



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE COMPUTAÇÃO
PÓS-GRADUAÇÃO EM COMPUTAÇÃO

Um sistema de apoio à decisão bicritério para o planejamento da operação energética

Alberto Sergio Kligerman

Orientador: Celso da Cruz Carneiro Ribeiro

NITERÓI, RJ – BRASIL
2009

Um sistema de apoio à decisão bicritério para o planejamento da operação energética

Alberto Sergio Kligerman

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Computação. Área de Concentração: Otimização Combinatória e Inteligência Artificial

Orientador: Celso da Cruz Carneiro Ribeiro

Niterói, dezembro de 2009

Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca da Escola de Engenharia e Instituto de Computação da UFF

K65 Kligerman, Alberto Sergio.
Um sistema de apoio à decisão bicritério para o planejamento da
operação energética / Alberto Sergio Kligerman. – Niterói, RJ : [s.n.],
2009.
108 f.

Tese (Doutorado em Computação) – Universidade Federal
Fluminense, 2009.
Orientador: Celso Carneiro Ribeiro.

1. Sistema de apoio à decisão. 2. Apoio multicritério à decisão. 3.
Planejamento de operação energética. I. Título.

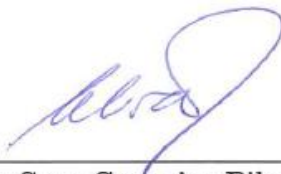
CDD 658.403

Um sistema de apoio à decisão bicritério para o
planejamento da operação energética

Alberto Sergio Kligerman

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Computação. Área de concentração: Otimização Combinatória e Inteligência Artificial.

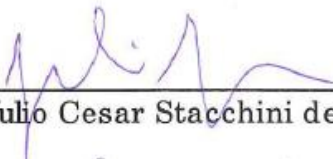
Aprovada por:



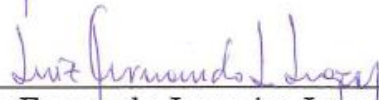
Prof. Celso da Cruz Carneiro Ribeiro / IC-UFF (Presidente)



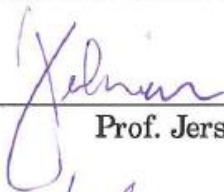
Prof. Simone de Lima Martins / IC-UFF



Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza / IC-UFF



Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey / COPPE-UFRJ



Prof. Jerson Kelman / COPPE-UFRJ



Prof. Hermano de Medeiros Ferreira Tavares/ UNICAMP

Niterói, dezembro de 2009

“Se à noite choras pelo Sol, não verás as estrelas”

Rabindranath Tagore, poeta indiano (1861-1941)

Agradecimentos

Doutorado é sempre um processo penoso, mas nessa página gostaria de agradecer aos que o tornaram uma agradável jornada.

Inicialmente a Luiz Alberto Machado Fortunato que, sendo meu gestor no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – confiou em mim e me persuadiu a fazer Doutorado.

Imensamente ao Professor Celso Carneiro Ribeiro, por sua experiência, sabedoria, amizade e cumplicidade na orientação.

Carinhosamente à minha amada esposa, Débora, ao meu querido filho, Oliver, e aos meus valiosos pais e irmão, que me compreenderam e me estimularam o quanto puderam para que eu seguisse em frente.

Especialmente aos amigos Roberto Fontoura, meu atual gestor, pelo fundamental apoio na reta final, Maria Cândida, que vibrou todo o tempo com o tema desta tese, Sergio Menezes, que me apoiou na operacionalização do protótipo e Leontina Pinto, pelos importantes insights que surgiram em nossos debates.

Respeitosamente a todos os professores, colegas e funcionários da UFF com quem tive o privilégio de conviver neste período, bem como aos membros da banca, pela generosidade e pelas relevantes opiniões.

Calorosamente aos amigos da Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos: Cecília, Maria Helena, Mônica, Alessandra, Francislene, Joari, Carlos Eduardo e Murilo, pelo apoio recebido em momentos cruciais e, de forma geral, aos amigos do ONS, todos brilhantes profissionais cuja convivência é tão nutritiva para a alma.

Finalmente, a cada um que, à sua maneira, contribuiu para que houvesse razão e emoção nesta jornada acadêmica. Espero tê-los honrado através deste trabalho. Acredito que um ser humano não vale pelo que é, mas pelo que faz os outros serem.

Resumo da Tese de Doutorado apresentada à UFF como requisito parcial para a obtenção do grau de Doutor em Computação (D.Sc).

Um sistema de apoio à decisão bicritério para o
planejamento da operação energética

Alberto Sergio Kligerman

Dezembro / 2009

Orientador: Celso da Cruz Carneiro Ribeiro
Programa de Pós-Graduação em Computação

As técnicas atualmente utilizadas para o planejamento da operação energética do sistema interligado nacional foram construídas no contexto do período desenvolvimentista do pós-guerra, em que se buscava, utopicamente, a automatização das decisões através da sofisticação da modelagem computacional, mesmo diante de problemas de grande porte, com alto grau de incerteza. As decisões tomadas tinham como meta a minimização do custo total de operação. Este paradigma perdeu sustentação ao longo do tempo, com o surgimento de demandas sociais que exigiram a consideração de múltiplos critérios na condução de atividades como o planejamento da operação do sistema elétrico interligado. A tese proposta reconhece que não há como se buscar a solução ótima com a informação imperfeita que a modelagem computacional é capaz de tratar. Neste novo paradigma, é indiscutível a participação humana em qualquer decisão. Para isso, é proposto um sistema de apoio à decisão, cujo principal objetivo é transformar toda a informação disponível em conhecimento à disposição do decisor para o despacho hidrotérmico do sistema elétrico, integrando a modelagem computacional e o tratamento de dados.

Abstract of the Thesis presented to UFF as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.).

A bi-criteria decision support system
for the energetic operation planning

Alberto Sergio Kligerman

December / 2009

Advisor: Celso da Cruz Carneiro Ribeiro

Department of Computer Science - IC/UFF

The energy aspects of the electric system operation planning in the Brazilian interconnected system are still outlined according the paradigm of the post-war period, in which all the efforts sought the automation of most decisions, through the crescent sophistication of the computational models, even when coping with uncertainty in complex and huge problems. In the case of the electric system, the decisions are taken based on the minimum expected total cost. This paradigm, however, has been weakened recently, in contrast to several social demands that raised multiple criteria to be considered by the operation planning studies. This thesis recognizes that there is no purpose on searching what is called the optimal solution, considering the imperfect information that the computation models are capable to deal within the field of operation planning. Under a new paradigm that is described, the direct participation of a human decisor in the process is required. According to this, a decision support system is proposed, in which all the available information is given to the decisor, and the result will be the hydrothermal dispatch as a result of the operation planning studies. The DSS comprises the computation models, the dataware and the decision tools.

Palavras-chave

1. Sistema de Apoio à Decisão
2. Decisão Multicritério
3. Planejamento da Operação Energética

Glossário

ANEEL	: Agência Nacional de Energia Elétrica
CAR	: Curva de Aversão a Risco
CCEE	: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	: Custo Marginal de Operação
CMSE	: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (ligado ao MME)
CVU	: Custo Variável Unitário
EAR	- Energia Armazenada
ENA	- Energia Natural Afluente
GCOI	: Grupo Coordenador da Operação Interligada
MCDA	: Análise Multicritério
MME	: Ministério de Minas e Energia
MWh	: Megawatt-hora
MWmed	: Megawatt-médio (energia em um intervalo de tempo genérico)
ONS	: Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDDE	: Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	: Programação Dinâmica Estocástica
PMO	: Programa Mensal de Operação
SAD	: Sistema de Apoio à Decisão
SIN	: Sistema Interligado Nacional
UHE	: Usina hidroelétrica
UTE	: Usina termoelétrica

Sumário

Resumo	ix
Glossário	xv
Lista de figuras	xix
Lista de tabelas	xxi
Capítulo 1 Introdução	1
Capítulo 2 Avaliação da modelagem atual	9
2.1 Condicionantes que resultaram na adoção da modelagem atual	9
2.2 Programação dinâmica estocástica como base da modelagem atual	10
2.3 Avaliação das abordagens estocástica e determinística	13
Capítulo 3 Proposição do sistema de apoio à decisão	19
3.1 Motivação	19
3.2 O papel do decisor humano	20
3.3 Adoção da modalidade cooperativa do SAD	21
3.4 Componentes do SAD	22
Capítulo 4 Referencial Teórico para o SAD	25
4.1 Teoria da Decisão	25
4.1.1. Identificação dos modelos de decisão utilizados no planejamento da operação	28
4.2 Análise multicritério	29
4.2.1. Conceitos e definições	30
4.2.2. Obtenção das soluções não dominadas	32
4.2.3. Métodos de apoio à decisão em análise multicritério	34
Capítulo 5 Metodologia do SAD	45
5.1 Premissas básicas	45
5.2 Funcionalidades do SAD	47
5.3 Determinação do conjunto de soluções não dominadas	48
5.3.1. Obtenção dos cenários de afluência	49
5.3.2. Determinação das soluções não dominadas	55
5.4 Apoio à decisão dentre as soluções não dominadas	57
5.5 Tratamento da racionalidade limitada	63

Capítulo 6	Implementação do SAD	67
6.1	Descrição do protótipo	67
6.1.1.	Geração do conjunto de soluções	68
6.1.2.	Determinação das soluções não dominadas	70
6.1.3.	Seleção da decisão a ser adotada	71
6.2	Validação do protótipo	72
6.2.1.	Primeiro caso de estudo: maio de 2009	72
6.2.1.1.	Condições do estudo	72
6.2.1.2.	Determinação das soluções não dominadas	76
6.2.1.3.	Escolha da decisão a ser adotada	77
6.2.2.	Segundo caso de estudo: abril de 2008	84
6.2.2.1.	Condições do estudo	84
6.2.2.2.	Determinação das soluções não dominadas	86
6.2.2.3.	Escolha da decisão a ser adotada	87
6.3	Avaliação dos resultados	93
6.4	Análise de sensibilidade	94
6.4.1.	Sensibilidade à aversão ao risco	94
6.4.2.	Maior sensibilidade a diferenças de custo	95
6.4.3.	Maior sensibilidade a diferenças de risco	96
6.4.4.	Avaliação da análise de sensibilidade	96
Capítulo 7	Conclusões e recomendações	97
Referências		101

Lista de figuras

Figura 1. Determinação do período crítico.....	3
Figura 2. Interligações representadas no planejamento da operação	4
Figura 3. Abordagem da otimização determinística.....	14
Figura 4. Abordagem da otimização estocástica.....	14
Figura 5. Afluências para as quais a otimização determinística é equivalente à estocástica.....	15
Figura 6. Custos com taxa de variação (valor absoluto) decrescente para maiores afluências	17
Figura 7. Estrutura do sistema de apoio à decisão	22
Figura 8. Mapeamento da Função Utilidade.....	26
Figura 9. Mapeamento da Função Consequência.....	26
Figura 10. Utilidade da Função Consequência	27
Figura 11. Blocos representativos da Teoria da Decisão	27
Figura 12. Soluções de um problema bicritério	30
Figura 13. Paradoxo de Condorcet	35
Figura 14. Cálculo do valor de concordância.....	38
Figura 15. Método PROMETHEE – 1ª classe	40
Figura 16. Método PROMETHEE – 2ª classe	40
Figura 17. Método PROMETHEE – 3ª classe	40
Figura 18. Método PROMETHEE – 4ª classe	41
Figura 19. Método PROMETHEE – 5ª classe	41
Figura 20. Método PROMETHEE – 6ª classe	41
Figura 21. Determinação das soluções eficientes ou não dominadas	48
Figura 22. Transformação de ruído normal para log-normal.....	53
Figura 23. Transformação de ruído log-normal para normal.....	54
Figura 24. Função de preferência para o critério custo	62
Figura 25. Função de preferência para o critério risco	62
Figura 26. Diagrama - metodologia do SAD.....	65
Figura 27. Representação esquemática de uma usina hidroelétrica	69
Figura 28. Função de produção linearizada	70
Figura 29. Perfil do parque térmico no SIN – maio de 2009.....	75
Figura 30. Geração térmica para os cenários considerados (caso maio 2009)	76
Figura 31. Determinação das soluções não dominadas (caso maio 2009)	77
Figura 32. Perfil do parque térmico no SIN – abril/2008.....	84
Figura 33. Geração térmica para os cenários considerados (caso abril 2008).....	86
Figura 34. Determinação das soluções não dominadas (caso abril 2008)	87

Lista de tabelas

Tabela 1: Problema da aposta com indiferença de Tversky	35
Tabela 2: Níveis considerados para a validação do protótipo – maio/2009.....	73
Tabela 3: Usinas termoeletricas – disponibilidade flexível em maio de 2009.....	74
Tabela 4: Requisitos de energia previstos para maio de 2009 (PMO)	75
Tabela 5: Valores dos atributos das soluções não dominadas (caso maio 2009)	78
Tabela 6: Desvios de previsão até o próximo novembro (caso maio 2009)	79
Tabela 7: Aderência das soluções às informações externas (caso maio 2009)	81
Tabela 8: Atributos das soluções selecionadas.....	81
Tabela 9: Função de preferência para o critério custo (caso maio 2009)	82
Tabela 10: Função de preferência para o critério custo (caso maio 2009).....	83
Tabela 11: Escolha da decisão a ser tomada (caso maio 2009)	83
Tabela 12: Níveis considerados para a validação do protótipo – abril/2008.....	84
Tabela 13: Usinas termoeletricas – disponibilidade flexível em abril de 2008.....	85
Tabela 14: Requisitos de energia previstos para abril de 2008 (PMO).....	86
Tabela 15: Valores dos atributos das soluções não dominadas (caso abril 2008)	88
Tabela 16: Desvios de previsão até o próximo novembro (caso abril 2008)	89
Tabela 17: Aderência das soluções às informações externas (caso abril 2008)	90
Tabela 18: Atributos das soluções selecionadas	90
Tabela 19: Função de preferência para o critério custo (caso abril 2008)	92
Tabela 20: Função de preferência para o critério custo (caso abril 2008)	92
Tabela 21: Escolha da decisão a ser tomada (caso abril 2008)	93
Tabela 22: Decisão com maior peso para o risco (caso maio 2009)	95
Tabela 23: Decisão com maior sensibilidade à diferença de custo (caso maio 2009)	95
Tabela 24: Decisão com maior sensibilidade à diferença de risco (caso maio 2009)	96

Capítulo 1

Introdução

Pode-se dizer que a energia elétrica é um produto envolto em incertezas. Em sentido amplo, as incertezas incluem a falta de dados confiáveis, os erros de medição, a possibilidade de falhas em equipamentos, a fragilidade das projeções de consumo, a instabilidade dos preços dos combustíveis, circunstâncias geopolíticas, ameaças de alterações no marco regulatório, o surgimento de novas tecnologias, o desconhecimento de estratégias competitivas dos agentes e a imprevisibilidade das condições climáticas.

Entretanto, mesmo em se tratando de um produto envolto em incertezas, as decisões de geração de energia elétrica em países nos quais esta provém predominantemente de usinas termoeletricas tornam-na um bem regido pelas leis de mercado. Neste caso, a meta de geração de cada usina termoeletrica é definida por ordem crescente de custo, cabendo à instituição responsável pela operação do sistema definir os montantes de geração que garantam o atendimento dos requisitos de consumo com confiabilidade e segurança, de acordo com as condições do sistema de transmissão.

Dentre as incertezas citadas, a imprevisibilidade das condições climáticas é a que tem maior impacto em países cuja energia elétrica provém, em sua maior parte, de usinas hidroeletricas. Entre estes poucos países está o Brasil, onde a hidroeletricidade fornece, em média, 92% da geração de energia elétrica necessária [68][69][70][71]. Para estocar a água que estará disponível para gerar energia, o Brasil possui usinas hidroeletricas com reservatórios que têm capacidade de regularização plurianual. Como nos demais sistemas elétricos, o

operador do sistema deve ajustar a geração do conjunto de usinas a níveis que não comprometam a segurança do sistema de transmissão. Isso, porém, não é suficiente. A incerteza quanto ao volume de água que estará afluindo a cada reservatório nas semanas e meses seguintes [81], lança importantes questões adicionais ao operador: quanto da água estocada em cada reservatório deve ser utilizada para gerar energia e atender ao consumo de toda a sociedade, de forma a garantir o estoque de energia para as próximas semanas, meses, ou mesmo anos? Quanto deve ser poupado de água, com a demanda correspondente sendo atendida por usinas termoeletricas?

A água estocada em uma usina que é utilizada para geração de energia em um determinado período não estará mais estocada nesta mesma usina no período seguinte. Esta água poderá passar, entretanto, no período seguinte, a ser estoque na usina que estiver a jusante. Estas questões, próprias dos sistemas predominantemente hidroelétricos como o brasileiro, traduzem a interdependência temporal e espacial das decisões tomadas, e tornam crucial o planejamento da operação energética, cujas decisões são tomadas com uma visão de curto e médio prazo.

O planejamento da operação no Brasil teve início a partir da assinatura do Tratado de Itaipu, em 1973, época em que passaram a ser construídos os grandes troncos de transmissão entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste e entre as regiões Norte e Nordeste, e a maior parte das usinas hidroelétricas hoje existentes. Para implementá-lo foi criado o Grupo Coordenador da Operação Interligada [38], coordenado pela Eletrobrás.

Este planejamento sempre se baseou no histórico de vazões para todas as usinas hidroelétricas, registrado desde janeiro de 1931, sendo que inicialmente a estratégia era definida com base no período crítico da região geoeletrica que compreende o Sudeste e Centro-Oeste. Conforme mostra a Figura 1, o período crítico para um reservatório representativo de um conjunto de usinas hidroelétricas é o intervalo de tempo, ao longo do histórico de vazões, compreendido entre o instante em que o reservatório está repleto e o primeiro instante posterior em que este se esvazia completamente, supondo o atendimento

sem déficit de uma determinada carga média ao longo de todo o período histórico, Esta carga é livremente ajustada para esta condição, e a geração destinada a atender esta carga é definida como a energia firme para este conjunto de usinas [35].

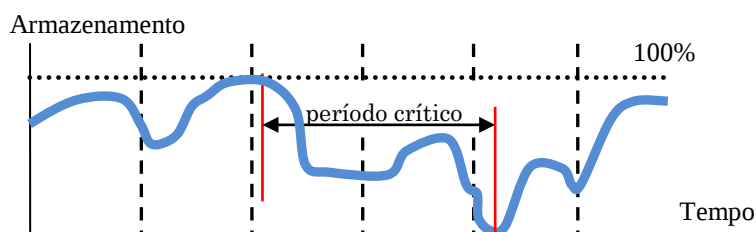


Figura 1. Determinação do período crítico

Na região geoeletrica Sudeste/Centro-Oeste, o período crítico compreende os anos de 1952 a 1956. O planejamento da operação iniciou-se então com o traçado de uma curva-limite, que determinava o nível dos reservatórios acima dos quais, mesmo ocorrendo as vazões do período crítico, seria possível garantir o atendimento da carga prevista para o sistema até o final do quinto ano do horizonte de planejamento. O mesmo se fazia com todas as demais regiões, cada uma com seu período crítico. O único critério considerado era, portanto, a segurança do atendimento.

Em pouco tempo, porém, a partir de 1979, este critério foi substituído pelo mínimo custo total esperado. Ao invés de se considerar apenas o cenário mais crítico, de 1952 a 1956, foi extraído do histórico de vazões um conjunto de índices estatísticos que inclui a média, o desvio padrão e a correlação temporal das vazões medidas nos postos hidrológicos em que atualmente estão situadas as usinas hidroelétricas. Estes índices foram introduzidos na técnica de Programação Dinâmica Estocástica (PDE), que determinava, a cada mês, o montante de geração térmica que deveria ser despachado para minimizar o custo total esperado ao longo de todo o horizonte de estudo, considerando todas as possibilidades de afluência [92]. Introduziu-se no algoritmo um custo para o déficit de energia, estipulado como um valor superior ao custo de geração da usina termoeletrica mais cara disponível. Cada região era representada pela agregação de todos os reservatórios de suas usinas em um único reservatório equivalente de energia. O algoritmo da

PDE utilizado tratava um reservatório equivalente por vez. As trocas de energia entre as regiões seguiam uma regra heurística de busca da igualdade entre os custos marginais de cada região, fornecidos pela PDE.

A consideração de um único reservatório equivalente por vez se devia à dificuldade causada pela dimensão do problema. A solução do planejamento da operação por PDE exige a discretização dos reservatórios equivalentes e da tendência hidrológica (vazões dos meses anteriores). Para exemplificar, se cada reservatório é discretizado em cem intervalos, e a tendência hidrológica a cada reservatório em dez intervalos, tem-se, para quatro reservatórios, 1 trilhão de estados a serem estudados, o que, com o estado da arte da capacidade de processamento da década de 80, era algo que não se concebia implementar.

Entretanto, ao ser lançada a interligação das regiões Norte e Nordeste com o Sudeste/Centro-Oeste, no final da década de 90, conforme a Figura 2, passou a ser fundamental a otimização simultânea dos quatro reservatórios equivalentes.



Figura 2. Interligações representadas no planejamento da operação

De forma a escapar do problema da dimensionalidade, foi concebida a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [74], que permite trabalhar com um número drasticamente menor de estados que a PDE. Isso é possível porque a PDDE, além de calcular o custo em cada um dos estados, utiliza também a taxa de variação do custo com o nível de armazenamento, ou seja, o custo marginal da água, conhecido como “valor da água”. Com esta derivada, pode-se obter o mínimo

custo de operação em qualquer estado, pela interpolação ou extrapolação do custo de estados vizinhos, sendo este custo aproximado através da solução de um problema de programação linear.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), empresa constituída em 1998 para suceder o GCOI [5][78][79], passou a adotar a Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE [64], metodologia incorporada no modelo de otimização NEWAVE [23] [44], desenvolvido pelo CEPEL. O ONS utiliza a PDDE com a consideração de 200 cenários de afluência por todo o horizonte de estudo [55]. Para as condições verificadas no primeiro semestre de 2009, com 32 processadores em paralelo, os resultados eram obtidos após cerca de 2 horas, tempo que variava de acordo com o número de iterações necessárias para a convergência do cálculo da estratégia. O horizonte de planejamento do NEWAVE é de cinco anos, mesmo comprimento do período crítico, conforme definido na página 2, da região Sudeste/Centro-Oeste. A estratégia resultante, a reservatório equivalente por região, é o ponto de partida para o cálculo da geração por usina hidroelétrica individualizada, realizado por um outro modelo, DECOMP [24]. O acoplamento entre esses dois modelos garante que as decisões tomadas seguem o princípio de minimização do custo total esperado de operação para todo o horizonte.

A partir do final da década de 90, a retração nos investimentos em novas usinas, agravada por um período de afluências relativamente baixas nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, exigiu do governo a adoção de medidas que culminaram com a decretação do racionamento de energia [28]. No período de nove meses de racionamento, de junho de 2001 a fevereiro de 2002, em um programa muito bem sucedido, o Brasil economizou 26 milhões de MWh, o que foi suficiente para a recuperação dos níveis dos reservatórios.

Este processo acabou por evidenciar o esgotamento do paradigma da operação pelo mínimo custo total esperado. Por este paradigma, a operação se conformava com a garantia de suprimento de 95%, ou seja, lidava com a incerteza das afluências e um parque gerador planejado com a consideração de risco anual de 5% de déficit de energia.

Além disso, como no marco regulatório vigente os três primeiros anos do planejamento da operação não são cobertos por licitações de novas usinas, apenas decisões operativas podem buscar a confiabilidade do atendimento energético do Sistema Interligado Nacional - SIN, cabendo ao ONS indicar as medidas a serem tomadas.

Neste sentido, o governo determinou, através da Resolução 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia, de 24/01/2002 [16], que fosse traçada, para cada região, uma curva de segurança de armazenamento. Esta curva, ao invés da supor a ocorrência do período crítico de cada região, como foi feito na década de 70 para a obtenção da curva-limite, é traçada a partir da escolha de uma combinação de condições hidrológicas severas para os próximos dois anos. Esta curva passou a ser chamada Curva de Aversão a Risco (CAR), e, como requisito de segurança, convive com o critério de mínimo custo esperado, absoluto até então.

Em atendimento a esta mesma resolução, o ONS, em conjunto com o CEPEL, introduziu no modelo NEWAVE o mecanismo de aversão a risco, baseado na CAR [45]. Por este mecanismo, caso o nível de algum dos reservatórios equivalentes esteja abaixo da CAR, o valor da água para esta região torna-se automaticamente igual ao custo da usina termoeletrica mais cara do SIN. Isso marcou a introdução, no âmbito da solução de mínimo custo esperado, de uma maior ponderação para situações de escassez, representadas pelo requisito de segurança informado através da CAR.

A introdução deste mecanismo de aversão a risco no modelo NEWAVE, contudo, não evitou que, em diversas ocasiões, as decisões provenientes dos modelos NEWAVE e DECOMP fossem complementadas com outros estudos, resultando em decisões de despacho diferentes das apresentadas por estes modelos. Com efeito, a partir de maio de 2009, o ONS passou a utilizar para o despacho hidrotérmico, à margem da solução apresentada pela cadeia de modelos computacionais e em prol de uma segurança ainda maior de atendimento, um conjunto de procedimentos operativos de curto prazo. Estes procedimentos foram propostos pelo ONS [56], aprovados pelo Comitê de Monitoramento do Sistema

Elétrico (CMSE) ao longo de 2008 e homologados pela ANEEL em maio de 2009 [2].

Este breve histórico evidencia que, em vários momentos, foi necessário incorporar aos modelos computacionais vários requisitos externos – muitas vezes visando a segurança do sistema – de modo a contemplar as perspectivas e metas dos gestores do sistema e do mercado. Fica dessa forma assentada a necessidade de reconhecer este novo paradigma, e de dotar o planejamento da operação de um adequado sistema de apoio à decisão (SAD), em que toda a informação disponível possa ser aproveitada, tratada e transformada em conhecimento à disposição do decisor, que assim poderá atuar de forma consistente, segura e fundamentada. Este é o objetivo deste trabalho.

No próximo capítulo é avaliada a modelagem atualmente utilizada, com ênfase na análise da opção pela otimização estocástica para o problema em questão. Esta abordagem busca a solução ótima através de um pesado esforço computacional, o que parece inócuo. Afinal, conforme mencionado no início, são muitas as incertezas não consideradas. Há significativas imprecisões nos dados utilizados e a representação contém importantes simplificações. Além disso, a função-objetivo da modelagem atual, cujo único critério é a minimização do custo esperado de operação, parece inadequada frente à relevância que o planejamento passou a depositar na busca da segurança energética.

No Capítulo 3 é proposta a utilização de um sistema de apoio à decisão, com preferência para a abordagem cooperativa. É descrita a estrutura básica do SAD, constituída por um gerenciador de dados, ferramentas de apoio à decisão, modelos computacionais e a interface homem-máquina.

No Capítulo 4 é abordado o referencial teórico para o SAD. A partir da Teoria da Decisão, são descritos os princípios da abordagem multicritério, e selecionados os métodos aderentes ao SAD cooperativo. São também tratadas as ferramentas de análise para a seleção da solução a ser adotada, com base em conceitos de causalidade e análise de riscos.

No Capítulo 5 é descrita a modelagem adotada no SAD para a geração de soluções, a técnica utilizada para determinação das soluções não dominadas e as análises para seleção da solução a ser adotada.

O Capítulo 6 traz a implementação do SAD, através do desenvolvimento de um protótipo, com sua aplicação em algumas situações e a análise de seus resultados.

O Capítulo 7 contém as conclusões e recomendações para seguimento da pesquisa.

Capítulo 2

Avaliação da modelagem atual

2.1 Condicionantes que resultaram na adoção da modelagem atual

O planejamento da operação do sistema elétrico [27] tem como função básica determinar a meta semanal de geração para cada usina do SIN, com a correspondente repartição da geração entre os parques hidroelétrico e termoeletrico de cada região. Em função dos estudos realizados, a sociedade é informada quanto às condições de atendimento da carga no presente e em todo o período contido no horizonte quinquenal.

Esta atividade é cumprida pelo ONS, que atua segundo Procedimentos de Rede [63] homologados pela ANEEL, agência reguladora do setor elétrico. O que a sociedade e centenas de agentes de geração, transmissão e distribuição, que são membros associados ao ONS, esperam é que as decisões tomadas no planejamento da operação sejam racionais, econômicas e seguras no horizonte de estudo considerado, e que seu trabalho seja conduzido com neutralidade, transparência, integridade, representatividade, flexibilidade e razoabilidade, conforme determina seu Estatuto [3].

A reestruturação do setor elétrico, promovida a partir do final de 1996 pelo Ministério das Minas e Energia – MME – para permitir a abertura do setor e o ingresso de capital, teve, em seu bojo, a determinação de que o preço de liquidação da energia não contratada seria extraído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pelas instituições que a antecederam, ASMAE e MAE,

diretamente do Custo Marginal de Operação (CMO), que é um dos resultados da cadeia de modelos computacionais que fornece ao ONS as metas de geração semanais.

