

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

**Flutuação do risco físico e de mercado
em função da liberação de contratos
fora da garantia física das usinas**

Verônica Etchebehere Santiago

Itajubá, junho de 2014

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

Verônica Etchebehere Santiago

Flutuação do risco físico e de mercado em função da liberação de contratos fora da garantia física das usinas

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

Área de Concentração: Sistemas Elétricos e Potência.

Orientador: Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima.

Junho de 2014
Itajubá

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

Verônica Etchebehere Santiago

Flutuação do risco físico e de mercado em função da liberação de contratos fora da garantia física das usinas

Dissertação aprovada por banca examinadora em
06 de junho de 2014, conferindo ao autor o título
de **Mestre em Ciências em engenharia Elétrica**.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
(Orientador)

Prof. Dr. Anderson Rodrigo Queiroz
Pro. Dr. Dilcemar de Paiva Mendes

Itajubá
2014

Dedico este trabalho a meu pai e mãe, Denizar Santiago e Maria José Etchebehere, por todos esses anos de carinho e dedicação a mim e aos meus irmãos, Denizard e Caio José.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, a Deus e aos espíritos protetores que nos assistem todos os dias de nossas vidas.

Agradeço a meus pais, irmãos e familiares pelo apoio e compreensão quanto aos meus trabalhos e, principalmente, quanto a minha ausência.

Agradeço a meu Orientador Professor José Wanderley Marangon Lima, pela confiança depositada em meu trabalho e auxílio em todos os momentos desse processo de estudo e aprendizado. E agradeço a parte de sua família: sua filha Luana e seu genro Rodrigo, pela ajuda, trabalho e esforço a me atender quando surgiram diversas dúvidas. E a amizade de todos eles e da Luciana.

Agradeço aos meus amigos: ao Rodolfo por ter sido uma alavanca na minha decisão de cursar o mestrado. Ao Marco Antônio, ao Lucas, as meninas da Republica, a Janaína e o João, a Gabriela, pela amizade e carinho. Também, a todos do Gesis, com quem partilhei semanas de trabalho. A todos que me deram força e coragem e estiveram ao meu lado durante todo este projeto. Pessoas que participaram com mais ou menos tempo ao meu lado e provaram amigos dedicados e gentis.

Agradeço ao Camilo, ao Fred e ao Welinton, sempre bons amigos e parceiros de trabalho, sem os quais possivelmente esse projeto não se realizaria.

Agradeço, por fim, a esta Escola que sempre me acolheu como aluna e aos seus professores e funcionários, com quem aprendi muito mais do que apenas engenharia.

RESUMO

No Brasil, os agentes que participam do mercado de energia elétrica devem apresentar total cobertura contratual de capacidade de geração, ou seja, somente a energia assegurada do gerador pode ser negociada. A energia assegurada é a quantidade de energia concedida a cada gerador para comprometer a em contratos de venda assegurando um risco de déficit de energia de 5%. Este trabalho avalia a possibilidade de alavancagem financeira em termos de energia, permitindo a negociação de contratos que extrapolem a capacidade física mensurada pela energia assegurada. Simulações de risco curto prazo são utilizadas nos contratos de compra e venda de energia para avaliar o risco de déficit. O programa Newave utilizado pelo setor elétrico brasileiro utiliza como variável aleatória apenas a afluência para avaliar risco mas existem outras variáveis que deveriam ser consideradas também. Este trabalho inclui a demanda como resultado dos contratos de compra e venda. Desta forma, é possível conseguir uma maior flexibilidade e liquidez no mercado ampliando as possibilidades de negócios.

ABSTRACT

In Brazil the agents of the electricity market have to present full physical generation coverage, in other words, only the generator's assured energy can be negotiated. The assured energy means the allowed energy given for each generator to negotiate selling contracts assuring the overall deficit risk of 5%. This work investigates the possibility of financial leverage in terms of energy by allowing the negotiation of contracts that extrapolates the physical capacity. In Brazil, the Newave uses only the water inflows as a random variable, which is not correct. In this work, the demand is also treated as a random variable based on the results of electricity contracts. This procedure creates more flexibility and liquidity in the market amplifying the business possibilities.

Sumário

1. Introdução	1
2. Análise de Risco	6
2.1. Gerenciamento de riscos	6
2.2. Classificação dos Riscos de Comercialização do Sistema Elétrico	7
a- Riscos sistêmicos.....	7
b- Riscos físicos em contratos	7
c- Riscos de contratos em energia.....	9
d- Categorias de risco de contratos em geral.....	9
e - Risco de modelo	10
f- Riscos previstos para a liberação de lastro em contratos	12
g- Novos riscos para o sistema	13
3. Otimização Energética e as RNAs	14
3.1. Planejamento de operação do Sistema Elétrico Interligado Nacional .	14
3.2. Modelo de Simulação Alternativa com uso de Rede Neural	16
4. Risco de Alavancagem dos Contratos	22
5. Simulações de Alavancagem	31
5.1. Consequências das variações contratuais na previsão de risco	32
6. Uma Análise Setorial.....	41
6.1. Previsão de Crescimento de Carga.....	41
6.2. Formação dos Agrupamentos	45
6.3. Modelos autorregressivos integrados de médias móveis (ARIMA)	49
6.4. Simulações de Risco de Déficit de Energia Elétrica.....	53
7. Conclusão	56
Bibliografia.....	58
ANEXO I – PROGRAMA BASEADO EM RNA.....	62

ANEXO II – General Meeting 2013 - GM2223, Scenario Generation of Electricity Contracts for Ballast Analysis in Electricity Markets.....	63
---	----

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 Modelo institucional do Setor Elétrico.	1
Figura 3-1 Fluxograma do Modelo NEWAVE	16
Figura 3-2 DOE, Projetos de Experimentos	18
Figura 3-3 Modelo de RNA multilayer perceptron	20
Figura 4-1 Diagrama de Pareto para os fatores de risco para o submercado sudeste.....	24
Figura 4-2 Escolha das variáveis principais.	25
Figura 4-3 Correlação de Pearson entre as variáveis de saída.....	25
Figura 4-4 Resultados de amostragem de treinamento.	29
Figura 4-5 Resultados de amostragem de teste.....	29
Figura 5-1 Energias compradas e vendidas por um agente comercializador. ...	32
Figura 5-2 Cenário 1: Situação normal de operação do sistema sendo o percentual máximo de alavancagem no eixo x e o percentual de risco no eixo y	34
Figura 5-3 Cenário 2: Elevado crescimento econômico	36
Figura 5-4 Cenário 3: Volume inicial dos reservatórios abaixo dos valores normais	37
Figura 5-5 Cenário 4: Reservatórios abaixo do normal e custo de gás combustível elevado.....	38
Figura 5-6 Cenário 5: Cenário de elevado crescimento econômico, reservatórios abaixo do normal e custo de gás combustível elevado.	39
Figura 6-1 Consumo de energia no mercado livre.	42
Figura 6-2 Índices de correlação entre os principais consumidores do mercado livre.....	44
Figura 6-3 Dendrograma dos setores que compõe os consumidores do Mercado Livre de Energia Elétrica.	47
Figura 6-4 ACF para o setor de Serviços	51
Figura 6-5 PACF para o setor de Serviços.....	51
Figura 6-6 Série de tempo do Setor de Serviços (com previsões e seus intervalos de confiança de 95%)	52
Figura 6-7 Distribuição normal da Série de ruídos para o setor Serviços	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 4-1 Desempenho das RNAs treinadas pelo SNN do STATISTICA.	27
Tabela 6-1 Grupos para simulação.	48
Tabela 6-2 Riscos de não atendimento da carga nos cenários propostos Submercados Sudeste e Sul.	54
Tabela 6-3 Riscos de não atendimento da carga nos cenários propostos Submercados Nordeste e Norte.	55

LISTA DE ABREVIATURAS

ACF	Função de autocorrelação
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ARIMA	Modelo Autorregressivo Integrado de Média Móvel
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAL	Contratos de Comercialização no Ambiente Livre
CCEAR	Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
DOE	Design de Experimentos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MQO	Método dos mínimos quadrados
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PACF	Função de autocorrelação Parcial
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
REQE	Reservatório Equivalente de Energia
RNA	Rede Neural Artificial
SIN	Sistema Elétrico Nacional
SNN	STATISTICA <i>Neural Networks</i>

LISTA DE ACRÔNIMOS

Q_{vi} - Quantidade total de energia vendida por contrato

Q_V - Quantidade total de energia vendida

Q_{ci} - Quantidade de energia comprada por contrato

Q_C - Quantidade total de energia comprada

Q_E - Quantidade de energia total vendida a mais no sistema

a_i - Valor em pu de alavancagem utilizado por contrato

Z_t - Série de dados

ϕ_p - São os parâmetros do modelo autorregressivo de ordem p

θ_q - São os parâmetros do modelo medias moveis de ordem q

1. Introdução

No ano de 2004, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou as bases para o “novo” modelo de Setor Elétrico Nacional através das leis nº 10.847/04, nº 10.848/04 e o Decreto 5.163/04. Este novo modelo representou outro ordenamento da reestruturação realizada em 1997. As principais mudanças institucionais foram a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico, EPE (Empresa de Pesquisa Energética); um comitê diretamente ligado a Presidência da República responsável pelo monitoramento da segurança energética, CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico); e a substituição do MAE (Mercado Atacadista de Energia), responsável pela comercialização da energia elétrica pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). As leis também alteraram a governança do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). A organização estrutural do novo modelo institucional do setor está representada na Figura 1-1.



Fonte: adaptado de www.ccee.org.br

Figura 1-1 Modelo institucional do Setor Elétrico.

O novo modelo também criou dois ambientes de contratação: o ACR – Ambiente de Contratação Regulada, e o ACL - Ambiente de Contratação Livre. A contratação no ACR é feita por contratos bilaterais regulados firmados entre os agentes vendedores e distribuidores, conhecidos como CCEAR (Contratos

de Comercialização no Ambiente Regulado), adquiridos por meio de leilões, de compra de energia elétrica, promovidos pela CCEE sob delegação da ANEEL. Já a contratação de energia no ACL é realizada por contratos bilaterais livremente negociados entre os agentes (geradores, comercializadores e consumidores livres ou especiais) nos termos do CCEAL (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre), sendo obrigatoriamente registrados dentro da CCEE, com apresentação dos montantes de energia contratados e prazos de entrega. Na verdade, ambos os contratos CCEAR e CCEAL são registrados na CCEE e utilizados como base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

Por fim, o novo modelo do Setor Elétrico restituiu a obrigatoriedade dos agentes apresentarem 100% de lastro físico de contratação de energia com a aplicação de penalidades quando do descumprimento deste item. Esta medida assegura que somente a garantia física das usinas pode ser comercializada. (Decreto 5.163/04)

A garantia física de uma usina é um conceito diretamente relacionado com o histórico do planejamento do Setor. A princípio, todo o planejamento de geração do sistema era baseado no conceito de energia firme, um critério determinístico definido como o maior valor de energia gerada pelo sistema de maneira contínua, sem qualquer possibilidade de ocorrência de déficit. A referência considerada para avaliar esta energia gerada é a série crítica do histórico de aflúncias registrado no Brasil, período de junho de 1949 a novembro de 1956.

Durante a década de 80, devido ao alto custo de implantação do critério determinístico, e na tentativa de minimizar a necessidade de complementação termelétrica, um novo modelo para planejamento do sistema foi proposto, baseado não mais em critérios determinísticos e sim em critérios probabilísticos. O novo conceito não mais assegura a geração constante, pelo contrário, pressupõe uma energia disponível considerando explicitamente o risco de existir déficit no sistema. A energia gerada a partir deste critério foi inicialmente denominada de Energia Assegurada e mais tarde foi sucedida pela

Garantia Física, com algumas pequenas alterações conceituais e de cálculo.

A energia assegurada do sistema é definida como a máxima energia gerada que o sistema pode atender dado um critério de garantia de suprimento. Até meados do ano de 2008, o cálculo da energia assegurada era realizado considerando um risco de não atendimento da demanda do sistema de 5% para os submercados de energia. Em um novo trabalho realizado em 2008, a EPE alterou o procedimento de cálculo da energia assegurada, que passa a ser chamada então de garantia física, em que se busca obter, para cada submercado, uma igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) médio anual e o custo marginal de expansão (CME), que é proveniente de estudos de planejamento do setor elétrico, admitindo certas tolerâncias. A garantia física de uma determinada usina trata-se da fração a ela alocada da Garantia Física do Sistema.

No âmbito da comercialização, a garantia física corresponde à máxima energia que as usinas do sistema elétrico podem comprometer em contratos de venda, conforme estabelecido na Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, e regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. (Nº EPE-DEE-RE-099/2008 – r0. EPE/08)

Não só as usinas, mas todos os agentes vendedores deverão apresentar 100% (cem por cento) de lastro para garantir a venda de energia e potência de seus contratos (Decreto 5.163/04). Assim, o mercado dessa commodity no Brasil fica limitado aos montantes propriamente existentes.

Este trabalho propõe uma releitura do conceito de alavancagem financeira em termos de energia, isto é, liberar a venda de contratos de energia, no ambiente livre, em valores superiores ao lastro. Pode-se conceituar alavancagem financeira como a intensidade com a qual uma empresa utiliza recursos de terceiros em lugar de capital próprio, ou seja, seu endividamento. A quantidade utilizada sem respaldo em contratos pode levar a insolvência, dessa forma, mecanismos de medição são utilizados para avaliar o grau de comprometimento que o sistema pode estar submetido. Através desta medição é possível verificar a possibilidade de determinada empresa saldar suas dívidas

contraídas (Westerfield & Ross, 2003). Em termos de energia, a alavancagem poderia ser vista como um montante de energia vendido superior aos contratos de compra, no ponto de vista de um comercializador. Esta liberdade geraria uma maior flexibilidade para o mercado, ampliando as possibilidades de negócios.

Uma dúvida que surge naturalmente é: como o sistema compensaria essa venda de energia fora do lastro se energia é uma commodity especial que não tem possibilidade economicamente viável de armazenagem como as demais?

A resposta para esta questão seria igualmente intuitiva, a energia secundária do sistema valorada ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD). A energia secundária do sistema trata-se da energia que “sobra” após o despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) subtraído aos contratos previamente firmados. Esta energia é contabilizada e precificada pela CCEE semanalmente para cada submercado e para cada patamar de carga com limitações de um valor máximo e outro mínimo.

Para o cálculo do PLD a CCEE utiliza os mesmos modelos usados pelo ONS para a programação de despacho do sistema. São eles o NEWAVE, que realiza otimização em médio prazo, e o DECOMP, em curto prazo. Tendo como premissa o despacho que minimiza o custo de produção, uma máxima utilização de energia hidrelétrica para cada período tende a minimizar os custos com combustível presente e futuro. Nestes custos estaria incorporado o custo do déficit.

Ambos os programas trabalham para minimizar os custos de produção de energia para atendimento, em múltiplos estágios, de uma demanda fixada a priori. Dado que os parâmetros “afluência aos reservatórios” ou “energia natural afluente aos Reservatórios Equivalentes de Energia (REQE)” agregam incertezas ao problema, esses programas utilizam programação dinâmica dual estocástica (Pereira & Pinto, 1991) como técnica de solução. Existem outras incertezas como a demanda futura de energia que podem ser caracterizadas no problema de despacho hidrotérmico, mas estas não são consideradas por estes programas.

Em resumo, o NEWAVE calcula o despacho ótimo para um período de até cinco anos com discretização mensal e representação em REQEs, isto é, considera todas as usinas de um mesmo submercado como um sistema equivalente, reservatório único. Como resultado, apresenta o melhor despacho energético mensal para cada mês do período de estudo e as funções de custo futuro que são utilizadas em programas de planejamento em curto prazo (DECOMP), as quais traduzem os custos de utilização da água armazenada nos reservatórios. O DECOMP realiza a otimização de curto prazo com o intuito de minimizar o valor esperado do custo de operação para a primeira semana. Ele utiliza um horizonte total de estudo de um ano, com discretização semanal no primeiro mês, considerando as vazões previstas e a aleatoriedade das vazões. Para o período restante, utiliza uma árvore de possibilidades com parque gerador individualizado em usinas hidráulicas e térmicas.

A demanda de energia varia em função das negociações no mercado de energia e da forma como são definidas as regras de comercialização. Uma regra bastante rígida no mercado brasileiro é a de que todo gerador ou comercializador precisa ter lastro comprovado para vender energia. Este trabalho tenta avaliar o efeito da liberação desta regra, passando a se trabalhar com um limite de alavancagem.

Para esta avaliação, será utilizada uma metodologia para criar um programa desenvolvida em (Queiroz, 2007) baseado em redes neurais artificiais (RNAs), que tem o objetivo de simular o funcionamento do programa NEWAVE com um tempo computacional muito inferior em comparação ao programa original. Trata-se de RNAs treinadas a partir de resultados de simulações com o NEWAVE que avaliam o despacho em médio prazo e conseqüentemente o CMO, e, também, o risco de déficit do sistema elétrico, variável de interesse para o presente estudo. A partir deste modelo de RNAs é possível calcular através da técnica de simulação de Monte Carlo, o nível de risco físico a partir de variações no nível de alavancagem.

O trabalho apresenta simulações com o mercado brasileiro, mostrando as vantagens e os riscos associados a esta nova exigência para contratação.

2. Análise de Risco

2.1. Gerenciamento de riscos

Existem várias definições para “Risco”, alguns dizem que riscos são apenas probabilidades de algo ruim acontecer, perdas, etc. Entretanto, outra visão seria uma possível exposição à mudança.

O risco é [...] a possibilidade de ocorrência de um evento que terá impacto na consecução de seus objetivos. O risco é mensurado em termos de consequência e probabilidade. (QSP, 2007, p.31)

Contudo, independentemente da visão mais otimista ou pessimista com relação ao conceito de risco, sua análise é sempre de extrema importância para a verificação de propostas financeiras e de projetos em geral. O Setor Elétrico, representante importante do segmento de infraestrutura, é imprescindível para o bom andamento da economia e bem-estar social de qualquer país na atualidade e o fator risco está diretamente relacionado à disponibilidade, qualidade e continuidade de fornecimento de energia elétrica.

Deve-se, ainda, estabelecer uma diferença entre risco estrutural e risco conjuntural. O risco estrutural está mais ligado às bases do problema, é um fator inerente à situação proposta. Já o risco conjuntural consiste em fatores momentâneos dentro da situação proposta. Neste trabalho, propõe-se relaxar o risco conjuntural do sistema elétrico, mas com monitoramento e controle para promover uma maior liberdade no mercado brasileiro.

Basicamente, os contratos feitos no ambiente livre teriam a liberdade de ser alavancados e, assim, o mercado atuaria com maior autonomia. Entretanto, o risco de déficit futuro pode ser ampliado, e o objetivo deste trabalho consiste em mensurar essa probabilidade de medida de risco para verificar até onde esta alavancagem do mercado poderia prejudicar o sistema como um todo.

2.2. Classificação dos Riscos de Comercialização do Sistema Elétrico

a- Riscos sistêmicos

- Risco de não atendimento da carga por falta de geração: o sistema elétrico nacional é majoritariamente composto por geração hidráulica ainda usinas termelétricas como alternativa para complementar a produção. Como já foi dito, e será mais bem apresentado nos próximos itens, isso causa uma séria dependência do clima e do tempo, cujas propriedades são totalmente probabilísticas e transitórias, além de extremamente sensíveis a variações mínimas de temperatura.

Assim, o sistema elétrico nacional possui uma particularidade interessante do ponto de vista ambiental, mas que causa certo desconforto no que diz respeito à segurança de fornecimento.

- Risco de racionamento: no ano de 2001, a população brasileira sofreu as consequências de insuficiência de geração e transmissão gerando um racionamento, isto é, o sistema não podia suportar toda a carga presente no sistema por um determinado período. Por esta razão, os racionamentos podem ser considerados como riscos estruturais devido à falta de investimento em geração e transmissão, e conjunturais, no caso Brasil, devido à falta de chuvas principalmente na região sudeste onde estão localizados os grandes reservatórios e a falta de transmissão entre as principais regiões.

- Risco de “Blackouts”: diferentemente do racionamento, são ocasionados devido a um problema pontual, seja na rede de transmissão, como o acionamento de um relé, ou na geração, como algum problema em uma usina de grande porte que abastece uma cidade ou região. Este risco está relacionado com perturbações no sistema elétrico e não no sistema energético.

b- Riscos físicos em contratos

- Risco de não cobertura de lastro: mesmo com a obrigatoriedade de venda limitada à Garantia física, os agentes geradores estão submetidos à exposições temporais de lastro, ou seja, ao longo do ano a CCEE computa o

lastro através de média móvel das exposições mensais dos últimos 12 meses, podendo, dessa forma, aliviar suas faltas de lastro. Caso a média não seja suficiente, cabe à CCEE a notificação e penalização do agente vendedor. (Tonelli, 2007)

Outra forma de exposição ao lastro é o fato de muitos agentes geradores não se aterem à obrigatoriedade de verificar suas perdas de processo. Assim, os agentes vendem toda a garantia física e no momento de medir a energia vendida os valores não coincidem, o que resulta, também, a uma penalização por lastro.

