

GUSTAVO PERONDI

**METODOLOGIA DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
POR AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO NO LONGO E CURTO PRAZOS**

CURITIBA

2012

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

METODOLOGIA DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR
AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO NO LONGO E CURTO PRAZOS

GUSTAVO PERONDI

**Dissertação apresentada como requisito parcial à
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica,
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica
– PPGEE, Departamento de Engenharia Elétrica,
Setor de Tecnologia, Universidade Federal do
Paraná.**

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila

CURITIBA

2012

Perondi, Gustavo

Metodologia de contratação de energia elétrica por agentes de distribuição no longo e curto prazos / Gustavo Perondi. – Curitiba, 2012. 153 f. : il.; graf., tab.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Orientador: Clodomiro Unsihuay Vila

1. Energia elétrica – Distribuição - Comercialização. 2. Programação linear. I. Vila, Clodomiro Unsihuay. II. Título.

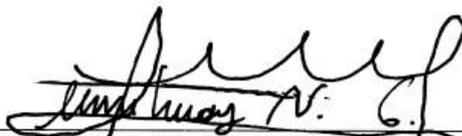
CDD 621.319

TERMO DE APROVAÇÃO

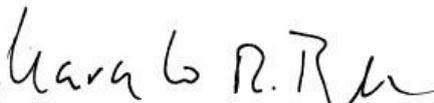
Gustavo Perondi

Metodologia de Contratação de Energia Elétrica por Agentes de
Distribuição no Longo e Curto Prazos

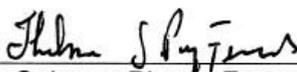
Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Paraná.



Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila – Orientador
Universidade Federal do Paraná – UFPR



Prof. Dr. Marcelo Rodrigues Bessa – Convidado
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC



Prof^a. Dr^a. Thelma Solange Piazza Fernandes – Convidado
Universidade Federal do Paraná – UFPR



Prof. Dr. Roman Kuiava – Convidado
Universidade Federal do Paraná – UFPR

Curitiba, 24 de agosto de 2012.

DEDICATÓRIA

**ESTE TRABALHO É DEDICADO A TODOS QUE ACREDITARAM E QUE DE
ALGUMA FORMA AJUDARAM NESTA PESQUISA.**

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por estar sempre presente e me ajudando a tirar o máximo da minha capacidade técnica, sou imensamente agradecido por tudo.

A minha família, em especial meus pais Julio e Eli, que nunca deixaram de me apoiar nos momentos difíceis e de cobrar nas horas necessárias. Sempre tive um grande apoio em meu desenvolvimento educacional por parte dos meus pais, e sei que se hoje estou realizado e em um bom momento na vida devo tudo a orientação que recebi deles.

A minha companheira Cibelle pela felicidade que trouxe a minha vida e por me mostrar sempre o quão importante é não nos deixarmos derrotar pelas dificuldades a que somos testados.

Agradeço a Universidade Federal de Santa Catarina, ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, onde tudo começou e onde fiz vários amigos, além de adquirir grande conhecimento sobre o setor elétrico.

A Universidade Federal do Paraná, que me acolheu da melhor forma possível e tornou possível a conclusão deste trabalho.

Ao professor e orientador Clodomiro Unsihuay Vila pelo apoio e contribuições para a pesquisa.

A Companhia Paranaense de Energia – Copel, por incentivar este aperfeiçoamento profissional.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	v
LISTA DE TABELAS.....	vii
LISTA DE SIGLAS E GLOSSÁRIO	viii
RESUMO	ix
ABSTRACT	x
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 JUSTIFICATIVA.....	7
1.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	9
1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	11
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	22
CAPÍTULO II.....	24
DESCRIÇÃO DO PROBLEMA.....	24
2.1 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SEGUNDO O DECRETO 5.163/2004	24
2.2 REGRAS E PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO	32
2.2.1 Contratos CCEAR.....	33
2.2.2 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits	36
2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS	41
CAPÍTULO III.....	43
MODELAGEM MATEMÁTICA.....	43
3.1 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO LONGO PRAZO	44
3.2 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CURTO PRAZO	54
3.3 MODELAGEM DE INCERTEZAS POR MEIO DE LÓGICA FUZZY	63
3.3.1 Programação Linear e Não Linear Fuzzy	69
3.4 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO LONGO PRAZO CONSIDERANDO INCERTEZAS	73

3.5	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CURTO PRAZO CONSIDERANDO INCERTEZAS	83
3.6	MÉTODO DE SOLUÇÃO E SOFTWARE APLICADO.....	88
3.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	90
CAPÍTULO IV		93
RESULTADOS E ANÁLISES		93
4.1	PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO	94
4.2	PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO	102
4.3	PLANEJAMENTO CONJUNTO ENTRE LONGO E CURTO PRAZO.....	111
4.4	PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO COM INCERTEZAS.....	117
4.5	PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO COM INCERTEZAS	124
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	132
CAPÍTULO V.....		134
CONCLUSÕES		134
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		140
ANEXOS		144
A.1	PREVISÃO DE CONSUMO E RESULTADOS – ANÁLISE DE CURTO PRAZO ISOLADO	144
A.2	PREVISÃO DE CONSUMO E RESULTADOS – ANÁLISE DE CURTO PRAZO INTEGRADO	147
A.3	PREVISÃO DE CONSUMO E RESULTADOS – ANÁLISE DE CURTO PRAZO COM INCERTEZAS E INTEGRADO.....	150

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Instituições do Setor Elétrico Brasileiro (CCEE, 2012)	5
Figura 2.1: Representação esquemática dos leilões no Ambiente de Contratação Regulada – ACR (CCEE, 2012).....	30
Figura 2.2: Esquema geral de contratos no ACR (CCEE, 2012)	36
Figura 2.3: Operação do MCSD Mensal (CCEE, 2012)	38
Figura 2.4: Operação do MCSD Anual 4% (CCEE, 2012).....	39
Figura 3.1: Contratação de energia no curto prazo ao longo dos anos analisados	62
Figura 3.2: Comparação entre lógica determinística e lógica <i>fuzzy</i>	64
Figura 3.3: Sistema lógico <i>fuzzy</i>	65
Figura 3.4: Exemplo de função de pertinência para temperatura (GOMIDE <i>et al.</i> , 1995)	65
Figura 3.5: Função de pertinência triangular.....	66
Figura 3.6: Função de pertinência trapezoidal	66
Figura 3.7: Função de pertinência gaussiana.....	67
Figura 3.8: Exemplo de conjunto <i>fuzzy</i> de saída. (GOMIDE <i>et al.</i> , 1995).....	68
Figura 3.9: Exemplo da função de pertinência representada pela eq.3.42	69
Figura 3.10: Função de pertinência decrescente	70
Figura 3.11: Função de pertinência trapezoidal	71
Figura 3.12: Função de pertinência do preço da energia em leilões A – 5.....	74
Figura 3.13: Função de pertinência do preço da energia em leilões A – 3.....	75
Figura 3.14: Função de pertinência do preço da energia em leilões A – 1.....	75
Figura 3.15: Função de pertinência do preço da energia em leilões de Ajuste	76
Figura 3.16: Função de pertinência do preço da energia de geração distribuída.....	76
Figura 3.17: Função de pertinência do balanço de energia	77
Figura 3.18: Função de pertinência do custo total da contratação de energia	78
Figura 3.19: Função de pertinência do montante de energia subcontratada.....	79
Figura 3.19: Função de pertinência do custo total da contratação de energia por período.....	86
Figura 3.20: Função de pertinência do balanço de energia	86
Figura 3.21: Interface da ferramenta solver, presente no Microsoft Office Excel 2007	88
Figura 3.22: Parâmetros de solução adotados na ferramenta solver	89
Figura 3.23: Acoplamento entre os métodos de longo e curto prazo	91
Figura 4.1: Energia já contratada ao longo dos anos para suprir o consumo previsto	97
Figura 4.2: Energia contratada ao longo dos anos para suprir o consumo previsto	99
Figura 4.3: Contratação de energia vigente por ano e fonte de aquisição (MWh)	100
Figura 4.4: Custo da contratação para os anos em análise (somente energia a contratar).....	102

Figura 4.5: Energia contratada X prevista para os períodos em análise.....	107
Figura 4.6: Contratação de energia vigente por ano e fonte de aquisição (MWh)	109
Figura 4.7: Custo mensal da contratação de energia (R\$).....	110
Figura 4.8: Energia prevista e contratada para os períodos em análise.....	115
Figura 4.9: Contratação de energia vigente por ano e fonte de aquisição (MWh)	115
Figura 4.10: Custo mensal da estratégia de contratação (R\$)	117
Figura 4.11: Energia contratada ao longo dos anos para suprir o consumo previsto	122
Figura 4.12: Contratação de energia vigente por ano e fonte de aquisição (MWh)	123
Figura 4.13: Energia prevista versus contratada para os períodos em análise	129
Figura 4.14: Contratação de energia vigente por ano e fonte de aquisição (MWh)	130
Figura 4.15: Custo mensal da contratação de energia (R\$).....	131

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1: Dados de entrada do problema	96
Tabela 4.2: Dados de saída do problema.....	98
Tabela 4.3: Consumo contratado em relação a previsão (%)	99
Tabela 4.4: Contratação de energia vigente por ano e fonte de aquisição (%)......	101
Tabela 4.5: Dados de entrada do problema	105
Tabela 4.6: Montantes de energia referentes a migração para o ACL (MWh)	106
Tabela 4.7: Contratação de energia vigente por ano e fonte de aquisição (%)......	109
Tabela 4.8: Dados de entrada para o problema acoplado	113
Tabela 4.9: Montantes de energia referentes a migração para o ACL (MWh)	114
Tabela 4.10: Contratação de energia vigente por ano e fonte de aquisição (%)......	116
Tabela 4.11: Dados de entrada do problema com incertezas	119
Tabela 4.12: Parâmetros limites das funções de pertinência adotadas.	120
Tabela 4.13: Dados de saída do problema.....	121
Tabela 4.14: Consumo contratado em relação a previsão (%)	122
Tabela 4.15: Contratação de energia vigente por ano e fonte de aquisição (%)......	123
Tabela 4.16: Dados de entrada do problema	126
Tabela 4.17: Parâmetros limites das funções de pertinência adotadas.	126
Tabela 4.18: Montantes de energia referentes a migração para o ACL (MWh)	127
Tabela 4.19: Variável λ determinada nas simulações (mín. = 0, max=1)	129
Tabela 4.20: Contratação de energia vigente por ano e fonte de aquisição (%)......	131
Tabela 5.1: Comparação de custo entre os métodos no longo prazo (%).....	135
Tabela 5.2: Comparação de custo entre os métodos no curto prazo (%).....	135
Tabela a.1: Dados de entrada e resultados – Análise de curto prazo isolado	144
Tabela a.2: Dados de entrada e resultados – Análise de curto prazo integrado	147
Tabela a.3: Dados de entrada e resultados – Análise de curto prazo com incertezas integrado.....	150

LISTA DE SIGLAS E GLOSSÁRIO

ACL: Ambiente de Contratação Livre.