Isso foi determinante para que o ONS, ao ser criado, tivesse a atribuição de manter, e mesmo ampliar, o uso de modelos computacionais como formuladores de decisão. A metodologia utilizada foi a que já estava delineada, desde a década de 80, quando o CEPEL e a Eletrobrás, em parceria com o GCOI, conceberam e desenvolveram os modelos baseados em programação dinâmica estocástica com a função de minimizar o custo esperado total da operação [7].

2.2 Programação dinâmica estocástica como base da modelagem atual

O desenvolvimento de modelos baseados em programação dinâmica estocástica se iniciou com a busca da minimização do custo total de operação quanto às decisões operativas para um único reservatório equivalente. Como já foi mencionado, o reservatório equivalente corresponde à soma da capacidade de armazenamento de todas as usinas hidroelétricas de uma mesma região. Através de programação dinâmica estocástica, era determinada a decisão ótima de geração térmica a ser adotada em função de cada estado em que se encontrasse o reservatório equivalente. Cada estado era constituído pelo nível de armazenamento do reservatório equivalente e pela tendência hidrológica, representada pela afluência no mês anterior. O reservatório era dividido em 100 fatias, e a distribuição de probabilidades da afluência do mês anterior era dividida em dez intervalos. Tinha-se, portanto, que calcular, a cada mês, a decisão ótima para 1000 possíveis estados. A decisão para cada um destes estados era aquela que minimizava o custo esperado para o conjunto de dez cenários equiprováveis de afluência para o mês. O modelo implementado para este método, utilizado a partir de 1980, denominava-se PDE [92].

A solução encontrada por este método é robusta, em relação à amostragem, pois são varridos 1000 estados a cada mês e considerados dez cenários equiprováveis de afluência, para um único reservatório. Algumas desvantagens, entretanto, podem ser destacadas:

- O único critério utilizado é a minimização do custo esperado. Não há qualquer tratamento especial para as hipóteses de hidraulicidade mais severa, ou seja, o método é neutro em relação ao risco.
- Todas as usinas hidroelétricas de uma região são representadas por um único reservatório equivalente. Esta simplificação, apesar de aceitável no médio prazo, acarreta perda na representatividade de vertimentos localizados e, portanto, afastamento em relação à real trajetória de armazenamento [47].
- A única incerteza modelada é a afluência. No médio prazo, entretanto, ocorrem variações nos custos de combustível para geração termoelétrica, os cronogramas de expansão são revistos e o mercado evolui diferentemente do que foi projetado. A não consideração destas incertezas pode acarretar inconformidade quanto ao futuro projetado para a tomada de decisão em relação à efetiva evolução da trajetória de armazenamento dos reservatórios que se verifique ao longo do horizonte.
- Os dados físicos relativos aos aproveitamentos hidroelétricos, assim como as afluências medidas desde 1931, carregam significativas imprecisões a todo o processo de cálculo.

Estes aspectos indicam que pode ser questionável tratar como solução ótima o resultado fornecido por esta modelagem computacional [19].

Nesta implementação, em que as estratégias eram calculadas por PDE individualmente para cada reservatório equivalente, os fluxos de energia entre os subsistemas (regiões geo-elétricas) Sul e Sudeste/Centro-Oeste e entre os subsistemas Norte e Nordeste eram determinados através de balanços com trocas empíricas. Em 1983 este procedimento foi implementado pelo modelo

BALTROC [31]. As trocas eram feitas apenas para substituição de geração térmica ou redução de vertimento. A partir de 1985, e durante os 13 anos seguintes, foi utilizado o modelo BACUS [32], que utiliza o valor da água de cada subsistema como referência para as trocas de energia. O valor da água para cada estado de um subsistema é obtido a partir do resultado da PDE, pela diferença de custo futuro entre dois estados vizinhos dividida pela diferença de armazenamento entre os mesmos estados. A PDE por reservatório equivalente, neste caso, era recalculada iterativamente, sendo que seu requisito de energia do subsistema era adicionado ou subtraído do intercâmbio médio verificado a cada mês nas trocas empíricas da iteração anterior.

Este método empírico era criticado pelo fato de a estratégia não levar em consideração explicitamente os fluxos de intercâmbio. Ao mesmo tempo, ele sempre foi aceito de forma consensual, pelo amplo conhecimento de que o problema completo era intratável computacionalmente, pela dificuldade causada pela dimensão do problema. Afinal, a combinação de estados de quatro reservatórios equivalentes, considerando a mesma discretização utilizada para cada reservatório isolado, exigiria a representação de 1000^4 (um trilhão) de estados.

A possibilidade de se considerar os subsistemas interligados na cálculo da estratégia surgiu a partir de 1998, com a conclusão do desenvolvimento do modelo NEWAVE [23], fato que coincidia com a perspectiva de entrada em funcionamento da interligação entre as regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste, conforme mencionado no capítulo anterior. Este modelo utiliza a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que permite uma redução drástica na discretização utilizada para a varredura dos estados de cada reservatório equivalente, e permite representar explicitamente as interligações entre os quatro subsistemas, das regiões geoeletricas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Esta redução é possível pois, para cada estado, é calculado o custo futuro e também sua derivada em relação ao armazenamento presente (valor da água). Assim, o custo futuro para qualquer estado é obtido pela interpolação linear dos custos futuros dos estados em que estes foram calculados. Esta abordagem torna viável a obtenção da solução, ainda que esta consuma elevado tempo computacional. Como

indicado no capítulo anterior, o cálculo do custo futuro para 200 estados a cada mês em um horizonte de cinco anos, utilizando 32 processadores de 3.0 GHz, consome em torno de duas horas de processamento.

A PDDE é um algoritmo engenhoso. O método representa um avanço no estado da arte, mas é computacionalmente oneroso, e as premissas e simplificações adotadas na modelagem não permitem tratar muitas das incertezas e imprecisões já citadas. Conforme já mencionado, estas condições indicam que pode ser questionável tratar seu resultado como solução ótima. Além disso, a modelagem é pouco flexível.

2.3 Avaliação das abordagens estocástica e determinística

Em oposição à consideração da incerteza hidrológica, que corresponde à abordagem estocástica historicamente incorporada a todos os métodos utilizados no planejamento da operação, Soares [89][90] preconiza, desde a década de 80, a utilização de modelos que calculam sua estratégia supondo uma sequência hidrológica determinística esperada para o futuro. Esta modelagem permite a aplicação de modelos de programação não linear de forma eficiente do ponto de vista computacional e privilegia a consideração mais precisa de grandezas não lineares como rendimento, perdas hidráulicas, altura de canal de fuga e variação da produtibilidade por altura de queda.

Certamente a crítica mais forte a esta abordagem está no fato de que a estratégia leva em conta uma única hipótese de afluência para cada usina hidroelétrica em todo o horizonte, que certamente não é a que irá ocorrer. Hipóteses de afluências severas no médio prazo em relação à média histórica, por exemplo, sequer são consideradas.

Podem-se avaliar, entretanto, as semelhanças entre a abordagem estocástica e a abordagem determinística para solução do problema de planejamento da operação. O que as diferencia é que, enquanto a abordagem determinística toma a

decisão que fornece o mínimo custo para o cenário esperado (Figura 3), a abordagem estocástica toma a decisão que corresponda ao mínimo custo esperado para um conjunto de cenários (Figura 4).

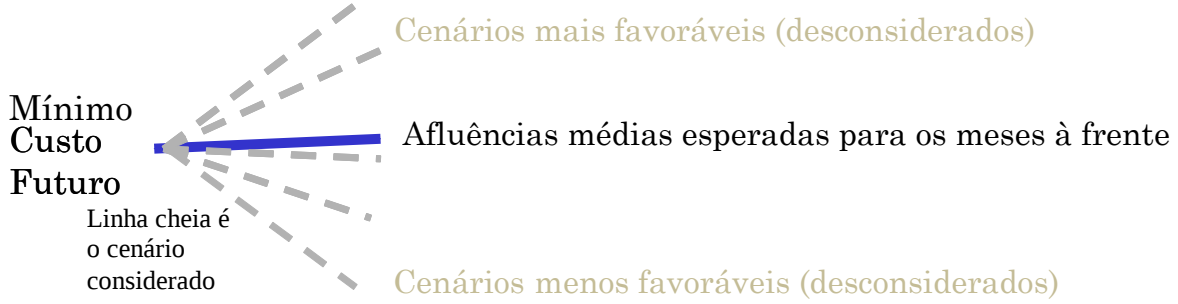


Figura 3. Abordagem da otimização determinística

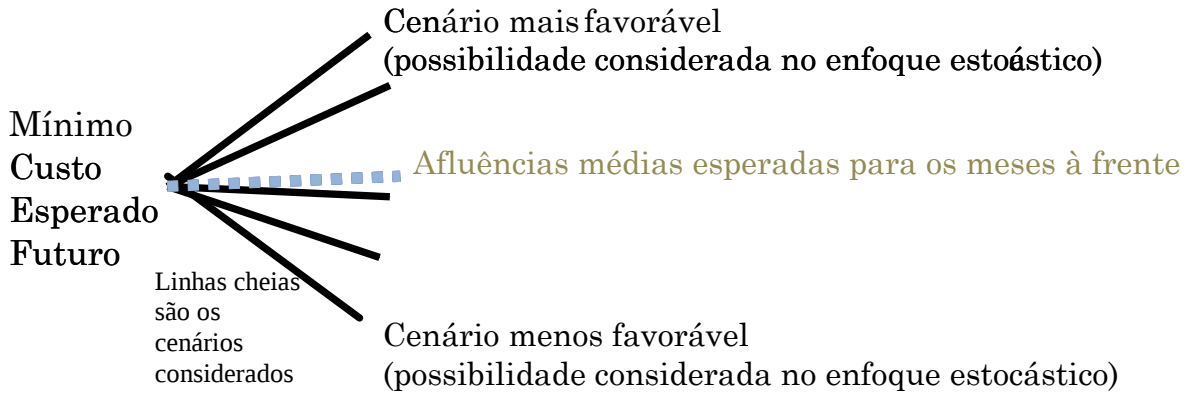


Figura 4. Abordagem da otimização estocástica

A otimização determinística, a partir do mês i , pode ser representada pela minimização do custo para todo o horizonte de estudo. Esse custo é calculado como uma função que depende do estado inicial, da decisão a ser tomada e das afluências esperadas para o futuro:

$$\min CTE_i = \min f \left(\text{estado}_i, \mathbb{E}_{k=1}^K \left(\text{eventos}_{t=i, \dots, N}^k \right), \text{decisão}_i \right), \quad (1)$$

onde CTE_i = custo total esperado a partir do mês i ;

K = número de cenários hidrológicos;

N = número de meses do horizonte de estudo;

estado_i = armazenamento e tendência hidrológica no início do mês i ;

eventos_t^k = afluências para o mês t , no cenário k ; e

decisão_i = geração das usinas hidroelétricas e termoelétricas no mês i

A otimização estocástica, a partir do mês i , para K cenários hidrológicos representativos, também minimiza o custo total esperado, mas nesta abordagem este custo é representado pelo valor esperado, para todos os cenários considerados, de uma função que depende do estado inicial, da decisão a ser tomada e das afluições por cenário:

$$\min CTE_i = \min \mathbb{E}_{k=1}^K \left(f(\text{estado}_i, \text{eventos}_{t=i, \dots, N}^k, \text{decisão}_i) \right) \quad (2)$$

De forma a poder reduzir a abordagem estocástica à abordagem determinística, seria necessário que, a partir das decisões de geração originadas da abordagem estocástica, fosse possível obter por engenharia reversa, uma trajetória de afluições que resultaria na mesma estratégia, caso fosse feita a otimização determinística para esta trajetória de afluições. Para tanto, os custos marginais obtidos para a hipótese de afluições determinística deveriam ser o mais possível iguais aos custos marginais obtidos para a árvore de cenários correspondente (Figura 5), e dessa forma as decisões de despacho seriam idênticas. Esta otimização com afluições determinísticas seria então equivalente, em resultado, à otimização estocástica considerando uma árvore de cenários.

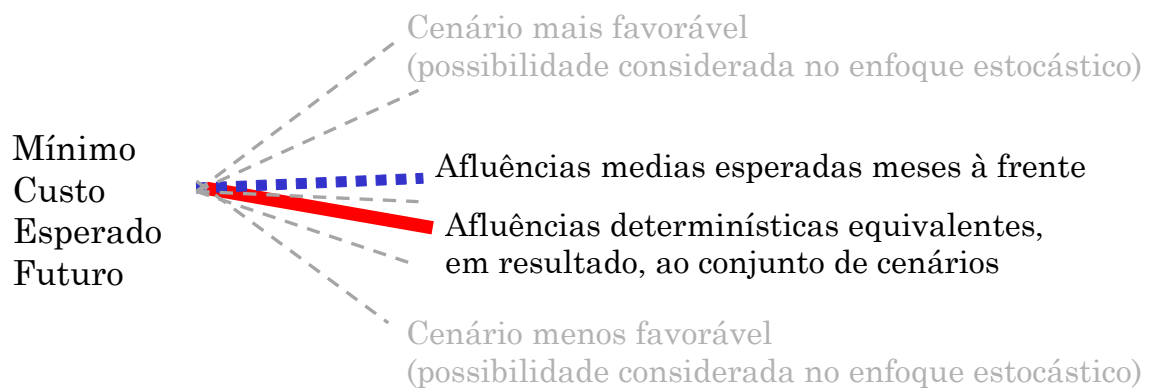


Figura 5. Afluições para as quais a otimização determinística é equivalente à estocástica

Ao menos quanto ao custo total esperado, essa igualdade é possível. A função CTE_i não tem descontinuidade, pois para qualquer degradação infinitesimal das condições futuras, o aumento no custo total esperado é sempre infinitesimal. Garante-se, portanto, que é possível ajustar uma trajetória determinística equivalente que resulte no mesmo custo da otimização estocástica. Nota-se,

inclusive, pela quantidade de aproveitamentos e meses no horizonte de estudo, que esta trajetória determinística pode não ser única.

Os custos marginais, por sua vez, são as derivadas parciais do custo total esperado e têm descontinuidades, devido aos degraus existentes entre os custos unitários de geração das diversas usinas termoeletricas. Neste caso não se poderia garantir a igualdade entre os custos marginais, mas seria ainda possível ajustar a trajetória determinística de tal forma que os custos marginais ficassem o mais próximos possíveis dos custos marginais obtidos pela otimização estocástica, conduzindo a idênticas decisões de despacho. Dessa forma, as abordagens estocástica e determinística tornar-se-iam comparáveis. A trajetória de afliências determinísticas com solução equivalente à otimização estocástica, porém, não é coincidente com a trajetória de afliências esperadas, que tradicionalmente é utilizada pela otimização determinística.

Nestas condições, caso as estratégias calculadas para ambas as abordagens fossem repetidamente utilizadas, em um mesmo mês, para um número suficientemente elevado de hipóteses de cenários de afliência, por construção, a abordagem estocástica obteria, em média, um resultado melhor que a abordagem determinística, o que pode ser representado pela seguinte expressão, referente a um problema convexo de minimização:

$$E[f(x)] < f(E[x]) \quad (3)$$

Esta é justamente a argumentação utilizada na literatura para apresentar a otimização estocástica [87]. Na vida real, entretanto, as decisões para cada mês são tomadas uma única vez, e apenas um cenário de afliências se verifica. A próxima decisão só será tomada no próximo mês, sob diferentes condições, constituindo-se desta forma em outro problema. Deve-se considerar, também, que o custo mínimo esperado da otimização estocástica para uma árvore de cenários tem uma incerteza associada e, portanto, um intervalo de confiança.

A função de custo futuro em relação ao montante de afliência tende a ter custo marginal (em valor absoluto) decrescente, como mostrado na Figura 6. Isso

indica que a trajetória determinística equivalente em resultado à otimização estocástica tende a ser mais severa que a trajetória esperada, conforme ilustrado na Figura 5. De forma a intuir como equivalentes as abordagens estocástica e determinística, uma alternativa seria buscar a utilização, na otimização determinística, da afluência correspondente a um determinado limite inferior, ao invés da afluência esperada.

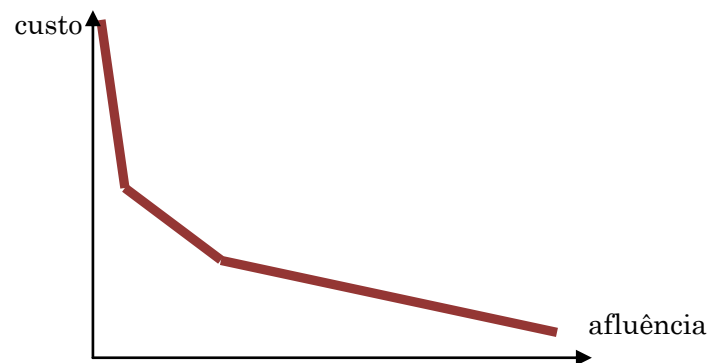


Figura 6. Custos com taxa de variação (valor absoluto) decrescente para maiores afluências

Esta constatação é útil para o desenvolvimento do sistema de apoio à decisão, pois dá margem à utilização de modelos computacionais com a agilidade da otimização determinística para a montagem das cadeias causais que propiciarão ao decisor as informações necessárias.

O sistema de apoio à decisão a ser proposto na sequência deste trabalho, portanto, deve se basear, além das informações que estejam disponíveis, em resultados de modelos computacionais ágeis e de resposta rápida, com a abordagem e o detalhamento condizentes com as imprecisões e incertezas do processo [46].

O capítulo seguinte apresenta a estrutura básica para o sistema de apoio à decisão proposto.

Capítulo 3

Proposição do sistema de apoio à decisão

3.1 Motivação

Muitos trabalhos apresentados na literatura com o objetivo de solucionar o problema do planejamento da operação do sistema elétrico quanto à repartição da geração entre os parques hidroelétrico e termoeleétrico de cada região utilizam ou propõem modelos computacionais que determinam uma única decisão, que normalmente é a que corresponde ao mínimo custo esperado. Sem que os modelos possam representar plenamente o conjunto de fatores que afetam as condições do estudo, a decisão fornecida pela modelagem computacional frequentemente desconsidera implicitamente as atuais necessidades da sociedade e do setor elétrico.

O reconhecimento desta limitação é tácito, desde que foi decretado o racionamento de energia, em 2001. Com base em estudos elaborados a partir de informações não representáveis nos modelos computacionais oficialmente adotados, conforme Notas Técnicas elaboradas pelo ONS [57][59][61], o setor elétrico praticou por diversas vezes, desde o término do racionamento em 2001, decisões diferentes das fornecidas por esses modelos. Desde maio de 2009 estes estudos estão codificados através de um conjunto de procedimentos operativos homologados pela ANEEL. Este processo pode ser aperfeiçoado através de um sistema de apoio à decisão, com estudos fundamentados em Teoria da Decisão e o uso de ferramentas especificamente definidas para consolidar este novo paradigma.

Tendo então por objetivo indicar um arcabouço integrado que possa vir a substituir a atual ramificação entre os modelos computacionais e os procedimentos operativos adotados, esta tese propõe um Sistema de Apoio à Decisão para o planejamento da operação energética. Pretende-se, com isso, dirigir o esforço computacional para atender, de forma sistêmica, ao novo paradigma de decisão quanto ao despacho hidrotérmico.

O SAD proposto permite que, mensalmente, se obtenha uma decisão satisfatória de repartição da geração entre os parques hidroelétrico e termoeletrico de cada subsistema, levando em consideração todas as informações e estudos de cenários que possam subsidiar e respaldar a decisão [41].

3.2 O papel do decisor humano

Em se tratando de decisão sob incerteza, o enfoque informal com que o homem utiliza o bom senso ou a experiência é, muitas vezes, ineficaz e ineficiente. Supõe-se que o decisor humano é vítima da limitação da racionalidade [39] e que, dessa forma, não aplicará adequadamente os princípios da Teoria da Decisão. Ademais, mesmo baseado em cadeias causais, o raciocínio do decisor é deficiente quando este desconhece fatos essenciais para que toda a cadeia causal seja percorrida. Mais ainda, dificilmente o decisor poderia avaliar, sem o auxílio computacional, inúmeras possíveis alternativas e suas consequências.

Com base nisso, alguns ramos da Teoria da Decisão supõem a existência de um tomador de decisões que esteja correta e completamente informado, que não cometa erros de cálculo e que não aja emocionalmente. Para tanto, propõem que, sempre que possível, se automatizem as decisões através de modelos computacionais, cabendo ao decisor humano apenas enunciar suas preferências.

Os modelos computacionais, entretanto, ainda que sejam emocionalmente neutros, sofrem as limitações de simplificações e de insuficiente representatividade do problema. Nunca estarão, portanto, correta e completamente informados quanto ao problema do planejamento da operação do SIN. Há incerteza quanto aos

recursos e requisitos, objetivos incomensuráveis e impactos sociais intangíveis. Muitas das informações disponíveis são acessíveis apenas ao decisor humano, que dispõe, além disso, de seu conhecimento técnico, de sua experiência profissional e de sua intuição.

Deve-se reconhecer então que, assim como é na medicina, também no planejamento da operação energética seja dado ao ser humano o papel (e a responsabilidade) de tomador de decisões, com a Teoria da Decisão a orientá-lo e cabendo às ferramentas o papel de apoiá-lo, com o tratamento e a análise da informação disponível, de forma a mitigar os aspectos emocionalmente prejudiciais.

3.3 Adoção da modalidade cooperativa do SAD

O conceito de apoio à decisão emergiu da pesquisa teórica sobre decisão organizacional, entre os anos 50 e 60, no Carnegie Institute of Technology, e do desenvolvimento em computação interativa conduzido principalmente pelo Massachusetts Institute of Technology – MIT – nos anos 60. Nos anos 70 o estudo em sistemas de apoio à decisão tornou-se propriamente uma área de pesquisa, que ganhou mais força a partir dos anos 80 [36].

Hattenschwiler classifica os sistemas de apoio à decisão como passivos, ativos ou cooperativos. Um SAD passivo é um sistema que auxilia o processo de tomada de decisão, mas não traz explicitamente sugestões ou soluções. Um SAD ativo traz como resposta sugestões ou soluções para o problema apresentado. Um SAD cooperativo interage com o decisor para que este modifique, complete, ou refine as sugestões apresentadas. O SAD, neste caso, realiza a validação das sugestões até que uma solução consolidada seja obtida. Este mesmo autor [37] sustenta que decisões tomadas em ambientes dinâmicos e pouco previsíveis, como no caso do SIN, normalmente se caracterizam pelo acesso a informações

descentralizadas e frequentemente atualizadas, o que caracteriza e reforça a utilização da modalidade cooperativa no SAD a ser proposto nesta tese.

O SAD deve disponibilizar ao decisor todas as informações e bases de conhecimento. A sistematização do processo, neste caso, é fundamental, para que seja suficientemente cumprido o requisito de racionalidade na decisão.

3.4 Componentes do SAD

Inicia-se a descrição da estrutura do Sistema de Apoio à Decisão por sua centralidade no decisor humano, a partir da Figura 7, em que são mostrados os seguintes componentes: blocos de informações, o gerenciador de dados, as ferramentas de apoio à decisão, os modelos computacionais e a interface homem-máquina que propiciará a inclusão formal do decisor humano no processo [82].

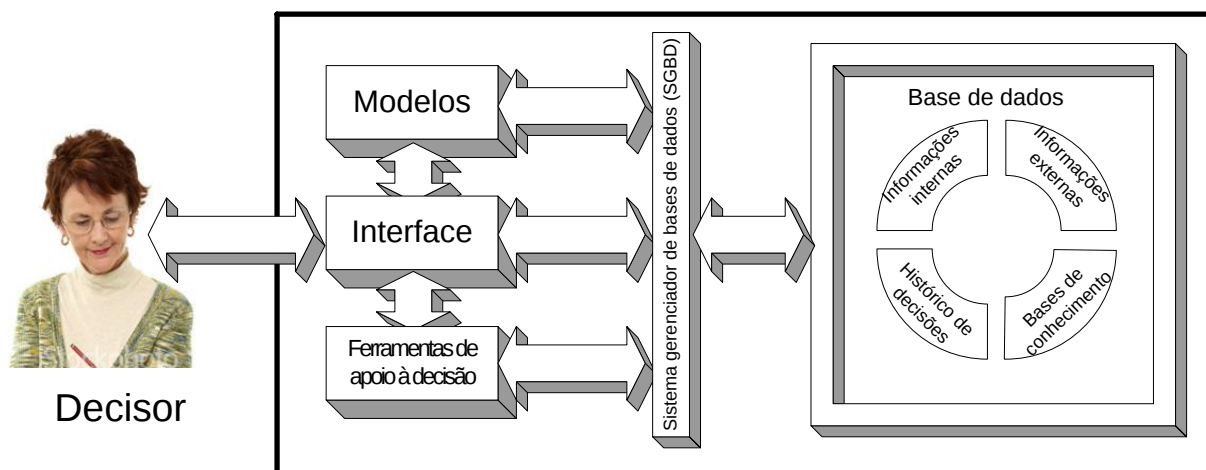


Figura 7. Estrutura do sistema de apoio à decisão

Conforme descrito anteriormente, o SAD será configurado neste trabalho de forma a se obter, mensalmente, uma decisão satisfatória de repartição mensal da geração entre os parques hidroelétrico e termoeletrico de cada subsistema, levando em consideração todas as informações e estudos de cenários que possam subsidiar e respaldar a decisão.

A interface é um item fundamental do SAD, pois viabiliza a plena participação do decisor. Além de ser uma interface gráfica, é o nó do sistema que

exerce, em nome do decisor, o diálogo com os modelos computacionais, as ferramentas de decisão e o sistema gerenciador de bases de dados.

Os modelos computacionais têm a incumbência de representar o mais adequadamente possível o parque gerador e suas condições operativas e executar, na modalidade multicritério, estudos com um conjunto de possíveis cenários de recursos e requisitos. A missão dos modelos computacionais é fornecer, em poucos minutos, um conjunto de soluções satisfatórias, obtidas da maneira como se verá adiante, a serem consideradas pelo decisor, que para tanto contará com as ferramentas de apoio à decisão.

As ferramentas de apoio à decisão, na modalidade cooperativa, apóiam o decisor na elaboração de estudos de cenários através dos modelos computacionais e analisam as relações de causalidade [73], em que as diversas informações são apuradas e depuradas, podendo para isso se fazer uso de técnicas como, por exemplo, mineração de dados [96].

O SAD deverá também prover ao decisor informações que minimizem a possibilidade da decisão ser afetada por vieses cognitivos dos limites da racionalidade, tais como os descritos a seguir [15]:

- Heurística da disponibilidade – tendência a considerar mais prováveis os acontecimentos disponíveis na memória.
- Ilusão de controle – tendência a superestimar o grau de controle sobre os resultados.
- Conservadorismo – tendência a se agarrar a um prognóstico, mesmo na presença de novas informações.
- *Wishful thinking* – tendência a superestimar a probabilidade de resultados desejados.
- Correlação ilusória – tendência a associar dois acontecimentos ignorando as demais dependências.
- Enviesamento da regressão – tendência a projetar eventos extremos, ignorando a tendência para a média.

Todo este processo tem por objetivo tratar adequadamente a informação, possibilitando que a decisão a ser tomada seja satisfatória e ao mesmo tempo mitigue as consequências do limites da racionalidade [86].

O SAD será tão bom quanto a qualidade dos dados do qual dispõe. Daí a importância da constituição e da alimentação do banco de dados, a ser consultado e atualizado por todos os componentes, mas principalmente pelas ferramentas de apoio à decisão, sempre através de um sistema gerenciador de base de dados (SGBD). Constam desse banco de dados, além das informações obtidas internamente nos demais serviços do planejamento da operação, dados externos, em qualquer formato, desde que possam ter alguma relação, direta ou indireta, com as decisões a serem tomadas. Um exemplo são as informações sobre as condições em que uma frente fria está se deslocando para uma determinada região. As bases de conhecimento contêm o acervo de conhecimento para o planejamento da operação. Finalmente, o histórico de decisões fica armazenado e permite aproveitar a experiência adquirida com o SAD, aperfeiçoando continuamente o processo de decisão [1].

O próximo capítulo traz o referencial teórico a ser aproveitado no desenvolvimento metodológico do SAD.

Capítulo 4

Referencial Teórico para o SAD

4.1 Teoria da Decisão

De acordo com o princípio básico desta teoria, uma decisão é a consequência lógica daquilo que se quer, daquilo que se sabe e daquilo que se pode fazer [17]. Quando são perfeitamente conhecidas as conseqüências de cada decisão, esta é sempre tomada com segurança, por simples comparações. Muitos autores, portanto, consideram que a Teoria da Decisão se aplica apenas a situações de incerteza.

