

AVALIAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE
REGULADO FRENTE AO ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO

Gabriel Mineiro Wachsmuth

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro

Julho de 2014

AVALIAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE
REGULADO FRENTE AO ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO

Gabriel Mineiro Wachsmuth

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof^ª. Carmen Lucia Tancredo Borges, D. Sc.

Prof. Luiz Augusto Nóbrega Barroso, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JULHO DE 2014

Wachsmuth, Gabriel Mineiro

Avaliação da Estratégia de Contratação de Energia no Ambiente Regulado frente ao Atual Arcabouço Regulatório/
Gabriel Mineiro Wachsmuth. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XV, 110 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão.

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 106 - 110

1. Comercialização de energia elétrica. 2. Regulação de energia elétrica. I. Falcão, Djalma Mosqueira et. al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Agradecimentos

À Deus por ter me proporcionado saúde e paz de espírito para percorrer toda a trajetória do mestrado, desde as aulas até a elaboração da dissertação.

Aos meus Pais Octávio e Sonia Regina pela educação, carinho e por todos os sacrifícios que fizeram e fazem até hoje pelo bem de seus filhos. À minha Família e Amigos pela compreensão por conta de ausências em inúmeras ocasiões ao longo desses pouco mais de 3 anos e meio de mestrado.

Ao engenheiro Marcelo Meirelles por ter apoiado inicialmente minha ideia de cursar o mestrado.

Ao engenheiro Carlos Durval (Cadu) pelo incentivo ao longo desses anos de mestrado.

Aos profissionais da Gerência de Compra de Energia e Previsão de Mercado da Light pela convivência e pelas energias positivas emitidas para mim ao longo da elaboração e defesa deste trabalho.

Ao Professor Djalma Falcão pela orientação e apoio especialmente no final do processo de elaboração da dissertação.

Aos Professores examinadores Carmen Lucia e Luiz Barroso por aceitarem meu convite de banca e pelas sugestões de melhoria deste trabalho.

À Fernanda Betta por estar junto comigo ao longo desses 3 anos e meio de curso, e por todo o amor que tem entregue à minha vida.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

AVALIAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE REGULADO FRENTE AO ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO

Gabriel Mineiro Wachsmuth

Julho/2014

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

O objetivo deste trabalho é avaliar uma mudança regulatória no âmbito da comercialização de energia no Brasil: Aumento do percentual de sobrecontratação com direito a repasse de custos de compra de energia das distribuidoras de 103 para 105%.

Por conta do tema este trabalho apresenta também uma breve revisão da regulação de comercialização de energia no Brasil, analisa as recentes modificações que culminaram como consequência na mudança regulatória citada acima e cria um modelo computacional para ilustrar quantitativamente tal mudança.

Tal modelo criado tem como dados de entrada informações públicas de demanda e contratos de todas as distribuidoras do sistema interligado nacional.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

EVALUATION OF AN ENERGY PURCHASE STRATEGY ON THE BRAZILIAN
REGULATED MARKET USING THE CURRENT REGULATORY LAWS

Gabriel Mineiro Wachsmuth

July/2014

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

The purpose of this work is illustrate a change in the laws that take care of the activity of procuring energy in the brazilian electric distributors companies: the increase of the level of overcontracting with right of full pass through to the final consumer from 103 to 105%.

Because of the subject this work presents a brief review of the energy commercialization regulation in Brazil, analyzes the recent modifications that have caused the regulatory changes observed and creates a computational model to quantity illustrate the regulatory change.

The created model uses as input data public information of demand and contracts of all energy distributors companies in the national system.

Sumário

1. Introdução.....	1
1.1. Atual momento da regulação de compra de energia elétrica no mercado regulado brasileiro	1
1.2. Objetivos da dissertação	3
1.3. Pesquisa Bibliográfica	3
1.4. Estrutura da dissertação	7
2. A atividade de comercialização de energia.....	9
2.1. Histórico da comercialização de energia (pré modelo 2004).....	9
2.2. Comercialização na atualidade (pós modelo 2004)	17
2.3. CCEARs no Sistema Hidrotérmico Brasileiro.....	19
2.3.1. Medição, Contabilização e Liquidação de energia no mercado Spot.....	19
2.3.2. Conceito de garantia física	20
2.3.3. Contratos por quantidade x Contratos por disponibilidade	24
2.4. Recentes mudanças na regulação do setor	28
2.4.1. Renovação das concessões de geração/transmissão e Mudança da comercialização das UTEs nucleares Angra I e Angra II	28
2.4.2. Impactos na compra de energia das distribuidoras.....	31
3. Modelagem Matemática do problema.....	35
3.1. Estratégia dinâmica de contratação de energia: decisões condicionadas a eventos futuros	35
3.2. Modelagem da árvore de demanda	39
3.3. Modelagem das variáveis de decisão, restrições de demanda e apresentação da função objetivo	41

3.4.	Modelagem das Restrições Contratuais e função objetivo completa.....	49
3.5.	Comentários acerca do problema apresentado.....	52
3.6.	Exemplo numérico simplificado	53
3.7.	Modelagem detalhada do problema.....	63
3.7.1.	Função objetivo	63
3.7.2.	Restrições	64
3.7.2.1.	Restrição de compra em leilões de energia existente (Leilão A-1)	64
3.7.2.2.	Restrição de descontratação (MCSD 4%)	65
3.7.2.3.	Restrição de Contratação no leilão de energia nova A-3.....	67
3.7.2.4.	Restrição de Contratação no leilão de energia nova A-5.....	68
3.7.2.5.	Restrições de atendimento a demanda.....	68
4.	Estudo de Caso	70
4.1.	Metodologia empregada	70
4.2.	Dados de entrada utilizados	73
4.2.1.	Contratos.....	73
4.2.2.	Cenários de demanda.....	74
4.2.3.	Custos	77
4.2.4.	Leilões	78
4.2.5.	MCSD Mensais	79
4.2.6.	Cotas.....	79
4.3.	Implementação do Modelo	80
4.4.	Sensibilidades Realizadas	81
4.4.1.	Sensibilidade 1.....	81
4.4.2.	Sensibilidade 2 – Com leilão A-1 2012 e com cotas.....	87
4.4.3.	Sensibilidade 3 – Sem leilão A-1 2012 e com cotas	89

4.4.3.1. Análise detalhada sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1 (risco “M” sem mudança na regulamentação).....	91
4.4.3.2. Análise detalhada sensibilidade 1 x sensibilidade 3.4 (com mudança na regulamentação proposta – 103% para 104,5% de sobrecontratação).....	95
4.4.4. Sensibilidade 4 – Sem leilão A-1 2012, com cotas e simulando a distribuidora virtual com 30% de CCEARs de energia existente ao invés de 40%	98
5. Conclusões	103
5.1. Trabalhos Futuros	104
Referências bibliográficas	106

Lista de Abreviaturas e Siglas

- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica;
- ACL: Ambiente de Contratação Livre;
- ACR: Ambiente de Contratação Regulada;
- AP: Audiência Pública;
- CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado;
- CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
- CCGF: Contrato de Cota de Garantia Física e Potência;
- CE: Custo de compra de energia;
- CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais;
- CESP: Companhia Energética de São Paulo;
- CNPE: Conselho Nacional de Política Energética;
- COPEL: Companhia Paranaense de Energia;
- CP: Custo de Penalidade;
- EPE: Empresa de Pesquisa Energética;
- GFIS: Garantia física;
- MCP: Mercado de Curto Prazo;
- MCSD: Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits;
- MME: Ministério de Minas e Energia;
- MP: Medida Provisória;
- MR: Montante de Reposição;
- MRE: Mecanismo de Realocação de Energia;
- NC: Nível de Contratação;
- ONS: Operador Nacional do Sistema;
- PLD: Preço de Liquidação das Diferenças;
- PSR: Power Systems Research Inc;
- ReH: Resolução Homologatória;
- SEB: Sistema Elétrico Brasileiro;

- SIN: Sistema Interligado Nacional;
- UHE: Usina Hidroelétrica;
- UTE: Usina Termelétrica;
- VP: Valor Presente;
- VR: Valor de Referência;

Lista de Figuras

Figure 1 – Investimentos históricos no setor de energia elétrica[12]	11
Figure 2 – Taxas anuais de remuneração do setor elétrico (1974-1987) [13]	12
Figure 3 -Evolução da capacidade x consumo do SIN. Detalhe especial para o ano de 2001, ano do racionamento de carga [9].....	16
Figure 4 - Dados do BIG - Banco de Informação de Geração da ANEEL em out/13	21
Figure 5 – Modelo computacional do processo para geração da garantia física de usinas [24].	23
Figure 6 - comportamento histórico do PLD. Elaboração própria com dados da CCEE	24
Figure 7 - Fonte[14] - Princípios básico do mecanismo MRE.....	27
Figure 8- Disposição dos CCEARs de energia existente por leilão antes da implantação dos CCGF (em set12). Fonte: Elaboração própria com dados da AP 90/2012 da ANEEL. Unid.: MWm.....	28
Figure 9 - Disposição dos CCEARs de energia existente por vencimento antes da implantação dos CCGF (em set12). Fonte: Elaboração própria com dados da AP 90/2012 da ANEEL. Unid.: MWm.....	29
Figure 10 - Fonte: NT SRE/ANEEL 14/2013	33
Figure 11 - Ilustração do exemplo de estratégia dinâmica de contratação de energia de distribuidoras. Fonte: [5]	36
Figure 12 - ilustração da estratégia de contratação dinâmica. Fonte: [5].	38
Figure 13 – exemplo de diferença entre montantes "a contratar" de montantes “contratados”	43
Figure 14 – Metodologia de trabalho do Relatório Técnico ABRADÉE [17]. Metodologia criada pela PSR.....	71
Figure 15 – Previsão de carga de energia do SIN no Relatório Executivo do PEN ONS 2012/2016.....	75
Figure 16 – taxas de crescimento de demanda utilizadas.....	76
Figure 17 – 3 cenários dos 972 criados	77
Figure 18 - probabilidade de penalização ano-a-ano - Sensibilidade 1	82

Figure 19 - Histograma dos NCs - ano de 2016 – sensibilidade 1	83
Figure 20 - Curva de permanência dos NCs - ano de 2016 – sensibilidade 1	84
Figure 21 - Valor Presente do Custo de Penalidade da janela de medição 2013-2016 - sensibilidade 1	85
Figure 22 - Valor Presente do Custo de Penalidade por ano - sensibilidade 1	85
Figure 23 - Valor Presente dos Custos de penalidade por cenário - sensibilidade 1	86
Figure 24 – Sensibilidade 2: simulações com cotas e com o A-1 de 2012.....	88
Figure 25 - Premissa de cotas utilizada para a sensibilidade 3.....	89
Figure 26- Sensibilidade 3: simulações com cotas e sem o A-1 de 2012.....	90
Figure 27 - probabilidade de penalização ano-a-ano - Sensibilidade 3.1	91
Figure 28 - Histograma dos NCs - ano de 2016 – sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1	92
Figure 29 - Curva de permanência dos NCs - ano de 2016 – sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1	93
Figure 30 - Valor Presente do Custo de Penalidade da janela de medição 2013-2016 - sensibilidade 3.1	94
Figure 31 - Valor Presente do Custo de Subcontratação por ano - sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1	94
Figure 32 - Valor Presente do Custo de Sobrecontratação por ano - sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1	95
Figure 33 - probabilidade de penalização ano-a-ano - Sensibilidade 1 x Sensibilidade 3.4	96
Figure 34 - Curva de permanência dos NCs - ano de 2016 – sensibilidade 1 x Sensibilidade 3.4.....	97
Figure 35 - Valor Presente do Custo de Subcontratação por ano - sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1 x sensibilidade 3.4	97
Figure 36 - Valor Presente do Custo de Sobrecontratação por ano - sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1 x sensibilidade 3.4	98
Figure 37 - Percentual da participação de CCEARs de Energia Existente dentro do portfólio de contratos das distribuidoras em 2012 (antes da MP 579/12 e Angra I e II). Fonte: ABRADÉE	99

Figure 38 - % médio acumulado de participação de energia existente no portfólio de contrato das distribuidoras em 2012 (pré cotas). Fonte: ABRADÉE.....	100
Figure 39 - Sensibilidade 4: simulações com cotas e sem o A-1 de 2012 com 30% originalmente de CCEARs de energia existente	102

Lista de Tabelas

Table 1 - Abertura dos CCEARs de energia existente antes da implantação dos CCGFs por vendedor. Fonte: Elaboração própria com dados da AP 90/2012 da ANEEL	29
Table 2 - resultado das estratégias compra (i) cenário alto, (ii) cenário referência de (iii) cenário médio de crescimento de carga.....	37
Table 3- resultado da estratégia de contratação dinâmica	38
Table 4- Dados de entrada não preenchidos pelo Whats Best.....	60
Table 5 - Dados de entrada preenchidos pelo Whats Best	60
Table 6 - Valor das Penalidades por nó otimizadas pelo Whats Best	61
Table 7 - Valor Esperado da Penalidade otimizado pelo Whats Best	61
Table 8 - Níveis de Contratação finais do exemplo simplificado.....	62
Table 9 - Dados de contratos utilizados nas simulações. Fonte: Elaboração própria com dados do sítio virtual da ANEEL e CCEE.....	74
Table 10- Estrutura da árvore de demanda utilizada para as simulações. Fonte: Elaboração própria.....	76
Table 11 - Premissas de preços utilizados nas simulações.....	77
Table 12 - Premissa de VR utilizada para as simulações	78
Table 13 - Dados de CCGFs utilizados nas simulações. Fonte: Elaboração própria com dados da ReH 1410/2013 da ANEEL.....	79
Table 14 - resultados da sensibilidade 1	81
Table 15 - NCs médios na janela de medição 2013-2016	86
Table 16 - resultados da sensibilidade 2	88
Table 17 - Disposição CCEARs ee x Cotas para as sensibilidade 1 e 3.....	89
Table 18 - resultados da sensibilidade 3	90
Table 19- Disposição CCEARs ee x Cotas para a sensibilidade 4 (30% de energia existente na distribuidora virtual)	101
Table 20 - resultados da sensibilidade 4.....	102

1.Introdução

1.1. Atual momento da regulação de compra de energia elétrica no mercado regulado brasileiro

Os pilares da regulação do setor elétrico brasileiro, tal como conhecemos hoje, estão balizados no Decreto 5163/2004[1]. Tais pilares estão nos comandos regulatórios de que todos os agentes de distribuição e demais consumidores devem manter 100% de sua carga contratada, e na utilização dos instrumentos de gerenciamento de risco por parte dos distribuidores em prol da modicidade tarifária. Assim, tais agentes garantem segurança de suprimento, pois a expansão do sistema de geração e transmissão é estabelecido com 3 e 5 anos de antecedência através dos respectivos leilões A-3 (alternativo) e A-5 (principal) de energia nova.

Ao trazer segurança de suprimento tendo como pano de fundo a modicidade tarifária, tais definições regulatórias trazem um problema complexo para os gestores de compra de energia: Buscar a aversão às penalidades na contratação de energia. Como o modelo obriga uma declaração de necessidade de energia para o futuro, é dever dos agentes distribuidores obter a melhor previsão possível de sua demanda. Para tal, a regulamentação traz mecanismos na forma de penalização por contratações abaixo de 100% da carga (subcontratação) e para contratação acima de 5% da carga (sobrecontratação) [16]. Na prática, não se deve fazer uma declaração de necessidade de energia muito otimista (grandes montantes de energia) nem pessimista (pequenos montantes, ou zero), mas sim uma declaração ótima do ponto de vista da minimização de possíveis penalidades.

Apesar dos pilares trazidos por [1] continuarem mantidos até hoje, uma grande mudança regulatória ocorreu no final de 2012/início de 2013. O governo federal criou em setembro de 2012 a MP 579[2], posteriormente convertida em Lei 12.783 de 2013 [3], que versava sobre a renovação das concessões de geração e transmissão. Os CCEARs de energia existente dos geradores com concessões a vencer que aceitassem a renovação automática

(sem necessidade de nova licitação) das concessões seriam transformados em Cotas de garantia física contratadas exclusivamente no ACR. Os CCEARs de energia existente tem uma excepcional característica para as distribuidoras frente ao gerenciamento do risco de compra de energia: eles podem ser reduzidos 1 vez por ano em até 4% do montante originalmente contratado. Os novos contratos de Cota de garantia física não. Assim, as distribuidoras perderam um importante mecanismo para a mitigação dos seus riscos na contratação de energia. Por conta das cotas, o risco de uma distribuidora sofrer penalidades por subcontratação e/ou sobrecontratação tornava-se muito maior (risco M) do que quando foram elaboradas as bases do atual modelo (risco M0)[1]. Caso alguma mudança regulatória adicional não fosse implementada para fazer frente ao efeito colateral das cotas, as distribuidoras teriam que valorar tal risco aumentando de alguma maneira sua tarifa repassada ao consumidor, tornando provavelmente o seu custo de serviço mais caro.

Entretanto, graças à mobilização da ABRADDEE – Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia elétrica, foi elaborado um estudo utilizando um modelo computacional de estratégia de contratação de energia no ACR já conhecido do setor (modelo ESTD – estratégia de contratação das distribuidoras – desenvolvido pela Consultoria PSR) que indicava que para manter o nível de risco das penalidades de subcontratação/sobrecontratação antes da implementação das cotas de garantia física, seria necessário alterar o % de sobrecontratação de repasse autorizado pelas distribuidoras (naquele momento o percentual de repasse de sobrecontratação autorizado era 3%). Após tal estudo ter sido apresentado ao MME no final de 2012, em 07/03/13 é alterado o decreto 5163/2004[1], aumentando o % de repasse de custos de compra de energia em sobrecontratação de 3 para 5% da carga contratada, voltando assim o risco atual M a estar no mesmo nível de risco M0 antes da implementação das cotas (risco $M \approx M0$), conforme o estudo atestava.

1.2. Objetivos da dissertação

O objetivo desta dissertação é ilustrar qualitativamente e quantitativamente a recente mudança regulatória nas regras de repasse dos custos de compra de energia de distribuidoras. Para tal, será elaborado um modelo de otimização estocástico que funciona de maneira semelhante (porém simplificada) ao programa EST-D. O modelo criado (da mesma maneira que o EST-D) indica, com o auxílio de uma árvore de possibilidades de demandas futuras, as decisões ótimas de contratação disponíveis aos distribuidores, sempre no sentido de minimizar as penalidades regulatórias. No sentido de representar a estrutura desequilibrada por conta da implementação das cotas, a distribuidora que simularemos, tal qual o estudo apresentado pela ABRADÉE ao MME, será uma distribuidora “virtual”, que representa a soma dos contratos e das demandas de todas as distribuidoras do SIN.

1.3. Pesquisa Bibliográfica

O problema analisado nessa dissertação é de certa maneira fruto da recente desestatização dos mercados de energia iniciados na década de 1990, onde riscos financeiros inerentes do negócio são alocados para os empreendedores que detêm a concessão da atividade econômica. O problema da estratégia de contratação de energia ótima de uma distribuidora no ACR nada mais é do que um problema de gestão de risco que utiliza métodos de apoio à decisão. Assim podemos citar várias referências na área de energia além do tema central deste trabalho que trata de decisões ótimas no ACR, como por exemplo a gestão de risco na comercialização de energia de geradores e comercializadores no mercado livre de energia brasileiro, além de problemas de despacho ótimo no parque hidrotérmico brasileiro.

Inicialmente podemos citar uma referência recente na área de comercialização de energia no ACL. Trata-se de um trabalho que usa modelagem estocástica semelhante a que será utilizada nessa dissertação, entretanto evidentemente com outros fins e outro método para a resolução matemática do problema. Em [28] é criada uma estratégia de comercialização para um portfólio de PCHs via modelo de otimização estocástica através da criação de uma árvore de possíveis cenários que utilizam como dados de entrada estocásticos (i)PLD, (ii)

geração total das UHEs participantes do MRE e (iii) geração individual das PCHs que fazem parte do portfólio da empresa. Assim é criada uma estratégia ótima de contratação de energia no ACL visando maximizar o retorno financeiro da empresa seja vendendo energia à PLD no MCP ou através de contratos bilaterais firmados. O horizonte de simulação é de 2 anos, discretizado mensalmente. Devido a criação de um numero muito grande de cenários por conta de tal horizonte de simulação, tal árvore de possibilidades dos dados de entrada é processada pelo modelo de otimização através de técnicas de poda da árvore de cenários, mais especificamente a PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica), no qual técnicas de amostragem selecionam subconjuntos do problema para buscar uma solução de boa qualidade.

Ainda comentando sobre trabalhos fora do âmbito de contratação de energia no ACR, mas que utilizam métodos de apoio a decisão para gestão de risco, podemos mencionar a abordagem atual do planejamento da operação hidrotérmica do parque de geração brasileiro. Em [31] detalha-se o modo de operação do modelo computacional NEWAVE que cria uma estratégia de operação futura do parque gerador utilizada pelo ONS de até 20 anos discretizada mensalmente. A função objetivo deste problema busca minimizar o valor esperado do custo total de operação do sistema. Os dados de entrada são previsão de cenários hidrológicos futuros, projeção da demanda a ser atendida, e condição de disponibilidade do sistema de transmissão e geração. Os dados de saída são o despacho ótimo do parque gerador, decisões de vertimento ou armazenamento dos reservatórios de hidrelétricas e o valor do Custo Marginal de Operação (CMO). Devido a grande quantidade de dados de entrada e ao extenso horizonte de simulação, também é utilizado a técnica do PDDE para selecionar amostras da árvore estocástica das variáveis do problema para encontrar a solução ótima.

Voltando ao tema de estratégia de comercialização no ACR podemos citar por ordem cronológica a evolução dos trabalhos no âmbito da contratação de energia. Na dissertação de mestrado [29] realizada em 2004, foi estudado as possíveis tomadas de decisão de uma distribuidora a partir do arcabouço regulatório criado em 2004 através da análise da empresa estar exposta a penalidades por conta do risco da realização de seu mercado ser

diferente do projetado na época da contratação de energia(realizada com antecedência de 3 e 5 anos). Partindo de premissas determinísticas de contratação, são gerados através de simulação de Monte Carlo cenários de realização da demanda, preços de leilões e PLDs com probabilidades associadas. Com base nessas variáveis apresentadas o risco da distribuidora de ficar subcontratada ou sobrecontratada é analisado através das probabilidades atribuídas para os cenários gerados.

No artigo de 2006 [30] a estratégia de compra de energia de uma distribuidora é orientada através de uma função objetivo que minimiza o somatório do custo da compra de energia, possíveis penalizações por sobrecontratação, subcontratação e perda de repasse por contratação de energia existente abaixo do limite regulatório. Entretanto, para a abordagem da solução do problema são utilizados algoritmos genéticos para chegar a solução ótima. O estudo de caso deste trabalho é feito com objetivo de simular com o modelo criado os mesmos resultados em leilões de compra de energia performados pela distribuidora COPEL. Vale observar que é feita a abordagem do problema com variáveis de entrada determinísticas.

Já em [5] (e em seu artigo técnico proposto ao SNPTEE [6]) temos, tanto como em [30], o problema de estratégia de contratação de energia de uma distribuidora formulado como um problema de otimização. Entretanto, em [5] tal problema é modelado como um problema de otimização linear estocástico multi-estágio através da modelagem em “árvore” da incerteza das demandas futuras de um determinada distribuidora. O método de solução utiliza um único problema de programação linear aplicado a uma função multiobjetivo que visa minimizar (i)o valor presente das penalidades esperadas de uma distribuidora frente a regulamentação de compra de energia e o (ii)valor presente do custo desta energia comprada em seu mercado ao longo de um horizonte de 10 anos de simulação. Todos os cenários são percorridos pela otimização para a busca da solução ótima. Dados de PLDs e preço dos contratos são determinísticos.

Importante frisar que a modelagem da função objetivo trouxe ainda a figura de uma variável λ de aversão ao risco, que pesa se o objetivo da simulação é dar mais importância à

redução das penalidades(CP – Custo da penalidade) ou à redução do custo de compra de energia (CE).

No ano de 2007 temos a dissertação de mestrado de [7] onde é proposto um modelo de curto prazo (horizonte de 1 ano) de estratégia de compra de uma distribuidora que minimiza suas possíveis penalidades futuras, além da imposição de contratação de 10% de seu lastro via contratos de Geração Distribuída de fontes eólica e térmica (cogeração). Dado o cenário de curto prazo, as demais ferramentas para a contratação total do lastro são os leilões de ajuste e compras no mercado spot. Este último instrumento traz como consequência a penalidade por subcontratação, emulada novamente conforme as regras vigentes do setor elétrico à época do estudo. A imposição de 10% de compra somente de geração distribuída fez-se no sentido de utilizar uma possibilidade regulatória para difundir a demanda por energia vinda de geração distribuída.

Para supor o crescimento de carga da distribuidora e a geração eólica dos contratos de Geração Distribuída ao longo do ano de estudo foi utilizada lógica Fuzzy através de funções de pertinência. A inovação está em, dado a natureza incerta destas duas grandezas, a abordagem não em cenários probabilísticos, mas em funções de pertinência que se baseiam na experiência de ocorrência dessas grandezas.

Em [8] temos a mesma modelagem do problema de compra ótima de uma distribuidora como estocástico multiestágio observado em [5], com a suposição estocástica do comportamento da demanda e comportamento determinístico para os demais dados de entrada (PLD e preço dos contratos). A solução ótima também é encontrada através de um único problema de programação linear que leva em conta todos os cenários da árvore de possibilidades de demanda. Entretanto, a inovação deste trabalho está em adicionar a função objetivo equações de minimização dos custos de compra de energia de uma comercializadora, com o objetivo de obter uma gestão integrada de empresas atuantes na comercialização de energia que possuem o mesmo acionista controlador.

Em [27] temos uma inovação quanto a resolução do problema de compra ótima de uma distribuidora de energia. Primeiramente vale observar que este trabalho utiliza além de

dados de entrada estocásticos de demanda, são também utilizados dados estocásticos de PLD. Através de sensibilidades é observado que o resultado final da estratégia de compra é muito mais sutil aos dados de entrada de demanda do que de PLD. Entretanto é observado que o PLD estaria mais associado a intensidade das penalizações, enquanto a demanda é a variável determinante em informar se ocorrerão penalizações ou não para determinados cenários.

É utilizado também neste trabalho a técnica de *Progressive Hedging*(PH) para a resolução do problema de compra ótima da distribuidora, através da divisão dos possíveis cenários de realização da árvore de demanda e PLD do problema original em subproblemas no sentido de diminuir o esforço computacional. Tal prática torna-se útil na medida de permitir uma árvore de demanda com quantidade maior de cenários, que permitem realizar assim previsões de crescimento da demanda de maneira mais robusta e ao mesmo tempo tornar possível a resolução do problema em tempo computacional adequado. É atestado o sucesso da modelagem em PH através da comparação dos resultados de determinado caso hipotético contra um caso em que a otimização percorre todos os cenários da árvore de demandas e PLDs possíveis. Utilizando tal técnica de PH são realizados demais casos hipotéticos que detalham a política de contratação de uma distribuidora, como a já observada tendência a realizar hedge com a sobrecontratação de energia no sentido de estar preparado para futuros cenários de altas do crescimento da demanda.

1.4. Estrutura da dissertação

No capítulo 1 foi apresentada uma introdução do trabalho, através da explicação do problema de compra de energia de uma distribuidora, uma pesquisa bibliográfica sobre o tema e o objetivo a alcançar com esta dissertação. No capítulo 2 temos uma descrição do (i) processo de comercialização de energia com um histórico sobre o tema, (ii) as consequências que a lógica da operação do sistema elétrico brasileiro traz para a comercialização de energia, a (iii) descrição das modalidades de contratação de energia em

um sistema hidrotérmico e (iv) as recentes mudanças regulatórias ocorridas no final do ano de 2012, com seus rebatimentos na compra de energia das distribuidoras.

No capítulo 3 temos a apresentação do modelo matemático utilizado para criar uma estratégia de compra de energia no ACR. No capítulo 4 temos a apresentação dos dados de entrada e premissas utilizadas bem como descrição das sensibilidades utilizadas no estudo de caso, e finalizando o capítulo 5 com as conclusões deste trabalho e sugestões de possíveis trabalhos futuros.

2.A atividade de comercialização de energia

2.1. Histórico da comercialização de energia (pré modelo 2004)

A geração de energia trata-se de uma atividade historicamente recente (teve início por volta do final do século XIX nos EUA através de nomes como Thomas Edison e George Westinghouse, ou seja, pouco mais de 100 anos) no desenvolvimento do bem estar humano, da qual sua essência técnica de produção e transmissão ainda é mantida através do engenhoso emprego de leis físicas de fenômenos eletromagnéticos. Entretanto, do ponto de vista econômico, a comercialização de energia passou por inúmeras praticas, às vezes confundindo-se com a evolução da regulação da atividade economia das chamadas indústrias de redes. Na verdade até os dias atuais, pelo menos no caso brasileiro, estamos a cada ano aprimorando nossas regras e mecanismos comerciais, para que possibilitem cada vez mais uma atividade rentável a novos empreendedores, e também uma atividade econômica que garanta a seus usuários modicidade tarifária e segurança de suprimento.

No início da descoberta da geração e transmissão de energia, a atividade de comercialização se restringia a pequenas ilhas elétricas, onde as empresas desenvolvedoras evoluíam conforme o crescimento da comunidade em que estivessem localizadas. Dada a ausência de regulação e a falta de fiscalização [8], inúmeros conflitos ocorreram até que tal atividade acaba sendo observada com interesse pelo Estado, no sentido de legislar sobre o assunto para garantir o interesse e bem-estar geral de suas comunidades. Podemos citar como exemplo de lei no país inventor da eletricidade, Estados Unidos, através do ***Public Utility Holding Company Act – PUHCA***, datado do ano de 1935.

No Brasil a primeira mostra do uso comercial da energia elétrica ocorre em 1858 na inauguração da Estrada de Ferro Central do Brasil, durante o período do Império (Pedro II), através de iluminação elétrica ao longo de seu percurso. Para a distribuição da energia em

larga escala, empresas majoritariamente privadas, como a Canadense Light e a norte-americana Amforp atuavam no Brasil explorando a atividade econômica, sem nenhuma legislação brasileira específica[9].

A primeira legislação brasileira sobre o tema é o chamado código de águas (Dec. nº 24.643/34), que passa a outorga do uso de água para o Estado. Assim, o Estado tomou para si a criação de usinas hidroelétricas. As empresas estatais CHESF (criada em 1945) e Furnas (criada em 1947) são criadas para explorar o potencial hidroelétrico nacional. Em 1952 o BNDES é criado, sendo posteriormente designado gestor do FFE (Fundo Federal de Eletrificação) e do IUEE (Imposto único de energia elétrica), ambos criados pela lei 2308/1954. Tais instrumentos de arrecadação do governo são essenciais para fomentar a expansão do sistema elétrico brasileiro. Em 1962 é criada a ELETROBRAS com o objetivo de gerenciar o planejamento e financiamento da expansão do sistema.

O regime regulatório de remuneração do setor de energia elétrica que vigorou durante o período citado acima foi o regime de remuneração pelo custo, ou seja, as empresas tinham uma taxa de remuneração fixa, e todos os custos para o desenvolvimento da atividade são repassados à tarifa praticada pelo empreendedor.

