

**ESCOLA POLITÉCNICA
DA
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E
AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS**



Trabalho apresentado como pré-requisito de conclusão do curso de Engenharia Elétrica com habilitação em Energia e Automação ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Comercialização de Energia Elétrica

Aluno: Fernando Rocha Itocazo

Profº Orientador: Dorel Soares Ramos

SÃO PAULO
RELATÓRIO FINAL - PROJETO DE FORMATURA / 2004

Agradeço ao Professor Dorel Soares Ramos pelo constante apoio em todas as etapas, pelas valiosas informações e pela indicação e fornecimento do material de apoio para o desenvolvimento deste trabalho. Agradeço também aos meus pais, irmãos, amigos e em especial à minha companheira Roberta, que tanto me apoiaram e incentivaram a dar continuidade ao trabalho aqui apresentado e que sem eles não conseguiria concluir.

Sumário

1.	Sinopse.....	5
2.	Introdução.....	6
3.	Objetivos.....	8
4.	Metodologia.....	9
5.	O Novo Modelo.....	10
6.	O Simulador.....	17
7.	Resultados Alcançados.....	19
8.	Conclusões.....	29
9.	Bibliografia.....	31
10.	Lista de Siglas e Abreviações.....	32
11.	Lista de Tabelas e Gráficos.....	33
12.	Dados para contato.....	34

1. Sinopse

O Novo Modelo de Comercialização de Energia Elétrica tem como principais objetivos promover a modicidade tarifária, garantir a segurança do suprimento e criar um marco regulatório estável. Este trabalho conceitua a comercialização de energia elétrica no novo ambiente setorial, avaliando os riscos que os agentes estão sujeitos e a eficácia dos mecanismos de “hedge”.

2. Introdução

No primeiro governo Fernando Henrique (1995), iniciou-se a implantação de um modelo institucional do setor energético através das leis Nº 9427/96 e Nº 9648/98 que criava a ANEEL e definia as regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado. Este modelo visava atrair investimentos do setor privado a fim de remediar a falta de investimento estatal no setor além de garantir modicidade das tarifas aos consumidores. Porém, este modelo nunca fora totalmente implantado e, já no segundo governo Fernando Henrique (2001), notou-se problemas no modelo que deveriam ser corrigidos. O Ministério de Minas e Energia do governo Lula (2003) considerou que a regulamentação vigente até o primeiro semestre de 2004 possuía uma incapacidade inerente de corrigir desequilíbrios entre oferta e demanda entre outros problemas como descritos a seguir.

Na regulamentação anterior, não havia instrumentos que garantissem diretamente a segurança de suprimento, mas sim uma garantia indireta decorrente da exigência de lastro de energia assegurada para os contratos de compra e venda de energia, que assumiam um risco máximo de 5% de ocorrer qualquer problema de suprimento. Entretanto, esse esquema indireto de indução de segurança de suprimento apresentava uma série de limitações, são elas: exigência de somente 95% da demanda contratada, e

não 100%, tendo como consequência que a oferta de geração tendia ser inferior ao necessário, o que reduzia a segurança; o cálculo de energia assegurada das usinas hidrelétricas não considerava o efeito de várias restrições operativas, o que leva a subestimação do risco real de problemas de suprimento, mesmo que 100% da demanda estivesse contratada; a contribuição diferenciada das térmicas para a segurança de suprimento não era considerada, em particular no alívio dos déficits mais severos se ocorressem condições hidrológicas extremamente desfavoráveis, como ocorreram.

A partir daí iniciou-se então a criação do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.

Após muitas reuniões com representantes dos diversos setores da sociedade, inclusive universidades e distribuidoras de energia elétrica, o MME e o presidente Lula, através da lei nº 10.848 (de 15 de março de 2004) definiram as regras do Novo Modelo e em 30 de julho de 2004 o presidente Lula assinou o decreto nº 5.163 que regulamenta as regras de comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações do novo modelo do setor elétrico, previstas na lei acima citadas, trazendo junto à motivação para avaliar as características e o funcionamento do novo modelo.

3. Objetivo

Propor a conceituação da comercialização de energia elétrica no novo ambiente setorial, avaliando os riscos que cada tipo de agente está sujeito, aferindo a eficácia dos mecanismos de “hedge” disponíveis no âmbito da legislação existente, além de comparar o nível de risco dos agentes sob as regras do novo modelo e sob um modelo alternativo, com características modificadas, visando sempre maior atração do investimento do capital privado, segurança do suprimento de energia elétrica e maior modicidade tarifária.

4. Metodologia

Após a caracterização da atividade de comercialização de energia elétrica desenvolveu-se uma planilha simuladora para avaliar os resultados financeiros e energéticos decorrentes das distintas opções de compra de energia, nos diversos momentos de contratação, aferindo a eficácia dos mecanismos de “hedge” disponíveis no âmbito da legislação existente. Analisou-se também o efeito de alterações nas regras de comercialização na exposição dos agentes distribuidores e geradores, a fim de avaliar o impacto de mudanças que poderiam ser implementadas numa versão alternativa do Novo Modelo, visando sempre maior atração do investimento do capital privado, segurança do suprimento de energia elétrica e maior modicidade tarifária.

5. O Novo Modelo

Lei N° 10.848, de 15 de março de 2004.

Para garantir a modicidade tarifária o Novo Modelo prevê a coexistência de dois ambientes de comercialização de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde se dá a compra da energia pelo conjunto das distribuidoras (pool) em leilões pelo critério de menor tarifa, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde geradoras e produtores independentes comercializarão energia com os consumidores livres, com preços e quantidades livremente negociados.

Todos os geradores, incluindo produtores independentes, venderão energia para todas as distribuidoras através de leilões pelo critério de menor tarifa, que funcionam como mecanismo de “hedge” contra a volatilidade dos preços no mercado aberto exposto ao preço “spot”, sujeitos a variabilidade através da oferta e demanda. Também são mecanismos utilizados para garantir a modicidade tarifária: a obrigatoriedade de separação de outras atividades que não a distribuição, para evitar a apropriação de custos estranhos à prestação de serviço; a economia de escala propiciada pelos leilões com todas as distribuidoras; o repasse controlado do custo da energia, evitando que erros de projeção e estratégia da distribuidora onerem o consumidor; e a indução do equilíbrio entre oferta e demanda de energia. No ambiente regulado a energia existente será leiloada à parte da “energia nova” dos leilões de expansão para melhorar o perfil de risco do investidor.

Contribuindo para a segurança do suprimento o modelo estabelece: que a energia nova será contratada por longo prazo (de 15 a 30 anos), a licença ambiental e o relatório de viabilidade serão premissas para

hidrelétricas e linhas de transmissão serem leiloadas; a obrigação das distribuidoras e consumidores livres de contratarem 100% de suas demandas, com contratos lastreados. O lastro é constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, mediante contratos de compra de energia ou potência, definido para cada empreendimento pelo MME, correspondente à máxima quantidade de energia e potência disponível para comercialização. No caso do agente vendedor não possuir lastro suficiente para o cumprimento de suas obrigações, por exemplo, por atraso na construção , ele deve celebrar contratos de compra de energia para garantir seus contratos de venda originais, assumindo possíveis diferenças de custo e repassando eventuais reduções aos consumidores.