Alguns dos tipos de decisões usualmente considerados pela Teoria da Decisão [82] são:

- decisões entre objetivos incomensuráveis, ou seja, que não podem ser medidos com a mesma unidade;
- escolhas frente a incertezas;
- escolhas intertemporais (estudo do valor relativo de um recurso ao longo do tempo);
- decisões sociais (aquelas que afetam toda a sociedade); e
- decisões difíceis devido à sua complexidade intrínseca ou à complexidade da organização que está por trás da decisão. O “paradoxo da escolha” [42] estabelece que a existência de muitas possibilidades de escolha pode levar a decisões de baixa qualidade.

As decisões relacionadas ao planejamento da operação energética do SIN se enquadram em todos os tipos descritos acima.

A Teoria da Decisão parte do mapeamento da Função Utilidade, cuja primeira menção é atribuída ao filósofo inglês Jeramy Bentham (1748-1832) [11]. Esta função é constituída pela valoração que o decisor fornece a cada um dos atributos dos possíveis resultantes, conforme a Figura 8.



Figura 8. Mapeamento da Função Utilidade

Para montar a Função Utilidade são eduzidas as preferências do decisor. Por exemplo, no caso de sistemas hidrotérmicos de geração de energia elétrica, o decisor poderia atribuir diferentes “utilidades” para possíveis resultantes do processo de decisão com incerteza: minimização do déficit de energia, minimização do vertimento, minimização dos desligamentos por perturbação elétrica, minimização do custo com geração térmica, minimização da variabilidade dos custos marginais, etc.

O passo seguinte é o mapeamento da Função Consequência. Tem-se que levar em conta todas as possíveis decisões e os diferentes estados da natureza. Para cada combinação de decisão e estado da natureza, há um resultado, e este será o mapeamento da Função Consequência, conforme mostra a Figura 9.

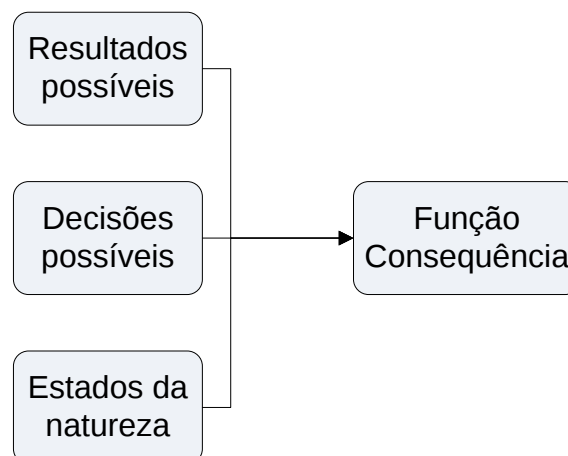


Figura 9. Mapeamento da Função Consequência

Para que o decisor possa “medir as consequências” de suas decisões, devem agregar-se à Função Consequência as preferências do decisor. Isso se faz com o mapeamento da Utilidade da Função Consequência, conforme a Figura 10.

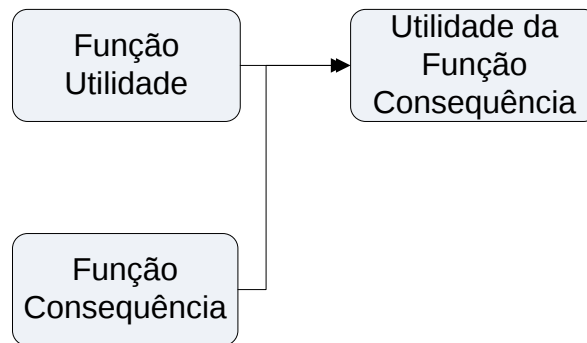


Figura 10. Utilidade da Função Consequência

Este mapeamento permite que a utilidade possa ser diretamente associada a cada decisão e cada estado da natureza.

Uma maneira de obter um índice global para cada possível decisão é calcular seu risco. Para isso, calcula-se inicialmente a Função Perda, que é simplesmente o oposto da Função “Utilidade da Função Consequência”. A Função Risco [51] traz, para cada decisão, o valor esperado da Função Perda, considerando a distribuição conhecida do estado da natureza. O diagrama completo é mostrado na Figura 11.

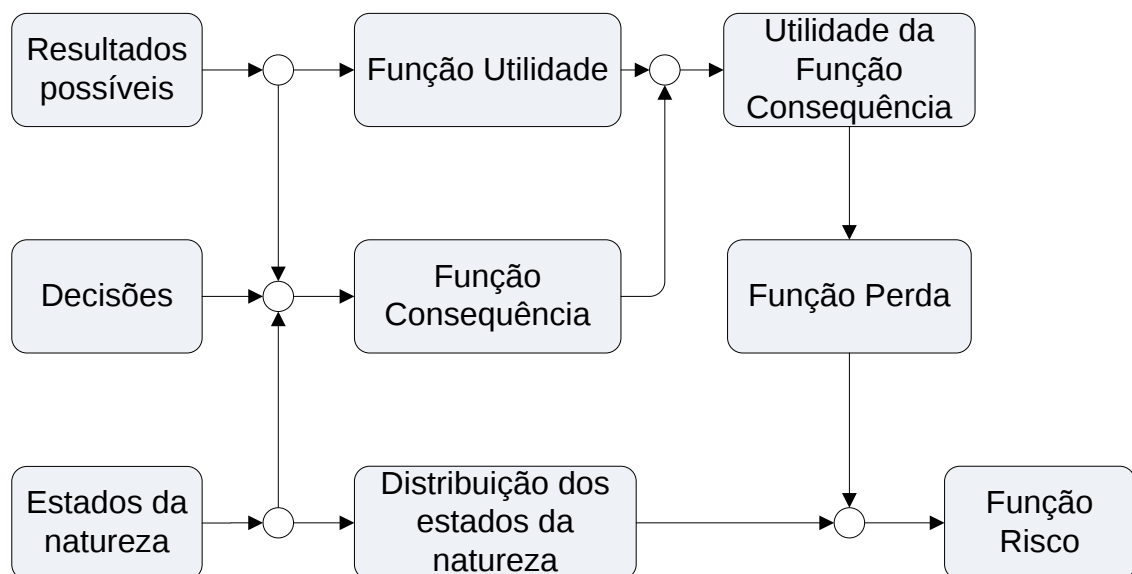


Figura 11. Blocos representativos da Teoria da Decisão

Por muito tempo, a única forma de se estabelecer uma decisão consistia em amalgamar todos os aspectos multidimensionais de um problema em uma simples escala de preferências e ter a solução determinada automaticamente [18]. Mesmo os textos atuais de Pesquisa Operacional sugerem utilizar coeficientes, na própria função objetivo a ser maximizada ou minimizada no problema, que representem as preferências para os diversos atributos.

Pode-se dizer que este reducionismo não é a forma natural com que se tomam decisões em ambientes de incerteza [34]. A Análise Multicritério (caracterizada na literatura sob o acrônimo MCDA) já vem despertando interesse há pelo menos trinta anos, e sua abordagem consiste em oferecer ao decisor a análise de um conjunto de alternativas de ação e pelo menos dois critérios a serem considerados. É verdade que em MCDA há métodos que propõem a automatização da decisão. O SAD cooperativo, proposto neste trabalho, no entanto, é aderente à modalidade em que a análise feita pelo MCDA suporta o decisor no processo de comparação, ordenação e seleção da ação a ser tomada. Deixa, entretanto, ao decisor a possibilidade de considerar percepções, metas e informações não completamente modeladas na escolha da decisão final.

4.1.1. Identificação dos modelos de decisão utilizados no planejamento da operação

Podem-se avaliar quais modelos de decisão têm sido implicitamente utilizados, historicamente, no planejamento da operação.

- Programação Dinâmica Dual Estocástica – neutralidade ao risco, função utilidade representada pela Função Custo de Déficit
- PDDE com Curva de Aversão a Risco – aversão ao risco, função utilidade representada pela penalidade da Curva de Aversão a Risco e Função Custo de Déficit.
- PDDE com CAR e decisão por Procedimentos Operativos – minimização do máximo risco, em que se opera contando com a possibilidade de ocorrer um cenário crítico.

4.2 Análise multicritério

Inspirado pelo trabalho de Bentham, que introduziu o conceito do utilitarismo, Francis Ysidro Edgeworth (1845-1926) [53], um economista utilitarista, preocupou-se com a maximização da utilidade para diferentes agentes competitivos, traçando pontos de equilíbrio ou linhas de indiferença, que mais tarde foram definidas como curvas de Pareto. Isso porque, alguns anos mais tarde, Vilfredo Federico Damaso Pareto (1848-1923) [72] definiu o utilitarismo como sendo a condição em que todos os membros da comunidade aferem a máxima utilidade de tal forma que é impossível encontrar outra condição que melhore a utilidade de algum membro sem degradar a de outro.

Tornou-se intuitivo, a partir daí, derivar o conceito de dominância, que é fundamental para a Análise Multicritério (MCDA). “Critério”, que também é chamado de “objetivo” na literatura, corresponde a alguma propriedade mensurável da solução. Normalmente, em um problema multicritério, alguns dos objetivos envolvidos apresentam-se como contraditórios.

Nos anos 60, os conceitos básicos de MCDA foram explicitamente considerados pela primeira vez. Pode ser mencionada a proposição do método ELECTRE, por Roy [83]. Os anos 70 são considerados como ponto de partida para a MCDA, com a organização da conferência “Multiple Criteria Decision Making”, em 1972, por Cochrane e Zeleny, na Universidade da Carolina do Sul, em Columbia [20]. Desde então, MCDA tem sido alvo de crescente interesse [21] [91] [94] [95].

De forma ampla, em MCDA, busca-se, após a educação das preferências do decisor, determinar a superfície de Pareto, ou seja, um conjunto de soluções não dominadas, que são aquelas que garantidamente não são piores do que alguma outra em relação a todos os critérios considerados. A partir do conjunto de soluções não dominadas, cabe ao decisor utilizar algum dos métodos de seleção multicritério para tomar sua decisão, ou ter a solução automaticamente selecionada, conforme descrito na Seção 4.1.

São descritos a seguir os principais conceitos e métodos aplicados à resolução de problemas de otimização multicritério, bem como as ferramentas mais utilizadas.

4.2.1. Conceitos e definições

Seja um problema de otimização multicritério definido por um conjunto de soluções viáveis X e por q funções objetivo $z^1, z^2, \dots, z^q$ a serem minimizadas. Os componentes do vetor objetivo $z(x) = (z^1(x), z^2(x), \dots, z^q(x))$ são os valores de cada função objetivo para uma solução viável $x \in X$. O conjunto de vetores objetivo $Z = \{z(x) : x \in X\}$, correspondentes a soluções viáveis é chamado de espaço de objetivos.

Em otimização multicritério não se usa o conceito de solução ótima, mas sim o de solução eficiente (ou não dominada). Uma solução viável x em um problema de minimização é uma solução eficiente (ou não dominada) se não existe outra solução viável y tal que $z^i(y) \leq z^i(x)$ para qualquer $i = 1, \dots, q$, com $z^k(y) < z^k(x)$ para algum $k = 1, \dots, q$. Estas soluções também são chamadas de Pareto-ótimas [82].

A Figura 12 mostra pontos correspondentes às soluções viáveis de um problema de minimização bicritério. Os pontos vazados correspondem a soluções eficientes, enquanto os pontos cheios correspondem a soluções dominadas. O conceito de dominância é ilustrado pelas linhas pontilhadas com origem no ponto F. As soluções representadas pelos pontos acima e à direita das linhas pontilhadas estão dominadas pela solução correspondente ao ponto F.

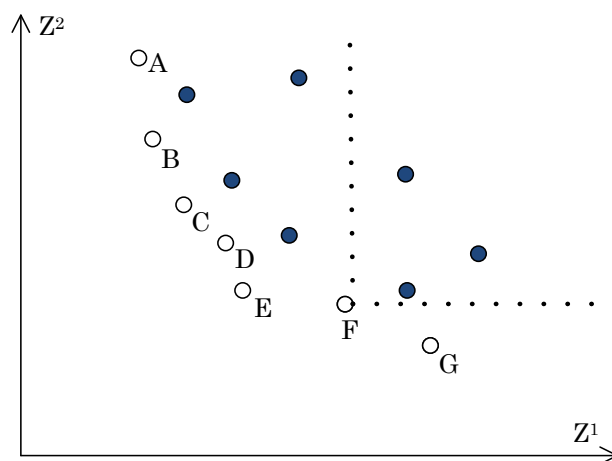


Figura 12. Soluções de um problema bicritério

É possível tratar um problema multicritério resolvendo vários problemas monocritério, nos quais a função objetivo utilizada é uma soma ponderada dos critérios originais, tendo a cada problema um conjunto diferente de pesos. Embora as soluções do problema ponderado sejam soluções eficientes do problema multicritério original, este método não permite obter, em geral, todas as soluções eficientes.

De fato, existem soluções eficientes que não são ótimas para nenhuma combinação de pesos dos objetivos do problema multicritério [93]. Estas últimas são chamadas de soluções eficientes não suportadas, enquanto que as soluções que são ótimas para alguma combinação de pesos dos objetivos do problema original são chamadas de soluções eficientes suportadas. Graficamente, as soluções eficientes suportadas são aquelas cujos pontos objetivo pertencem à borda do fecho convexo das soluções eficientes, enquanto os pontos objetivos das soluções não suportadas pertencem ao interior do fecho. Na Figura 12, os pontos D e F correspondem a soluções eficientes não suportadas. Em geral, há muito mais soluções eficientes não suportadas do que suportadas.

Os conceitos de complexidade computacional foram estendidos aos problemas multicritério [30]. Em geral, o problema de determinar soluções eficientes é NP-difícil, mesmo quando há algoritmos eficientes para os problemas monocritério correspondentes. Alguns exemplos são as versões multi-critério de problemas tais como o caminho mínimo em grafos e a árvore geradora mínima [33].

Os métodos para a resolução de problemas multicritério são classificados de acordo com a forma como o decisor participa do processo de solução.

Nos métodos *a priori*, as preferências do decisor são conhecidas antes do início do processo de solução. Estes métodos procuram soluções eficientes com determinadas características definidas pelo decisor, tais como níveis mínimos de qualidade dos critérios.

Nos métodos *a posteriori*, é gerado o conjunto completo de soluções eficientes. A seguir, este é investigado segundo as preferências do decisor. Os métodos aproximados costumam usar esta abordagem.

Nos métodos *iterativos*, as preferências do decisor são introduzidas durante o processo de solução. Estes métodos alternam etapas de processamento com etapas de interação com o decisor. O funcionamento das etapas de processamento é afetado pelas ações do decisor durante as etapas de interação prévias.

Acoplado aos métodos de solução, sempre existe na prática um sistema de apoio à decisão que permite ao tomador de decisões configurar parâmetros, escolher de forma implícita ou explícita as características desejadas das soluções obtidas pelos métodos e, finalmente, escolher a solução a ser implantada.

4.2.2. Obtenção das soluções não dominadas

São encontrados na literatura métodos exatos e aproximados para a busca do conjunto de soluções eficientes para um problema multicritério.

a) Soma ponderada

Este é o método mais antigo e popular para se encontrar o conjunto de soluções eficientes. Busca-se minimizar ou maximizar uma função multiobjetivo, e são resolvidos vários problemas, adotando-se um conjunto diferente de pesos a cada vez. São encontradas assim apenas as soluções eficientes suportadas, conforme definido na Seção 4.2.1.

O problema a ser resolvido é a maximização ou a minimização de:

$$\sum_{i=1}^q \lambda_i z^i(x), \text{ sujeito a } x \in X, \quad (4)$$

onde os pesos são tais que $\sum_{i=1}^q \lambda_i = 1$ e $0 \leq \lambda_i \leq 1, i = 1, \dots, q$

b) Método dicotômico

Este método permite computar um conjunto mínimo completo de soluções eficientes de um problema bicritério. Primeiramente, são encontradas as duas soluções eficientes que otimizam cada um dos dois objetivos isoladamente. A seguir e a partir dessas soluções, os dois problemas são resolvidos novamente, com a restrição adicional de que o valor do segundo objetivo deve ser melhor do que o valor que já se conhece. As soluções desses novos problemas são diferentes das soluções dos problemas anteriores, devido à presença das novas restrições. Estas novas soluções são não dominadas, pois o valor do segundo objetivo é melhor do que aquele das soluções anteriores.

c) Método das restrições

Este método é uma generalização do anterior quando o problema tem mais de dois objetivos, e é um dos mais usados em otimização multi-critério [50]. Inicialmente é minimizado um determinado objetivo, sujeito a que os demais atinjam um certo grau mínimo de qualidade. Com diversos graus de qualidade e variando o objetivo a ser otimizado, é possível encontrar todas as soluções eficientes, suportadas e não suportadas, de um problema.

d) Método das duas fases

Durante a primeira fase deste método [93], o conjunto de soluções eficientes suportadas é encontrado por meio do método da soma ponderada. Durante a segunda fase, de forma a encontrar as soluções eficientes não suportadas, é investigada, com métodos próprios para o problema em questão, a zona do espaço dos objetivos compreendida entre duas soluções eficientes suportadas adjacentes.

e) Algoritmos aproximados

Na análise multicritério, as heurísticas são uma alternativa viável e muitas vezes conveniente para resolver problemas de otimização multicritério. Não

se garante, com os métodos aproximados, a enumeração do conjunto mínimo de todas as soluções eficientes. Garante-se, entretanto, que nenhuma solução encontrada é dominada por outra solução no conjunto, mas algumas soluções podem ser dominadas por soluções fora do conjunto que não tenham sido encontradas [40].

As heurísticas multicritério se concentram em obter a maior quantidade possível de soluções que interessem ao decisor, no menor tempo possível, algo fundamental para um sistema de apoio à decisão.

Duas classes de metaheurística são tipicamente as mais empregadas em problemas multicritério: métodos evolucionários [9][29] e métodos baseados em vizinhanças e busca local [10][26].

4.2.3. Métodos de apoio à decisão em análise multicritério

Após a obtenção das soluções não dominadas, é necessário escolher a decisão a ser tomada. Como os problemas multicritério envolvem objetivos frequentemente conflitantes, os métodos de apoio à decisão em análise multicritério [84] [94] ajudam os decisores a identificar os conflitos e chegar a uma solução de compromisso por meio de um processo transparente, em que são levados em consideração riscos e incertezas.

Nos métodos de otimização multiobjetivo, as preferências são previamente ponderadas e a decisão é fornecida automaticamente, inclusive no domínio contínuo de soluções.

Os métodos multicritério de apoio à decisão, por sua vez, trabalham no domínio discreto de soluções, e baseiam-se na intransitividade da preferência, que ocorre quando, para alguma condição, duas soluções podem ser julgadas indiferentes entre si para algum critério [21]. A intransitividade da preferência foi enunciada pela primeira vez em 1785 por Nicolas de Condorcet, matemático e cientista político francês, em seu livro “Ensaio sobre a aplicação da análise à probabilidade das decisões submetidas à pluralidade de votos” [22].

Condorcet assegurou que, na presença de condições de indiferença, para três possíveis decisões A, B e C, pode ocorrer que $A > B$, $B > C$ e $C > A$, em se tratando de preferência. Este conceito se popularizou como o Paradoxo de Condorcet, ilustrado na Figura 13.

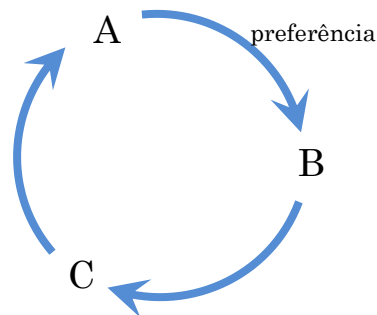


Figura 13. Paradoxo de Condorcet

Um exemplo clássico do Paradoxo de Condorcet é o problema da aposta considerando indiferença, formulado por Tversky [12] em 1969: o apostador tem em seu poder uma tabela em que, para cada aposta possível, é conhecida a probabilidade de ganhar e o prêmio correspondente. O critério prioritário é o da probabilidade de ganhar. Para o apostador, no entanto, apostas com diferença de probabilidade inferior a 0,1 são indiferentes para este critério, e neste caso prevalece o critério de maior prêmio.

Aposta	Probabilidade de ganhar	Prêmio
A	0,29	5,00
B	0,33	4,75
C	0,38	4,50
D	0,42	4,25
E	0,46	4,00

Tabela 1: Problema da aposta com indiferença de Tversky

O apostador, então, prefere apostar em A ao invés de apostar em C, e preferirá apostar em C ao invés de apostar em E, pois a diferença entre as probabilidades de cada par de apostas é inferior a 0,1, e prevalece o maior prêmio. O apostador prefere, entretanto, apostar em E ao invés de A, pois neste caso prevalecerá o critério de maior probabilidade, com diferença superior a 0,1.

Os métodos multicritério de apoio à decisão têm por objetivo superar a intransitividade e auxiliar o decisor para a escolha de uma única decisão. Dependendo das regras utilizadas e dos parâmetros assinalados pelo decisor para classificar as soluções, um método pode resultar em uma ordenação completa ou em uma ordenação incompleta, quando subsistem soluções não comparáveis.

ELECTRE e o PROMETHEE, descritos em seguida, são os dois métodos multicritério mais utilizados [21][82] em apoio à decisão.

a) Método ELECTRE

O método ELECTRE (Elimination et Choix Traduisant la Réalité) foi idealizado por Roy [83] para a classificação de soluções de problemas multicritério, e é baseado sempre na comparação entre duas soluções eficientes por vez, tendo por base testes de concordância e discordância.

ELECTRE III é uma evolução proposta por Skalka [88], em que um dos avanços foi a adoção da relação difusa de preferência, sendo este o método a ser descrito neste item. O decisor deve estabelecer, para cada critério, sua importância relativa, as faixas de indiferença, preferência e veto. Estas informações devem ser fornecidas por uma relação linear. O veto dá ao decisor a oportunidade de traduzir sua forte oposição a uma determinada condição. A comparação binária tem por base os testes de concordância e discordância idealizados por Roy.

Nos modelos clássicos de decisão, sempre que um decisor deseja comparar duas soluções a e b com base em um determinado critério ou objetivo z^j , para algum $j = 1, \dots, q$, em um problema de minimização, ele procede da seguinte maneira:

- preferência estrita da solução b sobre a solução a :

$$bP_ja \Leftrightarrow z^j(b) < z^j(a)$$

- indiferença entre as soluções a e b :

$$bI_ja \Leftrightarrow z^j(a) = z^j(b)$$

ELECTRE III estende as possibilidades de comparação de soluções para um determinado critério quando $z^j(b) < z^j(a)$. Tendo-se $u = z^j(a) - z^j(b)$, são definidas as seguintes faixas:

- indiferença entre as soluções a e b :

$$bI_j a \Leftrightarrow 0 \leq u < q_j[z^j(a)]$$
- preferência fraca de b em relação a a :

$$bQ_j a \Leftrightarrow q_j[z^j(a)] \leq u < p_j[z^j(a)]$$
- poder de veto para b em relação a a :

$$bPV_j a \Leftrightarrow u > v_j[z^j(a)]$$
- preferência estrita de b em relação a a :

$$bP_j a \Leftrightarrow p_j[z^j(a)] \leq u \leq v_j[z^j(a)]$$

Nas relações acima, q_j , p_j ou v_j são funções que definem os limites de indiferença.

Este método se baseia em valores cognitivos. A faixa de indiferença pode ser justificada pela possível imprecisão dos dados utilizados. A faixa de veto, por sua vez, indica que se b apresenta-se muito superior em um critério específico, a solução a seja sumariamente vetada, independentemente de outros critérios.

As funções q_j , p_j e v_j , que definem respectivamente os limites de indiferença, de preferência e de veto são assumidas como lineares no método ELECTRE III, da seguinte forma:

$$\text{limite}_j \left(z^j(a) \right) = \alpha_j^{\text{limite}} + \beta_j^{\text{limite}} \times z^j(a), \quad (5)$$

onde limite_j pode corresponder a q_j , p_j ou v_j . Cabe ao decisor definir os coeficientes α_j^{limite} e β_j^{limite} para cada critério $j = 1, \dots, q$.

De forma a operacionalizar o método, é calculada a matriz de concordância $C(a,b)$, para cada par de soluções a e b , levando em conta todos os n critérios, cada um com seu peso k_j .

$$C(a,b) = \frac{\sum_{j=1}^n k_j \times C_j(a,b)}{\sum_{j=1}^n k_j}, \quad (6)$$

onde $C_j(a,b)$, calculado previamente para cada critério, é chamado “valor de concordância”, pois assume valor 1 quando concorda que as duas soluções são indiferentes. Sua regra de cálculo é mostrada na Figura 14.

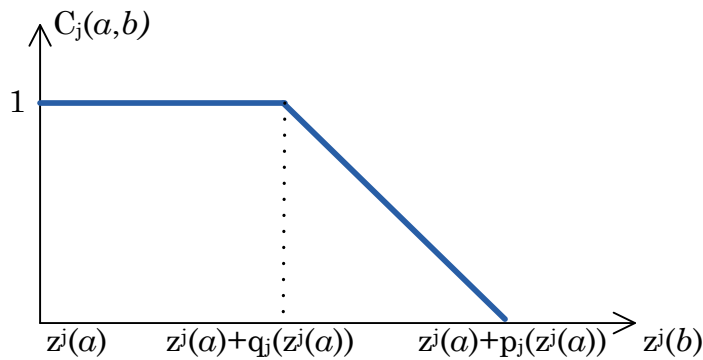


Figura 14. Cálculo do valor de concordância

O valor $C(a,b)$ é chamado de índice global de concordância entre as soluções a e b .

De forma similar, são também criadas matrizes de discordância. Neste caso, são usados os limites de preferência e de veto no lugar dos limites de indiferença e de preferência. As matrizes de discordância D_j indicam para cada par de soluções a e b o quanto pode ser considerada como verdadeira a afirmação de que a solução a é vetada pela solução b devido ao critério z^j .

Com os índices globais de concordância e as matrizes de discordância, ELECTRE III constrói uma relação difusa de dominância para cada par de soluções a e b , que indica o quanto a é melhor do que b considerando todos os critérios. O decisor pode então, a partir destas informações, optar por uma das soluções. [88].

b) Método PROMETHEE

O método PROMETHEE (Preference Ranking Method for Enrichment Evaluation), desenvolvido a partir do ELECTRE por Brans e Vincke [13][14], é um dos mais importantes no apoio à decisão para problemas multicritério e conta com diversas e importantes aplicações [8][80]. Os conceitos e parâmetros envolvidos em sua aplicação são assimilados facilmente pelo decisor, já que fazem parte da sua área de atuação.

O método consiste em construir e explorar uma classificação das soluções eficientes de acordo com a avaliação numérica de cada uma das soluções para cada critério. O decisor fornece um peso e elege uma função de preferência para cada critério, indicando a maneira como a solução a é preferida em relação à solução b .

O método PROMETHEE resulta em uma ordenação incompleta, pois ao final resultam soluções não comparáveis. Esta aparente desvantagem pode ser útil, pois permite ao decisor utilizar seu próprio julgamento para tomar sua decisão final entre soluções não comparáveis. O método PROMETHEE II, por sua vez, resulta em uma ordenação completa.

Para cada critério z^j e cada par de soluções a e b , considerando-se um problema de minimização, define-se a distância entre os valores da função objetivo entre duas decisões a e b como

$$d_j(a, b) = z^j(b) - z^j(a) . \quad (7)$$

A função de preferência $P_j(a, b)$ para o critério j retorna um valor entre zero e um, indicando o quanto a primeira solução é preferida em relação à segunda.

Ao contrário do método ELECTRE III, o método PROMETHEE permite escolher, para cada critério considerado, o tipo de função de preferência dentre seis classes possíveis:

- 1) Se $d = 0$, não existe preferência entre as duas soluções. Se $d \neq 0$, a solução de melhor avaliação é preferida com valor 1, mesmo que $|d|$ seja muito pequeno. Esta função é útil se uma pequena diferença entre duas soluções nesse critério é relevante, e é representada na Figura 15.

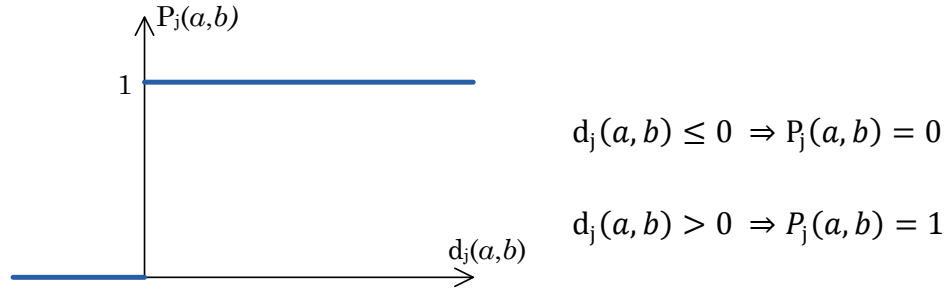


Figura 15. Método PROMETHEE – 1ª classe

- 2) É semelhante à primeira, mas admite um certo limite de indiferença. É usada quando uma pequena diferença relativa ao critério não é relevante. Neste intervalo de confiança a função assume valor zero.