Apesar das altas taxas de crescimento, tal modelo de regulação pelo custo não trazia a necessidade de eficiência para as empresas estatais. Tal fato foi piorado, por conta da política governamental de equalização de tarifas na década de 70. Através dessa política foi criada uma conta chamada a Reserva Global de Garantia (RGG) [11], Tal conta (administrada pela Eletrobras) recebia dinheiro de empresas superaviárias do setor de energia para compensar déficits de empresas mal administradas (deficitárias). Ou seja, uma empresa eficiente que conseguia ter um menor custo para o pleno desenvolvimento de suas tarefas era obrigada a ceder recursos econômicos, de tal modo que uma empresa mal gerida pudesse artificialmente abaixar sua tarifa de serviço. Assim, simplesmente não havia sinalização nenhuma para uma empresa buscar práticas mais eficientes.

Com tal cenário de péssimas práticas empresariais, o setor elétrico adentrou a década de 80. Devido a crises internacionais junto a um grande cenário de inflação nacional, o modelo vigente do setor elétrico começa a também entrar em crise. Tal crise é ainda agravada por conta da utilização das tarifas de energia elétrica pelo governo como política monetária, ou

seja, as concessionárias tinham uma remuneração na tarifa artificial, subestimada em relação aos seus gastos.

Investimentos Históricos no Setor de Energia Elétrica – 1980-1997

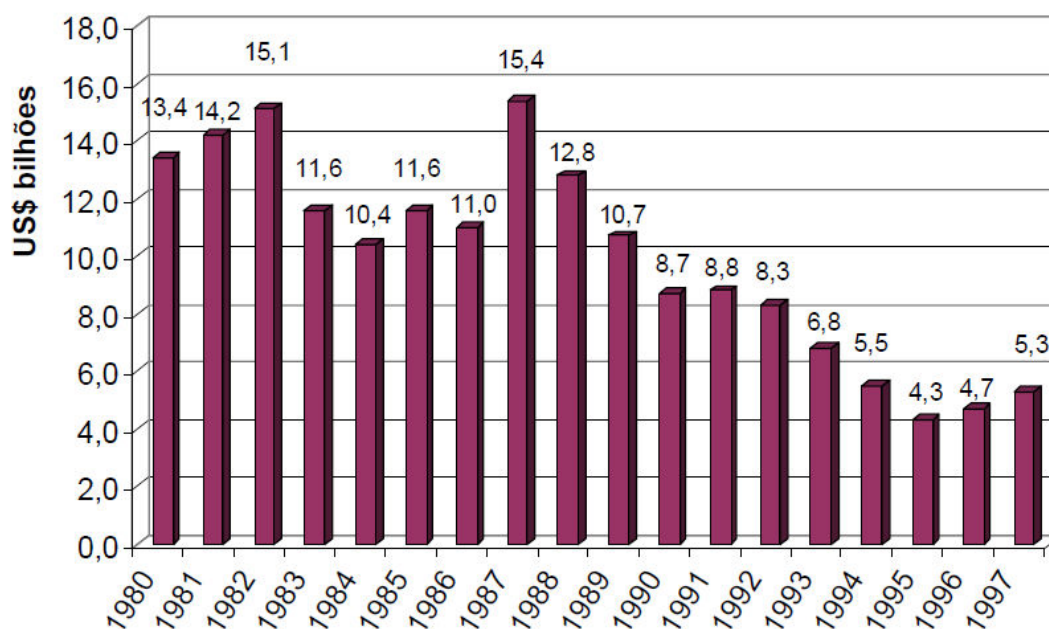


Figure 1 – Investimentos históricos no setor de energia elétrica[12]

Uma das características mais marcantes do setor elétrico é a necessidade de intenso planejamento, para que subidas de demanda sejam acompanhadas pelo respectivo aumento da oferta. Isso se deve por conta do período de maturação dos projetos de geração, que chegam a durar de 3 a 5 anos, representando assim grande inércia para o correto emparelhamento da oferta (criação de novas usinas e linhas de transmissão) frente à demanda (fruto do crescimento econômico demandado por vários setores da economia via consumo de energia elétrica).

Taxas Anuais de Remuneração do Setor Elétrico (1974-1987)

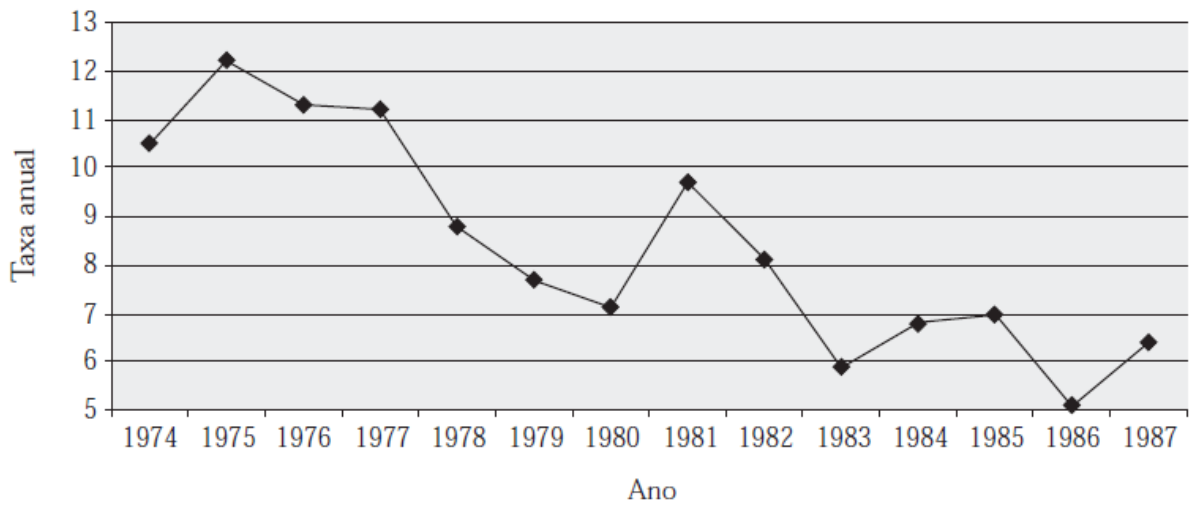


Figure 2 – Taxas anuais de remuneração do setor elétrico (1974-1987) [13]

Dada a deterioração do setor elétrico ao longo da década de 80, o setor entra na década de 90 sem os devidos investimentos necessários para suportar altos níveis de crescimento econômico. Ou seja, o modelo estatal vigente não conseguiu manter seu ótimo desempenho ocorrido no início de sua atividade. Por conta desses fatores surge um questionamento do papel do Estado como única fonte provedora de investimento. Tal momento coincidiu com um novo pensamento econômico em âmbito mundial. Um pensamento que via a necessidade de retirar justamente a presença do Estado de determinados setores da economia, de tal maneira a abrir espaço para a iniciativa privada, este sim o suposto verdadeiro motor do crescimento econômico eficiente. Por conta de uma dinâmica natural, o mercado buscava sua estabilidade, liberando do Estado o papel de fomentador do desenvolvimento. Tais ideias de desvencilhamento do Estado, ou de liberalismo econômico, surgiram com mais força nos EUA e na Inglaterra. Podemos citar como ideais dessa forma de pensamento as diretrizes presentes no Consenso de Washington[12]:

- **privatização acelerada das empresas estatais**, acentuadamente aquelas de caráter estratégico (como telecomunicações e **energia**);
- reformas constitucionais, especialmente fiscais e tributárias, para redução dos custos impostos aos capitais privados;
- **desregulamentação da vida econômica em todas as instâncias**;

- redução dos investimentos do Estado em políticas públicas básicas;
- reforma do Estado e redução do funcionalismo, visando a: redução dos gastos gerais de custeio na máquina, redução dos gastos com a dívida interna, conseqüente queda da taxa de juros e elevação da qualidade dos serviços públicos.

Estaria aí a resposta para o enfrentamento da crise que assolou o mundo na década de 80. Assim, grande parte dos governos da época, bem como importantes formadores de opinião visualizavam a necessidade de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro.

Podemos identificar como primeira legislação visando a desestatização do setor a Lei 8.031/1990, que era a base do Plano Nacional de Desestatização, a qual habilita as empresas estatais para tal processo.

Temos também outra lei historicamente importante, como a Lei “Eliseu Resende” (8.631/1993). Tal lei tinha como principais objetivos:

- (i) o fim da equalização tarifária: cada distribuidora possuirá como tarifa seu real custo de manutenção e
- (ii) o fim da conta gráfica que permitia a capilaridade entre as empresas. Tal lei tornou obrigatório ainda contratos de suprimento entre geradores e distribuidores.

Tal lei traz um choque de realidade para as empresas do setor, com o aparecimento do custo verdadeiro de produção de cada área de concessão, bem como o fim da manutenção de empresas mal geridas através de empresas economicamente rentáveis. Entretanto, o modelo ainda precisava de mais. Novo arcabouço regulatório viria ainda através de nova regulamentação. Podemos citar assim:

1. Lei nº 8987/95, chamada também de Lei Geral das concessões, que instituiu direitos e deveres de concessionários, substituiu o regime de Custo pelo regime de Preço e criação de reajustes e revisões tarifárias

para concessões e permissões de serviço público, no sentido de preservar o equilíbrio econômico-financeiro [9].

2. Lei nº 9074/95, que estabeleceu normas para outorga e concessão de prorrogações e permissões de serviço público, e a criação de PIE (Produtores Independentes de energia) e Consumidores Livres. Tal lei é emblemática, pois caracteriza agentes privados dentro do setor de energia;
3. Lei nº 9427/96, que cria a ANEEL;
4. Lei nº 9.648/98 que (a) cria o ONS e habilita a criação do MAE através de um acordo de mercado assinado entre os agentes do setor e (b) estabelece a livre negociação de compra e venda de energia entre os agentes do mercado (concessionários, permissionários e autorizados);

Com o advento desse conjunto de leis citadas acima, temos já ao longo da década de 90 uma estrutura bem diferente da vigente anteriormente. No item (1) acima temos uma mudança do regime tarifário: saí o regime de custo e entra o regime de preço. Ou seja, não existe mais a garantia fixa de remuneração e o simples repasse dos custos. Os repasses para as distribuidoras ocorrem a partir de preços-teto. Caso a empresa ultrapasse os tetos estipulados regulatoriamente, ela perde sua remuneração. Assim o resultado dos acionistas depende diretamente da boa gestão de seus executivos.

No item (2) acima temos importantes pontos também, como a definição de prazo de concessão, fato que modela o valor de determinada concessão para um possível investidor, criando assim condições para possibilitar futuras privatizações. Temos também a criação da classe dos Produtores Independentes de energia, agentes que empreendem no setor elétrico por sua própria conta e risco. Criação também do consumidor livre, possibilitando a grandes consumidores saírem do mercado cativo da distribuidora. Tais medidas possibilitam a criação de um mercado livre de energia, sem amarras estatais.

Finalmente nos itens (3) e (4a) acima temos os novos agentes do setor que permitiram a convivência e iteração dos demais agentes privados no mercado. Através da ANEEL e do ONS o papel do Estado fica modelado neste novo arcabouço regulatório por uma agência reguladora, com o principal de objetivo de regular a ação dos agentes privados. Temos também a criação de um Operador independente, para a gestão operacional interligada dessas empresas no setor, com o objetivo de otimizar o despacho hidrotérmico do SIN, e o Mercado Atacadista de Energia, que seria responsável pelo registro de todos os contratos de compra/venda de energia, e pela manutenção de um mercado spot. A criação dessas empresas retira o papel do mais importante agente estatal fomentador do desenvolvimento durante o regime anterior, a Eletrobras. Ainda no item (4b), com a possibilidade de livre comercialização ente os agentes, é dada a base para o início do mercado livre. Neste novo modelo, o custo marginal de curto prazo seria o vetor de indução da expansão do sistema. Tal preço muito alto induziria os agentes privados a firmarem contratos de longo prazo de forma a se protegerem do PLD, induzindo assim a expansão do sistema. Preços baixos de PLD não indicariam a necessidade de expansão.

Podemos citar também como programa de governo para a desestatização o PEPE (Programa de Estímulo as Privatizações Estaduais), criado em 1997 pelo BNDES, que tinha como objetivo facilitar a privatização das distribuidoras estaduais. Para tal, o BNDES antecipava as receitas que seriam obtidas dos processos de privatização para os Estados [9]. Várias distribuidoras foram privatizadas por conta do plano, tais como: Light, CPFL, RGE, AES SUL, COELBA, COSERN, COELCE, entre outras.

Vale salientar que a maioria dessas medidas surgiram tendo como plano de fundo o Projeto RE-SEB (Reestruturação do setor elétrico brasileiro – durou de 1996 até 1998). Tal projeto foi fruto da contratação da consultoria Coopers & Lybrand com alguns técnicos do setor.

Entretanto as bases desse novo modelo não induziram uma política de modicidade tarifária pelos agentes nem a necessária expansão do sistema. A falta de modicidade tarifária pode ser explicada pela autorização das empresas em praticarem self-dealing, ou seja, geradoras vendiam energia para distribuidoras do mesmo grupo econômico. Quanto a necessária

expansão do sistema, podemos analisar o gráfico abaixo, que indica que até o ano de 2000 o crescimento do consumo de energia era maior do que da capacidade instalada:

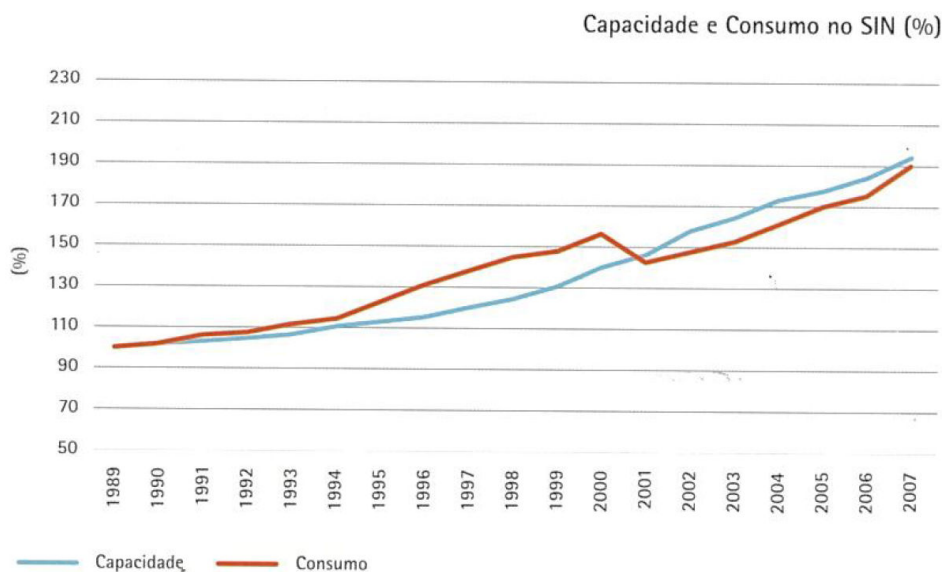


Figure 3 -Evolução da capacidade x consumo do SIN. Detalhe especial para o ano de 2001, ano do racionamento de carga [9]

Conforme o gráfico detalhado acima, no ano de 2001 houve racionamento de 20% da carga do SIN. Tal racionamento vigorou de março de 2001 até fevereiro de 2002. Podemos sim afirmar que o cenário hidrológico extremamente desfavorável teve seu peso, entretanto, numa análise do Relatório Kelman, datado de 2001 (Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica – comissão criada por decreto presidencial no sentido de identificar as causas do racionamento) pode-se concluir que o sistema já enfrentava desequilíbrio, especialmente a partir de 1999.

As causas apontadas pelo relatório foram o atraso da entrada em operação de obras de geração e transmissão, bem como a ausência de novos empreendimentos. A demanda cresceu de acordo com as expectativas, mas não houve o necessário aumento da oferta. Foi identificado também o superdimensionamento da garantia física que respaldava os contratos iniciais justamente a partir de 1999. Mais: Tais contratos iniciais cobriam praticamente 100% do requisito das distribuidoras no período de 1999 à 2001, não havendo assim sinal econômico para a contratação adicional.

Podemos dizer ainda que do ponto de vista estrutural existiam falhas na regulamentação, pois na época exigia-se apenas 85% da carga da distribuidora com contratos de longo prazo. O restante poderia ser contratado no mercado de curto prazo. E dado que um mercado de curto prazo de um sistema hidrotérmico tem em 80% do tempo preços baixos [13] por conta de cenários hidrológicos favoráveis, as distribuidoras preferiam não contratar CCEARs para comprar a energia necessária barata no spot. Outro ponto frágil foi a falta de base regulamentar para contratação de térmicas no setor. Devido ao preço desta fonte ser alto, as distribuidoras não contratavam por conta dos limites de repasse estipulados pelo governo [8].

A economia brasileira foi duramente afetada por conta do acontecido, através de crescimento de somente 1,31% do PIB em 2001 (o PIB industrial decresceu no período) contra 4,36% ocorrido em 2000 [9]. Por conta dos valores de PLD altos, houve inadimplência no mercado de curto prazo do MAE. Através de liminares judiciais impetradas pelos agentes, as liquidações foram suspensas. As operações do mercado de curto prazo só se normalizaram a partir de 2003.

2.2. Comercialização na atualidade (pós modelo 2004)

Através do aprendizado vivenciado ao longo do modelo anterior, especialmente a crise de fornecimento de energia, o Estado Brasileiro viu a necessidade de atualizar o modelo vigente no sentido de aperfeiçoar as inconsistências observadas. Assim, com base regulamentar no decreto presidencial 5163/2004, o novo modelo tem como pilares a (i) modicidade tarifárias e (ii) a segurança de suprimento.

Inicialmente são criados 2 ambientes de comercialização de energia: O ambiente de contratação livre e o ambiente de contratação regulado. No ambiente de contratação livre temos a negociação de energia entre geradores, comercializadores e consumidores livres não regulamentada, ou seja, critérios de preço e duração de contrato são negociados bilateralmente. No ambiente regulado temos essencialmente a comercialização restrita entre geradores e distribuidores, sempre através de licitações públicas. No ACR temos o motor

da expansão e da modicidade tarifária. As distribuidoras declaram regularmente suas necessidades de compra de energia para o futuro que devem ser supridas por energia nova(para 3 e 5 anos a frente). De posse dessas necessidades, a EPE habilita os vendedores para a participação num leilão de suprimento de energia, sempre em consonância com os planos decenais de energia (premissas fornecidas pelo MME), onde são escolhidas as fontes de energia para o planejamento da expansão. Os leilões têm seus vencedores eleitos através do menor preço (o critério é o ICB de cada usina). A venda e a compra de energia são pulverizados entre os vendedores e compradores, de forma a propiciar a igualdade de resultado entre os participantes compradores (todos os vendedores assinam CCEARs com todos os compradores) proporcionalmente a energia declarada por cada distribuidora.

Para os agentes consumidores e distribuidores, é exigida 100% de contratação de sua carga, de tal maneira a fomentar a necessidade de construção de novas usinas. Toda energia contratada também deve apresentar um lastro físico, evitando assim contratos puramente financeiros. Também foi efetuada a divisão entre a energia velha e a energia nova para a participação dos leilões. Tal divisão ocorre pelo fato de que o preço de empreendimentos de energia nova contem despesas com custos financeiros, oriundos de empréstimos tomados junto aos bancos para realizar o *Project Finance* de modo a viabilizar o projeto. Já leilões de energia existente usualmente já tem eventuais custos financeiros pagos, ou seja, o preço da energia existente é mais barato que o preço da energia nova. Assim, caso não fosse implementada tal divisão, poderia ocorrer da energia existente tornar-se mais competitiva em leilões por menor preço que a energia nova e assim, muitas usinas poderiam deixar de serem construídas, prejudicando a expansão do sistema. Desta maneira, a lógica dos leilões é: Leilões de energia nova são os responsáveis pela expansão do suprimento da demanda e leilões de energia existente apenas recontratam seus montantes de energia por conta do vencimento de seus contratos.

Para obrigar as distribuidoras a manter sua compra eficiente, ou seja, comprar a quantidade adequada pelo menor preço, são estipuladas penalidades de sobre e subcontratação. Subcontratação para evitar condições de falta de oferta e Sobrecontratação para evitar o excesso desnecessário de oferta, fato que oneraria sem necessidade os consumidores.

2.3. CCEARs no Sistema Hidrotérmico Brasileiro

2.3.1. Medição, Contabilização e Liquidação de energia no mercado Spot

Desde as mudanças implementadas no SEB inicialmente a partir da década de 90, como (i) a desverticalização das empresas do setor elétrico, especialmente a separação da geração da transmissão de energia e (ii) a criação de um mercado spot de energia, podemos afirmar que a energia elétrica caminhou alguns passos no sentido de tornar-se um commodity, no sentido de dar mais liquidez ao produto energia elétrica. Entretanto, a energia ainda mantém suas especificidades, como por exemplo a impossibilidade de estocá-la em grandes quantidades. Quanto à liquidez, apesar da energia elétrica no mercado brasileiro desde a década de 90 até hoje poder ser apresentada num mercado de curto prazo, sua liquidação depende de um processo de contabilização e liquidação por parte da CCEE, ou seja, não é possível vender energia e transformá-la em dinheiro instantaneamente.

Negociações de compra ou venda de energia tem seus termos reproduzidos em contratos, onde estão dispostos montante de MWh (ou MWm) negociado, potência associada, preço, prazo de fornecimento e a usina que dá lastro físico a energia negociada. Todos os contratos devem ser registrados na CCEE. Atualmente ela tem a responsabilidade e alçada para vetar registros de contratos que ela identifique como sem respaldo físico, evitando assim possíveis inadimplências na liquidação financeira. Além de um mercado de curto prazo, onde é possível adquirir energia como um commodity, tal mercado também funciona como um mercado de liquidação de diferenças, onde tais diferenças (comprar ou vender no spot) são liquidadas ao PLD. O preço spot é resultado de uma cadeia de modelos matemáticos que simulam a operação do sistema. O ONS calcula inicialmente o CMO (Custo marginal de operação), que representa o custo para se produzir adicionalmente 1 MWh de demanda para a atual capacidade instalada. Tal valor é resultado da operação ótima a ser implementada ao SIN. Adicionalmente, com o mesmo deck de dados (salvo pequenas alterações), a CCEE calcula o PLD, que representa também o custo adicional para produzir 1 MWh a mais de energia para alimentar a demanda, entretanto esse valor criado

apresenta valores máximos e mínimos limitados pela ANEEL através de resoluções. O valor do PLD é largamente utilizado nas transações bilaterais do mercado livre.

Todos os agentes tem um balanço energético frente ao mercado de curto prazo. Como a previsão da quantidade de energia a consumir é de difícil assertividade, e como a decisão de gerar não é do dono da usina, podem ocorrer sobras ou déficits fictícios (comerciais) no balanço recurso x requisito. As comparações no MCP são entre:

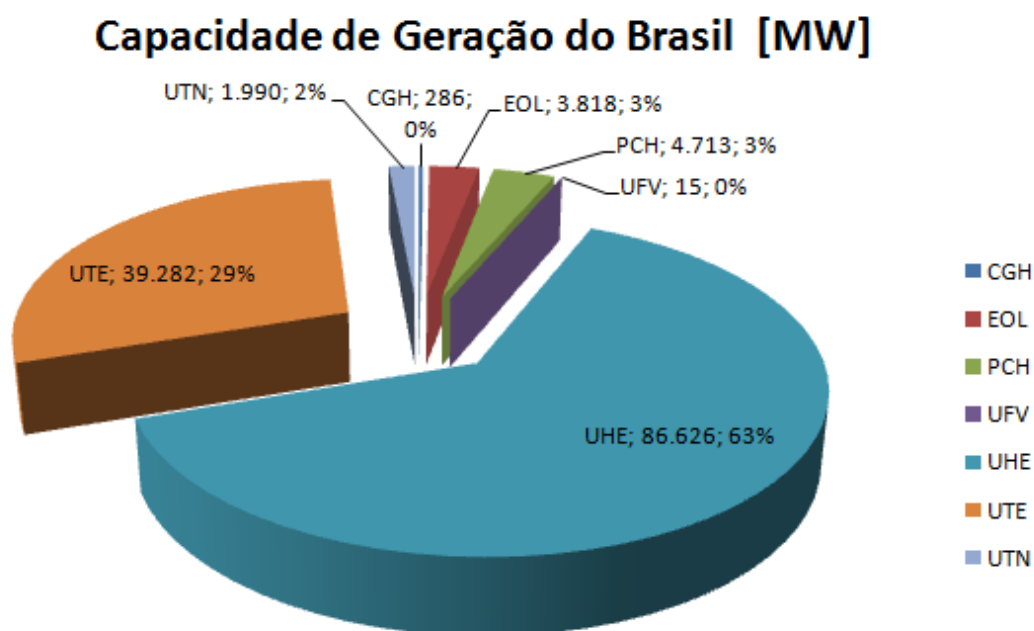
- Geradores: Geração contabilizada final de ativos de geração (recurso) x Contratos de venda (requisito);
- Comercializadores: Contratos de compra (recurso) x Contratos de venda (requisito);
- Distribuidores e consumidores livres/especiais: Contratos de compra (recurso) x consumo da carga (requisito);

Vale observar que como não existem sobras de energia física, toda a energia gerada será consumida, e toda energia consumida foi gerada. Ou seja, caso um consumidor livre tenha apenas 90% de sua carga contratada através de contratos registrados na CCEE, ela terá os demais 10% contratados automaticamente no MCP. Entretanto tal consumidor pode ter potencialmente o risco de sofrer alguma penalidade por falta de lastro de energia ou potência.

As liquidações da CCEE são mensais, ou seja, durante um mês é realizada a medição de todos os pontos de consumo, contabilização dos recursos e requisitos de cada agente que participa do MCP, e realizada a liquidação para o fechamento do mercado. A regulamentação está sempre sendo aperfeiçoada de modo garantir ao longo das liquidações 100% de adimplência do mercado spot.

2.3.2. Conceito de garantia física

O Brasil possui 71% de sua energia de fonte hidrelétrica, além de deter um potencial hidroelétrico de 260 GW [23] para os próximos anos. Assim a operação do SEB baseia-se majoritariamente na operação de Hidroelétricas. Ocorre que temos também outras fontes complementares: num patamar superior a energia termelétrica, e num patamar inferior as usinas Eólicas e térmicas não despacháveis.



Legenda	
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
EOL	Central Geradora Eólica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

Figure 4 - Dados do BIG - Banco de Informação de Geração da ANEEL em jul/14

Ao contrário de grandes sistemas elétricos de potência que funcionam com uma base preponderante de termelétricas, o sistema elétrico brasileiro funciona utilizando ao mesmo

tempo UHEs e UTEs despacháveis. A diferença básica entre as duas é que o insumo da UHE vem de uma fonte de difícil previsão: a hidrologia. Para mover as turbinas de UHEs, é preciso que seu reservatório esteja cheio de tal maneira que as comportas quando abertas gerem uma vazão que consiga mover o rotor do gerador, energia cinética essa que será utilizada para a geração de energia. No caso da maioria das UTEs a flexibilidade de despacho é plena, pois basta adicionar o combustível (óleo combustível, gás, carvão, entre outros) para que com sua queima seja acionada uma turbina ligada ao rotor do gerador para a geração de energia. Temos então uma grande diferença quando quantificamos a capacidade energética de sistemas puramente termelétrico contra a capacidade energética de sistemas hidrotérmicos (como o SEB). Para sistemas puramente termelétricos a capacidade instalada dos geradores dá a medida certa de sua potência energética – ou seja – o megawatt instalado (MW). Enquanto em sistemas hidrotérmicos não adianta analisarmos o MW do conjunto de usinas, e sim a capacidade de produzir energia durante determinado período de tempo em que a hidrologia seja crítica, ou seja, o MWh/ano. O MWh/ano de cada usina, ou seja, a quantidade de energia que ela consegue gerar na maior parte do tempo respeitando um cenário crítico de energia é chamado de garantia física. É ela que funciona como “certificado de energia”, sendo utilizada a quantidade comercializada nos contratos assinados entre os agentes. Ela que dá o tamanho do lastro de cada usina.

No Brasil a definição da garantia física é competência do Ministério de Minas e Energia em conjunto com a EPE. Basicamente através de um histórico de séries hidrológicas são geradas séries sintéticas de vazões dos rios para o futuro, juntamente com uma previsão de mercado a ser atendido pelo SIN. A partir destes dados de entrada é elaborado um problema de otimização através de um modelo de simulação dinâmica da operação, onde a função objetivo a ser minimizada é o custo de operação das usinas e o custo de déficit por conta de atendimento a carga num cenário hidrológico crítico.

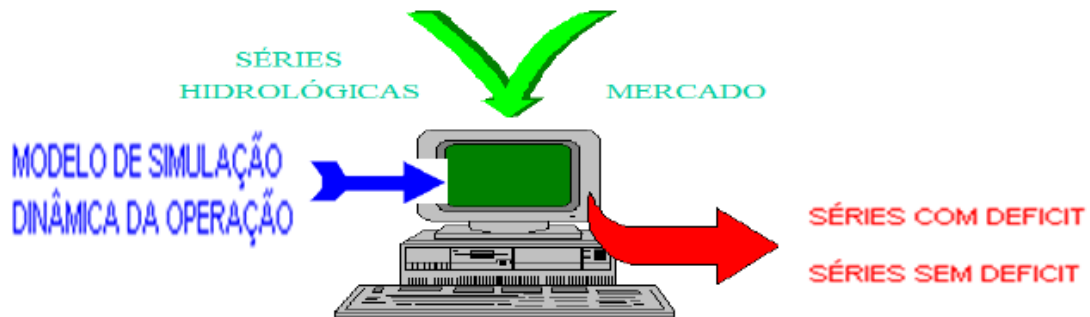


Figure 5 – Modelo computacional do processo para geração da garantia física de usinas [24].

Assim, devido a análise de como esta a hidrologia hoje e como ela estará no futuro, para a verificação do que é mais barato: gerar com UTEs e deixar UHEs para a geração futura ou o contrário para atender a demanda. Tal decisão é tomada pelo ONS, levando em conta premissas norteadas pelo CNPE.

A necessidade de atender aos despachos do ONS e a necessidade de atender aos contratos firmados traz um problema para os empreendedores. Através de um mercado de liquidação de diferenças, ou mercado spot, UHEs e UTEs que por conta de decisões no ONS não gerem a quantidade de energia estipulada de contrato (a quantidade dos “certificados de energia”) teriam que buscar o valor não gerado que falta para chegar ao valor do seu contrato no mercado spot, valorados ao PLD. Dado que o valor do PLD no mercado spot é muito ruidoso, podendo ser um valor muito baixo ou muito alto (por conta da situação da hidrologia e consequente despacho de térmicas), temos assim um risco econômico ao empreendedor.

Evolução do PLD (de mai03 até mar14)

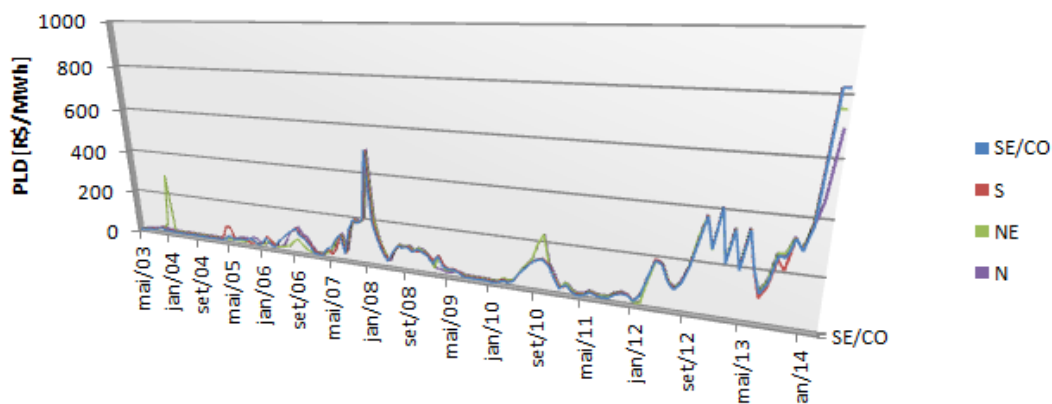


Figure 6 - comportamento histórico do PLD. Elaboração própria com dados da CCEE

Podemos concluir que o despacho centralizado busca a melhor sinergia (minimizando o custo de operação) entre UHEs e UTEs, entretanto traz riscos econômicos para o cumprimento dos contratos firmados através dos "certificados de energia".