A estabilidade do marco regulatório, através de definições claras das atribuições dos diversos agentes institucionais, também colabora para melhorar a segurança do fornecimento, pois aumenta a atratividade do setor, reduzindo os riscos do investidor. As atribuições dos principais agentes institucionais são:

CNPE - Formulação da política energética de acordo com demais políticas públicas, proposição da licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, recomendados pelo MME e proposição do critério de garantia estrutural de suprimento;

MME - Formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE, retomada do exercício da função de planejamento setorial, com contestação pública, exercício do Poder Concedente, monitoramento da segurança de suprimento do Setor Elétrico, por intermédio do CMSE e definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e/ou contratação de uma reserva conjuntural de energia do sistema interligado;

ANEEL - Mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico, realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação e licitação para aquisição de energia para os distribuidores;

EPE - execução de estudos para definição da matriz Energética com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo, execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos, execução dos estudos do planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão), promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de campos de petróleo e de gás natural e promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos;

CCEE - Administração da contratação de energia no âmbito do ACR, a CCEE atuará como interveniente: nos contratos bilaterais de suprimento que cada gerador firmará com cada distribuidor, na forma de um pool, permitindo a apropriação, na tarifa, de economias de escala na compra da energia, repartindo os riscos e benefícios dos contratos e equalizando o preço da energia para os distribuidores; nos contratos de constituição de garantias que cada distribuidor terá que firmar, a fim de reduzir a inadimplência e exercício das atuais funções de contabilização e liquidação do MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL.

CMSE - Monitoramento das condições de atendimento no horizonte de cinco anos e recomendação de ações preventivas para restaurar a segurança do suprimento, incluindo ações no lado da demanda, contratação de reserva conjuntural e outras.

Para otimizar a construção de novos empreendimentos haverá leilões específicos para estes, com contratos bilaterais de longo prazo e com

garantia de repasse dos custos de aquisição da energia para os usuários finais, reduzindo ainda mais os riscos dos investidores.

São quatro os leilões para compra de energia, o “A-5”, com cinco anos de antecedência, o “A-3”, com três anos de antecedência e ambos para contratação de “energia nova”, o “A-1”, com um ano de antecedência e para contratar “energia existente”, com limite de re-contratação de 105% dos contratos das distribuidoras que estejam vencendo, além do leilão de ajuste, também proveniente de empreendimentos existentes, mas com início de fornecimento em até quatro meses e com limite de contratação de 1% da demanda contratada da distribuidora a fim de evitar que elas deixem de contratar energia de novos empreendimentos para contratar dos empreendimentos existentes, o que poderia levar ao desabastecimento.

Além disso, os contratos de energia existente podem sofrer redução de até 4% ao ano, a critério da distribuidora, independente das reduções nos anos anteriores, além de reduções devido à realização da opção de consumidores potencialmente livres. São previstos também mecanismos no repasse às tarifas dos consumidores finais para incentivar à contratação preferencial em “A-5”, pois assim melhora-se a previsibilidade do mercado.

Considerando que os contratos resultam de leilões pelo critério da menor tarifa, pode parecer que todos os custos de aquisição de energia deveriam ser automaticamente repassados às tarifas dos consumidores

finais. Entretanto, como são as distribuidoras quem decidem a quantidade de energia que será adquirida em cada leilão, os mecanismos de repasse de custo passam a ser indutores à contratação eficiente.

O primeiro mecanismo é o repasse de um valor único para compensar os custos de aquisição da energia nova, denominado Valor Anual de Referência (VR) e é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia em “A-5” e “A-3”, calculado para o conjunto de todas as distribuidoras. Como consequência, a distribuidora que tiver um custo individual de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos inferior a esta “média do mercado” terá um ganho implícito. O VR é um estímulo para contratação eficiente em “A-5”, cujo custo de aquisição é inferior ao da energia contratada em “A-3” e será aplicado nos três primeiros anos de vigência dos contratos de energia proveniente de compras do leilão em “A-5” e ainda com limite de 2% da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano “A-5” para a energia elétrica comprada nos leilões em “A-3”. A partir do 4º ano, os custos individuais de aquisição serão repassados integralmente ao consumidor final, ainda com limitação de 2% da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano “A-5” para a energia elétrica comprada nos leilões em “A-3”, limitando a “punição” imposta às distribuidoras.

O VR também é usado como limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia velha nos leilões de ajuste.

Ainda com o objetivo de induzir a contratação eficiente, existem as seguintes limitações ao repasse de tarifas: a distribuidora pode repassar os montantes contratados até 103% de sua carga, limite que aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece o limite aceitável para erros de projeção, assegurando que os contratos sejam no mínimo iguais à carga; quando a contratação em “A-3” exceder 2% da demanda, o direito de repasse está limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos à “A-5” e “A-3”.

Se uma distribuidora contratar energia proveniente de novos empreendimentos em excesso para, posteriormente, ajustar-se descontratando energia proveniente de empreendimentos existente, provocará uma ineficiência no uso de recursos do país. Com o objetivo de inibir esta prática, caso a aquisição de energia proveniente de empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação (96% dos contratos que estejam vencendo), o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor (VRE) nos três primeiros anos de suprimento. No período de transição, de 2005 a 2008, a contratação de energia velha nos leilões “A-1” não deverá exceder a 1% da demanda. O

que exceder a este limite terá o repasse do custo de aquisição reduzido a 70% do valor médio do custo de aquisição desta energia. Este mecanismo tem por objetivo incentivar as distribuidoras a contratar o máximo de suas necessidades no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes durante a transição, a ser realizado em 2004.

No caso do agente de distribuição não atender a obrigação de contratar a totalidade de sua carga, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo da CCEE será repassada aos consumidores finais ao menor valor entre o preço de liquidação de diferenças (PLD), a ser calculado e publicado pela CCEE com base no custo marginal de operação, e o VR.

Para ajudar a garantir a modicidade tarifária a EPE poderá estabelecer percentual mínimo da energia gerada por hidrelétricas novas destinado ao ACR e sobre a parcela para consumo próprio ou venda no ACL será cobrada uma parcela do valor arrecadado pelo empreendedor.

6. O Simulador

O simulador foi montado com base na planilha de simulação utilizada pela Abradee nas discussões da formulação do Novo Modelo. O simulador constitui-se de cinco planilhas: dados, cenários, histogramas, exposições e uma planilha utilizada na montagem dos cenários. Os dados de cada caso a ser simulado devem ser inseridos na planilha dados. Todos os cálculos são atualizados automaticamente, inclusive nas outras planilhas. O resultado gerado pelo simulador fica disponível nas planilhas:

- Exposições, com um histograma de exposições em cada ano simulado (2005-2009);
- Cenários, com os valores absolutos e percentuais de demandas e contratações em cada momento e cenários avaliado, e;
- Histogramas, onde se encontra uma visão da distribuição anual das exposições das distribuidoras.

Os parâmetros do modelo ficam embutidos nas fórmulas e tabelas quando não são parâmetros utilizados na alteração para um modelo alternativo, ou na planilha dados (nas células em destaque), quando são utilizados para estudar os efeitos nos resultados energético-financeiros das distribuidoras.

Os cenários são criados a partir de duas taxas definidas, a taxa de máximo e a de mínimo crescimento anual de consumo, aplicando a cada

ano a taxa de máximo ou de mínimo crescimento, criando assim, trinta e dois cenários distintos (2^5) ao longo dos cinco anos de análise (2005-2009).

Também é dado de entrada o valor da “mira”, a porcentagem da demanda prevista a ser mantida contratada em cada momento, por exemplo: se a “mira” for 100% o simulador tentará manter contratado em cada momento 100% da demanda prevista para os anos em questão, sempre respeitando os limites impostos pelo modelo para não haver penalização e as quantidades de energia elétrica disponíveis para contratação (dados de entrada).