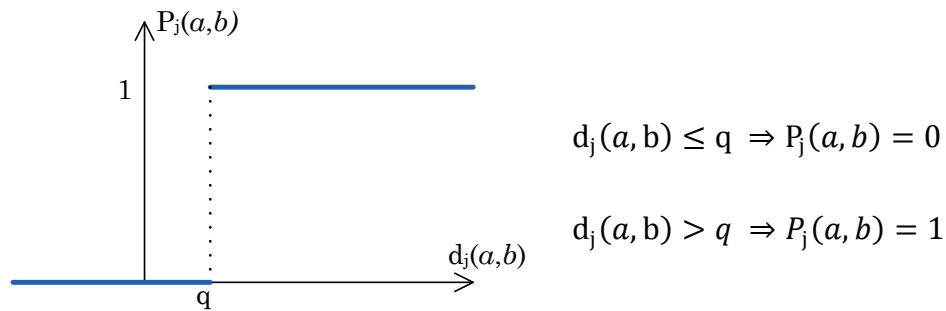


Figura 16. Método PROMETHEE – 2ª classe

- 3) Esta classe modula linearmente entre 0 e 1 o intervalo de indiferença da classe anterior.

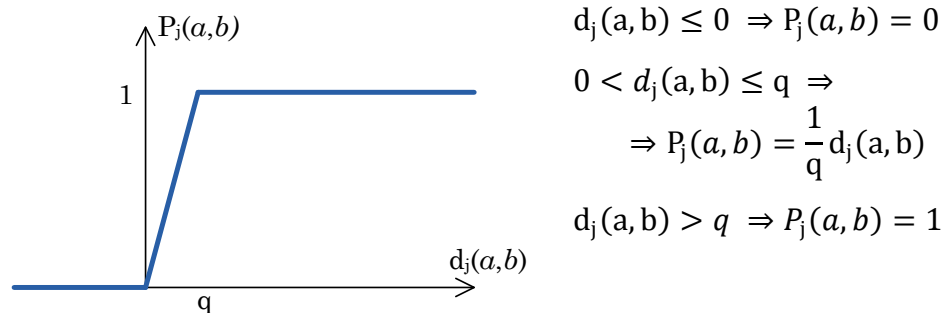


Figura 17. Método PROMETHEE – 3ª classe

- 4) Além do limite de indiferença, dentro do qual a função assume valor zero, esta classe define um limite de fraca preferência, em que a função assume valor 0,5.

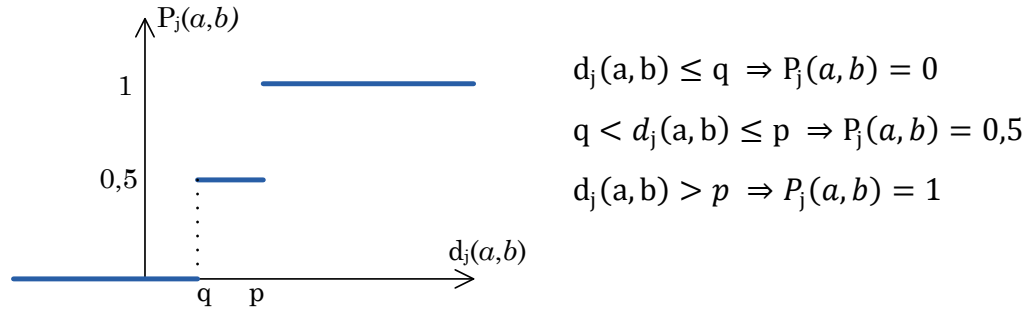


Figura 18. Método PROMETHEE – 4ª classe

- 5) Esta classe modula linearmente entre 0 e 1 o intervalo de fraca preferência.

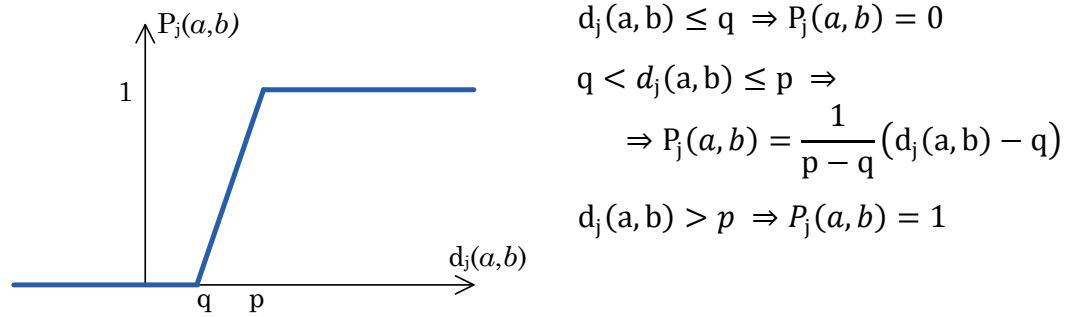


Figura 19. Método PROMETHEE – 5ª classe

- 6) O valor de preferência depende da aplicação de uma função gaussiana à diferença $d_j(a,b)$, onde o desvio padrão σ é escolhido pelo decisor.

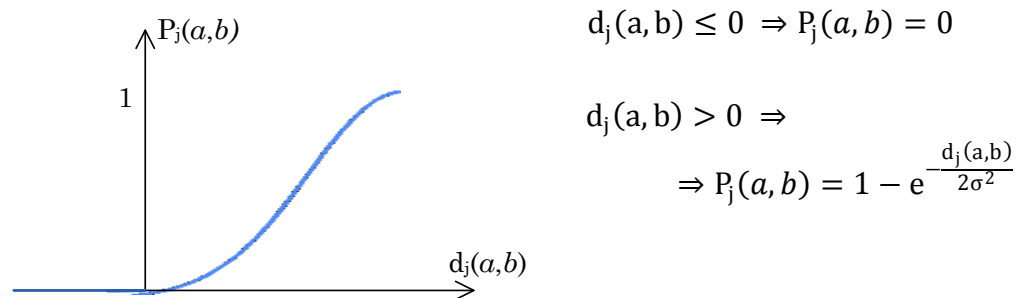


Figura 20. Método PROMETHEE – 6ª classe

Uma vez calculado o valor da função de preferência $P_j(a,b)$ para cada par a e b de soluções e para cada critério j , é calculada a preferência global de uma solução sobre outra, de acordo com o peso k_j de cada critério:

$$\prod(a,b) = \sum_{j=1}^q k_j \times P_j(a,b) \quad (8)$$

Se os pesos são normalizados, de tal forma que a soma de todos os pesos seja 1, a preferência global varia entre 0 e 1. Um valor próximo de 0 significa uma preferência fraca de a em relação a b , enquanto um valor próximo de 1 significa uma preferência forte de a em relação a b .

Com os valores de preferência global, são calculados os fluxos de entrada e de saída de cada solução:

$$\Phi^+(a) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} \prod(a, a_i) \quad (9)$$

$$\Phi^-(a) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} \prod(a_i, a), \quad (10)$$

onde a_i representa cada uma das $N-1$ soluções diferentes de a , $\Phi^+(a)$ é o fluxo de entrada de a , $\Phi^-(a)$ é o fluxo de saída de a e N é o número de soluções-candidatas.

O fluxo de entrada representa uma medida da preferência que a solução recebe das demais soluções, e de maneira inversa o fluxo de saída representa uma medida da preferência que a solução fornece às demais soluções. No método PROMETHEE I [21], a solução a_i será preferível à solução a caso não haja conflito entre seus fluxos de entrada e de saída, ou seja, quando

$$\Phi^-(a) > \Phi^-(a_i) \text{ e } \Phi^+(a_i) > \Phi^+(a) \quad (11)$$

ou quando houver relação de preferência por um fluxo e de indiferença por outro. Caso haja conflito entre os fluxos, as soluções não são comparáveis. Tem-se então uma ordenação incompleta.

Pelo método PROMETHEE II, é calculado o fluxo geral de cada solução:

$$\Phi(a) = \Phi^+(a) - \Phi^-(a) \quad (12)$$

As soluções são ordenadas de forma decrescente segundo os valores de seus fluxos gerais. Neste caso tem-se a ordenação completa, e a solução com o maior índice é a escolhida pelo método.

No capítulo seguinte é apresentada a metodologia para o sistema de apoio à decisão proposto. São descritos o processo para a enumeração e seleção das soluções não dominadas e o posterior processo de apoio à decisão interativo que resulta em uma única decisão. Este processo é fundamentado utilizando o método PROMETHEE II. A opção por este método é justificada ao longo do texto.

Capítulo 5

Metodologia do SAD

5.1 Premissas básicas

A segurança energética, que indica a garantia de haver recursos para atender ao suprimento requerido, sempre foi um critério basilar para o setor elétrico. Antes do século XXI, no entanto, este era considerado um critério já resolvido por ocasião do planejamento da expansão do parque gerador, dimensionado para uma garantia de 95% de atendimento. Ao planejamento da operação, então, cabia operar o sistema com um único critério: a minimização do custo esperado de operação. Este valor é calculado como a média do valor presente do custo com operação sendo simulada para diversos possíveis cenários de afluência estatisticamente gerados para o horizonte de cinco anos, sendo computados os custos de geração térmica e déficit incorridos para cada cenário.

Assim, de forma a definir o despacho hidrotérmico com 95% de garantia, bastava que nos estudos de planejamento da operação fosse adotado o mesmo custo para o déficit de energia que tivesse sido considerado nos estudos do planejamento da expansão, realizados para prover esta mesma garantia.

O racionamento de 2001 revelou que não era o bastante, para o planejamento da operação, contar com uma garantia de 95%, pois isso indica que, em média, a cada 20 anos, haverá racionamento, algo impensável para a sociedade urbana, cada vez mais dependente de energia elétrica [43]. Ao planejamento da operação coube, então, a partir do término do racionamento, em fevereiro de 2002, agregar a segurança energética como critério adicional, e em alguns casos até mesmo prevalente, ao critério de minimização do custo de operação.

No setor elétrico, os quatro principais critérios são conflitantes entre si. Além do mínimo custo e da segurança energética, já mencionados, existe a segurança elétrica, relacionada à confiabilidade da rede para lidar com falhas ou perturbações, e a segurança ambiental, relacionada ao abastecimento, navegabilidade e à contenção de cheias, a serem propiciados pela operação dos reservatórios das usinas hidroelétricas. É importante mencionar também um conjunto de critérios cuja demanda, endereçada através de comitês de bacias, tem crescido nos últimos anos: são critérios relacionados ao lazer ou ao turismo, como a manutenção de praias em leitos de rios ou em margens de reservatórios [85]. Note-se o conflito entre estes dois últimos critérios mencionados: praias em leitos de rios dependem da liberação da água dos reservatórios, enquanto praias nas margens dos reservatórios necessitam da contenção de água.

O setor elétrico, atualmente, conta com a modelagem formalmente desenvolvida como monocritério, para a minimização do custo, sendo a segurança energética tratada externamente. A despeito de outros critérios que poderiam ser considerados, a modelagem desenvolvida neste trabalho parte para uma abordagem bicritério. Os critérios a serem considerados são o custo total de operação e a segurança energética. Os demais critérios, assim como atualmente, serão considerados como restrições operativas, de acordo com as imposições técnicas ou determinações legais. Preconiza-se, entretanto, que estas possam ser negociadas em instância superior, com as instituições ou áreas responsáveis pelas restrições, caso comprometam a segurança energética.

A única incerteza formalmente incorporada à modelagem é a da hidraulicidade futura. As demais incertezas, seja da carga, do parque gerador ou das mudanças climáticas, são consideradas pelo SAD através de dados externos, que serão contemplados com o uso das ferramentas de decisão disponíveis no SAD.

O SAD supõe que estão sob controle e sob a responsabilidade do órgão responsável pelo planejamento da operação energética negociar em instâncias superiores ou tomar diretamente as seguintes decisões:

- Definição das metas de geração hidroelétrica e termoelétrica por subsistema.
- Relaxação de limites elétricos, balanceando as condições de segurança elétrica e energética.
- Relaxação de limites máximos de armazenamento para controle de cheias a serem considerados, balanceando as condições de segurança ambiental e energética.
- Relaxação de limites mínimos de armazenamento, balanceando as condições de segurança ambiental e energética.
- Relaxação de limites mínimos de defluência, também balanceando as condições de segurança ambiental e energética.
- Indicação de cortes de carga preventivos, visando evitar o agravamento das condições de segurança energética.

Ressalta-se que, por envolver diversos interesses, a possibilidade de relaxação de restrições elétricas e ambientais não teria como ser incluída em uma modelagem computacional autônoma. Isso reforça a opção por um sistema de apoio à decisão.

5.2 Funcionalidades do SAD

A partir do reconhecimento de que, pelas limitações impostas pela incerteza e pela imprecisão que sempre permeiam o planejamento da operação, não há como se extrair uma decisão que possa ser chamada de solução ótima [52], o processo decisório deve selecionar e avaliar soluções eficientes ou não dominadas, segundo os conceitos da análise multicritério [21]. O processo decisório do SAD proposto constitui-se de duas etapas.

Na primeira etapa, o conjunto completo de soluções para o SAD é fornecido por uma modelagem computacional, com base em cenários de afluência

verossímeis projetados para os meses seguintes, em que a aleatoriedade observada no histórico de aflúências é condicionada às condições antecedentes ao início do estudo. Deste conjunto completo são selecionadas as soluções não dominadas, considerando-se ao mesmo tempo os critérios de mínimo custo e segurança energética. Com isso ficam definidas as soluções eficientes disponíveis para o problema, o que é exemplificado na Figura 21.

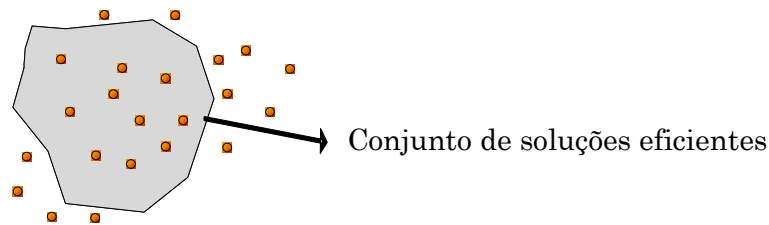


Figura 21. Determinação das soluções eficientes ou não dominadas

Na segunda etapa, o decisor, através do SAD, tem então acesso ao conjunto de informações externas, que permitem selecionar, dentre as soluções eficientes, um subconjunto de soluções aderentes a estas informações. Para este subconjunto de soluções é utilizado um método de apoio à decisão que leva em conta os critérios de custo e segurança, passando por uma avaliação de racionalidade. Dessa forma é determinada a decisão a ser adotada, que pode ser inclusive a proposição de flexibilização das restrições enumeradas no item anterior, caso a decisão apontada corresponda a um corte preventivo de carga.

5.3 Determinação do conjunto de soluções não dominadas

Nesta primeira etapa do Sistema de Apoio à Decisão, as soluções não dominadas são selecionadas automaticamente através da modelagem computacional.

Inicialmente é gerado um conjunto amplo de soluções, do qual se obtém um conjunto de soluções não dominadas.

Nesta etapa são supostas conhecidas a carga e a expansão do parque gerador ao longo do horizonte de estudo, além das aflúências para mês corrente,

para o qual se obtém uma boa previsão. A incerteza hidrológica para os meses seguintes é representada explicitamente, através de cenários futuros em que é igualmente possível ocorrência de qualquer dos cenários hidrológicos registrados historicamente, mas com afluições condicionadas ao conhecimento das próprias afluições dos meses anteriores e da previsão para o mês corrente. São, portanto, cenários verossímeis, pois estão vinculados à tendência hidrológica do passado recente.

5.3.1. Obtenção dos cenários de afluição

Para a construção dos cenários de afluição verossímeis a serem utilizados na primeira etapa do SAD, recorre-se ao modelo autorregressivo periódico mensal, Par(p) [49], utilizado para a geração de cenários no planejamento e programação da operação energética no SIN. Este modelo baseia-se na estrutura de dependência temporal entre os meses do ano, cuja afluição por aproveitamento pode ser expressa como:

$$Z_t = \mu_t + \sum_{i=1}^{p_t} \left(\frac{\sigma_t \Phi_i^{(t)}}{\sigma_{t-1}} \right) (Z_{t-i} - \mu_{t-i}) + \sigma_t a_t \quad , \quad (13)$$

onde: Z_t = energia natural afluyente no mês t ;

μ_t = média da afluição do mês m ;

σ_t = o desvio padrão da afluição do mês t ;

$\Phi_i^{(t)}$ = i -ésimo coeficiente autorregressivo do mês t ;

a_t = ruído; e

p_t = ordem do modelo autorregressivo para o mês t .

A diferença $(Z_{t-i} - \mu_{t-i})$ corresponde ao desvio da afluição observada no i -ésimo mês anterior, Z_{t-i} , em relação à média histórica da afluição deste mesmo mês. Desta forma, a segunda parcela da expressão (13), que é função deste desvio, diz respeito à tendência hidrológica em função das afluições no passado recente. A terceira parcela, que contém o ruído, retrata o comportamento aleatório da hidrologia a cada mês, pela representação intrínseca da natureza no modelo estocástico Par(p).

De forma a construir os cenários verossímeis para serem utilizados nesta etapa do SAD, a segunda parcela da expressão (13) é função do passado recente (incluindo o primeiro mês, cuja previsão é levada em conta), e a terceira parcela reproduz, para cada mês no futuro, a aleatoriedade observada em cada um dos anos do registro histórico de afluências.

Foi necessário, então, construir um modelo para avaliar o histórico de afluências, disponível a partir de 1931, e segregar a componente aleatória de cada um dos aproveitamentos, para cada um dos meses registrados.

O ruído histórico a_t^h ocorrido no mês t do ano histórico h é calculado por

$$a_t^h = \frac{Z_t^h - \hat{Z}_t^h}{\sigma_t}, \quad (14)$$

onde Z_t^h é o valor histórico observado da afluência ou vazão e $\hat{Z}_t^h$ é o valor esperado para o mês t do ano histórico h , ou seja, $\hat{Z}_t^h$ é o valor da afluência do mês t do ano h aplicando apenas as duas primeiras parcelas da expressão (13) do modelo Par(p), como se segue:

$$\hat{Z}_t^h = \mu_t + \sum_{i=1}^{p_t} \left(\frac{\sigma_t \Phi_1^{(i)}}{\sigma_{t-1}} \right) (Z_{t-1}^h - \mu_{t-1}) \quad (15)$$

Entretanto, este ruído histórico a_t^h não pode ser diretamente aplicado à geração de cenários para o futuro, pois há uma forte relação entre este ruído e a tendência hidrológica do mês histórico correspondente, como será visto a seguir.

De acordo com a formulação paramétrica do modelo Par(p), os ruídos mensais a_t têm uma distribuição log-normal de três parâmetros. Os parâmetros desta distribuição são estimados a partir da média μ_a e da variância σ_a^2 dos ruídos históricos a_t^h . O parâmetro de deslocamento ψ_t é estimado de forma que o valor resultante para a vazão Z_t seja maior do que um limite inferior k_t pré-estabelecido:

$$Z_t = \hat{Z}_t + a_t \sigma_t > k_t \quad (16)$$

Consequentemente, os ruídos aleatórios a_t utilizados para gerar os cenários possuem um valor mínimo ψ_t :

$$a_t > \frac{k_t - \hat{Z}_t}{\hat{\sigma}_t} = \psi_t \quad (17)$$

A expressão (17) mostra a razão pela qual não se podem utilizar diretamente os ruídos obtidos da expressão (14) para a geração de cenários futuros. Isso ocorre porque ψ_t , e por extensão também o ruído a_t , estão diretamente relacionados à tendência hidrológica para o mês t .

É necessário decompor o ruído, de forma a torná-lo independente, para depois recompô-lo com a tendência hidrológica do mês corrente, de forma a se obter cenários para o futuro.

Os parâmetros média e variância da distribuição log-normal, que são intrinsecamente relacionados à tendência hidrológica do mês t , são estimados por:

$$\mu_{\ln}^t = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{\sigma_a^2}{\Delta(\Delta - 1)} \right) \quad (18)$$

$$\mu_{\ln}^{t^2} = \ln(\Delta), \quad (19)$$

onde $\Delta = 1 + \frac{\sigma_a^2}{(\mu_a - \psi_t)^2}$ e μ_a e σ_a^2 são a média e a variância dos ruídos históricos a_t^h .

A extração do ruído independente de cada mês e ano do histórico de afluências por aproveitamento [60] corresponde à desconstrução do que seria a geração da afluência observada neste mês histórico, considerando que sua gênese supostamente seguiu a modelagem autorregressiva Par(p). Para que se compreenda esta “desconstrução”, é necessário conhecer os passos correspondentes à geração de um cenário de afluências para um determinado mês t de acordo com a modelagem Par(p):

- 1) Calcula-se o valor esperado da previsão $\hat{Z}_t^h$ de cada posto para o mês t usando o modelo PAR(p), a partir do conhecimento dos p valores anteriores Z_{t-i} , $i = 1, \dots, p$, utilizando-se a expressão (15).

- 2) Obtém-se de cada série h seu ruído histórico $a_t^h = \frac{z_t^h - \bar{z}_t^h}{\sigma_t}$.
- 3) A partir da distribuição de ruídos históricos, para a tendência hidrológica no mês t , calcula-se os parâmetros da distribuição log-normal μ_{ln}^t e $\mu_{ln}^{t^2}$, dados pelas expressões (18) e (19).
- 4) Sorteia-se, para cada cenário, um ruído normal $N(0,1)$ independente para cada posto hidrológico correspondente a um aproveitamento hidroelétrico;
- 5) Multiplica-se o vetor de ruídos normais independentes sorteados por uma matriz de carga, resultando em ruídos normais espacialmente correlacionados ξ_t . A matriz de carga é estimada a partir da matriz de correlações espaciais das vazões.
- 6) Utilizam-se os ruídos correlacionados ξ_t para cada posto para obter os ruídos de uma distribuição log-normal de três parâmetros que visa garantir que a afluência resultante $\hat{Z}_t + a_t \sigma_t$ seja maior do que zero. Para tanto, os ruídos log-normais a_t de cada posto possuem um valor mínimo ψ_t obtido de acordo com a expressão (17). Supondo-se que seja adotado $k_t = 0$, ou seja, que as vazões sejam não negativas, a expressão fica:

$$a_t > \frac{-\hat{Z}_t}{\sigma_t} = \psi_t . \quad (20)$$

A transformação log-normal, mostrada na Figura 22, é dada por:

$$a_t = \psi_t + e^{\mu_{ln}^t + \xi_t \sigma_{ln}^t} . \quad (21)$$

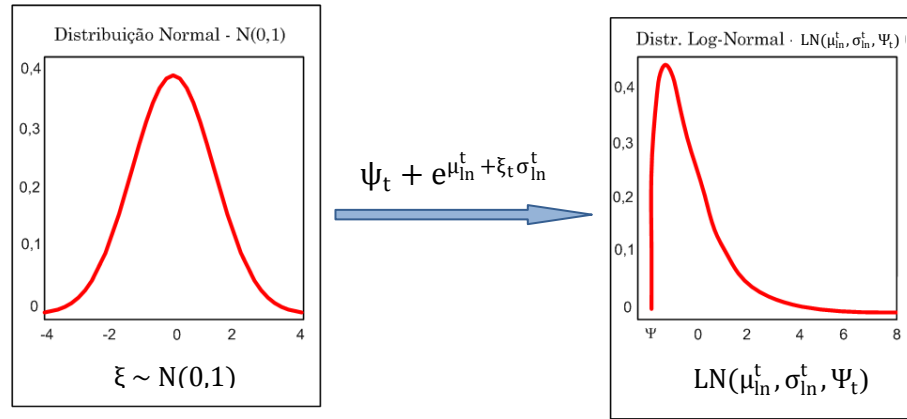


Figura 22. Transformação de ruído normal para log-normal

- 7) Calculam-se os cenários de afluência resultantes de cada posto a partir das parcelas já definidas em função da média e da tendência hidrológica, representadas por $\hat{Z}_t$:

$$Z_t = \hat{Z}_t + a_t \sigma_t . \quad (22)$$

Conforme já mencionado, a obtenção dos ruídos históricos exige desconstruir a afluência “gerada” pela natureza para cada posto, em cada mês do histórico, ou seja, inverter os passos que foram descritos, de forma a obter como resultado os ruídos normais de cada ano histórico. Como os ruídos a serem obtidos de fato ocorreram para cada mês do histórico, fica garantida a correlação espacial de cada cenário a ser obtido [75] com estes ruídos.

A obtenção de cada ruído normal histórico ξ_t^h parte de cada um dos valores de a_t^h obtidos anteriormente. O deslocamento ψ_t^h seguirá a tendência hidrológica deste mês histórico:

$$\psi_t^h = \frac{-\hat{Z}_t^h}{\sigma_t} . \quad (23)$$

Rearranjando-se a expressão (21), tem-se:

$$e^{\mu_{ln}^h + \xi_t \sigma_{ln}^h} = a_t^h - \psi_t^h . \quad (24)$$

Tomando-se o logaritmo natural desta equação, tem-se:

$$\mu_{ln}^h + \xi_t \sigma_{ln}^h = \ln(a_t^h - \psi_t^h), \quad (25)$$

onde μ_{ln}^h e σ_{ln}^h são dados pelas expressões (18) e (19).

Logo, o ruído normal ξ_t^h que teria originado o ruído histórico log-normal a_t^h é:

$$\xi_t^h = \frac{\ln(a_t^h - \psi_t^h) - \mu_{\ln}^h}{\sigma_{\ln}^h}. \quad (26)$$

Este cálculo é ilustrado na Figura 23, a seguir.

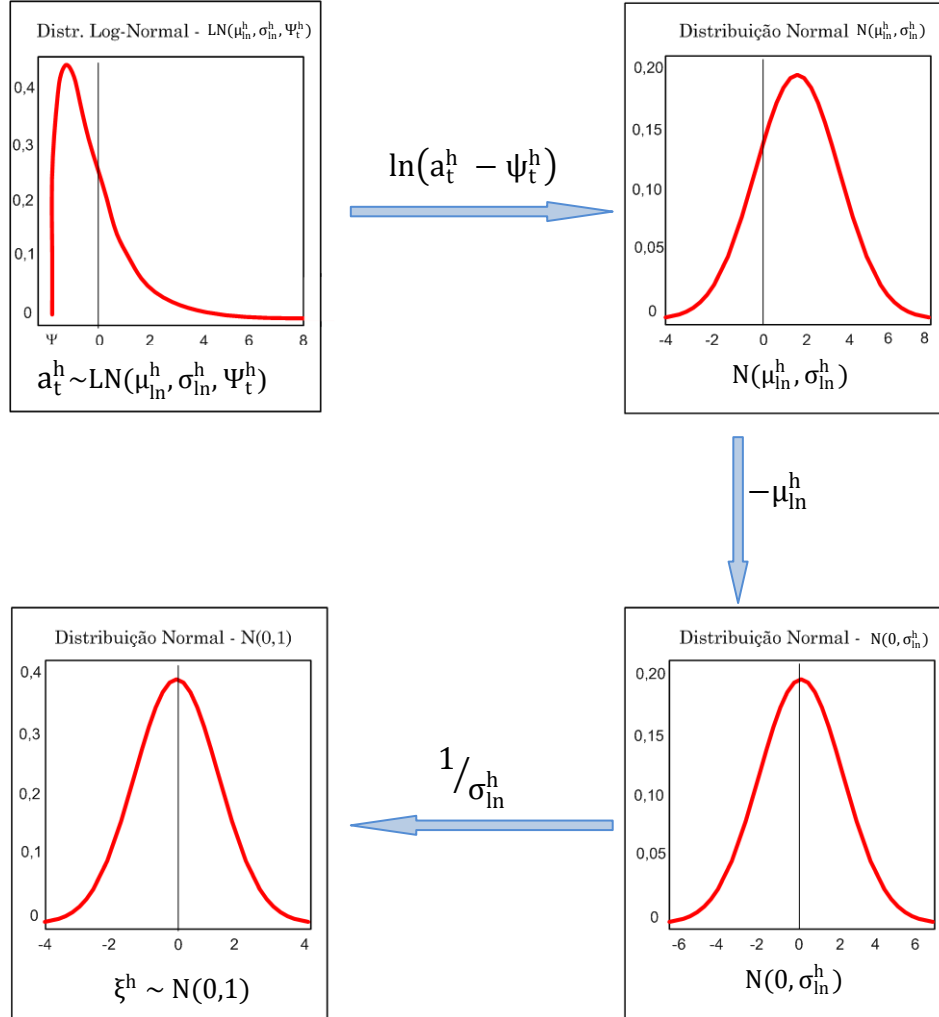


Figura 23. Transformação de ruído log-normal para normal

Tendo-se construído a série de ruídos normais históricos, ξ_t^h , pode-se, então, com a tendência hidrológica do passado recente, construir a série de ruídos log-normais históricos atualizados, a_t^{ha} .