Por conta desse risco, foram definidas regras de comercialização para aplicação em diferentes tipos de contratos de compra e venda de energia no ACR, de maneira a mitigar riscos por conta do preço PLD e tornar a atividade de comercialização atrativa a iniciativa privada.

2.3.3. Contratos por quantidade x Contratos por disponibilidade

No contrato de quantidade o vendedor da energia se compromete a arcar no mercado de curto prazo, valorado ao preço spot, a quantidade de energia compactuada com o comprador. Em contrapartida, cobra por essa energia um preço fixo. Na prática ele tem um saldo no spot conforme o despacho do ONS. Compra caso gere menos que sua energia contratada e vende caso gere mais que sua energia contratada.

Lembrando que, dado que o sistema é coordenado pelo ONS, as geradoras não tem controle da sua geração, e por conseguinte, de seu saldo no spot. Como a base de nossa geração é hidroelétrica, UHEs teoricamente gerariam mais do que termoelétricas. A base é hidráulica, e assim, eventuais picos de carga seriam cobertos por UTEs. Desta maneira seu proprietário estaria, teoricamente, na maior parte do tempo comprando no MCP variados valores, às vezes quase toda sua energia contratada para o fornecimento. Ou seja, para o mercado brasileiro, as geradoras termelétricas estariam hipoteticamente mais a mercê do risco do PLD ficar muito alto, podendo assim ocorrer desembolsos muito grandes. E na hipótese de tal risco, ou seja, dos custos valorados ao PLD serem muito mais altos do que a remuneração do vendedor da UTE, temos aí um risco muito grande para ser gerenciado pelo empreendedor. Como riscos para o empreendedor poderiam significar problemas para a expansão do sistema (falta de atratividade do negócio de geração), foi criado um novo mecanismo contratual, até então inédito no mercado brasileiro, para contornar tal problema das UTEs. Contratos seriam firmados por disponibilidade, e não por quantidade. O empreendedor só se preocuparia com os custos de operação e manutenção da planta, sendo para tal remunerado através de uma Receita Fixa. Todos os riscos ao mercado spot (ou riscos hidrológicos) seriam repassados para o comprador (distribuidora) e por consequência ao consumidor final.

Temos 2 situações para o consumidor final:

- **UTE é despachada pelo ONS:** O consumidor paga o custo do combustível, mas tem direito a uma venda no spot caso a geração fique acima da energia contratada. Nesse caso seu custo pode variar de zero até um teto, que é a disponibilidade máxima da planta valorada ao CVU (custo do combustível + custos variáveis de geração) abatido os ganhos no spot por conta da UTE ter gerado acima de sua garantia física.
- **UTE não é despachada pelo ONS:** O consumidor, por conta de não haver geração, fica devedor do mercado de curto prazo. Assim, deverá compra ao PLD o valor do contrato da UTE. Nesse caso, como usualmente o cenário hidrológico é bom, com reservatórios cheios, o valor do PLD é barato, assim o desembolso costuma ser pouco.

No final, o contrato de disponibilidade é um contrato de opção limitado a um preço máximo (o valor do combustível) que tem também um valor fixo de remuneração, tendo a UTE gerado ou não. Além de funcionar como uma proteção ao empreendedor, que não é exposto ao risco hidrológico, tal contrato apresenta uma importante característica: Ele reflete de fato os custos para a produção do insumo. Para um cenário hidrológico ruim, sua despesa se eleva. Para um cenário hidrológico bom, a despesa abaixa.

Com a variação do preço do produto de acordo com o seu custo de produção, teríamos assim um perfeito mecanismo de oferta e demanda. Entretanto, dado que o consumidor final só percebe o preço da energia gerada no momento de seu consumo com um razoável atraso (por conta do repasse dos custos de compra de energia ao consumidor final só ocorrerem na data de atualização da tarifa da distribuidora), tal processo não funciona instantaneamente.

Conforme falamos acima, dado que a base de geração do sistema é hidráulica, são as térmicas que podem ser despachadas ou não, sofrendo mais riscos ao mercado spot. Entretanto, o Brasil é um país de dimensões continentais, onde não necessariamente todas as bacias hidrográficas estão ao mesmo tempo com condições de manter os reservatórios de suas UHEs com capacidade de geração. Ocorre de uma bacia ter boas condições, e outra não. Assim, apesar da geração de base ser hidráulica, podemos ter agentes hidroelétricos que não gerariam energia comprometida por seus “certificados de energia”, ficando assim expostos ao PLD no mercado de custo prazo. Por conta disso foi criado o mecanismo de realocação de energia (MRE). A geração final contabilizada por determinado agente hidráulico, que serve como recurso para o seu contrato firmado não é a geração efetiva de suas máquinas, e sim uma geração virtual, que corresponde na prática a uma parcela (proporcional a energia assegurada de cada usina) na geração real total de todas as UHEs em um determinado mês de contabilização da CCEE. Numa primeira execução do mecanismo, a energia é realocada entre as UHEs de um mesmo submercado. No caso de sobras/déficits remanescentes, tais resíduos são remanejados secundariamente entre todos os submercados. Desta maneira as UHEs só ficam de fato expostas ao MRE quando todas

as bacias hidrográficas não tem condição de gerar energia, seja por conta da hidrologia, seja por conta de decisão do ONS.

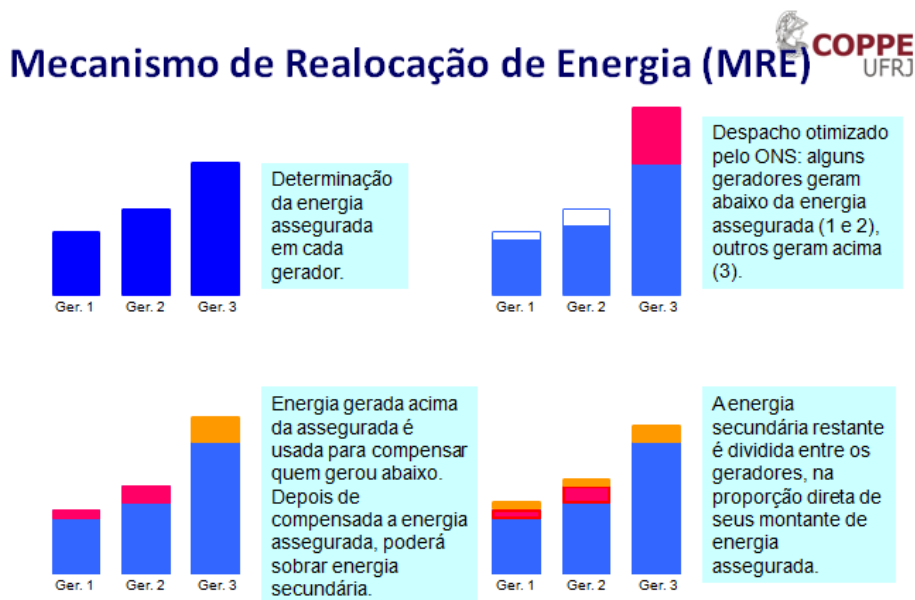


Figure 7 - Fonte[14] - Princípios básico do mecanismo MRE.

Assim, podemos ter como síntese deste tópico que, a operação interligada tanto de UHEs quanto de UTEs traz grandes impactos na liquidação dos contratos dos agentes no mercado spot. Por conta disso temos que delegar os riscos da hidrologia ou ao comprador ou ao vendedor. Nos contratos de quantidade, apesar do MRE, eventual risco hidrológico fica por conta do vendedor (agente gerador), e nos contratos de disponibilidade tal risco fica por conta do comprador (agente distribuidor), e num segundo momento, em definitivo, ao consumidor final.

2.4. Recentes mudanças na regulação do setor

2.4.1. Renovação das concessões de geração/transmissão e Mudança da comercialização das UTEs nucleares Angra I e Angra II

No dia 11 de setembro de 2012 é criada pela presidente Dilma Rousseff a Medida Provisória 579. Esta versa sobre a renovação das concessões de geração e transmissão de energia elétrica. Tal MP foi fruto da necessidade de planejamento da comercialização do setor elétrico para os próximos anos. Sabia-se que quase 20% da capacidade instalada das usinas do Brasil tinham suas concessões vencendo até 2015. Sabia-se também que em dezembro de 2012 findava o maior contrato de energia existente – produto 2005-08 – comercializado com as distribuidoras. Este produto foi fruto do primeiro leilão do novo modelo do setor elétrico brasileiro, implantado em 2004. Sua duração foi de 8 anos (jan05 até dez12). Assim, existia uma dúvida de como proceder: Seria impossível as empresas participarem novamente de um leilão A-1 a ser realizado com contratos com prazo de duração por mais 8 anos, dado que as concessões das UHEs que lastreavam os contratos iriam vencer até 2017.

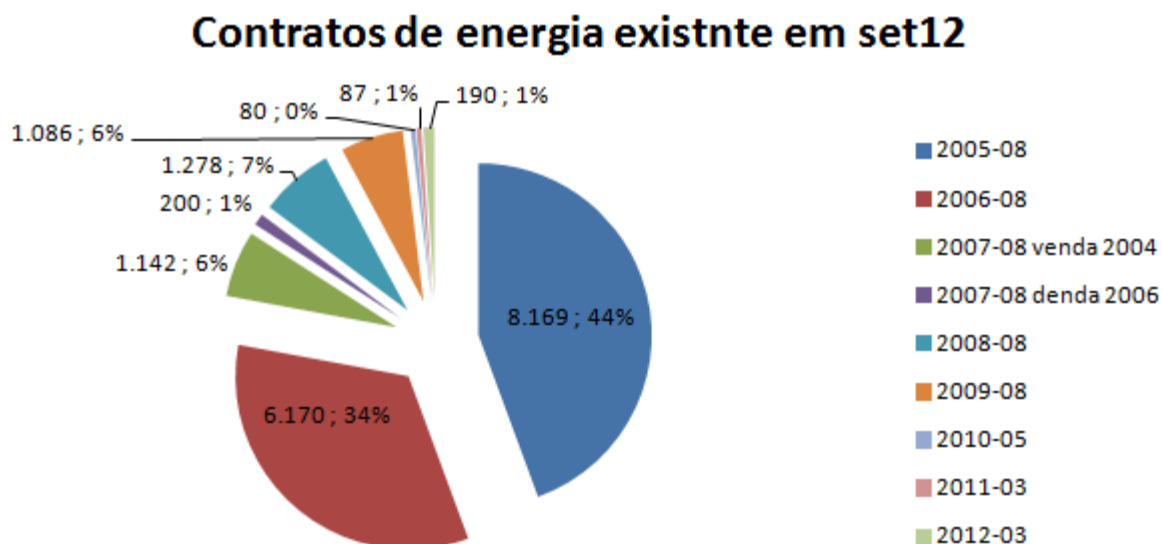


Figure 8- Disposição dos CCEARs de energia existente por leilão antes da implantação dos CCGF (em set12). Fonte: Elaboração própria com dados da AP 90/2012 da ANEEL. Unid.: MWm

Table 1 - Abertura dos CCEARs de energia existente antes da implantação dos CCGFs por vendedor. Fonte: Elaboração própria com dados da AP 90/2012 da ANEEL

ANEXO IV – Montantes de Produtos de CCEARs por geradora (em set/2012)														
Produto	Data_Leilao	Outros	CEEE-GT G	CELESC G	CELG GERATRANS G	CEMIG GERACAO G	CESP G	CHESF G	COPEL GET G	ELETRONORTE G	EMAE G	FURNAS G	Σ	vencimento
2005-08	07/12/2004	620	237				729	2.277	893	612	77	2.724	8.169	dez/12
2006-08	07/12/2004	200	141			860	1.093	978	342	304	31	2.221	6.170	dez/13
2007-08 venda 2004	07/12/2004	223					20	135	79	539	5	140	1.142	dez/14
2007-08 venda 2006	14/12/2006		15		9			127		49			200	dez/14
2008-08	02/04/2005	415				101	164	434	77	87			1.278	dez/15
2009-08	11/10/2005	399	8				112	75	228		3	262	1.086	dez/16
2010-05	30/11/2009							22		58			80	dez/14
2011-03	10/12/2010							87					87	dez/13
2012-03	30/11/2011	1	10				83			96			190	dez/14
													18.401	

Total de Ctrs de ee organizados por vencimento				
		prod 2005-08	dez/12	8.169
		prod 2006-08+2010-05	dez/13	6.258
		prod 2007-08 (1ºLEE) + 2007-08 (5ºLEE)	dez/14	1.611
		prod 2008-08	dez/15	1.278
		prod 2009-08	dez/16	1.086
				18.401

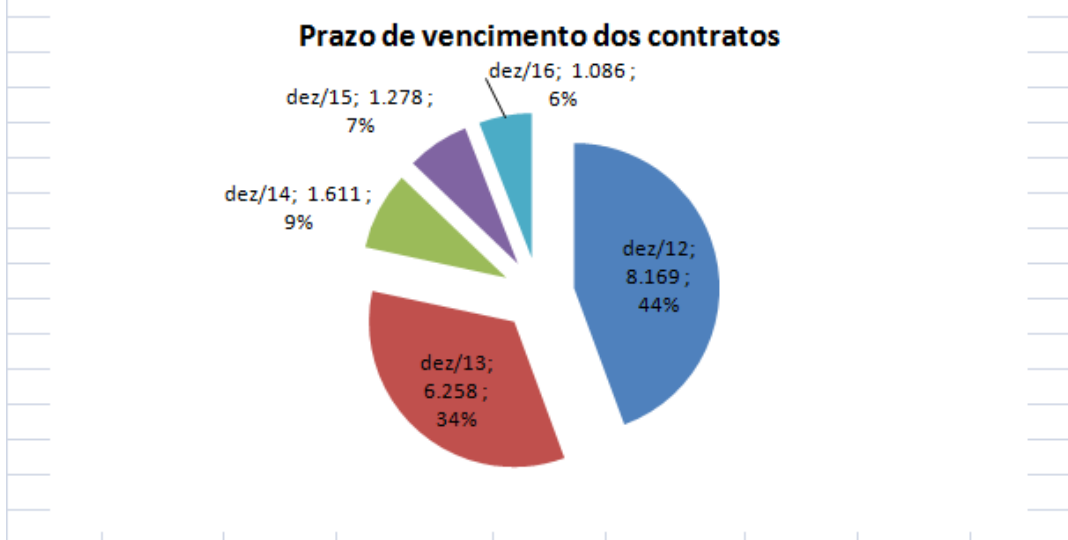


Figure 9 - Disposição dos CCEARs de energia existente por vencimento antes da implantação dos CCGF (em set12). Fonte: Elaboração própria com dados da AP 90/2012 da ANEEL. Unid.: MWm

Podemos contextualizar tal decisão do governo com a necessidade de controlar os índices de inflação para 2013. Utilizando as tarifas de energia como política macroeconômica, o governo decidiu por renovar tais concessões mudando a forma de comercialização da energia a ser gerada por essas UHEs, objetivando deixar a tarifa para o consumidor final mais barata.

O patamar estipulado foi de uma redução média de 20% na tarifa dos consumidores do ACR. Tal redução viria de:

- Redução de 7% através do desembolso pelo próprio governo de encargos presentes na tarifa dos consumidores finais, tais como: Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, CDE e Reserva Global de Reversão – RGR;
- Redução dos 13% restantes através do novo modelo de comercialização para as concessões a serem renovadas: Contratos de Cotas de garantia física e potência (CCGF);

Os contratos comercializados antes – CCEARs de energia existentes – eram contratos de quantidade, onde o risco hidrológico era arcado pelo vendedor. Assim, é sabido que o preço da energia vendida tinha um “prêmio” para poder suportar da parte do vendedor o risco hidrológico. Outro ponto era a inserção no preço de custos financeiros para a amortização de empréstimos visando a compra de equipamentos e benfeitorias nas UHEs para a gestão dos ativos até o final da concessão.

Para o novo contrato de cotas da garantia física e potência, o governo procedeu da seguinte maneira:

- Remuneração somente para a operação de manutenção: O novo contrato remunera o empreendedor apenas nos custos de transmissão, operação e manutenção dos ativos e custos de impostos. O risco hidrológico agora é alocado ao comprador do contrato. Na prática foi criado um contrato de disponibilidade hidráulico. Os custos do risco hidrológico inicialmente eram absorvidos pela distribuidora, mas com repasse pleno as tarifas para a próxima janela de reajuste/revisão tarifária;

- Retirada de qualquer custo financeiro do preço da energia: O valor da energia a ser comercializado nesse novo contrato não contém custos financeiros. Para concessionários que haviam feito investimentos ainda não depreciados, o governo remunera tal custo através da metodologia do VNR – Valor Novo de Reposição, onde é feita a simulação por parte da ANEEL das benfeitorias nos ativos de geração aos custos de hoje, e o governo com tal valor calculado ressarcir o empreendedor, não deixando assim vestígio de custo financeiro para a tarifa futura;
- A existência de reajustes tarifários inéditos para a geração: O poder concedente tem a prerrogativa de 4 em 4 anos rever os valores da tarifa de energia, no sentido de repassar os ganhos de produtividade para o consumidor final;
- 100% da garantia física das UHEs seriam integralmente comercializadas no ACR;

O governo federal esperava que todos os concessionários aceitassem a nova modalidade de contratação. Para tal, o governo flexibilizaria a antecipação da renovação das concessões sem a realização de uma nova licitação, garantido a renovação para o atual concessionário, desde que fossem aceitas as novas condições de contratação impostas. Para os concessionários que não aceitassem a concessão, esta teria que ser devolvida ao governo no seu término, sendo novamente licitada, onde o novo contrato seguiria os mesmos moldes das concessões já renovadas automaticamente (ou seja, um CCGF). Na prática a energia antes comercializada por volta de R\$ 100/MWh seria comercializada a R\$ 30/MWh.

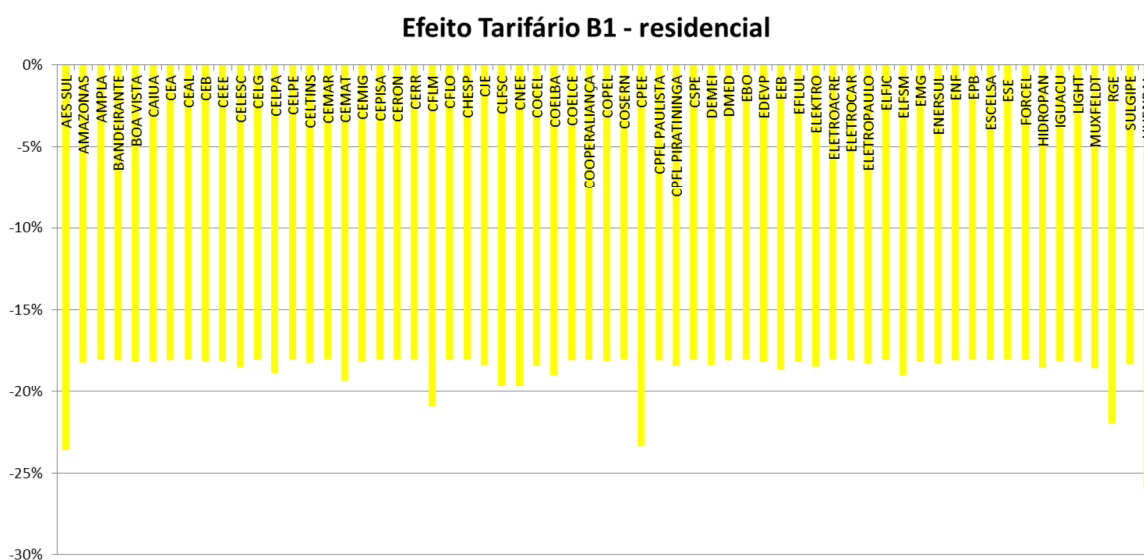
Outro ponto de destaque quanto a mudança na regulamentação foi a transformação da energia comercializada as usinas nucleares Angra I e Angra II em cotas através da lei 12.111 de 9/12/2009. Tais contratos antes faziam parte do lastro da geradora Furnas através de CCEARs de energia existente, porém a partir de 2013 foram contratadas através de cotas-parte pelas distribuidoras proporcionalmente ao mercado regulado de cada uma.

2.4.2. Impactos na compra de energia das distribuidoras

Com base nas propostas apresentadas pelo governo, apenas um grupo das geradoras aceitou as condições para a renovação/antecipação da renovação automática das concessões

(aproximadamente 60% do total disponível para a renovação das concessões – quase 8000 MWm de um total de 13000 MWm), sendo sua grande maioria composta pelas geradoras federais do grupo Eletrobrás. O governo também não realizou um leilão para recontratar a energia descontratada do produto 2005-08, apesar da quantidade de cotas geradas pelo processo de renovação das concessões ter ficado 2000 MWm abaixo da expectativa de contratação das distribuidoras para o ano de 2013 (dados da ANEEL da AP 90/2012).

Ainda conforme a AP 90/2012, o princípio para a alocação das cotas nas distribuidoras foi a busca de equalizar a tarifa dos consumidores classe B1 para todas elas. Para tal, foram utilizadas, além da entrada das Cotas, cessões de CCEARs entre as distribuidoras, bem como reduções de CCEARs para a posterior alocação de cotas, com o objetivo de chegar a tal equalização.



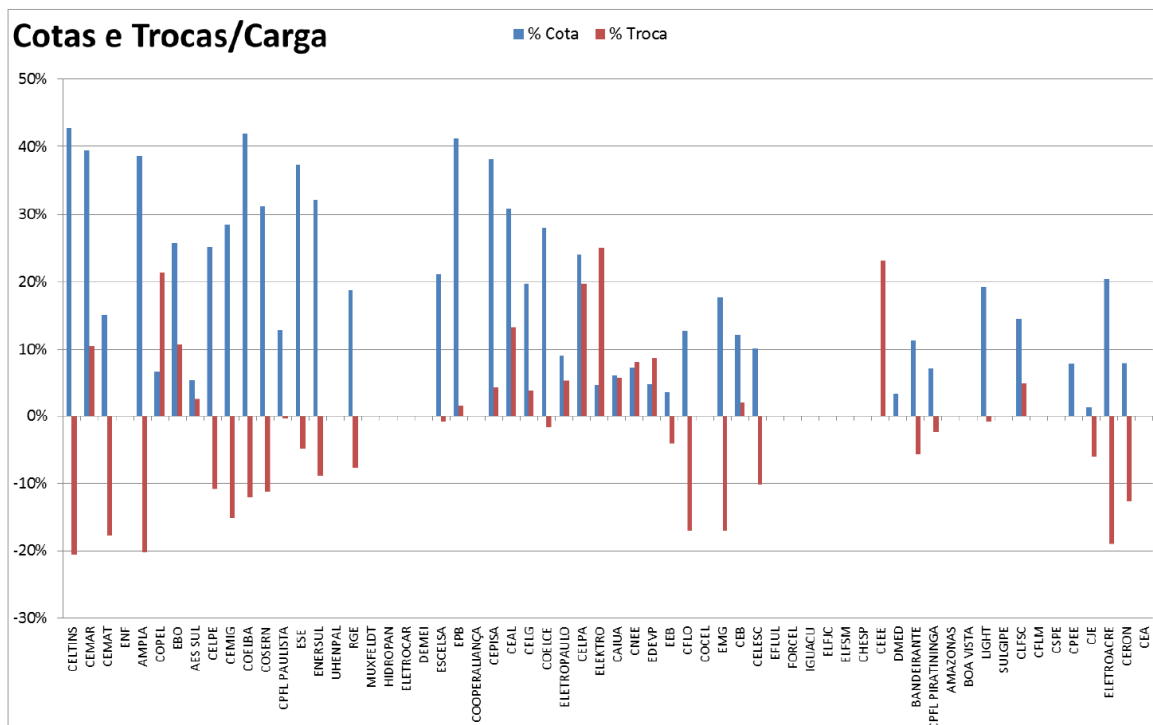


Figure 10 - Fonte: NT SRE/ANEEL 14/2013

Apesar de todo o conjunto de cessões/reduções automáticas viabilizadas pela MP 579/12 para a redução esperada nas tarifas de energia, por conta da não adesão total das UHEs, o governo ainda teve que realizar aportes mensais da CDE para as distribuidoras com vistas de garantir o desconto médio de 20% nas tarifas finais.

Podemos destacar como principais impactos as distribuidoras por conta do processo de tal processo de alocação de cotas de garantia física e potencia:

- Perda da possibilidade de redução de 4% do montante de CCEARs de energia existente contratado;
- Presença de volatilidade dos custos dos contratos de cotas e garantia física;

As distribuidoras podiam descontratar anualmente (através de MCSD específico) até 4% do montante originalmente contratado de CCEARs de energia existente. Tal possibilidade é uma grande ferramenta para as distribuidoras na busca de evitar ficarem sobrecontratadas.

Por conta do processo de alocação de cotas das UHEs renovadas e de Angra I e II, os montantes que detém tal flexibilidade caíram de 700 MWm para 200 MWm. Tal fato traz grandes riscos p/ as distribuidoras, no sentido de aumentar as chances delas serem penalizadas. Assim, conforme já informado no início do este trabalho, o decreto 7945/13 aumentou o limite de sobrecontratação de 3% para 5%, com vistas a mitigar o efeito da redução do montante de energia existente.

O segundo ponto trata-se da volatilidade implantada pelo contrato de cotas no fluxo de caixa das distribuidoras. Conforme analisado em [10], a implantação de um contrato do tipo disponibilidade para as UHEs pode ter 2 efeitos para as distribuidora.

O primeiro é num cenário de hidrologia boa, onde não haverão altos custos de compra no mercado de curto prazo para as distribuidoras. Na verdade ocorrerão até ganhos, pois na maioria dos meses do ano a energia alocada final disponível do MRE será superior aos contratos firmados, gerando receita valorada ao PLD. Assim, tais custos são minimizados ao consumidor final, pois o custo fixo do contrato é de apenas O&M, e a parcela variável (resultado no spot) é positivo ao consumidor.

A segunda possibilidade é um cenário hidrológico ruim, que traz uma presença maior de geração de usinas termoeletricas. Assim, a geração hidráulica cai, e podem acontecer meses em que a energia alocada do MRE é menor que o contrato de cotas firmado, trazendo um efeito de compra da diferença negativa do saldo energético valorado a um PLD alto.

Apesar de tais custos serem plenamente repassados a tarifa para as distribuidoras, a incerteza provocada pela (i) geração de UHEs e UTEs tal como (ii) o valor do PLD trazem impactos de difícil planejamento financeiro para a distribuidora.

Do ponto de vista da análise a ser realizada neste trabalho, detalharemos os riscos de penalização por sobrecontratação e subcontratação devido a redução do montante de energia existente.

3. Modelagem Matemática do problema

3.1. Estratégia dinâmica de contratação de energia: decisões condicionadas a eventos futuros

A contratação de energia por parte da distribuidora é realizada em sua maioria das vezes através de “declarações de necessidade de compra” para os leilões A-3, A-5, A-1 e ajuste. Como a entrada da energia nova (A-3 e A-5), vetor da expansão do sistema, só ocorre muito tempo depois da declaração de necessidade da energia, a distribuidora deve ter uma boa estimativa de sua demanda futura para evitar “enganos” de contratação que podem vir a causar penalidades por compras inadequadas.

Para a previsão da demanda são utilizados dados demográficos, financeiros, macroeconômicos e climatológicos do consumo da área de concessão da distribuidora[5][8] que possibilitarão traçar vários cenários possíveis para o crescimento de sua demanda. Entretanto, pode-se optar por escolher apenas 1 deles (Planos fixos) como premissa para a expansão. Os critérios poderiam ser:

- Contratação da demanda a favor da segurança, ou seja, suposição da maior demanda possível;
- Contratação tendo como referência o cenário com maior probabilidade de acontecimento;

Se de fato a demanda por realizar for exatamente a prevista, a utilização de um “plano fixo” foi a escolha mais eficiente. Entretanto, e se a demanda não realizar da maneira esperada? Na referencia [5] é elaborado um ilustrativo exemplo que aborda esse ponto, ao qual reproduziremos abaixo:

Dada uma distribuidora fictícia onde sua carga seja a carga do SIN. Seja o gráfico abaixo suas possibilidades de crescimento de demanda de 2003 até 2008:

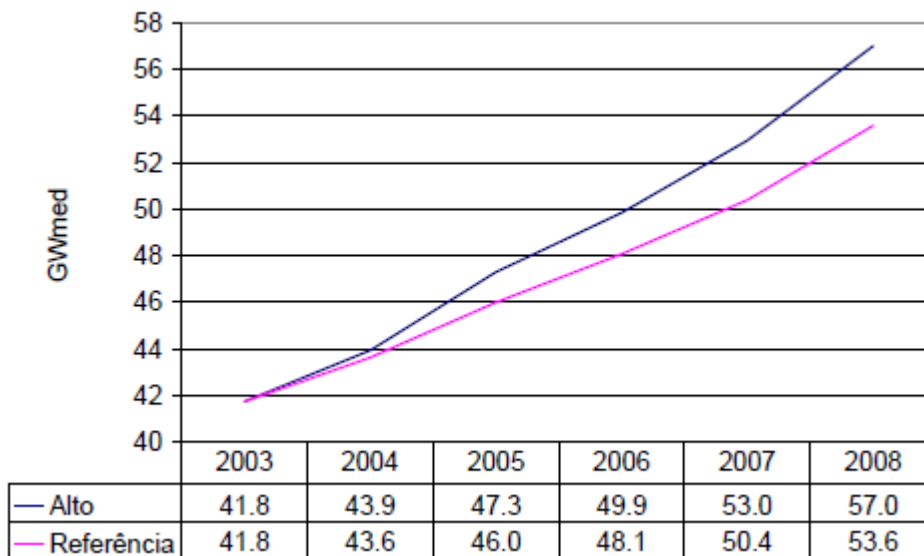


Figure 11 - Ilustração do exemplo de estratégia dinâmica de contratação de energia de distribuidoras. Fonte: [5]

Para fazer frente ao crescimento de carga do ano de 2008 (a decisão será tomada em 2003), tal distribuidora fictícia tem opções de contratação em leilões A-5 e A-3. O A-5 permite repasse pleno para as tarifas de seus consumidores finais, enquanto o A-3 traz uma perda (Preço de compra – Preço de repasse) de R\$ 10/MWh. As penalidades de sub e sobrecontratação são respectivamente R\$ 200/MWh e R\$ 100/MWh. Tais planos fixos de compra devem comprar contratos ao menor custo possível. Assumimos também as probabilidades de ocorrência de 75% para o cenário de referência (médio) e 25% de probabilidade de ocorrência para o cenário alto.

Com a restrição de compra ao menor preço e a assunção de apenas 1 cenário de carga por vez, o A-5 será o leilão escolhido para contratar energia para entrada em 2008 (15,2 GWm correspondente ao crescimento 2003/2008 para o cenário alto e 11,8 GWm correspondente ao crescimento 2003/2008 para o cenário referência).