- Risco de não cobertura de lastro de potência: a penalidade relativa ao lastro de potência vem da insuficiência de energia comprada em determinado momento ou, patamar de carga. Um exemplo seria se algum agente comprasse uma determinada quantidade de carga para um patamar como o pesado e sua medição de venda é superior. Este tipo de transação submete o agente à penalidade por lastro de potência sem a liberdade da média móvel da penalidade análoga por lastro. (Tonelli,2007)

- Risco de estratégia de sazonalização e modulação: a sazonalização dos contratos de compra e venda de energia é importante para uma flexibilização contratual devido às necessidades dos clientes e disponibilidade de geração. Entretanto, este tipo de flexibilização pode gerar um descasamento entre compras e vendas ao se adotar sazonalização de compra diferente da de venda. (Tonelli, 2007)

- Risco no MRE: o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE está ligado ao conceito de energia assegurada e representa a forma de intercâmbio de energia entre as usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, ou seja, uma usina com maior produção num dado momento “cede” energia às usinas que não apresentaram a produção esperada naquele momento e, então, todas as usinas participantes ficam com suas garantias físicas asseguradas. Quando há excedente sistêmico, este é rateado entre elas.

Em analogia, caso todas as usinas do MRE juntas não consigam suprir a

garantia física total de seu condomínio para aquele dado momento os prejuízos serão proporcionais para os agentes as suas usinas participantes. (CCEE, 2010).

c- Riscos de contratos em energia

- Risco de PLD: o PLD, como já foi dito, é utilizado para valorar desvios entre o lastro e o compromisso de venda em base mensal. Contudo, diferentemente das leis básicas de mercados financeiros em geral as quais respeitam a lei da oferta e procura, o PLD é valorado para cada patamar de carga e para cada submercado com base no CMO. (CCEE, 2010)

O PLD também é utilizado para precificar muitos contratos de médio e longo prazo, o que o torna uma ferramenta para verificar o nível de exposição de carteiras ao longo do tempo. Isso advém do fato do PLD estar diretamente relacionado com a disponibilidade dos tipos de usinas geradoras utilizadas e do despacho centralizado do ONS.

- Exposição de preços entre diferentes submercados: é um risco atribuído ao agente que negocia fora de seu submercado, bastante difícil de lidar, pois existe certa dificuldade em verificar as previsões de diferenças de preços entre os submercados distintos. (Tonelli, 2007)

d- Categorias de risco de contratos em geral

- Risco legal: trata-se de um risco relacionado com a documentação contratual. Em particular, ter conhecimento de quais os possíveis efeitos de uma mudança na legislação vigente poderia afetar os arranjos contratuais. O interesse de seu estudo consiste em garantir que o contrato será executável, então considerarão particularmente cláusulas e linguagem apropriadas para garantir sua consistência. (Crookes, 1999)

- Risco político: nas economias em desenvolvimento, o risco político é, em muitas maneiras, o maior obstáculo de todos quando levado em conta a aprovação de financiamento. Este provavelmente constitui a maior questão

inicial em termos de gerenciamento de risco.

Muitas vezes é considerado que garantias governamentais são vitais para garantir a proteção dos investidores. Dificuldades em obtê-las podem criar mais incertezas, mas, uma vez conseguidas, poderiam transmitir um sentimento de que essas garantias são valoradas.

Existe a possibilidade de se assegurar contra os riscos de eventos políticos adversos, porém, não há cobertura para perdas catastróficas em mudanças políticas radicais. Caso exista possibilidade de mudanças políticas os negócios não deverão ser feitos de maneira alguma – questão seria como mitigar os efeitos do risco efetivamente. (Crookes, 1999)

- Risco de crédito: o risco de crédito ou risco de inadimplência descreve a perda financeira que pode ser sofrida, caso o comprador não honre suas obrigações financeiras, conforme necessário.

É muito importante prever isso em todos os documentos contratuais para cobrir todas as eventualidades, no caso de descumprimento pela outra parte. Pode haver necessidade de apresentar disposições recíprocas de pensamento entre as partes.

Os eventos de riscos de crédito geralmente se iniciam com insolvência – impossibilidade de pagar os débitos. A parte talvez admita ou declare sua impossibilidade de pagar, ou tente outras formas legais, como procurar seus credores para renegociar a dívida. A violação de uma obrigação material de um acordo é também caso de inadimplência, embora geralmente exista período de carência para corrigir esta problema. (Crookes,1999)

Ainda, pode-se diversificar os tipos de negócios para evitar o risco de concentração de créditos e possível insolvência em vários contratos de mesmo segmento. (Tonelli, 2007)

e - Risco de modelo

- Risco de mercado: descreve a possibilidade de várias alterações nas

variáveis de mercado de energia, como seu preço, as taxas de juros, e mesmo as taxas de câmbio.

Seus efeitos podem ser atenuados através dos termos de contratos e estratégias de proteção, como hedge e derivativos. (Crookes, 1999)

- Risco de descasamento de índices de correção: trata-se da negociação do índice de correção do contrato em função das necessidades dos consumidores, o que leva a potenciais desequilíbrios entre os contratos de compra e venda com agente comercializador. (Tonelli, 2007)

- Risco de descasamento de fluxo de caixa: é um descasamento entre os fluxos de caixa, visto que os montantes financeiros de venda e compra, podem ou não, entrar em caixa nas mesmas datas, podendo gerar problemas futuros. (Tonelli, 2007)

- Risco tributário: possibilidade de ocorrer desequilíbrio financeiro caso o cenário de negociação seja diferente do cenário futuro. Por esse motivo, é muito importante a revisão contratual em função de alterações tributárias para mitigar riscos de eventuais prejuízos para uma das partes. (Tonelli, 2007)

- Risco operacional: os riscos operacionais advêm em grande parte de erros de perícia em contratos, tais como execução inadequada de uma rotina ou cálculo, ou também podem ser encontrados fraudes internas ou externas a empresa.

Para mitigar esses efeitos, os quais geram recontabilizações dentro da CCEE e possível custo adicional para todos os agentes, é possível realizar treinamento específico de pessoal, automatizar os procedimentos e realizar auditorias e fiscalizações regulares na empresa. (Tonelli, 2007)

- Risco na construção: pode ser considerado um tipo de risco operacional, devido a possíveis atrasos na construção e entrada em operação das usinas geradoras. (Crookes, 1999)

- Risco ambiental: atualmente preocupações com questões ambientais povoam quase todos os setores da sociedade e da economia. Possíveis consequências

de impacto ambiental podem ser severas e, em alguns casos, atrapalhar o andamento dos projetos e até impedir a construção ou operação das usinas.

- Risco regulatório: os órgãos regulatórios são importantes para preservar preços justos, facilitar termos jurídicos, e garantir que os empreendimentos e contratos relacionados com os projetos elétricos não infrinjam as regras do setor. (Crookes, 1999) Contudo, as regras e regulamentos sofrem alterações constantes, o que gera riscos de má interpretação ou retardo de normas.

f- Riscos previstos para a liberação de lastro em contratos

Com uma visão geral dos tipos de risco presentes no sistema elétrico nacional pode-se agora selecionar os fatores de risco que naturalmente seriam mitigados e fatores com possibilidade de serem intensificados ou até novos fatores para o sistema e seus contratos.

Riscos que seriam naturalmente mitigados

- Risco de não cobertura de lastro: a presença deste risco é diretamente relacionada com a possibilidade de pagar uma penalidade devido à insuficiência de lastro. Caso o mercado passe a ter autonomia suficiente para não depender diretamente do lastro, o risco certamente desaparecerá.

- Risco de não cobertura de lastro de potência: Também, na mesma linha de raciocínio acima, o lastro de potência baseado na temporalidade do fornecimento de energia deixará de existir, pois o agente comercializador poderá comprar a preço de PLD a energia comprometida em contratos de venda.

Riscos com possibilidade de intensificação

- Risco de não atendimento da carga por falta de geração: este fator de risco, no caso do sistema elétrico brasileiro, é diretamente relacionado com as vazões dos rios e despacho das usinas, seja ele centralizado ou individualizado. Caso a demanda aumente com o advento de contratos fora do lastro e o sistema não tenha uma expansão concomitante, a probabilidade de

aumento de risco de não atendimento da carga se elevará.

- Risco na formação do PLD: assim como o risco de não suprimento de carga, a formação do preço de liquidação está diretamente relacionada com o regime de chuvas e despacho centralizado. Contudo, para o caso do PLD, poderíamos citar alguns fatores que influenciariam direta ou indiretamente suas possíveis alterações como aumento de encargos de serviço do sistema: através de despachos fora da ordem de mérito e por razões de segurança energética.

g- Novos riscos para o sistema

Risco de insolvência

Como se trata de um tipo de alavancagem há a possibilidade de criar um novo tipo de insolvência devido a uma grande quantidade de agentes vendedores procurarem comprar energia secundária no curto e curtíssimo prazo. Isso acarretaria uma possível falta de energia para determinados consumidores e, conseqüentemente, multas e rescisão de contratos.

Em médio e longo prazo isso dificilmente aconteceria, já que o ONS recebe antecipadamente da CCEE os montantes de MW valorados em contratos do mercado livre. Além disto, o planejamento da expansão da geração continuaria a preservar o balanço de carga e geração evitando déficits futuros.

3. Otimização Energética e as RNAs

No Brasil, o programa computacional NEWAVE possui a implementação de um modelo de planejamento da operação em médio prazo para fazer a coordenação hidrotérmica do SIN, desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisa em Energia Elétrica). Esse modelo representa o parque hidroelétrico de forma agregada, e baseia-se em Programação Dinâmica Dual Estocástica.

Este programa, apesar de apresentar muitas simplificações, demanda um tempo computacional elevado devido à grande quantidade de variáveis envolvidas e a complexidade dos cálculos. O interesse neste programa de planejamento para este trabalho encontra-se em uma de suas saídas que é o risco de não atendimento à demanda ou risco de déficit conjuntural apresentado pelo sistema para determinado nível de carga e parque gerador. O programa NEWAVE requer um esforço computacional grande, elevando sobremaneira o tempo computacional. Assim, decidiu-se utilizar uma forma alternativa desenvolvida em 2007, baseada em redes neurais. Esta metodologia reproduz de forma satisfatória os mesmos resultados sobre certas condições com custo computacional bastante inferior (Queiroz, 2007).

O presente capítulo consistirá em descrever o modelo NEWAVE, e o método alternativo que se baseia em rede neural que será utilizado para o cálculo de risco.

3.1. Planejamento de operação do Sistema Elétrico Interligado Nacional

O sistema elétrico nacional apresenta uma particularidade boa devido a sua predominância de geração hidroelétrica. Primeiro, devido à energia ser considerada limpa, e, segundo, porque após a depreciação dos empreendimentos seu custo operacional é bastante reduzido. Entretanto, a vazão dos rios sofre interferência direta do regime de chuvas, gerando uma incerteza quanto a sua disponibilidade futura. Assim, para garantir a confiabilidade do sistema, não se deve despachar toda a energia hídrica

disponível em determinado momento no tempo.

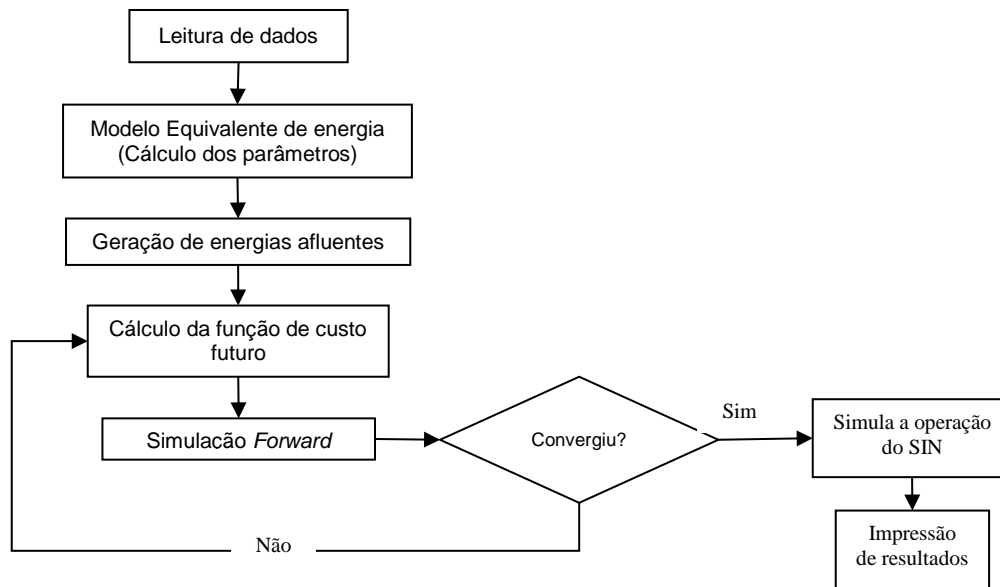
Isso traduz a necessidade da existência de um parque térmico complementar e, mais recentemente, uma maior diversificação de fontes de energia. A energia térmica possui vantagem de ser mais previsível, no sentido de disponibilidade. Contudo, esse tipo de fonte pode significar altos custos de produção devido ao custo dos combustíveis encarecendo a operação do sistema como um todo.

Com isso, tenta-se buscar uma solução de compromisso para o problema de planejamento energético, ou seja, tenta-se satisfazer dois objetivos principais e com soluções antagônicas: apresentar um risco de déficit razoável e, ao mesmo tempo, reduzir os custos de produção de energia.

O modelo de planejamento em médio prazo, com horizonte de cinco anos, como já foi dito, é o modelo NEWAVE (Maceira, 1993). Este modelo está baseado em programação dual estocástica (Pereira, 1989) e tem como uma de suas saídas a discretização mensal do período de tempo em estudo, apresentando a melhor razão de despacho entre usinas hidráulicas e térmicas.

O NEWAVE trabalha com o conceito de REQE, ou seja, agrega os reservatórios de uma determinada região para minimizar o esforço computacional. Ao todo são quatro grandes reservatórios, norte, nordeste, sul, e sudeste/centro-oeste que compõem o sistema nacional. (CEPEL, 1999)

O programa NEWAVE é composto basicamente de quatro módulos: 1) determinação do sistema equivalente; 2) estimação dos parâmetros do modelo estocástico de energias afluentes; 3) determinação da política de operação mais econômica para cada submercado equivalente, e; 4) simulação da operação do sistema ao longo do período de planejamento para diferentes cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variações de demanda. Como saída temos os índices de desempenho como os custos de operação, os custos marginais, e o risco de déficit e valores médios de intercâmbio de energia entre os submercados. (CEPEL, 1999)



Fonte: Adaptado de Manual do Usuário de NEWAVE v.15 CEPEL

Figura 3-1 Fluxograma do Modelo NEWAVE

3.2. Modelo de Simulação Alternativa com uso de Rede Neural

Dada a condição dos reservatórios, a configuração do parque gerador e a carga do sistema, o programa NEWAVE determina o risco de déficit. Entretanto, este programa possui uma limitação indesejável para ser utilizado como base para aplicações que integram incertezas como a demanda futura, a variação de preços dos combustíveis, a mudança de configuração da oferta, e outras, que é o tempo computacional. Então, tomou-se a decisão de procurar um método alternativo que mapeasse bem as entradas e saídas do programa NEWAVE, que é o programa de planejamento aceito pela ANEEL, porém com um tempo computacional bem reduzido.

O modelo encontrado como alternativa a utilização do NEWAVE foi desenvolvido por (Queiroz, 2007) e reproduz os mesmos resultados do NEWAVE, sob certas condições de carga, através de redes neurais artificiais. A confecção do programa utilizou técnicas de análise de experimentos para formular o número de experimentos o qual define o número de casos processados em NEWAVE necessários para posterior treinamento de uma

rede neural.

a- Apresentação do Programa Auxiliar

A metodologia proposta por (Queiroz, 2007) começa por comparar o NEWAVE a uma caixa preta e ignorar as relações e cálculos probabilísticos contidos nas etapas do programa. Isto é, a rede neural apenas é treinada para transformar as entradas nas saídas sem reproduzir a estrutura interna do NEWAVE.

Isso foi conseguido com o treinamento da rede neural utilizando técnicas de projetos de experimentos - DOE, que consiste em escolher as melhores situações a serem simuladas para que as relações entre entradas e saídas sejam bem capitadas.

DOE trata-se de uma metodologia da estatística que estuda o planejamento, execução, coleta de dados, análise e interpretação dos resultados provenientes de experimentos. A experimentação é uma ciência que oferece suporte probabilístico, ao pesquisador, permitindo fazer inferências sobre o comportamento de diferentes fenômenos da natureza, com grau de incerteza (margem de erro) conhecido. (Souza, 2002)

O DOE consiste em avaliar os fatores que afetam diretamente a saída os quais são denominados de fatores principais. Além disto, é possível determinar a interação entre estes fatores e seu efeito na resposta do sistema. O efeito da interação ocorre devido a mais de um fator principal causando efeitos inesperados entre os fatores (Queiroz, 2007).

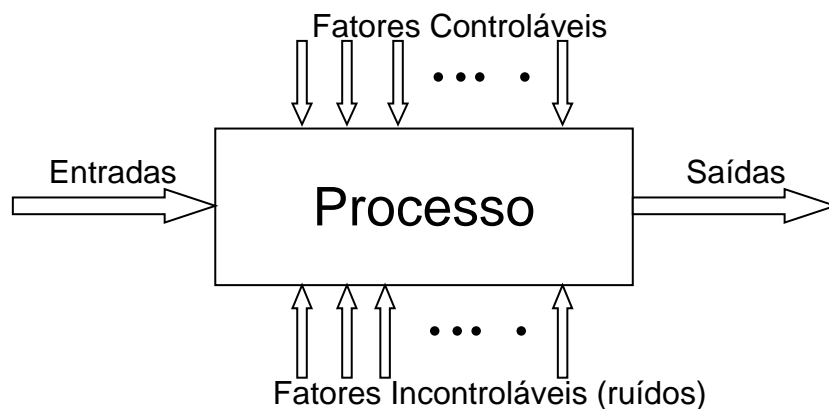
Foi possível através do DOE, (Queiroz, 2007) escolher os experimentos necessários para treinar uma rede neural com respostas correspondentes ao programa NEWAVE. Para tanto, utilizou três dos muitos tipos diferentes de DOE encontrados na literatura empregados na forma de etapas, onde, para cada uma delas escolheu o modelo mais simples com o qual poderia capturar as características essenciais do sistema para a confecção final da matriz de experimentos.

DOE Exploratório: usado para reduzir o número de variáveis de entrada através da identificação de fatores principais. Escolheu-se o DOE Plackett-

Burman, um tipo de DOE fatorial fracionado (significa que apenas serão realizadas algumas das 2^k possibilidades de iteração máximo/mínimo dos fatores de entrada¹), no qual $k+1$ fatores é múltiplo de 4.

DOE Fracionado: usado para verificar possíveis iterações entre os fatores principais, isto é, observar a uma possível influência combinada no processo. Aqui, os fatores considerados ruídos na etapa anterior assumem valores médios.

Combinação de Experimentos: nesta etapa, a finalidade é elaborar uma matriz experimental, ou seja, através da utilização de dois tipos de experimentos, encontrar uma matriz com todos os casos necessários para a posterior reprodução dos resultados do NEWAVE. Foram utilizados dois tipos de DOE: o Taguchi para fatores principais² e o DOE fracionado para os ruídos. Desse modo, se um fator principal sofre forte influência por um fator de ruído, pode-se prever o comportamento e a variabilidade de uma determinada resposta através da descoberta de qual ruído possui uma maior influência sobre determinado fator.



Fonte: MONTGOMERY, D. C. "Designs and Analysis of Experiments."

Figura 3-2 DOE, Projetos de Experimentos

¹ Um DOE fatorial completo cobre todo o espaço experimental através do exame de cada um dos k fatores em dois níveis, ou seja, são realizados 2^k experimentos, contudo, enquanto o número de fatores cresce linearmente, o número de experimentos cresce exponencialmente. Já os DOE fatorial fracionado consiste na realização de parte das observações 2^{k-p} .

² Taguchi é um método que visa analisar as relações de dependência entre os fatores, levando em consideração a robustez do design.

De posse da Matriz de experimentos, (Queiroz, 2007) partiu para a reprodução dos resultados do NEWAVE através da utilização de redes neurais, RNAs.

RNA é uma máquina desenvolvida para modelar o raciocínio humano para a solução de problemas com certas características e orientações lógicas (reconhecimento de padrão). As RNAs possuem grande robustez, pois não levam em consideração dados de ruídos incompletos ou imprecisos (avaliação de créditos, filtros de ruídos). Seu aprendizado advém de exemplos e adaptação a novas situações através de generalização, ou seja, podem prever soluções corretas pra dados similares não vistos em seu treinamento. Constroem soluções rápidas mesmo sem um domínio do conhecimento do processo (computacionalmente eficientes).

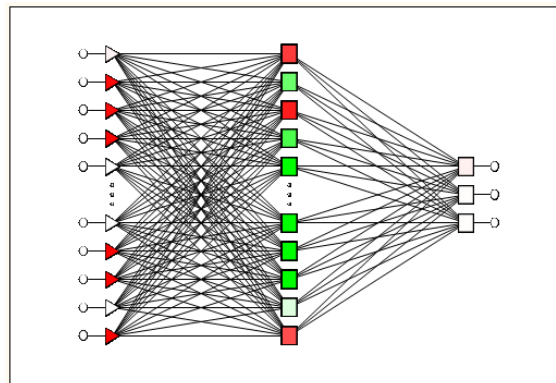
A construção de uma RNA tem dois fundamentos importantes: arquitetura e algoritmo de aprendizagem. Diferentemente de computadores convencionais que são programados, as redes são treinadas por meio de exemplos, experimentos disponíveis para reconhecimento de padrão. Os algoritmos de aprendizagem generalizam os dados de entrada e memorizam o conhecimento dentro de pesos, que são os parâmetros adaptáveis da rede.