Calcula-se, inicialmente, o valor esperado da previsão $\hat{Z}_t$ do mês t do cenário que será gerado e os parâmetros ψ_t , $\mu_{\ln}^t$ e $\sigma_{\ln}^t$, a partir das condições antecedentes. A

partir dos ruídos normais históricos ξ_t^h de cada posto, que são naturalmente espacialmente correlacionados, obtém-se então os ruídos log-normais históricos atualizados, a_t^{ha} , com o uso da expressão (21):

$$a_t^{ha} = \psi_t + e^{\mu_{ln}^t + \xi_t^t \sigma_{ln}^t} . \quad (27)$$

São gerados, então, para os meses de duração do estudo, os cenários de afluência verossímeis, Z_t^{ha} , por posto, com o uso da expressão (22):

$$Z_t^{ha} = \hat{Z}_t + a_t^{ha} \sigma_t .$$

5.3.2. Determinação das soluções não dominadas

Dispondo-se dos cenários de afluência verossímeis em número igual ao dos anos com histórico registrado, é possível avaliar a decisão de geração térmica para o mês em curso que melhor se ajustaria a cada cenário ao longo do horizonte. Ressalta-se que, no primeiro mês, são sempre consideradas as vazões previstas por ocasião do estudo. Obtém-se, assim, um conjunto de soluções de mesma cardinalidade do número de anos com registro histórico de afluências.

Para que seja obtida a decisão mais adequada a cada cenário, conforme preconizado na Seção 2.3, é calculada a otimização determinística da operação, a usinas individualizadas, para cada um dos cenários, com a função objetivo de minimizar o custo total de operação. A modelagem a ser adotada para a otimização determinística será detalhada na Seção 6.1.1 do próximo capítulo, que descreve a implementação desta metodologia.

De forma a adotar as mesmas diretrizes de segurança apontadas pelo Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE), são impostos níveis mínimos para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste nos meses de novembro, que correspondem ao final da estação seca do primeiro e do segundo ano nestas regiões.

São considerados os critérios de custo total e segurança energética, mencionados na Seção 5.1.

Para representar o critério custo, é considerado apenas o custo imediato para cada cenário hidrológico, que corresponde ao dispêndio no mês corrente associado à decisão de geração térmica ou déficit decorrente da otimização determinística. O uso do custo imediato justifica-se pela coerência deste com o custo total no horizonte bianual em uma otimização determinística, cujo custo mínimo corresponde à equilibrada distribuição dos custos ao longo do horizonte de estudo, e sua escolha se deve ao fato do custo imediato ser um dispêndio concreto, enquanto o custo futuro é incerto.

Para representar o critério segurança energética, é calculado o risco de que o montante de geração térmica associado à solução seja inferior ao adequado. Este risco consiste no número de cenários hidrológicos para os quais o montante de geração térmica no mês corrente para a solução em questão seja inferior ao montante de geração térmica adequado para cada um dos cenários hidrológicos.

Com isso, o sistema proposto permite ao decisor alcançar uma relação balanceada entre a minimização do custo e a minimização do risco.

As decisões de geração térmica para cada cenário hidrológico são enumeradas e classificadas em ordem decrescente de custo.

Em seguida são selecionadas as decisões correspondentes às soluções não dominadas. De acordo com o conceito descrito na Seção 4.2, uma solução não dominada corresponde à decisão em relação à qual não há outra decisão que melhore a solução para ao menos um dos critérios sem degradá-la para algum outro. Em uma formulação mais ampla, seria possível selecionar as soluções não dominadas. No entanto, para a metodologia proposta, em que a decisão tomada sempre corresponde a um montante de geração térmica, considerando os critérios de custo e segurança, todas as soluções se tornam não dominadas, pois neste caso particular um custo maior nunca corresponderia a um aumento no risco, e vice-versa. A seleção é feita, então, adotando-se um único representante para cada conjunto de decisões de mesmo custo, conforme será visto na Seção 6.1.2.

Para alguns dos cenários, pode ocorrer que a geração térmica disponível não seja suficiente. Para estes cenários o SAD quantificará o corte de carga necessário no primeiro mês que estaria associado a esta decisão. Certamente, um corte de carga se contrapõe ao critério de segurança energética, a menos que seja necessário para evitar cortes de carga mais profundos no futuro. Ainda assim, por ser de toda forma indesejável, a indicação de corte de carga para cada um dos cenários em que isso seja necessário será registrada pelo SAD. Na etapa seguinte, caso uma decisão de corte de carga prevaleça dentre as selecionadas, o decisor terá acesso à negociação para o relaxamento de restrições de segurança elétrica e ambiental, de acordo com a margem que possa ser relaxada, conforme descrito na Seção 5.1, com o objetivo de, com isso, reduzir ou evitar a recomendação de cortes de carga preventivos.

5.4 Apoio à decisão dentre as soluções não dominadas

Nesta etapa o decisor dispõe de um banco de informações de cunho econômico e geopolítico que podem influenciar a evolução da carga de energia para os meses seguintes, bem como prognósticos de condições climáticas de curto e médio prazo.

Todas estas informações são utilizadas com o objetivo de filtrar e selecionar um conjunto menor de decisões, dentre o conjunto de soluções não dominadas disponibilizados na etapa anterior.

A metodologia para que seja determinado este subconjunto de soluções aderentes às informações externas compreende atribuir a cada solução eficiente os seguintes atributos:

- Custo da solução i no mês vigente (C_i).
- Risco da solução (R_i), representado pelo percentual de cenários para as quais a decisão de geração térmica é menor do que a recomendada, com valores de 0% a 100%.

- Montante em energia afluyente, em MWmed, do cenário que gerou a solução, do mês vigente até o mês de novembro mais próximo, para cada subsistema s ($A_{i,s}$).

O mês de novembro, conforme mencionado na Seção 5.3.2 corresponde ao final da estação seca nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

As informações externas disponíveis terão os seguintes atributos:

- Provável desvio médio da previsão de carga de cada subsistema, do mês vigente até o mês de novembro mais próximo, em MWmed, em função das perspectivas econômicas e de outras informações (D_s).
- Grau de confiabilidade da informação de tendência econômica, de zero a 1 (GD).

Os dados oficiais de previsão de carga para os dois primeiros anos do estudo podem ser reavaliadas se cotejadas outras informações que já sejam de conhecimento público e que, de acordo com a avaliação da equipe especializada em previsão de carga do ONS, provoquem variações não previstas no requisito de energia para este período. Além da análise macroeconômica, outros indícios, relacionados inclusive a possíveis variações climáticas [76], podem ser considerados e correlacionados a variações na carga, pela variação de temperatura, com seu correspondente índice de confiabilidade.

- Desvio da energia afluyente em relação ao seu valor esperado até o mês de novembro mais próximo, em MWmed, em função da tendência climática para cada subsistema (T_s) [48].
- Grau de confiabilidade da informação de tendência climática, de zero a 1 (GC).

Atualmente existem instrumentos capazes de identificar fenômenos climáticos e modelos capazes de apontar seus efeitos sobre as

anomalias de precipitação, em cada um dos subsistemas do SIN. Fenômenos climáticos como o “La Niña” e o “El Niño”, por exemplo, são detectados a partir do monitoramento da temperatura de superfície do mar, regimes de vento e pressão atmosférica na região do Oceano Pacífico equatorial [62]. A prévia identificação de sua ocorrência permite que se arbitre a quantificação de um desvio de tendência hidrológica nos quatro subsistemas.

O grau de confiabilidade das informações meteorológicas e macroeconômicas é fornecido pelas áreas especializadas, com base nas análises realizadas para o cálculo das respectivas tendências.

Tem-se disponível, também, como referência, o valor esperado da energia afluyente para cada subsistema até o próximo mês de novembro, em MWmed (E_s).

Pode-se calcular o desvio consolidado das tendências econômicas e climáticas para todo o SIN até o próximo mês de novembro. O desvio consolidado pode indicar aumento do recurso ou aumento do requisito, de acordo com o que indiquem as tendências econômicas e climáticas.

$$\Delta(\text{tendências}) = \sum_{s=1}^{NS} T_s - \sum_{s=1}^{NS} D_s , \quad (28)$$

onde: $\Delta(\text{tendências})$ = desvio consolidado das tendências econômicas e climáticas;

s = índice do subsistema;

i = índice do cenário e da solução correspondente ao cenário;

NS = número de subsistemas;

D_s = desvio médio provável da previsão de carga até novembro; e

T_s = desvio médio provável da energia afluyente até novembro.

Pode-se também calcular a diferença entre o montante de aflluência de cada cenário i e o valor esperado da energia afluyente até o próximo mês de novembro. Estes cenários podem ser mais úmidos ou mais secos que seu valor esperado.

$$\Delta(\text{afluência}_i) = \sum_{s=1}^{NS} A_{i,s} - \sum_{s=1}^{NS} E_s, \quad (29)$$

onde $\Delta(\text{afluência}_i)$ = desvio consolidado da afluência em relação ao valor esperado;

$A_{i,s}$ = energia afluenta até novembro próximo; e

E_s = energia afluenta esperada até novembro próximo.

Com base nos desvios consolidados, para cada solução eficiente i será calculado seu índice INC^i de incompatibilidade com as tendências econômicas e climáticas:

$$INC^i = |\Delta(\text{tendências}) - \Delta(\text{afluência}_i)| \quad (30)$$

Quanto mais baixo for o valor do índice de incompatibilidade, mais aderente será a solução às tendências climáticas e econômicas. O método consiste em selecionar um conjunto de soluções com a menor pontuação. Recomenda-se que o decisor escolha um número de soluções inversamente proporcional ao grau de confiabilidade das informações sobre as tendências climáticas e econômicas. Caberá ao decisor adotar duas referências: o número de soluções selecionadas para o máximo grau de confiabilidade das informações e o número de soluções selecionadas no caso oposto.

Uma possível opção do decisor seria selecionar 20% das soluções, no caso de máximo grau de confiabilidade das informações, e 50% das soluções, no caso oposto. Considerando esta opção, o número de soluções é então expresso por:

$$N = \frac{N_{\text{Efi}}}{2 + 3 \times (FC \times GC + FD \times GD)}, \quad (31)$$

onde N = número de soluções selecionadas;

N_{Efi} = número de soluções eficientes;

GC = grau de confiabilidade das informações climáticas;

GD = grau de confiabilidade das informações econômicas;

FC = ponderação da tendência climática, dada por $|T_s|/(|D_s| + |T_s|)$; e

FD = ponderação da tendência econômica, dada por $|D_s|/(|D_s| + |T_s|)$.

Em seguida, para ordenar as soluções e obter a decisão a ser adotada, é utilizado o método PROMETHEE II, descrito na Seção 4.2.3. A escolha do método PROMETHEE deve-se à sua versatilidade, pois permite representar diferentes classes para cada critério, e isso será necessário para tratar diferentemente custo e segurança. Sua variante PROMETHEE II foi adotada para simplificar o trabalho do decisor, que terá que lidar com um único índice global a cada iteração com o SAD.

O método PROMETHEE tem por base uma função de preferência para cada critério j , que relaciona duas decisões a e b , denotada por $P_j(a,b)$. A solução a será preferida em relação a b para o critério j em uma escala que vai de 0 a 1. Quando seu valor é 0, há indiferença. Quando seu valor é 1, há preferência estrita. No caso de valores entre 0 e 1, há preferência fraca. Conforme mostrado na Seção 4.2.3, para um problema de minimização, a função de preferência é definida como:

$$P_j(a,b) = P_j(d_j(a,b)),$$

onde $d_j(a,b) = z^j(b) - z^j(a)$.

O método PROMETHEE permite que se utilize uma classe diferente da função de preferência para cada critério.

Para o critério de custo, propõe-se o uso da terceira classe do método PROMETHEE II, apresentada na página 40. A preferência fraca será modulada linearmente, como preferência fraca, entre 0 e 1, até que, para uma diferença de custos superior a uma fração do custo de acionamento de toda a geração térmica flexível, a preferência seja estrita para a solução de menor custo. Esta fração pode ser ajustada pelo decisor. A fórmula da função de preferência para o critério de custo seria então a seguinte:

$$\begin{aligned} d_j(a,b) \leq LPf &\Rightarrow P_j(a,b) = \frac{1}{LPf} \times d_j(a,b) \\ d_j(a,b) > LPf &\Rightarrow P_j(a,b) = 1, \end{aligned} \tag{32}$$

onde $d_j(a,b)$ é a diferença entre os valores das soluções a e b para o critério j , e LPf é o limite de preferência fraca. Sugere-se que LPf seja definido como sendo 10% do custo de acionamento de toda a geração térmica flexível disponível no primeiro mês.

O gráfico da Figura 24 ilustra a função de preferência para o critério custo.

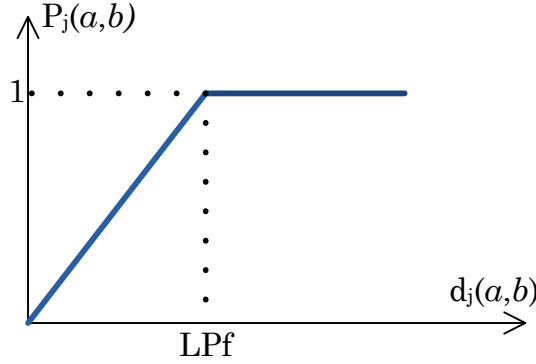


Figura 24. Função de preferência para o critério custo

Para o critério risco, propõe-se usar a quinta classe do método PROMETHEE II. A faixa de indiferença vai de 0% (riscos iguais) a um limite inferior a ser fixado pelo decisor, podendo ser, por exemplo, 5% de diferença entre dois riscos. Acima deste valor, e até um limite superior, também a ser determinado pelo decisor, e que pode ser, por exemplo, 10% de diferença, a preferência fraca é linearizada de 0 a 1. Acima do limite superior, há preferência estrita para a solução de menor risco. Os índices sugeridos, de 5% e 10%, baseiam-se em fronteiras de risco familiares ao setor elétrico. A fórmula da função de preferência para o critério de risco seria a seguinte:

$$d_j(a,b) \leq L_{\text{inf}} \Rightarrow P_j(a,b) = 0$$

$$L_{\text{inf}} < d_j(a,b) \leq L_{\text{sup}} \Rightarrow P_j(a,b) = \frac{1}{L_{\text{sup}} - L_{\text{inf}}} \times (d_j(a,b) - L_{\text{inf}}) \quad (33)$$

$$d_j(a,b) > L_{\text{sup}} \Rightarrow P_j(a,b) = 1$$

Este critério está ilustrado na Figura 25.

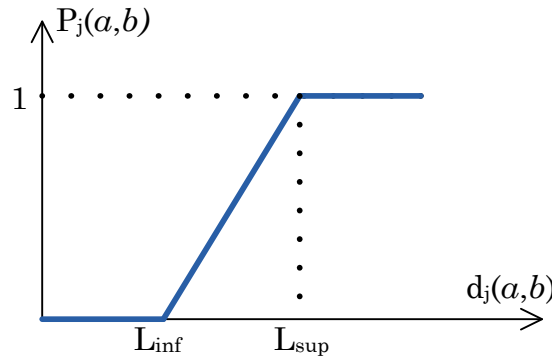


Figura 25. Função de preferência para o critério risco

Caberá ao decisor determinar os diferentes pesos para os dois critérios, e estes, para uso no método, devem ser normalizados, ou seja, a soma dos pesos deve ser igual a 1. É calculada a preferência global de uma solução sobre outra, de acordo com o peso k_j de cada critério (as fórmulas, já apresentadas na Seção 4.2.3, são aqui repetidas para maior clareza):

$$\prod(a, b) = \sum_j k_j \times P_j(a, b)$$

Com os valores de preferência global, são calculados os fluxos de entrada e de saída de cada solução, conforme definidos na Seção 5.4:

$$\Phi^+(a) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} \prod(a, a_i) \quad \Phi^-(a) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} \prod(a_i, a)$$

De acordo com o método PROMETHEE II, o fluxo geral de cada solução é calculado como:

$$\Phi(a) = \Phi^+(a) - \Phi^-(a)$$

Tem-se então a ordenação completa, e a solução de maior fluxo geral é a escolhida pelo método como sendo a melhor.

5.5 Tratamento da racionalidade limitada

Pela racionalidade limitada do decisor humano, que dirige o processo de decisão, é necessário que as decisões sejam submetidas a uma avaliação quanto à possível influência de vieses cognitivos nas opções exercidas pelo decisor durante este processo, tais como a atribuição de pesos aos dois critérios considerados.

Caso seja percebida a influência de alguns dos vieses cognitivos, o processo descrito na Seção 5.4 deverá ser revisto, visando a mitigação desta influência.

Para tanto, o decisor deverá ser exposto à verificação de cada viés cognitivo descrito na Seção 3.4, através das seguintes ações:

- Heurística da disponibilidade – para evitar a tendência de considerar mais prováveis os acontecimentos disponíveis na memória, o SAD deverá prover ao decisor, a partir da base de dados, outras situações registradas em condições semelhantes à atual.
- Ilusão de controle – para evitar que a decisão tenda a superestimar o grau de controle sobre os resultados, o SAD deverá buscar se há informações conflitantes com as quais o decisor se baseou para a decisão.
- Conservadorismo – para evitar a tendência de se agarrar a um prognóstico, o SAD deverá confrontar novas informações com a anteriormente disponível, o que evidenciará a necessidade de se reavaliar o prognóstico.
- *Whishful thinking* – para evitar a tendência de superestimar a probabilidade de resultados desejados, o SAD deverá prover projeções que condenariam a decisão, de forma que o decisor possa ter a chance de avaliar criticamente sua decisão.
- Correlação ilusória – para evitar a tendência de associar dois acontecimentos ignorando as demais dependências, o SAD deve mostrar o máximo de informações que possam influenciar a decisão.
- Enviesamento da regressão – para evitar a tendência de projetar eventos extremos, ignorando a tendência para a média, o SAD deverá mostrar a evolução histórica das principais grandezas, evitando que o foco se concentre apenas nos dados mais recentes.

O diagrama da Figura 26 ilustra os diversos passos da metodologia proposta.

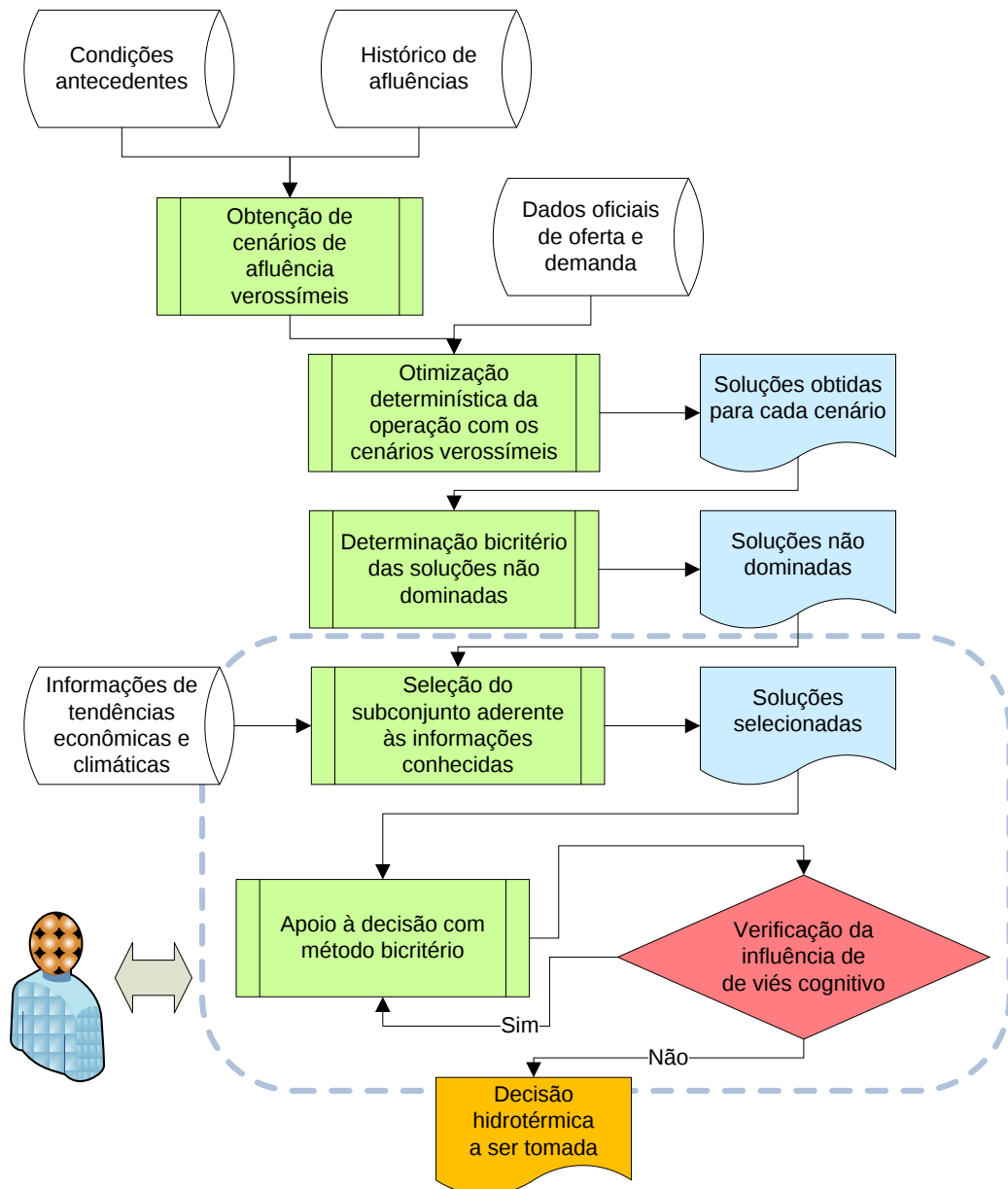


Figura 26. Diagrama - metodologia do SAD

Esta metodologia foi implementada em um protótipo, descrito no próximo capítulo. Sua aplicação é ilustrada através de dois casos de estudo.

Capítulo 6

Implementação do SAD

6.1 Descrição do protótipo

A metodologia desenvolvida no capítulo anterior foi implementada através de um protótipo, com o objetivo de estabelecer concretamente os conceitos apresentados neste trabalho e, por conseguinte, fortalecer as bases para futuros desenvolvimentos que provejam a adequada sistematização das decisões de geração da operação do SIN. Por se tratar de um protótipo, foram feitas simplificações que não comprometem o objetivo de mostrar suas funcionalidades básicas.

A implementação do protótipo utilizou, para obtenção do conjunto de soluções, um modelo computacional para a geração dos cenários hidrológicos, conforme descrito na Seção 5.3.1. Utilizou também um modelo computacional de otimização determinística, que será descrito na Seção 6.1.1. Uma vez gerado o conjunto de soluções, o apoio à decisão multicritério foi implementado através de funções desenvolvidas em EXCEL. Não foi desenvolvido um sistema integrador para este protótipo; os estudos de caso foram executados manualmente.

A otimização determinística, que é o processo de maior esforço computacional, é realizada em menos de um minuto para cada cenário hidrológico, em máquinas com processador Pentium 4 e CPU de 3 GHz. Como os processos são independentes, todas as soluções podem ser obtidas simultaneamente, em diferentes processadores.

6.1.1. Geração do conjunto de soluções

Para a etapa inicial, de geração do conjunto completo de soluções a serem avaliadas, o SAD proposto preconiza a utilização da otimização determinística para cada um dos cenários hidrológicos verossímeis. Para isso, uma alternativa seria utilizar um modelo de otimização determinística não linear [89].

Preferiu-se, entretanto, utilizar neste protótipo o modelo DECOMP em sua modalidade determinística, uma vez que esta é a ferramenta utilizada pelo ONS para a determinação da segurança energética através dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo [2].

A técnica utilizada no modelo DECOMP baseia-se em um modelo de decomposição matemática linear que busca minimizar o valor presente do custo total de operação. O problema corresponde, então, à minimização dos custos variáveis, relacionados às seguintes situações ou decisões a serem tomadas pelo modelo:

- Geração térmica flexível.
- Violação de restrições de nível mínimo de armazenamento – adotou-se , neste estudo, o mesmo valor da penalidade imposta à violação da Curva de Aversão a Risco, estabelecida pela ANEEL [58] em função dos custos de geração térmica. Seu valor em 2009 situou-se em torno de 900,00 R\$/MWh.
- Energia não suprida – pela função objetivo no modelo DECOMP ser a minimização do custo total, a energia não suprida necessita ser precificada. Estes valores são estabelecidos pela ANEEL [6]:
 - ✓ até 5% da carga: 1.050,27 R\$/MWh
 - ✓ de 5% a 10% da carga: 2.265,76 R\$/MWh
 - ✓ de 10% a 20% da carga: 4.734,74 R\$/MWh
 - ✓ acima de 20% da carga: 5.380,48 R\$/MWh

De forma a estabelecer o valor presente do custo de operação, é adotada a taxa de desconto de 12% ao ano, a mesma que é estabelecida para uso pelo ONS [4].

Em cada usina hidroelétrica, representada pela Figura 27, a energia elétrica é gerada através do turbinamento da água, cuja energia potencial é determinada pela altura de queda do reservatório.

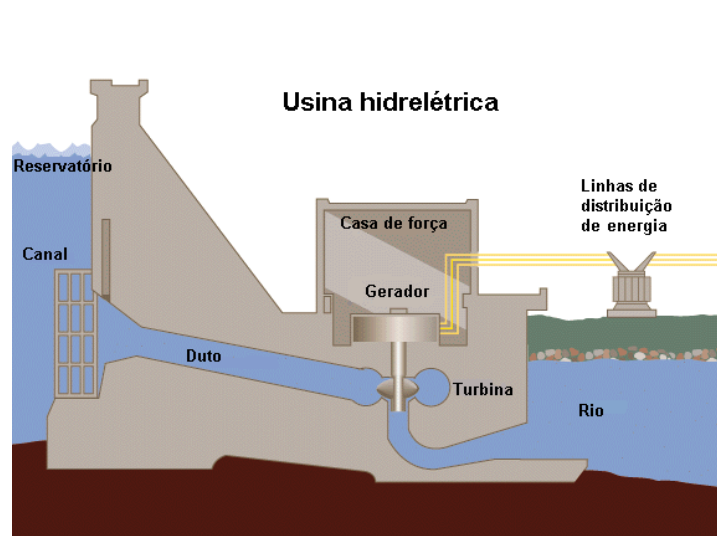


Figura 27. Representação esquemática de uma usina hidroelétrica

A produção é função, portanto, da vazão turbinada e da altura de queda:

$$\text{Prod}_{\text{usina}} = k \times QT_{\text{usina}} \times hq_{\text{usina}} , \quad (34)$$

onde QT_{usina} é a vazão turbinada e hq_{usina} é a altura de queda.

A altura de queda, entretanto, é também função da vazão turbinada, pois ao longo de um período é utilizada água do reservatório para gerar energia, reduzindo assim sua altura de queda. A função de produção, portanto, é não linear, pois envolve a multiplicação de duas variáveis.

Como o DECOMP é um modelo de Programação Linear, a função de produção é aproximada através de uma linearização por partes [25], conforme a Figura 28.

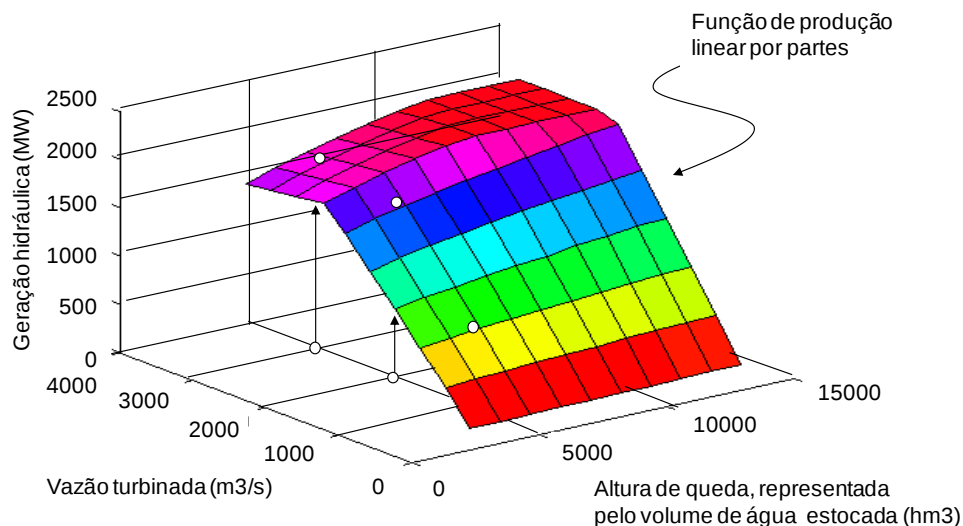


Figura 28. Função de produção linearizada

Em sua modalidade determinística, este modelo calcula a decisão de geração hidrotérmica ótima para cada um dos cenários de afluência fornecidos, que podem ter até dois anos de duração, discretizados em base mensal, sendo que no primeiro mês são sempre consideradas as vazões previstas por ocasião da elaboração do PMO. Esta foi a modalidade adotada para construção do protótipo.