Podemos estipular três possíveis planos fixos diferentes para a previsão da demanda:

- **Plano P1:** Esperar o crescimento alto da carga de 2003 até 2008, ou seja, a carga crescerá 15,2 GWm. A compra ótima para esse caso seria exatamente o crescimento esperado da carga no A-5. Entretanto, se a carga realizar abaixo do crescimento de

15,2 (no nosso exemplo em 11,8), haverá sobrecontratação em 2008 com valor esperado de R\$ 2,23 bilhões;

- **Plano P2:** Esperar o crescimento referência da carga de 2003 até 2008, ou seja, a carga crescerá 11,8 GWm. Da mesma maneira que acima, compra-se o valor esperado do crescimento da carga no A-5. Se a carga realizar conforme esperado, ok. Se não, temos uma penalidade esperada de R\$ 1,49 bilhões;
- **Plano P3:** Caso fosse suposto um crescimento de 2003 até 2008 igual à média das previsões de crescimentos alto e referência (13,5 GWm), o valor esperado da penalidade caso a carga não realize o esperado fica entre os valores de P1 e P2: R\$ 1,86 bilhões, sendo penalizado tanto por sub (na realização do cenário alto) quanto por sobre (realização do cenário referência);

Table 2 - resultado das estratégias compra (i) cenário alto, (ii) cenário referência de (iii) cenário médio de crescimento de carga

P1		15,2 GWm		<u>Custo para a D:</u>					
P2		11,8 GWm		A-3	10 R\$/MWh				
cresc ref				A-5	0 R\$/MWh				
				Pen sub	200 R\$/MWh				
				Pen sob	100 R\$/MWh				
Premissa Planos de contratação fixo P1, P2, P3: Comprar sempre no leilão mais barato (A-5)									
Se ocorrer?									
Cen alto Cen med									
Contratar A-5 2003 [MWm]	25%	75%	Prob		Ctr	Dem	Pen[R\$ Bi]	E{Pen}	
P1 - Cen Alto	15,2	0	Pen Sob	Sob	15,2	11,8	2,98	2,23	
P2 - Cen Ref	11,8	Pen Sub	0	Sub	11,8	15,2	5,96	1,49	
P3 - Média(Alto;Ref)	13,5	Pen Sub	Pen Sob	Sob	13,5	11,8	1,49	1,12	
				Sub	13,5	15,2	2,98	0,74	
								1,86	

Finalmente, supondo agora uma estratégia dinâmica de contratação, onde as decisões da distribuidora sejam condicionadas conforme eventos futuros, podemos abordar o problema de outra maneira: Em 2003, não temos ideia de qual cenário se tornará realidade. Ainda em 2004, apesar da pequena diferença entre as carga (0,3 GWm), ainda não é possível prever com certeza qual cenário ocorrerá. Entretanto, já em 2005 a distribuidora já pode afirmar

com uma maior certeza que caso ocorra o cenário alto (47,3 GWm) a tendência é de continuar o crescimento alto e vice-versa.

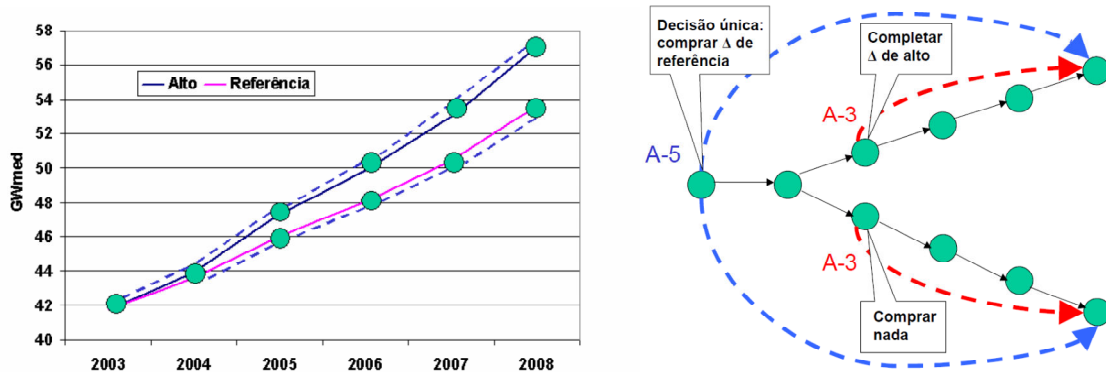


Figure 12 - ilustração da estratégia de contratação dinâmica. Fonte: [5].

Assim podemos formular uma estratégia dinâmica E1 para nosso problema: Em 2003 é efetuada a compra em A-5 da variação até 2008 da demanda do cenário referência (11,8 GWm). Dois anos depois, em 2005, acontece a decisão condicionada: caso a demanda siga o cenário alto, compra-se o que falta para completar a diferença de crescimento de carga para o cenário alto (3,4 GWm) no A-3. Conforme escrito em [5]: “... as decisões tomadas são de caráter dinâmico, ‘corrigidas’ a cada etapa em função da ocorrência condicionada de eventos futuros”.

Table 3- resultado da estratégia de contratação dinâmica

Premissa Estratégia de contratação Dinâmica E1: Decisões condicionadas a eventos futuros

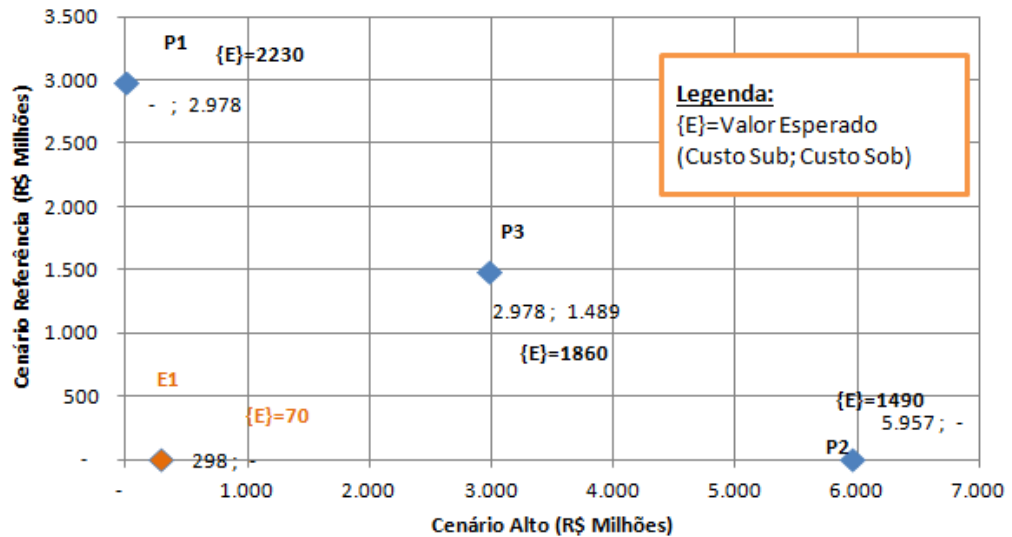
Contratar A-5 2003 [MWm]	Se ocorrer?		Prob	Sob	Sub	Ctr	Dem	Pen[R\$ Bi]	E{Pen}
	Cen alto	Cen med							
E1	25%	75%	0	11,8	11,8	11,8	11,8	-	-
	Compra A-3					11,8	15,2	0,30	0,07

Estratégia:

- 1) Em 2003 é comprado no A-5 o crescimento de demanda do cenário médio
- 2) Decisão condicionada em 2005:
 - 2.1) Se supor crescimento ref, ã fazer nada
 - 2.2) Se supor crescimento alto, comprar o crescimento de carga residual no A-3;

A penalidade é comprar no A-3 em 2005

(i) Custos de Sub/sob e (ii) Valor esperado de Sob Sub entre Planos Fixos (P1, P2 e P3) x Estratégia Dinâmica (E1)



Podemos observar que a estratégia dinâmica E1 reduz bruscamente o valor esperado da penalidade, da casa de bilhões (2,2 no plano fixo P1) para milhões de reais (70 para a estratégia dinâmica E1).

Feita a contextualização da necessidade de utilização de uma estratégia dinâmica para a contratação de energia de uma distribuidora, apresentamos abaixo a modelagem matemática de um problema simplificado de compra de energia de uma distribuidora fictícia, com resolução através de otimização linear que visa minimizar seus custos de penalização. Vale observar que tal metodologia segue os mesmos princípios da utilizada no trabalho de [5] tão bem como na versão comercial do programa Est-D[15].

3.2. Modelagem da árvore de demanda

A modelagem tem como principal objetivo confrontar os recursos disponíveis (contratos que serão adquiridos pelo modelo matemático e os já firmados antes do estudo) contra os requisitos (sua demanda na área de concessão) da distribuidora ao longo do horizonte de

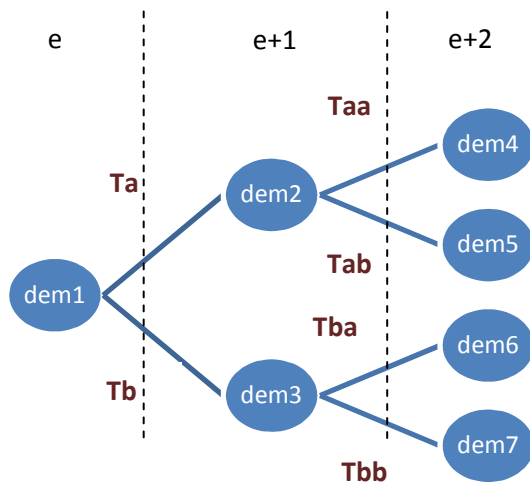
estudo. Dessa maneira é apurado o montante de MWh que pode ser penalizado, de acordo com as várias possibilidades de demanda.

Inicialmente será apresentada a modelagem da árvore de demanda de uma distribuidora fictícia. Para uma fácil apresentação, será montado um problema de pequeno porte, com 3 etapas (“e”, “e+1” e “e+2”) e 2 aberturas (taxa de crescimento de demanda: “alto” (Ta) e “baixo” (Tb)) de possibilidades de ocorrência, que totalizarão 7 demandas no horizonte de estudo. A árvore de demanda será fruto desse conjunto de dados de entrada.

Taxas:

	"e" para "e+1"	"e+1" para "e+2"
alto	Ta	Ta
alto-baixo		Tab
baixo-alto		Tba
baixo	Tb	Tb

Etapas:



Onde:

- **Ta:** Taxa alta;

- **Tb**: Taxa baixa;
- **Taa**: Taxa alta-alta;
- **Tbb**: Taxa baixa-baixa;

Temos como lei de formação:

$$dem_{n+1} = (1 + taxa\ cresc) * dem_n$$

Onde “dem” é a demanda, “n” é o número do nó onde está localizada a demanda na árvore e “taxa cresc” é a taxa de crescimento de demanda para passagem de uma etapa para outra a frente.

Para o tratamento matemático do problema, montaremos uma matriz demanda com dimensões “cenários x etapas” abaixo (M.1):

$$\begin{pmatrix} dem_1 & dem_2 & dem_4 \\ dem_1 & dem_2 & dem_5 \\ dem_1 & dem_3 & dem_6 \\ dem_1 & dem_3 & dem_7 \end{pmatrix} \text{ Cenários } x \text{ Etapas}$$

Os cenários são as possibilidades de realização de um conjunto de demandas ao longo das etapas do estudo. Por exemplo, temos o cenário 1 com o conjunto de nós de demanda a realizar {1,2,4} e o cenário 3 com o conjunto {1,3,6}. Com os dados de demanda a ser atendida pela distribuidora ao longo do horizonte de estudo, devemos modelar agora os contratos que serão utilizados no processo de otimização.

3.3. Modelagem das variáveis de decisão, restrições de demanda e apresentação da função objetivo

Para este exemplo trabalharemos com três tipos de contratos fictícios no planejamento de compra da distribuidora fictícia:

- Contratos fictício tipo 1: Contratos antigos, ou seja, já firmados pela distribuidora antes do momento de decisão do estudo. Tal montante contratado vai vencendo ao longo dos anos. Sigla “**Ctr1**”;
- Contrato fictício tipo 2: São contratos A-1, ou seja, a partir de uma decisão de compra na etapa “e”, tal montante contratado fará parte do portfólio da distribuidora a partir da etapa “e+1”. São variáveis de decisão. Sigla “**Ctr2**”;
- Contrato fictício tipo 3: São contratos A-2¹, ou seja, a partir de uma decisão de compra na etapa “e”, tal montante contratado fará parte do portfólio da distribuidora a partir da etapa “e+2”. São variáveis de decisão. Sigla “**Ctr3**”;

Suponhamos também que a duração dos contratos tipo “Ctr2” e “Ctr3” se estendem por todas as etapas de estudo deste exemplo.

A partir do horizonte de 3 anos podemos analisar as seguintes decisões de compra disponíveis no modelo:

- Compra nos leilões “A-1” (Ctr2) e “A-2” (Ctr3) na etapa “e”. Respectivas entradas desses montantes contratados nos anos “e+1” e “e+2”;
- Compra no leilão “A-1” (Ctr2) na etapa “e+1”. Entrada desse contrato em “e+2”;

Modelando tais decisões disponíveis de participação em leilões numa matriz energia contratada “cenário x etapa” abaixo (M.2) temos:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{ccc}
 e & e+1 & e+2 \\
 \vdots & \vdots & \vdots \\
 \begin{pmatrix}
 0 & Ctr2_{dem2} & Ctr2_{dem4} + Ctr3_{dem4} \\
 0 & Ctr2_{dem2} & Ctr2_{dem5} + Ctr3_{dem5} \\
 0 & Ctr2_{dem3} & Ctr2_{dem6} + Ctr3_{dem6} \\
 0 & Ctr2_{dem3} & Ctr2_{dem7} + Ctr3_{dem7}
 \end{pmatrix} & & \\
 \end{array} & & \text{Cenários x Etapas}
 \end{array}$$

¹ Contratos A-2 não existem na regulamentação de compra de energia. Trata-se apenas de um artifício do autor para realizar o exemplo simplificado da modelagem matemática utilizada nesta dissertação.

Novamente, as variáveis da matriz acima estão dispostas sob o ponto de vista de energia **contratada**, ou seja, já disponível no portfólio, pois já representam a consequência da decisão de compra.

Vale observar que os contratos “Ctr2” vigentes na etapa “e+2” possuem tanto (i) a decisão de compra A-1 da etapa “e” quanto a decisão de compra A-1 da etapa “e+1”.

Assim no sentido de complementar a análise, também podemos identificar as variáveis de energia contratada sobre o ponto de vista anterior a entrada de fato da energia no portfólio, ou seja, montantes **a contratar** que causarão a entrada da energia no portfólio.

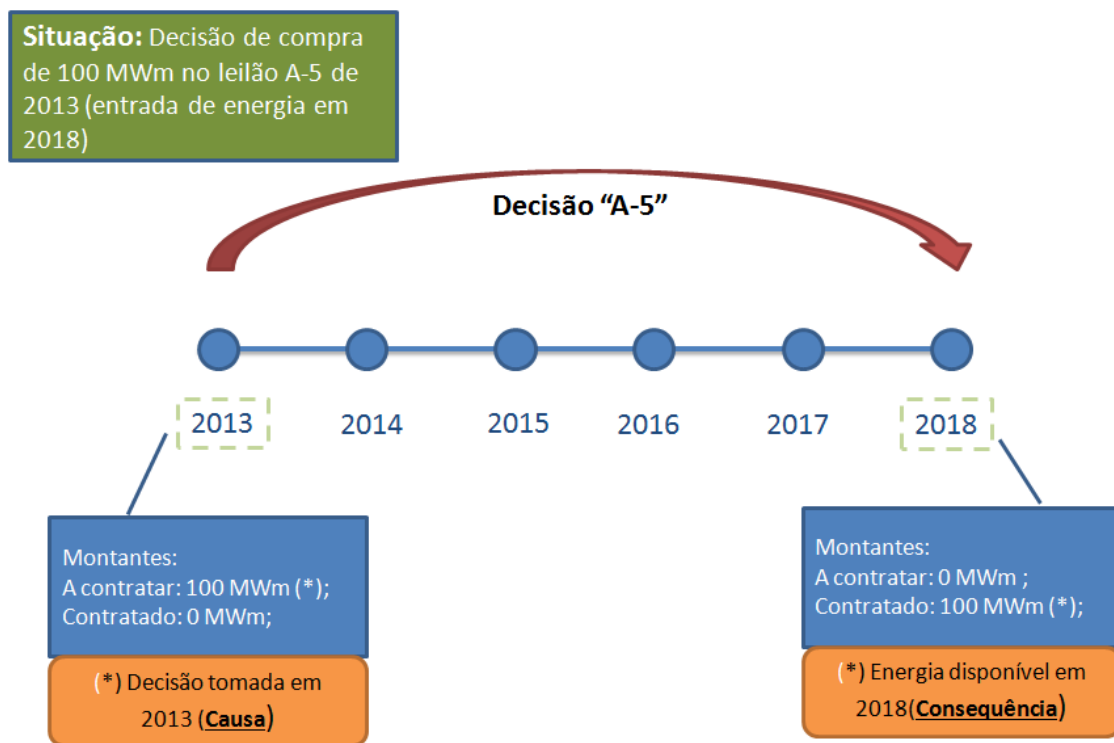


Figure 13 – exemplo de diferença entre montantes "a contratar" de montantes "contratados"

Sabemos que conforme o problema, temos quatro decisões disponíveis: duas no nó “1” (contratos tipo Ctr2 e Ctr3), uma no nó 2 (contrato tipo Ctr2) e uma no nó 3 (contrato tipo Ctr2). Assim temos

$decisão_Ctr2_{dem1}$

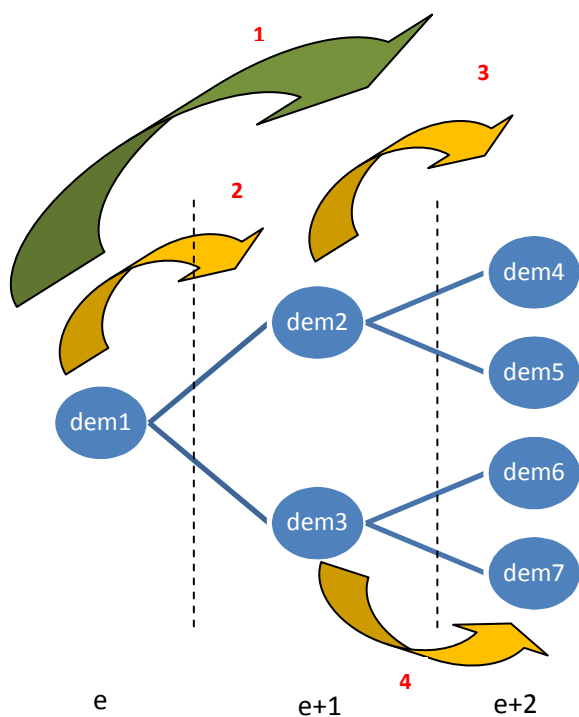
$decisão_Ctr3_{dem1}$

$decisão_Ctr2_{dem2}$
 $decisão_Ctr2_{dem3}$

E podemos assim reescrever a matriz (M.2), sob o ponto de vista de causa da decisão (M.2’):

$$\begin{array}{c|cc}
 e & e+1 & e+2 \\
 \hline
 \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} & \begin{pmatrix} decisão_Ctr2_{dem1} \\ decisão_Ctr2_{dem1} \\ decisão_Ctr2_{dem1} \\ decisão_Ctr2_{dem1} \end{pmatrix} & \begin{pmatrix} decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem2} + decisão_Ctr3_{dem1} \\ decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem2} + decisão_Ctr3_{dem1} \\ decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem3} + decisão_Ctr3_{dem1} \\ decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem3} + decisão_Ctr3_{dem1} \end{pmatrix}
 \end{array}
 \quad \text{Cenários x Etapas}$$

Podemos representar graficamente as opções de compra da matriz energia contratada:



Decisões de compra:

1. “A-2” realizado na etapa “e”, com entrada na etapa “e+2”. Nó 1 para os nós 4,5,6 e 7 (**decisão_Ctr3 dem1**);
2. “A-1” realizado na etapa “e”, com entrada na etapa “e+1” e vigência tanto nas etapas “e+1” e “e+2”. Nó 1 para os nós 2,3,4,5,6 e 7 (**decisão_Ctr2 dem1**);
3. “A-1” realizado na etapa “e+1”, com entrada na etapa “e+2”. Nó 2 para os nós 4 e 5. (**decisão_Ctr2 dem2**);
4. “A-1” realizado na etapa “e+1” com entrada na etapa “e+2”. Nó 3 para os nós 6 e 7. (**decisão_Ctr2 dem3**)

Feita a introdução entre a diferença entre os valores “a contratar” dos “contratados”, retornaremos a modelagem do problema dos dados de entrada sobre o ponto de vista da energia a contratar.

Assim para a apuração total do lastro de compra, devemos levar em conta também os contratos ”passados”, ou seja, já firmados antes do estudo. Desta maneira a matriz (M.2) adicionada dos contratos já firmados fica (M.3):

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{ccc}
 e & e+1 & e+2 \\
 \vdots & \vdots & \vdots
 \end{array} \\
 \left(\begin{array}{ccc}
 Ctr1_e & Ctr1_{e+1} + decisão_Ctr2_{dem1} & Ctr1_{e+2} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem2} + decisão_Ctr3_{dem1} \\
 Ctr1_e & Ctr1_{e+1} + decisão_Ctr2_{dem1} & Ctr1_{e+2} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem2} + decisão_Ctr3_{dem1} \\
 Ctr1_e & Ctr1_{e+1} + decisão_Ctr2_{dem1} & Ctr1_{e+2} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem3} + decisão_Ctr3_{dem1} \\
 Ctr1_e & Ctr1_{e+1} + decisão_Ctr2_{dem1} & Ctr1_{e+2} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem3} + decisão_Ctr3_{dem1}
 \end{array} \right)_{Cenários \times Etapas}
 \end{array}$$

Onde:

$$\begin{aligned}
 Ctr1_e &= Ctr1_{dem1} \\
 Ctr1_{e+1} &= Ctr1_{dem2} = Ctr1_{dem3} \\
 Ctr1_{e+2} &= Ctr1_{dem4} = Ctr1_{dem5} = Ctr1_{dem6} = Ctr1_{dem7}
 \end{aligned}$$

A matriz acima pode ser resumida numa onde cada elemento representa o total de recursos de determinado nó de demanda, ou seja, contratos já adquiridos e contratos que serão adquiridos fruto da otimização a ser realizada (M.4):

$$\left(\begin{array}{ccc}
 tot_ct_{dem1} & tot_ct_{dem2} & tot_ct_{dem4} \\
 tot_ct_{dem1} & tot_ct_{dem2} & tot_ct_{dem5} \\
 tot_ct_{dem1} & tot_ct_{dem3} & tot_ct_{dem6} \\
 tot_ct_{dem1} & tot_ct_{dem3} & tot_ct_{dem7}
 \end{array} \right)_{Cenários \times Etapas}$$

Confrontando os elementos das matrizes total de contratos (M.4) e possibilidade de demandas (M.1), chegamos aos primeiros dois tipos de restrições do problema. São restrições de atendimento à demanda com os contratos disponíveis, onde através das duas

inequações abaixo para cada nó retiramos o montante subcontratado ou sobrecontratado de cada nó do problema:

$$tot_ct_{dem\ n} + Sub_{dem\ n} \geq dem_n \quad (R.1)$$

$$Sob_{dem\ n} + 1,03 * dem_n \geq tot_ct_{dem\ n} \quad (R.2)$$

Onde “Sub_{dem n}” é o montante subcontratado para a demanda do nó “n” em MWh e “Sob_{dem n}” é o montante sobrecontratado para a demanda do nó “n”.

Após a aplicação de tais restrições, chegamos as seguintes matrizes: montante subcontratado (M.5)

$$\begin{pmatrix} Sub_{dem\ 1} & Sub_{dem\ 2} & Sub_{dem\ 4} \\ Sub_{dem\ 1} & Sub_{dem\ 2} & Sub_{dem\ 5} \\ Sub_{dem\ 1} & Sub_{dem\ 3} & Sub_{dem\ 6} \\ Sub_{dem\ 1} & Sub_{dem\ 3} & Sub_{dem\ 7} \end{pmatrix} \text{ Cenários } \times \text{ Etapas}$$

E montante sobrecontratado (M.6):

$$\begin{pmatrix} Sob_{dem\ 1} & Sob_{dem\ 2} & Sob_{dem\ 4} \\ Sob_{dem\ 1} & Sob_{dem\ 2} & Sob_{dem\ 5} \\ Sob_{dem\ 1} & Sob_{dem\ 3} & Sob_{dem\ 6} \\ Sob_{dem\ 1} & Sob_{dem\ 3} & Sob_{dem\ 7} \end{pmatrix} \text{ Cenários } \times \text{ Etapas}$$

Depois de encontrado o montante de MWh que pode ser penalizado, devemos encontrar o preço de penalização de sub e sobrecontratação:

- Preço de Subcontratação: O decreto 5163/04 define que cada MWh subcontratado num determinado ano “a” (ou etapa “e” para parametrizar com nosso problema) deverá ser penalizado pelo valor máximo entre o Valor de Referência (VR) deste ano “a” e o maior PLD médio mensal deste ano “a” (PLD de sub). Temos ainda a possível perda de repasse, pois a regulamentação só permite que seja reposto a tarifa

da distribuidora valores de energia subcontratados até o VR. No caso de o valor do PLD ser maior do que o VR, tal situação traz perda para a distribuidora valorada em PLD-VR. Assim o valor em R\$/MWh da penalidade/perda de repasse é:

$$Máx\{VR_{ano "a"}; PLD_{sub}\} + \{PLD_{sub} - Mí\{VR_{ano "a"}; PLD_{sub}\}\} \quad (E. 1)$$

Onde o primeiro termo da equação diz respeito à penalidade e o segundo termo da equação à perda de repasse.

- Preço de Sobrecontratação: Não existe uma penalidade prevista em lei para os montantes de contrato acima de 3% da carga da distribuidora. Entretanto, a regulamentação prevê que os montantes acima de 3% terão seu repasse de acordo com a relação do PLD e do preço médio de aquisição dos contratos (VR). Caso esse excedente de contrato tenha sido vendido no MCP a um PLD muito baixo, este traz perda para a distribuidora. Caso tenha sido vendido a um PLD alto, acaba trazendo ganho para a distribuidora. Como a modelagem do problema visa minimizar possibilidades de perda, o PLD modelado para a sobrecontratação é um PLD diferente do PLD de sub (o PLD de sob é mais baixo que o de sub). O valor da perda de repasse de sobrecontratação será modelado pela equação abaixo:

$$VR_{ano "a"} - PLD_{sob} \quad (E. 2)$$

Assim, de posse dos preços de penalização/perda de repasse chegamos respectivamente aos valores de preço de penalidade de sob (M.7) /subcontratação (M.8) para cada nó da árvore de demanda:

$$\begin{pmatrix} Pre_sob_{dem 1} & Pre_sob_{dem2} & Pre_sob_{dem4} \\ Pre_sob_{dem 1} & Pre_sob_{dem2} & Pre_sob_{dem5} \\ Pre_sob_{dem 1} & Pre_sob_{dem3} & Pre_sob_{dem6} \\ Pre_sob_{dem 1} & Pre_sob_{dem3} & Pre_sob_{dem7} \end{pmatrix} \text{ Cenários } \times \text{ Etapas}$$

$$\begin{pmatrix} Pre_sub_{dem\ 1} & Pre_sub_{dem2} & Pre_sub_{dem4} \\ Pre_sub_{dem\ 1} & Pre_sub_{dem2} & Pre_sub_{dem5} \\ Pre_sub_{dem\ 1} & Pre_sub_{dem3} & Pre_sub_{dem6} \\ Pre_sub_{dem\ 1} & Pre_sub_{dem3} & Pre_sub_{dem7} \end{pmatrix} \text{ Cenários } x \text{ Etapas}$$

Temos até aqui os valores de quantidade de energia subcontratada e sobrecontratada, bem como o preço dessas penalidades.

Do somatório do produto dos elementos de mesmo índice (linha, coluna) das matrizes (M.5) com (M.7) e (M.6) com (M.8) chegamos a matriz Custo de Penalidade total (M.9):

$$\begin{pmatrix} CP_tot_{dem\ 1} & CP_tot_{dem\ 2} & CP_tot_{dem\ 4} \\ CP_tot_{dem\ 1} & CP_tot_{dem\ 2} & CP_tot_{dem\ 5} \\ CP_tot_{dem\ 1} & CP_tot_{dem\ 3} & CP_tot_{dem\ 6} \\ CP_tot_{dem\ 1} & CP_tot_{dem\ 3} & CP_tot_{dem\ 7} \end{pmatrix} \text{ Cenário } x \text{ Etapas}$$

Podemos representar agora o valor esperado do custo de penalidade de cada cenário. Novamente, com o intuito de simplificar a apresentação da formulação do problema, não levamos em conta a aplicação das taxas de desconto nas equações abaixo:

$$E\{CP[\text{Cenário 1}]\} = (CP_tot_{dem1} + CP_tot_{dem2} + CP_tot_{dem4}) * \text{probabilidade cenário1}$$

$$E\{CP[\text{Cenário 2}]\} = (CP_tot_{dem1} + CP_tot_{dem2} + CP_tot_{dem5}) * \text{probabilidade cenário2}$$

$$E\{CP[\text{Cenário 3}]\} = (CP_tot_{dem1} + CP_tot_{dem3} + CP_tot_{dem6}) * \text{probabilidade cenário3}$$

$$E\{CP[\text{Cenário 4}]\} = (CP_tot_{dem1} + CP_tot_{dem3} + CP_tot_{dem7}) * \text{probabilidade cenário4}$$

Finalmente, temos a função objetivo, que minimiza o somatório dos custos esperados das penalidades.

Minimizar z

Onde:

$$\begin{aligned}
z = \sum_{i=1}^4 CP_i &= (CP_{tot_{dem1}} + CP_{tot_{dem2}} + CP_{tot_{dem4}})xprob_{cen1} \\
&+ (CP_{tot_{dem1}} + CP_{tot_{dem2}} + CP_{tot_{dem5}})xprob_{cen2} \\
&+ (CP_{tot_{dem1}} + CP_{tot_{dem3}} + CP_{tot_{dem6}})xprob_{cen3} \\
&+ (CP_{tot_{dem1}} + CP_{tot_{dem3}} + CP_{tot_{dem7}})xprob_{cen4} \\
\\
&= \sum_{n=1}^j (Sub_{dem\ n}xPre_{sub_{dem\ n}} + Sob_{dem\ n}xPre_{sob_{dem\ n}}) xprob_{cen1} + \\
&\sum_{n=1}^k (Sub_{dem\ n}xPre_{sub_{dem\ n}} + \\
&Sob_{dem\ n}xPre_{sob_{dem\ n}}) xprob_{cen2} + \sum_{n=1}^l (Sub_{dem\ n}xPre_{sub_{dem\ n}} + \\
&Sob_{dem\ n}xPre_{sob_{dem\ n}}) xprob_{cen3} + \\
&\sum_{n=1}^m (Sub_{dem\ n}xPre_{sub_{dem\ n}} + Sob_{dem\ n}xPre_{sob_{dem\ n}}) xprob_{cen4} \\
&\quad \text{para } j \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio1} = \{1,2,4\} \\
&\quad \text{para } k \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio2} = \{1,2,5\} \\
&\quad \text{para } l \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio3} = \{1,3,6\} \\
&\quad \text{para } m \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio4} = \{1,3,7\} \\
&\hspace{15em} (E.3)
\end{aligned}$$

Tal função objetivo não será minimizada de forma irrestrita, pois as variáveis de decisão apresentam outras restrições além das restrições de demanda, que serão detalhadas no próximo subcapítulo.