Em (Queiroz, 2007) utilizou-se um tipo de rede especial conhecida como *multilayer perceptron* (MLP), concebida com a finalidade de resolver problemas mais complexos dos que resolvidos pelas redes convencionais, como mapeamentos não lineares, regressões e previsões. Seu treinamento foi realizado através da metodologia de *backpropagation*, algoritmo composto por duas fases: uma delas consiste em um “fluxo” para frente gerado pela camada de entrada do RNA para a camada de saída através da camada oculta, e, a outra fase consiste no retorno na qual um erro é definido como a diferença entre a saída atual e a resposta real (desejada). (Kovács, 2006)

A rede MLP é um sistema de neurônios ligados através de conexões simpáticas dividido em três tipos de camadas: entrada recebem os estímulos de meio externo; oculta, neurônios internos; e de saída, fornecem os resultados das execuções.

Na Figura 3-3 é apresentada a topologia de uma MLP com seus parâmetros

pertinentes³. Como vantagens podemos citar a sua simples construção e a facilidade de treinamento.



Fonte: Queiroz, 2007.

Figura 3-3 Modelo de RNA multilayer perceptron

Para a aplicação de redes neurais em qualquer problema, foi sugerida uma sequência de procedimentos normalmente utilizados (Queiroz, 2007):

1. Definição das variáveis: dependentes e independentes;
2. Definição do conjunto de valores para as variáveis de entrada e saída através de uma série de amostras para valores de entrada e saída, tomando cuidado com valores discrepantes que poderiam atrapalhar os rendimentos;
3. Seleção, teste e treinamento da rede: procurar a topologia mais adequada, escolher a função de ativação e metodologias para treinamento;
4. Definição de um método de teste para a rede a fim de verificar possíveis ajustes (*backtest*).

As duas primeiras etapas são realizadas com o auxílio do DOE, com a identificação dos fatores principais e geração de amostras para o NEWAVE. Para a elaboração das redes foi utilizado o software STATISTICA, o qual possui uma ferramenta para elaboração de redes neurais chamada STATISTICA *Neural Networks* (SNN). O SNN é uma ferramenta extremamente

³ Para maiores detalhes (Queiroz, 2007)

rápida e de fácil compreensão, cujas propriedades principais estão elucidadas a seguir:

Recursos de pré-processamento e pós-processamento: são ferramentas capazes de selecionar, codificar, escalonar e normalizar um conjunto de dados, com interpretação para problemas de classificação, cluster, regressão ou séries temporais⁴.

Intelligent Problem Solver – IPS: módulo de fácil uso e grande poder de análise que guia o usuário em um processo que vai desde a construção de várias redes até orientação na escolha da RNA com melhor desempenho.

Input Feature Selection: análise de componentes principais com a finalidade de reduzir a dimensionalidade da rede e evitar problemas de RNA difusa, o que gera dificuldade no treinamento da rede e atrapalha seu desempenho.

Otimização: O SNN possui vários algoritmos de treinamento, como o *beckpropagation* e o *Conjugate Gradient Descent*. Também possui controle sobre aspectos que influenciariam o desempenho da RNA, como funções de ativação e erro, ou complexidade da rede.

Muitas arquiteturas de RNAs.

- *Feed-back* do treinamento.
- *Application Programming interface* – API: inclui transferência direta de dados e gráficos para análise *a posteriori*.
- *Stand-alone*.
- Arquiteturas híbridas.

⁴ Para maiores informações: STATISTICA, version 7.0, Statsoft, Tulsa OK 74104, USA 2006.

4. Risco de Alavancagem dos Contratos

De posse da listagem completa de todos os fatores ligados aos riscos de comercialização de energia elétrica apresentada no Capítulo 2, voltemos à proposta inicial deste trabalho: alavancar os contratos de compra e venda de energia no ambiente livre e verificar seus impactos sobre a segurança do Sistema Elétrico.

Ao alavancar os contratos, criou-se um risco de insolvência por parte do comercializador na entrega de energia para seu comprador, tanto no curto prazo, caso não exista energia secundária suficiente no sistema, e, no médio e longo prazo, porque um maior despacho, hoje, do ONS, poderá significar maior risco de déficits futuros de energia. Em resumo, a proposta se baseia na criação de um fator de risco, análogo à alavancagem financeira comum. Neste trabalho, tenta-se priorizar e calcular as probabilidades de ocorrência dos fatores de risco, visto que criou-se uma nova modalidade de risco e precisa, através dela, descobrir suas implicações nas demais variáveis de risco do sistema elétrico.

Para avaliar as consequências sistêmicas da alavancagem de energia o ideal é utilizar simulações com o modelo NEWAVE, porque ele é utilizado pelo ONS para despacho hidrotérmico de energia, e pela CCEE para a formação de preço no mercado de energia. Entretanto, como dito anteriormente, o programa NEWAVE demanda um grande esforço computacional, impossibilitando uma análise criteriosa de centenas de simulações. Assim, neste trabalho foi reproduzida a metodologia descrita em (Queiroz, 2007) tendo como saída somente os riscos do mercado.

Os especialistas na área de coordenação energética do setor elétrico brasileiro, já possuem uma sensibilidade quanto às variáveis que mais impactam o risco conjuntural de déficit. Além disto, na avaliação dos resultados das RNAs criadas em (Queiroz, 2007), para avaliação do CMO, o risco foi também tratado indiretamente e foi possível constatar que as variáveis que mais influenciam

são:

1. Volume inicial dos reservatórios assumindo valores mínimos de 20% e máximos de 90% para todos os quatro submercados.
2. Sistema de geração térmico no qual dois tipos de variáveis foram selecionadas. A primeira é o custo de combustíveis das classes térmicas em R\$/MWh, são elas: óleo combustível, gás natural, carvão e diesel. O valor da variável é uma média aritmética dos CVUs das usinas que utilizam cada um dos tipos de combustível, os limites máximos e mínimos ficaram na variação -5% e +20%. A segunda variável de interesse é a indisponibilidade dos geradores térmicos, com dois fatores distintos: taxa de indisponibilidade programada e taxa de indisponibilidade forçada. Os valores foram dados pela soma de ambos os fatores multiplicados pela potencia da usina representada. Os valores máximos e mínimos estão entre -20% e +20% da potencia resultante.
3. Demanda ou mercado de energia com limites variando de -5% a +10% sobre o valor projetado para o quinquênio, visto que o NEWAVE trabalha com um horizonte de 5 anos. Também, foi utilizada como variável de interesse o crescimento natural do mercado apresentado como uma taxa a qual varia de 2% a 6%.
4. Expansão da oferta de energia na qual foi projetado o crescimento na entrada de energia de usinas hidráulicas e térmicas para cada submercado.
5. Limites de intercambio entre os submercados onde são utilizados os dados do ONS, incluindo alguns cenários na configuração da rede de transmissão.

Após a seleção das variáveis e seus limites que mais impactam no risco de déficit, iniciou-se a análise qualitativa dos fatores propriamente dita realizada através dos procedimentos de DOE.

Neste trabalho, os dados utilizados para obter o risco de déficit foram extraídos do Deck ou caso NEWAVE de Agosto de 2012⁵, seguindo os procedimentos descritos na dissertação de (Queiroz, 2007), mas com viés não mais para o

⁵ Deck NEWAVE disponível no site da CCEE.

cálculo do CMO e sim para o risco de déficit. Foi utilizado o DOE fatorial fracionado Plackett-Burmann, que exigiu um total de 36 simulações com o NEWAVE, com fins de identificar as variáveis principais para o risco em cada um dos submercados. A verificação das variáveis principais decorreu através do Diagrama de Pareto, como exemplificado na Figura 4-1.

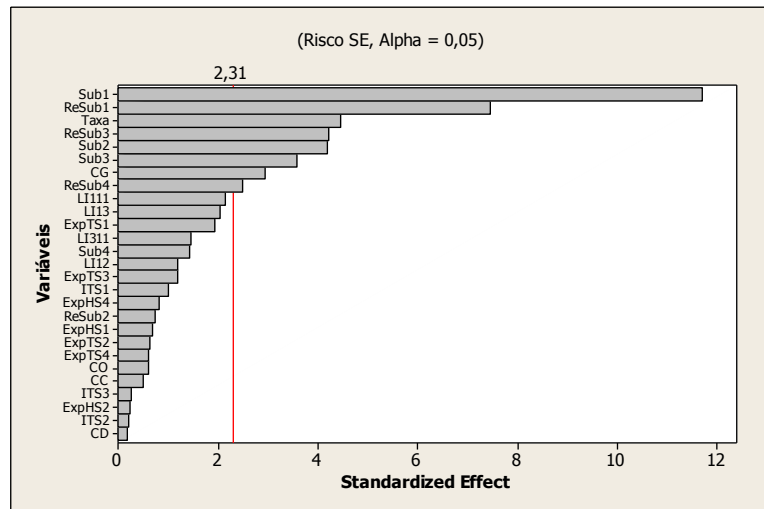


Figura 4-1 Diagrama de Pareto para os fatores de risco para o submercado sudeste.

Legenda:

Risco SE	Risco Sudeste	Sub4	Demanda Norte
Risco S	Risco Sul	ReSub1	REQE Sudeste
Risco N	Risco Norte	ReSub2	REQE Sul
Risco NE	Risco Nordeste	ReSub3	REQE Norte
Sub1	Demanda Sudeste	ReSub4	REQE Nordeste
Sub2	Demanda Sul	CG	Custo de Gás Combustível
Sub3	Demanda Nordeste	LT111	Linha de transmissão SE-Imperatriz
Taxa	Taxa de Crescimento da demanda		

Observando o diagrama de Pareto, podemos identificar a linha traçada que mostra a significância. Uma vez ultrapassada essa linha, as variáveis possuem maior ou menor grau de significância com o resultado. A Figura 4-2 representa as saídas escolhidas relacionadas com as entradas na ordem de maior para a menor significância. Cada linha representa uma saída descrita a esquerda e em seguida estão suas variáveis de entrada. Com essa figura comparativa percebem-se quais variáveis de entrada eram mais representativas para todas

as saídas escolhidas.

Os resultados demonstrados pelo diagrama de Pareto mostraram que as variáveis que mais impactam o risco de cada submercado guardam relação forte com as que impactam o CMO, são praticamente as mesmas na maioria dos casos.

Risco SE	Sub1	ReSub1	Taxa	ReSub3	Sub2	Sub3	CG	ReSub4		
Risco S	Sub1	ReSub1	Sub2	Taxa	ReSub3	Sub3	CG	LT111	ReSub4	
Risco NE	ReSub1	ReSub3	Sub1	Sub3	Sub2					
Risco N	Sub1	ReSub1	Sub3	ReSub3	ReSub4	Sub2	Sub4	CG	ITS1	Taxa
Cmg1	Sub1	ReSub1	Taxa	Sub2	ReSub3	Sub3	CG	ReSub4		
Cmg2	Sub1	ReSub1	Taxa	Sub2	ReSub3	Sub3	CG			
Cmg3	Sub1	ReSub1	ReSub3	Sub3	Taxa	Sub2	ReSub4	Sub4	CG	
Cmg4	ReSub1	Sub1	Taxa	ReSub3	Sub3	ReSub4	Sub2	Sub4		

Legnda:

Risco SE	Risco Sudeste	Sub4	Demanda Norte
Risco S	Risco Sul	ReSub1	REQE Sudeste
Risco N	Risco Norte	ReSub2	REQE Sul
Risco NE	Risco Nordeste	ReSub3	REQE Norte
Sub1	Demanda Sudeste	ReSub4	REQE Nordeste
Sub2	Demanda Sul	CG	Custo de Gás Combustível
Sub3	Demanda Nordeste	LT111	Linha de transmissão SE-Imperatriz
Taxa	Taxa de Crescimento da demanda		

Figura 4-2 Escolha das variáveis principais.

Com isso, gerou-se um único bloco de variáveis de entrada de interesse, o qual unia os fatores que mais influenciariam todas as saídas pedidas. A compilação de um único bloco de variáveis de entrada foi possível porque os riscos de cada submercado estão altamente correlacionados entre si, como mostrado no diagrama de correlação de Pearson, Figura 4-3.

	Risco SE	Risco S	Risco NE
Risco S	0,996		
p-value	0		
Risco NE	0,836	0,843	
p-value	0	0	
Risco N	0,92	0,92	0,924
p-value	0	0	0

Figura 4-3 Correlação de Pearson entre as variáveis de saída.

As variáveis tidas como principais foram: (i) a energia armazenada dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, o que era de se esperar, já que nesses três submercados existem duas estações do ano bem definidas em Seca e Chuvosa; (ii) o custo do gás combustível, o qual apresenta maior número de usinas térmicas no Brasil, e; (iii) as demandas de energia em todos os submercados, além da taxa de crescimento fixada para esses submercados.

Em seguida, foi realizada a segunda aplicação de DOE descrita em (Queiroz, 2007), a qual visa verificar a interação entre as variáveis principais. E, por fim, o DOE no formato Taguchi, o qual é aplicado com intuito de fazer com que as RNAs não interpretem as variáveis como receptoras de valores discretos. Para tanto, durante sua aplicação, as variáveis tidas como principais sofreram variações de 10% a partir de seu valor mínimo até seu valor máximo.

Após todas as simulações de NEWAVE requeridas para treinamento da RNA, um total de quatrocentas e cinquenta e seis simulações (456), utilizou-se o software STATISTICA, que possui uma ferramenta de definição e treinamento de redes neurais denominado STATISTICA Neural Networks (SNN). Para este trabalho foi utilizada a Versão 8.0 do software. O SNN apresenta algoritmos de treinamento otimizados, com total controle de todos os aspectos que influenciam o desempenho da rede, como as funções de ativação e erro dada a complexidade estrutural.

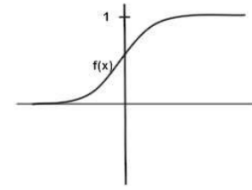
Foram geradas e treinadas vinte redes neurais e o programa previamente selecionou dez com o melhor desempenho, apresentadas na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 Desempenho das RNAs treinadas pelo SNN do STATISTICA.

	Perfil da Rede	Performance na amostragem de treinamento	Performance na amostragem de teste	Índice de Erros no treinamento	Índice de Erros no teste
1	MLP 27-17-4	0,897132	0,883262	0,034445	0,030878
2	MLP 27-14-4	0,944314	0,906110	0,018587	0,025317
3	MLP 27-8-4	0,889048	0,885581	0,037825	0,030393
4	MLP 27-14-4	0,907773	0,870976	0,030820	0,034452
5	MLP 27-8-4	0,918168	0,888542	0,027384	0,029243
6	MLP 27-22-4	0,902802	0,868716	0,032264	0,034290
7	MLP 27-21-4	0,890478	0,882689	0,036743	0,030923
8	MLP 27-16-4	0,868672	0,869121	0,044342	0,036097
9	MLP 27-14-4	0,894773	0,878118	0,035332	0,032281
10	MLP 27-15-4	0,917550	0,876727	0,027666	0,031621

Apesar do SNN poder gerar diferentes estilos de rede, todas as redes as quais apresentaram um resultado significativo para este trabalho foram do tipo *Multilayer Perceptrons*. A rede escolhida é uma *Multilayer Perceptron* com 27 variáveis de entrada, 27 neurônios na primeira camada, 8 neurônios na camada oculta, 4 neurônios na camada de saída e 4 saídas. O critério inicial de escolha da rede foi o de menor erro medido pelo *Sum of Squares*, soma dos quadrados entre o valor simulado e o valor encontrado pela rede. Porém, a rede número 2, que apresentava menor valor de erro, chegou a apresentar alguns valores de risco negativos indesejáveis para o estudo em questão o que nos levou a adotar a rede 5.

O algoritmo de treinamento utilizado pelo programa foi o *backpropagation* com função de ativação do tipo sigmoide. Esta função de ativação facilita o treinamento, pois se trata de uma função semi-linear, suave e não decrescente, cuja derivada é uma potência dela própria (Marar,1997). Contudo, uma característica das funções sigmoides é a saturação, ou seja, para valores grandes de argumento, a função opera numa região de saturação. (Haykin, 2008)



$$f(x) = \frac{1}{1+e^{-\beta x}} \text{ (Função Sigmoideal); } f'(x)=f(x).(1-f(x))$$

As Figura 4-4 e Figura 4-5 mostram as simulações de treinamento e teste da RNA para o risco do Submercado Sudeste. No eixo vertical está os valores de risco em percentual e no eixo horizontal o número do bloco de entradas da RNA. Os gráficos apresentam a diferença de resultados entre a RNA e a simulação com o NEWAVE para um mesmo bloco de dados de entrada. Observa-se que a RNA acompanha os resultados da simulação, porém com diferença considerável, principalmente, quando os riscos se aproximam de zero.

Como dito, esses problemas acabaram sendo identificados porque a RNA escolhida não foi a que apresentou menor índice de erros, e, sim, a que dentre as com menor índice de erros não possuía resultados de risco com percentuais abaixo de zero, o que não era de interesse para esse estudo.

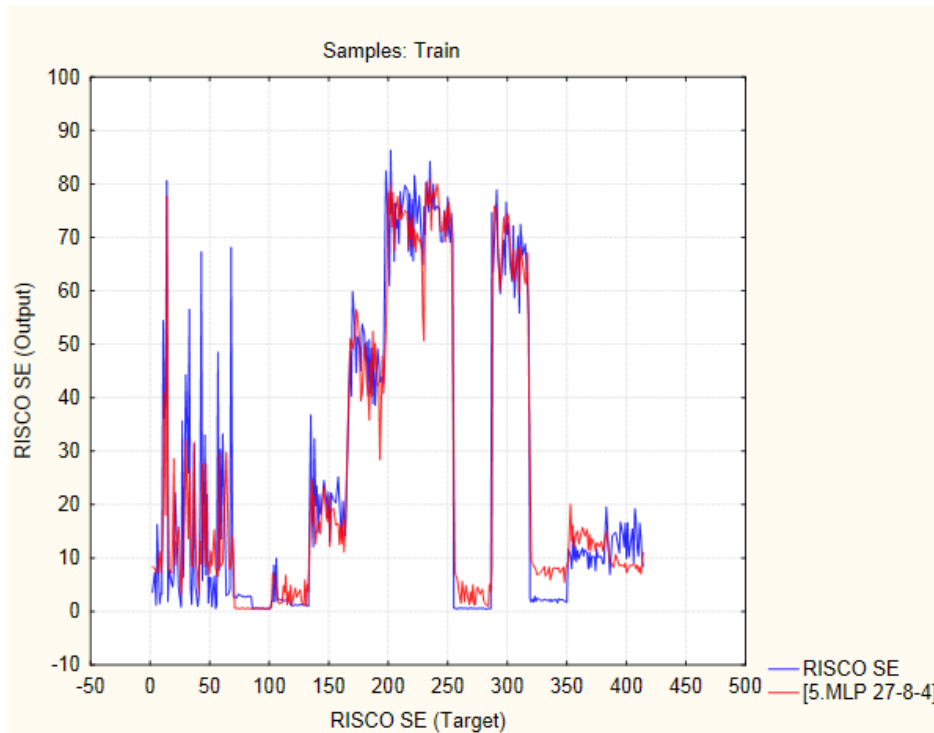


Figura 4-4 Resultados de amostragem de treinamento.

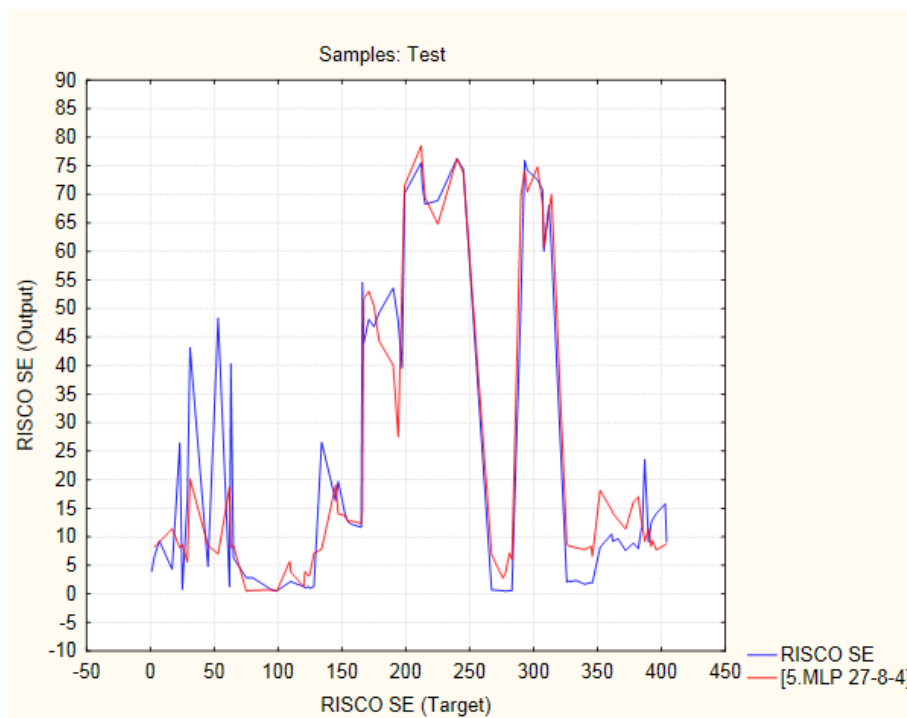


Figura 4-5 Resultados de amostragem de teste.