ACR: Ambiente de Contratação Regulada.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

CCEAR: Contrato de C

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

Custo variável unitário – CVU: O Custo Variável Unitário é o valor do custo variável, para cobrir todos os custos de operação da usina, exceto os já cobertos pela receita fixa.

GD: Geração distribuída.

MCS D: Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits.

Mercado de curto prazo: Segmento da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados pelos agentes da CCEE e os montantes de geração ou de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE.

MME: Ministério de Minas e Energia.

Modulação: Cálculo de volumes de energia, contratados ou assegurados, em montantes horários.

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Ordem de Mérito: O despacho das usinas realizado pelo ONS é definido pela geração de menor custo, com vistas à otimização dos recursos eletroenergéticos para atendimento aos requisitos de carga, considerando as condições técnicas e econômicas do SIN.

PIB: Produto interno bruto.

PLD: Preço de liquidação das diferenças.

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia.

Sazonalização: Divisão, realizada pelo agente, do volume de energia anual contratada ou de energia assegurada em montantes mensais.

SIN: Sistema Interligado Nacional.

VR: Valor anual de referência.

RESUMO

Neste trabalho é apresentada uma metodologia para o planejamento da compra de energia elétrica por um agente de distribuição, nos horizontes de longo e curto prazo. O modelo desenvolvido fornece uma estratégia ótima de contratação para uma distribuidora, com os montantes a contratar, conciliando a minimização dos custos da compra de energia, com os riscos de penalidades passíveis de aplicação à distribuidora. As simulações são implementadas considerando um horizonte de cinco anos de contratação, sendo realizadas abordagens no longo e curto prazo, individualmente e acopladas. O modelo de longo prazo considera a contratação de energia por meio de leilões no ambiente regulado e chamadas públicas para geração distribuída, sendo os cinco anos simulados com discretização anual. No modelo de curto prazo a contratação de energia é realizada por meio de leilões no ambiente regulado, chamadas públicas para geração distribuída e aquisições por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), sendo os cinco anos simulados com discretização mensal. Em ambos os horizontes de planejamento são implementadas simulações determinísticas e com incertezas. As incertezas são incluídas no problema por meio de variáveis *fuzzy*. Os resultados entre as duas modelagens analisadas foram comparados entre si para o longo e curto prazo.

Palavras-chave: Gestão da Compra de Energia Elétrica, Ambiente de Contratação Regulada, Leilões de Energia, Programação Linear, Programação Linear *Fuzzy*, Geração Distribuída, Planejamento de Longo Prazo, Planejamento de Curto Prazo.

ABSTRACT

This research presents an energy acquisition methodology, on the long and short term, which allows electric utilities make a better management on energy purchases. An optimal strategy for this acquisition is developed in the model and results produced define amounts of contracted energy focusing on costs reduction. Such planning is accomplished to a five years ahead hiring, with approaches made considering long and short term, single and coupled. Long term model considers energy contracts from regulated auctions, and public calls for distributed generation, the five year hiring is treated each year singly. Short term model considers energy contracts from regulated auctions, public calls for distributed generation and acquisitions due the compensation mechanism for lacks and surplus, the five year hiring is treated each month singly. Two mathematical optimization techniques are applied in this research, both in long and short term model. First set of equations treats the problem in a deterministic way, while the second one brings uncertainties into the process, performed by *fuzzy* variables. Both solutions are analyzed and compared, on long and short term.

Keywords: Energy Purchase Management, Regulated Contract Market, Energy Auctions, Linear Programming, Fuzzy Linear Programming, Distributed Generation, Long Term Planning, Short Term Planning.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro tem seu atual modelo baseado nas mudanças legislativas iniciadas nos anos 90. A implantação do projeto RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro) ocorrida em 1996 foi um marco para o Brasil no tocante à modernização da cadeia de empresas no setor elétrico, pois tal projeto possibilitou uma melhor gestão das empresas, bem como o aumento dos investimentos necessários ao setor elétrico brasileiro. Uma das grandes alterações provocadas pelo RE-SEB foi a chamada desverticalização do setor elétrico, que na prática significou a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A partir deste momento empresas que, por exemplo, antes realizavam atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, tiveram que separar tais atividades criando outras empresas (subsidiárias) para gerenciar cada uma das três atividades separadamente. Além disto, a desverticalização coibiu o comércio direto entre empresas geradoras e distribuidoras de um mesmo proprietário. Outra atividade importante criada no RE-SEB foi a comercialização de energia elétrica, em tal atividade uma empresa pode comprar e/ou vender energia elétrica sem necessariamente ser proprietária de ativos de geração de energia ou um consumidor. Junto com a atividade de comercialização surgiu também o ambiente de comercialização livre (ACL), que possibilitou a alguns consumidores a compra do produto energia elétrica de outras empresas sem ser a distribuidora na qual estão conectados fisicamente e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), que operava o ACL. Com esta reestruturação, o setor recebeu a denominação de Novo Modelo do Setor Elétrico. Contudo, este modelo não levou a um pleno funcionamento do setor elétrico, o investimento em novas usinas não acompanhou o crescente consumo, tal realidade teve como uma das consequências o racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001.

Uma segunda reforma no setor elétrico brasileiro ocorreu no ano de 2004. A lei 10.848 bem como o decreto 5.163, publicados ambos em 2004, alteraram consideravelmente as tratativas neste setor e são consideradas as bases do que ficou conhecido como Novíssimo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.

Este modelo preza por três objetivos principais (CCEE, 2012):

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização do atendimento.

Esta segunda reestruturação promovida pelo governo federal, no ano de 2004, criou alguns órgãos e ratificou as funções de outros já existentes no setor. Após estas alterações, as principais entidades do Setor Elétrico Brasileiro, bem como suas funções, são:

- **CNPE:** O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão de assessoramento do Presidente da República, sua criação se deu por meio da Lei 9.478/1997 e sua função é formular políticas e diretrizes de energia;
- **MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME:** O MME é o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia;
- **ANEEL:** Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia sob regime especial instituída pela Lei 9.427/1996, tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia

elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal;

- ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado instituída pela Lei 9.648/1998. O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL;
- CMSE: O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi criado pela Lei 10.848/2004 com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional;
- EPE: A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada pela Lei 10.847/2004 e tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras;
- CCEE: A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), pessoa jurídica de direito privado, foi criada pela Lei 10.848/2004 e tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e Contratação Livre (ACL), além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo. A CCEE foi sucessora do MAE – Mercado Atacadista de Energia.

No Novíssimo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro a contratação de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada é baseada em leilões decrescentes. Tais leilões são a única forma de contratação de energia elétrica no ACR cujos ganhadores vendem a energia ao menor preço em R\$/MWh para um dado empreendimento em questão.

De maneira simplificada, os agentes de distribuição participantes de um leilão

apenas informam os montantes de energia elétrica os quais desejam contratar em cada certame, após informar tais montantes as distribuidoras não têm influência nas demais etapas do leilão. Em cada disputa, baseada em estudos da EPE, a ANEEL determina quais empreendimentos de geração participarão do certame. Com estas informações os consórcios que desejam participar do leilão para vender a energia dos empreendimentos autorizados pela ANEEL competem entre si para definir quem irá construir a usina e conseqüentemente vender sua energia, que em geral pode ser uma hidrelétrica, termelétrica ou eólica. O consórcio vencedor do certame será aquele que se oferecer para construir a usina vendendo sua energia ao menor preço registrado no leilão. Após o término do leilão os agentes de geração e distribuição pactuam contratos entre si com um determinado montante de energia valorado ao preço vencedor do leilão. Como geralmente várias distribuidoras participam de cada leilão o montante de energia vendida por um gerador é dividido proporcionalmente entre os compradores (distribuidoras) de acordo com a respectiva participação no bloco total de energia a ser contratada (formado por todas as distribuidoras participantes).

No caso específico de geração distribuída, sua contratação é realizada por meio de chamada pública, sendo que o montante de energia elétrica adquirido desta fonte é limitado a 10% da carga do agente de distribuição (DECRETO 5.163, 2004).

A Figura 1.1 mostra as instituições do setor elétrico brasileiro com suas respectivas correlações. Ressalta-se na Figura 1.1 a função da ANEEL, que regula o funcionamento tanto da CCEE quanto do ONS, desta forma a operação técnica e comercial do sistema elétrico brasileiro estão subordinados ao órgão regulador – ANEEL.