3.4. Modelagem das Restrições Contratuais e função objetivo completa

Devemos representar as restrições das variáveis de decisão Ctr2 e Ctr3 do ponto de vista de energia a contratar. Assim:

$$\begin{pmatrix} \text{decisão_Ctr2}_{dem1} \\ \text{decisão_Ctr2}_{dem2} \\ \text{decisão_Ctr2}_{dem3} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} \text{Restrição_decisão_Ctr2}_{dem1} \\ \text{Restrição_decisão_Ctr2}_{dem2} \\ \text{Restrição_decisão_Ctr2}_{dem3} \end{pmatrix} \text{ "decisões Ctr2 x 1" } \quad (R.3)$$

$$(\text{decisão_Ctr3}_{dem1}) \leq (\text{Restrição_decisão_Ctr3}_{dem1}) \text{ "decisões Ctr3 x 1" } \quad (R.4)$$

Finalmente, de posse dos dados de entrada já mencionados, da função objetivo (E.3) e das restrições de atendimento a demanda (R.1 e R.2) e limites regulatórios de compra (R.3 e R.4), podemos formular por completo o problema de otimização:

Minimizar z

Onde:

$$z = \sum_{i=1}^4 CP_i = (CP_{tot_{dem1}} + CP_{tot_{dem2}} + CP_{tot_{dem4}})xprob_{cen1} \\ + (CP_{tot_{dem1}} + CP_{tot_{dem2}} + CP_{tot_{dem5}})xprob_{cen2} \\ + (CP_{tot_{dem1}} + CP_{tot_{dem3}} + CP_{tot_{dem6}})xprob_{cen3} \\ + (CP_{tot_{dem1}} + CP_{tot_{dem3}} + CP_{tot_{dem7}})xprob_{cen4}$$

$$= \sum_{n=1}^j (Sub_{dem\ n}xPre_{sub_{dem\ n}} + Sob_{dem\ n}xPre_{sob_{dem\ n}}) xprob_{cen1} + \\ \sum_{n=1}^k (Sub_{dem\ n}xPre_{sub_{dem\ n}} + \\ Sob_{dem\ n}xPre_{sob_{dem\ n}}) xprob_{cen2} + \sum_{n=1}^l (Sub_{dem\ n}xPre_{sub_{dem\ n}} + \\ Sob_{dem\ n}xPre_{sob_{dem\ n}}) xprob_{cen3} + \\ \sum_{n=1}^m (Sub_{dem\ n}xPre_{sub_{dem\ n}} + Sob_{dem\ n}xPre_{sob_{dem\ n}}) xprob_{cen4}$$

$$para\ j \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio1} = \{1,2,4\}$$

$$para\ k \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio2} = \{1,2,5\}$$

$$para\ l \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio3} = \{1,3,6\}$$

$$para\ m \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio4} = \{1,3,7\}$$

Sujeito a:

$$\begin{pmatrix}
Ctr1_{dem\ 1} \\
Ctr1_{dem\ 2} + decisão_Ctr2_{dem1} \\
Ctr1_{dem\ 3} + decisão_Ctr2_{dem1} \\
Ctr1_{dem\ 4} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem2} + decisão_Ctr3_{dem1} \\
Ctr1_{dem\ 5} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem2} + decisão_Ctr3_{dem1} \\
Ctr1_{dem\ 6} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem3} + decisão_Ctr3_{dem1} \\
Ctr1_{dem\ 7} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem3} + decisão_Ctr3_{dem1}
\end{pmatrix} + \begin{pmatrix}
Sub_{dem\ 1} \\
Sub_{dem\ 2} \\
Sub_{dem\ 3} \\
Sub_{dem\ 4} \\
Sub_{dem\ 5} \\
Sub_{dem\ 6} \\
Sub_{dem\ 7}
\end{pmatrix} \geq \begin{pmatrix}
dem_1 \\
dem_2 \\
dem_3 \\
dem_4 \\
dem_5 \\
dem_6 \\
dem_7
\end{pmatrix} \quad (R. 1)$$

"Nós x 1"

$$\begin{pmatrix}
Sob_{dem\ 1} \\
Sob_{dem\ 2} \\
Sob_{dem\ 3} \\
Sob_{dem\ 4} \\
Sob_{dem\ 5} \\
Sob_{dem\ 6} \\
Sob_{dem\ 7}
\end{pmatrix} + 1,03 * \begin{pmatrix}
dem_1 \\
dem_2 \\
dem_3 \\
dem_4 \\
dem_5 \\
dem_6 \\
dem_7
\end{pmatrix} \geq \begin{pmatrix}
Ctr1_{dem\ 1} \\
Ctr1_{dem\ 2} + decisão_Ctr2_{dem1} \\
Ctr1_{dem\ 3} + decisão_Ctr2_{dem1} \\
Ctr1_{dem\ 4} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem2} + decisão_Ctr3_{dem1} \\
Ctr1_{dem\ 5} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem2} + decisão_Ctr3_{dem1} \\
Ctr1_{dem\ 6} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem3} + decisão_Ctr3_{dem1} \\
Ctr1_{dem\ 7} + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem3} + decisão_Ctr3_{dem1}
\end{pmatrix} \quad (R. 2)$$

"Nós x 1"

$$\begin{pmatrix}
decisão_Ctr2_{dem1} \\
decisão_Ctr2_{dem2} \\
decisão_Ctr2_{dem3}
\end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix}
Restrição_decisão_Ctr2_{dem1} \\
Restrição_decisão_Ctr2_{dem2} \\
Restrição_decisão_Ctr2_{dem3}
\end{pmatrix} \quad (R. 3)$$

"decisões Ctr2 x 1"

$$(decisão_Ctr3_{dem1}) \leq (Restrição_decisão_Ctr3_{dem1}) \quad (R. 4)$$

"decisões Ctr3 x 1"

Finalmente podemos concluir que a modelagem nos traz um a único problema de otimização que minimiza a soma ponderada das penalidades de todos os cenários da árvore de demanda. As variáveis de decisão são os valores a contratar disponíveis, que respeitam as restrições regulatórias impostas (atendimento a demanda e limites de contratação).

3.5. Comentários acerca do problema apresentado

Para a função objetivo deste exemplo e para o estudo de caso a ser apresentado nos próximos capítulos, com o intuito de simplificar os cálculos, estamos minimizando apenas o custo da penalidade por ocorrência de subcontratação e sobrecontratação. Estamos supondo que não existem perdas regulatórias (perdas de repasse) de compra de energia para os contratos fictícios “Ctr2” e “Ctr3”.

Por exemplo, o Leilão de Ajuste implementado pelo decreto 5163/04 é limitado ao VR, ou seja, caso a compra de determinada quantidade “q” ocorra a um valor acima do VR (a um preço Preço_AJ), a perda de repasse será valorada em (Preço_AJ-VR)*q. Reforçando, no exemplo apresentado supomos que todos os preços de leilões estavam dentro do permitido pela regulamentação para o repasse pleno. Este presente parágrafo e o anteriormente apresentado definem em detalhe os termos na primeira variável a ser otimizada em [5] (equação 1 neste trabalho), o termo “CP” (Custo de penalidade e perda de repasse). Assim nossa representação neste trabalho da equação do “CP” é:

$$CP(n) = \left\{ \sum_{l=1}^L MWh_{comprado}(n, l) * [Preço Bruto_{contratos}(n, l) - Preço Líq_{contratos}(n, l)] \right\} + CustoSob(n) + CustoSsub(n)$$

0

Onde:

“L” representa todos os leilões que o nó “n” possui;

“n” representa todos os nós do problema

Outro ponto a observar neste exemplo é que não estamos levando em conta a minimização do total de energia que é repassado ao consumidor final para reduzir ao máximo as

equações apresentadas neste problema. Tal minimização é o termo “CE” (custo da energia) em [5] e na equação 1 deste trabalho:

$$CE(n) = \left[\sum_{l=1}^L MWh_{comprado}(n, l) * (Preço\ Bruto_{contratos}(n, l)) \right] + Custo_{Sub}(n)$$

Onde:

“L” representa todos os leilões que o nó “n” possui;

“n” representa todos os nós do problema

Feitos estes breves comentários sobre a modelagem da função objetivo, podemos nos concentrar em um exemplo numérico para ilustrar tais conceitos.

3.6. Exemplo numérico simplificado

Para ilustrar as equações apresentadas acima, podemos usar dados numéricos fictícios de uma distribuidora. Os dados de entrada do problema são inseridos numa planilha EXCEL, onde tais dados também são modelados (aplicação de todas as matrizes, equações e restrições apresentados ao longo do texto), quando finalmente o solver é acionado para encontrar a solução ótima.

Para os dados de entrada da matriz demanda teremos [MWh]:

Matriz demanda

	e	e+1	e+2
c1	98	103	108
c2	98	103	106
c3	98	100	103
c4	98	100	102

Obtidos através das seguintes taxas de crescimento para os cenários alto e baixo:

	"e" para "e+1"	"e+1" para "e+2"
alto	5%	5%
alto-baixo		3%
baixo-alto		2,50%
baixo	2,50%	1,50%

Temos que estimar os contratos existentes que vão decaindo ao longo do tempo. Optou-se neste exemplo por uma razão de 25% de queda dos contratos por etapa [MWh]:

Contratos já firmados ("Ctr1")

	e	e+1	e+2
c1	100,0	75,0	56,3
c2	100,0	75,0	56,3
c3	100,0	75,0	56,3
c4	100,0	75,0	56,3

Arbitramos também os preços de cada tipo de leilão, VR, preços de penalidade por sobrecontratação/subcontratação e as restrições regulatórias dos leilões.

nó	Preços [R\$/MWh]			PLD		Pen		
	a-1	a-2	VR	sub	sob	sub	sob	
1	110	70	100	200	10	1	300	90
2	110		100			2	300	90
3	110		100			3	300	90
4			100			4	300	90
5			100			5	300	90
6			100			6	300	90
7			100			7	300	90

RESTRIÇÃO CONTRATO [MWh]				
nó	A-1 (teto)			A-2(sem restr)
1	30,0	≤		---
2	30,0	≤		▨
3	30,0	≤		▨
4	▨			▨
5	▨			▨
6	▨			▨
7	▨			▨

Podemos formular o problema de programação linear para os dados informados:

$$\min z = \sum_{n=1}^j (Sub_{dem\ n}x300 + Sob_{dem\ n}x90) xprob_{cen1} +$$

$$\sum_{n=1}^k (Sub_{dem\ n}x300 + Sob_{dem\ n}x90) xprob_{cen2} + \sum_{n=1}^l (Sub_{dem\ n}x300 +$$

$$Sob_{dem\ n}x90) xprob_{cen3} + \sum_{n=1}^m (Sub_{dem\ n}x300 + Sob_{dem\ n}x90) xprob_{cen4}$$

$$\text{para } j \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio1} = \{1,2,4\}$$

$$\text{para } k \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio2} = \{1,2,5\}$$

$$\text{para } l \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio3} = \{1,3,6\}$$

$$\text{para } m \in N\acute{o}s_{cen\acute{a}rio4} = \{1,3,7\}$$

Sujeito a:

$$\begin{pmatrix} 100 \\ 75 + decis\tilde{a}o_Ctr2_{dem1} \\ 75 + decis\tilde{a}o_Ctr2_{dem1} \\ 56,3 + decis\tilde{a}o_Ctr2_{dem1} + decis\tilde{a}o_Ctr2_{dem2} + decis\tilde{a}o_Ctr3_{dem1} \\ 56,3 + decis\tilde{a}o_Ctr2_{dem1} + decis\tilde{a}o_Ctr2_{dem2} + decis\tilde{a}o_Ctr3_{dem1} \\ 56,3 + decis\tilde{a}o_Ctr2_{dem1} + decis\tilde{a}o_Ctr2_{dem3} + decis\tilde{a}o_Ctr3_{dem1} \\ 56,3 + decis\tilde{a}o_Ctr2_{dem1} + decis\tilde{a}o_Ctr2_{dem3} + decis\tilde{a}o_Ctr3_{dem1} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} Sub_{dem\ 1} \\ Sub_{dem\ 2} \\ Sub_{dem\ 3} \\ Sub_{dem\ 4} \\ Sub_{dem\ 5} \\ Sub_{dem\ 6} \\ Sub_{dem\ 7} \end{pmatrix} \geq \begin{pmatrix} 98 \\ 102,9 \\ 100,5 \\ 108 \\ 106 \\ 103 \\ 102 \end{pmatrix} \quad (R.1)$$

"Nós x 1"

$$\begin{pmatrix} Sob_{dem\ 1} \\ Sob_{dem\ 2} \\ Sob_{dem\ 3} \\ Sob_{dem\ 4} \\ Sob_{dem\ 5} \\ Sob_{dem\ 6} \\ Sob_{dem\ 7} \end{pmatrix} + 1,03 * \begin{pmatrix} 98 \\ 102,9 \\ 100,5 \\ 108 \\ 106 \\ 103 \\ 102 \end{pmatrix} \geq \begin{pmatrix} 100 \\ 75 + decisão_Ctr2_{dem1} \\ 75 + decisão_Ctr2_{dem1} \\ 56,3 + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem2} + decisão_Ctr3_{dem1} \\ 56,3 + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem2} + decisão_Ctr3_{dem1} \\ 56,3 + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem3} + decisão_Ctr3_{dem1} \\ 56,3 + decisão_Ctr2_{dem1} + decisão_Ctr2_{dem3} + decisão_Ctr3_{dem1} \end{pmatrix} \quad (R. 2)$$

"Nós x 1"

$$\begin{pmatrix} decisão_Ctr2_{dem1} \\ decisão_Ctr2_{dem2} \\ decisão_Ctr2_{dem3} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} 30 \\ 30 \\ 30 \end{pmatrix} \quad (R. 3)$$

"decisões Ctr2 x 1"

Os valores de MWh sub e sobrecontratado serão preenchidos pelo programa ao longo da simulação, caso haja penalidade no caso estudado, conforme as equações das restrições (R.1) e (R.2). As variáveis de decisão são os valores a contratar de “decisão_Ctr2” (nos nós 1,2 e 3) e “decisão_Ctr3”(no nó 1).

Observando inicialmente na tabela abaixo o MWh a ser penalizado no momento inicial para cada nó, ou seja, sem realizar decisão de compra alguma nos próximos anos, temos:

nó	sub	sob
1	-	-
2	27,9	-
3	25,5	-
4	51,8	-
5	49,7	-
6	46,7	-
7	45,7	-

Assim podemos estimar a penalidade estimada [R\$ Mil] caso não seja comprada energia nenhuma. Abaixo temos a penalidade de sub/sobrecontratação para cada nó do problema:

Penalidade por nó [R\$ Mil]

nós	[a]	[b]	[a]+[b]
	Sub	Sob	sub+sob
1	-	-	-
2	8,4	-	8,4
3	7,6	-	7,6
4	15,5	-	15,5
5	14,9	-	14,9
6	14,0	-	14,0
7	13,7	-	13,7

Temos na tabela abaixo os mesmos valores acima, porém organizando os nós por cenário. É mostrado também ao lado da tabela os valores de penalidade esperada, cujo somatório traz o valor de penalidade final, o valor que será otimizado. Podemos observar que sem ação de compra de contratos, a distribuidora do exemplo apresenta todos os seus 4 possíveis cenários de demanda sendo penalizados.

Penalidade por Cenário [R\$ Mil]

[d]	[a]	[b]	[c]	[a]+[b]+[c]	$[d]*([a]+[b]+[c])$ E{Pen}
prob de ocorre	cen	e	e+1	e+2	Σ
25%	c1	-	8,4	15,5	23,9
25%	c2	-	8,4	14,9	23,3
25%	c3	-	7,6	14,0	21,6
25%	c4	-	7,6	13,7	21,3
					<u>22,5</u>

O passo-a-passo para encontrar a penalidade de R\$ 22,5 mil através da operação pela estrutura de matrizes já apresentadas é o seguinte: Primeiro temos o total de contratos disponíveis, excluindo a compra de contratos novos contra a matriz demanda. Da análise temos os montantes subcontratados e sobre contratados:

Contratos já firmados ("Ctr1")

	e	e+1	e+2
c1	100,0	75,0	56,3
c2	100,0	75,0	56,3
c3	100,0	75,0	56,3
c4	100,0	75,0	56,3

Matriz Demanda

	e	e+1	e+2
c1	98	103	108
c2	98	103	106
c3	98	100	103
c4	98	100	102

Saldo de contratos

(Contrato - Demanda)

	e	e+1	e+2
c1	2,0	- 27,9	- 51,8
c2	2,0	- 27,9	- 49,7
c3	2,0	- 25,5	- 46,7
c4	2,0	- 25,5	- 45,7

Sobrecontratação (acima de 3%)

Na etapa "e", saldo tem que ser maior que $3\% * 100 = 3$.

Saldo de ctrs da etapa "e" não está sobrecontratado

Subcontratação

Todas as demais etapas estão subcontratadas

De posse do saldo de contratos, podemos montar as matrizes (i) MWh subcontratado (M.5) e (ii) R\$/MWh subcontratado (M.8):

Matriz montante Subcontratado
[MWh]

-	27,9	51,8
-	27,9	49,7
-	25,5	46,7
-	25,5	45,7

Matriz preço de pen de sub
[R\$/MWh]

300	300	300
300	300	300
300	300	300
300	300	300

Pela multiplicação dos elementos de mesmo índice das matrizes (M.5) e (M.8) acima chegamos a matriz de Custo de Penalidade Total (M.9):



Matriz Custo de penalidade total
[R\$ Mil]

-	8,4	15,5
-	8,4	14,9
-	7,6	14,0
-	7,6	13,7

Apresentamos agora os valores das variáveis de decisão do problema (tabela 4 abaixo). O programa tipo add-in do Excel *whats Best!* [25](produzido pela empresa Lindo Systems) atua nas células não-hachuradas destacadas em amarelo na matriz contratar. Valores hachurados não são modelados devido a não estarem presentes na janela da simulação. De acordo com uma lei de formação (que leva em conta o início, duração e fim de cada leilão)[5][15], podemos transportar os valores da matriz “Contratar” para a matriz “Contratado”.

Vale observar ainda que o resultado esperado do problema (dados de entrada otimizados – montante a contratar) são os valores ótimos de compra nos leilões de contratos “Ctr2 (A-1) e “Ctr3”(A-2), destacados na matriz “Contratar”. As células com contorno verde representam a decisão de compra para o momento presente (etapa “e”).

Table 4- Dados de entrada não preenchidos pelo Whats Best

		Matriz Contratar (Causa)		Matriz Contratado (Consequência)	
		a-1	a-2	a-1	a-2
Legenda:  variáveis de decisão  decisão p/ o ano presente	1				
	2			0	
	3			0	
	4			0	0
	5			0	0
	6			0	0
	7			0	0

O problema é resolvido através de programação linear, utilizando o método SIMPLEX. Depois de acionado o solver, podemos observar os valores otimizados dos contratos “Ctr2” (A-1) e “Ctr3” (A-2) (tabela 5 abaixo) e o valor de penalidade minimizada (zero para esse exemplo na tabela 6 e 7 abaixo):

Table 5 - Dados de entrada preenchidos pelo Whats Best

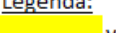

		Contratar [MWh]		Contratado [MWh]	
		a-1	a-2	a-1	a-2
Legenda:  variáveis de decisão  decisão p/ o ano presente	1	27,9	20,9		
	2	4,2		27,9	
	3	-		27,9	
	4			32,1	20,9
	5			32,1	20,9
	6			27,9	20,9
	7			27,9	20,9

Table 6 - Valor das Penalidades por nó otimizadas pelo Whats Best

Penalidade por nó [R\$ Mil]

nó	[a]	[b]	[a]+[b]
	Sub	Sob	sub+sob
1	-	-	-
2	-	-	-
3	-	-	-
4	-	-	-
5	-	-	-
6	-	-	-
7	-	-	-

Table 7 - Valor Esperado da Penalidade otimizado pelo Whats Best

Penalidade por Cenário [R\$ Mil]

[d]	cen	[a]	[b]	[c]	[a]+[b]+[c]	[d]*([a]+[b]+[c])	E{Pen}
prob de ocorre		e	e+1	e+2			Σ
25%	c1	-	-	-	-	-	-
25%	c2	-	-	-	-	-	-
25%	c3	-	-	-	-	-	-
25%	c4	-	-	-	-	-	-
							-

Temos como decisões dinâmicas do problema as compras realizadas nos nós “2” (perspectiva de taxas de crescimento da demanda alto-alto e alto-baixo) e nó “3” (perspectiva de taxas de crescimento da demanda baixo-alto e baixo-baixo) durante a etapa “e+1”. A partir dessas decisões, voltamos à decisão ótima de compra dos leilões de contratos Ctr2 (A-1) e Ctr3 (A-2) na etapa “e”. Ou seja, tal decisão ótima na etapa “e” buscou uma quantidade ótima de energia nos leilões A-1 e A-2 que permita não ser penalizado em casos de crescimento “fraco” da demanda e ainda mantém espaço para uma posterior compra no caso da demanda realizar um crescimento “alto” ou “alto-baixo” (no caso compra de 4,2 MWh em “A-1” do nó 2).

Analisando novamente passo-a-passo o problema, a partir dos valores otimizados podemos elaborar novamente a matriz de energia contratada (M.2) a partir dos valores a contratar:

$$\begin{pmatrix} 0 & 27,9 & 27,9 + 20,9 + 4,2 \\ 0 & 27,9 & 27,9 + 20,9 + 4,2 \\ 0 & 27,9 & 27,9 + 20,9 + 0 \\ 0 & 27,9 & 27,9 + 20,9 + 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 27,9 & 52,9 \\ 0 & 27,9 & 52,9 \\ 0 & 27,9 & 48,8 \\ 0 & 27,9 & 48,8 \end{pmatrix} \text{ Cenários } \times \text{ Etapas}$$

Para o total de contratos devemos considerar também os contratos tipo “Ctr1”, ou seja, os já firmados. Assim, temos para a matriz total de contratos:

$$\begin{pmatrix} 100 + 0 & 75 + 27,9 & 56,3 + 52,9 \\ 100 + 0 & 75 + 27,9 & 56,3 + 52,9 \\ 100 + 0 & 75 + 27,9 & 56,3 + 48,8 \\ 100 + 0 & 75 + 27,9 & 56,3 + 48,8 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 100 & 102,9 & 109,2 \\ 100 & 102,9 & 109,2 \\ 100 & 102,9 & 105,0 \\ 100 & 102,9 & 105,0 \end{pmatrix} \text{ Cenários } \times \text{ Etapas}$$

Conforme já observado, tais valores de contratos não deixam nenhum cenário penalizado. Podemos ilustrar analisando o total de contratos contra a demanda de cada nó, onde os níveis de contratação (Total de Contratos / Carga) estão entre 100% e 103%:

Table 8 - Níveis de Contratação finais do exemplo simplificado

Nó	Unid. [MWh]		[c]	[d]	[c]/[d]	[a]/[d]
	[b]	[a]	[a]+[b]	[MWh]	[%]	[%]
	Total Ctr	Ctr exist	Tot_Ct	Dem	NC depois	NC antes
1	-	100,0	100,0	98	102,0%	102,0%
2	27,9	75,0	102,9	103	100,0%	72,9%
3	27,9	75,0	102,9	100	102,4%	74,7%
4	52,9	56,3	109,2	108	101,0%	52,1%
5	52,9	56,3	109,2	106	103,0%	53,1%
6	48,8	56,3	105,0	103	102,0%	54,6%
7	48,8	56,3	105,0	102	103,0%	55,2%

3.7. Modelagem detalhada do problema

3.7.1. Função objetivo

A partir da modelagem e realização de um exemplo numérico simplificado, estamos agora aptos a formular o problema de compra ótima de uma distribuidora que será utilizado em nosso estudo de caso. Assim, podemos começar pela formulação da função objetivo:

$$\min z = \sum_{e=1}^E \sum_{c=1}^C CP[\text{árvore}(c, e)] * prob(c) / desconto(e)$$

tal que $E \in Etapas_{2012-2021}$

tal que $C \in Cenários_{1-972}$

Onde:

E: Representa o número total de etapas (ou anos) que o problema pode ter.

C: Representa o total de cenários disponíveis no problema;

Árvore(c,e): A matriz "árvore" representa o nó correspondente para cada cenário "c" e etapa "e";

CP[árvore(c,e)]: Vetor que representa o custo de penalidade de determinado nó localizado na etapa "e" e cenário "c";

Prob(c): A probabilidade de ocorrência de determinado cenário "c";

Desconto(e): Taxa de desconto aplicada a determinado valor na etapa "e" para trazê-lo ao valor presente.

Etapas₂₀₁₂₋₂₀₂₁: Conjunto com todas as etapas utilizadas para o estudo de caso. Vai desde 2012 até 2021;

Cenários₁₋₉₇₂: Conjunto com todos os 972 cenários utilizados para o estudo de caso;

As variáveis de decisão da função objetivo concentram-se no Custo de Penalidade CP, que já abordamos ser simplesmente o custo de penalidades de sobrecontratação e subcontratação para cada nó. Os preços de penalidade são obtidos através dos dados de

entrada também, entretanto a quantidade penalizada dependerá das variáveis de decisão sujeitas à restrições de demanda e de contratos.

3.7.2. Restrições

3.7.2.1. Restrição de compra em leilões de energia existente (Leilão A-1)

A legislação atual não impõe diretamente restrições de contratação mínima e contratação máxima para os leilões do tipo “A-1”, entretanto afastado de determinados valores a distribuidora arca com pesadas perdas de repasse. Assim, para efeitos de simplificação, modelaremos explicitamente restrições de compra para esse leilão, garantido sempre repasse pleno da energia comprada.

Tais leilões são realizados 1 vez ao ano, com a entrada da energia para o ano seguinte ao da realização. Na modelagem do estudo de caso, os contratos oriundos desses leilões tem duração até o final do horizonte de simulação.

Nesses leilões temos os chamados montantes de reposição (MR), que correspondem a quantidade de energia existente de vence no ano “A-1” à entrega de energia desse leilão. É a partir do MR que iremos modelar os limites de contratação disponíveis para o ano A de entrega:

- Contratação mínima: Contratar pelo menos 96% do MR para o ano A;
- Contratação máxima: 100% do MR + 0,5% da carga da distribuidora de 12 meses anteriores à realização do leilão.

Modelando tais restrições temos:

$$\begin{aligned} 96\% * MR(etapa(n)) &\leq decis\tilde{a}o_Ctr_A - 1(n) \\ &\leq [MR(etapa(n)) + 0,5\% * dem(\acute{a}rvore(cen\acute{a}rio(n), etapa(n) \\ &\quad - 1))] \end{aligned}$$

tal que $n \in N\acute{o}_{2012-2020}$

Onde:

Etapa(n): Vetor com a etapa de determinado nó n;

MR(etapa(n)): Vetor com montante de reposição de determinada etapa. Representa o total de contratos que venceram na etapa “e” e que serão recontratados pelo modelo na etapa “e+1”;

decisão Ctr A-1(n): variável de decisão que representa o montante de MWh a ser comprado no leilão A-1 a ser realizada na etapa do nó n;

dem(x): vetor que representa a demanda de determinado nó “x”;

cenário(n): vetor com o cenário de determinado nó “n”;

Nó 2012-2020: Conjunto de todos os nós desde a etapa 2012 até a etapa 2020. Tal conjunto não se estende até 2021 pois tais decisões de compra só terão impacto em 2022, fora do horizonte da simulação.

3.7.2.2. Restrição de descontratação (MCSD 4%)

Conforme legislação atual todos os CCEARs de energia existente possuem cláusulas que permitem ao comprador devolver anualmente ao vendedor até 4% do montante de compra original, independente dos montantes reduzidos nos anos anteriores. Na prática funciona como uma descontratação “A-1”: a decisão de descontratação é tomada em “A-1” e o montante devolvido é de fato subtraído do total de contratos somente a partir do ano A. Vale observar também que essa decisão de devolução tem impacto até o fim do contrato, e não somente no ano A da devolução.

Do ponto de vista da modelagem, teremos a possibilidade de devolução para os (i) contratos de energia existente já presentes no modelo e (ii) para os novos contratos de energia existente que o modelo decidir comprar. Assim:

Para contratos de energia existente disponíveis no início da simulação:

$decisão_red_antigo(n)$

$$\leq 4\% * Ctr_A - 1_antigo[árvore(cenário(n), etapa(n) + 1)]$$

tal que $n \in N\acute{o}_{2012-2015}$

Onde:

decisão red antigo(n): vetor com a decisão no nó “n” dos montantes em MWh de CCEARs de energia existente “antigos” a serem reduzidos;

Ctr A-1 antigo(n): vetor com os montantes de CCEARs de energia existente no nó “n” presentes no portfólio da distribuidora antes do início da simulação, ou seja, são CCEARs de energia existente antigos;

Nó 2012-2015: Conjunto de todos os nós desde a etapa 2012 até a etapa 2015. Tal conjunto para em 2015 inclusive pois os contratos de energia existente disponíveis no início da simulação acabam em 2016.

Para contratos de energia existente contratados pelo modelo durante a simulação:

$$decisão_red(n) \leq 4\% * Ctr_A - 1[árvore(cenário(n), etapa(n) + 1)]$$

tal que $n \in N\acute{o}_{2013-2020}$

Onde:

decisão red(n): vetor com a decisão no nó “n” dos montantes em MWh de CCEARs de energia existente adquiridos pelo modelo passíveis de serem reduzidos;

Ctr A-1(n): vetor com os montantes de CCEARs de energia existente no nó “n” contratados pelo modelo;

Nó 2013-2020: Conjunto de todos os nós desde a etapa 2013 até a etapa 2020. Tal conjunto inicia em 2013 pois energia existente contratada pelo modelo só pode ser devolvida a partir de 2014 (com a primeira decisão sendo tomada em 2013). O conjunto termina em 2020,

pois decisões de devoluções tomadas em 2021 só teriam impacto em 2022, fora do horizonte de simulação do modelo.

Finalmente o total das decisões de redução realizadas para um determinado nó “n” será:

$$decisão_red_tot(n) = decisão_red_antigo(n) + decisão_red(n)$$

tal que $n \in N_{2012-2020}$

Onde:

decisão red tot(n): vetor com a decisão tomada no nó “n” do total de MWh de energia existente passível de ser reduzido.

3.7.2.3. Restrição de Contratação no leilão de energia nova A-3

A legislação para esse caso também não traz nenhum limite explícito, porém para compras acima de 2% da carga da distribuidora de 2 anos antes da realização do leilão podem haver perdas de repasse. Assim, de maneira simplificada teremos como premissa a compra em A-3 limitada em até 2% da carga da distribuidora verificada em A-5. Temos então:

$$decisão_Ctr_A - 3(n) \leq 2\% * dem(\text{árvore}(\text{cenário}(n), \text{etapa}(n) - 2))$$

tal que $n \in N_{2012-2018}$

Onde:

decisão Ctr A-3(n): variável de decisão que representa o montante de MWh a ser comprado no leilão A-3 a ser realizada na etapa do nó n;

3.7.2.4. Restrição de Contratação no leilão de energia nova A-5

Não existem limites na legislação para a quantidade de energia a ser adquirida no leilão A-5. Então tal variável de restrição é ilimitada. Vale observar que tais decisões de compra em A-5 só existem da etapa 2012 até a etapa 2016, pois a partir de 2017 a energia só estaria disponível no portfólio de contratos em 2022, fora do horizonte de simulação.