A rede neural criada será utilizada *a posteriori* como meio para realizar a simulação de Monte Carlo de crescimento do mercado de energia sem nova

cobertura de lastro de geração, com a finalidade de verificar se em um primeiro momento a liberação do lastro em contratos poderia colocar em risco o suprimento de energia do sistema elétrico nacional.

5. Simulações de Alavancagem

Conforme apresentado, a análise de risco de déficit é feita utilizando o programa NEWAVE, no qual um conjunto de variáveis de entrada como demanda, oferta de energia, custo de combustíveis, etc., são necessárias para o cálculo do risco. Todas as variáveis de entrada são consideradas, neste programa, como determinísticas e apenas a afluência aos reservatórios é modelada de forma probabilística. O risco de déficit é uma métrica associada à variável de energia não suprida que compõem o conjunto de variáveis de saída desse programa.

Após a análise dos comportamentos da variável de saída risco em função de um conjunto de fatores, é possível mensurar a sua ocorrência em diferentes cenários. Para tanto, será acrescida como premissa uma alavancagem aleatória a um conjunto de contratos que representarão uma nova demanda conjunta.

Como atualmente a falta de lastro de potencia e energia pode gerar penalidades, é possível imaginar que a maioria dos participantes do mercado de energia possuem sobre-contratações. Em um primeiro momento, após a liberação do lastro, é provável que os agentes reprogramem os seus contratos diminuindo a sobre-contratação. Há uma tendência de se ajustar à demanda e possivelmente ficar acima do lastro se houver uma percepção de ganho em função de previsão de PLD baixo.

Como ponto de partida para este estudo sugere-se que: os agentes, sabendo que agora não necessitam mais de sobre-contratação, repassam seus contratos ou parte deles a outros agentes e a partir de então adquirem contratos menores mais próximos de sua demanda exata, o que poderá gerar um risco novo advindo de subcontratação⁶.

⁶ Pode-se pensar que essa situação inicial se aproxima a Portaria 185 do MME de 4 de junho de 2013 que estabelece a liberação de seção de contratos entre agentes do mercado livre já a partir de fevereiro de 2014.

5.1. Consequências das variações contratuais na previsão de risco

Para análise consideraremos uma demanda de energia extra no sistema, a qual será interpretada como um valor incremental em cada contrato de compra e venda de energia elétrica, conforme apresentado na Figura 5-1.

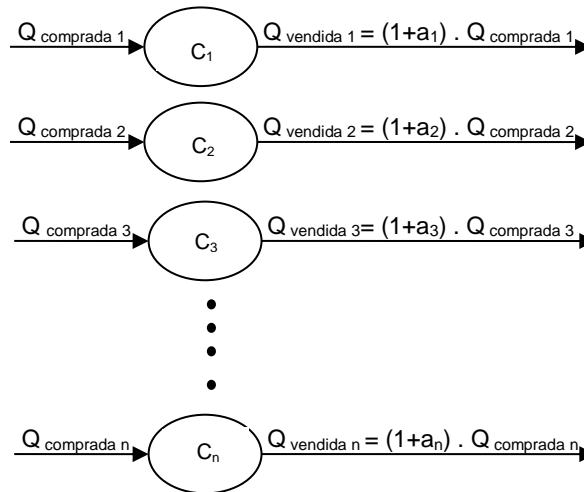


Figura 5-1 Energias compradas e vendidas por um agente comercializador.

Matematicamente, teremos:

$$Q_V = \sum_{i=1}^N Q_{vi} = Q_{c1} \cdot a_1 + Q_{c2} + Q_{c2} \cdot a_2 + \dots + Q_{cn} + Q_{cn} \cdot a_n \quad 1$$

$$Q_V = \sum_{i=1}^N Q_{ci} + \sum_{i=1}^N Q_{ci} \cdot a_i \quad 2$$

$$Q_V = Q_C + \sum_{i=1}^N Q_{ci} \cdot a_i \quad 3$$

$$Q_E = \sum_{i=1}^N Q_{ci} \cdot a_i \quad 4$$

Onde:

Q_{vi} - Quantidade total de energia vendida por contrato;

Q_V - Quantidade total de energia vendida;

Q_{ci} - Quantidade de energia comprada por contrato;

Q_C - Quantidade total de energia comprada;

Q_E - Quantidade de energia total vendida a mais no sistema;

a_i - valor em pu de alavancagem utilizado por contrato;

N - número de contratos.

Para o processo de criação dos cenários será utilizada a técnica de Simulação Monte Carlo não sequencial, que consiste na seleção de valores aleatórios para cada variável (Billinton, 1977). A simulação cria várias entradas de um modelo através de valores extraídos de uma distribuição de probabilidade pré-definida. Com todos esses valores pode-se produzir resultados associados a um modelo, neste caso as RNAs, que resolva o problema de planejamento hidrotérmico de médio prazo, e que apresente como saída o risco físico de não atendimento da demanda para o sistema em cada submercado e para cada patamar de carga.

A metodologia de trabalho proposta pode ser descrita pelos seguintes passos:

1. Criar 200 contratos seguindo uma distribuição de probabilidade normal com média 0 e desvio padrão 1;
2. Escolher um perfil de entrada no sistema;
3. Os contratos recebem juntos o montante relativo ao mercado livre;
4. Selecionar um montante de alavancagem contratual;
5. Sortear 200 alavancagens contratuais seguindo uma distribuição uniforme;
6. Cada contrato recebe uma das alavancagens;
7. Realizar a simulação com as RNAs e verificar a saída;
8. Repetir o processo algumas vezes a fim de se gerar uma distribuição de probabilidades de dados de saída;
9. Alterar a alavancagem para um valor maior;
10. Repetir os passos 5, 6, 7, 8 e 9;
11. Escolher outro perfil de entrada do sistema para as RNAs.

É necessário escolher alguns cenários de entrada nos quais as RNAs deverão ser aplicadas com a finalidade de verificar o comportamento do risco nas mais

diferentes realidades apresentáveis.

A distribuição uniforme foi utilizada para representar o incremento de alavancagem dos agentes. Neste trabalho, não se tinha disponível o comportamento dos agentes para definir melhor uma distribuição de probabilidade. Em trabalhos futuros sugere-se alinhar melhor com um histórico de comportamento real dos agentes.

Durante a análise das respostas do DOE observa-se que algumas variáveis foram mais relevantes na exposição do risco do sistema do que outras, entre elas destacam-se: os REQEs presentes nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste; o custo do gás combustível; demandas de energia em todos os submercados; além da taxa de crescimento fixada para esses submercados. Assim, os cenários são escolhidos de maneira pessimista e dando prioridade às variações mais rigorosas dessas variáveis de entrada, que são as de maior impacto nas saídas de risco. Os valores aqui descritos serão limitados aos máximos e aos mínimos utilizados para a confecção da RNA.

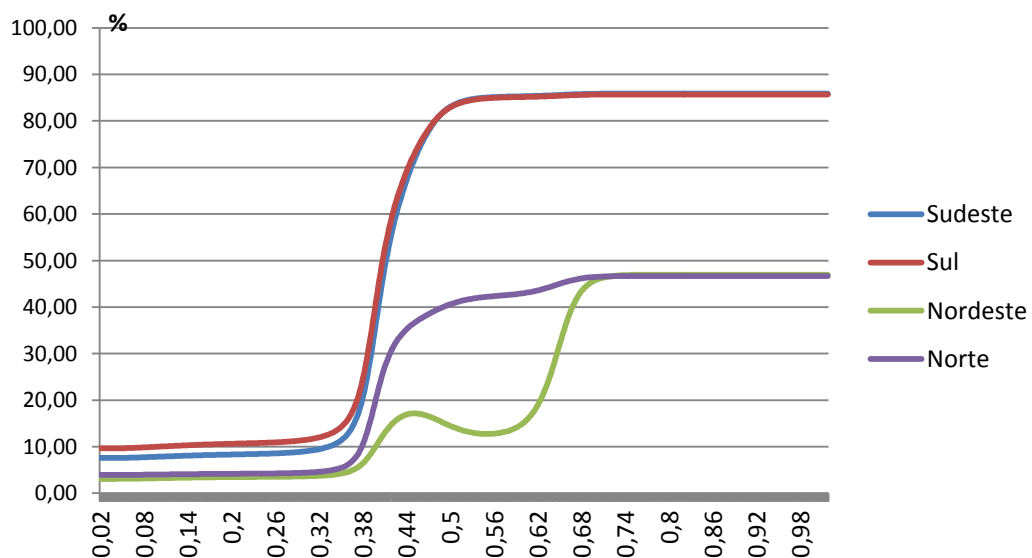


Figura 5-2 Cenário 1: Situação normal de operação do sistema sendo o percentual máximo de alavancagem no eixo x e o percentual de risco no eixo y

O Cenário1, Figura 5-2, representa a situação de operação normal do sistema. O cenário foi especificado utilizando os valores base para a formação dos

máximos e mínimos das RNAs, valores encontrados no deck NEWAVE de agosto/2012: (i) Para os submercados os valores médios de consumo em cada submercado, com taxa de crescimento em torno de 0,2% ao ano; (ii) o preço do gás combustível sendo as médias dos CVUs das usinas participantes do mercado que operam com esse combustível, e; (iii) O volume inicial dos reservatórios em 60% para todos os submercados.

Com a análise do gráfico, podemos verificar que não há grande aumento no risco com a inclusão de alavancagem nos contratos. A inserção de valores segue uma linha reta com inclinação baixa ao longo dos limites impostos ao máximo de alavancagem, até cerca de 38%, quando a RNA passa a assumir valores grandes de argumento e a função de ativação entra em sua zona de saturação devido a sua característica de curva em forma de 'S'. Como dito anteriormente, no Capítulo 4, a função de ativação tipo sigmoide foi escolhida porque possui vantagem no treinamento de retropropagação, contudo possui como característica a saturação. Então, a partir do momento em que a curva se satura não há mais controle sobre o resultado e não podemos fazer uma avaliação para grandes valores de argumento. Deve-se, portanto, utilizar os valores apenas para o primeiro terço do gráfico antes da saturação.

Como a inserção de acréscimo aos contratos foi feita de forma aleatória nem todos os contratos atingiram o nível máximo de alavancagem, ficando alguns até sem alavancagem alguma, assim, a “sobra” de energia no sistema conseguiria suprir a demanda contratual imediata.

Outro motivo para interpretar esta baixa inclinação seria o fato de o mercado livre no Brasil ainda representar apenas 26% do consumo de energia. Assim, o aumento na demanda é restrito a uma pequena proporção de consumidores, e, como a expansão de geração sempre está à frente do consumo uma alavancagem máxima padronizada (um limite) não interfere diretamente no desempenho do sistema.

As próximas simulações apresentam estados mais críticos do sistema, e mostram o quanto a condição inicial pode interferir na possibilidade de aumento do risco durante a alavancagem dos contratos. Sendo assim, existiria uma

necessidade maior de limitação desta alavancagem máxima de contratos, com intuito de não prejudicar a segurança do sistema em decorrência das suas condições iniciais.⁷

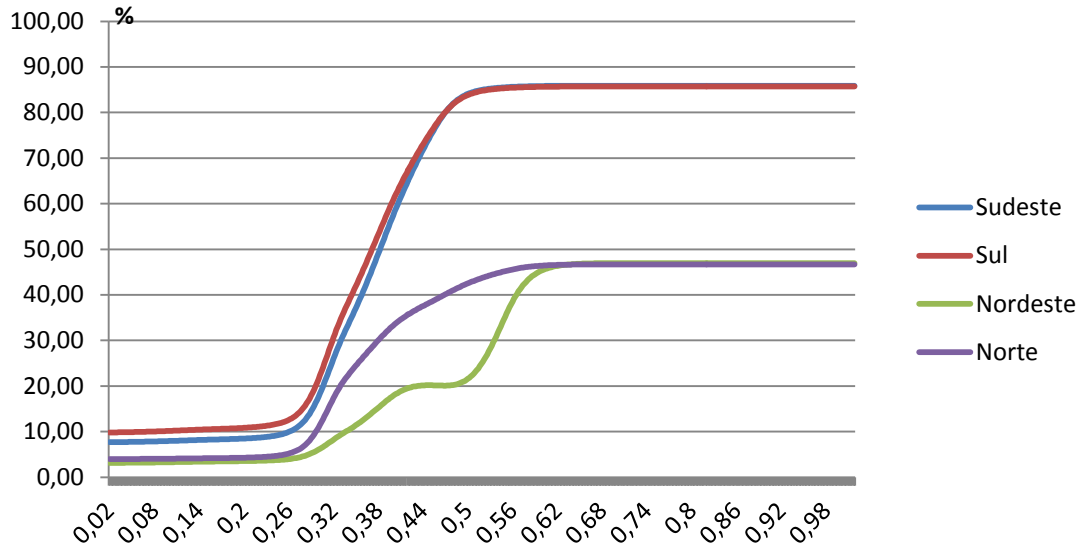


Figura 5-3 Cenário 2: Elevado crescimento econômico

Durante a confecção da RNA foi utilizada uma taxa de crescimento do consumo no mercado de energia que poderia estar alocada entre 2% e 6% ao ano. Para o Cenário 2, Figura 5-3, foi suposto um valor para esta taxa de 6% ao ano (máximo considerado na criação da RNA). Como pode ser observado, com a nova taxa, o crescimento do risco foi acelerado aumentando a inclinação da curva e aproximando mais rapidamente os resultados da zona de saturação das RNAs sem, entretanto, alterar os valores iniciais de risco do sistema.

O terceiro Cenário, Figura 5-4, apresenta um pessimismo com relação ao nível dos reservatórios, ou seja, adotou-se um volume inicial muito abaixo do normal, em 20%, mostrando que nesses casos não só o risco inicial do sistema aumenta, como também, a inclinação da reta de crescimento do risco, ou seja, com um reservatório abaixo do normal, a probabilidade do sistema não suportar a demanda cresce consideravelmente com uma velocidade maior.

⁷ Todas as simulações seguintes têm como base a simulação inicial com alterações específicas indicadas nos respectivos parágrafos.

No quarto caso, Figura 5-5, mantiveram-se os reservatórios com volume inicial muito abaixo do normal e foi acrescentado um custo do gás combustível alto. Adotando o valor máximo do gás utilizado na geração da RNA, pode-se observar que, na primeira faixa do gráfico, os valores são similares à situação anterior alterando apenas a inclinação da curva, o que conduzirá a RNA mais rapidamente a saturação, e impossibilitando estudos de alavancagens superiores.

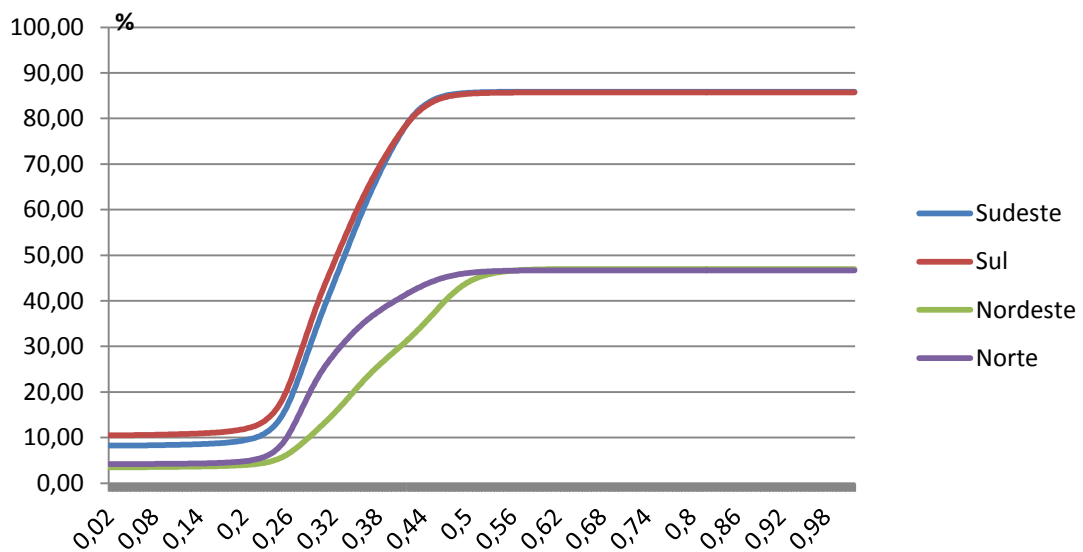


Figura 5-4 Cenário 3: Volume inicial dos reservatórios abaixo dos valores normais

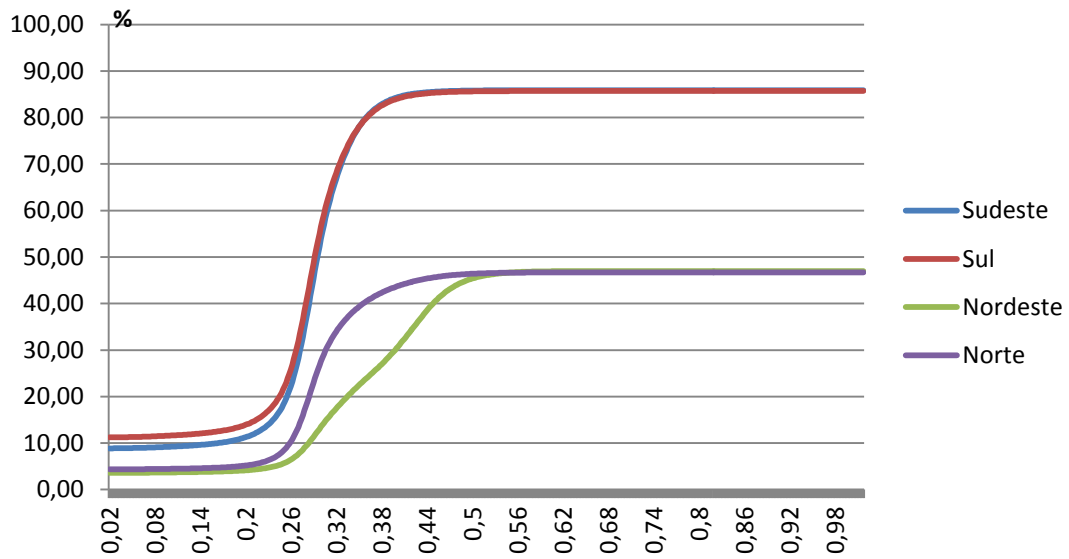


Figura 5-5 Cenário 4: Reservatórios abaixo do normal e custo de gás combustível elevado

O Cenário 5, Figura 5-6, foi programado como uma situação bastante irreal, na qual todas as variáveis principais de treinamento das RNAs foram iniciadas com seus valores máximos, e, no caso dos REQEs seus valores mínimos, o que aumentou o risco inicial dos submercados a um valor muito próximo a saturação da rede.

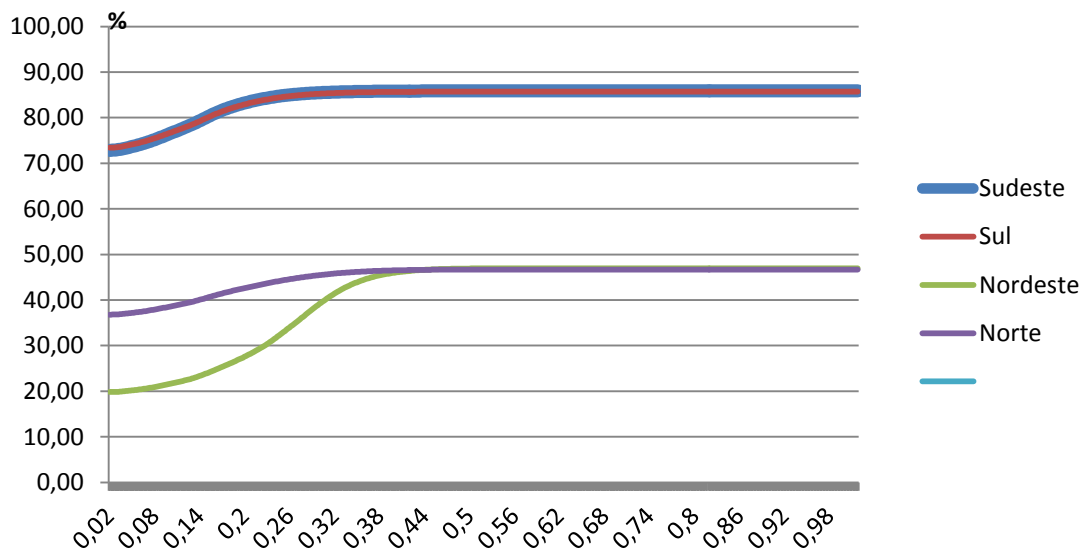


Figura 5-6 Cenário 5: Cenário de elevado crescimento econômico, reservatórios abaixo do normal e custo de gás combustível elevado.

Todas as saídas da RNA acompanharam o movimento da função de ativação sigmoide. Esta função possui como vantagem, descrita anteriormente no Capítulo 4, a facilidade de treinamento em retropropagação (*backpropagation*) por possuir derivada igual a potências da função original. Contudo, é uma função que trabalha em região de saturação, implicando rápida saturação dos valores de saída da RNA impossibilitando simulações sucessivas. Isto porque, como a função satura muito rapidamente, ainda nas simulações de situação inicial, devido ao forçamento de dados de entrada, simulações sucessivas não apresentariam resultado adequado.

Já para a situação imediata, interesse de estudo, a RNA com função sigmoide, apresentou um resultado satisfatório com erro quadrático baixo em relação às simulações de NEWAVE, descrito no capítulo 4.