O modelo deve receber como dados de entrada a configuração hidroelétrica em cada um dos meses do horizonte de estudo, a relação, em ordem crescente por custo unitário, dos recursos de geração térmica para cada subsistema, e os cenários de afluência verossímeis obtidos de acordo com o desenvolvimento descrito na Seção 5.3.1.

Estes cenários de afluência são considerados hipóteses verossímeis de aflúências para os dois anos seguintes, pois ao mesmo tempo guardam relação com a tendência hidrológica vigente e reproduzem a aleatoriedade observada em cada um dos biênios consecutivos constantes do registro histórico de vazões, a partir de 1931.

6.1.2. Determinação das soluções não dominadas

O modelo DECOMP sugere a decisão recomendada para o mês em curso para cada um dos cenários de afluência considerados. O mês em curso, no caso, é o primeiro mês do horizonte de estudo considerado. A decisão associada a cada

cenário é armazenada juntamente com seu custo imediato e seu risco, representado pelo número de cenários para os quais o montante de geração térmica recomendado pelo DECOMP para o mês em curso é mais elevado do que o que é indicado para este cenário.

Em seguida, de acordo com o conceito de dominância, descrito na Seção 4.2 e aplicado na Seção 5.3.2, deveriam ser selecionadas as soluções não dominadas. Conforme discutido na página 56, sendo os custos definidos pelo montante de geração térmica acionado, todas as soluções encontradas são não dominadas, pois neste caso particular uma decisão que corresponda a um menor montante de geração térmica, ou seja, de menor custo, seria sempre menos segura do que uma decisão que corresponda a um maior montante de geração térmica.

Caso fossem considerados outros critérios, ou ainda caso fosse possível tomar outros tipos de decisão, tais como campanhas de racionalização, pequenas obras de ampliação, etc., o estudo para determinação das soluções não dominadas mereceria maior aprofundamento.

Nesta implementação, quando é verificada mais de uma solução de mesmo custo, elege-se uma delas para compor o conjunto de soluções selecionadas. A regra básica a ser adotado é a ordem cronológica. Isso não impede que outra regra de diferenciação seja adotada.

6.1.3. Seleção da decisão a ser adotada

A modelagem computacional da etapa anterior dispõe apenas de dados oficiais. Nesta etapa, o decisor deverá ter à sua disposição as seguintes informações externas adicionais, de forma a selecionar um subconjunto de soluções aderentes a estas informações:

- a) perspectivas climáticas das semanas próximas para os sítios das principais usinas de reservatório;
- b) perspectivas econômicas, por sua forte relação com o consumo de energia no futuro próximo.

Este subconjunto de soluções é ordenado segundo um método multicritério, resultando na decisão a ser adotada, de acordo com o descrito na Seção 5.4.

6.2 Validação do protótipo

Para validação do protótipo, foram reproduzidas duas situações reais, de acordo com relatórios do Programa Mensal de Operação do ONS nos meses de maio de 2009 e abril de 2008.

O estudo de maio de 2009 foi escolhido por ser um período de transição, tanto pelos reflexos da crise econômica no consumo de energia elétrica quanto pela perspectiva das afliências serem influenciadas pelo fenômeno El Niño, o que não estava sendo considerado nos estudos oficiais.

O estudo do mês de abril de 2008 foi escolhido por ter sido o início de um período de amplas discussões entre todas as instituições ligadas ao setor elétrico quanto à segurança energética, tendo sido acionado nos meses subsequentes um montante de geração térmica bem maior do que teria sido acionado caso fosse adotada a solução fornecida pela modelagem computacional.

De acordo com a metodologia concebida para o SAD, foram levantadas as informações externas disponíveis em cada um dos meses considerados, de forma que, após a seleção das soluções não dominadas, pudesse ser simulado e descrito o comportamento de um hipotético decisor humano no comando do SAD.

6.2.1. Primeiro caso de estudo: maio de 2009

6.2.1.1. Condições do estudo

O Programa Mensal de Operação – PMO - é elaborado pelo ONS com a participação dos agentes envolvidos, atendendo ao disposto na Lei 9.648, de 28 de maio de 1998 e à Resolução ANEEL nº 351, de 11 de novembro de 1998 [67]. Os estudos, realizados em base mensal, discretizados em etapas semanais e por

patamar de carga, são revistos semanalmente, e têm por objetivo fornecer metas de geração e diretrizes para a programação diária da operação.

Este trabalho utilizará, como primeiro estudo de caso, as condições do PMO de maio de 2009 [66]. Com a finalidade de validar o protótipo, foi estabelecida, para o início do estudo, a energia armazenada (EAR) inicial por subsistema, indicada na Tabela 2, também apresentada em percentual da energia armazenável máxima nos reservatórios de suas usinas hidroelétricas. Esta mesma tabela traz os níveis-meta utilizados no estudo para os meses de novembro dos dois anos do horizonte.

SUBSISTEMA	EAR INICIAL (% EAR_{max})	EAR INICIAL (MWmês)	NÍVEIS-META (% EAR_{max})
SE/CO	73,3	139.538	55,0
S	31,2	5.749	13,0
NE	88,9	46.126	43,0
N	83,5	10.327	0,0
TOTAL		201.740	

Tabela 2: Níveis considerados para a validação do protótipo – maio/2009

As restrições hidráulicas, elétricas e comerciais vigentes condicionam a utilização compulsória de um montante de geração hidroelétrica e termoeletrica. A geração termoeletrica que não é acionada compulsoriamente, denominada geração térmica flexível, é então alvo do planejamento da operação, que deve utilizá-la com base em critérios de custo e segurança.

A geração térmica flexível disponível para o mês de maio de 2009 é mostrada na Tabela 3, por ordem crescente de custo, tendo ao lado seu custo variável unitário – CVU, em reais por MWh. São também mostrados os valores e custos cumulativos.

A Figura 29 mostra graficamente o perfil do parque térmico flexível no SIN, com base no mês de maio de 2009. Considerando as usinas em ordem crescente de custo, este gráfico mostra o custo cumulativo de seu progressivo acionamento.

Usina térmica	Subsistema	Disponibilidade flexível (MWmed)	Custo variável (R\$/MWh)	Disponibilidade cumulativa (MWmed)	Custo cumulativo (milhões de R\$)
ANGRA 2	SE	270,00	18,78	270,00	3,77
NORTEFLU 2	SE	100,00	51,93	370,00	7,64
TERMOPE	NE	177,90	70,16	547,90	16,92
FORTALEZA	NE	326,70	80,65	874,60	36,53
NORTEFLU 3	SE	200,00	90,69	1.074,60	50,02
P,MEDICI A	S	36,00	115,90	1.110,60	53,12
P,MEDICI B	S	210,00	115,90	1.320,60	71,23
LC,PREST_L	SE	127,00	115,94	1.447,60	82,19
J,LACER, C	S	69,34	117,78	1.516,94	88,26
COCAL	SE	20,00	130,60	1.536,94	90,21
NORTEFLU 4	SE	85,00	131,68	1.621,94	98,53
BRIZOLA_L	SE	320,10	141,24	1.942,04	132,17
PIE-RP	SE	24,00	141,95	1.966,04	134,71
J,LACER, B	S	27,79	143,92	1.993,84	137,68
J,LAC, A2	S	28,73	144,07	2.022,56	140,76
BRIZOLA_T	SE	28,50	147,56	2.051,06	143,89
JUIZ DE FO	SE	79,00	150,00	2.130,06	152,71
CISFRAMA	S	3,30	168,09	2.133,36	153,12
BLSOBR_L	SE	290,20	168,12	2.423,56	189,42
TERMOCE_L	NE	68,10	176,48	2.491,66	198,36
R,ALME_TC	NE	120,60	188,15	2.612,26	215,24
J,LACERDA1	S	14,93	190,85	2.627,19	217,36
C,FURTADO	NE	130,00	204,43	2.757,19	237,13
BRIZOLA_TC	SE	22,50	214,48	2.779,69	240,72
ARAUCARIA	S	230,00	219,00	3.009,69	278,20
S,JERONIMO	S	2,00	248,31	3.011,69	278,57
M,LAGO	SE	855,00	253,83	3.866,69	440,04
JS_PEREIRA	NE	285,10	287,83	4.151,79	501,09
ST,CRUZ 34	SE	153,30	310,41	4.305,09	536,49
FG_S_PIR34	SE	160,00	470,34	4.465,09	592,48
PIRAT,12 O	SE	175,30	470,34	4.640,39	653,82
TERMOCE_TC	NE	149,50	492,29	4.789,89	708,58
R,SILVEIRA	SE	23,00	523,35	4.812,89	717,54
S,TIARAJU	S	153,00	541,93	4.965,89	779,23
ALTOS	NE	13,10	549,87	4.978,99	784,58
ARACATI	NE	11,50	549,87	4.990,49	789,29
BATURITE	NE	11,50	549,87	5.001,99	793,99
C,MAIOR	NE	13,10	549,87	5.015,09	799,35
CAUCAIA	NE	14,80	549,87	5.029,89	805,41
CRATO	NE	13,10	549,87	5.042,99	810,77
ENGUIA PEC	NE	14,80	549,87	5.057,79	816,82
IGUATU	NE	14,80	549,87	5.072,59	822,88
JAGUARARI	NE	101,50	549,87	5.174,09	864,40
JUAZEIRO N	NE	14,80	549,87	5.188,89	870,46
MARAMBAIA	NE	13,10	549,87	5.201,99	875,81
NAZARIA	NE	13,10	549,87	5.215,09	881,17
ALEGRETE	S	60,00	564,57	5.275,09	906,38
DAIA	SE	44,30	598,73	5.319,39	926,11
PETROLINA	NE	128,00	613,66	5.447,39	984,55
IGARAPE	SE	102,00	645,30	5.549,39	1.033,52
GOIANIA 2	SE	140,60	651,59	5.689,99	1.101,68
ST,CRUZ DI	SE	127,30	730,54	5.817,29	1.170,87
POTIGUAR_3	NE	66,40	777,65	5.883,69	1.209,29
POTIGUAR 1	NE	53,10	777,66	5.936,79	1.240,01
NUTEPA	S	12,00	780,00	5.948,79	1.246,97
W,ARJONA	SE	66,52	808,02	6.015,31	1.286,96
CAMACARI	NE	330,00	834,35	6.345,31	1.491,81
XAVANTES	SE	53,70	868,11	6.399,01	1.526,50

Tabela 3: Usinas termoeletricas – disponibilidade flexível em maio de 2009

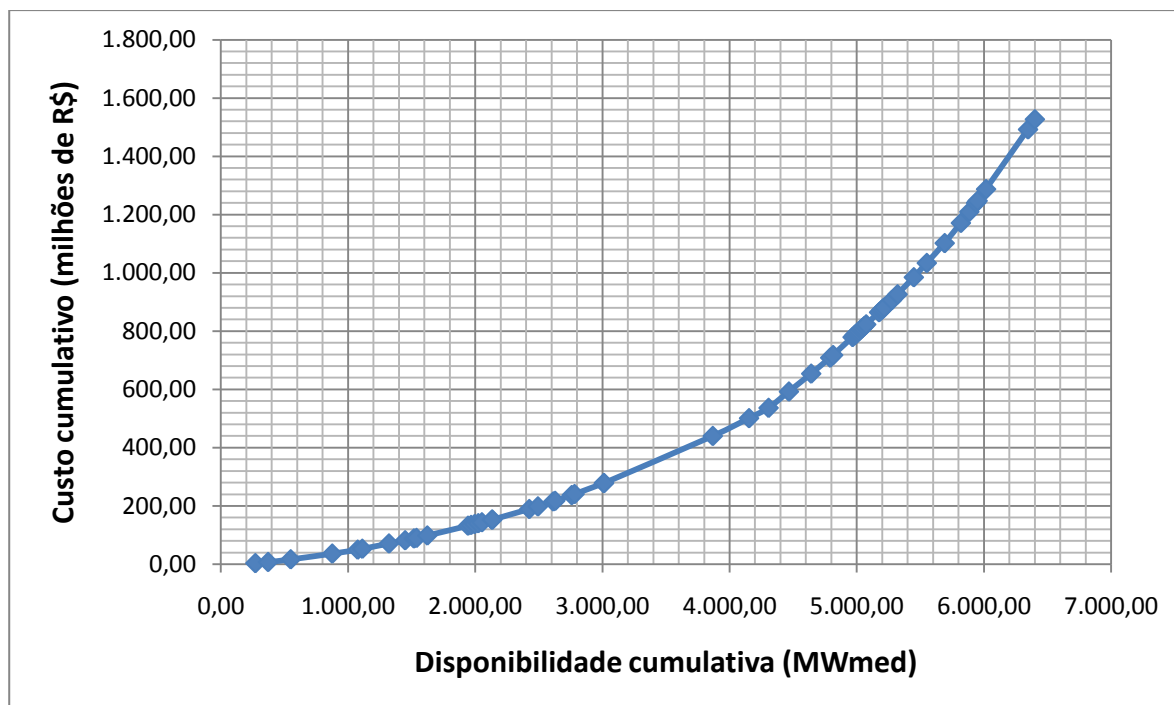


Figura 29. Perfil do parque térmico no SIN – maio de 2009

A carga própria dos quatro subsistemas que foi prevista para o mês de maio de 2009 é mostrada na Tabela 4. Também é informada a carga líquida, após os descontos da geração térmica mínima e da geração de pequenas usinas.

SUBSISTEMA	CARGA PRÓPRIA (MWmed)	PEQUENAS USINAS (MWmed)	GERAÇÃO TÉRMICA MIN (MWmed)	CARGA LÍQUIDA (MWmed)
SE/CO	31393	1572	1677	28144
S	8594	295	674	7625
NE	7471	162	0	7309
N	3630	41	0	3589
TOTAL	51088	2070	2351	46667

Tabela 4: Requisitos de energia previstos para maio de 2009 (PMO)

A geração térmica flexível disponível poderia suprir até 13,7% da carga líquida no mês de maio de 2009, a um custo de 1,53 bilhões de reais, poupando 3,17% do equivalente em energia da água estocada ao início do estudo nas usinas com reservatório de regularização.

6.2.1.2. Determinação das soluções não dominadas

O parque gerador do SIN e seus requisitos foram submetidos aos cenários de vazões gerados com base no histórico, conforme descrito na Seção 6.1.1. Para o primeiro mês foram utilizadas as vazões previstas por ocasião da elaboração do PMO. Foram calculadas, pelo modelo DECOMP, as decisões que seriam adotadas em maio de 2009 para cada um dos cenários considerados, com base na minimização do custo total de operação no horizonte de maio de 2009 a novembro de 2010, as quais estão mostradas, em ordem decrescente de geração térmica, na Figura 30.

A análise gráfica, mostrada na Figura 31, permite visualizar as soluções não dominadas. Conforme discutido na Seção 6.1.2, para o problema em que os critérios são menor custo e maior segurança, e as decisões são basicamente de maior ou menor geração térmica, são obtidas apenas soluções não dominadas. Neste caso, a seleção é feita pela eleição de um representante para cada grupo de soluções de mesmo custo. Dentre cada grupo de decisões de mesmo custo, utilizou-se o critério de eleger a solução referente ao primeiro cenário hidrológico em ordem cronológica crescente.

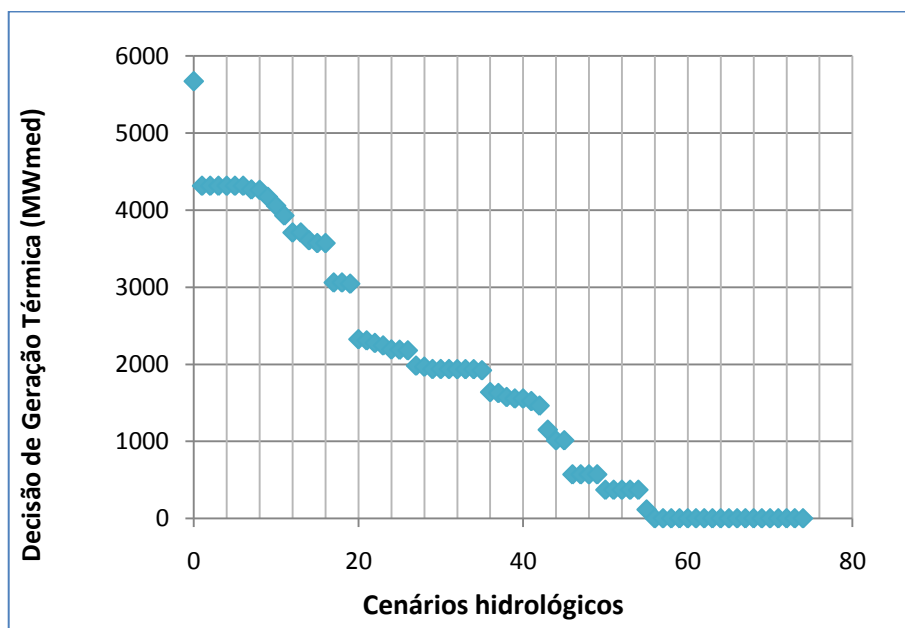


Figura 30. Geração térmica para os cenários considerados (caso maio 2009)

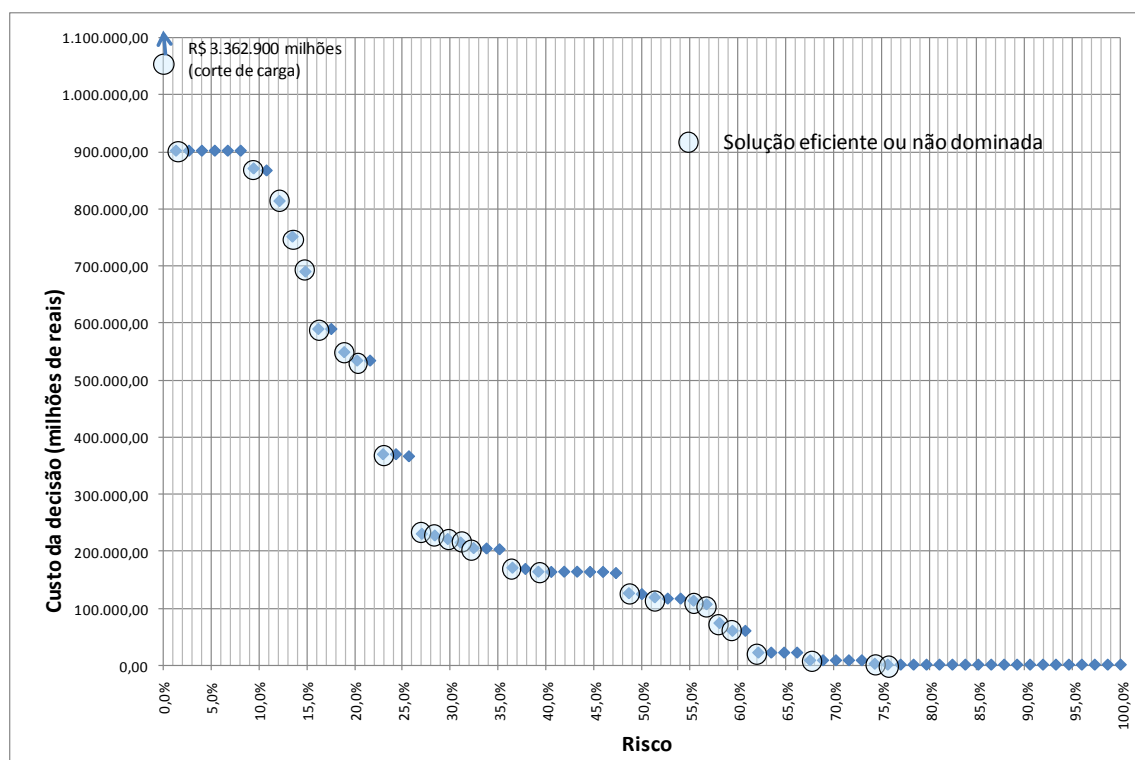


Figura 31. Determinação das soluções não dominadas (caso maio 2009)

Foram, portanto, selecionadas 27 decisões, que passarão por um processo de refinamento e análise interativa, de acordo com o disposto na Seção 5.4.

6.2.1.3. Escolha da decisão a ser adotada

O SAD disponibiliza ao decisor as informações sobre as perspectivas econômicas, que afetariam a evolução da carga a ser atendida, e as perspectivas climáticas, que podem alterar a tendência hidrológica para o período do estudo.

São então calculados e mostrados na Tabela 5 a seguir os valores dos atributos descritos na Seção 5.4:

- Custo da solução i no mês vigente (C_i).
- Risco (R_i) da solução i , de 0% a 100%.
- Montante em energia natural afluyente (ENA), em MWmed, do cenário que gerou a solução i , do mês vigente até o mês de novembro mais próximo, para cada subsistema s ($A_{i,s}$).

Solução <i>i</i>	Ano do histórico	Risco	Custo (10 ³ R\$) <i>C_i</i>	ENA Sudeste <i>A_{i,1}</i>	ENA Sul <i>A_{i,2}</i>	ENA Nordeste <i>A_{i,3}</i>	ENA Norte <i>A_{i,4}</i>
1	1961	0,0%	3.362.899,88	18547	8434	5353	4649
2	1940	1,4%	901.922,15	21093	3747	5734	5438
3	1933	9,5%	870.735,05	21969	4302	6113	5118
4	2003	12,2%	813.644,90	21795	3868	5113	4600
5	1963	13,5%	751.094,85	24664	4479	6007	4711
6	1974	14,9%	689.805,38	21463	4466	5554	4694
7	1968	16,2%	589.027,78	23276	3200	5928	4616
8	1987	18,9%	548.416,88	21913	4749	5735	4784
9	1959	20,3%	533.557,45	22237	4056	5935	4989
10	1939	23,0%	369.215,78	22057	4791	5653	5371
11	1999	27,0%	229.643,80	22483	7132	5450	4828
12	2004	28,4%	226.640,31	22559	6216	4797	4385
13	1995	29,7%	220.457,33	21990	5693	5833	4837
14	1950	31,1%	214.286,86	22643	5289	6330	4892
15	1948	32,4%	204.535,74	22887	4904	6298	4904
16	1953	36,5%	170.113,50	25628	7071	5834	4844
17	1967	39,2%	163.107,27	23314	6016	5531	4739
18	1962	48,6%	125.362,83	24664	4479	6007	4711
19	1958	51,4%	118.055,17	23535	7401	6411	4952
20	1946	55,4%	112.187,44	23348	5426	6565	5114
21	1977	56,8%	105.875,45	23414	6287	6064	4903
22	1956	58,1%	73.036,20	24922	4613	5821	5477
23	1932	59,5%	59.374,60	24177	5434	6308	5377
24	1947	62,2%	21.130,79	23611	6511	6464	5219
25	1955	67,6%	7.636,15	27306	6733	5976	4949
26	1993	74,3%	1.590,34	24744	7142	5985	4837
27	1935	75,7%	0,00	24767	12381	5018	5280

Tabela 5: Valores dos atributos das soluções não dominadas (caso maio 2009)

Em seguida são coletadas da base de dados do SAD as informações sobre tendências econômicas e tendências climáticas, de forma a se obter os valores dos seguintes atributos descritos na Seção 5.4:

- Provável desvio médio da previsão de carga de cada subsistema, do mês vigente até o mês de novembro mais próximo, em MWmed, em função das perspectivas econômicas e outras informações (D_s).

Ao final de abril de 2009, os dados oficiais de carga não tinham ainda absorvido em toda a sua dimensão as consequências da crise econômica iniciada em setembro de 2008. A revisão preliminar que o próprio ONS já dispunha, com base na evolução da economia, já indicava um desvio negativo médio,

até o próximo mês de novembro, em todos os subsistemas, cujos valores estão na Tabela 6.

- Grau de confiabilidade da informação sobre a carga, de zero a 1 (GD).

Os efeitos da crise no consumo já estavam de tal forma configurados que a confiabilidade desta informação pode ser arbitrada pelo decisor como sendo $GD=0,9$.

- Desvio da energia afluyente em relação ao seu valor esperado até o mês de novembro mais próximo, em MWmed, em função da tendência climática para cada subsistema (T_s).

Ao final de abril de 2009, o sinal de transição das fases de La Niña para El Niño já havia se consolidado ao final da estação chuvosa de 2008/2009 [54], e a equipe especializada em climatologia e meteorologia do ONS já estava convicta de que poderia trabalhar com a TSM (temperatura da superfície do mar) prevista, e não com a TSM persistida, o que se traduziria em desvios positivos de ENA para os meses de maio a novembro de 2008 no Sul e no Sudeste/Centro-Oeste. Desta forma, as informações sobre variações climáticas já permitiam quantificar desvios positivos como os mostrados na Tabela 6. Nesta tabela também está mostrado o valor esperado da ENA no período de maio a novembro de 2009, pela modelagem autorregressiva.

SUBSISTEMA	ENA Esperada (MWmed) E_s	Desvio previsto ENA (MWmed) T_s	Desvio previsto CARGA (MWmed) D_s
SE/CO	24483	2400	-700
S	6517	1000	-100
NE	6377	0	-100
N	4731	0	-100
TOTAL	42108	3400	-1000

Tabela 6: Desvios de previsão até o próximo novembro (caso maio 2009)

- Grau de confiabilidade da informação de tendência climática, de zero a 1 (GC).

A pesquisa sobre a influência de tendências climáticas no comportamento hidrológico nos postos de interesse do SIN tem avançado recentemente. Pode-se supor, então, que o decisor teria condições de conceder um grau de confiabilidade GC=0,9 a esta informação.

Com os dados à disposição, é computado para cada uma das soluções não dominadas o índice de incompatibilidade definido na Seção 5.4, que a seguir tem sua construção repetida, para maior clareza:

$$\Delta(\text{tendências}) = \sum_{s=1}^{NS} T_s - \sum_{s=1}^{NS} D_s \quad \Delta(\text{afluência}_i) = \sum_{s=1}^{NS} A_{i,s} - \sum_{s=1}^{NS} E_s$$

$$INC^i = |\Delta(\text{tendências}) - \Delta(\text{afluência}_i)|$$

O resultado é mostrado na Tabela 7. O número de soluções selecionadas seguirá a formulação sugerida e justificada na Seção 5.4:

$$N = \frac{N_Efi}{2 + 3 \times (FC \times GC + FD \times GD)}$$

O número de soluções selecionadas é $N_Efi = 27$, e os fatores de ponderação das tendências climáticas e econômicas são $FC = 0,77$ e $FD = 0,23$. Obtém-se então $N = 6$, ou seja, serão avaliadas as seis soluções mais compatíveis, assinaladas na própria tabela ordenada.

Solução i	$\Delta(\text{Tendências})$	$\Delta(\text{Afluência}_i)$	INC^i
27	4400	5338	938
25	4400	2856	1544
16	4400	1269	3131
26	4400	600	3800
19	4400	191	4209
24	4400	-303	4703
23	4400	-812	5212
22	4400	-1275	5675
21	4400	-1440	5840
20	4400	-1655	6055
11	4400	-2215	6615
5	4400	-2247	6647
18	4400	-2247	6647
17	4400	-2508	6908
14	4400	-2954	7354
15	4400	-3115	7515
13	4400	-3755	8155
12	4400	-4151	8551
10	4400	-4236	8636
3	4400	-4606	9006
9	4400	-4891	9291
8	4400	-4927	9327
7	4400	-5088	9488
1	4400	-5125	9525
6	4400	-5931	10331
2	4400	-6096	10496
4	4400	-6732	11132

Tabela 7: Aderência das soluções às informações externas (caso maio 2009)

A Tabela 8 apresenta os atributos das soluções selecionadas que serão utilizados na etapa seguinte.

Solução i	Ano hidrológico	Geração térmica (MWmed)	Custo (10³ R\$)	Risco (%)
16	1953	1.980	170.113,50	36,5
19	1958	1.574	118.055,17	51,4
24	1947	570	21.130,79	62,1
25	1955	370	7.636,15	67,6
26	1993	114	1.590,34	74,3
27	1935	0	0,00	75,7

Tabela 8: Atributos das soluções selecionadas

A seguir, as seis soluções mais aderentes às informações externas, ou seja, as de menor pontuação, serão avaliadas de acordo com o método PROMETHEE II, com a metodologia formulada na Seção 5.4. Serão adotados os seguintes parâmetros:

- Diferença de custos para preferência estrita: 10% do custo de acionamento de toda a geração térmica flexível.
- Limites para a preferência fraca entre dois riscos: 5% e 10%.
- Pesos dos critérios custo e risco: pela maior aderência de tendências climática e econômica ter coincidido com o cenário de maior risco, o critério custo pode ser mais ponderado, com peso 0,6. Consequentemente, o risco terá peso 0,4.