3.7.2.5. Restrições de atendimento a demanda

Para essas restrições podemos utilizar as restrições R.1 e R.2 já apresentadas, pois elas já estão em um formato genérico. Podemos apenas detalhá-las um pouco mais explicitando quais componentes estão presentes no acrônimo tot_ct :

$$tot_ct_{dem\ n} + Sub_{dem\ n} \geq dem_n \quad (R.1)$$

$$Sob_{dem\ n} + 1,03 * dem_n \geq tot_ct_{dem\ n} \quad (R.2)$$

tal que $n \in N^o_{2012-2021}$

Onde:

$$tot_ct_{dem\ n} = Ctr_A - 3(n) + Ctr_A - 1(n) + Ctr_A - 5(n) + Ctr_antigos(n) \\ - Reducoes(n)$$

Detalhando:

Ctr A-3(n): Total de contratos adquiridos pelo modelo para o nó “n” oriundos de leilão “A-3”;

Ctr A-1(n): Total de contratos adquiridos pelo modelo para o nó “n” oriundos de leilão “A-1”;

Ctr A-5(n): Total de contratos adquiridos pelo modelo para o nó “n” oriundos de leilão “A-5”;

Ctrs antigos(n): Total de contratos disponíveis no nó “n” antes de qualquer decisão do modelo. Tratam-se de contratos adquiridos pela distribuidora antes da simulação;

Reducoes(n): Total de contratos devolvidos pelo modelo. Engloba tanto (i) devoluções de CCEARs de energia existente já disponíveis antes do estudo quanto (ii) devoluções em cima de CCEARs adquiridos pelo modelo ao longo da simulação.

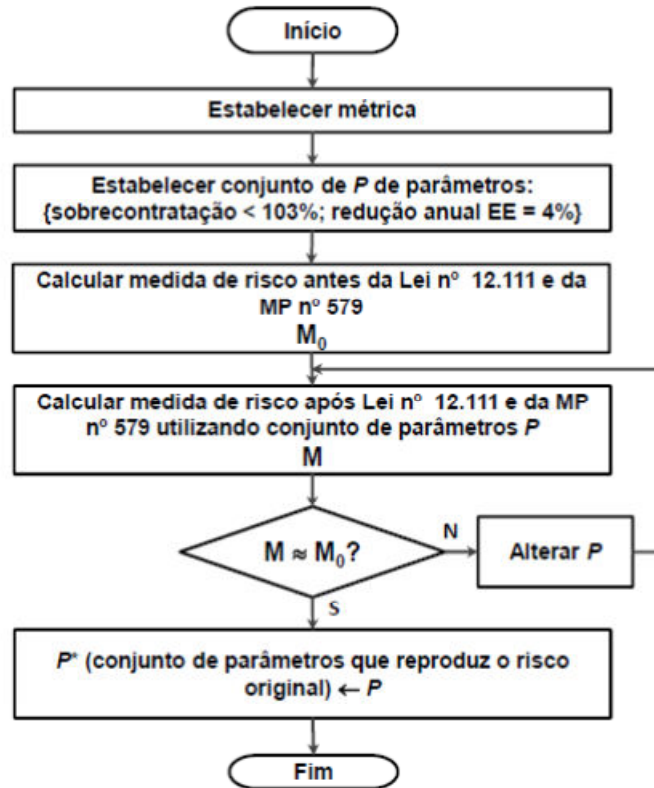
4. Estudo de Caso

4.1. Metodologia empregada

Conforme já explicitado no início deste trabalho, o embasamento técnico da mudança do % de repasse de sobrecontratação das distribuidoras de 103 para 105% foi subsidiado através de um relatório apresentado pela ABRADDEE no início do ano de 2013, que apresentou analiticamente o problema ao governo.

Como também já apresentado neste trabalho, o “motor” de expansão do SIN no ACR parte da declaração de demanda das Distribuidoras. Quando esse mecanismo sofre interferências que o deixa menos eficiente, a expansão de 75% do SIN fica em risco. Relembrando outro ponto de destaque do trabalho, a ineficiência do modelo de compra de energia das distribuidoras por conta da entrada dos CCGFs trará riscos de penalidades não vislumbrados a época da criação do atual modelo. Tais riscos em demasia podem prejudicar a saúde financeira das distribuidoras em escala nacional, pois o efeito da entrada das cotas trouxe um problema estrutural ao setor.

Feita a introdução das motivações da criação do Relatório técnico entregue ao MME pela ABRADDEE, o trabalho consistiu em escolher métricas p/ captar o risco antes e depois da entrada dos CCGFs do portfólio das distribuidoras. A partir dessas métricas escolhidas, foram observados os parâmetros de contratação que influem na formação do risco pré-cotas e do risco pós-cotas. Finalmente é iniciado um processo iterativo em que são realizadas mudanças nos parâmetros de contratação para atingir no cenário pós-cotas o mesmo nível de risco do cenário pré-cotas.



**Figure 14 – Metodologia de trabalho do Relatório Técnico ABRADDEE [17].
Metodologia criada pela PSR.**

Apresentado a metodologia de trabalho que foi seguida no relatório ABRADDEE e que será seguida também neste presente trabalho, devemos eleger quais métricas de risco utilizaremos para as medições de risco cenário pré-cotas e cenário pós-cotas.

Temos 2 possíveis métricas para dimensionar o risco neste trabalho:

1. Risco em R\$ de penalização por subcontratação ou sobrecontratação;
2. Probabilidade de penalização por subcontratação ou sobrecontratação;

A métrica de valor presente do custo de penalidade minimizado é a métrica de risco utilizada hoje pelas distribuidoras para a tomada de decisão de compra de energia. Tal métrica é o valor que é minimizado no modelo computacional criado neste trabalho. Para tal, são utilizados vários dados de entrada, tais como valores de PLD, VR e a amplitude da criação da árvore de possibilidades de demanda (% de crescimento acima e abaixo do crescimento de referência).

A probabilidade de ser penalizado é um dado de saída que temos depois da estratégia criada pelo modelo. Através de uma matriz de transição cria-se a probabilidade de um determinado nó da árvore crescer para cenários alto, médio ou baixo, assim temos probabilidades associadas à realização de cada cenário criado. O cenário que é penalizado ao final da resolução do problema expressa a probabilidade de penalização.

Para esse trabalho o critério de parada para encontrarmos os parâmetros onde o risco “M” é próximo do risco “M0” acontecerá quando as duas métricas de risco assumirem valores semelhantes na comparação risco “M0” contra risco “M”, no sentido de trazer mais robustez ao estudo de caso.

Depois de destacada as métrica a serem utilizadas, devemos definir o quanto medir a partir dos resultados do modelo criado. Conforme será detalhado mais a frente, o modelo foi criado para desenvolver estratégia de contratação/descontratação de energia ao longo de 10 anos. Entretanto, devido a não utilização neste trabalho de técnicas de programação dinâmica ou seleção de subcenários da árvore de possibilidades para encontrar a solução ótima, utilizamos apenas aberturas de 3 possibilidades de crescimento de demanda até 2017, 2 aberturas em 2018 e 2019 (crescimento alto e médio) e apenas 1 abertura em 2020 e 2021 (crescimento médio), no sentido de computacionalmente ser possível utilizar todos os cenários para a composição da solução ótima. Assim, para o presente modelo, seria coerente a medição das métricas na janela de 2013 até 2017, onde são etapas modeladas com grande número de cenários criados.

Entretanto, para também manter uma coerência com os valores do relatório entregue ao governo, será utilizada a mesma janela de medição utilizada por este relatório, ou seja, de 2013 até 2016.

No relatório entregue ao MME não são detalhados a quantidade de cenários utilizados para cada ano simulado no estudo, entretanto podemos intuir algumas razões do porque da escolha desta janela de medição:

A janela não pode ser muito curta, pois:

- Deve levar em consideração as decisões de compra que ocorrem com antecedência;

A janela não pode ser longa demais, pois:

- Quanto mais etapas abarcadas pela janela, maior a probabilidade de algum cenário ser penalizado (supondo a premissa de 3 aberturas de demanda para cada etapa analisada), o que dificultaria a utilização da métrica adotada;
- Evitar o efeito “final de horizonte”, onde a partir de determinadas etapas futuras o modelo só seria influenciado por períodos imediatamente subsequentes, independentemente assim da sensibilidade dos dados de entrada do início da simulação que queremos observar;

4.2. Dados de entrada utilizados

Para uma análise sem distorções, na medida que possamos mensurar o risco de contratação das distribuidoras em condições normais, sem um abalo de circunstâncias conjunturais, alguns valores de parâmetros utilizados, tal como mencionado pelo relatório técnico entregue ao MME, sofreram ajustes, mais precisamente no sentido de evitar eventuais excessos ou déficits de oferta em relação a demanda do ACR.

Importante frisar também que os dados de entrada do Relatório de (i) cenários de demanda e (ii) contratos foram elaborados em agosto de 2012. Assim, para manter a coerência com os números do relatório, os dados utilizados, na medida do possível, também farão referência a agosto de 2012.

4.2.1. Contratos

É necessária uma estimativa do total de contratos de todas as distribuidoras desde 2013 até 2021. Para tal, foram utilizados os contratos registrados na CCEE para o ano de 2012 (informações disponíveis no site da entidade) juntamente com os contratos já firmados pelas distribuidoras em leilões de compra de energia (dados também disponíveis no site da

CCEE[26]). Além desses dados, foram realizados ajustes, tais como a recisão de CCEARs por conta de agentes vendedores que não construíram as usinas leiloadas para a entrega da energia acertada, além do fim de leilões de ajuste que só tiveram vigência no ano de 2012. Montantes de energia existente também foram sendo retirados da base de contratos, onde o modelo computacional criado escolhe recontrata-los ou não. Tais dados de montantes de energia existente foram retirados da AP 90/2012 da ANEEL[18].

Finalmente, a base de contratos é a seguinte:

Table 9 - Dados de contratos utilizados nas simulações. Fonte: Elaboração própria com dados do sítio virtual da ANEEL e CCEE

Unid.: MWm	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
base de Ctrs 2012	42.958	42.958	42.958	42.958	42.958	42.958	42.958	42.958	42.958	42.958
enova já contratada		4.085	7.036	9.420	11.328	13.553	13.682	13.682	13.682	13.682
quedas de ee prod05		- 8.169	- 8.169	- 8.169	- 8.169	- 8.169	- 8.169	- 8.169	- 8.169	- 8.169
quedas de ee prod06			- 6.258	- 6.258	- 6.258	- 6.258	- 6.258	- 6.258	- 6.258	- 6.258
quedas de ee prod07				- 1.611	- 1.611	- 1.611	- 1.611	- 1.611	- 1.611	- 1.611
fim prod08					- 1.278	- 1.278	- 1.278	- 1.278	- 1.278	- 1.278
fim prod09						- 1.086	- 1.086	- 1.086	- 1.086	- 1.086
retirada do LAJ		- 84	- 84	- 84	- 84	- 84	- 84	- 84	- 84	- 84
recisao de CCEARs		- 831	- 831	- 831	- 831	- 831	- 831	- 831	- 831	- 831
Saldo Líquido	42.958	37.959	34.652	35.426	36.056	37.195	37.323	37.323	37.323	37.323

É preciso de uma premissa também para a duração de cada contrato recontratado pelo modelo. Para melhor modelagem da devolução do MCS D 4%, todos os contratos frutos de decisões do modelo possuem vigência durante todo o horizonte de simulação.

4.2.2. Cenários de demanda

Da mesma maneira que foi procedida com o item contratos, devemos consolidar a demanda de todas as distribuidoras do SIN de 2013 até 2021. E levando em conta novamente que a base de dados deve buscar uma previsão de agosto de 2012, buscamos previsões de crescimento de carga dessa época. A fonte consultada foi do PEN – Planejamento da Operação energética 2012/2016 [19] publicado pelo ONS em setembro de 2012. A partir deste relatório podemos observar à época a previsão de crescimento do SIN:

Carga de Energia (MWmed)

Ano	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte	AC/RO	TMM (3)	SIN	Cresc. (MWmed)	Cresc. (%)
2011(1)	35.492	9.757	8.412	4.069	446	-	58.177	-	-
2012(2)	36.441	10.068	9.004	4.118	472	-	60.102	1.925	3,3
2013	38.114	10.483	9.408	4.306	492	590	63.394	3.292	5,5
2014	39.789	10.873	9.820	4.524	518	1.166	66.690	3.296	5,2
2015	41.403	11.278	10.226	4.694	544	1.227	69.372	2.682	4,0
2016	42.950	11.698	10.665	4.802	571	1.280	71.967	2.595	3,7
Crescimento Médio de 2012 a 2016									4,6

(1) Valor verificado (2) Valores verificados até junho; de julho a dezembro previstos . (3) TMM – Sistema Tucuruí-Manaus-Macapá.

Figure 15 – Previsão de carga de energia do SIN no Relatório Executivo do PEN ONS 2012/2016

Uma primeira aproximação realizada no estudo se dá por conta dos dados de crescimento anual na tabela acima ocorrem para todo o SIN, ou seja, contém tanto dados de carga do ACL quanto do ACR. Assumiremos esse crescimento como se fosse só crescimento do ACR. Tais taxas de crescimento serão aplicadas tendo como base o conjunto da carga das distribuidoras de 2012 através de arquivos públicos disponíveis no site da CCEE [20]. Outra premissa é assumir as taxas de crescimento a partir de 2016 sendo muito parecida com a última taxa (3,7%). Ao longo dos anos tais taxas foram repetidas com um decréscimo de 0,1% ano a ano.

Para a construção da árvore evolução da demanda, foi assumido como cenário médio os crescimentos de carga acima. Para os cenários alto e baixo, foi aplicado (i) crescimento 1,5% acima do cenário médio e (ii) 1,5% abaixo do cenário médio. Outra premissa utilizada é de que as probabilidades de crescimento são iguais, ou seja, cada possibilidade de evolução de cenário alto, médio ou baixo, por exemplo, tem 1/3 de chance de ocorrer.

Foi assumida a seguinte premissa de aberturas das possibilidades de demanda ao longo dos anos de simulação:

Table 10- Estrutura da árvore de demanda utilizada para as simulações. Fonte: Elaboração própria

transição das etapas	12/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21	
aberturas de demanda	-	3	3	3	3	3	2	2	1	1	
<i>nós acumulados</i>	1	4	13	40	121	364	850	1822	2794	3766	Σ nós
cenários/etapa	1	3	9	27	81	243	486	972	972	972	3766

Através de tal estrutura de aberturas, teremos um total de 972 cenários de evolução da carga ao longo dos 10 anos de simulação, e a estrutura da árvore será composta por 3766 nós.

As aberturas de 2017 para 2018 e de 2018 para 2019 representam somente cenários do tipo “alto” e ”médio”. As aberturas de 2019 até 2020 e 2020 até 2021 tem apenas o percentual de crescimento do tipo “médio”.

Com as aberturas da árvore de demanda apresentadas, apresentamos abaixo matriz com as taxas de crescimento utilizadas, bem como os cenários “alto”, “médio” e “baixo” da árvore de demanda criada:

	alto	médio	baixo
2012/2013	6,97%	5,5%	3,97%
2013/2014	6,70%	5,2%	3,70%
2014/2015	5,52%	4,0%	2,52%
2015/2016	5,24%	3,7%	2,24%
2016/2017	5,10%	3,6%	2,10%
2017/2018	5,00%	3,5%	
2018/2019	4,90%	3,4%	
2019/2020		3,3%	
2020/2021		3,2%	

Figure 16 – taxas de crescimento de demanda utilizadas

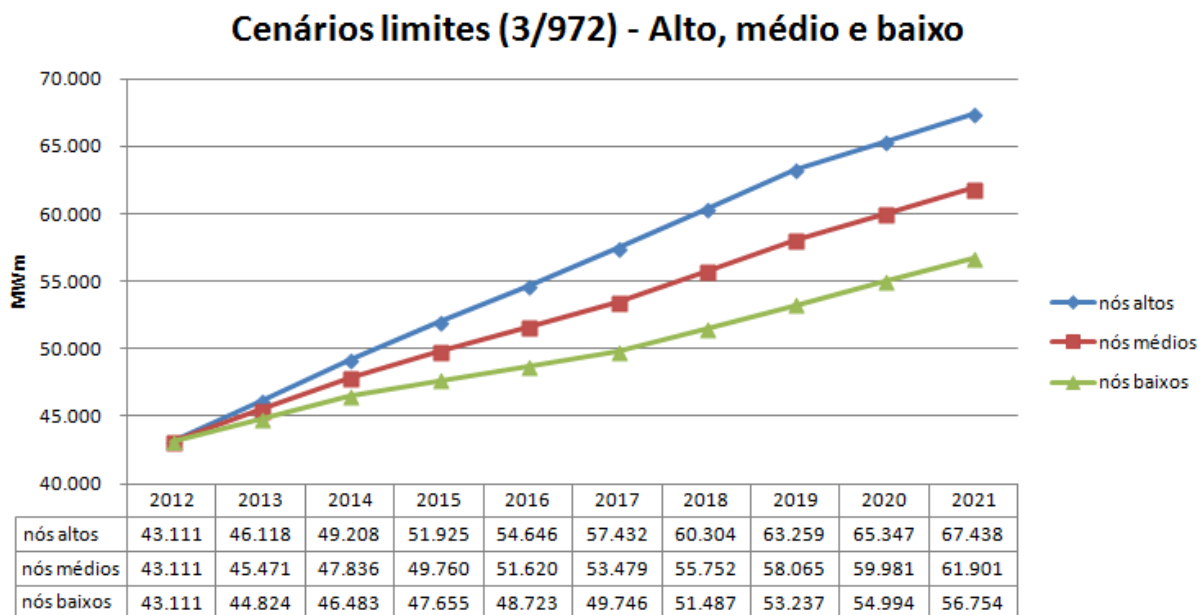


Figure 17 – 3 cenários dos 972 criados

Importante salientar que o tamanho do problema aumenta exponencialmente conforme aumentam a quantidade de aberturas ao longo das etapas. Com mais aberturas, temos mais nós na árvore de demanda, que representam uma maior quantidade de cálculos a serem efetuados.

4.2.3. Custos

Os custos foram representados conforme relatório entregue ao MME:

Table 11 - Premissas de preços utilizados nas simulações

Custo	Valor [R\$/MWh]
Leilão "A-5"	110
Leilão "A-3"	115
Leilão "A-1"	90
PLD p/ cenários de subcontratação	200
PLD p/ cenários de sobrecontratação	30
Preço de repasse utilizado na sobrecontratação	110

Vale comentar que os dados de PLD neste trabalho foram simulados deterministicamente, com valores conforme tabela acima. Em [27] foram realizados testes com a utilização de PLDs estocásticos juntamente com a demanda estocástica. Tais testes foram subdivididos num primeiro grupo com PLDs estocásticos de baixa variabilidade e outro com PLDs estocásticos com alta variabilidade. Foi chegada a conclusão que a estocasticidade da demanda foi determinante na definição de quais cenários foram penalizados, enquanto a estocasticidade do PLD na definição da intensidade dos cenários penalizados.

Para a premissa de VR [R\$/MWh] nas simulações, podemos calculá-lo com base no resultado dos últimos leilões A-3, A-5 e leilões estruturantes. Conforme [1], o VR é definido anualmente, e consiste do preço médio ponderada pela energia da entrada de novos projetos de geração no SIN. Assim, temos os valores realizados de 2012 até 2015. A partir de 2016 foi suposto um valor de R\$ 100/MWh;

Table 12 - Premissa de VR utilizada para as simulações

Valores de referencia - VR (base jan12) [R\$/MWh]									
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
163	155	100	84	100	100	100	100	100	100

A taxa de desconto utilizada para trazer o valor esperado de penalidade ao longo dos anos do estudo a valor presente foi de **15%**.

4.2.4. Leilões

Novamente conforme relatório entregue ao MME, foram considerados leilões “A-5”, “A-3” e “A-1” em todos os anos. Não foram considerados leilões de ajuste porque as distribuidoras não podem contar com a existência de oferta nesses leilões. Foram considerados também devoluções anuais de até 4% do montante original contratado de CCEARs de energia existente, além da devolução de energia existente das compras realizadas pelo modelo.

4.2.5. MCSD Mensais

A simulação de uma única distribuidora com a soma da carga e contratos de todas as distribuidoras do Brasil traz o efeito de um “MCSD perfeito”, aonde só ocorrem sobrecontratações ou subcontratações em situações estruturais.

4.2.6. Cotas

O volume de cotas utilizado para entrada em 2013 obedece tanto a AP 90/2012 quanto a Resolução Homologatória 1410/2013 [21] da ANEEL. Vale observar ainda, conforme relatório entregue ao MME, que nos variados casos rodados o volume de cotas sofreu alterações quando necessário, de forma a não alterar o montante contratado por ano de CCEARs dos casos pré-cotas e dos casos pós-cotas.

O processo de alocação de CCEARs em CCGFs gerou inicialmente 7873 MWm. Acrescentado a esse valor a contratação por cota da usina nuclear de Angra I e II, chegamos ao total de 9458 MWm de cotas.

Table 13 - Dados de CCGFs utilizados nas simulações. Fonte: Elaboração própria com dados da ReH 1410/2013 da ANEEL

Unid: MWm

	100% GFIS	95% GFIS	c/ angra
CEEE GT	234	222	222
CHESF	5.484	5.210	5.210
CHESP	2	2	2
CJE	2	2	2
CPEE	6	6	6
DEMEI	2	2	2
DME-PC	5	4	4
ELETRONORTE	63	59	59
EMAE	157	150	150
FURNAS	2.334	2.217	3.802
	8.287	7.873	9.458

É interessante ressaltar que o processo de introdução das cotas interferiu bastante na realização do leilão A-1 de 2012. Com base nos dados do capítulo passado deste trabalho, o produto de energia existente que seria recontratado nesse leilão seria o produto com início

em 2005, que dispunha de 8169 MWm. Desse valor, somente 5375 MWm aceitariam as cotas. Os outros 2794 MWm pertenciam a (i) empresas “cotáveis”, as quais porém não aceitaram renovar suas concessões pelo regime de cotas – CEMIG, CESP e COPEL e (ii) empresas que não eram alcançadas pela MP 579/12. Dado que o governo não realizou o leilão A-1 de 2012, além das distribuidoras ficarem sem os 7873 MWm antes lastreados por CCEARs de energia existente, também não recontrataram 2794 MWm de CCEARs. Assim, com o objetivo de não causar diferença entre o montante de oferta do ACR entre os casos a serem rodados pós-cotas com realização do A-1 de 2012 e pós-cotas sem realização do A-1 de 2012, o total de cotas considerado será o valor que efetivamente virou cota mais o montante de energia que saiu do ACR por conta da não realização do A-1 de 2012.

4.3. Implementação do Modelo

Conforme já detalhado em capítulos passado, o modelo criado indica montantes de compra ótima em leilões A-1, A-3, A-5 e desconstratação em MCS D 4% para 10 anos de simulação (2012 até 2021) no sentido de minimizar o valor esperado do custo de penalidades de sobrecontratação e subcontratação de toda a janela.

A interface do modelo é toda realizada em planilhas EXCEL. Na planilha criada são (i) inseridos dados de entrada, (ii) realizados cálculos através de equações pré-programadas nas planilhas (equacionamento das restrições, passagem dos valores a contratar/descontratar para contratados/descontratados), (iii) iniciado o solver *what's Best* que resolve o problema formulado de programação linear pelo método SIMPLEX, (iv) impresso as soluções em abas pré-determinadas da planilha, e (v) analisado os resultados.

As sensibilidades foram realizadas e armazenadas por planilha. Todos os testes foram implementados num computador com processador Intel core i3 2,13 GHz com memória RAM de 4 GB. O tempo médio de resolução de cada caso foi de 1 minuto. Para a estrutura utilizada foram avaliados 972 cenários de demanda, com 3925 variáveis de decisão e 11457 restrições. Foi observado também que utilizar uma estrutura de abertura maior do que a proposta (3 aberturas de demanda de 2013 até 2017, 2 aberturas em 2018/2019 e 1 abertura

em 2020/2021) para o modelo criado com 972 cenários de demanda e 3766 nós inviabilizava os testes computacionalmente.

4.4. Sensibilidades Realizadas

4.4.1. Sensibilidade 1

Inicialmente foi realizado uma **sensibilidade 1** (caso pré cotas) para medir qual risco “M0” existia antes da mudança regulatória da alocação das cotas. Conforme já explicitado em seções anteriores, utilizaremos como métricas a probabilidade de ser penalizado na janela de medição e a minimização do valor presente (VP) do custo de penalidade (CP) da distribuidora virtual para a janela de medição, ou seja, de 2013 até 2016.

Table 14 - resultados da sensibilidade 1

Sensibilidade 1 - Risco Original

	VP do CP otim [R\$ MM]	Modelo criado
Medição de risco "M0"	112,0	38,3%

Podemos observar abaixo ainda um gráfico com a probabilidade de penalização ano-a-ano juntamente com a probabilidade de ser penalizado para toda a janela de medição (dados do modelo criado – 38,3%). A probabilidade ano-a-ano está coerente pois ao longo das etapas, por conta do aumento exponencial dos cenários, o modelo vai tendo mais dificuldade de evitar penalizações.

Probabilidade de Penalização - Sensib 1

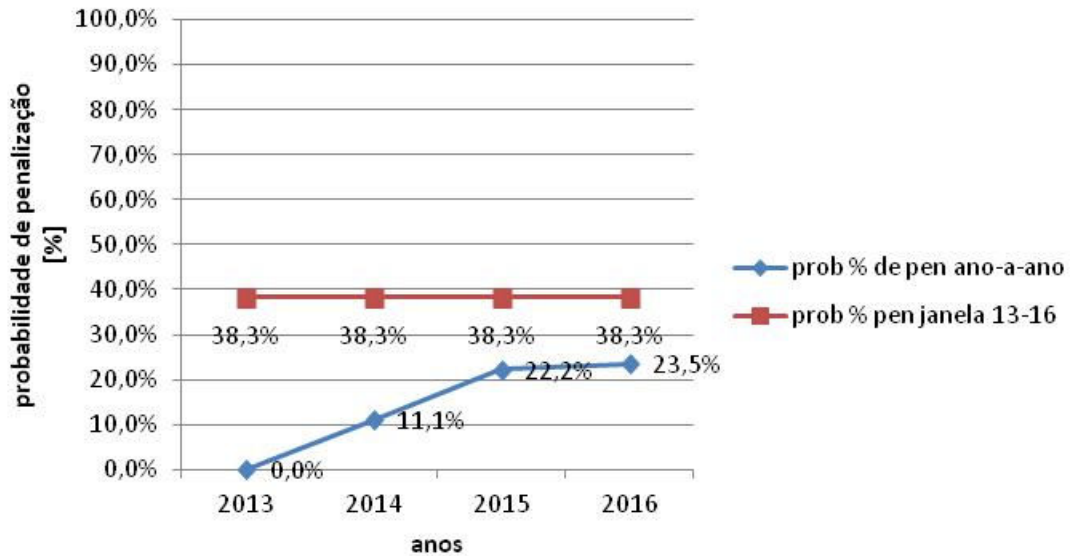


Figure 18 - probabilidade de penalização ano-a-ano - Sensibilidade 1

Podemos comentar ainda que a probabilidade de penalização da janela toda (valor constante de 38,3% ao longo das etapas) faz sentido ser mais alta do que as probabilidades ano-a-ano pois a probabilidade que abrange a janela toda agrega os cenários penalizados de todas as etapas, tratando-se assim de uma probabilidade acumulada.

Podemos explorar mais a fundo esta métrica observando o ano 2016 da janela, pois este detém a maior quantidade de cenários (81 cenários) da janela de medição. No gráfico abaixo temos a configuração acumulada dos níveis de contratação ótimos:

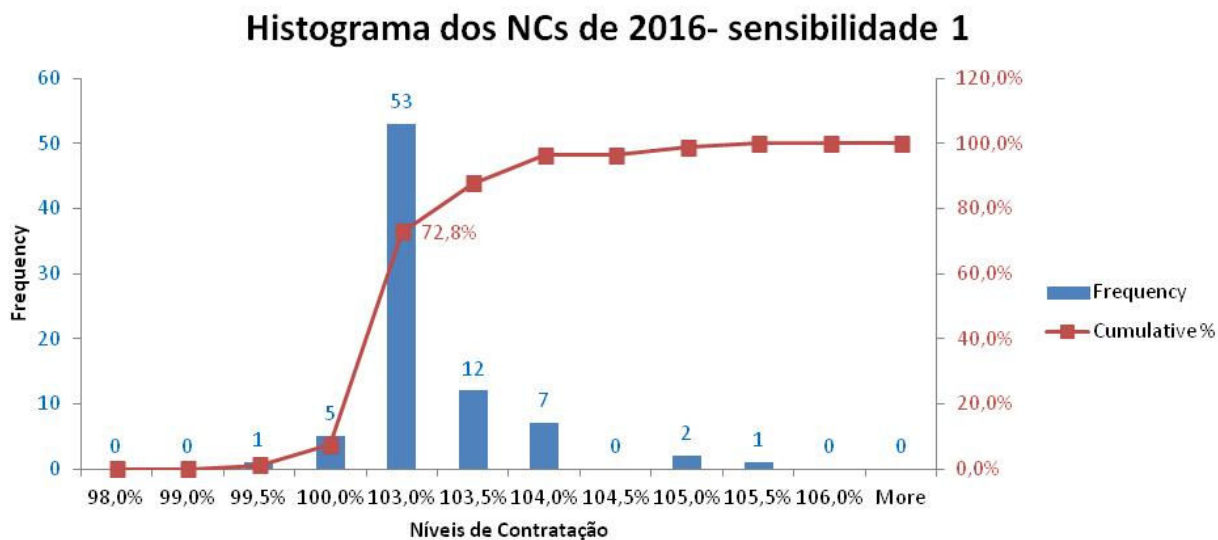


Figure 19 - Histograma dos NCs - ano de 2016 – sensibilidade 1

Destacado no gráfico acima observamos uma grande quantidade de cenários entre 100 e 103% do NC, atestando assim a busca do modelo em minimizar as penalidades com NCs que garantam a não ocorrência delas. No entanto observamos tanto no gráfico de barras quanto na curva de frequência acumulada a alta quantidade de cenários sobrecontratados frente aos cenários subcontratados, que atestam o comportamento das distribuidoras em ficarem levemente sobrecontratadas criando assim um *hedge* frente a possíveis altos crescimentos de carga (por consequência possíveis cenários de subcontratação).