A simulação de diversos cenários de entrada no sistema permite vislumbrar um limite de alavancagem inicial interessante, o qual serviria como garantia de certa liquidez maior ao sistema em curto prazo e, ao mesmo, tempo evitaria o colapso de vendas exageradas deste produto sem lastro. Em todos os casos, com probabilidades reais de ocorrência (retirando o Cenário 5) rodados até o

limite de uma alavancagem em torno de 20%, não há crescimento muito elevado de risco, podendo ser pensado como um limite de alavancagem para contratos no ambiente de curto prazo.

6. Uma Análise Setorial

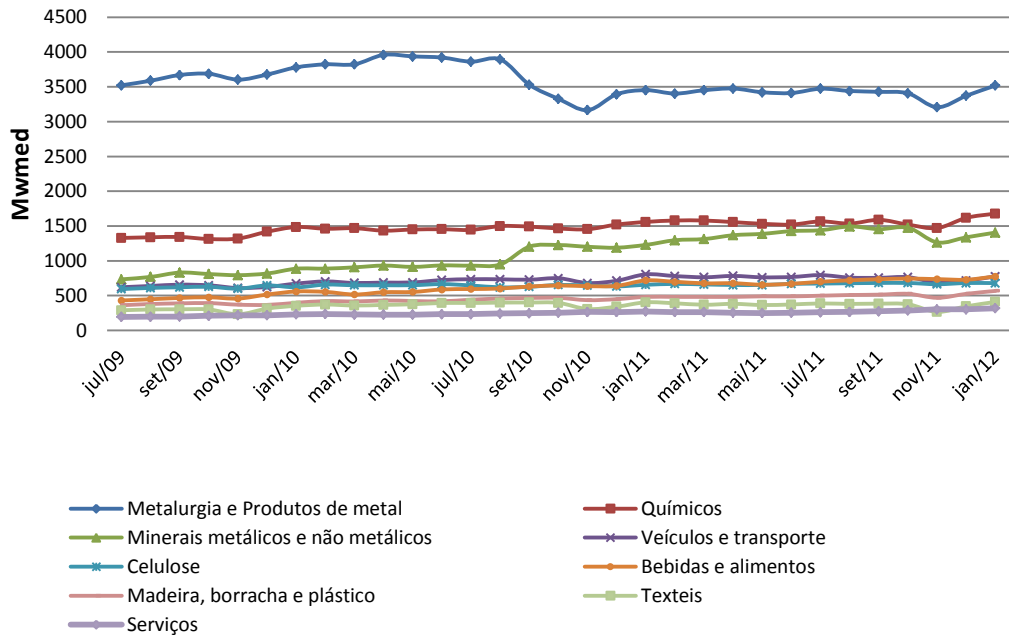
A forma como uma unidade consumidora consome energia depende diretamente de sua atividade econômica, ou seja, esta forma é descrita na curva de carga diária e na demanda sazonal. Para se determinar estas características existe a possibilidade de realizar uma análise fundamentalista do uso final, numa abordagem por atividade econômica, a qual permite a caracterização da carga de acordo, por exemplo, com o tipo de processo industrial que derivam os perfis de consumo setoriais.

Para o mercado livre, os atuais consumidores estão separados basicamente em duas classes: consumidores industriais e de serviços. Os consumidores industriais representam a maior fatia deste mercado e seu perfil reflete diretamente na demanda total momentânea a ser distribuída. Assim, é necessário analisar as variações nas entregas dos montantes de energia para cada tipo setorial, e, através de análise de correlação entre os diferentes tipos de consumidores, encontrar a distribuição da demanda em um determinado período.

6.1. Previsão de Crescimento de Carga

Atualmente, no Brasil, mais de 26%⁸ do total de mercado de energia elétrica é representado pelos consumidores livres e especiais. Os consumidores livres e especiais são aqueles com potências instaladas superiores a 3MW e 500kW, respectivamente. A Figura 6-1 apresenta o crescimento no consumo de energia nos últimos anos. Ao observar as curvas pode-se verificar que não existem crescimentos bruscos nos setores que compõem o mercado de energia, existindo, assim, a possibilidade de verificar o comportamento dos setores e de fazer uma análise mais precisa do parque gerador suportar a nova carga isenta de lastro proposto nesse trabalho.

⁸ Fonte InfoMercado novembro 2013.



Fonte: adaptado InfoMercado

Figura 6-1 Consumo de energia no mercado livre.

Uma maneira de analisar o crescimento no risco advindo do mercado livre para contratos fora do lastro é fazer a previsão de valores futuros apenas para os consumidores e não acrescentar a produção de energia do sistema. Ou seja, faz-se uma previsão de crescimento de mercado e em função disso realizam-se alterações na demanda de energia nos arquivos de entrada do programa NEWAVE.

A CCEE disponibiliza através de seu periódico mensal, InfoMercado, os montantes contratuais de consumo divididos setorialmente desde junho de 2009 (Figura 6-1).

Esses dados podem ser utilizados para treinar modelos através de técnicas estatísticas, como séries temporais, para realizar previsões de valores futuros do consumo no mercado livre. Para prever estes valores futuros foi utilizada a metodologia de previsão de séries temporais chamada ARIMA (Modelos autorregressivos integrados de médias móveis).

O modelo ARIMA é utilizado quando uma série temporal apresenta média e

variância dependentes do tempo (não-estacionariedade). Essa propriedade implica que existe inclinação na reta composta pelos dados, e/ou a variação dos dados não permanece essencialmente constante ao longo do tempo.

Para detectar a não-estacionariedade de uma série, pode-se analisar o comportamento temporal graficamente, buscando padrões e então, aplicando testes estatísticos de raiz unitária como exemplo. O teste de raiz unitária mais usado é o de Dickey-Fuller (Margarido & Anefalos, 1999), que consiste em um teste de hipóteses, o qual apresenta como hipótese nula a presença de estacionariedade na série. No caso dos dados utilizados nesse trabalho, as séries apresentam certa tendência, de crescimento (aumento acelerado de carga) ou recessão (sem aumento de carga ou redução inicial de carga), advinda do próprio crescimento sistêmico da economia brasileira.

Ao todo são nove séries as quais poderiam ter crescimento em separado ou em conjunto, o que geraria uma necessidade de realizar um número muito grande de simulações com o programa. Para encontrar um número razoável de cenários escolheu-se nesse trabalho utilizar métodos de *clusterização*, ou, em português, métodos de agrupamentos (Dubes et al, 1975).

A primeira análise para escolha dos cenários mais próximos do real deve ser feita verificando os setores. A Figura 6-2 apresenta as correlações de Pearson, as quais assumem valores entre -1 e +1. Esta correlação se baseia na seguinte ideia: se uma variável tende a aumentar à medida que uma outra variável diminui, o coeficiente de correlação de Pearson é negativo. Inversamente, se as duas variáveis tendem a aumentar de maneira conjunta, o coeficiente de correlação é positivo. Se o módulo tende para um significa uma correlação forte enquanto que se tende para zero pode-se afirmar que não existe correlação. É importante lembrar que a correlação de Pearson considera apenas a relação linear entre as variáveis (Montgomery & Runger, 1999). Os resultados das correlações e seus respectivos p-values⁹ estão apresentados na Figura 6-2.

⁹ Para serem considerados significativos os p-values das correlações não devem ultrapassar o valor numérico de 0,05.

	Metalurgia	Químicos	Minérios	Veículos	Celulose	Bebidas	Madeira	Têxteis
Químicos	-0,6288							
Pvalue	0,0002							
Minérios	-0,5084	0,5341						
Pvalue	0,0035	0,002						
Veículos	-0,6308	0,5876	0,5518					
Pvalue	0,0001	0,0005	0,0013					
Celulose	-0,5406	0,5665	0,5683	0,3393				
Pvalue	0,0001	0,0005	0,0009	0,0618				
Bebidas	-0,5375	0,7757	0,6948	0,6422	0,6168			
Pvalue	0,0018	0,0000	0,0000	0,0001	0,0002			
Madeira	-0,5996	0,7359	0,7684	0,5776	0,6213	0,8187		
Pvalue	0,0004	0,0000	0,0000	0,0007	0,0002	0,0000		
Têxteis	-0,235	0,4338	0,1194	0,4958	0,4380	0,4554	0,2621	
Pvalue	0,2031	0,0148	0,5222	0,0046	0,0137	0,0100	0,1543	
Serviços	-0,2434	0,6737	0,3824	0,3063	0,5003	0,8354	0,7069	0,4250
Pvalue	0,1871	0,0000	0,0338	0,0937	0,0042	0,0000	0,0000	0,0172

Figura 6-2 Índices de correlação entre os principais consumidores do mercado livre

Todos os tipos de consumidores apresentam algum grau de correlação entre si, indicando que suas atividades econômicas respondem juntas ou com ligações complementares. Uma avaliação preliminar indica que os metalúrgicos, por possuírem correlação negativa com os demais, poderiam ter seus contratos de consumo sobrepondo outros setores. Ou seja, a correlação negativa indica que quando o setor de metalurgia está em ascensão os demais setores tendem a apresentar recessão em suas atividades e vice-versa, possibilitando análises e previsão de contratações futuras de energia no mercado livre.

Como o setor de metalurgia é o maior consumidor, consome sozinho um montante correspondente a praticamente a junção de todos os demais tipos de consumidores, este tipo de análise seria de grande valia e auxiliaria um planejamento futuro do consumo de energia, em base setorial, evitando sobre investimento no planejamento da geração.

Assim, com as análises das correlações, verificou-se possibilidade de avaliação separando o crescimento de consumo de energia sem lastro entre o setor de metalurgia e os demais setores. Este resultado pode ser visto como base para uma extrapolação através da tentativa de alavancar contratos de energia com separação entre os diferentes tipos de consumidores de acordo com um grau

de similaridade entre suas curvas de consumo ao longo dos anos. Neste capítulo são apresentados os estudos destas curvas de consumo mostrando suas semelhanças e diferenças, e, a partir delas são gerados cenários baseados na simulação de cargas futuras a serem posteriormente inseridas no NEWAVE.

6.2. Formação dos Agrupamentos

Com os índices de correlação, pode-se verificar a atuação dos diferentes consumidores em conjunto e separadamente. De forma separada podem ser utilizadas nove diferentes classes de consumidores, mas, existe também a possibilidade de uni-las em grupos, respeitando as correlações, o que possibilita uma geração de cenários limitada para ser posteriormente simulados com o programa NEWAVE.

Para tanto, são utilizadas as técnicas de *clusterização*. Existem várias delas na literatura atual. Elas podem ser técnicas hierárquicas, o que permite classificar todo o universo analisado em um número crescente ou decrescente de clusters a partir de uma sequência de sucessivas fusões ou divisões, obtendo no final uma estrutura em árvore conhecida por dendograma. Outros são os métodos não-hierárquicos, que têm por objetivo particionar diretamente o conjunto de objetos em um número fixo de k grupos, de maneira que a heterogeneidade interna seja minimizada, formando grupos coesos, havendo o isolamento desses grupos, e aumentando a separação entre eles (Dubes et al, 1975) (Guardia, 2007).

Existe uma série de procedimentos de agrupamento baseados em diferentes procedimentos lógicos: como redes neurais e lógicas Fuzzy. Aqui são utilizados um método hierárquico de Ward e um método não hierárquico k-médias para o agrupamento das séries de potência consumida.

A. Método Ward

O método de Ward ou “Mínima Variância” foi desenvolvido por H. Ward Jr em 1963 (Mingoti, 2005). A formação dos grupos é feita pela maximização da homogeneidade dentro dos grupos. A soma de quadrados dentro dos grupos é

usada como medida de homogeneidade. Desse modo, o método de Ward procura minimizar a soma de quadrados dentro do grupo. Os grupos formados em cada passo são resultantes de um grupo solução com a menor soma de quadrados (Sharma, 1996) (Ward, 1963).

B. Método k-média

É um método de partição que fornece indicações mais precisas sobre o número de conglomerados a ser formado. O critério mais utilizado de homogeneidade dentro do grupo e heterogeneidade entre os grupos é o da soma dos quadrados residuais baseado na análise de variância. Assim, quanto menor for o valor da variância, mais homogêneos são os elementos dentro de cada grupo e melhor será a partição (Bussab et al, 1990).

No método k-media muitas formas de medição podem ser empregadas, a distância Euclidiana entre as séries é a mais utilizada, porém, para nosso estudo, também utilizamos a correlação, porque é interessante a possibilidade de correlação negativa entre os setores para particionar agrupamentos, levando em consideração o perfil de carga da atividade econômica.

O mercado livre nacional possui nove tipos principais de consumidores que atuam entre si de maneira teoricamente independente. É dito teoricamente, porque com a análise das correlações e simples compreensão de políticas econômicas as quais ditam diretrizes aos setores da economia, mostram que os setores possuem sim correlações muitas vezes significativas entre si.

Quando analisamos as correlações, vimos que o setor de Metalurgia, além de ser um grande consumidor, possui tendência de consumo um tanto invertida com os demais setores, resultando em uma correlação negativa. A questão agora é se os demais setores da economia possuem correlações positivas como o crescimento individual, ou em grupo, desses setores poderia afetar a possibilidade de liberação de lastro nos contratos de energia elétrica no Brasil. Vale lembrar que a energia elétrica é uma commodity especial que não possui possibilidade de grandes reservas após sua geração.

As técnicas de agrupamento podem ajudar nesse sentido. A partir do momento

que temos grupos coerentes de setores, pode-se verificar o possível montante de carga injetado no sistema. Utilizando o método hierárquico Ward pode-se criar um dendrograma que apresenta a divisão dos grupos de acordo com as grandezas de distancia entre as curvas. A Figura 6-3 apresenta um dendrograma.

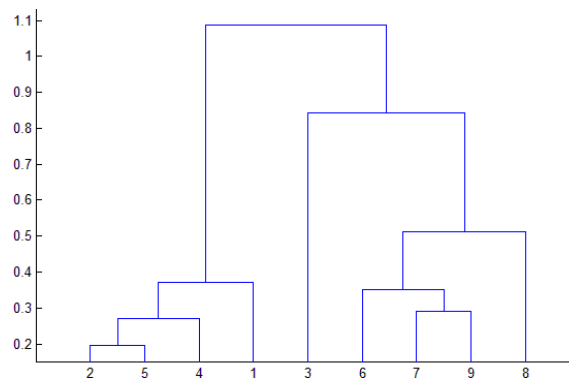


Figura 6-3 Dendrograma dos setores que compõe os consumidores do Mercado Livre de Energia Elétrica.

Através de simples observação do dendrograma pode-se visualizar a formação dos grupos. Por critérios de distancia teríamos, no mínimo, cinco diferentes curvas: (i) o setor 1 estaria só em uma curva; (ii) os setores 2 (Químicos), 5 (Celulose) e 4 (Veículos) estariam em uma curva; (iii) o setor 3 (Minérios) em outra; (iv) os setores 6 (Bebidas), 7 (Madeira) e 9 (Serviços) em outra curva, e; (v) o setor 8 (Têxteis) só em um última curva.

Aplica-se em seguida o método k-medias que diferentemente do método Ward, é um método não hierárquico e possibilita escolher o número de clusters que gostaríamos de ter. Como temos apenas nove grupos, foram testados os números de grupos manualmente.

O método k-medias utilizado juntamente com a distância Euclidiana como critério de proximidade, assim como no Ward, somente isolou o setor de Metalurgia a partir da formação de cinco ou mais grupos. Contudo, quando da utilização do método k-medias não mais com distancia Euclidiana e sim com o

uso de correlações, todas as divisões isolaram o setor de Metalurgia em um único grupo, porque, como visto anteriormente, o setor de Metalurgia tem correlação negativa com todos os demais setores, o que gera uma distancia maior durante o cálculo.

Assim, unindo as soluções dos métodos baseados em distancia entre as curvas e as soluções dadas por meio de distancia entre valores de correlações, temos que o ideal é fazer previsões isoladas e com crescimento conjunto até cinco curvas. Formamos assim os grupos necessários para a simulação no programa NEWAVE, da maneira como apresentado na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 Grupos para simulação.

Etapa 1	Todos os setores crescem de maneira independente	9 series
Etapa 2	Apenas os setores 2 e 5 são agrupados	8 séries
Etapa 3	Os setores 7 e 9 também passam a ser agrupados	7 séries
Etapa 4	O setor 6 se alinha ao grupo dos setores 7 e 9	6 séries
Etapa 5	O setor 4 se alinha ao grupo dos setores 2 e 5	5 séries

6.3. Modelos autorregressivos integrados de médias móveis (ARIMA)

Trata-se de um modelo que analisa séries temporais de valores observados de forma que a diferença entre os valores gerados pelos modelos e valores observados resulte em séries de resíduos de comportamento aleatório em torno de zero. Os modelos ARIMA são capazes de descrever os processos de geração de uma variedade de séries temporais para os previsores (que correspondem aos filtros), sem precisar levar em conta as relações econômicas, por exemplo, que geraram as séries. (Morettin & Tolo, 2006).

A metodologia de Box e Jenkins para a previsão se baseia no ajuste de modelos tentativos ARIMA. Segundo a sistemática da metodologia de Box-Jenkins, os modelos ARIMA descrevem tanto o comportamento estacionário como o não-estacionário. Assim, pode-se afirmar que essa é uma metodologia de modelagem flexível, em que as previsões com base nesses modelos são feitas a partir dos valores correntes e passados dessas séries. Segundo (Fava, 2000), os modelos ARIMA resultam da combinação de três filtros: um filtro autorregressivo (AR), de ordem p ; um filtro de integração (I), de ordem d , e; o componente de médias móveis (MA), parâmetro de ordem q . Uma série pode ser modelada pelos três filtros ou apenas um subconjunto deles, resultando em vários modelos. Mas, de todos esses modelos, o mais importante é o ARIMA (p, d, q), já que os outros são apenas variações na ordem deste modelo completo.

A maioria dos procedimentos de análise estatística de séries temporais supõe que estas sejam estacionárias, assim, coloca-se o filtro de integração necessário para transformá-las, caso ainda não sejam. A transformação mais comum consiste em tomar derivadas sucessivas da série original até obter uma série estacionária (Morrettin & Tolo, 2006), e geralmente são necessários apenas diferenciá-las uma ou duas vezes. A inclusão do termo de ordem de integração permite que sejam utilizados os modelos ARIMA(p,d,q) dados pela equação 4:

$$w_t = \phi_1 w_{t-1} + \dots + \phi_p w_{t-p} + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q} \quad 4$$

Em que $w_t = \Delta^d Z_t$

Onde

Z_t - é a série de dados.

ϕ_p - são os parâmetros do modelo autorregressivo de ordem p.

θ_q - são os parâmetros do modelo medias moveis de ordem q.

A metodologia de Box & Jenkins enumera três etapas para construção do modelo:

1. Identificação: consiste em descobrir qual dentre as várias versões dos modelos de Box-Jenkins, sejam eles sazonais ou não, descreve o comportamento da série. A identificação do modelo a ser estimado ocorre pelo comportamento das funções de autocorrelações (ACF) e das funções de autocorrelações parciais (PACF).

2. Estimação: consiste em estimar os parâmetros ϕ e θ componentes autorregressivo e média móveis, respectivamente. Geralmente para esta etapa é utilizado o método dos mínimos quadrados (MQO). (Silva, 2007).

3. Verificação: consiste em avaliar se o modelo estimado é adequado para descrever o comportamento dos dados. Isso pode ser realizado através da verificação de que os ruídos gerados pela série sejam de ruídos brancos (em geral normalmente distribuídos, com média zero e variância constante) e que não apresentem qualquer dependência de serial. (Oliveira, 2010)

Caso o modelo não seja adequado, repete-se o desenvolvimento do modelo, voltando-se à fase de identificação.

Ao se obter um modelo satisfatório, ele passa a ser utilizado para realizar as previsões necessárias.

Antes de computar a correlação, tenta-se eliminar qualquer tendência que exista nos dados. Como o trabalho lida com demanda de energia elétrica, todas as séries apresentam tendência de crescimento que poderiam interferir nos coeficientes de correlação. Aqui os dados passaram por simples diferenciação.

Para essas series de consumo apenas uma única diferenciação foi necessária para eliminar qualquer tendência e fazer a série se tornar estacionária. Assim, seus filtros de integração terão ordem $d=1$ escolhidos para todas as séries de modelos ARIMA.

Ainda há a necessidade de se escolher os outros dois parâmetros p e q . As Figura 6-4 e Figura 6-5 apresentam as funções de autocorrelação (ACF, no inglês *AutoCorrelation Function*) e autocorrelação parcial (PACF, no inglês *Partial AutoCorrelation Function*). O ACF decai de maneira lenta, mostrando a não estacionariedade da série original, e o PACF evidencia a necessidade de um componente autorregressivo de ordem um apenas, $p=1$. Então, os modelos das séries de consumidores serão ARIMA (1,1,0).