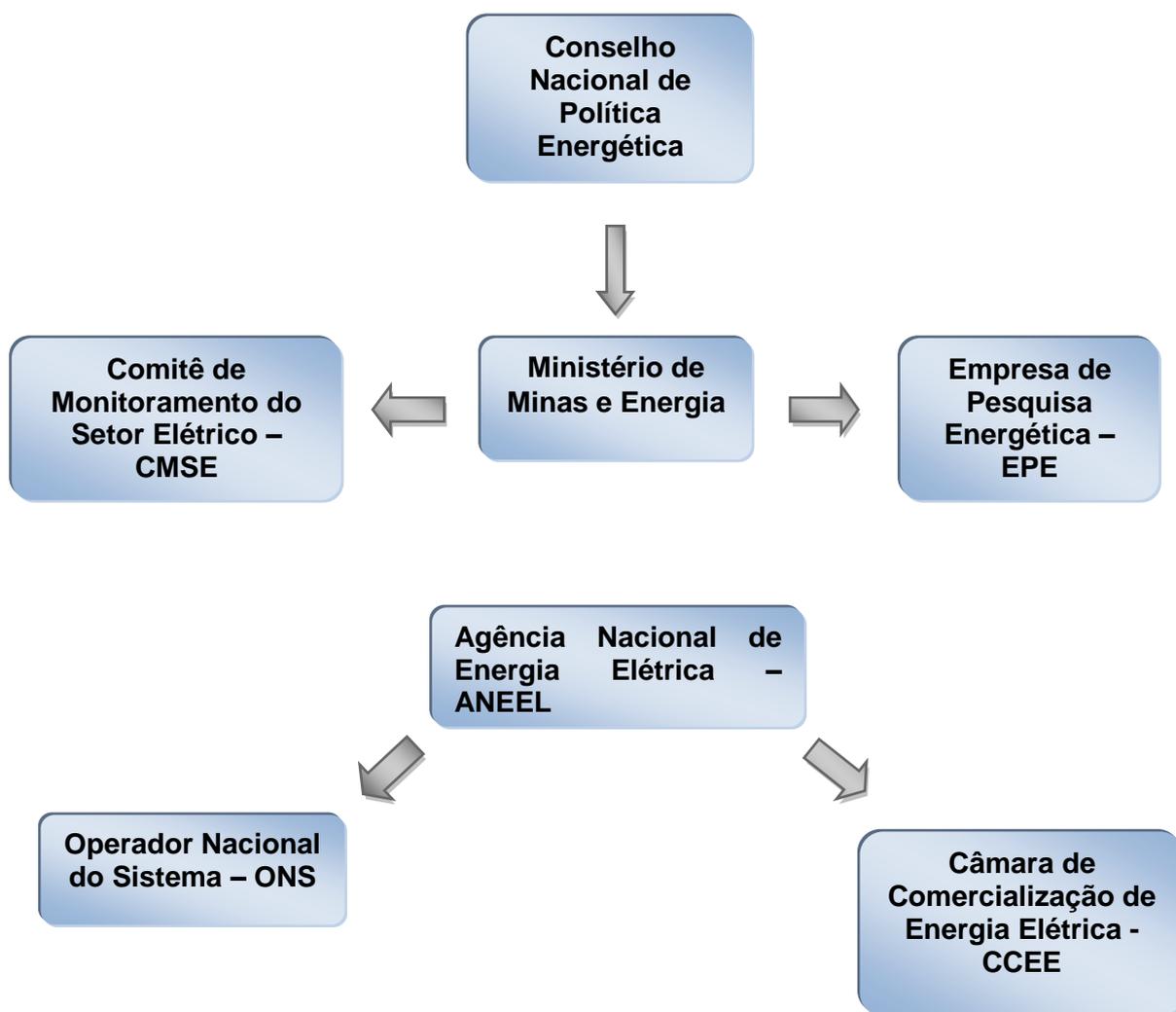


FIGURA 1.1: INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (CCEE, 2012)

Os agentes de distribuição ou distribuidoras têm a obrigação de garantir o atendimento de 100% do seu mercado, mediante contratação regulada, ou seja, por meio de leilões realizados no Ambiente de Contratação Regulada, contratação de geração distribuída ou contratos compulsórios (Itaipu e/ou Proinfa), além ainda dos contratos pactuados antes da Lei 10.848/2004. Esta contratação, no entanto, tem uma flexibilidade onde são considerados no repasse às tarifas os custos de aquisição de até 103% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Caso o agente de distribuição tenha contratado mais de 103% da sua carga, o montante de energia elétrica superior a 103% não terá seu custo de aquisição repassado na tarifa. Neste caso o

montante que exceder a 103% de sua carga é liquidado no mercado de curto prazo, com a energia valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, e o valor desta venda é atribuído como receita para a distribuidora (PSR, 2010). O PLD é o preço de curto prazo divulgado semanalmente pela CCEE e é calculado para três patamares diários de carga: leve, média e pesada. O PLD é base das negociações de energia elétrica que ocorrem no mercado de curto prazo e sua divulgação ocorre antes da semana o qual estará vigente. Por outro lado, caso a distribuidora fique subcontratada, ou seja, quando sua energia contratada corresponder a menos de 100% da sua carga, a diferença deverá ser adquirida no mercado de curto prazo, o que acarreta incertezas devido aos custos variáveis. Assim, cada MWh sem cobertura contratual implica em dois custos para o agente de distribuição: um de repasse, dado pela diferença entre o valor de compra (PLD) e o repasse ao menor valor entre o Valor Anual de Referência – VR e PLD; outro de penalidade, representada pelo maior valor entre VR e PLD. O Valor Anual de Referência corresponde a média ponderada do valor de venda de energia elétrica em leilões realizados nos anos A-5 e A-3. O VR é divulgado anualmente pela ANEEL e tem como maior objetivo limitar o repasse às tarifas dos custos de aquisição de energia em algumas modalidades de contratação. No entanto, existem algumas exceções para aplicação de penalidades, conforme descrito nas Regras de Comercialização: *“As quantidades de energias declaradas de energia não realizadas por produto, em cada Leilão do ACR, bem como as quantidades de energia referentes às Exposições Involuntárias, aprovadas pela ANEEL, não serão passíveis de penalizações para os Agentes de Agente de Distribuição”* (CCEE, 2012). Estas exceções significam que caso ocorra uma subcontratação motivada por razões externas ao controle da distribuidora, e for reconhecido pela ANEEL, ficará caracterizada a Exposição Involuntária.

Desta maneira o modelo regulatório vigente exige que os agentes de distribuição estejam sempre com a totalidade de sua carga lastreada por contratos. Quando feita respeitando-se os limites regulatórios, a contratação não traz prejuízo para a distribuidora, pois seus custos são repassados integralmente às tarifas de seus consumidores cativos. No entanto uma estratégia de contratação errada pode levar à impossibilidade de repasse dos

custos às tarifas, o que acarreta prejuízos financeiros para a empresa. Vale lembrar que a distribuidora quando contrata sua carga adequadamente não absorve o custo de aquisição de energia, apenas repassa-o com lucro zero, tendo seu lucro obtido a partir da venda do fio, cuja parcela do custo está incluída na tarifa final aplicada a todos os consumidores. Em geral, agentes de distribuição fazem um acompanhamento criterioso do consumo em toda sua área de concessão. Com a definição da taxa de crescimento do consumo é possível prever o montante de energia necessário nos anos à frente. Com base no montante de energia a ser contratado, as distribuidoras emitem declarações de necessidade de compra ao MME conforme legislação vigente. Desta forma, através do perfil da pilha de contratos já vigentes e da previsão de consumo futuro, a distribuidora deve verificar qual o montante de energia passível de contratação em um determinado leilão cujo custo de aquisição fique dentro de todas as regras de repasse contidas na legislação vigente.

1.1 JUSTIFICATIVA

O nicho de mercado dos agentes de distribuição no Brasil é apenas a venda do fio a todos os consumidores localizados nas respectivas áreas de concessão. A energia é apenas repassada pelas distribuidoras, sem margem de lucro sobre este repasse. Ao fazer esta consideração, a primeira vista não existe uma razão para que a contratação do produto energia seja otimizada, visto que não irá gerar um lucro maior para a distribuidora. No entanto, um dos principais objetivos estabelecidos pelo novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro é a promoção da modicidade tarifária. Este conceito pode ser interpretado para o setor elétrico como sendo um fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores de maneira adequada e ao menor custo possível. A palavra modicidade significa a qualidade de ser módico, que por sua vez significa adequado, moderado, razoável, justo, sensato. Logo, quando escutamos que o governo federal promove a modicidade tarifária no setor elétrico,

pode-se entender como sendo a promoção do atendimento adequado a todos os consumidores a um preço justo, que deve ser o menor possível.

A distribuição de energia elétrica no Brasil é uma concessão outorgada pelo Poder Público, e a detentora desta concessão exerce um monopólio natural sobre os consumidores localizados em sua área de concessão. O funcionamento de todas as distribuidoras do Brasil é regulado e fiscalizado pela ANEEL, que estabelece inclusive as tarifas a serem praticadas por essas empresas. Um dos fatores considerados no cálculo das tarifas é o custo de aquisição de energia elétrica, que sofre um impacto direto da estratégia de contratação de energia adotada pelos agentes de distribuição. Caso a distribuidora compre energia sem planejamento, ela poderá estar sujeita a riscos financeiros por sub ou sobrecontratação. Além disto, não estará promovendo a modicidade tarifária repassando o ônus excessivo para o consumidor final, que no momento ainda não pode gerenciar este custo a não ser simplesmente reduzindo seu consumo de energia elétrica.

Por se tratar de um monopólio natural, a distribuição de energia elétrica exerce também, indiretamente, a função de indutor ou mitigador de novos investimentos. Para exemplificar a ideia basta pensar em uma nova empresa, de natureza eletrointensiva, que deseja se instalar em um estado qualquer. Caso os terrenos disponíveis para sua instalação estejam longe de fontes robustas de energia elétrica (linhas e subestações de grande porte) a implantação da empresa estará ameaçada, visto que custos elevados incorrerão para realizar uma conexão adequada ao sistema elétrico da região. Da mesma forma que neste exemplo o fornecimento de energia gerou uma dificuldade para o investimento, caso a mesma empresa citada anteriormente deseje se instalar próxima a instalações elétricas de grande porte, a distribuidora estará incentivando a presença deste novo consumidor, pois, já existe no local uma infraestrutura preparada para atender ao novo cliente e, neste caso, atuará como um indutor de investimentos.