As variáveis de decisão do simulador estão apresentadas na tabela 1.

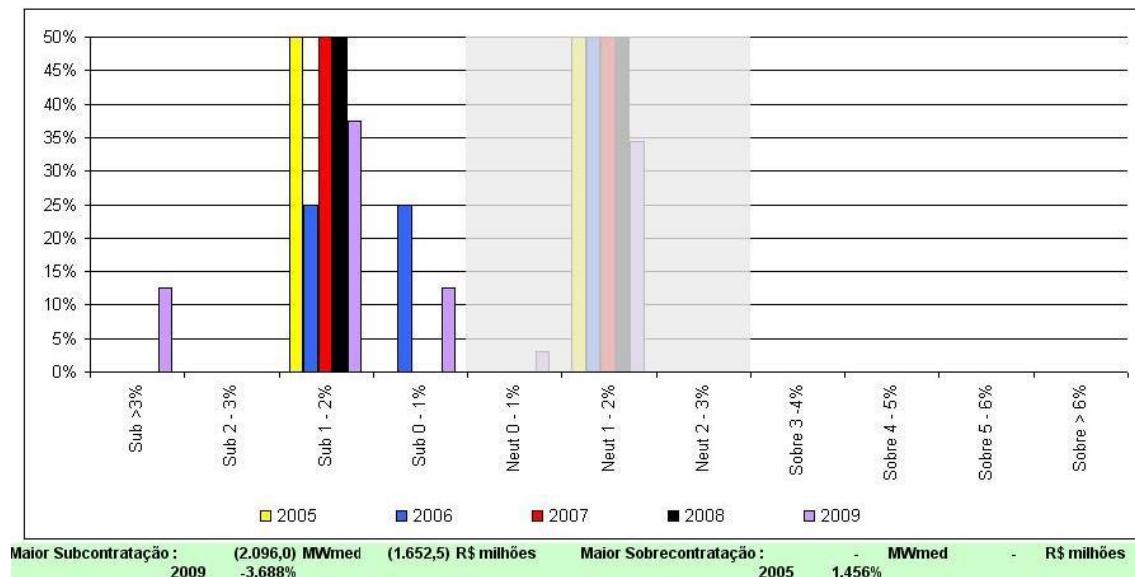
Variáveis de Decisão	Duração do Contrato
Energia Nova	
Volume contratado em 2004 para 2009 (A-5)	15 anos
Volume contratado em 2005 para 2008 (A-3)	15 anos
Volume contratado em 2006 para 2009 (A-3)	15 anos
Energia Existente	
Volume contratado em 2004 para 2005	5 anos flat
Volume contratado em 2004 para 2006	5 anos flat
Volume contratado em 2004 para 2007	5 anos flat
Volume contratado em 2004 para 2008	5 anos flat
Volume contratado em 2004 para 2009	5 anos flat
Volume contratado em 2005 para 2006 (A-1)	5 anos flat
Volume contratado em 2006 para 2007 (A-1)	5 anos flat
Volume contratado em 2007 para 2008 (A-1)	5 anos flat
Volume contratado em 2008 para 2009 (A-1)	5 anos flat
Contratos de ajuste (em até 4 meses)	1 ano

Tabela 1 – Variáveis de Decisão

7. Resultados Alcançados

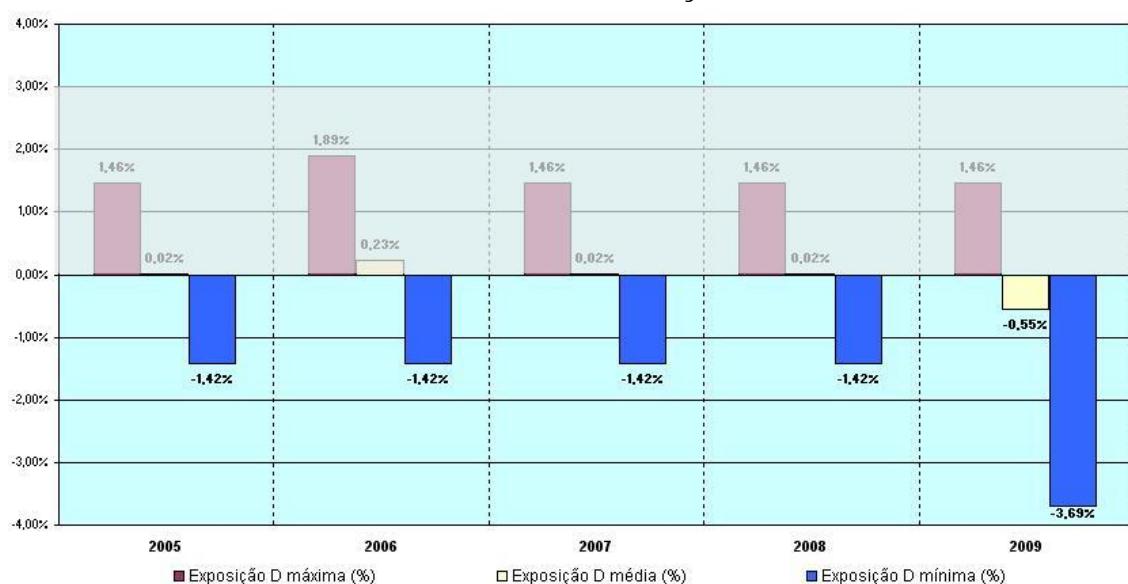
Rodando a simulação com os parâmetros do Novo Modelo e valores de energia disponíveis nos próximos anos aproximados aos declarados pela ONS e com meta de contratação em 100% foram obtidos os resultados nos histogramas 1 e 1.1:

Faixas de Exposição



Histograma 1: Novo Modelo com meta em 100% da demanda

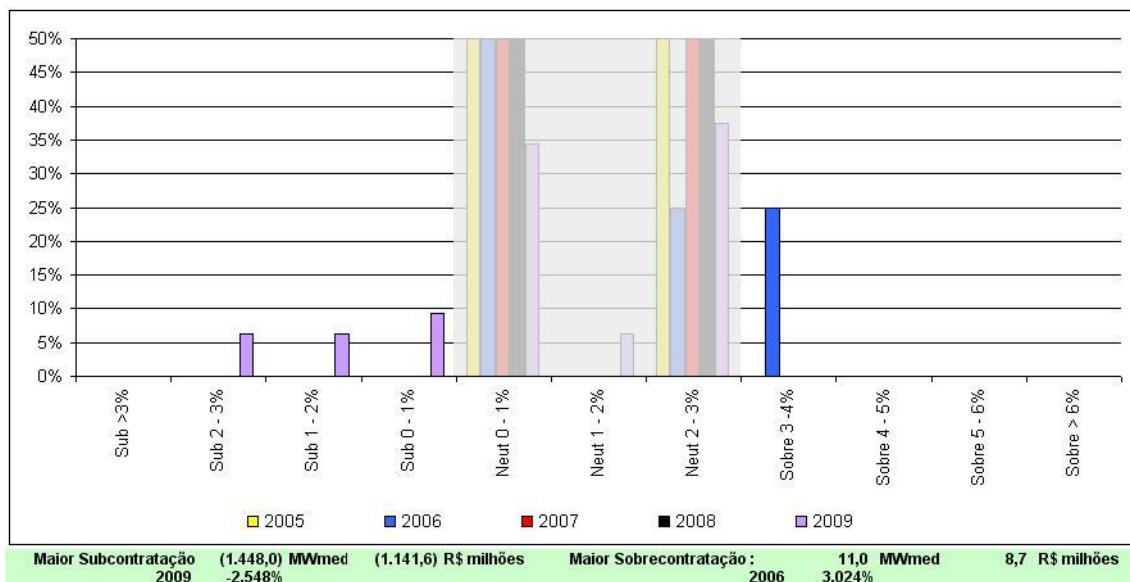
Sobre/Sub-Contratação



Histograma 1.1: Novo Modelo com meta em 100% da demanda

Como se pode notar nos histogramas 1 e 1.1 a estratégia de contratar 100% da demanda apresenta elevado risco de sub-contratação caso o mercado cresça mais que o projetado. Para tentar corrigir essa falha optou-se por uma estratégia onde ao invés de ter 3% de tolerância para sobre-contratação tenha-se uma parte da faixa de tolerância para sub e outra parte para sobre-contratação. Utilizou-se no caso 2 meta em 101,5% da demanda, e os resultados podem ser visto nos histogramas 2 e 2.1:

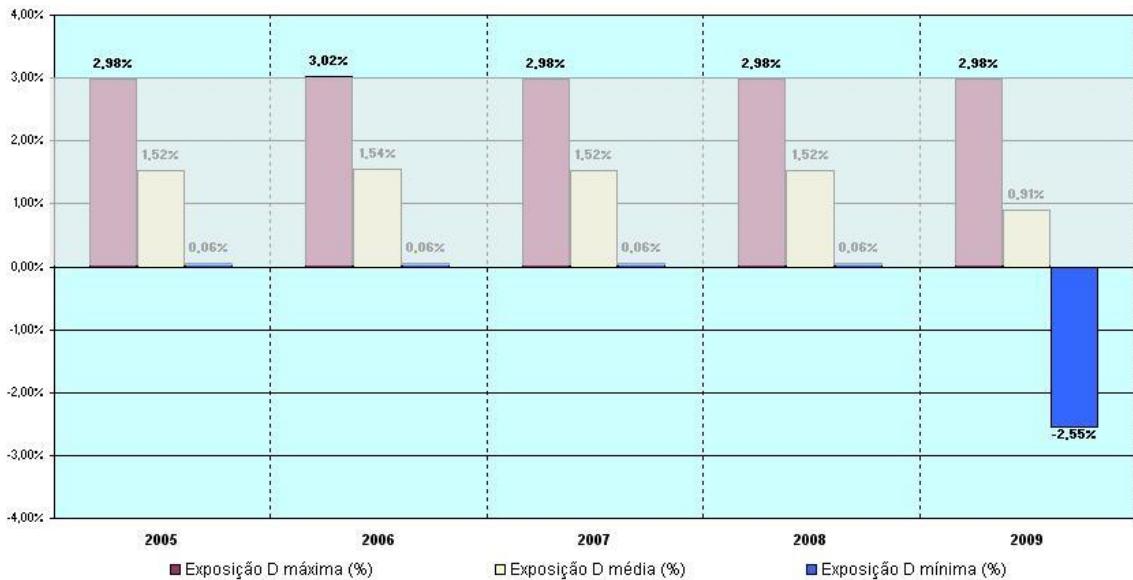
Faixas de Exposição



Histograma 2: Novo Modelo com meta em 101,5% da demanda

É notável que há considerável redução do risco de ocorrer sub-contratação, havendo exposição apenas em 2009 com sub-contratação máxima elevada de 2,55% (1448MW) e um moderado risco de sobre-contratação leve de 3,02% (11MW) em 2006.

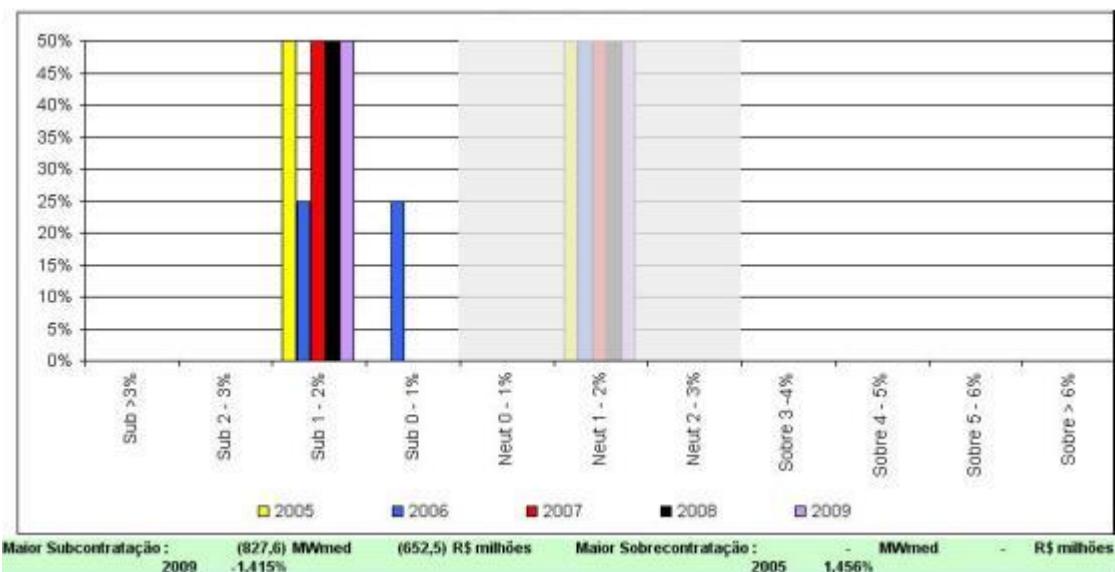
Sobre/Sub-Contratação



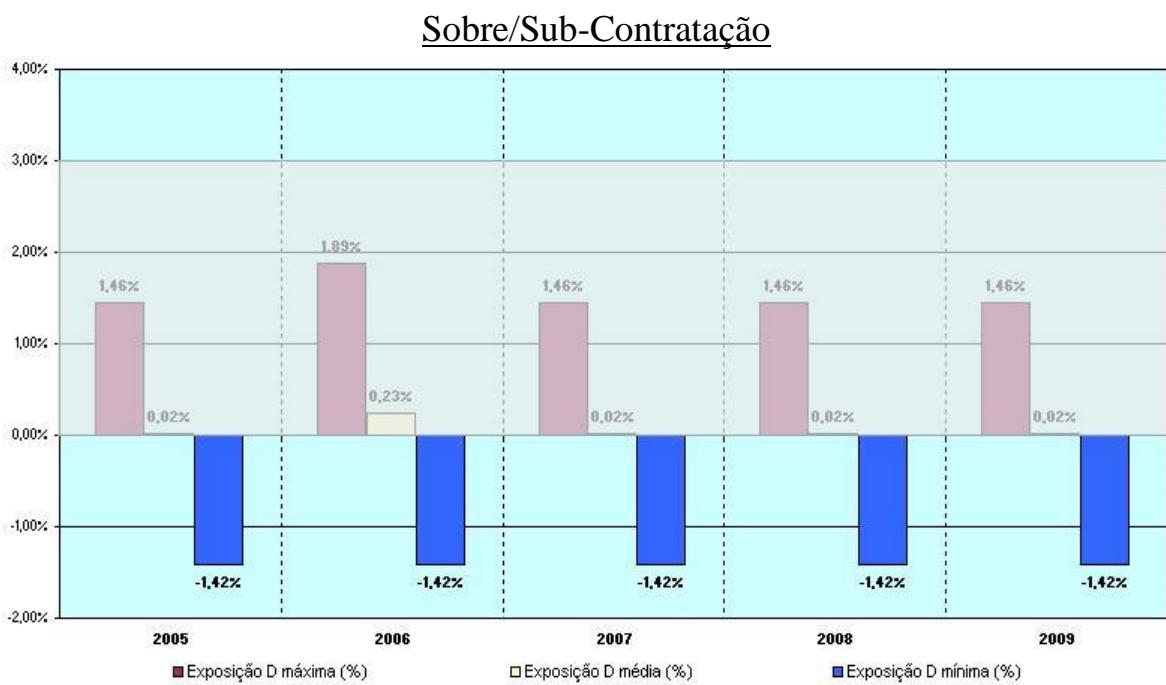
Histograma 2.1: Novo Modelo com meta em 101,5% da demanda