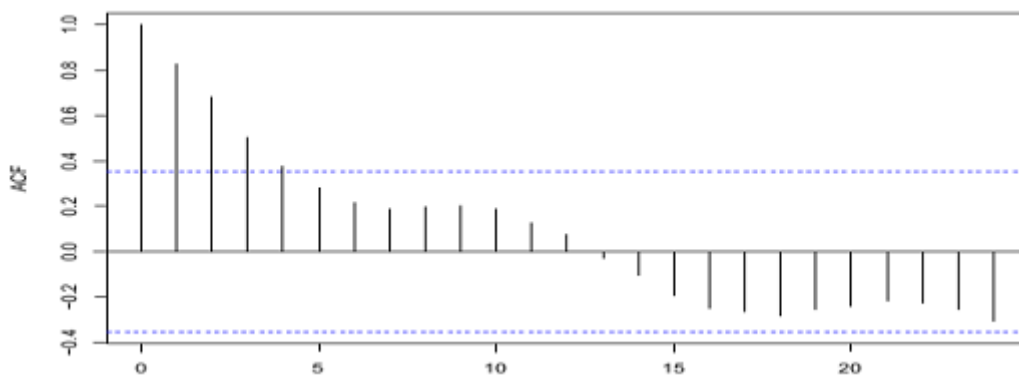


Figura 6-4 ACF para o setor de Serviços

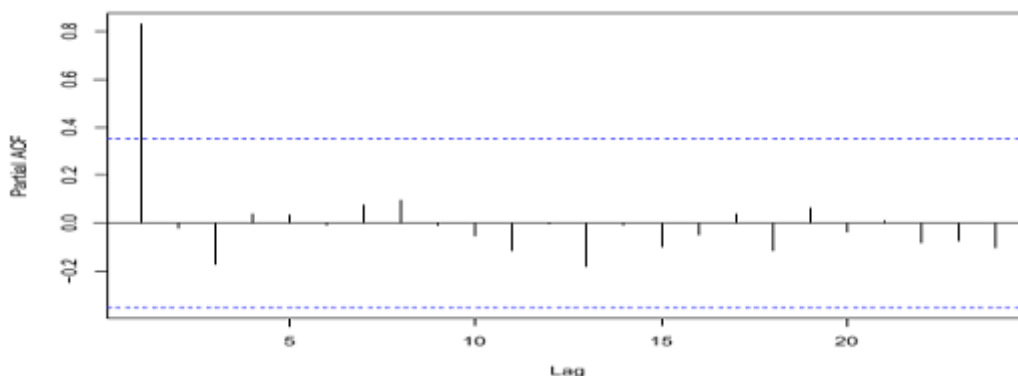


Figura 6-5 PACF para o setor de Serviços

O gráfico apresentado na Figura 6-6 apresenta a série de tempo gerada pelo modelo ARIMA (1,1,0) para o setor de serviços e a Figura 6-7 apresenta a série de ruídos. Pode-se perceber que os ruídos seguem uma distribuição normal, série de ruídos brancos que mostram uma boa adaptação do modelo de previsão.

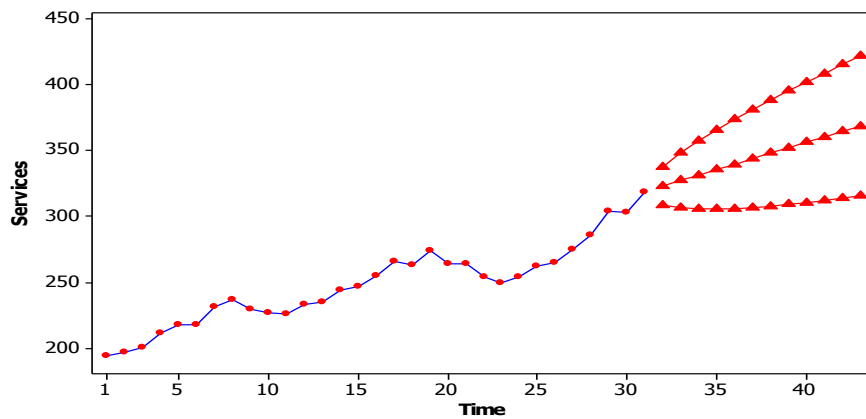


Figura 6-6 Série de tempo do Setor de Serviços (com previsões e seus intervalos de confiança de 95%)

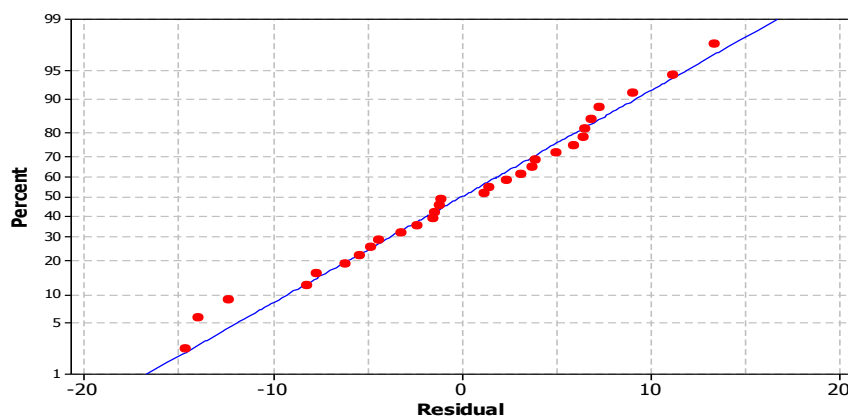


Figura 6-7 Distribuição normal da Série de ruídos para o setor Serviços

6.4. Simulações de Risco de Déficit de Energia Elétrica

Como dito anteriormente, a proposta é gerar cenários compatíveis ao crescimento natural dos setores que compõem o mercado livre no Brasil. Foi visto que o setor de metalurgia possui certa correlação negativa com todos os demais seguimentos e é o maior consumidor de energia. Também, foi apresentado que alguns seguimentos possuíam tendência de crescimento de maneira similar, o que permitiria a criação de uma série contínua advinda da agregação desses setores, a *clusterização* convencional. Contudo, neste estudo os métodos de agrupamento não foram utilizados para a criação de uma curva conjunta média e sim serviram para mostrar as similaridades entre as curvas de consumo temporais dos setores em questão.

Por fim, cada setor foi modelado de maneira independente através do modelo ARIMA (1,1,0), e foram gerados doze valores para cada setor, que representariam doze meses a frente.

Para avaliar o resultado do crescimento de carga e o efeito no risco de déficit é utilizado o modelo de otimização do despacho de geração oficial do setor elétrico brasileiro, representado no programa NEWAVE v.16, no qual foram rodados os cenários escolhidos¹⁰: Para a realização dessas simulações foram consideradas as seguintes premissas:

1. Todos os seguimentos crescem de maneira natural, ou seja, com a utilização dos primeiros doze valores gerados pelo modelo ARIMA para cada um dos setores de consumidores do mercado livre e somados para gerar a demanda de energia.
2. O setor de Metalurgia crescendo de maneira acelerada (máximo dentro dos 95% de significância), enquanto os demais passariam por certa recessão (valor mínimo dentro dos 95% de significância);
3. Os setores de Químicos, Celulose e Veículos crescem de maneira acelerada (máximo dentro dos 95% de significância);

¹⁰ A simulação foi realizada com o software NEWAVE v.16 e o deck utilizado foi o relativo a agosto de 2012, disponível no site da CCEE. www.ccee.org.br

4. Os seguimentos descritos em 3 e 4 juntos crescem de maneira acelerada (máximo dentro dos 95% de significância);

Todos os seguimentos crescem juntos de forma acelerada (máximo dentro dos 95% de significância). frente ao mercado regulado e o trabalho limitou-se a analisar este primeiro segmento e Tabela 6-3 apresentam os riscos associados aos diferentes cenários escolhidos. É possível notar que, em todos os cenários escolhidos, os riscos não mudam substancialmente ao longo do período de planejamento mantendo-se abaixo dos 5% exigidos pelas políticas de segurança energética do Brasil.

Isso provavelmente ocorre porque o mercado livre no país é relativamente pequeno frente ao mercado regulado e o trabalho limitou-se a analisar este primeiro segmento

Tabela 6-2 Riscos de não atendimento da carga nos cenários propostos Submercados Sudeste e Sul.

	Submercado Sudeste					Submercado Sul				
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
Cenários 1	0,00	0,50	1,70	2,65	1,50	0,00	0,50	2,25	3,40	3,90
2	0,00	0,55	1,70	2,95	1,65	0,00	0,50	2,40	3,10	3,35
3	0,00	0,50	1,80	2,85	1,55	0,00	0,55	2,95	3,10	4,25
4	0,00	0,55	1,85	2,65	1,45	0,00	0,55	2,35	4,35	2,55
5	0,00	0,60	1,80	2,65	1,45	0,00	0,60	3,10	3,35	2,75
6	0,00	0,65	2,05	2,95	1,45	0,00	0,60	3,00	3,95	3,65

Tabela 6-3 Riscos de não atendimento da carga nos cenários propostos
Submercados Nordeste e Norte.

	Submercado Nordeste					Submercado Norte				
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
Cenários 1	0,00	0,05	0,10	0,65	0,10	0,00	0,15	0,55	0,85	0,15
2	0,00	0,05	0,15	0,55	0,15	0,00	0,35	0,75	1,00	0,15
3	0,00	0,05	0,10	0,65	0,05	0,00	0,25	0,55	1,00	0,15
4	0,00	0,05	0,10	0,70	0,05	0,00	0,02	0,75	0,95	0,15
5	0,00	0,05	0,10	0,70	0,05	0,00	0,25	0,65	1,30	0,15
6	0,00	0,05	0,10	0,65	0,05	0,00	0,25	0,75	1,00	0,05

7. Conclusão

Há uma tendência no mercado de energia elétrica brasileiro de se encaminhar para uma regulação que proporcione uma maior autonomia e liquidez, prova disso é a Portaria 185/2013 do MME, que aprova a cessão de excedentes entre os agentes do mercado e a altera periodicidade do registro de novos contratos de mensal para semanal, a partir de fevereiro de 2014.

A liberação de lastros certamente contribui para esta movimentação em direção a uma maior liquidez ao mercado livre de energia elétrica, tornando mais flexíveis os contratos atuais. Como atualmente a falta de lastro de potencia e energia pode gerar penalidades, é possível imaginar que a maioria dos participantes do mercado de energia possuem sobre-contratações. Em um primeiro momento, após a liberação do lastro, é provável que os agentes reprogramem os seus contratos diminuindo a sobre-contratação. Há uma tendência de se ajustar à demanda e possivelmente ficar acima do lastro se houver uma percepção de ganho em função de previsão de PLD baixo.

Foi apresentado neste trabalho a possibilidade de liberação de lastro dentro de certos limites. Foi também observado que com uma modelagem mais precisa do comportamento da demanda industrial, que representa a maior parte do mercado livre, pode melhorar o grau de flexibilização em função das correlações negativas entre os setores.

Devido à dificuldade em utilizar o programa oficial do setor para cálculo do risco de déficit, foram utilizados métodos não convencionais como as redes neurais artificiais para mapear as entradas e saídas deste programa. Desta forma foi possível representar uma das variáveis de entrada, a demanda, como uma variável aleatória e seu comportamento foi identificado através do modelo ARIMA.

A inclusão do comportamento aleatório em outras variáveis de entrada do programa NEWAVE deve ser considerada na avaliação da energia assegurada e do risco de déficit onde possíveis correlações negativas podem permitir um

maior nível de alavancagem.

Para aprimorar este trabalho sugere-se:

- Uma melhoria no modelo estocástico dos contratos a fim de substituir a função uniforme utilizada;
- Uma avaliação mais precisa das correlações existentes entre os diversos segmentos econômicos principalmente no setor industrial;
- Uma avaliação dos desvios entre os resultados obtidos com níveis de alavancagem diferentes e os resultados reais do PMO.

Bibliografia

Decretos

ANEEL. Decreto Nº 5.163 “*Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências*”, Brasília, 30 de Julho de 2004.

Livros

BILLINTON, R. ; Singh, C; “*System Reliability Modelling and Evaluation*”. London: Hutchinson, 1977.

BILLINTON, R.; Allan R. N. “*Reability Evolution of Engeering Systems*”. Plenun Press. 1983.

BUSSAB, W. O.; Miazaki, E. S.; Andrade, D. F. “*Introdução a Análise de Agrupamentos.* ” 9º Simpósio Brasileiro de Probabilidade e Estatística. IME-USP. 1990.

CROOKES, Michael. “*Risk Factors in Power Contracts.*” Risc Books. 1999.

FAVA, V. L. “*Manual de econometria*”. In: VASCONCELOS, M. A. S.; ALVES, D. São Paulo: Editora Atlas. 2000.

HAYKIN, Simon; “*Redes Neurais*” – **Princípios e Pratica**. Bookman. 2ª Edição. 2008.

KOVÁCS, Zsolt L.; “*Redes Neurais Artificiais*”- Fundamentos e Aplicações. Livraria da Física. 4ª Edição. 2006.

MARGARIDO, Mario A ; ANEFALOS, Lilian C. “*Testes de raiz unitária e o software SAS*”. Agricultura em São Paulo, 1999.

MINGOTI, Sueli Aparecida. *“Análise de Dados Através de Métodos de Estatística Multivariada: Uma Abordagem Aplicada”*, Belo Horizonte. Editora UFMG. 2005.

MONTGOMERY, D. C. *“Designs and Analysis of Experiments.”* John Wiley & Sons. 1997.

MONTGOMERY, D. C. RUNGER, G. C. *“Applied Statistics and Probability for Engineers”*. New York: John Wiley & Sons, 1999.

MORETTIN, P. A.; Toloi, C. M. *“Análise de Séries Temporais”*. Ed Edgard Bluch-er. São Paulo. 2006.

QSP - Centro de Qualidade, Segurança e Produtividade. Auditoria Baseada em riscos. *“Como implementar a ABR nas organizações: uma abordagem inovadora”*. 1ª ed. São Paulo. Risk Tecnologia Editora, 2007.

WESTERFIELD, R. W.; Ross, S. A.; Jaffe J. F. *“Corporate Finance.”* McGraw-Hill Primis. 6ª ed. 2003.

SHARMA, S. *“Applied multivariate techniques”*. Nova Iorque. John Wiley & Sons. 1996.

SOUZA, A. M.; Ethur, A. B. de Moraes; Lopes, L. F. D.; Zanini, R. R. *“Introdução a Projetos de Experimentos.”* Caderno Didático. UFSM, Santa Maria/RS. 2002.

Dissertações e Teses

GUARDIA, E. C. *“Metodologia para o Cálculo da Elasticidade da Tipologia de Carga Frente à Tarifa de Energia Elétrica.”* Dissertação de Mestrado. UNIFEI. 2007.

MARAR, J. F. “*Polinômios Potências de Sigmóide (PPS): Uma Nova Técnica para Aproximação de Funções, Construção de Wavenets e Suas Aplicações em Processamento de Imagens e Sinais*”. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Pernambuco - Departamento de Informática. 1997.

OLIVEIRA, F. L. C. “*Nova abordagem para geração de cenários de afluências no planejamento da operação energética de médio prazo*”. Dissertação de Mestrado. PUC. 2010.

QUEIROZ, A. R. “*Simulação de Custos Marginais em Mercado de Energia Elétrica Utilizando Redes Neurais*.” Dissertação de Mestrado. UNIFEI. 2007.

SILVA, A. de M.; “*Estudo de Modelos ARIMA com Variáveis Angulares para Utilização na Perfuração de Poços Petrolíferos*.” Dissertação de Mestrado. UFCG. 2007.

TONELLI, A. V. P. “*Modelo Computacional para gestão de riscos na comercialização de energia elétrica*.” Dissertação de Mestrado. UNIFEI. 2007.

Artigos

DUBES, R.; Jain, A. K. “*Clustering Techniques: The User’s Dilemma*.” Department of Computer Science, Michigan State University, East Lansing. MI48824, USA, 1975.

PEREIRA, M. V. F., “*Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems*”, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 11, N° 3, pages 161- 169, July/1989.

PEREIRA, M.V.F.; Pinto, L.M.V.G. “*Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning*”. Mathematical Programming, 52:359-375, 1991.

QUEIROZ, A. R.; Marangon Lima, J.W.; Oliveira, F.A.; Balestrassi, P.P.; QUINTANILHA Filho, P.S.; Zanfelicé, F. “*Electricity Spot Prices - Modeling and Simulation Using Design of Experiments and Artificial Neural Networks*” In: Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2009, Belém. SEPOPE. 2009.

WARD, J. H. “*Hierarchical grouping to optimize an objective function*”. Journal of the American Statistical Association, v. 58, p. 236 – 244. Mar. 1963.

Internet

CCEE. “*Regras de Comercialização – Versão 2010.*” Site - www.ccee.org.br. Acesso: agosto/2011.

Manuais

CEPEL. NEWAVE I e II: “*Planejamento da Operação a Longo Prazo de Submercados Hidrotérmicos Interligados. Manual do Usuário, Especificação Funcional e Manual de Metodologia*”, 1999.

EPE, Nº EPE-DEE-RE-099/2008 – r0. “*Metodologia de cálculo da Garantia Física das Usinas.*” Rio de Janeiro, 2008.

MACEIRA, M.E.P., SUANNO, C.M., COSTA, J.P., “*Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Submercados Equivalentes - NEWAVE. Manual do Usuário*”, Relatório Técnico CEPEL 389/94,1994.

ANEXO I – PROGRAMA BASEADO EM RNA

Program.cs

```
using System;
using System.Collections.Generic;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Threading.Tasks;
using System.IO;

namespace Contratos
{
    class Program
    {
        static void Main(string[] args)
        {
            //Distribuição uniforme
            jp.take1.PseudoRandom.MersenneTwister r = new
jp.take1.PseudoRandom.MersenneTwister();
            List<SaidaRede> saidas = new List<SaidaRede>();
            List<float> lm1 = new List<float>();
            List<float> lm2 = new List<float>();
            List<float> lm3 = new List<float>();
            List<float> lm4 = new List<float>();

            RedeNeural rede_neural = new RedeNeural();
            int numero_de_contratos = 200;

            //gera duzentos contratos aleatórios
            GeradorContratos geracontratos = new
GeradorContratos(numero_de_contratos);

            geracontratos.Gera();

            //contratos gerados
            float[] contratos_gerados = geracontratos.RetornaContratos();

            //lê os dados de entrada do arquivo entradas.txt
            DadoEntrada dado_entrada =
EntradaDeDados.LeArquivo("C:\\Users\\Verônica\\Desktop\\6.txt");

            //rodar rede neural pela primeira vez
            //a saída será risco_se, risco_s, risco_ne, risco_n, cmg1, cm2, cmg3,
cmg4
            SaidaRede saida = rede_neural.RodaRede(dado_entrada);
            lm1.Add(dado_entrada.Sub1);
            lm1.Add(dado_entrada.Sub2);
            lm1.Add(dado_entrada.Sub3);
            lm1.Add(dado_entrada.Sub4);
            saidas.Add(saida);

            //soma os submercados e multiplica por 26%
            float soma_submercados = dado_entrada.Sub1 + dado_entrada.Sub2 +
dado_entrada.Sub3 + dado_entrada.Sub4;
            float[] demanda_contrato = new float[contratos_gerados.Length];

            float mercado_livre = soma_submercados * 0.26f;
```

```
for (int i = 0; i < contratos_gerados.Length; i++)
{
    demanda_contrato[i] = contratos_gerados[i] * mercado_livre;
}

for (int j = 1; j < 10; j++)
{
    for (int i = 0; i < contratos_gerados.Length; i++)
    {
        for (int k = 0; k < 10; k++)
        {
            Random rnd = new Random();

            demanda_contrato[i] = demanda_contrato[i] +
demanda_contrato[i] * ((float)(rnd.NextDouble() * 0.02 * j));

            float novo_mercado_livre = demanda_contrato.Sum();

            float novo_mercado = (float)(novo_mercado_livre +
soma_submercados * 0.74);
            float m1 = dado_entrada.Sub1 / soma_submercados *
novo_mercado;
            float m2 = dado_entrada.Sub2 / soma_submercados *
novo_mercado;
            float m3 = dado_entrada.Sub3 / soma_submercados *
novo_mercado;
            float m4 = dado_entrada.Sub4 / soma_submercados *
novo_mercado;

            dado_entrada.Sub1 = m1;
            dado_entrada.Sub2 = m2;
            dado_entrada.Sub3 = m3;
            dado_entrada.Sub4 = m4;

            //saida = new SaidaRede();
            saida = rede_neural.RodaRede(dado_entrada);
            lm1.Add(m1);
            lm2.Add(m2);
            lm3.Add(m3);
            lm4.Add(m4);
            saidas.Add(saida);

        }
    }
}

StreamWriter stream = new
StreamWriter("C:\\Users\\Verônica\\Desktop\\saida6.txt");

foreach (SaidaRede saida1 in saidas)
{
    stream.WriteLine(saida1.risco_se + " " + saida1.risco_s + " "
+ saida1.risco_ne + " " + saida1.risco_n);
}

stream.Close();
```

```
        System.Console.ReadKey();
    }
}
}
```

DadosEntrada.cs

```
using System;
using System.Collections.Generic;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Threading.Tasks;

namespace Contratos
{
    public class DadoEntrada
    {
        public float ReSub1;
        public float ReSub2;
        public float ReSub3;
        public float ReSub4;
        public float CO;
        public float CG;
        public float CC;
        public float CD;
        public float ITS1;
        public float ITS2;
        public float ITS3;
        public float Sub1;
        public float Sub2;
        public float Sub3;
        public float Sub4;
        public float Taxa;
        public float ExpHS1;
        public float ExpHS2;
        public float ExpHS4;
        public float ExpTS1;
        public float ExpTS2;
        public float ExpTS3;
        public float ExpTS4;
        public float LI12;
        public float LI111;
        public float LI311;
        public float LI13;
    }
}
```