Já pensando no caso de geração de energia elétrica, a distribuidora pode atuar como um indutor de investimentos em geração distribuída ao comprar a energia gerada por usinas que estejam conectadas diretamente em sua rede elétrica. Esta possibilidade é definida no

Decreto 5.163/2004, onde é descrita a opção pela distribuidora de comprar energia proveniente de geração distribuída por meio de chamada pública. Caso o agente de distribuição tenha como política de negócios incentivar a geração distribuída, a energia proveniente destas fontes pode, em caso de consenso de um preço justo, ser comprada diretamente pela distribuidora, e assim um novo negócio estará sendo incentivado.

Por fim, uma gestão adequada da contratação de energia elétrica é de suma importância para que os agentes de distribuição possam evitar os riscos de sub e sobre contratação. Nestes casos, pesadas multas são aplicadas a estas empresas. A gestão do processo de compra fica ainda mais complexa com a variedade de leilões existentes. Cada leilão tem uma limitação, ou na contratação, ou no repasse dos custos de aquisição às tarifas, e a necessidade de definir os montantes de contratação com até 5 anos de antecedência confere um grau de incerteza elevado a este processo, já que a previsão para o consumo futuro carrega naturalmente uma incerteza associada.

1.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Este trabalho apresenta uma metodologia para o planejamento comercial, da compra de energia elétrica por um agente de distribuição no horizonte de longo e de curto prazos. O modelo desenvolvido fornece uma estratégia ótima de contratação para uma distribuidora, com os montantes de energia a contratar que melhor se ajustam à minimização dos custos da contratação total e de penalidades as quais a distribuidora está sujeita. Dentre as formulações propostas haverão casos lineares e não-lineares, no modelo linear a solução obtida será do tipo ótimo global, já para o problema na versão não linear a solução obtida será do tipo ótimo local.

Como diferencial em relação a trabalhos anteriores, a presente pesquisa aborda um planejamento conjunto entre longo e curto prazos baseado na adoção de incertezas nos dados

do problema, tais incertezas são representadas pela técnica de inteligência artificial conhecida por lógica fuzzy.

O horizonte de tempo examinado na otimização da contratação de energia elétrica é de 5 anos considerando uma discretização do tempo anual (longo prazo) e mensal (curto prazo). Na abordagem de incertezas será utilizada a metodologia fuzzy que será aplicada através de conjuntos de equações que representam funções de pertinência, caracterizando assim a presença fuzzy no problema. Esta técnica já foi aplicada anteriormente a estudos de contratação de energia elétrica no ACR, no entanto com um enfoque diferente do proposto nesta dissertação. Rodrigues (2006) já utilizou a técnica de programação linear fuzzy para estudar a contratação de energia proveniente de geração distribuída (GD) (eólica e térmica), mercado de curto prazo e leilões de ajuste. No entanto, em RODRIGUES, (2006) a contratação foi realizada com base mensal e apenas para um ano de duração, assim o problema foi simplificado e teve como foco principal a presença de GD na contratação.

Na presente pesquisa, a técnica utilizada em RODRIGUES, (2006) foi extrapolada para 5 anos de contratação, com base anual e mensal, além de incluir outros leilões no ACR. Um dos novos focos deste estudo é a simulação também dos preços de cada leilão, que passam a ser desconhecidos. Este fato agrega uma forte não-linearidade, porém, possibilita verificar qual o grau de sensibilidade entre a contratação de energia elétrica e a variação dos preços de cada fonte. Neste caso os preços em cada leilão também são representados por funções de pertinência.

Outro diferencial nesta pesquisa é a inclusão do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) na modelagem de curto prazo, com discretização mensal. As regras para realização do MCSD são descritas nas Regras e Procedimentos de Comercialização, elaborados pela CCEE. Entre as modalidades existentes de MCSD serão abordadas o MCSD MENSAL, MCSD Anual 4% e MCSD TROCAS LIVRES.

O MCSD é um dispositivo previsto pelo Decreto 5.163/2004 cuja função é mitigar custos com sub e sobrecontratação entre os agentes de distribuição. A grosso modo, sua operação ocorre de maneira que distribuidoras com sobras de energia repassem estas sobras

para agentes com falta de energia, assim custos desnecessários e a realização de novos leilões são evitados.

Em geral, os trabalhos que tratam da contratação de energia no ACR estudam separadamente a influência de MCSD, discretização de tempo, influências de incertezas, análise dos impactos de estratégias e otimização de custos. Esta dissertação busca agrupar várias análises e gerar uma estratégia de contratação no ACR que capte uma maior quantidade de parâmetros presentes no problema.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nas duas últimas décadas o sistema elétrico brasileiro passou por mudanças profundas em seu modelo. A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL foi um marco no tocante a regulamentação do setor, ao mesmo tempo, o Decreto nº 5.163/2004 e a Lei nº 10.848/2004 são de extrema importância para a comercialização de energia elétrica no Brasil, incluindo também a figura da chamada geração distribuída. Cuberos (2008) faz uma revisão geral dos mecanismos de compra de energia elétrica, a criação do Ambiente de Contratação Regulada – ACR e do Ambiente de Contratação Livre – ACL, o funcionamento dos leilões de energia elétrica e junto a essas características realiza uma análise dos riscos de contratação de energia que a distribuidora assume conforme suas escolhas de contratação. Os riscos a que fica exposta a distribuidora se originam nas opções de contratação de energia elétrica, dentre as quais citam-se os contratos compulsórios (Itaipu, Proinfa e Contratos anteriores a Lei 10.848/2004), os leilões no ACR e a compra de energia proveniente de GDs. Este risco existe devido à obrigação das distribuidoras de contratar 100% da sua carga. Caso ela fique sub ou sobrecontratada existe a possibilidade de compra ou venda no mercado de curto prazo (liquidação ao PLD) e/ou a utilização do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit – MCSD e caso não atinja o mínimo de

100% da carga contratada a distribuidora sofre penalização por falta de lastro de energia. No entanto, a utilização do MCSD não é uma variável a ser otimizada e sim um dado de entrada e também não existe uma valoração do MCSD (em R\$/MWh), o que polui o resultado do simulador proposto no tocante ao repasse dos custos de aquisição de energia para a tarifa. Por fim, demonstra-se em (CUBEROS, 2008) como uma estratégia de contratação mais arrojada (propensa ao risco) pode causar prejuízos consideráveis ao agente de distribuição envolvido, uma vez que para contratar 100% da sua carga, a distribuidora poderá exceder os limites de repasse dos custos de aquisição em sua tarifa ao optar por uma maior contratação de energia elétrica no curto prazo.

Souza (2008) estuda a gestão dos riscos na distribuição de energia elétrica e analisa as possibilidades de contratação considerando valores reais para o preço da energia nos leilões brasileiros e para o montante de energia a ser contratada pelas distribuidoras. Além disso, analisa o desempenho de mecanismos para mitigação de riscos, tais como o MCSD e leilões, e seu uso pelas concessionárias de energia elétrica. No entanto, essas ferramentas diminuem o risco da distribuidora transferindo esse risco para o consumidor cativo, que ainda não tem um poder de gestão sobre a energia. Outra contribuição importante em (SOUZA, 2008) é a análise do impacto da migração de consumidores livres entre o ACR e o ACL, que causa uma sobra ou falta de energia na carteira da distribuidora. O modelo vigente de gestão para contratação de energia elétrica é apresentado com vantagens e riscos apontados, no entanto, verifica-se novamente que para os agentes de distribuição não sofrerem penalidades ou mesmo prejuízos, sempre que possível o risco é repassado para o consumidor cativo.

Técnicas de inteligência artificial já foram abordadas para tratar da contratação de energia elétrica no ACR. Dias (2007) utiliza a otimização via Algoritmos Genéticos para definir qual o montante de energia a ser contratado pelas distribuidoras e quais fontes de compra a serem utilizadas. São utilizados cenários pessimistas, otimistas e de referência em relação à demanda esperada para o horizonte analisado de cinco anos adiante. Com base nestes cenários a distribuidora tem a possibilidade de quantificar o risco financeiro a qual ela

estará sujeita. As simulações mostraram uma tendência à sobrecontratação, desde que limitada a 103% da carga prevista, para desta forma evitar o risco de subcontratação. Em (DIAS, 2007) não foi abordada a otimização da energia proveniente do MCSD e de geração distribuída.

As incertezas causadas pelos preços resultantes dos leilões têm grande influência no estabelecimento de novas estratégias de contratação para as distribuidoras. CASTRO *et al.*, (2010) aborda a otimização por meio de Algoritmos Genéticos e, através de um histórico de preços nos leilões de energia elétrica do Brasil processa dois estudos de casos, com diferentes cenários de preços praticados. Nota-se então que, com base no histórico de preços utilizados, e sem crises na oferta, a maior parte da energia é contratada em leilões de empreendimentos existentes. Já no caso de houver escassez na oferta de energia em leilões e ocorrer um aumento de preços para os empreendimentos existentes, em (CASTRO *et al.*, 2010) é verificado uma maior participação de energia nova proveniente de leilões A-3, que conforme dados utilizados, é a fonte de menor custo nesta situação.