O custo de acionamento de toda a geração térmica flexível é R\$ 1.526.500,00 mil. O limite para preferência estrita será, então, R\$ 152.650,00 mil. A função de preferência para o critério custo até este limite será calculada como:

$$P_j(a, b) = \frac{1}{152.650,00} \times d_j(a, b)$$

A função de preferência do critério risco será calculada como:

$$d_j(a, b) \leq 5 \Rightarrow P_j(a, b) = 0$$

$$5 < d_j(a, b) \leq 10 \Rightarrow P_j(a, b) = \frac{1}{5} \times (d_j(a, b) - 5)$$

$$d_j(a, b) > 10 \Rightarrow P_j(a, b) = 1$$

O valor da função de preferência $P_j(a, b)$, para cada par de soluções selecionadas e para cada critério, é mostrado nas Tabelas 9 e 10.

Pj(a,b)	Função de preferência - Critério Custo					
a\b	16	19	24	25	26	27
16	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
19	0,34103					
24	0,97598	0,63495	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
25	1,00000	0,72335	0,08840			
26	1,00000	0,76295	0,12801	0,03961	0,00000	0,00000
27	1,00000	0,77337	0,13843	0,05002	0,01042	

Tabela 9: Função de preferência para o critério custo (caso maio 2009)

$P_j(a,b)$	Função de preferência - Critério Risco					
$a \backslash b$	16	19	24	25	26	27
16	0,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
19			1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
24	0,00000	0,00000	0,00000	0,10000	1,00000	1,00000
25					0,34000	0,62000
26	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
27						

Tabela 10: Função de preferência para o critério custo (caso maio 2009)

Finalmente, a função de preferência global, $\Pi(a,b)$, os fluxos de entrada, $\Phi^+(a)$ e $\Phi^-(a)$ e o fluxo geral $\Phi(a)$ são calculados. As fórmulas são reapresentadas abaixo:

$$\Pi(a,b) = \sum_j k_j \times P_j(a,b) \quad \Phi^+(a) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} \Pi(a, a_i)$$

$$\Phi^-(a) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} \Pi(a_i, a) \quad \Phi(a) = \Phi^+(a) - \Phi^-(a)$$

Com base na maior aderência das tendências econômicas e climática ao cenário de maior risco entre os selecionados, o decisor deverá atribuir menor peso ao risco. Os pesos a serem adotados seriam, então, $k_{\text{custo}} = 0,6$ e $k_{\text{risco}} = 0,4$. A decisão a ser tomada é a que tem o maior valor para o fluxo geral, $\Phi(a)$. A Tabela 11 mostra os valores calculados e assinala a decisão a ser tomada.

	$\Pi(a,b)$ (preferência global)						$\Phi^+(a)$	$\Phi^-(a)$	$\Phi(a)$
Sol.	16	19	24	25	26	27	fluxo entrada	fluxo saída	fluxo geral
16	0,00000	0,40000	0,40000	0,40000	0,40000	0,40000	0,4000	0,51804	-0,1180
19	0,20462	0,00000	0,40000	0,40000	0,40000	0,40000	0,3609	0,42735	-0,0664
24	0,58559	0,38097	0,00000	0,04000	0,40000	0,40000	0,3613	0,20258	0,1587
25	0,60000	0,43401	0,05304	0,00000	0,13600	0,24800	0,2942	0,17876	0,1155
26	0,60000	0,45777	0,07680	0,02376	0,00000	0,00000	0,2317	0,26845	-0,0368
27	0,60000	0,46402	0,08306	0,03001	0,00625	0,00000	0,2367	0,28960	-0,0529

Tabela 11: Escolha da decisão a ser tomada (caso maio 2009)

Neste caso, portanto, a decisão a ser tomada em maio de 2009 seria a de número 24, que corresponde a uma geração térmica de 570 MWmed, correspondente à disponibilidade flexível de Angra 2 e Norte Fluminense 2 e 3. O custo correspondente à geração térmica mais cara seria de 90,69 R\$/MWh.

6.2.2. Segundo caso de estudo: abril de 2008

6.2.2.1. Condições do estudo

O segundo caso de estudo apresentado refere-se às condições apresentadas no PMO de abril de 2008 [65]. As condições de armazenamento inicial estão indicadas na Tabela 12, em percentual da energia armazenável máxima nos reservatórios de usinas hidroelétricas e em MWmês. Desta tabela constam também os níveis-meta considerados ao final de novembro para os dois anos de estudo.

SUBSISTEMA	EAR INICIAL (% EARmax)	EAR INICIAL (MWmês)	NÍVEIS-META (% EARmax)
SE/CO	80,8	153.324	54,0
S	43,7	8.075	40,0
NE	62,6	32.397	35,0
N	89,4	10.229	0,0
TOTAL		204.025	

Tabela 12: Níveis considerados para a validação do protótipo – abril/2008

A geração térmica flexível disponível para o mês de abril de 2008 é mostrada na Tabela 13, por ordem crescente de custo. A Figura 32 mostra graficamente o perfil do parque térmico flexível no SIN, com base no mês de abril de 2008.

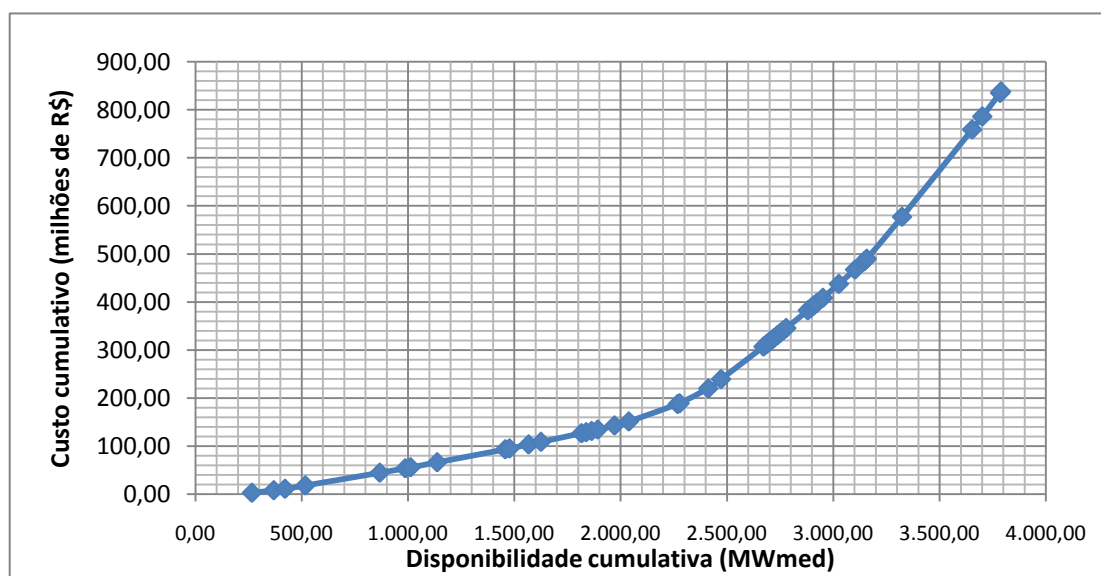


Figura 32. Perfil do parque térmico no SIN – abril/2008

Usina térmica	Subsistema	Disponibilidade flexível (MWmed)	Custo variável (R\$/MWh)	Disponibilidade cumulativa (MWmed)	Custo cumulativo (milhões de R\$)
ANGRA 2	SE	265,00	16,26	265,00	3,10
TERMOPE	NE	103,00	70,16	368,00	8,30
FORTALEZA	NE	52,70	80,65	420,70	11,36
C.FURTADO	NE	96,00	100,95	516,70	18,34
J.LACER. C	S	350,00	105,39	866,70	44,90
R.ALME_TC	NE	120,00	105,78	986,70	54,04
P.MEDICI A	S	25,00	115,90	1011,70	56,12
P.MEDICI B	S	125,00	115,90	1026,70	57,38
BRIZOLA_L	SE	320,20	117,04	1346,90	84,36
COCAL	SE	20,00	122,06	1366,90	86,12
J.LACER. B	S	90,00	129,12	1456,90	94,48
J.LAC. A2	S	58,00	129,14	1514,90	99,88
LC.PRESTES	SE	190,70	130,55	1705,60	117,80
PIE-RP	SE	22,00	132,68	1727,60	119,90
BLSOBRINHO	SE	25,50	139,24	1753,10	122,46
CHARQUEADA	S	29,00	143,28	1782,10	125,45
JUIZ DE FO	SE	79,00	150,00	1861,10	133,98
J.LAC. A1	S	67,00	170,49	1928,10	142,21
ARAUCARIA	S	230,00	219,00	2158,10	178,47
S.JERONIMO	S	9,00	248,31	2167,10	180,08
PIRAT. 34	SE	135,00	317,98	2302,10	210,99
ALEGRETE	S	60,00	447,83	2362,10	230,34
PIRAT.12 O	SE	200,00	470,34	2562,10	298,07
ALTOS	NE	13,10	502,21	2575,20	302,80
ARACATI	NE	11,50	502,21	2586,70	306,96
BATURITE	NE	11,50	502,21	2598,20	311,12
C.MAIOR	NE	13,10	502,21	2611,30	315,86
CAUCAIA	NE	14,80	502,21	2626,10	321,21
CRATO	NE	13,10	502,21	2639,20	325,95
ENGUIA PEC	NE	14,80	502,21	2654,00	331,30
IGUATU	NE	14,80	502,21	2668,80	336,65
JAGUARARI	NE	101,50	502,21	2770,30	373,35
JUAZEIRO N	NE	14,80	502,21	2785,10	378,70
MARAMBAIA	NE	13,10	502,21	2798,20	383,44
NAZARIA	NE	13,10	502,21	2811,30	388,18
R.SILVEIRA	SE	30,00	523,35	2841,30	399,48
IGARAPE	SE	75,00	537,69	2916,30	428,51
S.TIARAJU	S	76,50	541,93	2985,60	455,55
DAIA	SE	42,70	546,82	3028,30	472,37
NUTEPA	S	12,00	653,00	3040,30	478,01
ST.CRUZ DI	SE	166,00	730,54	3206,30	565,32
CAMACARI	NE	330,00	764,43	3536,30	746,95
XAVANTES	SE	47,70	792,86	3584,00	774,18
W.ARJONA	SE	84,00	808,02	3668,00	823,05
UTE BRASIL	SE	4,00	1.047,38	3672,00	826,07

Tabela 13: Usinas termoeletricas – disponibilidade flexível em abril de 2008

A carga própria dos quatro subsistemas que foi prevista para o mês de abril de 2008 é mostrada na Tabela 14. Também é informada a carga líquida, após o desconto da geração térmica mínima.

A geração térmica flexível disponível, em um total de 3.672 MWmed, poderia suprir até 7,5% da carga líquida no mês de abril de 2008, a um custo de

0,826 bilhão de reais, poupando, 1,8% do equivalente em energia da água estocada ao início do estudo nas usinas com reservatório de regularização.

SUBSISTEMA	CARGA PRÓPRIA (MWmed)	PEQUENAS USINAS (MWmed)	GERAÇÃO TÉRMICA MIN (MWmed)	CARGA LÍQUIDA (MWmed)
SE/CO	33526	1074	2358	30094
S	8741	412	798	7531
NE	7681	93	0	7588
N	3670	44	0	3626
TOTAL	53618	1623	3156	48839

Tabela 14: Requisitos de energia previstos para abril de 2008 (PMO)

6.2.2.2. Determinação das soluções não dominadas

As decisões que seriam adotadas em abril de 2008 para cada um dos cenários considerados, com base na minimização do custo total de operação no horizonte de abril de 2008 a novembro de 2009 são mostradas graficamente na Figura 33, em ordem decrescente de geração térmica.

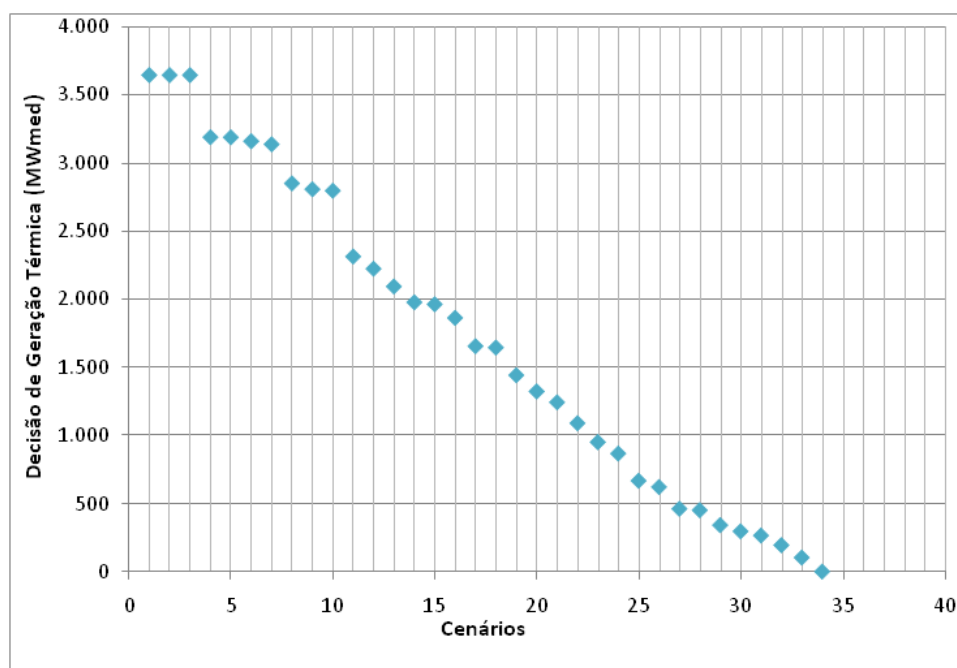


Figura 33. Geração térmica para os cenários considerados (caso abril 2008)

A análise gráfica, mostrada na Figura 34, permite visualizar as soluções não dominadas, que correspondem às decisões em relação às quais não há outra

decisão que melhore a solução para ao menos um dos critérios, de risco e segurança, sem degradá-lo para o outro. Conforme discutido na Seção 6.1.2, pelas características da decisão de geração térmica com base nos critérios de menor custo e maior segurança, dificilmente ocorrem soluções dominadas. A seleção então, é feita com a eleição de um representante para cada grupo de soluções de igual custo. Foi utilizada nesta aplicação a ordem cronológica crescente dos cenários históricos associados às soluções.

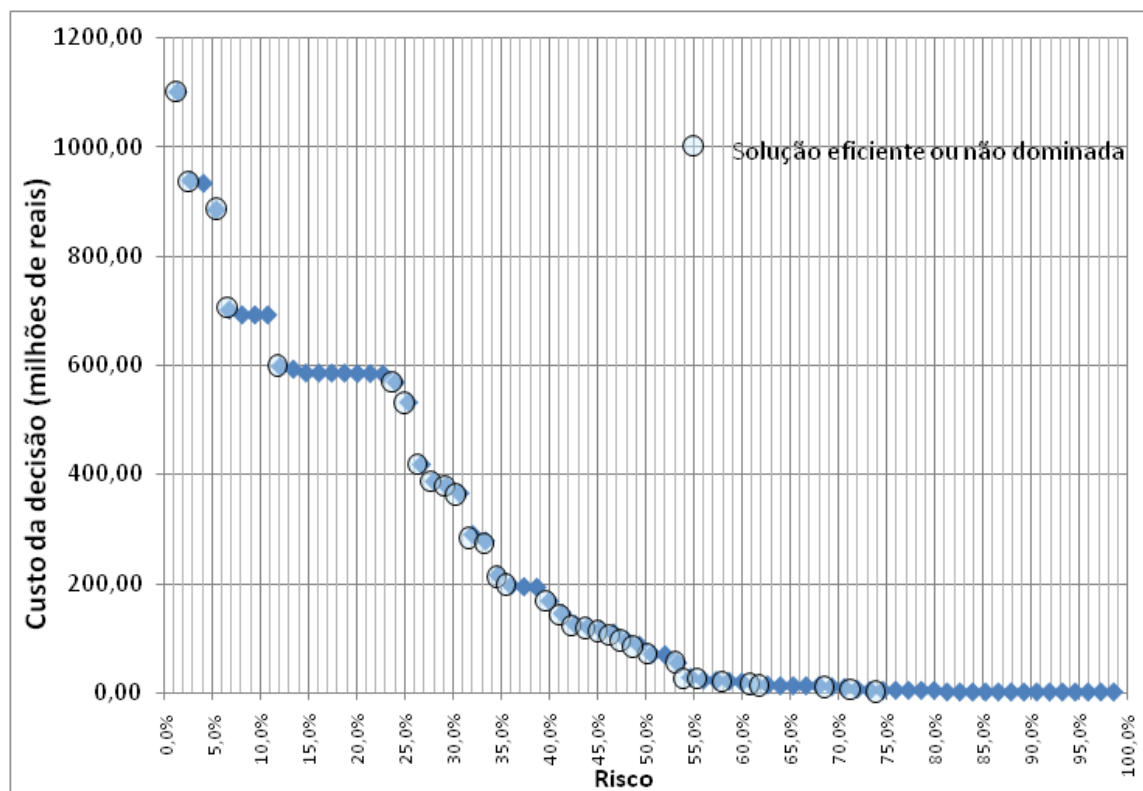


Figura 34. Determinação das soluções não dominadas (caso abril 2008)

Foram, portanto, selecionadas 34 decisões, que passarão por um processo de refinamento e análise interativa, de acordo com o disposto na Seção 5.4.

6.2.2.3. Escolha da decisão a ser adotada

Inicialmente são calculados e mostrados na Tabela 15 os valores dos atributos descritos na Seção 5.4. De acordo com as informações sobre as perspectivas econômicas, que afetariam a evolução da carga a ser atendida, e as perspectivas climáticas, que podem alterar a tendência hidrológica para o período

do estudo, são também calculados os índices a serem utilizados na seleção do subconjunto de soluções mais aderentes.

Solução <i>i</i>	Ano do Histórico	Risco	Déficit (MWmed)	Custo (10 ³ R\$) <i>C_i</i>	ENA Sudeste <i>A_{i,1}</i>	ENA Sul <i>A_{i,2}</i>	ENA Nordeste <i>A_{i,3}</i>	ENA Norte <i>A_{i,4}</i>
1	1944	1,3%	344,00	1.101.280,68	22897	2538	5185	4123
2	1951	2,7%	244,00	938.485,83	21618	4158	4528	4041
3	1963	5,3%	212,00	885.127,18	24988	7024	5224	4697
4	1952	6,7%	152,00	701.075,96	22522	7363	4416	4013
5	1985	12,0%	18,00	597.619,87	23762	3813	4896	4238
6	1940	24,0%	0,00	568.520,00	24103	4617	4531	4249
7	1953	25,3%	0,00	531.410,00	28173	7212	4747	3853
8	2006	26,7%	0,00	417.500,00	25906	3763	5198	4317
9	1961	28,0%	0,00	386.640,00	23829	8262	4934	3932
10	1969	29,3%	0,00	377.480,00	28794	5919	5622	3794
11	2002	30,7%	0,00	364.800,00	25080	10564	3759	3606
12	1955	32,0%	0,00	289.003,17	26773	8563	4837	4349
13	1954	33,3%	0,00	277.200,00	26447	12269	4570	4132
14	1977	34,7%	0,00	214.437,68	24637	6149	5657	4976
15	1945	36,0%	0,00	195.277,68	26433	3346	11170	5723
16	1942	40,0%	0,00	166.918,13	25397	4720	5555	5014
17	1958	41,3%	0,00	143.918,13	28330	7317	5949	4500
18	1995	42,7%	0,00	123.788,13	25872	5845	5254	4862
19	1950	44,0%	0,00	119.258,13	24914	6044	5711	4335
20	1988	45,3%	0,00	114.490,00	26932	6666	4962	4024
21	1939	46,7%	0,00	108.560,00	26420	6404	5242	4474
22	1978	48,0%	0,00	94.857,68	28839	4745	5819	4553
23	1998	49,3%	0,00	86.000,00	27794	8168	5426	3397
24	1975	50,7%	0,00	69.520,00	25621	8246	5608	4537
25	1996	53,3%	0,00	53.538,13	27834	7891	5338	4256
26	1984	54,7%	0,00	26.713,17	26184	11350	5244	4035
27	1938	56,0%	0,00	22.003,17	26790	7961	5292	4144
28	1972	58,7%	0,00	19.823,17	31902	11393	5329	3708
29	1960	61,3%	0,00	14.013,17	26811	7602	3933	3933
30	1935	62,7%	0,00	12.973,17	27750	11752	5061	4615
31	1966	69,3%	0,00	9.753,17	26714	7672	5051	4036
32	1987	72,0%	0,00	5.200,00	29134	9886	4920	3633
33	1943	74,7%	0,00	3.103,17	26483	7767	5242	4784
34	1946	81,3%	0,00	0,00	27542	6707	6049	4278

Tabela 15: Valores dos atributos das soluções não dominadas (caso abril 2008)

Em março de 2008, a perspectiva, após a boa estação chuvosa de 2008, era de uma estação seca com afluições mantendo o valor esperado. Havia também neutralidade sobre as perspectivas econômicas. Não havia ainda, àquela época, informações confiáveis sobre a insolvência econômica de algumas instituições bancárias que viria a precipitar, em meados de 2008, a profunda crise que atingiu a economia global.

Estas informações, disponíveis ao decisor ao final de março de 2008, foram utilizadas para preenchimento, na Tabela 16, dos campos atribuídos de acordo com a metodologia descrita na Seção 5.4, seguindo a terminologia descrita na Seção 6.2.1.3.

SUBSISTEMA	ENA esperada (MWmed) E_s	Desvio previsão ENA (MWmed) T_s	Desvio previsão CARGA (MWmed) D_s
SE/CO	24.555	0	0
S	7.717	0	0
NE	4.875	0	0
N	3.289	0	0
TOTAL	40.436	0	0

Tabela 16: Desvios de previsão até o próximo novembro (caso abril 2008)

Pode-se supor que o decisor pontuaria ambas informações de tendência econômica e climática ambas com grau de confiabilidade de 0,7. Com os dados à disposição, é computado para cada uma das soluções não dominadas o índice de incompatibilidade definido na Seção 5.4, que a seguir tem sua construção repetida, para maior clareza:

$$\Delta(\text{tendências}) = \sum_{s=1}^{NS} T_s - \sum_{s=1}^{NS} D_s \quad \Delta(\text{afluência}_i) = \sum_{s=1}^{NS} A_{i,s} - \sum_{s=1}^{NS} E_s$$

$$INC^i = |\Delta(\text{tendências}) - \Delta(\text{afluência}_i)|$$

O resultado é mostrado na Tabela 17. O número de soluções selecionadas seguirá a formulação sugerida em 5,4:

$$N = \frac{N_Efi}{2 + 3 \times (FC \times GC + FD \times GD)}$$

O número de soluções não selecionadas é $N_Efi = 34$. Não havia na época tendência que justificasse desvios em relação aos valores esperados, e tampouco havia motivos para que os fatores de ponderação das tendências climáticas e econômicas não fossem idênticos. Assim, $FC = FD = 0,5$. Obtém-se então $N = 8$, ou seja, serão avaliadas oito soluções, assinaladas na própria tabela ordenada.

Solução i	$\Delta(\text{Tendências})$	$\Delta(\text{Afluência}_i)$	INC ⁱ
16	0	250	250
9	0	521	521
19	0	568	568
14	0	983	983
8	0	-1252	1252
18	0	1397	1397
3	0	1497	1497
29	0	1843	1843
21	0	2104	2104
4	0	-2122	2122
20	0	2148	2148
11	0	2573	2573
6	0	-2936	2936
31	0	3037	3037
22	0	3520	3520
7	0	3549	3549
24	0	3576	3576
10	0	3693	3693
5	0	-3727	3727
27	0	3751	3751
33	0	3840	3840
12	0	4086	4086
34	0	4140	4140
23	0	4349	4349
25	0	4883	4883
17	0	5660	5660
1	0	-5693	5693
2	0	-6091	6091
15	0	6236	6236
26	0	6377	6377
13	0	6982	6982
32	0	7137	7137
30	0	8742	8742
28	0	11896	11896

Tabela 17: Aderência das soluções às informações externas (caso abril 2008)

A Tabela 18 apresenta os atributos das soluções selecionadas.

Solução i	Ano hidrológico	Geração térmica (MWmed)	Custo (10 ³ R\$)	Risco (%)
3	1963	3646	885.127,18	5,3
8	2006	2850,8	417.500,00	26,7
9	1961	2796,9	386.640,00	28,0
14	1977	2314,1	214.437,68	34,7
16	1942	2094	166.918,13	40,0
18	1995	1863	123.788,13	42,7
19	1950	1655,2	119.258,13	44,0
29	1960	451,1	14.013,17	61,3

Tabela 18: Atributos das soluções selecionadas

A seguir, as oito soluções mais aderentes às informações externas, ou seja, as de menor pontuação, serão avaliadas de acordo com o método PROMETHEE II, com a metodologia formulada na Seção 5.4. Serão adotados os seguintes parâmetros:

- d) Diferença de custos para preferência estrita: 10% do custo de acionamento de toda a geração térmica flexível.
- e) Limites para a preferência fraca entre dois riscos: 5% e 10%.
- f) Pesos dos critérios custo e risco: não há razão para ponderar um critério. Consequentemente, cada critério terá peso 0,5.

Um dos cenários selecionados tinha uma perspectiva futura que obrigou a solução do modelo de otimização a recomendar corte de carga. Caso esta fosse a decisão escolhida, o procedimento seria a negociação para flexibilização de restrições, de tal forma que o corte de carga não precisasse ser levado à consideração dos órgãos do governo.

De forma a se calcular o limite para preferência estrita de custo, toma-se o custo de acionamento de toda a geração térmica flexível no mês de abril de 2009, que é R\$ 826.070,00 mil, e calcula-se a fração de 10% deste valor. O limite para preferência estrita será, então, R\$ 82.607,00 mil. A função de preferência para o critério custo será, então, até este limite, calculada como:

$$P_j(a, b) = \frac{1}{82.607,00} \times d_j(a, b)$$

A função de preferência do critério risco será calculada como:

$$d_j(a, b) \leq 5 \Rightarrow P_j(a, b) = 0$$

$$5 < d_j(a, b) \leq 10 \Rightarrow P_j(a, b) = \frac{1}{5} \times (d_j(a, b) - 5)$$

$$d_j(a, b) > 10 \Rightarrow P_j(a, b) = 1$$

O valor da função de preferência $P_j(a, b)$, para cada par de soluções selecionadas e para cada critério, é mostrado nas Tabelas 19 e 20.

P_j(a,b)	Função de preferência - Critério Custo							
a\b	3	8	9	14	16	18	19	29
3	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8	1,00000							
9	1,00000	0,37358	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
14	1,00000	1,00000	1,00000					
16	1,00000	1,00000	1,00000	0,57525	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
18	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	0,52211			
19	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	0,57695	0,05484	0,00000	0,00000
29	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	

Tabela 19: Função de preferência para o critério custo (caso abril 2008)

P_j(a,b)	Função de preferência - Critério Risco							
a\b	3	8	9	14	16	18	19	29
3	0,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
8				0,60000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
9	0,00000	0,00000	0,00000	0,34000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
14					0,06000	0,60000	0,86000	1,00000
16	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
18								1,00000
19	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
29								

Tabela 20: Função de preferência para o critério custo (caso abril 2008)

Finalmente, a função de preferência global, $\Pi(a, b)$ é calculada, bem como os fluxos de entrada e saída, $\Phi^+(a)$ e $\Phi^-(a)$ e o fluxo geral $\Phi(a)$. As fórmulas são rerepresentadas a seguir:

$$\begin{aligned}\Pi(a, b) &= \sum_j k_j \times P_j(a, b) & \Phi^+(a) &= \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} \Pi(a, a_i) \\ \Phi^-(a) &= \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} \Pi(a_i, a) & \Phi(a) &= \Phi^+(a) - \Phi^-(a)\end{aligned}$$

Com base na maior aderência das tendências econômicas e climática ao cenário de maior risco entre os selecionados, o decisor deverá atribuir menor peso ao risco. A decisão a ser tomada é a que tem o maior valor para o fluxo geral, $\Phi(a)$. A Tabela 21 mostra os valores calculados e assinala a decisão a ser tomada.