Finalizando a análise da métrica de probabilidade de ser penalizado, podemos ilustrar a probabilidade de penalização do ano 2016 com uma curva de permanência de NCs empíricos encontrados nesta simulação:

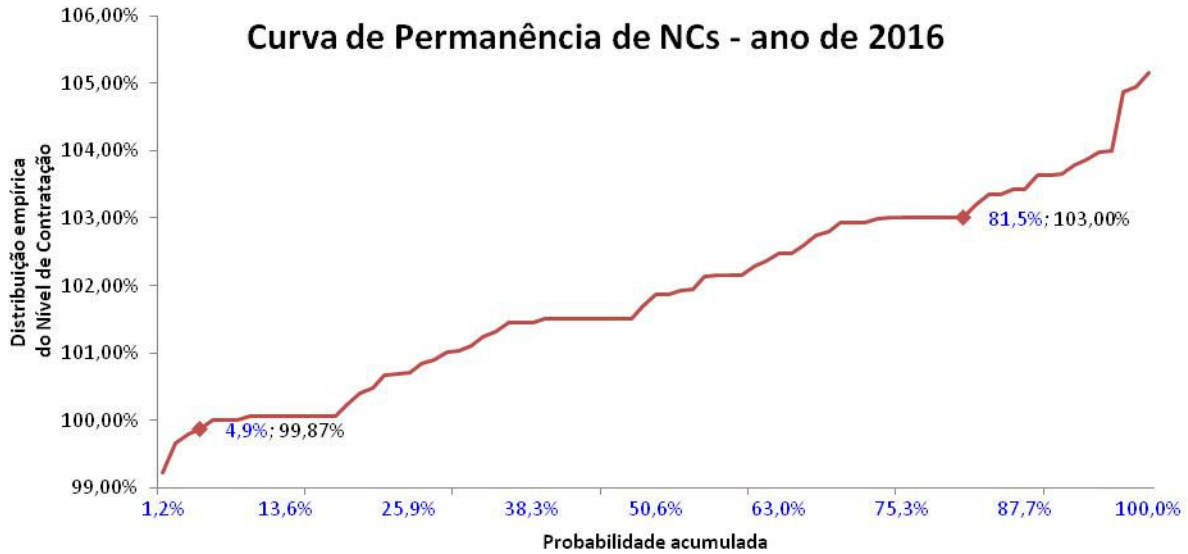


Figure 20 - Curva de permanência dos NCs - ano de 2016 – sensibilidade 1

Observamos nos pontos destacados na curva uma probabilidade de até 4,9% de cenários subcontratados (o último NC subcontratado foi 99,87%) e probabilidade de $1 - 0,815 = 18,5\%$ de cenários com mais de 3% de sobrecontratação. O cálculo $4,9\% + 18,5\% \approx 23,5\%$ ilustra a probabilidade de penalização do ano de 2016 já observada anteriormente.

Podemos ilustrar também a métrica de VP do CP minimizado, através do gráfico abaixo que detalha o valor esperado da penalização minimizada para a janela de medição, indicando também que a estratégia futura de contratação das distribuidoras aponta para uma maior sobrecontratação, evitando assim situações de subcontratação. Completamos esta observação lembrando os valores médios de penalidade ao longo do horizonte de simulação de R\$ 300/MWh para subcontratações e R\$ 80/MWh para sobrecontratações, indicando assim conforme já comentado, as decisões de compra “fugindo” mais das subcontratações do que das sobrecontratações.

Valor presente do custo de penalidade da janela de medição 2013-2016

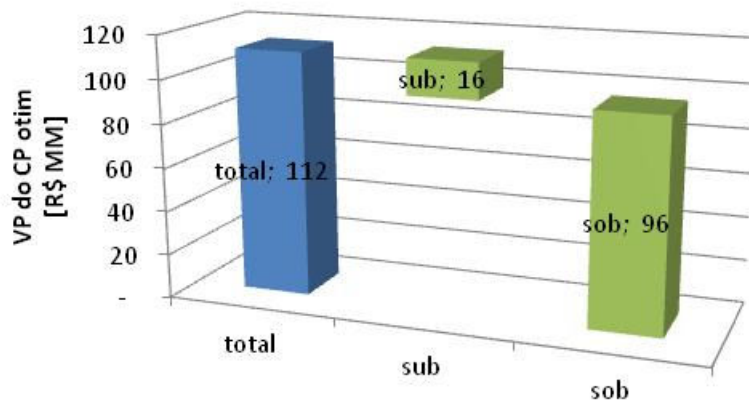


Figure 21 - Valor Presente do Custo de Penalidade da janela de medição 2013-2016 - sensibilidade 1

Podemos analisar mais detalhadamente o VP do CP minimizado analisando tais valores por ano:

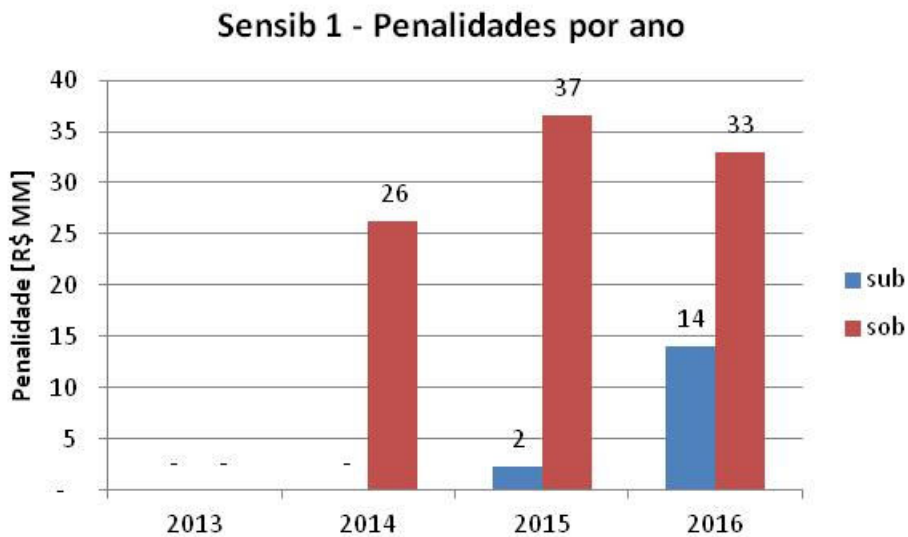


Figure 22 - Valor Presente do Custo de Penalidade por ano - sensibilidade 1

Podemos observar também os valores médios dos níveis de contratação por ano na janela de medição, atestando novamente uma disposição maior do modelo em ficar com uma quantidade maior de cenários sobrecontratados do que subcontratados.

Table 15 - NCs médios na janela de medição 2013-2016

	Sub	1<=sob<=1,03	sob>1,03
2013	0,00%	101,44%	0,00%
2014	0,00%	101,60%	103,96%
2015	99,93%	101,58%	103,89%
2016	99,64%	101,55%	103,89%

E finalmente, terminando a análise do caso base, temos o VP do CP por cenário da janela de medição. O somatório de todos esses valores nos dão o valor total de penalidade da janela de R\$ 112 MM:

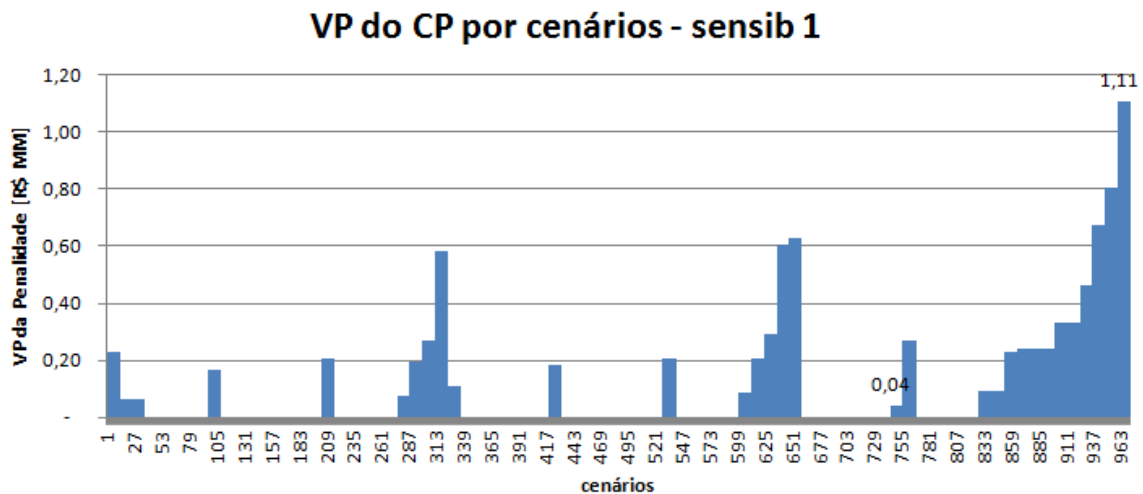


Figure 23 - Valor Presente dos Custos de penalidade por cenário - sensibilidade 1

Podemos observar uma discrepância muito grande na penalização dos cenários: enquanto temos cenários penalizados em R\$ 0,04 MM, temos outros cenários penalizados em R\$ 1,11 MM, uma variação de quase 2700%.

4.4.2. Sensibilidade 2 – Com leilão A-1 2012 e com cotas

Seguindo a metodologia proposta, buscaremos agora qual parâmetro “P” do modelo deve ser alterado para chegar numa medida de risco “M” (pós MP 579) parecida com a medida de risco original “M0” (pré MP 579/12). Os dois parâmetros “P” inicialmente elegíveis para realizar mudanças eram: (i) percentual de repasse de sobrecontratação – pela legislação antes da mudança de 3% - e (ii) redução anual dos contratos de energia existente – pela legislação uma redução de até 4%.

Esta sensibilidade representa um caso em que ocorre a inclusão das cotas no ACR, porém com a suposição de que o governo realizaria o leilão A-1 de 2012, permitindo ao ACR a compra de 2794 MWm como CCEARs de energia existente. Trata-se de um exercício sem respaldo da realidade, pois o MME através da portaria MME nº 599 de 28/11/12 [22] decreta a não realização desse leilão, porém bem útil para escolha de qual parâmetro “P” utilizar ao longo do estudo. Nessa sensibilidade vemos que traz muito mais impacto para o risco “M” alterações no percentual de sobrecontratação do que no percentual de redução anual de MCSD 4%. Analisando os números do modelo criado, enquanto a mudança do percentual de sobre de 103 para 105% diminui o risco “M” de 58,0% para 8,6% (sensib 2.1 x sensib 2.3), uma mudança também de 2 pontos percentuais no limite de devolução de MCSD anual diminui o risco “M” de 58,0% para 42,0% (sensib 2.1 x sensib 2.4). Por conta disso o aumento do % de devolução do MCSD de energia existente não será mais testado a partir da próxima sensibilidade.

Table 16 - resultados da sensibilidade 2

Sensibilidade 2 - Com Cotas e Com Leilão A-1 de 2012
Medição de risco "M"

	Limite sup de repasse	Red anual CCEARs de ee	VP do CP otim [R\$ MM]	Prob de penalização [%]
Risco "M0"	103,0%	4%	112,0	38,3%
Risco "M" sensib 2.1	103,0%	4%	248,8	58,0%
Risco "M" sensib 2.5	103,5%	4%	167,4	39,5%
Risco "M" sensib 2.2	104,0%	4%	101,6	30,9%
Risco "M" sensib 2.3	105,0%	4%	24,7	8,6%
Risco "M" sensib 2.4	103,0%	6%	163,6	42,0%

Podemos observar também ao longo das sensibilidades para a janela de medição entre 2013 e 2016 que uma mudança do limite de repasse de sobrecontratação de **3% para 4%** bastaria para trazer os níveis de risco de volta ao momento pré cotas (linhas tracejadas de vermelho na tabela acima). Os números do modelo criado são 38,3% de probabilidade de penalização e R\$ 112 MM de VP do CP minimizado para o caso original e 30,9% de probabilidade de penalização e R\$ 101,6 MM de VP do CP minimizado já com a alteração no repasse da sobrecontratação.

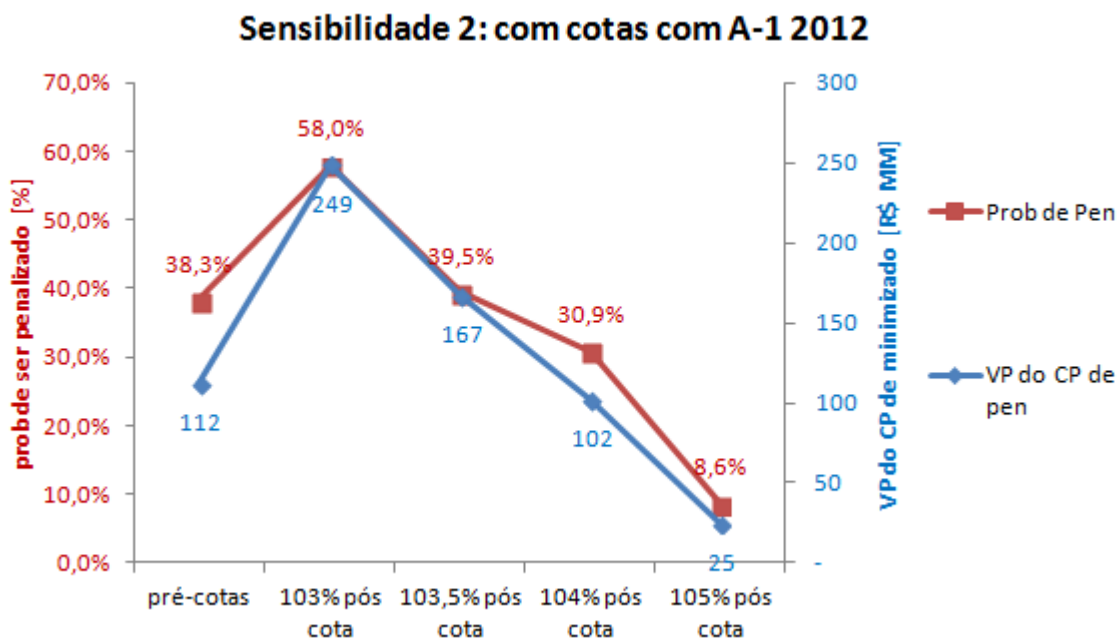


Figure 24 – Sensibilidade 2: simulações com cotas e com o A-1 de 2012

4.4.3. Sensibilidade 3 – Sem leilão A-1 2012 e com cotas

Através de sensibilidade 3 é finalmente simulada a condição de contratação com a implementação das cotas e sem a realização do leilão A-1 de 2012 para a distribuidora virtual. Conforme já mencionado no item 4.2.6 deste trabalho, o total de cotas foi alterado de maneira a evitar déficits de oferta em relação ao caso base “sensibilidade 1”. Assim, o total de cotas utilizado na sensibilidade 2 de 9458 MWm, agora serão de 12252 MWm, de forma a evitar o déficit que aconteceu na realidade por conta de 2794 MWm de energia que deixaram o ACR para o ACL devido a não realização do leilão A-1 de 2012:

Unid.: MWm

Premissas das Cotas:

7.873	Cotas 95% GFIS ReH 1410/2013		Ctrs final dez12=MR 13
1.585	Angra		Cotas 5.375
2.794	possível oferta a-1 2012 foi p/ ACL	CEMIG+COPEL+CESP	2.794
<u>12.252</u>			<u>8.169</u>

Figure 25 - Premissa de cotas utilizada para a sensibilidade 3

Table 17 - Disposição CCEARs ee x Cotas para as sensibilidade 1 e 3.

Sensibilidade 1		Sensibilidade 3		
Ctrs	MWm	MWm		
		Ctrs	Cotas	
final em dez12	8.169	-	8.169	
final em dez13	6.258	2.174	4.083	
final em dez14	1.611	1.611		
final em dez15	1.278	1.278		
final em dez16	1.086	1.086		
	<u>18.402</u>	6.149	12.253	Σ 18.402

Feitos os devidos esclarecimentos quanto aos dados de entrada utilizados para essa sequencia de simulações que fazem parte da sensibilidade 3, temos a seguir tabela com os seguintes resultados:

Table 18 - resultados da sensibilidade 3

Sensibilidade 3 - Com Cotas e Sem Leilão A-1 de 2012
Medição de risco "M"

	Limite sup de repasse	VP do CP otim [R\$ MM]	Prob de penalização [%]
Risco M0	103,0%	112,0	38,3%
Risco "M" sensib 3.1	103,0%	388,4	67,9%
Risco "M" sensib 3.2	104,0%	176,5	35,8%
Risco "M" sensib 3.3	105,0%	64,3	24,7%
Risco "M" sensib 3.4	104,5%	119,5	33,3%

Para os casos da “sensibilidade 3” o aumento do % de sobrecontratação de 3% para **4,5%** teoricamente já bastaria para transformar o risco “M0” parecido com o risco inicial “M”, onde a probabilidade de ser penalizado é de 38,3% e o VP do CP minimizado é R\$ 112 MM p/ as métricas de risco “M0”, enquanto que com a mudança da sobrecontratação os números são a probabilidade de 33,3% de ser penalizado e R\$ 119,5 MM para o VP do CP minimizado para as métricas de risco “M”.

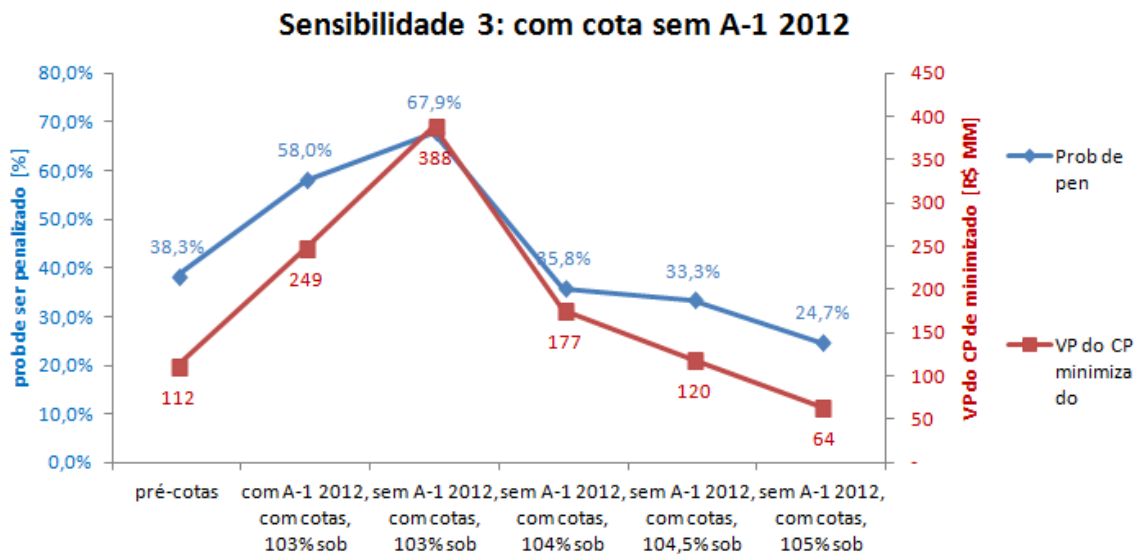


Figure 26- Sensibilidade 3: simulações com cotas e sem o A-1 de 2012

4.4.3.1. Análise detalhada sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1 (risco “M” sem mudança na regulamentação)

Observando detalhadamente a condição de risco “M” sem mudança alguma dos parâmetros, temos os dados da sensibilidade 3.1, onde podemos observar o comportamento da probabilidade de ser penalizado ano-a-ano:

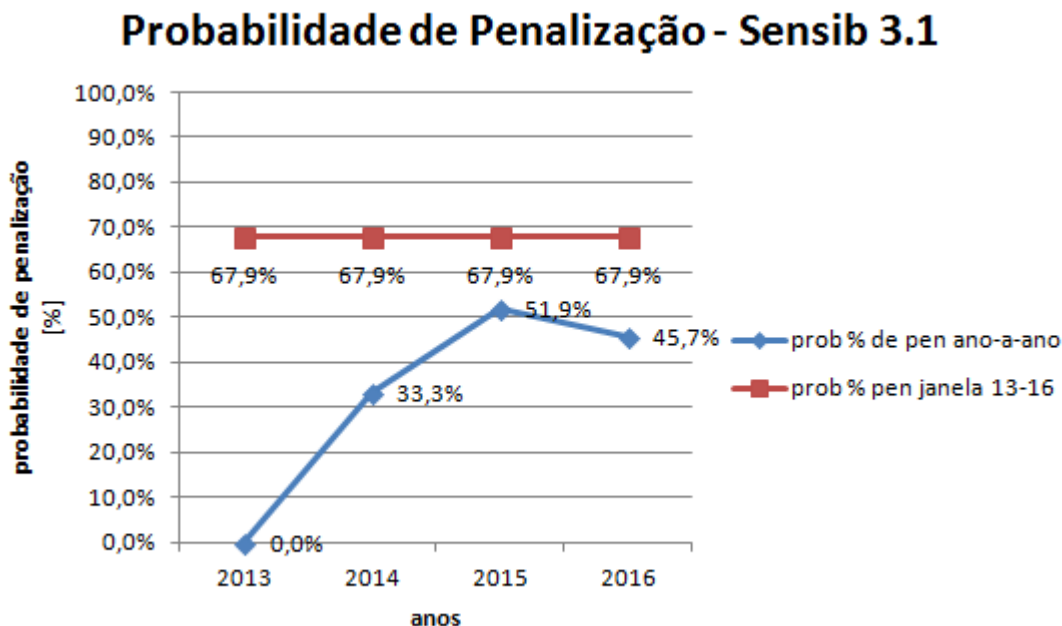


Figure 27 - probabilidade de penalização ano-a-ano - Sensibilidade 3.1

Além do aumento da probabilidade de penalização da janela de medição em relação ao caso com risco original “M0” (sensibilidade 1) de 38,3% para 67,9%, temos também o aumento nas probabilidades ano-a-ano, como era de se esperar por conta da falta da flexibilidade oriunda da substituição de contratos flexíveis (CCEARs de energia existente) por inflexíveis (CCGFs). Observando agora um histograma comparativo da sensibilidade 1 contra a sensibilidade 3.1:

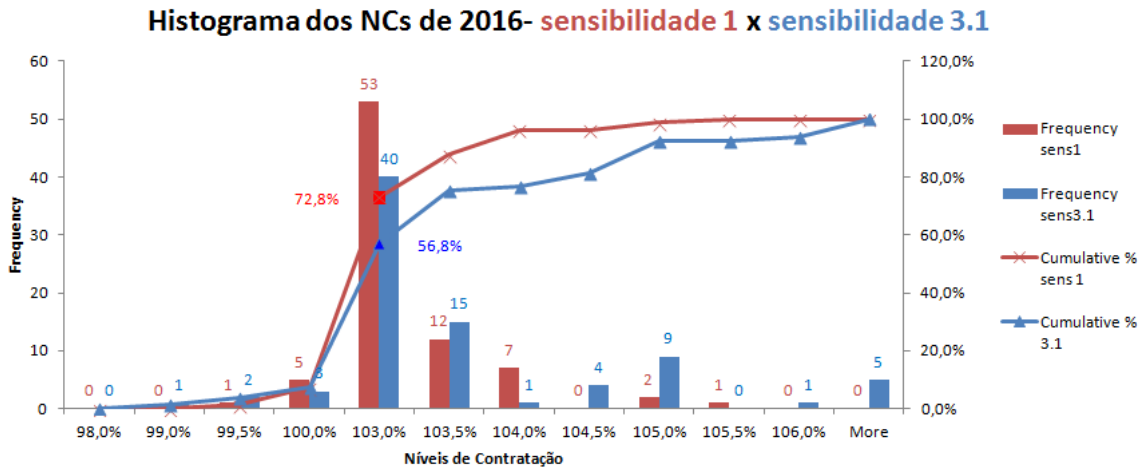


Figure 28 - Histograma dos NCs - ano de 2016 – sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1

Percebemos que, conforme avaliação qualitativa, houve um aumento considerável dos cenários com sobrecontratação, conforme as curvas de frequência acumulada de NCs devido a falta de flexibilidade do montante contratual pós-cotas. Na curva de frequência acumulada tínhamos na sensibilidade 1 até 72,8% dos contratos com até 103% de NC, enquanto na sensibilidade 3.1 temos somente 56,8% dos cenários com NCs até 103%.

Podemos analisar com mais detalhe o comportamento dos NCs nas duas sensibilidades através de uma curva de permanência dos NCs observados no ano de 2016 obtidos pela otimização:

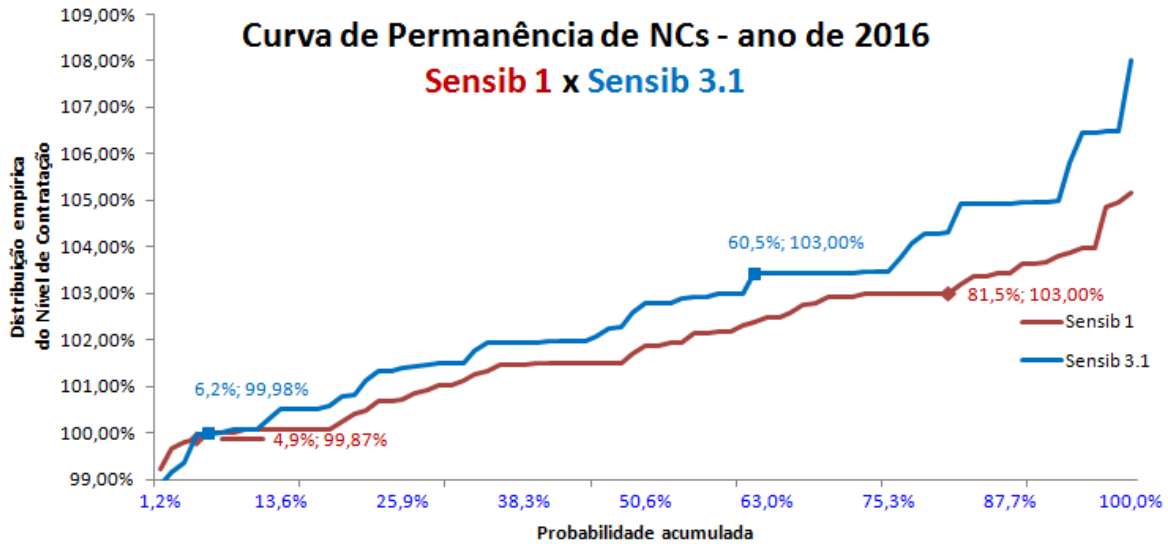


Figure 29 - Curva de permanência dos NCs - ano de 2016 – sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1

Podemos ilustrar da curva de permanência acima que para a sensibilidade 3.1 temos probabilidade de subcontratação de 6,2% e probabilidade de sobrecontratação de $1 - 60,5\% = 39,5\%$, o que nos dá uma probabilidade de penalização total ano-a-ano de 2016 de $6,2\% + 39,5\% = 45,7\%$.

Observando agora a métrica do VP do CP minimizado, vemos o mesmo comportamento da sensibilidade 3.1 para a sensibilidade 1, com maiores sobrecontratações do que subcontratações por conta da estratégia do modelo de evitar mais multas de R\$ 300/MWh (sob) do que multas de R\$ 80/MWh (sub).

Valor presente do custo de penalidade da janela de medição 2013-2016 (sensib 3.1)

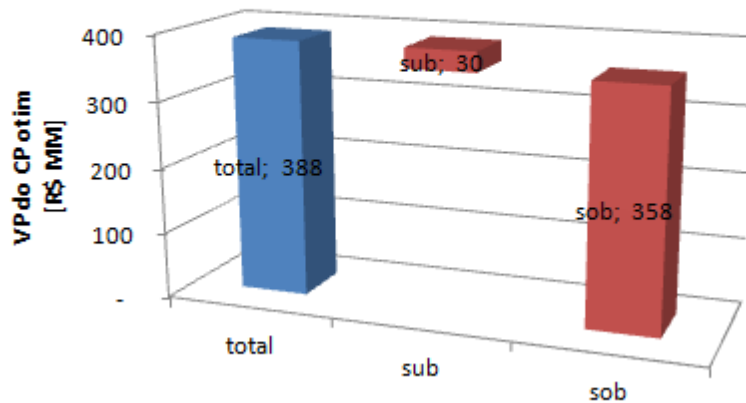


Figure 30 - Valor Presente do Custo de Penalidade da janela de medição 2013-2016 - sensibilidade 3.1

Observando agora o VP do CP ano-a-ano observamos o mesmo comportamento para as duas sensibilidades em análise, com mais ocorrências de sobrecontratação do que subcontratação:

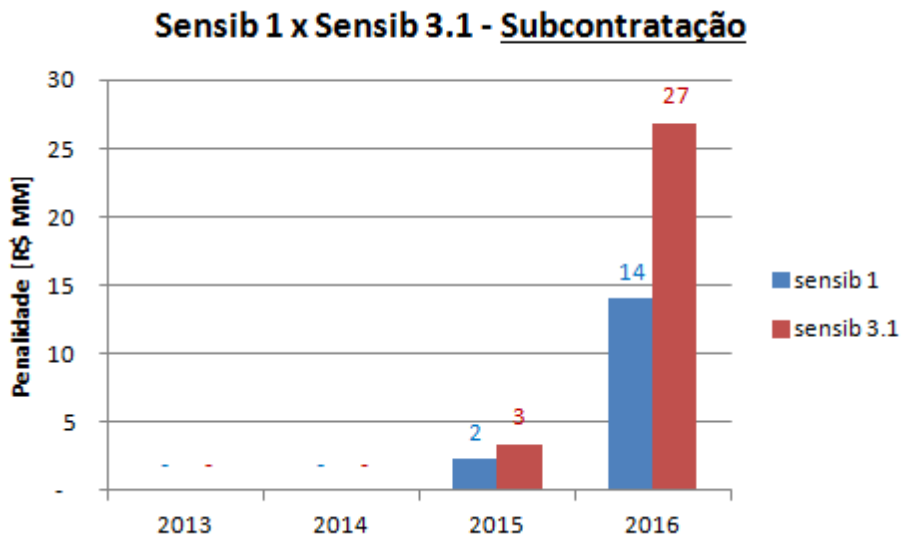


Figure 31 - Valor Presente do Custo de Subcontratação por ano - sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1

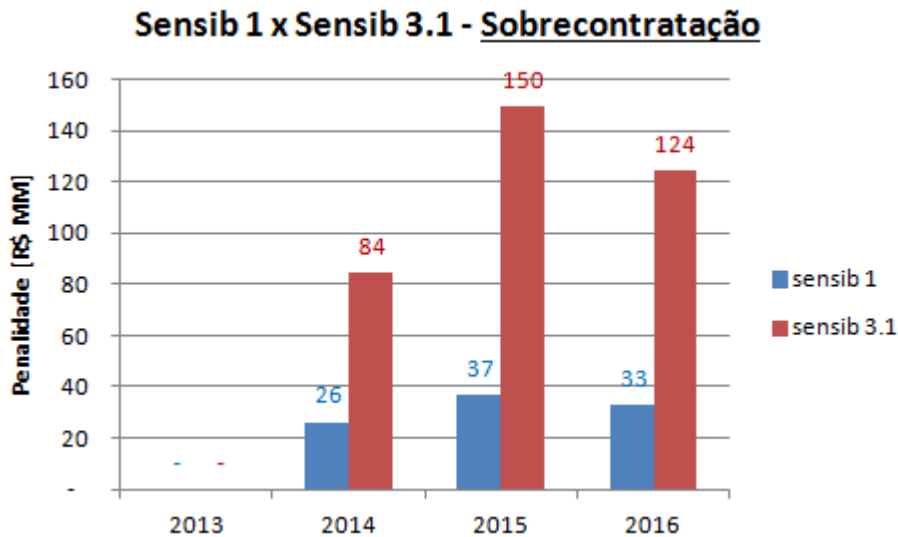


Figure 32 - Valor Presente do Custo de Sobrecontratação por ano - sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1

4.4.3.2. Análise detalhada sensibilidade 1 x sensibilidade 3.4 (com mudança na regulamentação proposta – 103% para 104,5% de sobrecontratação)

Ao longo do subcapítulo anterior analisamos detalhadamente a situação pré-cotas com a situação pós-cotas com repasse da sobrecontratação de 103%. Como a estratégia de compra da distribuidora cria um *hedge* de sobrecontratação para possíveis cenários futuros de subcontratação, a retirada da flexibilidade de devolução de contratos prejudica enormemente a distribuidora, com aumento considerável em seu risco.