O planejamento de curto prazo é modelado através de Algoritmos Genéticos em (LAZO *et al.*, 2010), onde se utiliza como possibilidade de contratação os leilões A-1 e de Ajuste, além do ajuste por meio do MCSD Ex-post. As decisões produzidas pelo sistema são avaliadas por meio de um fator de propensão ao risco " λ " e por meio da ferramenta *CVar* (*Conditional Value-at-Risk*), o fator λ atua para dar maior peso aos custos das piores decisões, estas por sua vez são determinadas pelo *CVar* que calcula a média dos piores resultados. O custo a ser otimizado novamente é resultado da soma ponderada entre a média dos custos de diversos cenários com a média dos piores cenários. Os resultados da modelagem determinaram a contratação para o período de 2 anos e apontaram para uma sobrecontratação para os agentes de distribuição acima de 103%. Isso acontece porque o modelo reconhece nesta ação a chance de maximizar os ganhos da distribuidora por meio da liquidação deste excedente no mercado de curto prazo. Observa-se também que a energia contratada além dos 103% foi comprada em sua maior parte nos leilões de ajuste, cujos contratos têm menor prazo de vigência e assim o risco de estar excessivamente

sobrecontratado por mais tempo é menor. Eventuais distorções na contratação de energia ainda são compensadas por meio do MCS D Ex-post.

Silva (2008) também desenvolve uma estratégia de apoio à contratação de energia para as distribuidoras. O horizonte adotado na pesquisa é de 5 anos, com o problema solucionado por Algoritmos Genéticos. Nesta pesquisa é realizada a previsão do consumo futuro, que é determinado por meio de séries históricas de consumo mensal por classe de consumo e de variáveis associadas (ex: economia e temperatura). Estas séries temporais passam por um processo de regressão dinâmica, que foi operacionalizado pelo software *Forecast Pro*, cujo resultado são valores estimados de consumo para 5 anos a frente. Os valores utilizados para PLD também foram determinados com base no CMO (Custo Marginal de Operação) fornecido pelo modelo matemático *NEWAVE*, os valores de CMO são então passados por um tratamento estatístico através do software *@Risk* da *Palisade Corporation*, com o objetivo de se gerar os valores definitivos de PLDs que serão utilizados no processo de compra de energia elétrica. Antes de realizar a otimização da compra de energia foram ainda realizadas simulações para identificar a sensibilidade do custo da contratação em relação aos parâmetros que a compõem, o processo foi realizado com auxílio do software *@Risk* da *Palisade Corporation*. A otimização do problema foi realizada nos softwares *RiskOptimizer* e *Evolver* da *Palisade Corporation*, e gerou como resultados custos da contratação de energia, inclusive os referentes às possíveis penalidades. Como diferencial no trabalho, Silva (2008) aprofunda o estudo dos valores de entrada para o problema da compra de energia, como a previsão do consumo de energia elétrica por classes de consumo (residencial, comercial e industrial) e dos valores de PLD a serem utilizados. Além disto foram feitas simulações para identificar a sensibilidade do custo total da contratação em relação aos fatores que o formam. Nos resultados do processo foi verificada uma sobrecontratação superior a 103% da carga da distribuidora, tal fato justifica-se porque o montante de energia superior a 103% da carga é liquidado no mercado de curto prazo, e os valores de PLD utilizados no problema levaram em conta os valores atingidos no início do ano de 2008, que foram excessivamente altos. Como os valores de PLD estavam elevados a

modelagem verificou uma possibilidade de ganho financeiro para a distribuidora.

Souza (2010) estuda um modelo para gestão de compra de energia elétrica pelas distribuidoras através do método dos pontos interiores (MPI). O modelo analisado fornece uma aproximação de valores ótimos a serem contratados nos leilões, todavia, não explora as incertezas presentes na previsão da demanda e dos preços (PLD, A-5, A-3, A-1 e leilões de ajuste). Buratti (2008) pesquisou também estratégias de compra de energia elétrica pela distribuidora, porém, utilizou técnicas de inteligência artificial. Algoritmos Genéticos e evolução diferencial foram utilizados como um meio de cálculo para se definir a quantidade e o momento da compra de energia elétrica pela distribuidora. A pesquisa de (SOUZA, 2010) utilizou para provar a eficácia do cálculo via MPI uma análise com os dados de entrada utilizados por (BURATTI, 2008), sendo que o resultado de ambos os trabalhos levou a estratégias de compra semelhantes, o que comprova na prática a eficácia dos métodos como ferramenta de gestão.

Em (BARROS *et al.*, 2009) destaca-se uma análise por distribuição de probabilidades a respeito dos custos envolvidos no processo de contratação de energia. Cita-se a utilização da distribuição normal de probabilidade no processo, sendo que a previsão da demanda e de preços carregam as incertezas ao longo do problema. Para quantificar estas incertezas, na previsão da demanda é utilizado o desvio padrão, já para o preço do PLD são utilizados valores médios anuais, o que ajuda a fornecer um valor de PLD mais próximo da realidade e conseqüentemente influencia no valor das penalidades impostas por erros na previsão de demanda. As fragilidades do modelo matemático *NEWAVE* também são expostas em (BARROS *et al.*, 2009), uma vez que o valor do PLD é um produto indireto do cálculo do *NEWAVE*. Alterações no conjunto de usinas considerado pelo *NEWAVE* levam a resultados muito diferentes no tocante ao valor das penalidades aplicadas aos agentes de distribuição em caso de subcontratação. Como conclusão, afirma-se que as distribuidoras não tiveram o risco da contratação de energia elétrica reduzido. As opções de contratação nos diferentes leilões, os limites de repasse de custos à tarifa e as incertezas a cerca do PLD fazem com que o planejamento comercial das distribuidoras estejam sempre atentos a

mecanismos para mitigação dos riscos envolvidos na contratação de energia elétrica.

Pessanha (2007) realiza uma comparação entre estratégias para contratação de energia elétrica para uma distribuidora. A contratação pura e sem otimização de 100% da carga é confrontada com os resultados obtidos pela simulação do problema no software *@Risk* da *Palisade Corporation*, que utiliza Algoritmos Genéticos como técnica de solução. Também foi constatada uma sobrecontratação nos resultados obtidos, sendo que tal estratégia é justificada pelo autor pelo fato das penalidades financeiras por sobrecontratação serem menores do que as por subcontratação. Existe ainda a possibilidade de redução de 4% do montante contratado, conforme regulamentado pelo Decreto 5.163/2004. O software utilizado também fornece uma distribuição de probabilidades, aplicadas a custos, repasses à tarifa e montante de contratação. Observa-se em (PESSANHA, 2007) o tempo de solução utilizando a metodologia proposta, que segundo o autor levou 2:11:32 para atingir a solução debatida em sua pesquisa.

A participação da distribuidora no processo de compra de energia limita-se a informar o montante de energia a ser contratado em cada leilão. Como se trata de previsão de dados, este montante está carregado de incertezas, o que pode afetar o planejamento da distribuidora. Em (ZANFELICE, 2007) estas incertezas são abordadas na contratação de energia elétrica por meio da construção de uma árvore de cenários baseada em três projeções de carga (pessimista, básico e otimista), desta maneira a cada ano existe a probabilidade de ocorrência de três cenários. As oportunidades de alocação de energia são exploradas para obter o menor custo de contratação e a maior receita proveniente da liquidação das sobras pela CCEE. Dentre as restrições inseridas no problema, ressalta-se a consequência de migrações de clientes potencialmente livres para o ambiente de contratação livre, neste caso, para mitigar possíveis prejuízos, o autor induz na modelagem a contratação em leilões de energia existente de todo o montante de energia da distribuidora associado a esta classe de clientes. Essa estratégia possibilita que, em caso de migração de clientes para o ambiente de contratação livre seja possível reduzir o montante de energia contratada proporcionalmente à migração dos clientes. Vale lembrar que a redução nos contratos por migração de clientes

para o mercado livre só é possível em CCEAR proveniente de energia existente.

Um modelo para a contratação de energia também por meio de árvores de cenários é apresentado em (PSR, 2010), cujo objetivo está em inserir incertezas nas previsões. O modelo elaborado pela PSR faz uso de diferentes cenários de demanda e uma árvore de decisão, onde cada nó está condicionado a uma evolução na demanda. A quantidade de aberturas da árvore é escolhida pelo usuário, que deve informar também as taxas de crescimento da demanda entre os anos analisados e a probabilidade de ocorrência dos respectivos cenários na etapa $t + 1$ dado o cenário ocorrido na etapa t . Como objetivo da distribuidora consta ainda a aversão ao risco " Ω " que representa a propensão ao risco do agente estudado. O fator " Ω " é aplicado no equacionamento de maneira a ponderar a soma de custos devido a contratação em si (valor multiplicado por Ω) e o custo com as penalidades (multiplicado por $1 - \Omega$), sendo neste último custo incluídos os custos por sub e sobrecontratação. Como resultado é fornecido uma estratégia ótima para contratação de uma distribuidora, incluindo os montantes de energia contratados nos leilões, subcontratação (montantes de energia e custos), sobrecontratação (montantes de energia e custos), demandas, custo da energia e descontrações realizadas. O horizonte analisado no longo prazo é de 10 anos com discretização anual. Os preços da energia em cada leilão são dados de entrada do problema.

Outro trabalho de (PSR, 2010) é a modelagem para planejamento de curto prazo. Este equacionamento segue o mesmo raciocínio da técnica de longo prazo, onde se faz uso de diferentes cenários de demanda e uma árvore de decisão, estando cada nó condicionado a uma evolução na demanda. O fator de propensão ao risco " λ " também está presente no curto prazo, ponderando custos de contratação e de penalidades. Como diferencial para esta técnica de curto prazo está a inserção do MCSD na modelagem, que participa nas modalidades mensal e anual 4%. Os leilões passíveis de contratação são agora representados apenas nas modalidades A-1 e de Ajuste, os certames de energia nova são dados de entrada no problema. Como resultado é fornecido uma estratégia ótima para contratação de uma distribuidora, incluindo os montantes de energia contratados nos leilões, subcontratação

(montantes de energia e custos), sobrecontratação (montantes de energia e custos), demandas, e MCSD (montantes de energia transacionados). O horizonte analisado no longo prazo é de 2 anos com discretização mensal. Os preços da energia em cada leilão são dados de entrada do problema.

Os dados da modelagem de curto prazo podem ser exportados para servirem de entrada no modelo de longo prazo. Ambas as modelagens estabelecidas em (PSR, 2010) de longo e curto prazo são processadas em ambiente Excel, a solução é obtida por meio do solver *XPress*, da *Dash Optimization*.