	$\Pi(a, b)$ (preferência global)								$\Phi^+(a)$	$\Phi^-(a)$	$\Phi(a)$
Sol.	3	8	9	14	16	18	19	29	fluxo entr.	fluxo saída	fluxo geral
3	0,0000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,0000
8	0,5000	0,0000	0,0000	0,3000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,3600	0,4373	-0,0774
9	0,5000	0,1868	0,0000	0,1700	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,3714	0,4000	-0,0286
14	0,5000	0,5000	0,5000	0,0000	0,0300	0,3000	0,4300	0,5000	0,3660	0,3515	0,0145
16	0,5000	0,5000	0,5000	0,2876	0,0000	0,0000	0,0000	0,5000	0,3575	0,3582	-0,0007
18	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,2611	0,0000	0,0000	0,5000	0,4522	0,3600	0,0922
19	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,2885	0,0274	0,0000	0,5000	0,4632	0,3860	0,0772
29	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,0000	0,6000	0,6000	0,0000

Tabela 21: Escolha da decisão a ser tomada (caso abril 2008)

Neste caso, portanto, a decisão a ser tomada em abril de 2008 seria a de número 18, que corresponde a uma geração térmica de 1.863 MWmed. Isso corresponde à disponibilidade térmica flexível disponível de custo variável unitário igual ou inferior a R\$ 150,00/MWh.

6.3 Avaliação dos resultados

As decisões tomadas pelo SAD, com sua fundamentação, ficam documentadas. Seus resultados podem, então, ser analisados com o tempo, à medida que vão sendo dirimidas as incertezas, e esta análise deve ser sempre utilizada no aperfeiçoamento do SAD.

No caso de maio de 2009, com uma perspectiva climática favorável, e sendo já conhecida a necessidade de uma nova redução da carga para absorver os impactos da crise econômica de 2008/2009, o SAD permitiu ao decisor optar, com segurança, por uma decisão de maior risco (considerando os dados oficiais) e, portanto, menor custo. O resultado foi a utilização da disponibilidade flexível de geração térmica de custo até 90,69 R\$/MWh. Como referência, o despacho efetivamente decidido neste mesmo mês correspondeu ao uso de geração térmica até o custo de R\$ 140,00 R\$/MWh.

No caso de abril de 2008, já havia passado o impacto do atraso da estação chuvosa de 2008, mas o decisor poderia ter sua decisão influenciada pelo

enviesamento da regressão, superestimando o peso do critério risco. Mostra-se a relevância, neste caso, de passar o processo pelo crivo dos fatores de limitação da racionalidade, o que resulta na mesma ponderação para os dois critérios. O resultado foi a utilização da disponibilidade térmica flexível disponível de custo variável unitário inferior a R\$ 150,00/MWh. Neste mesmo mês, o despacho efetivamente decidido foi de utilização de geração térmica de custo inferior a R\$ 170,00 R\$/MWh.

6.4 Análise de sensibilidade

Na Seção 6.2 foram utilizados parâmetros supostamente estabelecidos por um decisor humano, de forma a ser obtida a decisão a ser adotada em cada um dos casos apresentados. É possível, de certa forma, avaliar a influência do decisor humano ao fazer suas opções, o que é feito através de uma análise de sensibilidade quanto a alguns dos parâmetros ajustáveis.

O estudo a ser considerado nesta análise é o de maio de 2009, a partir da decisão tomada conforme o conjunto de parâmetros adotados na Seção 6.2.1.3, a ser chamado de Caso Base para os fins desta análise:

- Pesos: 0,6 para o custo e 0,4 para o risco.
- Diferença de custo para preferência estrita: superior a 10% do custo de toda a geração térmica flexível disponível.
- Limites para a preferência fraca entre riscos: acima de 5% e abaixo de 10%.

Destaca-se que, para o Caso Base, a decisão tomada foi a geração das usinas térmicas de custo igual ou inferior a R\$ 90,69/MWh.

6.4.1. Sensibilidade à aversão ao risco

De forma a verificar o efeito de uma maior aversão a risco do decisor, foram invertidos os pesos, em relação ao Caso Base:

- Pesos: 0,4 para o custo e 0,6 para o risco.

A Tabela 22 mostra que, neste caso, seria adotada a decisão de número 16, referente ao cenário hidrológico de 1953, que corresponde ao despacho de todas as usinas termoeletricas de custo igual ou inferior a R\$ 168,12.

Sol.	$\Pi(a, b)$ (preferência global)						$\Phi^+(a)$	$\Phi^-(a)$	$\Phi(a)$
	16	19	24	25	26	27	fluxo entrada	fluxo saída	fluxo geral
16	0,00000	0,60000	0,60000	0,60000	0,60000	0,60000	0,60000	0,34536	0,25464
19	0,13641	0,00000	0,60000	0,60000	0,60000	0,60000	0,50728	0,35157	0,15571
24	0,39039	0,25398	0,00000	0,06000	0,60000	0,60000	0,38087	0,26839	0,11249
25	0,40000	0,28934	0,03536	0,00000	0,20400	0,37200	0,26014	0,25917	0,00097
26	0,40000	0,30518	0,05120	0,01584	0,00000	0,00000	0,15445	0,40163	-0,24719
27	0,40000	0,30935	0,05537	0,02001	0,00417	0,00000	0,15778	0,43440	-0,27662

Tabela 22: Decisão com maior peso para o risco (caso maio 2009)

6.4.2. Maior sensibilidade a diferenças de custo

De forma de verificar a maior sensibilidade do decisor em relação à variação de custo, utilizou-se o aumento no limite considerado para passar de preferência fraca para preferência estrita em termos de custo. Com isso, a preferência cresce de acordo com a distância entre os custos de duas soluções.

Para tanto, os parâmetros foram assim ajustados em relação ao Caso Base:

- Pesos: 0,5 para o custo e 0,5 para o risco.
- Diferença de custo para preferência estrita: superior a 50% de toda a GT flexível.

A Tabela 23 mostra que, neste caso, seria adotada a decisão de número 25, referente ao cenário hidrológico de 1955, que corresponde ao despacho de todas as usinas termoeletricas de custo igual ou inferior a R\$ 51,93/MWh.

Sol.	$\Pi(a, b)$ (preferência global)						$\Phi^+(a)$	$\Phi^-(a)$	$\Phi(a)$
	16	19	24	25	26	27	fluxo entrada	fluxo saída	fluxo geral
16	0,00000	0,50000	0,50000	0,50000	0,50000	0,50000	0,50000	0,50000	0,00000
19	0,50000	0,00000	0,50000	0,50000	0,50000	0,50000	0,50000	0,50000	0,00000
24	0,50000	0,50000	0,00000	0,05000	0,50000	0,50000	0,41000	0,37742	0,03258
25	0,50000	0,50000	0,22101	0,00000	0,17000	0,31000	0,34020	0,25481	0,08539
26	0,50000	0,50000	0,32002	0,09901	0,00000	0,00000	0,28381	0,33921	-0,05540
27	0,50000	0,50000	0,34607	0,12506	0,02605	0,00000	0,29943	0,36200	-0,06257

Tabela 23: Decisão com maior sensibilidade à diferença de custo (caso maio 2009)

6.4.3. Maior sensibilidade a diferenças de risco

De forma a verificar o efeito de uma maior sensibilidade a diferenças de risco, ampliou-se a faixa para considerar preferência fraca, ou seja, a faixa em que a preferência aumenta de acordo com a diferença entre os riscos de duas soluções. Em relação ao Caso Base, os parâmetros alterados foram:

- Limites para a preferência fraca entre riscos: acima de 5% e abaixo de 40%.

A Tabela 24 mostra que, neste caso, assim como no anterior, seria adotada a decisão de número 25, referente ao cenário hidrológico de 1955, que corresponde ao despacho de todas as usinas termoeletricas de custo igual ou inferior a R\$ 51,93/MWh.

Sol.	$\Pi(a, b)$ (preferência global)						$\Phi^+(a)$	$\Phi^-(a)$	$\Phi(a)$
	16	19	24	25	26	27	fluxo entrada	fluxo saída	fluxo geral
16	0,00000	0,08800	0,18311	0,23200	0,29156	0,30400	0,21973	0,51804	-0,29831
19	0,20462	0,00000	0,05067	0,09956	0,15911	0,17156	0,13710	0,36495	-0,22785
24	0,58559	0,38097	0,00000	0,00444	0,06400	0,07644	0,22229	0,08934	0,13295
25	0,60000	0,43401	0,05304	0,00000	0,01511	0,02756	0,22594	0,07796	0,14799
26	0,60000	0,45777	0,07680	0,02376	0,00000	0,00000	0,23167	0,10721	0,12446
27	0,60000	0,46402	0,08306	0,03001	0,00625	0,00000	0,23667	0,11591	0,12076

Tabela 24: Decisão com maior sensibilidade à diferença de risco (caso maio 2009)

6.4.4. Avaliação da análise de sensibilidade

Esta análise permitiu avaliar que o SAD proposto atribui um relevante papel ao decisor humano.

Foi também evidenciada a versatilidade do método que foi adotado para apoio à decisão, por sistematizar e possibilitar traduzir as inclinações gerenciais dos executivos responsáveis pela condução do planejamento da operação, tornando reproduzível todo o processo decisório, desde que sejam sempre divulgados os parâmetros adotados.

Capítulo 7

Conclusões e recomendações

Esta tese traz ao campo acadêmico a necessidade de sistematizar o processo decisório atualmente praticado no planejamento da operação energética. Ao longo do tempo, os desenvolvimentos metodológicos nesta área têm sido voltados para a sofisticação do processo de modelagem computacional, sem interferência do decisor humano. Ao longo dos últimos anos, no entanto, os principais executivos que orientam as decisões que afetam o sistema interligado nacional passaram a considerar a solução fornecida por estes modelos computacionais com cada vez menor relevância, pelo conhecimento incompleto de que estes podem dispor, pelas imprecisões nos dados utilizados e pelas diversas incertezas não consideradas. As decisões, efetivamente, passaram a ser tomadas por intervenção humana, com base em outras informações,

Caberia então à Academia buscar maior sofisticação e o resgate do uso pleno da modelagem computacional? Esta tese propõe, em caminho inverso, a sistematização da modalidade decisória que vem sendo praticada, de forma a torná-la mais segura e abrangente, e possibilitar ao decisor humano mitigar suas limitações de racionalidade.

A proposta, conforme apresentada, de um sistema de apoio à decisão bicritério, além de abrir o campo da abordagem multi-critério e de apoio à decisão ao planejamento da operação energética, introduz outras três importantes contribuições: a consideração de várias informações disponíveis, com seus índices de confiabilidade, para delimitação de um subconjunto de soluções; a consideração explícita do risco como critério de decisão, sendo seu peso em relação ao custo uma

escolha do decisor; e o cuidado em mitigar a limitação da racionalidade que normalmente afeta os decisores humanos.

A metodologia proposta nesta tese pode ser utilizada como base para um desenvolvimento que resulte em um sistema a ser efetivamente utilizado pelo planejamento da operação energética. Algumas considerações, neste caso, são necessárias. O planejamento da operação energética é um processo regido por Procedimentos de Rede, homologados pela ANEEL, e isso limita o operador a dispor apenas de dados recebidos oficialmente. Esta forte regulação visa garantir a reprodutibilidade do processo, em que pese todos os rebatimentos comerciais e institucionais inerentes às decisões operativas. Por outro lado, a independência do operador do sistema deve sempre prevalecer, em prol de um resultado de maior qualidade para a sociedade, com o uso de todas as informações que estejam disponíveis, após a devida análise de seu grau de confiabilidade.

De forma a conciliar as duas necessidades, deve-se ter em vista que todas as considerações adotadas para a decisão sejam sistematicamente documentadas, de forma que o processo seja reprodutível. Finalmente, considerando que neste novo ambiente as decisões operativas serão fornecidas por um sistema de apoio à decisão, o modelo setorial deverá passar por ajustes regulatórios, comerciais e institucionais, principalmente quanto aos dispositivos que se referem à forma com que são tomadas as decisões operativas.

Recomenda-se, em complementação a este trabalho, uma maior exploração do apoio à decisão multi-critério, com estudos adicionais de sensibilidade em relação aos parâmetros ajustáveis pelo decisor, bem como uma análise específica sobre o condicionamento do ajuste dos parâmetros a um ou mais vieses cognitivos.

Como extensão deste trabalho, sugere-se a consideração de outras informações externas, tais como indícios de atraso na concretização de novas instalações e de sinais de dificuldade na obtenção de combustíveis para geração termelétrica. Pode-se, em suma, propor a implementação de um protótipo mais completo do SAD.

Além disso, pode-se também estender o paradigma defendido neste trabalho para um nível mais detalhado da operação, em estágios semanais e para usinas hidroelétricas individualizadas, o que deverá requerer a introdução de uma série de novas informações e considerações à metodologia do SAD.

Enfim, a proposição do paradigma de apoio à decisão multicritério para o planejamento da operação energética é um passo maior que a própria implementação adotada neste trabalho, pois esta é adaptável à evolução que certamente acontecerá, incorporando estudos de clima e economia, novos modelos de simulação e otimização e demandas adicionais da sociedade. O que está se propondo, em suma, é um novo conceito, uma nova maneira de tratar o processo de tomada de decisão nesta área.

Referências

- [1] *Andreu, J., Capilla, J., Sanchis, E.* – AQUATOOL, a generalized decision support system for water-resources planning and operational management; *Journal of Hydrology*, 177: 269–291; 1996.
- [2] *ANEEL* – Despacho 1904 – Autoriza a utilização dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo pelo ONS; 25 de maio de 2009.
- [3] *ANEEL* – Estatuto do ONS; Resolução Autorizativa nº 328; 12 de agosto de 2004.
- [4] *ANEEL* – Ofício nº 447/2004 SRG/ANEEL - Determinação da taxa de desconto para os estudos de planejamento e programação do ONS; 16 de dezembro de 2004.
- [5] *ANEEL* – Resolução 351- Autoriza o funcionamento do ONS; 11 de novembro de 1998.
- [6] *ANEEL* – Resolução Homologatória nº 757 – Determina a curva de custos de déficits de energia elétrica; 16 de dezembro de 2008.
- [7] *Araripe Neto, T. A., Kligerman, A. S.; Silva, M. N., Reis, J. L.* – A experiência do GCOI na coordenação do planejamento da operação energética do sistema hidrotérmico brasileiro; VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica; São Paulo, 1986.
- [8] *Babic, Z., Plazibat, N.* – Ranking of enterprises based on multicriterial analysis; *International Journal of Production Economics*, 56/57: 29–35; 1998
- [9] *Bath, S. K., Dhillon, J. S., Kothari, D. P.* – Fuzzy satisfying stochastic multi-objective generation scheduling by weightage pattern search methods; *Electric Power Systems Research*, 69: 311–320; 2004.
- [10] *Baykasoglu, A., Owen, S., Gindy, N.* – A taboo search based approach to find the Pareto optimal set in multiple objective optimization; *Engineering Optimization*, 31: 731–748; 1999.

- [11] *Bentham, J.* – The principles of morals and legislation; Prometheus Books; New York, 1988.
- [12] *Birnbaum, M. H., Gutierrez, R. J.* – Testing for intransitivity of preferences predicted by a lexicographic semi-order; *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, Elsevier, 104(1): 96–112; 2007.
- [13] *Brans, J. P., Vinke, P. H.* – A preference ranking organization method, the PROMETHEE method for MCDM; *Management Science*, 31: 647–656; 1985.
- [14] *Brans, J. P., Vinke, P. H., Mareschal, B.* – How to select and how to rank projects: The PROMETHEE method; *European Journal of Operational Research*, 24: 228–238; 1986.
- [15] *Cabecinhas, R.* – A perspectiva cognitiva sobre a decisão estratégica; *Cadernos do Noroeste*, 7(2): 19-37; Lisboa, 2004.
- [16] *Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, GCE* – Resolução 109; 24 de janeiro de 2002.
- [17] *Campello de Souza, F. M.* – Decisões racionais em situações de incerteza; Editora Universitária da Universidade Federal de Pernambuco; Recife, 2002.
- [18] *Charnes, A., Cooper, W. W.* – Management models and industrial applications of linear programming; John Wiley & Sons; New York, 1961.
- [19] *Clímaco, J. C. N.* – Uma reflexão crítica da decisão ótima; *Revista Crítica de Ciências Sociais*, 59: 5-34; Coimbra, 2001.
- [20] *Cochrane, J. L., Zeleny, M.* – Multiple Criteria Decision Making; University of South Carolina Press; Columbia, 1973.
- [21] *Collette, Y., Siarry, P.* – Multiobjective optimization, principles and case studies; Springer; Berlin, 2003.
- [22] *Condorcet, N.* - Essai sur l'application de l'analyse à la probabilité des décisions rendues à la pluralité des voix; De l'Imprimerie Royale; Paris, 1785.
- [23] *Costa, J. P.; Maceira, M. E. P.; Suanno, C. M.; Pereira, M. V. F.* – Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas - NEWAVE. Especificação Funcional; Relatório Técnico CEPEL; 1993.

- [24] *Costa, J. P. da, Prado, S., Binato, S.* – Modelo DECOMP - Manual de referência; Relatório Técnico CEPEL DPP/PEL-633/99; 1999.
- [25] *Cunha, S. H. F.; Prado, S.; Costa, J. P.* – Modelagem da produtividade variável de usinas hidrelétricas com base na construção de uma função de produção energética; XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos; Vitória, 1997.
- [26] *Czyzak, P., Jaskiewicz, A.* - A multiobjective metaheuristic approach to the localization of a chain of petrol stations by the capital budgeting model; *Control and Cybernetics*, 25:177–187; 1996
- [27] *Daher, M. J.* - O planejamento e a programação da operação do SIN pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; Seminário internacional reestruturação e regulação do setor de energia elétrica e gás natural; Rio de Janeiro, 2006.
- [28] *Dias Leite, A.* – A Energia do Brasil; Campus Elsevier; 2007.
- [29] *Doerner, K., Gutjahr, W., Hartl, R., Strauss, C., Stummer, C.* – Pareto ant colony optimization with ILP preprocessing in multiobjective project portfolio selection; *European Journal of Operational Research*, 171:830–841; 2006.
- [30] *Ehrgott, M.* – Multiple criteria optimization, classification and methodology; Springer; 1997.
- [31] *Eletrobrás* – Balanço com Trocas (BALTROC); Nota Técnica - Departamento de Operação Energética; 1993.
- [32] *Eletrobrás* – Sistema Plano de Operação – Modelo a Sistema Equivalente – Manual de Metodologia – Balanço com Trocas a Equicusto (BACUS); Nota Técnica - Departamento de Operação Energética; 1993.
- [33] *Emelichev, V. A., Perepelitsa, V. A.* – Complexity of vector optimization problems on graphs; *Optimization*, 22: 903–918; 1991.
- [34] *Filgueira, J., Greco, S., Ehrgott, M.* – Multicriteria decision analysis: state of the art Surveys; Springer Science Business Media Inc.; 2005.
- [35] *Fortunato, L. A. M., Neto, T. A. A., Albuquerque, J. C. R., Pereira, M. V. F.* – Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica; EDUFF Editora Universitária; Rio de Janeiro, 1990.

- [36] *Gachet, A.* – A framework for developing distributed cooperative decision support systems - inception phase; in Boyd E., Cohen E., and A. Zaliwski (eds) - Proceedings of the 4th Informing Science Conference, 19-22; Kraków, 2001.
- [37] *Gachet, A., Haettenschwiler, P.* – A jini-based software framework for developing distributed cooperative decision support systems; Software—Practice & Experience; 33(3): 221–258; 2003.
- [38] *GCOI/SUDESTE* – Plano de Operação para 1975; SCEN/SE 05/74; 1974.
- [39] *Gigerenzer, G.; Selten, R.* – Bounded rationality: the adaptive toolbox; The MIT Press; Cambridge, 2001.
- [40] *Glover, F., Kochenberger, G. A.* – Handbook of metaheuristics; Kluwer Academic Press; Boston, 2003.
- [41] *Gomes, L. F. A. M., Gomes, C. F. S., Almeida, A. T.* – Tomada de decisão gerencial, enfoque multicritério; Atlas; São Paulo, 2002.
- [42] *Iyenigar, S. S., Lepper, M.* – When choice is demotivating: can one desire too much of a good thing?; Journal of Personality and Social Psychology, 79: 995–1006; 2000.
- [43] *Kelman, J. (coordenador)* – Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica; Brasília; 2001.
- [44] *Kligerman, A. S., Pereira, M. V. F.*, – Operação ótima de subsistemas hidrotérmicos equivalentes utilizando programação dinâmica estocástica dual; XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica; Recife, 1993.
- [45] *Kligerman, A.S., Chipp, H.J., Barretto, L.A.L., Lima, M.C.A., Mércio, C.M.V.D.B.* – Incorporação da curva de aversão a risco no modelo NEWAVE ; XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica; Curitiba, 2005.
- [46] *Law, M. A., Kelton, W.D.* – Simulation modeling and analysis; McGrawHill; New York, 2000.
- [47] *Lopes, J. E. G.* – Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica; Tese de Doutorado, Escola Politécnica da USP; São Paulo, 2007.

- [48] *Macêdo, L. H., Szczupak, J., Pinto, L. M. V. G.* – Climatological analysis and prediction: a nonlinear approach; 8th International Symposium on Signals, Circuits and Systems; Romania, 2007.
- [49] *Maceira, M.E.P.* – Programação dinâmica dual estocástica aplicada ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos com representação do processo estocástico de afluições por modelos auto-regressivos periódicos; Relatório Técnico CEPEL 237/93; 1993.
- [50] *Melamed, I. I., Sigal, I. K.* – Numerical analysis of tricriteria tree and assignment problems; Computational Mathematics and Mathematical Physics, 38: 1707–1714; 1998.
- [51] *Miranda, V. Proenca, L. M.* – Why risk analysis outperforms probabilistic choice as the effective decision support paradigm for power system planning; IEEE Transactions on Power Systems, 13(2): 643–648; 1998.
- [52] *Moritz, G.O., Pereira, M.F.* – Planejamento de cenários: a evolução do pensamento prospectivo; Revista de Ciências da Administração 7: 131–146; 2005.
- [53] *Newman, P.* - Edgeworth's "Mathematical Psychics" and further papers on political economy; Oxford University Press; Oxford, 2003.
- [54] *ONS* – Boletim climático mensal, consultado em 20 de abril de 2009; http://www.ons.org.br/operacao/boletim_climatico_mensal.aspx.
- [55] *ONS* – Diretrizes e critérios para estudos energéticos; Procedimentos de Rede, Submódulo 23.4; 2009.
- [56] *ONS* – Nota Técnica 059/2008 - Procedimentos operativos de curto prazo para aumento da segurança energética do sistema interligado nacional; 2008.
- [57] *ONS* – Nota Técnica 064/2003 – Maximização do intercâmbio para o Nordeste em junho de 2003; 2003.
- [58] *ONS* – Nota Técnica 074/2004 – Penalidade para violação da curva de aversão a riscos incorporada ao modelo NEWAVE; 2004.
- [59] *ONS* – Nota Técnica 078/2003 – Maximização do intercâmbio para o Nordeste em julho de 2003; 2003.
- [60] *ONS* – Nota Técnica 085/2008 – Geração de cenários de afluições a partir dos ruídos históricos; 2008.

- [61] *ONS* – Nota Técnica 091/2003 – Maximização do intercâmbio para o Nordeste em agosto de 2003; 2003.
- [62] *ONS* – Nota Técnica 119/2009 – Procedimentos operativos de curto prazo – proposta de mudança da série de referência; 2009.
- [63] *ONS* – O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede – visão geral; Procedimentos de Rede, Submódulo 1.1; 2007.
- [64] *ONS* – Planejamento anual da operação energética; Procedimentos de Rede, Submódulo 7.2; 2009.
- [65] *ONS* – Programa Mensal de Operação para abril de 2008; 2008.
- [66] *ONS* – Programa Mensal de Operação para maio de 2009; 2009;
- [67] *ONS* – Programação mensal da operação energética; Procedimentos de Rede, Submódulo 7.3; 2009.
- [68] *ONS* – Relatório Anual de 2005; 2006.
- [69] *ONS* – Relatório Anual de 2006; 2007.
- [70] *ONS* – Relatório Anual de 2007; 2008.
- [71] *ONS* – Relatório Anual de 2008; 2009.
- [72] *Pareto, V.* – Manuale di economia politica; Società Editrice Libreria; Milano, 1906.
- [73] *Pearl, J.* – Causality; Cambridge University Press; Cambridge, 2000.
- [74] *Pereira, M. V. F.* – Optimal scheduling of hydrothermal systems, an overview; IFAC International Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems; Rio de Janeiro, 1985.
- [75] *Pereira, M. V. F., Oliveira, G. C., Costa, C. C. G. e Kelman, J.* –Stochastic Streamflow Models for Hydroelectric Systems; Water Resources Research, 20(3): 379-390; 1984.
- [76] *Pinto, L. M. V. G., Szczupak, J., Macedo, L. H., Szczerbacki, C. F., Pascon, J., Almeida, C., Semolini, R.* – A new approach to load forecast: Incorporating climate, economic and social behavior predictions; 2005 IEEE PowerTech Conference; St. Petersburg, 2005.
- [77] *Prado, S., Gorenstin, B. G., Costa, J. P., Sá Jr., C. L. C. de; Castro, F. G. S. M.* – Planejamento da operação a médio prazo - Modelo DECOMP;

- XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica; Florianópolis, 1995.
- [78] *Presidência da República* – Decreto 2.655 - Regulamentação da criação do ONS; 2 de junho de 1998.
- [79] *Presidência da República* – Lei nº 9.648 - Criação do ONS; 27 de maio de 1998.
- [80] *Raju, K. S., Kumar, D. N.* – Multicriterion decision making in irrigation planning; *Agricultural Systems*, 62: 117–129; 1999.
- [81] *Ramos, A., Cerisola, S., Baíllo, A., Latorre, J. M.* – Stochasticity in electric energy systems planning; in Marti, K., Ermoliev, Y., Makowsk, M., Pflug, G. (eds) – *Coping with Uncertainty. Modeling and Policy Issues*; Ed. Springer; Berlin, 2006.
- [82] *Ribeiro, C. C., Martins, S. L. M., Urrutia, S.* – Gestão de recursos hidrotérmicos no SIN: Linhas de investigação promissoras para a modernização da metodologia; Relatório técnico solicitado pelo ONS; 2006.
- [83] *Roy, B.* – Classement et choix en présence de points de vue multiples: La méthode ELECTRE; *Revue Française d'Informatique et de Recherche Opérationnelle*, 8:57–75; 1968.
- [84] *Roy, B.* – *Méthodologie multicritère d'aide à décision*; Economica; Paris, 1985.
- [85] *Santos, A. H. M. S., Bortoni, E. C., Ribeiro Junior, L. U. R., Garcia, M. A. R. A.* – A exploração de reservatórios e os comitês de bacia: uma análise prospectiva para o caso da UHE de Furnas; XV Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos; Curitiba, 2003.
- [86] *Schwenk, C. R.* – The cognitive perspective on strategic decision making; *Journal of Management Studies*, 25(1): 41-55; 1988
- [87] *Shapiro, A., Dentcheva, D., Ruszczyński, A.* – *Lectures on Stochastic Programming: Modeling and Theory*; Society for Industrial and Applied Mathematics; Philadelphia, 2009.
- [88] *Skalka, J. M., Bouyssou, D., Bernabeu, Y. A.* – ELECTRE III et IV, aspects méthodologies et guide d'utilisation; Document numéro 25 du LAMSADE, Université Paris-Dauphine; Paris, 1983.

- [89] *Soares Filho, S.* – Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos; Revista Controle e Automação, 1(2): 122-123; 1987.
- [90] *Soares Filho, S., Cicogna, M.A., Marques, T.* – Cadeia de coordenação hidrotérmica da operação; Relatório Técnico - Convênio ONS/FINEP 2901/2716, UNICAMP; Campinas, 2005.
- [91] *Steuer, R.* – Multiple criteria optimization: Theory, computation and application; John Wiley & Sons; New York, 1986.
- [92] *Terry, L. A. Pereira, M. V. F., Araripe Neto, T. A., Silva, L. F. C. A., Sales, P. R. H.* – Coordinating the energy generation of the Brazilian national hydrothermal electrical generating system; Interfaces, 16: 16-38; 1986.
- [93] *Ulungu, E. L., Teghem, J.* – The two phases method: An efficient procedure to solve bi-objective combinatorial optimization problems;. Foundations of Computing and Decision Sciences, 20:149–165; 1995.
- [94] *Vinke, P.* – Multicriteria decision-aid; John Wiley & Sons; New York, 1992.
- [95] *Zeleny, M.* – Multiple criteria decision making; Springer; 1982.
- [96] *Zighed, D. A., Komorowski, J., Zytkow, M.* (eds) – Proceedings of the 4th European Conference on Principles of Data Mining and Knowledge Discovery; Lyon, 2000.