Avaliando o efeito de uma possível mudança do limite de contratação durante a transição no leilão em A-1, alterou-se este limite de 1% para 2% da demanda contratada e repetiu-se a simulação com meta em 100% e o resultado está nos histogramas 3 e 3.1 :

Faixas de Exposição



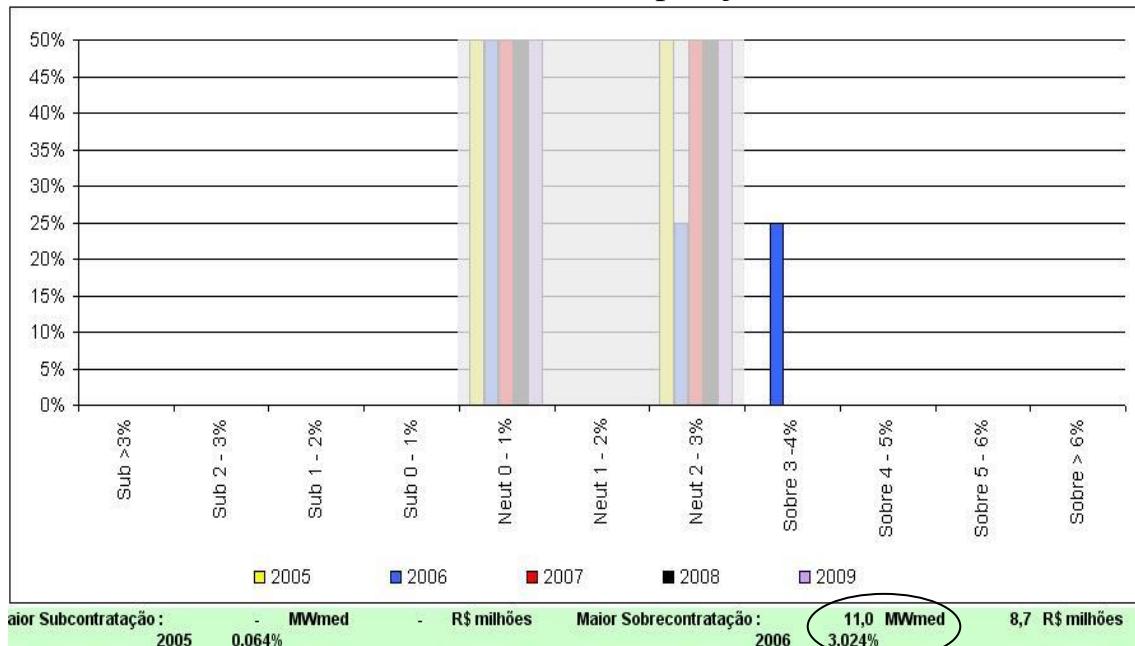
Histograma 3: Limite de 2% em A-1 com meta em 100% da demanda



Histograma 3.1: Limite de 2% em A-1 com meta em 100% da demanda

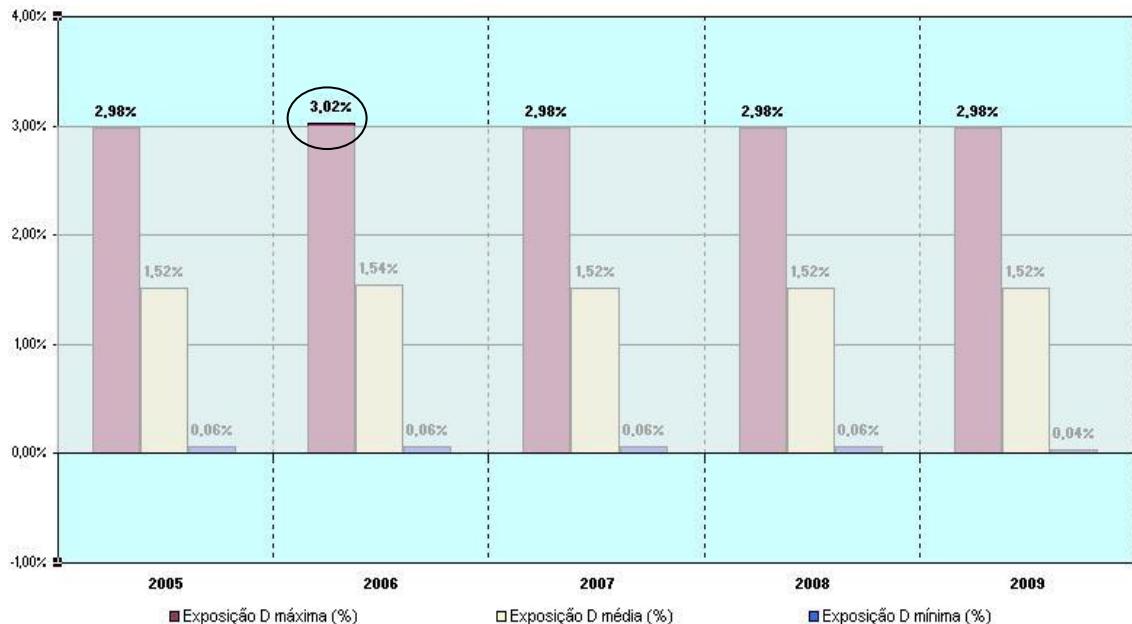
Observa-se que a maior sub-contratação se deu em 2009 em 1,42% (828MW) e a maior sobre-contratação foi em 2005 em 1,46%, dentro da faixa de tolerância. Como houve grande parcela de sub-contratação em todos os anos avaliados tentou-se corrigir novamente essa falha alterando a meta para 101,5% da demanda, mantendo a alteração no limite de contratação no leilão A-1 de 2% da demanda contratada, e os resultados podem ser visto nos histogramas 4 e 4.1:

Faixas de Exposição



Histograma 4: Limite de 2% em A-1 com meta em 101,5% da demanda

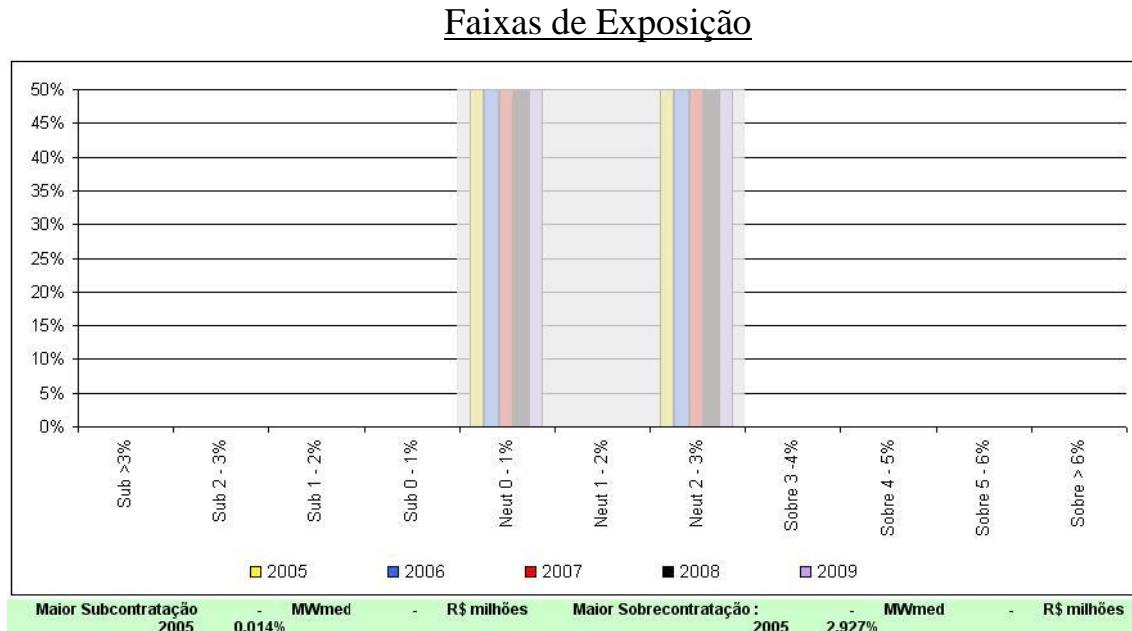
Sobre/Sub-Contratação



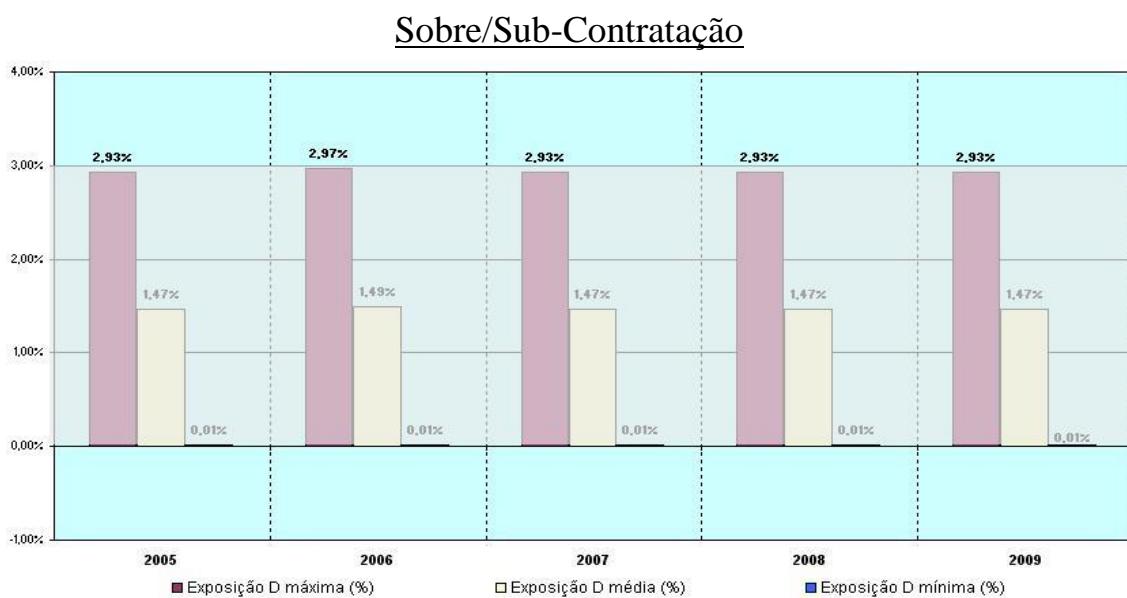
Histograma 4.1: Limite de 2% em A-1 com meta em 101,5% da demanda

Eliminou-se a sub-contratação, porém, o maior valor de sobre-contratação passou para 3,02% (11MW) em 2006. Como esta sobre-contratação é devido à impossibilidade de descontratar mais de 4% por ano

dos contratos de energia proveniente de empreendimentos existentes, para tentar reduzir ainda mais a exposição das distribuidoras, eliminando totalmente o risco de exposição, reduziu-se a meta para 101,45% da demanda, e o resultado pode ser visto nos histogramas 5 e 5.1:



Histograma 5: Limite de 2% em A-1 com meta em 101,45% da demanda



Histograma 5.1: Limite de 2% em A-1 com meta em 101,45% da demanda

A máxima sobre-contratação passou a ser em 2005 em 2, reduziu para e o risco de exposição.

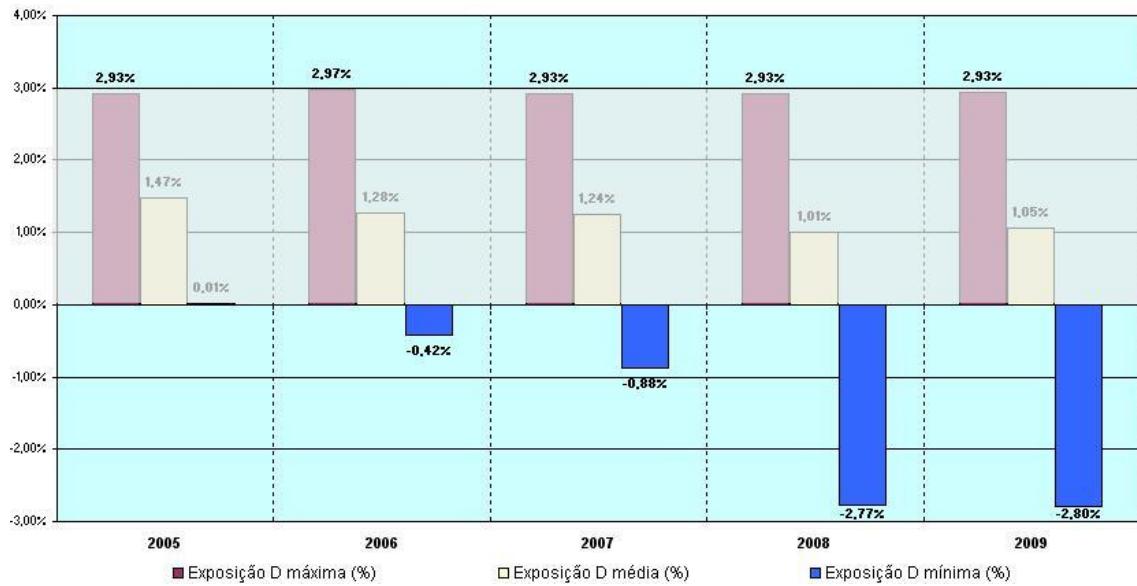
Para avaliar o efeito de uma possível falta de energia existente nos próximos anos retirou-se o crescimento de energia existente disponível a partir de 2005 e o resultado da simulação está apresentado a seguir, nos histogramas 6 e 6.1:



Histograma 6: Falta de energia no Novo Modelo com meta em 101,45% da demanda

O risco de exposição por sub-contratação cresce consideravelmente, como era de se esperar. Para tentar reduzir esse risco, novamente alteramos o limite de contratação no leilão A-1 e simulamos este caso mais uma vez, obtendo o resultado apresentado nos histogramas 7 e 7.1:

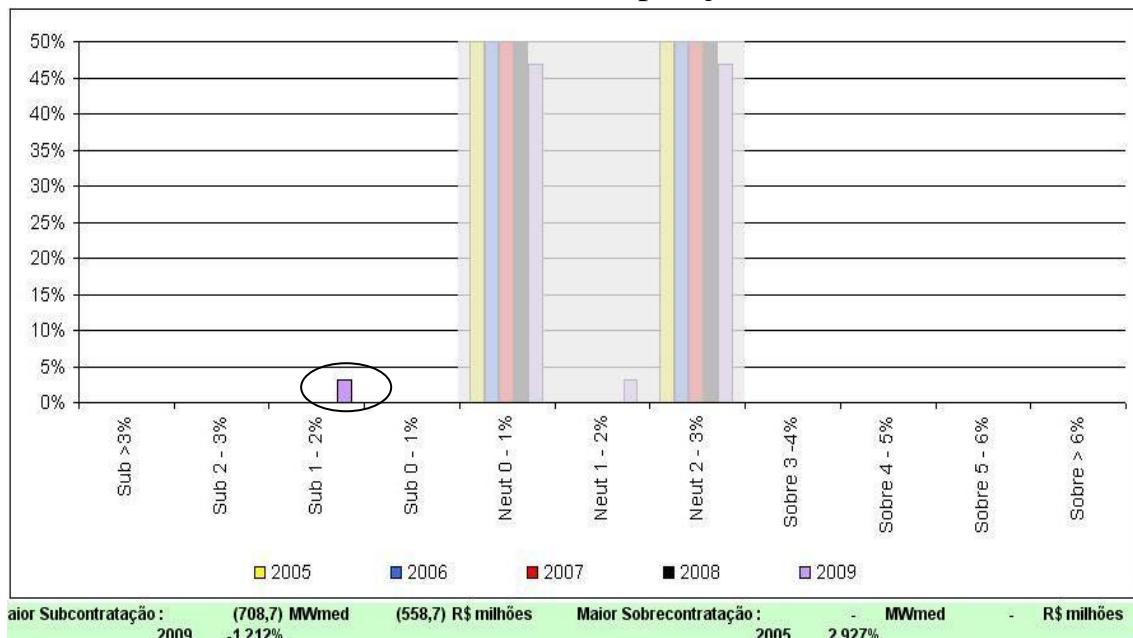
Sobre/Sub-Contratação



Histograma 6.1: Falta de energia no Novo Modelo com meta em 101,45%

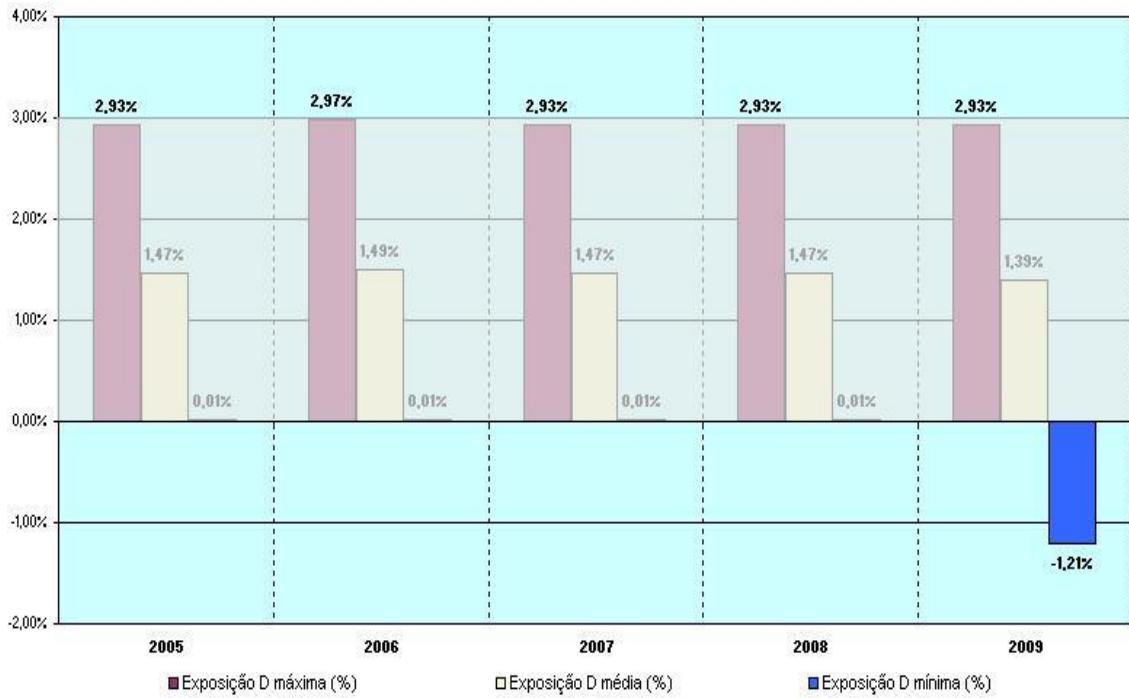
da demanda

Faixas de Exposição



Histograma 7: Falta de energia com limite de 2% em A-1 com meta em 101,45% da demanda

Sobre/Sub-Contratação

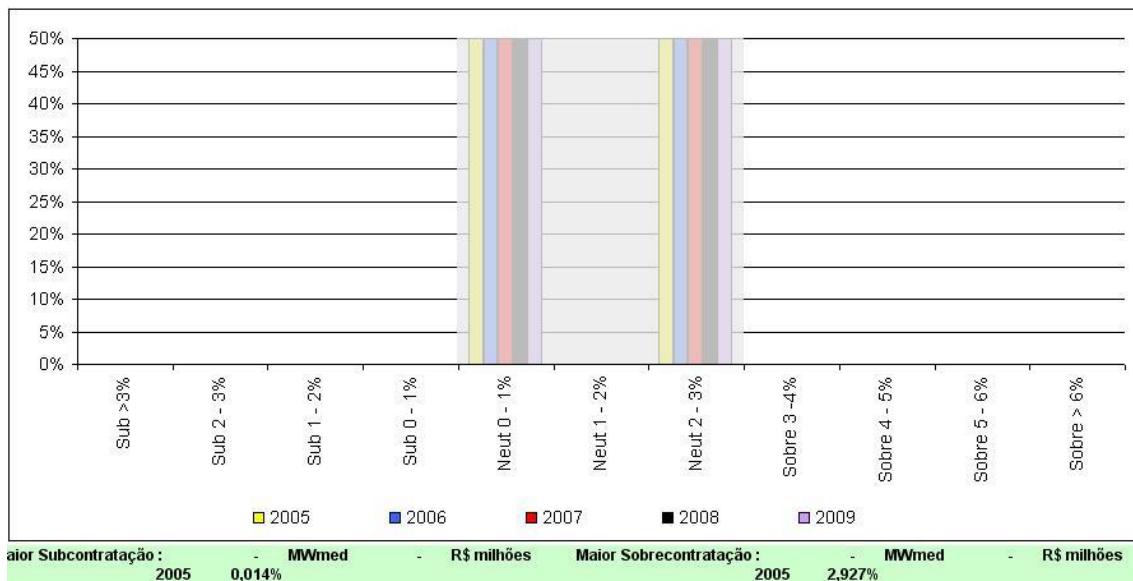


Histograma 7.1: Falta de energia com limite de 2% em A-1 com meta em 101,45% da demanda

Simulando a falha no planejamento e falta de crescimento na oferta de geração em médio prazo pode-se notar que o novo modelo tem capacidade para corrigir grande parte do problema, restando distribuidoras sub-contratadas apenas em 2009 (708,7MW) com baixo risco de ocorrer.