Em relação às modalidades de contratos CCEAR obtidos nos leilões de energia elétrica, Silva (*et al.*, 2009) debate sobre os leilões de Energia de Reserva e seus contratos por disponibilidade. Tais contratos têm como característica a geração de energia elétrica pelo agente de geração vendedor apenas em períodos de escassez de água, sendo a energia de reserva proveniente apenas de usinas térmicas. Os contratos por disponibilidade tem como benefício para os agentes de distribuição o fato do preço do contrato não refletir os riscos das incertezas da sazonalidade das chuvas na hora em que o agente vendedor está participando do leilão, não estando, portanto submetidas a contratar energia com um acréscimo no preço devido aos riscos decorrentes da operação das usinas.

O modelo vigente do Setor Elétrico Brasileiro trouxe tratativas novas para os agentes participantes. Com o objetivo de avaliar os impactos deste modelo nos agentes de distribuição, Lima (2011) fez uma extensa análise do desempenho dos 25 agentes mais representativos no mercado de distribuição de energia elétrica diante das regras de contratação de energia vigentes. Os dados de contratação entre 2005 e 2010 destes agentes, publicados pela CCEE, serviram de base para simular as perdas financeiras a que estes agentes estiveram sujeitos. Com base nos dados das distribuidoras analisadas são realizadas análises quanto: (i) à precificação das penalidades no período; (ii) ao panorama dos níveis de contratação apurados; (iii) às penalidades simuladas; (iv) aos períodos sujeitos às perdas por sub e sobrecontratação; (v) às perdas financeiras simuladas; e (vi) à simulação dos impactos tarifários do repasse integral da sobrecontratação em 103% do consumo. Nestas análises é

ressaltada a importância da aplicação do MCSD Ex-post que compensou parcialmente o déficit de energia no ano de 2008 (único com aplicação efetiva de penalidades). Na análise que verifica os impactos de uma redução no limite de 103% de sobrecontratação com direito a repasse foi constatado que caso não fosse admitido qualquer sobrecontratação, ou seja, repasse de apenas 100% da contratação, as perdas financeiras cresceriam quase 400% quando comparadas ao caso com limite de 103% de repasse. Outra importante análise realizada em (LIMA, 2011) trata do impacto da sobrecontratação nas tarifas. Com base nos dados utilizados, considerando o ano de 2009 o impacto da sobrecontratação na receita total dos agentes analisados seria de +0,22%, ou seja, haveria um aumento na receita dos agentes de distribuição, porém, ao custo de elevação das tarifas dos consumidores finais.

Uma das técnicas utilizadas na presente dissertação para o planejamento da contratação de energia elétrica aborda inteligência artificial através da lógica fuzzy. Esta lógica foi desenvolvida de modo a capturar as incertezas do problema na qual está envolvida. Com o uso de funções de pertinência variadas é possível transformar dados numéricos em informações linguísticas, que pelo fato de não serem exatas apresentam incertezas. A lógica fuzzy tem muitas aplicações e é continuamente abordada nas mais diversas pesquisas, tais como: comando e controle em sistemas elétricos, sistemas especialistas, previsão de carga e em diversos problemas onde existe falta de informações, o que acarreta em grande incerteza associada ao estudo de caso.

Com a descrição das características de comercialização de energia elétrica, a possibilidade de compra da energia proveniente de empreendimentos enquadrados como geração distribuída (GDs) é uma ferramenta para gerir a carteira de fornecedores de energia. O Decreto 5.163/2004 estabelece que o montante total de energia elétrica contratada proveniente de GDs pode ser de até 10% da carga do agente de distribuição, porém, esta energia deve ser contratada por meio de chamada pública e o repasse na tarifa está limitado ao valor anual de referência – VR. Rodrigues (2006) abordou o problema da contratação de energia elétrica e incluiu a presença de geração distribuída. Para inserir incertezas no problema foi aplicada a modelagem fuzzy e, baseando-se nas características do problema

transformou funções de pertinência fuzzy em equações de reta e as inseriu no problema de otimização proposto. A modelagem gerada foi do tipo linear e o horizonte observado na simulação foi de um ano. As funções de pertinência utilizadas foram do tipo trapezoidal, que foram aplicadas para o cálculo da geração eólica e da demanda efetivamente contratada, e do tipo segmentos contínuos lineares, que foi aplicada ao custo total da contratação de energia elétrica. Os resultados obtidos traçaram a estratégia de compra de energia da distribuidora para o período de um ano, discriminando os montantes contratados por geração distribuída (térmica e eólica), compra no curto prazo e compra em leilões de ajuste. O objetivo de Rodrigues (2006) é mostrar como a figura da geração distribuída pode ser inserida na pilha de contratos dos agentes de distribuição.

Dentre os trabalhos abordados nesta revisão bibliográfica, a pesquisa mais completa no campo de aplicação e inserção de geração distribuída está em (LEZAMA, 2011). Nesta pesquisa o autor desenvolve uma metodologia abrangente no tocante às relações entre agentes de distribuição e proprietários de geração distribuída. Foi aplicado um modelo de decisão que permite a distribuidora definir o despacho ótimo de geração distribuída em suas redes, o despacho é definido através de um fluxo de potência ótimo AC, cuja função objetivo é minimizar os pagamentos efetuados pela distribuidora na compra de energia e considera os impactos da GD no nível de tensão e perdas do sistema. Como resultado, o despacho decide a quantidade de energia a ser comprada de GD. Na segunda parte da pesquisa são citados os mecanismos de negociação de energia elétrica no Brasil e é elaborado um modelo de decisão que define o preço ótimo por MWh a ser cobrado pelo proprietário, o problema é então solucionado por meio de programação binível. Na terceira parte da pesquisa o modelo utilizado na programação binível é adaptado para considerar além do preço de contrato, a alocação ótima das unidades de GD na rede, tal modelo foi resolvido com o uso de Algoritmos Genéticos. Na parte final da pesquisa realizada em (LEZAMA, 2011) foi feito uso da teoria dos jogos para definir preço ótimo e alocação de geração distribuída na rede da distribuidora. No jogo utilizado participam a distribuidora e os proprietários de GDs, sendo o objetivo da distribuidora contratar um montante de energia

que represente o despacho ótimo (definido na primeira fase da pesquisa) ao menor preço, já o objetivo dos proprietários de GDs é maximizar o lucro obtido com a venda de energia. Vários testes foram realizados variando a quantidade e a capacidade das GDs, os resultados mostraram que uma maior quantidade e/ou capacidade de GDs leva a uma redução no preço da energia para a distribuidora. Os resultados ou preços de equilíbrio dos contratos na simulação com teoria dos jogos, para todos os casos, foram inferiores aos preços obtidos com os modelos de programação binível, que consideram um único proprietário na simulação. Tal fato comprova o efeito benéfico da concorrência na transação de energia proveniente de GD, onde em última instância o beneficiado é o consumidor final.

Com essa possibilidade de comercialização de energia com as concessionárias de distribuição as pesquisas realizadas mostram que é possível otimizar a compra de energia, fato que contribui diretamente para a modicidade tarifária. Uma análise do uso do mecanismo para compra de energia vinda de GDs mostra que essa é uma alternativa ainda pouco usada pelas distribuidoras segundo (HÜBNER, 2009), ao mesmo tempo a influência regulatória no setor também é de grande valia, já que incentivos anteriormente estabelecidos se mostraram eficazes no tocante ao desenvolvimento da cadeia de atividades que engloba a geração distribuída. Alvim Filho (2010) corrobora com (HÜBNER, 2009) quanto à importância de se desenvolver a contratação de energia elétrica proveniente de GD. Cita-se o caso já implementado no Paraná, onde produtores rurais estão gerando energia elétrica a partir de biogás, sendo esta energia comprada diretamente pela distribuidora, sem a necessidade de leilões. Avanços nesta área são frisados baseando-se na existência de grupos de estudo na ANEEL e MME e projetos de lei no Congresso Nacional. Além do biogás a próxima fonte energética que irá receber incentivos para implantação será a solar que já atrai interessados e hoje já conta com uma usina de 1 MW de capacidade instalada como sendo a maior unidade em operação comercial no Brasil.

Dentre as referências analisadas neste capítulo destacam-se no geral o estudo do problema da contratação de energia conjunta para 5 anos, analisado em (SOUZA, 2010) que descreve em detalhes um equacionamento para o problema. Rodrigues (2006) apesar de

restringir o problema da contratação de energia faz então uso de técnicas de incertezas e por meio de lógica fuzzy define uma estratégia para contratação de energia proveniente de geração distribuída. A ferramenta desenvolvida pela PSR também é de grande valia e inova ao definir estratégias de longo e curto prazos, incluindo a figura do MCSD, essa consideração possibilita atingir resultados condizentes com a realidade por considerar uma maior quantidade de informações na entrada do problema. Por fim, a metodologia para definição de preços destrinchada em (LEZAMA, 2011) mostra como funciona a propensão de um proprietário de GD a negociar sua energia com as distribuidoras. Nota-se que usinas enquadradas como geração distribuída são obrigadas a negociar sua energia a um preço mais elevado, caso contrário seus empreendimentos não se viabilizam. Assim, a distribuidora interessada nesta energia deve considerar em sua estratégia a possibilidade de pagar mais caro por esta energia. O desconhecimento dos preços das fontes de contratação é um fato intrigante para as distribuidoras, já que as tarifas finais praticadas no mercado cativo dependem diretamente das usinas que participam de cada leilão ou chamada pública.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo, a pesquisa apresentada é composta por mais quatro capítulos.

O capítulo II descreve em detalhes o problema da contratação de energia elétrica no ACR e as regras e procedimentos de comercialização vigente.

O capítulo III apresenta a modelagem matemática proposta nesta pesquisa, define quais as regras de comercialização incluídas no problema e aborda conceitos de incerteza, sua representação por meio da lógica *fuzzy* e sua inclusão no equacionamento deste problema.