Assim, analisaremos novamente em detalhe a solução proposta de aumentar o limite de sobrecontratação para 104,5%. Podemos observar no gráfico abaixo que as probabilidades de penalização ano-a-ano da sensibilidade 1 contra a sensibilidade 3.4 estão bastante próximas:

Prob de Pen - Sensibilidade 1 x Sensibilidade 3.4

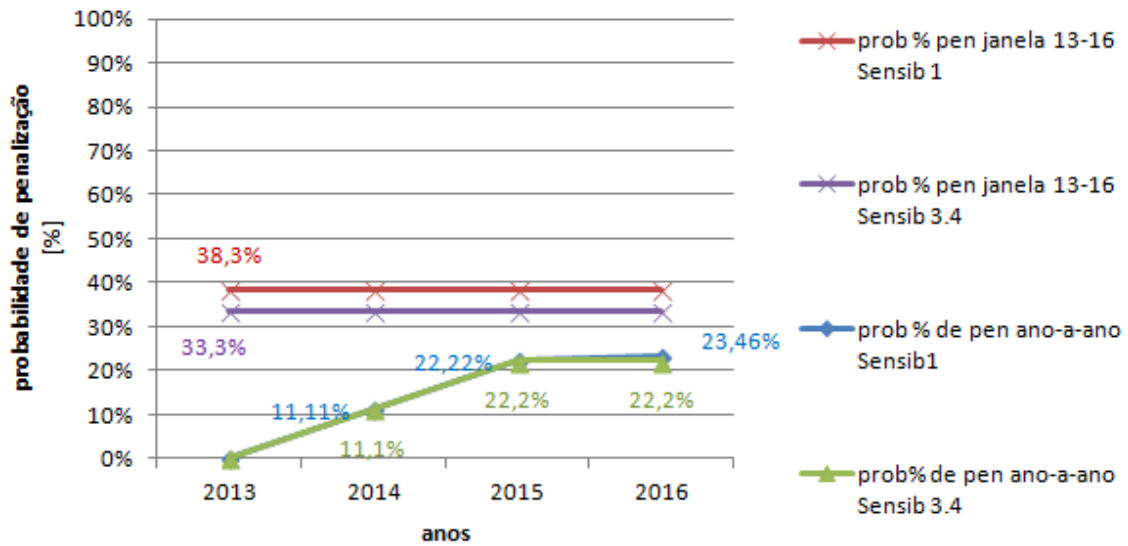


Figure 33 - probabilidade de penalização ano-a-ano - Sensibilidade 1 x Sensibilidade 3.4

Novamente observando detalhadamente o ano de 2016, vemos através da curva de permanência dos NCs a seguir que a mudança da sobrecontratação de 103% para 104,5% praticamente iguala a probabilidade de penalização, pois para a sensibilidade 1 tínhamos 4,9% de probabilidade de subcontratação e $1-81,5\%=18,5\%$ de probabilidade de sobrecontratação, onde a probabilidade de penalização total é de $4,9\%+18,5\%=23,4\%$. Para a sensibilidade 3.4 a probabilidade de subcontratação é de 2,5% e a de sobrecontratação é de $1-80,2\%=19,8\%$, onde a probabilidade de penalização total é de $2,5\%+19,8\%=22,3\%$.

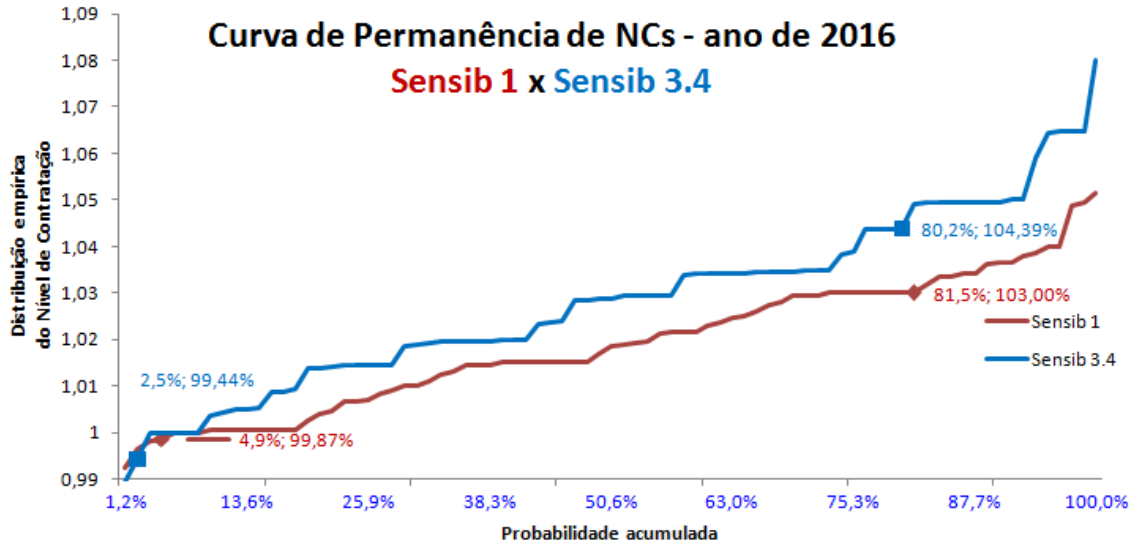


Figure 34 - Curva de permanência dos NCs - ano de 2016 – sensibilidade 1 x Sensibilidade 3.4

Quanto a métrica do VP do CP minimizado, podemos comparar ano-a-ano os valores das sensibilidades 1, 3.1 e 3.4, onde podemos ver claramente o risco final retornando aos níveis de risco inicial graças a mudança do limite de sobrecontratação de 103% para 104,5%.

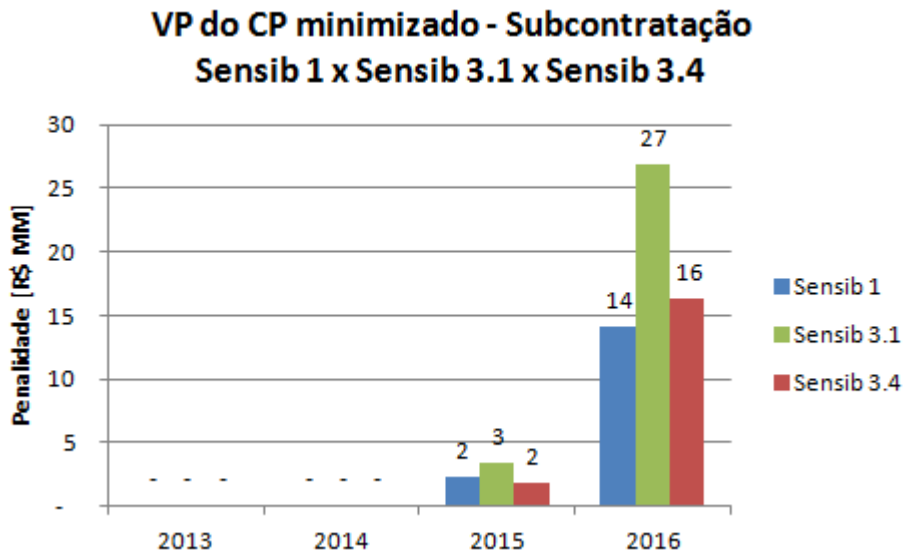


Figure 35 - Valor Presente do Custo de Subcontratação por ano - sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1 x sensibilidade 3.4

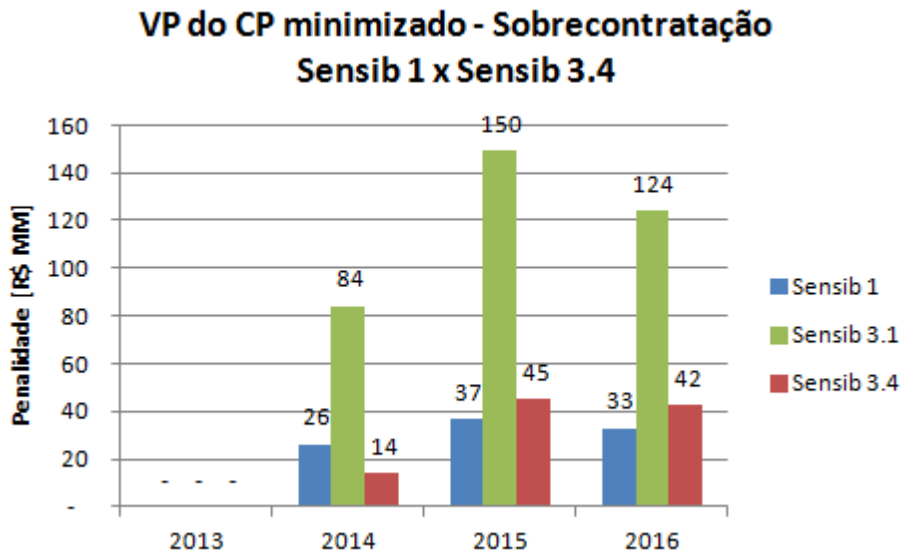
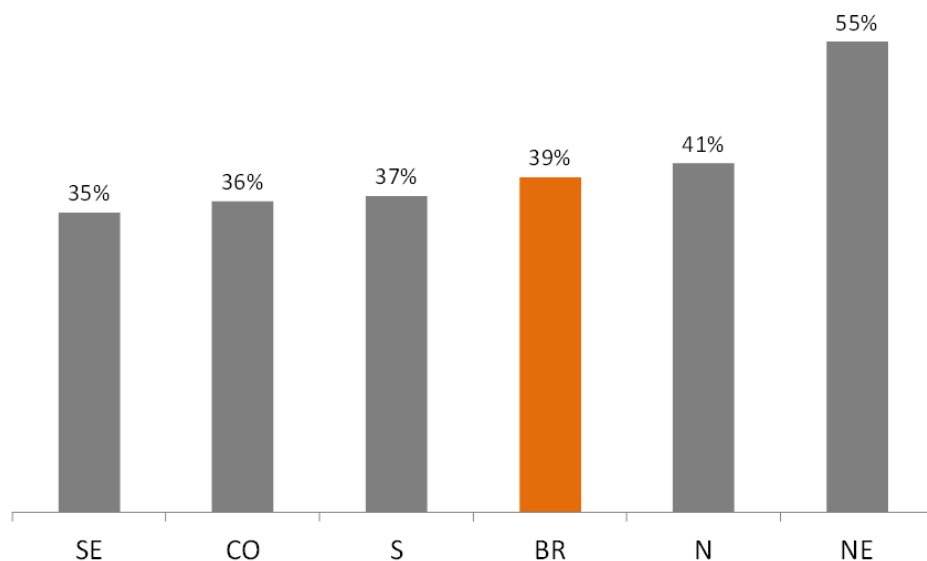


Figure 36 - Valor Presente do Custo de Sobrecontratação por ano - sensibilidade 1 x sensibilidade 3.1 x sensibilidade 3.4

4.4.4. Sensibilidade 4 – Sem leilão A-1 2012, com cotas e simulando a distribuidora virtual com 30% de CCEARs de energia existente ao invés de 40%

Outra sensibilidade utilizada no relatório entregue ao MME foi a assunção da distribuidora virtual possuir não 40% do seu portfólio de contratos como energia existente (dados pré cotas), e sim 30%. Contextualizando, o total de CCEARs de energia existente de todas as distribuidoras era de 18401 MWm (figura 15 deste trabalho) e o total de contratos disponíveis era de 42958 MWm (tabela 10 deste trabalho) para o ano de 2012, o que nos dá pouco mais de 40% de participação de CCEARs de energia existente no portfólio das distribuidoras. Entretanto tal dado de 40% de energia existente diz respeito à média da participação dos CCEARs de energia existente no portfólio de contratos de todas as distribuidoras. Podemos observar que os percentuais variam bastantes para grupos de distribuidoras localizadas em diferentes regiões do Brasil, como pode ser observado na figura 37 (rubricas SE, CO, S, N e NE).



**Figure 37 - Percentual da participação de CCEARs de Energia Existente dentro do portfólio de contratos das distribuidoras em 2012 (antes da MP 579/12 e Angra I e II).
Fonte: ABRADDEE**

O que de fato reforça a realização da sensibilidade supondo a distribuidora virtual com 30% de energia existente é uma análise da situação individual das distribuidoras. Conforme levantamento realizado pela ABRADDEE, tínhamos quase 2/3 (ou 67% no detalhe da figura 25) do mercado de distribuição com percentual de até 31% de CCEARs de energia existente em seu portfólio de contratos antes da implementação das cotas.

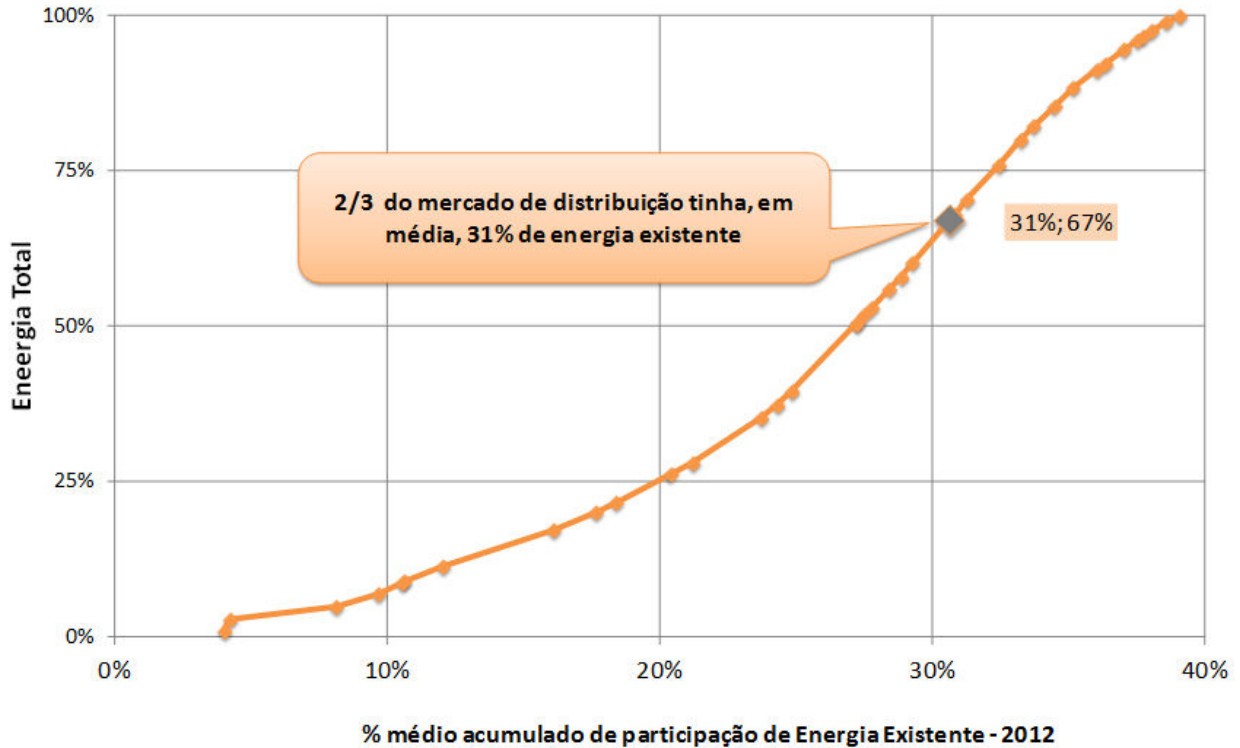


Figure 38 - % médio acumulado de participação de energia existente no portfólio de contrato das distribuidoras em 2012 (pré cotas). Fonte: ABRADÉE

Assim, podemos observar que realizar a análise com 30% de energia existente também é bastante representativo para as distribuidoras.

Para criar o caso com 30% de energia existente os valores de CCEARs de energia existente foram multiplicados pelo fator “0,75”, passando assim o percentual que antes era de 40% automaticamente para 30%. A diferença entre o montante original de energia existente e o utilizado na simulação é convertido em contratos sem cláusula de redução (inflexíveis), de maneira a manter o total de contratos do caso pré cotas igual ao caso pós cotas.

Table 19- Disposição CCEARs ee x Cotas para a sensibilidade 4 (30% de energia existente na distribuidora virtual)

Unid.: MWm

Casos pré MP 579

Caso Base (40% ee)	
Ctrs	MWm
em dez12	8.169
em dez13	6.258
em dez14	1.611
em dez15	1.278
em dez16	1.086
	18.402

Caso sensib4 (30% ee)	
Ctrs	MWm
final em dez12	6.127
final em dez13	4.694
final em dez14	1.208
final em dez15	959
final em dez16	815
	13.802

Casos pós MP 579 (com cotas e sem a-1 2012)

Caso Base (40% ee)			Caso sensib4 (30% ee)		
	MWm			MWm	
	Ctrs	Cotas		Ctrs	Cotas
em dez12	-	8.169	final em dez12	-	6.127
em dez13	2.174	4.083	final em dez13		4.694
em dez14	1.611		final em dez14		1.208
em dez15	1.278		final em dez15	735	224
em dez16	1.086		final em dez16	815	
	6.149	12.252		1.549	12.252
Total	18.401		Total	13.802	

Total de cotas 12.252

Com tal procedimento a distribuidora virtual perde bastante sua flexibilidade quanto a devolução de contratos, pois tem quase 90% dos seus CCEARs de energia existente originais perdidos no processo de alocação das cotas, passando de 13802 MWm para 1549 MWm.

Abaixo apresentamos cálculos do modelo criado para a sensibilidade em questão:

Table 20 - resultados da sensibilidade 4

Sensibilidade 4 - Com Cotas e Sem Leilão A-1 de 2012 - 30% de energia existente

Medição de risco "M"

	Limite sup de repasse	VP do CP otim [R\$ MM]	Prob de penalização [%]
Risco M0	103,0%	182,2	43,2%
Risco "M" sensib 4.1	103,0%	628,2	82,7%
Risco "M" sensib 4.2	104,0%	359,2	59,3%
Risco "M" sensib 4.3	105,0%	205,1	40,7%
Risco "M" sensib 4.4	106,0%	119,3	34,6%
Risco "M" sensib 4.5	107,0%	74,8	21,0%

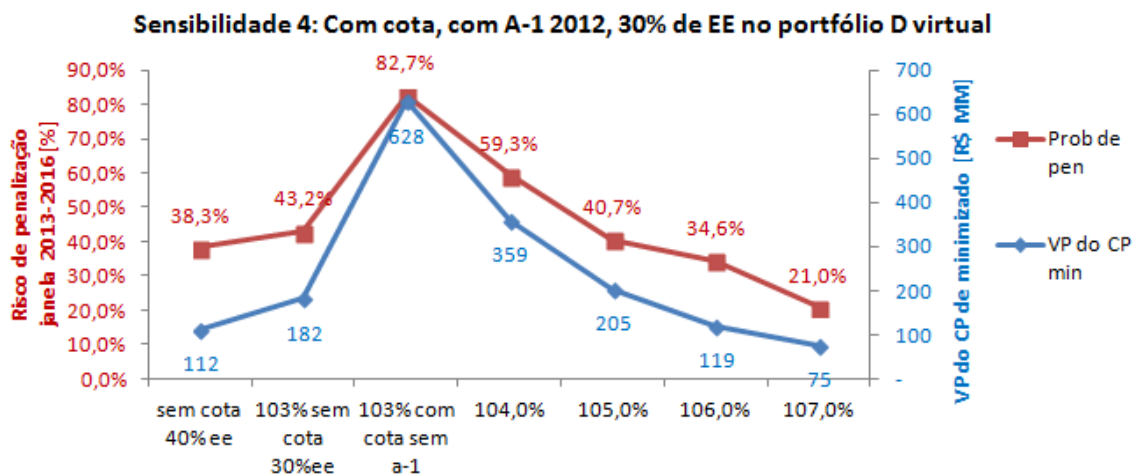


Figure 39 - Sensibilidade 4: simulações com cotas e sem o A-1 de 2012 com 30% originalmente de CCEARs de energia existente

Para os cálculos realizados pelo modelo criado o percentual de sobrecontratação deveria ser alterado para 105% para manter o nível de risco "M" parecido com o "M0".

5. Conclusões

Ao longo da pesquisa para a elaboração deste trabalho, podemos observar que o problema de contratação de energia de distribuidoras trata-se de um problema de gestão de risco, cuja essência na formulação e resolução assemelha-se a problemas de estratégia de comercialização de geradores e comercializadores no ACL, bem como problemas de operação econômica do sistema hidrotérmico brasileiro.

Foi possível observar também, especialmente durante a fase de pesquisa bibliográfica, que a abordagem de compra de energia das distribuidoras tem evoluído ao longo do tempo, com inicialmente abordagens bastante determinísticas sobre o assunto, até sua correta modelagem através da formulação de problemas de otimização linear, até técnicas matemáticas sofisticadas que permitem cada vez mais aumentar a quantidade de possíveis cenários analisados, conferindo assim robustez a solução ótima.

Podemos observar ao longo da execução do caso base (sensibilidade 1) que a estratégia das distribuidoras consiste em, conforme já explicito na regulamentação, a busca em estar sobrecontratado de maneira a criar um hedge frente a possíveis cenários futuros de alto crescimento da demanda. Outro detalhe da solução do caso base foi a ocorrência de situações bem distintas quanto a penalização dos cenários, onde observamos variações de penalização entre os cenários da ordem de 2700%, conforme demonstrado na figura 23.

A respeito da implementação dos CCGFs no portfólio das distribuidoras, podemos observar na comparação entre as sensibilidades 2.1 e 3.1 que as condições de risco diminuiriam bastante se houvesse sido realizado o leilão A-1 de 2012. Podemos observar entre os 2 casos destacados um aumento tanto da probabilidade de ser penalizado quanto o aumento do valor presente do custo da penalidade. Observando a implementação das cotas através da comparação dos casos das sensibilidades 1 e 3, já supondo a não realização do leilão A-1 de 2012, quantificamos uma grande exposição das distribuidoras a risco nas duas métricas utilizadas neste trabalho. Vale também observar que o aumento da quantidade de CCGFs utilizado para compensar a não realização do leilão A-1 de 2012 tem mérito além de permitir a comparação das sensibilidades 1 e 3, pois na prática as distribuidoras tem uma

anistia de penalidade (tecnicamente chamada de *exposição involuntária*) na medida do valor demandado porém não recontratado por conta da não realização do A-1 de 2012.

Finalmente podemos esclarecer que, apesar do apontado necessário aumento da sobrecontratação com direito a repasse que foi alterado na regulamentação, o resultado de alterar o limite de sobrecontratação de 103% para 104,5% exposto nesse trabalho é apenas um indicativo pois sabe-se que existem variações significativas nos dados de entrada utilizados para resolução do problema de contratação de energia de cada distribuidora, tais como: volatilidade do crescimento de mercado, % de energia existente pré-cota e pós-cota, além da exposição adicional ao risco pela implementação dos CCGFs por conta da destruição de estratégias criadas antes da implementação das mesmas. Tal ponto já foi abordado nesse trabalho, na medida em que realizando uma sensibilidade adicional (sensibilidade 4), onde alteramos o % de energia existente pré-cota da distribuidora virtual simulada de 40 para 30%, o aumento necessário da sobrecontratação para ter o risco pós mudança semelhante ao risco pré mudança mudava de 104,5% para 105%. Podemos citar ainda que o próprio relatório entregue ao MME não indicava explicitamente o valor de 105%. Através de sensibilidades realizadas e de dados de entrada próprios, a necessidade de mudança do limite de sobrecontratação indicada era de 104,5% (caso distribuidora com portfólio pré-cota com 40% de CCEARs de energia existente) e 106% (caso distribuidora com portfólio pré-cota de 30% de CCEARs de energia existente).

Diante de tudo exposto, podemos concluir que a presente dissertação atingiu seu objetivo proposto, pois detalhou a formulação do problema de compra de energia das distribuidoras de energia no mercado brasileiro, bem como quantificou os riscos em que estas ficaram expostas por conta das recentes mudanças regulatórias ocorridas que nos propusemos a analisar.

5.1. Trabalhos Futuros

Podemos destacar alguns pontos para possíveis trabalhos futuros:

- Sabemos que existe uma relação entre os mercados do ACR e ACL através dos leilões de energia existente A-1, tanto é que por conta da não realização do A-1 de 2012 o ACL foi surpreendido com a possibilidade de contratação do bloco de energia descontratado pelas distribuidoras. Tal consequência também poderia ser obtida com a realização de contratos A-1 de curta duração. Assim, pode-se propor um trabalho que avalie e possa quantificar a relação entre a duração dos contratos A-1 com a liquidez financeira de negociações de compra e venda de energia no ACL;
- Quanto as penalizações observadas nos cenários das sensibilidades realizadas, pode-se observar valores de penalidades muito extremos, com grande número de cenários não penalizados, enquanto alguns poucos cenários com penalidades exageradas. Assim, a utilização de artifícios matemáticos de possam medir de maneira diferente o risco apurado para valores esperados de cenários com penalizações extremas pode ser interessante. Nesse sentido propõe-se a utilização do *Conditional-Value-at-Risk* (CVaR) como possível aperfeiçoamento dos modelos de compra de energia de distribuidoras;
- Por conta tanto da oferta dos últimos leilões de energia nova não terem conseguido suprir toda a demanda declarada pelas distribuidoras, quanto de vendedores que não conseguem concluir seus projetos apesar de os terem vendidos nos leilões de energia nova, as distribuidoras tem ficado com a já comentada anistia na apuração de subcontratação por conta da ausência de contratos não ocasionadas por ela. Entretanto a figura da exposição involuntária causa não linearidades na formulação do problema de estratégia de compra de energia das distribuidoras. Nesse sentido pode ser proposto um modelo de otimização que consiga desenvolver a estratégia de compra de uma distribuidora levando em conta a não-linearidade das exposições involuntárias.

Referências bibliográficas

[1] – BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para assuntos jurídicos. Decreto 5163 de 30 de julho de 2004.

[2] –BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para assuntos jurídicos. Medida Provisória 579 de 11 de setembro de 2012.

[3] - BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para assuntos jurídicos. Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

[5]-GUIMARAES, A. R. Estratégia de contratação das distribuidoras em leilões de energia sob incerteza na demanda. Dissertação de Mestrado, PUC-RJ, Fev.2006.

[6]- GUIMARAES, A.R.; PEREIRA, M.V.; ROSENBLATT, J.; KELMAN, R.; BARROSO, L.A.; e FARIA, E.; Estratégia de Contratação das Distribuidoras Sob Incerteza de Demanda em Leilões de Energia, XVIII SNPTEE, Curitiba, 2005.

[7]- CAPANO RODRIGUES, F. F. Programação da Contratação de Energia considerando Geração Distribuída no novo modelo do setor elétrico brasileiro. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Mar.2006.

[8]- ZANFELICE, F. R. Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Junho de 2007.

[9] – TOLMASQUIM, M.T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Editora Synergia. 2011;

[10]- Lima J., Barroso L.A., Bezerra B., Cavalcanti R. e Lino P.” IMPACTO NAS DISTRIBUIDORAS DA ALOCAÇÃO DOS RISCOS HIDROLÓGICOS NA

CONTRATAÇÃO DAS COTAS DE GARANTIA FÍSICA”. XXII SNPTEE. Brasília, DF. 2013.

[11] – KELMAN J. “Desafios do Regulador”. 2ª edição. Editora Synergia.

[12]- BARROS D. P.. “A (DES)CONSTRUÇÃO DOS MODELOS REGULATÓRIOS NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL:INSTABILIDADES, INCERTEZAS E A REFORMA INSTITUCIONAL DE 2004”. Dissertação de mestrado acadêmico em administração pública. Fundação Getúlio Vargas. Setembro de 2005.

[13]-Goldenberg J., Prado L.T.S.. “Reforma e crise do setor elétrico no período FHC”. Revista Tempo Social. Editora USP. Pg 219. Novembro de 2003.

[14] – Falcão D.M..Notas de Aula. “Modelos de Planejamento da Expansão de Sistemas de Energia Elétrica”. Junho de 2011. COPPE/UFRJ.

[15] - PSR – Power Systems Research, MODELO DE ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO PARA DISTRIBUIDORAS, MÓDULO EST-D VERSÃO 5.1, Manual do Usuário, Versão 5.1. Março de 2010. Disponível em http://www.psr-inc.com.br/portal/psr_pt_BR/servicos/modelos_de_apoio_a_decisao/studio_finance/estd/manuais/

Acessado em 27/10/2013.

[16] - BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para assuntos jurídicos. Decreto 7945 de 07 de março de 2013.

[17] – PSR. Relatório técnico intitulado “Parâmetros para contratação de energia no ACR”. Preparado para ABRADDEE – Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica. Janeiro 2013.

[18] - Audiência Pública da Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2012&attIddeFasAud=696&id_area=13&attAnoFasAud=2012 . Acessado em mar/14;

[19] – Sítio Virtual do Operador Nacional do Sistema. Disponível em http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/energetica_anteriores.aspx . Acessado em mar/14;

[20] – Sítio virtual da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_menu_header/biblioteca_virtual?dataini=&datafim=22/3/2014&_afzLoop=1976558846232000&assunto=Medi%C3%A7%C3%A3o#%40%3F_afzLoop%3D1976558846232000%26datafim%3D22%252F3%252F2014%26assunto%3DMedi%25C3%25A7%25C3%25A3o%26dataini%3D%26_adf.ctrl-state%3D11zewhgzp6_89 . Acessado em mar/14;

[21] – Resolução Homologatória 1410/2013. Sítio da Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20131410.pdf>. Acessado em mar/14;

[22] – Portaria nº 599 de 28 de novembro de 2012. Gabinete do Ministro. Ministério de Minas e Energia. Sítio virtual da Agência Nacional de energia elétrica. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2012599mme.pdf> . Acessado em mar14.

[23]- Sítio virtual do governo brasileiro. Disponível em <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/potencial-hidreletrico-brasileiro-esta-entre-os-cinco-maiores-do-mundo>

Acessado em 19 abr14.

[24]- Slide de Aula do prof Clodomiro Unsihuay-Vila; Disciplina: PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA- TE157. CAPÍTULO II: PLANEJAMENTO

DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO. Universidade Federal de Paraná. Setor de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica.

[25] - *What'sBest! 12.0 - Excel Add-In for Linear, Nonlinear, and Integer Modeling and Optimization*. Programa produzido pela empresa Lindo Systems INC. Descrição do programa disponível em http://www.lindo.com/index.php?option=com_content&view=article&id=3&Itemid=11
Acessado em 07/06/14.

[26] Sítio virtual da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_menu_header/biblioteca_virtual?assunto=Contratos&_afLoop=367629228277058#%40%3F_afLoop%3D367629228277058%26assunto%3DContratos%26_adf.ctrl-state%3D3han6x8xp_76. Acessado em jun14.

[27] - VERONESE, H. D. Um modelo de otimização estocástica baseado em Progressive Hedging para definição de estratégia de contratação de energia no ambiente regulado. Dissertação de Mestrado, UFSC, 2013.

[28] – Sierra M.A.G, Matos V.L., Decker B.U., Finardi E.C., Milanezi A.A.S.”UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA PARA APOIO A DECISÃO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DE FONTES ALTERNATIVAS”. XXII SNPTEE. Brasília, DF. 2013.

[29] - CASTRO, M. A. L. Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico. Dissertação de Mestrado– Universidade de Brasília, Brasília. 2004.

[30] RAMOS, D. S., SUSTERAS, G. L. Utilização de Algoritmos Genéticos para Previsão da Contratação de Energia pelas Distribuidoras. IEEE Latin America Transactions, v.4 , n. 4, 2006.

[31] - DEUS, F.L.D.. Geração de Cenários de Energia Natural Afluentes Através da Adoção da Metodologia do Hipercubo Latino. Dissertação de Mestrado– Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2010.