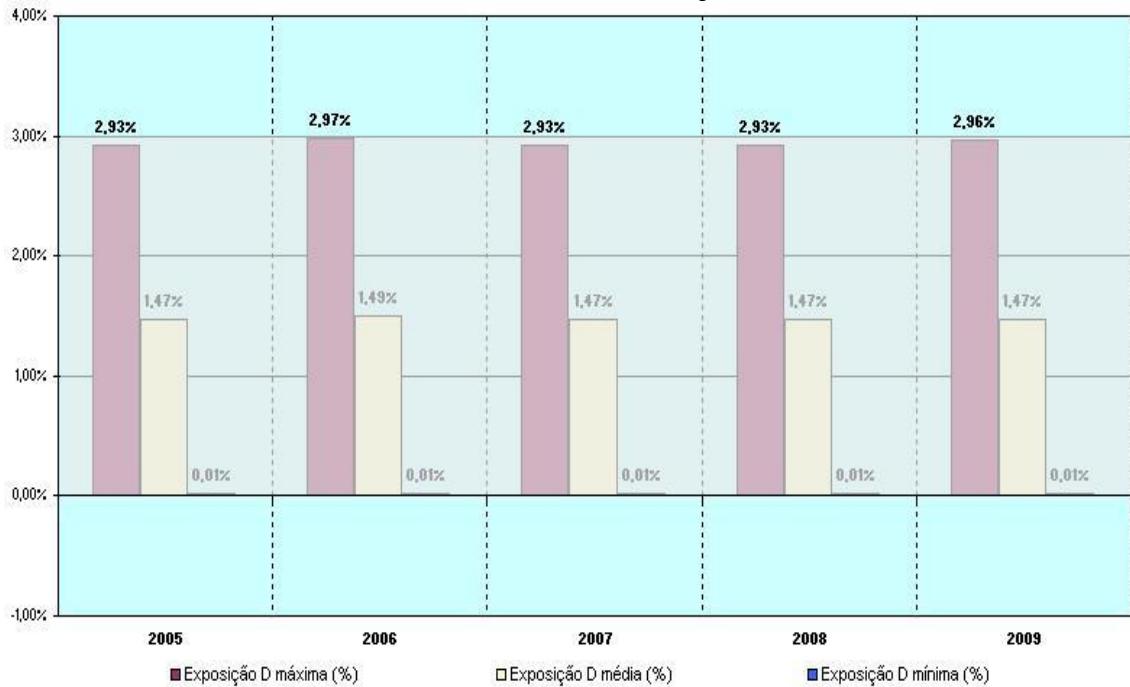
Na mesma situação de escassez de energia a médio prazo, mas alterando o simulador para permitir que a distribuidora contrate até 4% de sua demanda no leilão A-3 obteve-se total correção da falha do planejamento e conseguiu-se investir em energia nova a tempo, evitando um possível “apagão”, como nota-se nos histogramas 8 e 8.1:

Faixas de Exposição



Histograma 8: Falta de energia, limite de 2% em A-1, 4% em A-3, com meta em 101,45% da demanda

Sobre/Sub-Contratação



Histograma 8.1: Falta de energia, limite de 2% em A-1, 4% em A-3, com meta em 101,45% da demanda.

8. Conclusões

Após simular diversos casos com os parâmetros do Novo Modelo pode-se estabelecer uma meta ideal para os valores considerados, como a taxa de crescimento máximo e mínimo, etc. Isto é, tendo como meta manter contratado 101,45% da demanda prevista para cada um dos anos subsequentes obteve-se os menores valores de exposições (sub-contratação ou mais de 3% de sobre-contratação). Além disso, alterando o limite de contratação de 1% para 2% no leilão A-1 o risco de exposição diminuiu consideravelmente, e a contratação antecipada nos leilões A-5 e A-3 evitam a falha da falta de investimento na geração.

Também foi possível perceber que o modelo, ao impor os limites de contratação de energia de empreendimentos existentes em prol da contratação de energia nova, eleva a segurança do fornecimento, como foi visto nas simulações com falta de oferta de energia existente.

É importante destacar que para cada cenário atual a estratégia ideal pode ser diferente. A “mira” é otimizada para cada situação inicial, ou seja, para distintos parâmetros iniciais como taxa de crescimento, disponibilidade de energia existente, etc., é necessário revê-la.

Avaliar o resultado financeiro dos diversos agentes, após já estabelecida a estratégia a ser adotada e a regulamentação vigente, considerando os diversos cenários possíveis, de escassez hidrológica a abundância de oferta de energia elétrica, inclusive com análise estatística e

histórica, é interessante, uma vez que permite visão mais ampla do efeito de cada regra do Novo Modelo no mercado de comercialização de energia elétrica. É interessante também utilizar um modelo mais avançado de projeção de crescimento, que inclua outros estudos já realizados neste campo, permitindo avaliações mais precisas.

9. Bibliografia

- Textos das Leis Nº 10.848/04, Nº 9427/96 e Nº 9648/98 e outras.
- Texto da Resolução Nº 005 de 21 de julho de 2003 e outras.
- **Ramos, Dorel Soares; Fadigas, Eliane A. F. Amaral; Lima, Wagner da Silva.** Relatório para Petrobrás: *A inserção e operação otimizada de centrais termelétricas no sistema elétrico interligado brasileiro.*
- Texto do Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004
- MME, Nota Sobre Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004
- MME, Cartilha O Novo Modelo do Setor Elétrico

10. Lista de Siglas e Abreviações

- ACR - Ambiente de Contratação Regulada
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
EIA - Estudo de Impacto Ambiental
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD - Preço de Liquidação de Diferenças
MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME - Ministério de Minas e Energia
RIMA - Relatórios de Impacto Ambientais
SIN - Sistema Interligado Nacional
UBP - Uso do Bem Público

11. Lista de Tabelas e Gráficos

Tabela 1: Variáveis de Decisão

Histograma 1: Novo Modelo com meta em 100% da demanda

Histograma 1.1: Novo Modelo com meta em 100% da demanda

Histograma 2: Novo Modelo com meta em 101,5% da demanda

Histograma 2.1: Novo Modelo com meta em 101,5% da demanda

Histograma 3: Limite de 2% em A-1 com meta em 100% da demanda

Histograma 3.1: Limite de 2% em A-1 com meta em 100% da demanda

Histograma 4: Limite de 2% em A-1 com meta em 101,5% da demanda

Histograma 4.1: Limite de 2% em A-1 com meta em 101,5% da demanda

Histograma 5: Limite de 2% em A-1 com meta em 101,45% da demanda

Histograma 5.1: Limite de 2% em A-1 com meta em 101,45% da demanda

Histograma 6: Falta de energia no Novo Modelo com meta em 101,45% da demanda

Histograma 6.1: Falta de energia no Novo Modelo com meta em 101,45% da demanda

Histograma 7: Falta de energia com limite de 2% em A-1 com meta em 101,45% da demanda

Histograma 7.1: Falta de energia com limite de 2% em A-1 com meta em 101,45% da demanda

Histograma 8: Falta de energia, limite de 2% em A-1, 4% em A-3, com meta em 101,45% da demanda

Histograma 8.1: Falta de energia, limite de 2% em A-1, 4% em A-3, com meta em 101,45% da demanda

12. Dados para Contato

O contato com o aluno pode ser feito através dos e-mails: itocazo@pea.usp.br ou fernando.itocazo@poli.usp.br ou ainda pelo telefone 8181-9676.