No capítulo IV são apresentados e discutidos os resultados obtidos através da aplicação do método proposto. Os resultados apresentam a contratação de energia elétrica

para 5 anos de previsão, com discretização anual e mensal, onde são analisados a influência do planejamento de curto prazo, da inclusão de incertezas fuzzy, da aplicação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD.

O capítulo V aborda as conclusões obtidas da pesquisa e as propostas de melhoria e trabalhos futuros.

O apêndice A contém todos os resultados numéricos obtidos com os casos analisados ao longo da dissertação.

CAPÍTULO II

DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

A contratação de energia elétrica é regulamentada basicamente pelo Decreto 5.163/2004, que define a necessidade dos agentes de distribuição em contratar 100% de seu mercado de energia, institui os leilões no ambiente de contratação regulada e define os limites de repasse à tarifa da energia contratada em cada modalidade de leilão.

O problema matemático da contratação de energia elétrica no ACR, em sua forma mais simples, pode ser interpretado como uma representação do Decreto 5.163/2004 na forma de equações matemáticas. A possibilidade de aperfeiçoar tal contratação existe ao gerenciar a quantidade de energia contratada em cada leilão de acordo com os custos envolvidos e crescimento da carga cativa da distribuidora. Este gerenciamento define o impacto financeiro da contratação para o agente de distribuição envolvido.

Para analisar o problema em um cenário de curto prazo pode-se incluir a figura do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD no processo matemático. Este mecanismo está previsto no Decreto 5.163/2004, todavia, sua aplicação e detalhamento são descritas nas regras e procedimentos de comercialização, elaborados pela CCEE. Com o advento do MCSD é possível eliminar mensalmente as sobras e déficits entre as distribuidoras, e assim evitar penalidades e custos excessivos na gestão da empresa.

2.1 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SEGUNDO O DECRETO 5.163/2004

A versão do Decreto 5.163/2004 utilizada nesta pesquisa data de agosto de 2011, sendo a última atualização deste decreto promovida pelo Decreto 7.521/2011. As regras e

procedimentos de comercialização utilizados, bem como as demais legislações do Setor Elétrico Brasileiro também datam de agosto de 2011.

O montante de energia contratada por um agente de distribuição deve estar sempre situado entre 100 e 103% da sua carga. A margem para cima de 3% é o limite de sobrecontratação cujos custos podem ser repassados à tarifa, assim, serve como uma flexibilização e ferramenta de gestão para a distribuidora. No entanto, quanto mais próximo de 103%, apesar da distribuidora não sofrer sanções quanto ao repasse dos custos às tarifas, os consumidores cativos estarão arcando com um custo desnecessário, que poderia ser evitado com uma melhor gestão da energia contratada pela distribuidora. Sendo assim, tem-se:

$$PC \leq \text{Energia total} \leq 103\%.PC \quad (2.1)$$

A Equação (2.1) trata do balanço de energia elétrica para uma distribuidora, o termo "Energia total" representa todos os contratos vigentes que são provenientes de várias fontes, já o termo "PC" representa a previsão de consumo do agente de distribuição. O montante de energia representado pelo termo "Energia total" sempre deve ser de 100% a 103% do consumo previsto. Ao se considerar uma distribuidora localizada nas regiões sul, sudeste ou centro-oeste, a "Energia total" é composta por energia de Itaipu, fontes alternativas enquadradas no Proinfa, contratos firmados antes da Lei 10.848/2004 e por leilões realizados no ambiente de contratação regulada, já sob regulamentação do Decreto 5.163/2004. Ao conjunto de contratos compulsórios (Itaipu e Proinfa) e anteriores a Lei 10.848/2004 dá-se o nome de energia velha, ou "EV". Os contratos provenientes de leilões no ACR (CCEAR) também são incluídos na "Energia total", no entanto, esta pesquisa irá referenciar estes contratos como "Energia contratada" (para os leilões ainda não realizados), e "Energia existente" (para os leilões já realizados e com contratos vigentes).

Dentre os contratos firmados entre agentes de geração e distribuição existem documentos que envolvem energia nova (usinas novas, ainda não amortizadas) e energia

existente (usinas antigas, cujo investimento já foi amortizado). Conforme regulamentação em vigor, CCEAR decorrentes de leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes devem prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão:

1. Do exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor;
2. De outras variações de mercado, hipótese na qual pode haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores;
3. De acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004.

As reduções citadas acima e descritas pela Equação (2.2) têm eficácia a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem a compra do agente de distribuição, e obedecem ao mesmo percentual para todos os CCEAR aos quais sejam aplicáveis. Para incluir este montante de redução na equação do balanço de energia contratada do ano sob análise, esta decisão de redução deve ser decidida dois anos antes.

$$0 \leq \text{Montante}_{REDUÇÃO} \leq 4\% \cdot \sum(E_{A1} + E_{A10}) \quad (2.2)$$

Assim, a Equação (2.1) detalhada fica:

$$PC \leq \text{Energia contratada} + \text{Energia existente} - \text{Montante}_{REDUÇÃO} + EV \leq 103\% \cdot PC \quad (2.3)$$

A Equação (2.3) relata o balanço de energia a ser respeitado pelos agentes de distribuição. Os leilões de energia elétrica ainda não contratada, bem como os montantes de redução são as variáveis desta equação, estes, devem acompanhar sempre as previsões de

mercado da distribuidora.

Os leilões que compõem a energia contratada da distribuidora são realizados pela CCEE, sob supervisão da ANEEL. Os certames do ACR são resultados de uma interação entre agentes de geração e distribuição, CCEE, ANEEL e EPE. Com o crescimento no consumo cativo as distribuidoras informam à CCEE suas previsões de carga ao longo do tempo. De posse destas previsões a CCEE precisa organizar os leilões para que as distribuidoras possam contratar energia. Para suprir esta demanda, a EPE trabalha para definir quais usinas têm condições de participar de cada leilão. Com a supervisão da ANEEL são então estabelecidas as fontes de geração participantes do leilão.

Cada leilão tem uma característica própria no tocante a preços e montantes de energia passíveis de contratação pelas distribuidoras. De maneira simplificada, pode-se resumir:

- **Leilão A-5:** ocorre no quinto ano anterior ao ano da previsão para início do suprimento de energia elétrica. Nesta modalidade participam apenas novos empreendimentos de geração, é a chamada energia nova. Os contratos devem ter duração mínima de 15 anos e máxima de 30 anos, contados a partir do início do suprimento. Não existe limite de contratação e permite o repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica;
- **Leilão A-3:** ocorre no terceiro ano anterior ao ano da previsão para início do suprimento de energia elétrica. Nesta modalidade participam apenas novos empreendimentos de geração. Os contratos devem ter duração mínima de 15 anos e máxima de 30 anos, contados a partir do início do suprimento. Não existe um limite de contratação propriamente dito, porém, o repasse integral dos custos de aquisição de energia neste leilão é limitado a 2% da carga do agente de distribuição verificada no ano A-5, o que indiretamente limita a aquisição de energia;
- **Leilão A-1:** ocorre no ano anterior ao ano da previsão para início do suprimento de energia elétrica. Nesta modalidade, devido ao curto prazo

para início do suprimento, participam apenas empreendimentos já existentes de geração, é a chamada energia existente. Os contratos devem ter duração mínima de três anos e máxima de 15 anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão para compra de energia de empreendimentos existentes. Cada agente de distribuição pode contratar a energia elétrica correspondente ao seu montante de reposição, cuja definição é a energia decorrente:

- Do vencimento de contratos de compra de energia elétrica dos agentes de distribuição no ano A-1;
- Da redução, com previsão contratual, da quantidade contratada pelos agentes de distribuição no ano A-1.

Caso exista oferta nos leilões, o agente de distribuição pode contratar até meio por cento da carga do agente de distribuição comprador, verificada no ano A-1, acima do montante de reposição. Os custos com aquisição de energia são repassados integralmente;

- **Leilão de ajuste:** certame específico promovido pela ANEEL com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação, pelos agentes de distribuição, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas. Nesta modalidade, devido ao curto prazo para início do suprimento, participam apenas empreendimentos já existentes de geração. Os contratos devem prever o início de entrega da energia elétrica no prazo máximo de quatro meses, a contar da realização do leilão, enquanto o prazo de suprimento é de até dois anos. O montante de energia contratado em leilões de ajuste não pode exceder a 1% da carga contratada do agente de distribuição. Os custos com aquisição de energia são repassados integralmente, até o limite do valor de referência – VR;
- **Geração distribuída:** o montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não pode exceder a

10% da carga do agente de distribuição. Os custos com aquisição de energia são repassados integralmente, até o limite do valor de referência – VR;

- **Leilão de fontes alternativas:** certame específico promovido pela ANEEL entre os anos “A-1 e A-5” para fins de possibilitar a complementação, pelos agentes de distribuição, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas. Nesta modalidade, participam empreendimentos de geração novos e existentes. Os contratos devem ter duração mínima de 10 anos e máxima de 30 anos, contados a partir do início do suprimento. A realização destes leilões é de caráter excepcional, os mesmos ocorrem entre os anos A-5 e A-1 e neles não existe limite para contratação de energia. Os custos com aquisição de energia são repassados integralmente;
- **Energia de reserva (CCEE, 2011):** *Energia complementar àquela contratada no ambiente regulado foi regulamentada pelo Decreto 6.353/2008, é conceituada como a energia proveniente de usinas específicas, cuja geração é destinada a elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN. Esta energia pode ser proveniente de empreendimentos novos ou já existentes, desde que acrescentem garantia física ao SIN, ou que não tenham entrado em operação comercial até a data do referido decreto. A energia de reserva é contratada por meio de leilões específicos promovidos pela ANEEL, cuja contratação pode dar-se nas modalidades quantidade ou disponibilidade e o prazo dos contratos não pode exceder 35 anos.*

A Figura 2.1 representa o ano de início de suprimento “A” e os respectivos anos de antecedência que são utilizados na denominação de leilões de energia no ACR. Ressalta-se nos anos A-5 e A-3 a realização de leilões que contemplam apenas energia nova, assim como no ano A-1 ocorrem certames que visam apenas energia de usinas já existentes.