EntradaDeDados.cs

```
using System;
using System.Collections.Generic;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Threading.Tasks;
using System.IO;

namespace Contratos
{
    public class EntradaDeDados
    {
        public static DadoEntrada LeArquivo(string nomearquivo)
        {
            StreamReader arquivo = new StreamReader(nomearquivo);
            string linha;
            DadoEntrada dado = new DadoEntrada();

            dado.ReSub1 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ReSub2 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ReSub3 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ReSub4 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.CO = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.CG = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.CC = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.CD = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ITS1 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ITS2 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ITS3 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.Sub1 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.Sub2 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.Sub3 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.Sub4 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.Taxa = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ExpHS1 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ExpHS2 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ExpHS4 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ExpTS1 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ExpTS2 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ExpTS3 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.ExpTS4 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.LI12 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.LI111 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.LI311 = float.Parse(arquivo.ReadLine());
            dado.LI13 = float.Parse(arquivo.ReadLine());

            arquivo.Close();
            return dado;
        }
    }
}
```

GeradorContratos.cs

```
using System;
using System.Collections.Generic;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Threading.Tasks;

namespace Contratos
{
    public class GeradorContratos
    {
        //atributos privados
        private int numero_contratos = 200;
        private Random r = new Random();
        private float[] contratos_gerados;

        //construtores
        public GeradorContratos()
        {
        }

        public GeradorContratos(int ncontratos)
        {
            numero_contratos = ncontratos;
        }

        //métodos públicos
        public int RetornaNumeroConstratos()
        {
            return numero_contratos;
        }

        public float[] RetornaContratos()
        {
            return contratos_gerados;
        }

        public void Gera()
        {
            //gerar contratos aleatórios
            double aux;
            List<float> n = new List<float>();

            //aux = 1.0 / ((double)numero_contratos / 4.0);

            System.Console.Out.WriteLine("Gerando Contratos:");

            for (int i = 0; i < numero_contratos; i += 2)
            {
                double aleatorio = r.NextDouble();
                float valor_gerado = (float)aleatorio;
            }
        }
    }
}
```



```
        n.Add(valor_gerado);
        n.Add(1.0f - valor_gerado);
    }

    //normaliza os contratos
    aux = n.Sum();
    for (int i = 0; i < numero_contratos; i++)
    {

        n[i] /= (float)aux;

    }

    for (int i = 0; i < numero_contratos; i++)
    {
        System.Console.Out.WriteLine(n[i]);
    }

    System.Console.WriteLine();
    System.Console.WriteLine("Soma dos Contratos: " + n.Sum());
    System.Console.WriteLine();

    contratos_gerados = n.ToArray();

}

}
```

MersenneTwister.cs

```
/* C# Version Copyright (C) 2001-2004 Akihilo Kramot (Takel). */
/* C# porting from a C-program for MT19937, originally coded by */
/* Takuji Nishimura, considering the suggestions by */
/* Topher Cooper and Marc Rieffel in July-Aug. 1997. */
/* This library is free software under the Artistic license: */
/* */
/* You can find the original C-program at */
/* http://www.math.keio.ac.jp/~matumoto/mt.html */
/* */

using System;

namespace jp.takel.PseudoRandom
{
    public class MersenneTwister : System.Random
    {
        /* Period parameters */
        private const int N = 624;
        private const int M = 397;
        private const uint MATRIX_A = 0x9908b0df; /* constant vector a */
        private const uint UPPER_MASK = 0x80000000; /* most significant w-r
bits */
        private const uint LOWER_MASK = 0x7fffffff; /* least significant r
bits */

        /* Tempering parameters */
        private const uint TEMPERING_MASK_B = 0x9d2c5680;
        private const uint TEMPERING_MASK_C = 0xefc60000;
    }
}
```

```

private static uint TEMPERING_SHIFT_U(uint y) { return (y >> 11); }
private static uint TEMPERING_SHIFT_S(uint y) { return (y << 7); }
private static uint TEMPERING_SHIFT_T(uint y) { return (y << 15); }
private static uint TEMPERING_SHIFT_L(uint y) { return (y >> 18); }

private uint[] mt = new uint[N]; /* the array for the state vector
*/

private short mti;

private static uint[] mag01 = { 0x0, MATRIX_A };

/* initializing the array with a NONZERO seed */
public MersenneTwister(uint seed)
{
    /* setting initial seeds to mt[N] using          */
    /* the generator Line 25 of Table 1 in          */
    /* [KNUTH 1981, The Art of Computer Programming */
    /* Vol. 2 (2nd Ed.), pp102]                    */
    mt[0] = seed & 0xffffffffU;
    for (mti = 1; mti < N; ++mti)
    {
        mt[mti] = (69069 * mt[mti - 1]) & 0xffffffffU;
    }
}
public MersenneTwister() : this((uint)DateTime.Now.Ticks) /* a
default initial seed is used */
{
}

protected uint GenerateUInt()
{
    uint y;

    /* mag01[x] = x * MATRIX_A for x=0,1 */
    if (mti >= N) /* generate N words at one time */
    {
        short kk = 0;

        for (; kk < N - M; ++kk)
        {
            y = (mt[kk] & UPPER_MASK) | (mt[kk + 1] &
LOWER_MASK);
            mt[kk] = mt[kk + M] ^ (y >> 1) ^ mag01[y &
0x1];
        }

        for(;kk < N - 1; ++kk)
        {
            y = (mt[kk] & UPPER_MASK) | (mt[kk + 1] &
LOWER_MASK);
            mt[kk] = mt[kk+(M - N)] ^ (y >> 1) ^ mag01[y &
0x1];
        }

        y = (mt[N - 1] & UPPER_MASK) | (mt[0] & LOWER_MASK);
        mt[N - 1] = mt[M - 1] ^ (y >> 1) ^ mag01[y & 0x1];

        mti = 0;
    }

    y = mt[mti++];
}

```

```
        y ^= TEMPERING_SHIFT_U(y);
        y ^= TEMPERING_SHIFT_S(y) & TEMPERING_MASK_B;
        y ^= TEMPERING_SHIFT_T(y) & TEMPERING_MASK_C;
        y ^= TEMPERING_SHIFT_L(y);

        return y;
    }

    public virtual uint NextUInt()
    {
        return this.GenerateUInt();
    }

    public virtual uint NextUInt(uint maxValue)
    {
        return (uint)(this.GenerateUInt() / ((double)uint.MaxValue /
maxValue));
    }

    public virtual uint NextUInt(uint minValue, uint maxValue) /*
throws ArgumentOutOfRangeException */
    {
        if (minValue >= maxValue)
        {
            throw new ArgumentOutOfRangeException();
        }

        return (uint)(this.GenerateUInt() / ((double)uint.MaxValue /
(maxValue - minValue)) + minValue);
    }

    public override int Next()
    {
        return this.Next(int.MaxValue);
    }

    public override int Next(int maxValue) /* throws
ArgumentOutOfRangeException */
    {
        if (maxValue <= 1)
        {
            if (maxValue < 0)
            {
                throw new ArgumentOutOfRangeException();
            }

            return 0;
        }

        return (int)(this.NextDouble() * maxValue);
    }

    public override int Next(int minValue, int maxValue)
    {
        if (maxValue < minValue)
        {
            throw new ArgumentOutOfRangeException();
        }
        else if (maxValue == minValue)
        {
            return minValue;
        }
    }
}
```

```
        else
        {
            return this.Next(maxValue - minValue) + minValue;
        }
    }

    public override void NextBytes(byte[] buffer) /* throws
ArgumentNullException*/
    {
        int bufLen = buffer.Length;

        if (buffer == null)
        {
            throw new ArgumentNullException();
        }

        for (int idx = 0; idx < bufLen; ++idx)
        {
            buffer[idx] = (byte)this.Next(256);
        }

        public override double NextDouble()
        {
            return (double)this.GenerateUInt() / ((ulong)uint.MaxValue +
1);
        }
    }
}
```

RedeNeural.cs

```
using System;
using System.Collections.Generic;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Threading.Tasks;

namespace Contratos
{
    public class RedeNeural
    {
        private double[,] input_hidden_weights;
        private double[] hidden_bias;
        private double[,] hidden_output_wts;
        private double[] output_bias;
        private double[] max_input;
        private double[] min_input;
        private double[] max_target;
        private double[] min_target;
        private double[] input = new double[27];
        private double[] hidden = new double[8];
        private double[] output = new double[4];

        public RedeNeural()
        {
            input_hidden_weights = new double[,]
            {
                {2.49115194191790e+000, 2.31814508831757e-001, -6.64198075003263e-
                001, -1.54042105438814e+000, -4.61365569557128e-002, -3.48999089609246e+000,
                5.08345437004119e-001, 3.49902295685519e-001, 8.60464200180602e-001,
                6.18643062386447e-002, 3.75323467803114e-001, -5.91826983900440e+000, -
                4.02164793285132e+000, -1.95444026992279e+000, -2.06128510507982e+000, -
                2.36163678224005e+000, -9.60107518763696e-001, 3.42811906656111e-001,
                5.10527410830641e-002, 3.02057757536148e-001, 4.77580862880749e-001,
                1.65869125374844e-001, -2.12867827666264e-001, 1.01654871588949e+000, -
                1.15245803368641e+000, 7.23782701937928e-001, 1.25646817668496e+000 },
                {1.69925772515255e+000, -2.62920965822513e-001, -5.03079627748735e-
                001, -7.13186020727142e-001, -3.07433974193137e-001, -3.23935933368025e+000, -
                4.19878398175879e-001, -4.10116273050153e-001, -1.23115144833376e-001, -
                5.47726486974554e-001, -4.59529548094756e-001, -4.99586116380157e+000, -
                3.21679244929938e+000, -1.75896200485825e+000, -2.18924920491274e+000, -
                1.94286002866725e+000, -1.21269500937310e+000, -3.26803938643876e-001, -
                5.00053384986481e-001, -4.37922434732986e-001, -6.50434833635652e-002,
                1.78348907901175e-001, -1.42843789425608e-001, 3.02291630329447e-001, -
                7.35591260388027e-001, -5.13200655139307e-002, 2.63786715916256e-001 },
                {2.53324123555419e+000, 4.66412927230278e-001, -
                1.26518893343100e+000, -1.92680070895968e+000, 1.61335510696113e-001, -
                4.01486017935339e+000, 9.87297023351794e-001, 4.78932411063184e-001,
                8.88543295943415e-001, 2.00792414587514e-001, 2.65078345489299e-001, -
                6.02304415657088e+000, -4.63861859696321e+000, -2.73982025794405e+000, -
                2.86475478180355e+000, -2.44852973769010e+000, -4.78550712386355e-001,
                2.10836283516583e-001, 6.20797913063495e-002, 3.55792546132136e-001,
                5.57459234782491e-001, 4.66126332728053e-002, -7.08272556879558e-002,
                1.06943522268704e+000, -8.41793845557038e-001, 4.88729324659289e-001,
                1.48573177505621e+000 },
                {7.90939421887054e+000, -2.15918979451595e-001,
                2.32617111573332e+000, 3.20872519719778e+000, -6.39687303899136e-001, -
                3.45783480748091e+000, 4.41885146451500e-001, -1.04185806855900e-001, -
                1.00569050648458e+000, -3.54550244145792e-001, -4.83824349528001e-001, -
            }
        }
    }
}
```

```

9.00432624502057e+000, -4.18282019135082e+000, -9.55928316374688e-001, -
4.30144011001467e+000, -7.33135166940831e-001, 2.67005281891160e-001,
6.80007290929599e-001, 1.90881556105868e-001, -7.50577600500224e-001, -
5.18459031629113e-001, -5.71833088982464e-001, 6.94459544453428e-002,
4.65252114857308e-001, 1.63258324639919e+000, -6.72704518325146e-001, -
9.68640329859799e-001 },
    {6.05662529546476e-001, 9.35802061771175e-001,
3.20012225300023e+000, 2.63049818476122e+000, 7.01850377454297e-001, -
6.74240736782778e+000, -1.64973450662190e+000, 9.83374514220652e-001, -
9.98501904310478e-001, -6.91209687078375e-001, 7.26025506630169e-001, -
2.58752685381402e+000, -1.12817910698909e+000, -5.61165903845158e-001,
3.82358973981556e-001, -5.32143168575841e+000, 8.90502717211284e-001, -
1.46764861985661e+000, -1.23827651915352e+000, 1.40915963444543e+000, -
1.04222254896213e+000, 8.50965652445136e-001, 7.98140146092136e-001, -
6.67997547851331e-001, -6.75057528055085e-002, 2.15375953933921e-001,
1.17173769242464e-001 },
    {1.85215874506243e+000, 1.12678228820811e+000, -
1.07250082302444e+000, -1.75922127205495e-001, 1.07412032887161e+000, -
2.99014850274125e+000, 9.22598940239238e-001, -1.26077400545986e+000,
1.34500165652432e+000, 6.49937973125740e-001, -3.07784096088179e-001, -
6.54513854833533e+000, -1.07716581975330e-001, 9.92576221836850e-001, -
2.10952913974699e+000, -2.97426823292672e+000, 2.16074825777283e-001,
2.48732759963348e-001, -2.63988720366345e-001, -9.23940306332988e-002,
1.39118238533320e+000, 8.19407930918571e-002, -6.73138942903146e-001,
7.63559121885297e-001, -1.35771548672650e-001, -1.86694982884105e-001,
5.81034327591123e-001 },
    {3.78601171901474e-001, 1.38015307313989e+000, 1.16380804612041e-
001, -2.08393752214792e+000, 9.58714396166101e-001, -2.12173954998838e+000, -
1.50738884779269e+000, 1.57377675308886e+000, -1.20199768520069e+000, -
1.05815728809244e+000, 1.34446707865403e+000, -4.55055751282060e+000, -
6.48709481412981e+000, 4.91707486857894e+000, 5.22418552056396e-001, -
5.03428501494521e+000, 1.12992682091294e+000, -1.23905391891513e+000, -
1.02360304954977e+000, 1.24791635647440e+000, -1.37905828557328e+000,
1.09521181534505e+000, 1.22711570775690e+000, -1.39394164238567e+000, -
6.33351704975118e-001, 4.99702022132362e-002, -2.14908165173175e-001 },
    {1.83549351310583e+000, 1.34748919721723e-001, -
1.31117066949733e+000, -1.46017520174590e+000, -1.28795309788650e-002, -
3.32781481441213e+000, 3.93146085337219e-001, -8.80837661575966e-002,
4.23932630141305e-001, -1.40789785056975e-001, -2.54273684678765e-001, -
4.77370558415890e+000, -3.76104432835917e+000, -2.38604321523792e+000, -
2.76368415768161e+000, -2.03114091665582e+000, -3.81995866356090e-001, -
2.63954582064444e-001, -3.16228673496614e-001, 5.86024863858767e-002,
2.24799021641848e-001, 1.35713103365861e-001, -1.14321311535382e-001,
6.73934942713135e-001, -6.82293095145665e-001, -6.18150386252516e-002,
8.37138875782924e-001 }
};

hidden_bias = new double[] { 1.77662767040129e+000,
1.25259976134111e+000, 1.12035329205514e+000, 1.31851244214962e+001,
9.06470245122823e+000, 7.88099821430539e+000, 1.20221983140018e+001,
4.15880629597095e-001 };

hidden_output_wts = new double[,]
{
    {-1.57664231124803e+000, -7.20881603808375e-001, -
1.84398517451020e+000, -1.46723433170309e+000, -9.05305879865719e-001, -
1.44921501615510e+000, -3.77377440463894e+000, -1.45036020119129e+000 },
    {-1.91482469684169e+000, -1.48267892471957e+000, -
1.21410865340099e+000, -1.42995820187535e+000, -6.60445678786159e-001, -
1.41451147408796e+000, -3.37287733993113e+000, -9.43834895296597e-001 },
    {-2.12365055960615e+000, -2.18123037993198e+000, -
2.01658504402981e+000, -9.74973533561594e-001, -4.19627154287231e+000, -

```

```

1.39132278517115e+000, 9.45458862533240e-001, -2.16320824905643e+000 },
    {-1.14065260040439e+000, -1.84226502997408e+000, -5.69050068766695e-
001, -1.99327194223947e+000, -1.75439141801768e+000, -1.39374682935389e+000, -
1.05085966372061e+000, -1.03770748882141e+000 }
};

    output_bias = new double[] { 5.29490760222128e+000,
4.86420239127321e+000, 3.02046540841484e+000, 3.81839187623004e+000 };

    max_input = new double[] { 9.00000000000000e-001, 9.00000000000000e-
001, 9.00000000000000e-001, 9.00000000000000e-001, 6.24090000000000e+002,
2.78760000000000e+002, 1.92680000000000e+002, 8.07420000000000e+002,
1.84023000000000e+003, 1.17522000000000e+003, 4.42570000000000e+002,
4.45348785000000e+004, 1.26738864000000e+004, 1.08964570000000e+004,
5.22454800000000e+003, 8.00000000000000e-002, 9.20170000000000e+003,
1.01010000000000e+003, 4.51060000000000e+003, 1.83833400000000e+004,
1.28979800000000e+004, 1.06886200000000e+004, 5.85877000000000e+003,
1.00000000000000e+000, 1.00000000000000e+000, 1.00000000000000e+000,
1.00000000000000e+000 };
    min_input = new double[] { 1.00000000000000e-001, 2.00000000000000e-
001, 1.00000000000000e-001, 1.00000000000000e-001, 4.94070000000000e+002,
1.65520000000000e+002, 1.52540000000000e+002, 6.39210000000000e+002,
1.22682000000000e+003, 7.83480000000000e+002, 2.95050000000000e+002,
3.29673780000000e+004, 8.79559200000000e+003, 7.69956300000000e+003,
3.86752500000000e+003, 1.00000000000000e-002, 5.29020000000000e+003,
4.66700000000000e+002, 1.00200000000000e+003, 1.56173400000000e+004,
1.03703200000000e+004, 9.88752000000000e+003, 5.38919000000000e+003,
8.00000000000000e-001, 6.70000000000000e-001, 6.70000000000000e-001,
6.70000000000000e-001 };
    max_target = new double[] { 8.63000000000000e+001,
8.63600000000000e+001, 4.92600000000000e+001, 4.77100000000000e+001 };
    min_target = new double[] { 4.40000000000000e-001, 4.60000000000000e-
001, 8.00000000000000e-002, 1.10000000000000e-001 };

}

private void ScaleInputs(double[] input, double minimum, double maximum,
int size)
{
    double delta;
    long i;
    for(i=0; i<size; i++)
    {
        delta = (maximum-minimum)/(max_input[i]-min_input[i]);
        input[i] = minimum - delta*min_input[i]+ delta*input[i];
    }
}

private void UnscaleTargets(double[] output, double minimum, double
maximum, int size)
{
    double delta;
    long i;
    for(i=0; i<size; i++)
    {
        delta = (maximum-minimum)/(max_target[i]-min_target[i]);
        output[i] = (output[i] - minimum + delta*min_target[i])/delta;
    }
}

private double logistic(double x)
{

```

```
        if(x > 100.0) x = 1.0;
        else if (x < -100.0) x = 0.0;
        else x = 1.0/(1.0+ Math.Exp(-x));
        return x;
    }

    private void ComputeFeedForwardSignals(double[,] MAT_INOUT, double[]
V_IN, double[] V_OUT, double[] V_BIAS, int size1, int size2, int layer)
    {
        int row, col;
        for(row=0; row < size2; row++)
            {
                V_OUT[row]=0.0;

for(col=0; col<size1; col++)V_OUT[row]+=((MAT_INOUT[row, col])*V_IN[col]);
                V_OUT[row]+=V_BIAS[row];
                if(layer==0) V_OUT[row] = logistic(V_OUT[row]);
                if(layer==1) V_OUT[row] = logistic(V_OUT[row]);
            }
    }

    private void RunNeuralNet_TS_Reg ()
    {
        ComputeFeedForwardSignals(input_hidden_weights, input, hidden, hidden_bias, 27, 8, 0);
        ComputeFeedForwardSignals(hidden_output_wts, hidden, output, output_bias, 8, 4, 1);
    }

    public SaidaRede RodaRede(DadoEntrada entrada)
    {
        //coloca os dados de entrada na rede
        input[0] = entrada.ReSub1;
        input[1] = entrada.ReSub2;
        input[2] = entrada.ReSub3;
        input[3] = entrada.ReSub4;
        input[4] = entrada.CO;
        input[5] = entrada.CG;
        input[6] = entrada.CC;
        input[7] = entrada.CD;
        input[8] = entrada.ITS1;
        input[9] = entrada.ITS2;
        input[10] = entrada.ITS3;
        input[11] = entrada.Sub1;
        input[12] = entrada.Sub2;
        input[13] = entrada.Sub3;
        input[14] = entrada.Sub4;
        input[15] = entrada.Taxa;
        input[16] = entrada.ExpHS1;
        input[17] = entrada.ExpHS2;
        input[18] = entrada.ExpHS4;
        input[19] = entrada.ExpTS1;
        input[20] = entrada.ExpTS2;
        input[21] = entrada.ExpTS3;
        input[22] = entrada.ExpTS4;
        input[23] = entrada.LI12;
        input[24] = entrada.LI111;
        input[25] = entrada.LI311;
        input[26] = entrada.LI13;

        //normaliza os dados
    }
}
```



```
ScaleInputs(input, 0, 1, 27);

//roda a rede
RunNeuralNet_TS_Reg();

//retorna os dados ao domínio original
UnscaleTargets(output, 0, 1, 4);

//coloca os dados nas saídas
SaidaRede saidas = new SaidaRede();
saidas.risco_se = (float)output[0];
saidas.risco_s = (float)output[1];
saidas.risco_ne = (float)output[2];
saidas.risco_n = (float)output[3];

return saidas;
}
}
}
```

SaidaRede.cs

```
using System;
using System.Collections.Generic;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Threading.Tasks;

namespace Contratos
{
    public class SaidaRede
    {
        public float risco_se;
        public float risco_s;
        public float risco_ne;
        public float risco_n;
    }
}
```

**ANEXO II – General Meeting 2013 - GM2223, Scenario
Generation of Electricity Contracts for Ballast Analysis in
Electricity Markets**

Scenario Generation of Electricity Contracts for Ballast Analysis in Electricity Markets

V.E. Santiago, A. R. Queiroz, *IEEE Member*, L.M.M. Lima, *IEEE Member*, and J.W.M. Lima, *IEEE Senior Member*

Abstract— This article deals with the possibility to create electricity contracts that extrapolates the power generation ballast. The process is developed through physical assessment of the complementarity among the many load profiles types of different consumers in the Brazilian electricity spot market.

Index Terms— Electricity Market, Systemic Risk, Statistical Models, Time Series Forecasting.

I. INTRODUCTION

THE Brazilian electricity market operates in two contracting environments named regulated market (ACR), and free market (ACL). The electricity buying and selling contracts in the ACR are determined by bilateral agreements signed between the selling agents and distribution companies (DISCO). These bilateral agreements are known as contracts in the regulated market (CCEAR), acquired through auctions promoted by the Brazilian Electricity Commercialization Chamber (CCEE). These auctions are under delegation of the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). The establishment of contracts in the ACL is performed by bilateral contracts that are freely negotiated between system agents (generators, retailers and free consumers) under energy trading contracts in the free environment (CCEAL). These CCEAL have to be registered at CCEE presenting the electricity amount contracted deadlines. In fact, both contracts, the CCEAR and the CCEAL, are registered at CCEE and used as basis for accounting and settlement of differences in the short-term market [1].

However, not every agent in the power system has freedom to choose between the ACR and the ACL. Basically, the generation agents and the free consumers (with average demand over 3MW) are allowed to choose between ACR and ACL, the DISCOs participate in the ACR and they supply their captive consumers with the electricity purchased through the auctions. There is also one exception for customers with demand exceeding 500kW, known as special, which can participate on the

ACL but they are obligated to purchase electricity from small hydro generators, small wind farms, among other sources of renewable energy [1].

Because of the requirements to participate in the ACL, it is possible to say that the electricity spot market in Brazil is restricted only to a few sectors of the economy.

This paper evaluates the complementarity of these sectors of the economy in order to generate scenarios and analyze a real possibility of leverage in terms of energy trading in the power sector, it means, releasing the sale of electricity contracts in free environment, outside of the ballast.

One can conceptualize financial leverage as the intensity with which a company uses third-party funds instead of equity, its debt. Her measurements demonstrate tools insolvency, which basically consists in the possibility of that company pay its debts contracted. [2]. In terms of energy, leverage could be seen as a higher amount of electricity sold to purchase contracts (ballast). This freedom would generate greater flexibility for your market expanding business possibilities and consequently their autonomy.

We show that allowing the market participants a certain level of freedom there is no harm for the system, i.e., the supply risk to satisfy total demand of the Brazilian system does not increase.

II. MODELING THE INVESTMENT DECISION PROBLEM

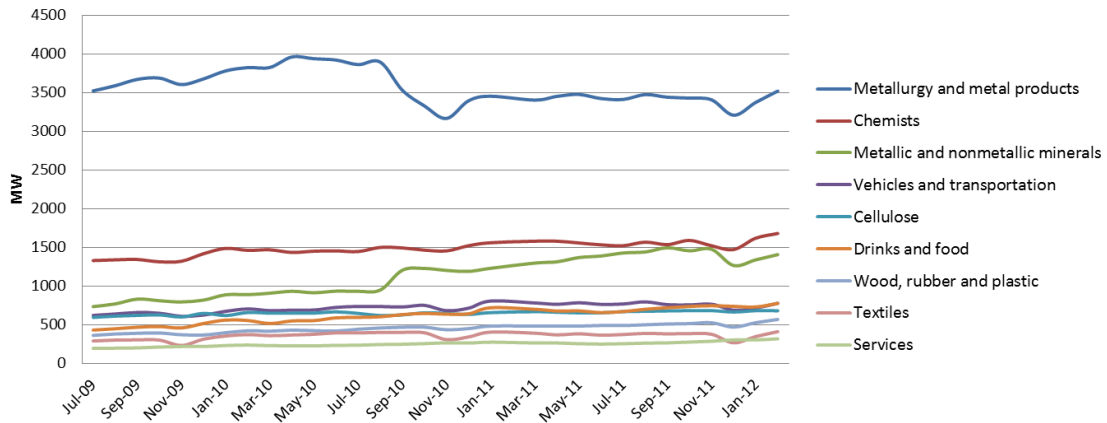
Currently in Brazil, more than 26% [3] of the total electricity demand is represented by free and special consumers. Figure 1 shows the increase in power consumption in recent years.

CCEE offers through its monthly periodical market reports, the contractual amounts of electricity consumption divided by segment since June 2009, as shown in Figure 1. Because the data have different magnitudes, which certainly would disturb future calculations, we work with normalized values.

The first analysis is a simple calculation of

correlation between the segments, we choose to calculate the Pearson correlation which takes a value between -1 and +1. The Pearson correlation is based on the idea that if in the one hand a variable tends to increase as the other decreases, the correlation coefficient is negative. In the other hand, if the two variables together

tend to increase the correlation coefficient is positive. The results of the correlations and their p-values for the different consumers that compose the electricity demand of the ACL are shown in Table 1. As common practice [4], the p-values are considered to be significant if their values do not exceed 0.05.



Source: InfoMercado, February, 2012. www.ccee.org.br

Figure 1 - Consumer participants of the free Brazilian market and their respective MW consumed during time.

Table 0-1 - Correlation coefficients between the Consumers of the Electricity Spot Market.

	Metallurgy	Chemists	Minerals	Vehicles	Cellulose	Food	Wood	Textiles
Chemists	-0.6288							
p-value	0.0002							
Minerals	-0.5084	0.5341						
p-value	0.0035	0.0020						
Vehicles	-0.6308	0.5876	0.5518					
p-value	0.0001	0.0005	0.0013					
Cellulose	-0.5406	0.5665	0.5683	0.3393				
p-value	0.0017	0.0009	0.0009	0.0618				
Food	-0.5375	0.7757	0.6948	0.6422	0.6168			
p-value	0.0018	0.0000	0.0000	0.0001	0.0002			
Wood	-0.5996	0.7359	0.7684	0.5776	0.6213	0.8187		
p-value	0.0004	0.0000	0.0000	0.0007	0.0002	0.0000		
Textiles	-0.235	0.4338	0.1194	0.4958	0.438	0.4554	0.2621	
p-value	0.2031	0.0148	0.5222	0.0046	0.0137	0.0100	0.1543	
Services	-0.2434	0.6737	0.3824	0.3063	0.5003	0.8354	0.7069	0.425
p-value	0.1871	0.0000	0.0338	0.0937	0.0042	0.0000	0.0000	0.0172

As one can see from the results of Table 1, all types of consumers have some degree of correlation; this implies that their economic activities are linked. A preliminary evaluation indicates that the Metallurgy segment has a different behavior if compared with others represented by negative correlation with other segments. This fact is of great value because the metallurgical industry is by far the largest consumer of electricity in the Brazilian electricity spot market.

In this paper, there is no intention of adding directly influences between types of consumers, but to seek a way to find scenarios which represent good future the energy market grow in Brazil in order to reduce the need for model simulations That NEWAVE solves the mid-term

hydrothermal scheduling problem in Brazil [5] which demand much wear and computational runtime.

For both chose to use clustering techniques, since these models are based on physical similarities found in the general curves behavior which would avoid the necessity for detailed studies on the economic behavior of the country and each of these sectors.

Then we use the correlation indexes to verify the individual and coupled performance of different consumers. Separately, we work with nine different classes however we choose to group them with respect to their correlation coefficients in order to generate more realistic demand scenarios that take in consideration the characteristics of each group of consumers.

There are several methods in the literature that can be applied in order to group the different electricity consumers. There are the hierarchical methods that allow sorting the entire data set in an ascending or descending number of clusters from a sequence of successive mergers or divisions, resulting, at the end, in a tree structure known as dendrogram [6]. There are also the non-hierarchical methods that aim to directly partition the set of objects in a fixed number of groups so that the internal heterogeneity is minimized, forming cohesive groups, and the separation among different groups is maximized [6].

In literature there are an extensive number of different procedures based on logical methods such as neural networks and fuzzy logic. In this work we use the hierarchical method of Ward and the non-hierarchical method k-means in order to perform our analysis [6].

Ward Method

The Ward method or "Minimum Variance" was proposed by H. Ward Jr. in 1963 [7]. The formation of groups is done by maximizing the homogeneity within groups. The sum of squares within groups is used as a measure of homogeneity. Thus the method of Ward seeks to minimize the sum of squares within the group [8]-[9].

k-means Method

The *k-means* is a partitioning method that provides more precise information about the number of clusters to be formed. The most commonly used criterion of homogeneity within the group and heterogeneity between groups is the residual sum of squares based on the analysis of variance. So, the smaller the value of the variance, the more homogeneous are the elements within each group and the better is the partition [10].

In the *k-means* method many forms of performance measures can be employed, among them the Euclidean distance between sets is widely used. But in our work we also use the correlation coefficients because we are interested in the possibility of a negative correlation between the economic segments and we want to consider that during the clustering process.

CLUSTERING ANALYSIS

When analyzing the correlations we can see that the Metallurgy segment is a major consumer and its consumption trend is in the opposite direction of the other segments what indicates the existence of negative correlations. The question now is whether the other segments of the economy that have positive correlations, with respect to the individual or coupled consumption growth of these sectors, could affect the possibility of release ballast in electricity contracts in Brazil. Recall that electricity is a commodity that is not possible to store in large quantities after the generation is realized.

The clustering techniques can help in this regard. From the moment that we have coherent groups of industries we can determine the possible amount of energy injected into the system.

Through the hierarchical method Ward we can create a dendrogram that shows the groups separation according to the magnitudes of the distances between curves. The Figure 2 shows the created dendrogram for this process.

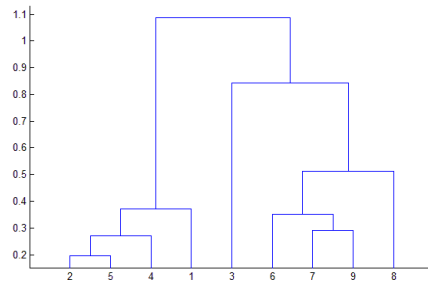


Figure 2 - Ward dendrogram of clustering consumers

Through simple observation of the dendrogram we see that our interest is to keep the Metallurgy segment (segment 1) outside of any cluster. For the distance criteria will exist five different curves, in which the segments would be only one in a curve, the segment 2 (chemicals), 5 (pulp) and 4 (vehicles) would be in a curve, sector 3 (ores) in other sectors 6 (drinks), 7 (wood) and 9 (services) in another curve and sector 8 (textiles) in a last curve.

Since the method *k-means* is a non-hierarchical method, we can choose the number of clusters that would like to have. There are only nine groups in our data set so we tested manually in order to pick the best number of clusters for the problem.

However when we use the *k-means* method with the correlation coefficients as the proximity measure all separations that were realized considered the Metallurgy segment into one group. As mentioned earlier the Metallurgy sector has a negative correlation with all the other sectors and this can be noticed by the proximity measure calculation.

Thus, combining the solution methods based on the distance between the demand curves and the solution given by the distance between the correlation coefficients. We choose the scenarios in the order presented by the dendrogram. From Figure 2 it is possible to see that curves 2 and 5 are the closest, then curves 7 and 9 are the second closest. Curve 4 is the closest to the cluster formed by curves 2 and 5 and so on until all the separation. Thus the scenarios are shown in Table 2 stopping the moment before the union of metallurgy sector.

Table 0-2 – Order Clustering.

Situation 1	All sectors grow independently	9 series
Situation 2	Only the sectors 2 and 5 are grouped	8 series
Situation 3	The 7 and 9 sectors also happens to be grouped	7 series
Situation 4	The sector 6 aligns the group of sectors 7 and 9	6 series
Situation 5	The Sector 4 aligns to the group of sectors 2 end 5	5 series

III. ARIMA MODELS FOR ELECTRICITY DEMAND FORECASTING

The original consumer's series clearly present a variation trend throughout the study period. Seasonality is not very pronounced. Therefore we decide to work with a simple ARIMA model to generate forecasts for each consumer twelve months ahead.

According to [11], ARIMA models are a result of the combination of three filters, an autoregressive filter (AR) of order p , an integration filter (I) of order d , and a moving average component (MA) of order q . A series can be modeled by these three filters or just a subset of them, leading to several variations of the ARIMA model. The full ARIMA (p, d, q) model follows the following equation:

$$w_t = \phi_1 w_{t-1} + \dots + \phi_p w_{t-p} + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q} \quad 0-1$$

Where $w_t = \Delta^d Z_t$ and Z_t : is the data series.
 ϕ_p : are the parameters of the autoregressive model of order p .
 θ_q : are the parameters of the moving average model of order q .

There are three steps to build an ARIMA model. The first one is the identification where we decide which of the various versions of the Box-Jenkins models best describes the behavior of the series. At this step we also identify the order of which model components, i.e., the parameters p , d and q based the autocorrelations function (ACF) and partial autocorrelation function (PACF) of the series.

The second step is the estimation of the coefficients ϕ and θ from 0-1 related to the autoregressive and moving average component, respectively. Generally these coefficients are computed using least squares (OLS) method. [12]

The third step is the model verification. At this step we analyze whether the estimated model is suitable to describe the data. This can be done by verifying that the residuals generated with the developed model are white noise, i.e., normally distributed with zero mean, constant variance, and presenting no serial dependence [13]. If the model is not appropriate, we have to repeat the process model going back to step one.

Before computing the correlation we try to eliminate any tendency that exists in the data set. Since we are dealing with consumer demand, all the series present a tendency of growth which can interfere in the correlation coefficients. Here simply by differencing the

data once we are able to eliminate the tendency

For the consumers series studied here just one differentiation was enough to eliminate the tendency leading to a stationary series. Se we chose $d = 1$ for all ARIMA models.

We still need to identify the other two parameters p and q . The Figures 3 and 4 show the ACF and PACF, respectively, of the Service sector for example. The other series presented similar characteristics. The ACF decays slowly showing the non-stationarity of the original series and the PACF shows the need of an autoregressive component of order one only. So we fit an ARIMA (1,1,0) model to all consumer's series.

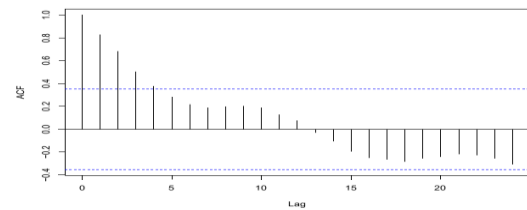


Figure 3 - ACF plot of Services sector

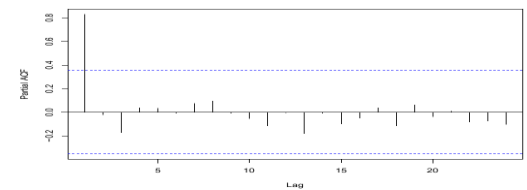


Figure 4 - PACF plot of Services sector.

The graph in Figure 6 shows the residuals actually follow a normal distribution and the results show they are not correlated characterizing a white noise series as desired. Figure 5 shows the forecasted values generated for the Services sector 12 steps ahead.

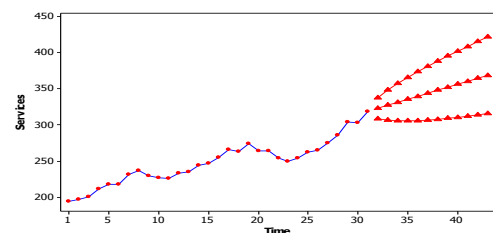


Figure 5 - Time Series Plot for Services (with forecasts and their 95% confidence limits)

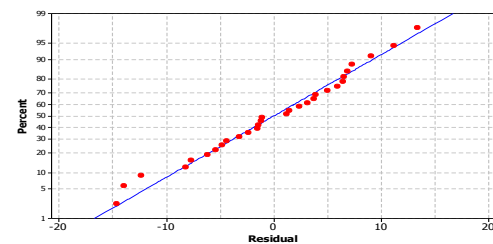


Figure 6 - Normal Probability Plot.

IV. ELECTRICITY DEFICIT RISK SIMULATIONS

Earlier in this paper we have shown the need to use representative scenarios in order to evaluate the possibility of release ballast in short and medium term contracts in the Brazilian electricity market. We have seen that the metallurgical industry is a sector that has negative correlation with the other segments and is by far the largest electricity consumer. We also saw that some segments have a tendency with a similar demand pattern over time and those are grouped into a unique cluster.

Finally we modeled all consumer segments based on the ARIMA (1,1,0) in order to forecast values for 12 months ahead. The last step is to use the optimization model NEWAVE that solves the mid-term hydrothermal scheduling problem in Brazil. NEWAVE was developed by the Research Center for Energy (CEPEL), the model represents interconnected electric subsystems and considers an aggregate representation to model hydro power plants in the electricity power system [5].

We choose some scenario possibilities to perform simulations with NEWAVE:

1. All segments grow naturally;
2. Metallurgy segments achieving rapid growth while the rest would fall into mild recession;
3. Chemicals, Celluloses and Vehicles segments with higher growth;
4. Food, Wood and Services segments

with higher growth;

5. Segments described in 3 and 4 together with higher growth;
6. All segments growing fast together;

We ran NEWAVE using the data from February of 2012, available CCEE website [3]. Table 3 shows the risks associated with the different scenarios chosen.

Note that the risks do not change substantially throughout the planning period. The risk remains within the limit of 5% required by policies in the Brazilian power system [1].

This possibly comes from the fact that the free market is relatively small in Brazil and there are no large growths with the electricity demand of the different consumer segments that participate in the electricity spot market.

V. CONCLUSIONS

This paper proposes ways to find good scenarios in order to assess the possibility of releasing ballast in the electricity spot market in Brazil.

The results showed no significant variations with the NEWAVE runs. This is due to the demand growths that are part of our data set.

From the demand point of view there is no problem in proposing assessment methodologies to allow different ballast values. Other studies can be done from the power generators point of view or both demand and generation together.

Table 0-3 - Results delivered by the model NEWAVE percentage of risk scenarios throughout the study period.

	Southeast submarket					South submarket					Northeast submarket					North submarket				
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
1	0.00	0.50	1.70	2.65	1.50	0.00	0.50	2.25	3.40	3.90	0.00	0.05	0.10	0.65	0.10	0.00	0.15	0.55	0.85	0.15
2	0.00	0.55	1.70	2.95	1.65	0.00	0.50	2.40	3.10	3.35	0.00	0.05	0.15	0.55	0.15	0.00	0.35	0.75	1.00	0.15
3	0.00	0.50	1.80	2.85	1.55	0.00	0.55	2.95	3.10	4.25	0.00	0.05	0.10	0.65	0.05	0.00	0.25	0.55	1.00	0.05
4	0.00	0.55	1.85	2.65	1.45	0.00	0.55	2.35	4.35	2.55	0.00	0.05	0.10	0.70	0.05	0.00	0.15	0.75	0.95	0.15
5	0.00	0.60	1.80	2.65	1.45	0.00	0.60	3.10	3.35	2.75	0.00	0.05	0.10	0.70	0.05	0.00	0.25	0.65	1.30	0.15
6	0.00	0.65	2.05	2.95	1.45	0.00	0.60	3.00	3.95	3.65	0.00	0.05	0.10	0.65	0.05	0.00	0.25	0.75	1.00	0.05

VI. REFERENCES

- [1] MME, "Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências", DECEE Nº 5.163 30th JULY, 2004.
- [2] Ross, Westerfield, Jaffe. "Corporate Finance." McGraw-Hill/Irwin. Sixth Edition. 2003. Page 35.
- [3] <http://www.CCEE.org.br>. INFOmercado jornal. February, 2012.
- [4] Montgomery, D. C. Runger, G. C. Applied Statistics and Probability for Engineers. New York: John Wiley & Sons, 1999.
- [5] Pereira Pinto, M.V.F.; Pinto, L.M.V.G. "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning" Mathematical Programming, 52:359-375, 1991.
- [6] Guardia, E.C. "Metodologia para o Cálculo da Elasticidade da Tipologia de Carga Frente à Tarifa de Energia Elétrica." Master Thesis UNIFEI. 2007.
- [7] Mingoti, S. A. "Análise de dados através de métodos de estatística multivariada: uma abordagem aplicada." UFMG, 2005.
- [8] Sharma, S. "Applied multivariate techniques". New York: John Wiley & Sons, 1996.
- [9] Ward. J. H. "Hierarchical grouping to optimize an objective function". Journal of the American Statistical Association, v. 58, p. 236 – 244. Mar. 1963.
- [10] Bussab, W.O.; Miazak, E.S.; Andrade, D.F. "Introdução à Análise de Agrupamentos". 9^o Simpósio Brasileiro de Probabilidade e Estatística. São Paulo: IME – USP, 1990.
- [11] Fava, V. L. "Manual de econometria". In: Vasconcelos, M. A. S.; Alaves, D. São Paulo. Atlas, 2000
- [12] Silva, A. de M.; "Estudo de Modelos ARIMA com Variáveis Angulares para Utilização na Perfuração de Poços Petrolíferos." UFCG. 2007.
- [13] Oliveira, F. L. C. "Nova abordagem para geração de cenários de afluências no planejamento da operação energética de médio prazo". Master Dissertation. PUC. 2010//www.epe.gov.br/ Brazilian Energy Research Instituto