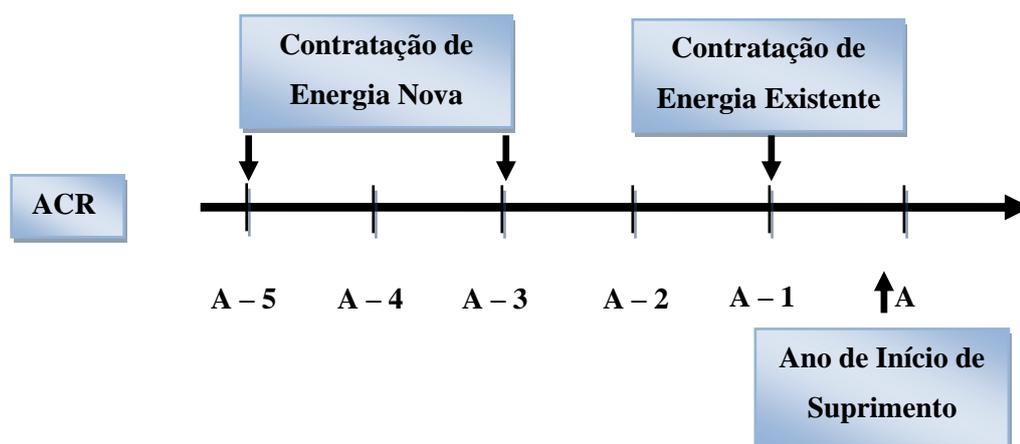


FIGURA 2.1: REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DOS LEILÕES NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA – ACR (CCEE, 2012)

Segundo o Decreto 5.163/2004:

Para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica previstos no Decreto 5.163/2004, a ANEEL deverá calcular um valor anual de referência – VR, mediante aplicação da seguinte fórmula:

$$VR = \frac{VL5 \cdot Q5 + VL3 \cdot Q3}{Q5 + Q3} \quad (2.4)$$

Onde:

- *VL5 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A-5", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;*
- *Q5 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano "A-5";*
- *VL3 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A-*

3", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

- *Q3 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano "A-3".*

Para efeito de cálculo do VR, não serão considerados os valores e os montantes de energia proveniente de leilões de fontes alternativas.

Portanto, quanto ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica nos leilões, o VR deve ser observado e em muitas vezes atua como um limite superior de custos repassados.

O Decreto 5.163/2004 prevê que agentes de distribuição devem contratar a totalidade da sua carga, e descreve os meios no qual esta energia deve ser contratada. Todavia, de acordo com a gestão dos contratos, as distribuidoras podem não conseguir contratar 100% de sua carga, estando neste caso subcontratada. Este cenário não é desejável para nenhum agente, mas caso aconteça, a distribuidora em questão deve adquirir a energia faltante no mercado de curto prazo. A aquisição de energia elétrica no curto prazo é contabilizada pela CCEE e é valorada pelo preço de liquidação das diferenças – PLD, o que insere grandes incertezas no planejamento da distribuidora. O PLD é atualizado semanalmente e seu valor é sensível principalmente às variações climáticas no Brasil, logo comprar energia no curto prazo é um cenário arriscado para qualquer empresa.

Quanto ao repasse da energia comprada no mercado de curto prazo, a legislação estabelece o repasse à tarifa do menor valor entre PLD e o Valor Anual de Referência – VR, essa definição inclui mais um risco para as distribuidoras nesta situação. Sobre os montantes adquiridos no curto prazo existe ainda a aplicação de uma penalidade ao agente comprador. Esta penalidade é regulamentada pelo Decreto 5.163/2004 e aplicada conforme as regras de comercialização no item penalidades. A penalização financeira é igual ao máximo valor entre PLD e VR multiplicado pela quantidade de energia comprada no curto prazo. Logo, esta energia é valorada da seguinte forma:

$$\text{Custo das penalidades} = \text{Energia subcontratada} \cdot [PLD - \min(VR, PLD) + \max(VR, PLD)] \quad (\text{R}\$) \quad (2.5)$$

Logo, as penalidades são aplicadas no intuito de direcionar os agentes de distribuição a nunca estarem subcontratados. Com as pesadas multas as distribuidoras são forçadas a gerir de maneira racional seu portfólio de contratos.

2.2 REGRAS E PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

Nos decretos e leis aprovados pelo congresso nacional e governo federal são estipuladas as diretrizes para o funcionamento do setor elétrico. Para que toda a legislação elaborada seja operacionalizada na prática, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE. A CCEE é responsável por viabilizar toda a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e Livre (ACL). É também atribuição da CCEE efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo. A ANEEL ainda delega para a CCEE o processo de realização dos leilões no ACR.

Para operacionalizar a comercialização de energia baseada nos mecanismos legais a CCEE elaborou as Regras de Comercialização e os Procedimentos de Comercialização. Estes conjuntos de normas servem para detalhar o funcionamento na prática da comercialização de energia elétrica e suas metodologias. Estão por exemplo nas Regras de Comercialização as fórmulas de penalidade para agentes de distribuição, consumidores livres e agentes de geração. O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits é explicado e detalhado nos Procedimentos de Comercialização, bem como o processo para registro de contratos, dados de medição e sazonalização de CCEAR.

2.2.1 Contratos CCEAR

A comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, ou ACR, é direcionada exclusivamente à contratação por concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição. No ACR todas as transações, após a publicação do Decreto 5.163/2004 e da Lei 10.848/2004, são realizadas por meio de leilões de energia nova, de energia existente e leilões de ajustes, onde os contratos resultantes deste processo são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

Para agentes de distribuição, todos os seus contratos, incluindo os CCEAR, são considerados no processo de contabilização. Eventualmente, caso a distribuidora fique subcontratada, ou seja, em determinado momento sua carga verificada é maior do que sua energia contratada, esta parcela sem lastro tem sua energia adquirida no mercado de curto prazo e valorada ao PLD, conforme legislação vigente.

Os contratos realizados por meio dos leilões explicitados neste capítulo têm duas modalidades diferentes, que são descritas abaixo:

- **CCEAR por Quantidade:** Modalidade de contrato nos quais os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. O CCEAR por quantidade deve ser registrado no submercado escolhido pelo agente vendedor, o qual pode ser distinto do submercado em que a carga do agente de distribuição está localizada e, desta forma, os riscos financeiros, advindos das eventuais diferenças de preços entre os submercados são assumidos pelo comprador, com direito a repasse na tarifa. Nos contratos por quantidade é possível ainda efetuar a sazonalização do CCEAR, distribuído o montante anual de energia pelos meses do ano.
- **CCEAR por Disponibilidade:** São contratos estabelecidos pelo Decreto 5.163/2004 e servem para conceder tratamento específico às usinas térmicas vencedoras dos Leilões de Energia Nova. Essa modalidade prevê a assunção

dos riscos hidrológicos por parte dos compradores, sendo o gerador responsável pela manutenção da disponibilidade contratada no leilão. Ao participar de um leilão, o vendedor de uma usina deste tipo faz uma oferta de preço (R\$/MWh) prevendo que a usina permanecerá desligada a maior parte do tempo, devido ao seu elevado custo de operação, o que a transforma em uma das últimas opções para despacho com base na ordem de mérito estabelecida pelo ONS. Desta maneira, o vendedor oferta um preço para a manutenção da disponibilidade da usina ao SIN, como se fosse uma espécie de “aluguel” das instalações, este aluguel é chamado de parcela fixa. Quando esta usina for despachada pelo ONS, os custos variáveis de produção são repassados às distribuidoras participantes do referido leilão. Portanto, a tarifa destes contratos é dividida em duas partes, a parcela fixa e a parcela variável. A parcela fixa independe da quantidade de energia ofertada no leilão e deve abranger todos os custos fixos relacionados à manutenção da disponibilidade da usina ao SIN. A parcela variável é obtida através do produto entre a energia gerada pelo empreendimento e o valor atualizado do Custo Variável Unitário – CVU. Os custos variáveis não são gerenciáveis pela distribuidora, uma vez que a operação destas usinas é coordenada pelo ONS. A sazonalização dos contratos por disponibilidade é feita de forma uniforme ao longo do ano, ou seja, é flat, enquanto que a modulação desta energia é calculada pela CCEE Ex-post, conforme a carga realizada da distribuidora.

Além das modalidades de leilões descritas os agentes de distribuição têm outras fontes de suprimento de energia elétrica. Tais fontes são:

- Contratos de energia celebrados antes de 16 de março de 2004 (data de publicação da Lei 10.848/2004);
- Contratos celebrados na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA);

- Itaipu Binacional;
- Geração distribuída (GD).

Ainda no tocante aos CCEAR, para possibilitar a contabilização entre energia contratada e consumida, o montante contratado precisa estar discriminado por período de comercialização. Para realizar esta diferenciação os agentes de distribuição devem sazonalizar e modular os contratos CCEAR. Estes processos são operacionalizados conforme os Procedimentos de Comercialização da CCEE.

- **Sazonalização:** distribuição do volume anual de energia para os meses do ano;
- **Modulação:** distribuição do volume mensal de energia por hora ou patamar (períodos de comercialização), ao longo do mês;
- **Determinação da posição líquida:** definição do saldo vendedor ou comprador do agente em função dos contratos de compra e de venda de energia elétrica registrados em cada submercado e em cada período de comercialização.

Especificamente para os contratos oriundos de geração distribuída, o Decreto 5.163/2004 estabelece que tais contratos devem prever, em caso de atraso no início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia elétrica no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição.

De maneira geral, pode-se representar o bloco de contratos, com as regras e procedimentos para sua operacionalização conforme descrito na Figura 2.2.

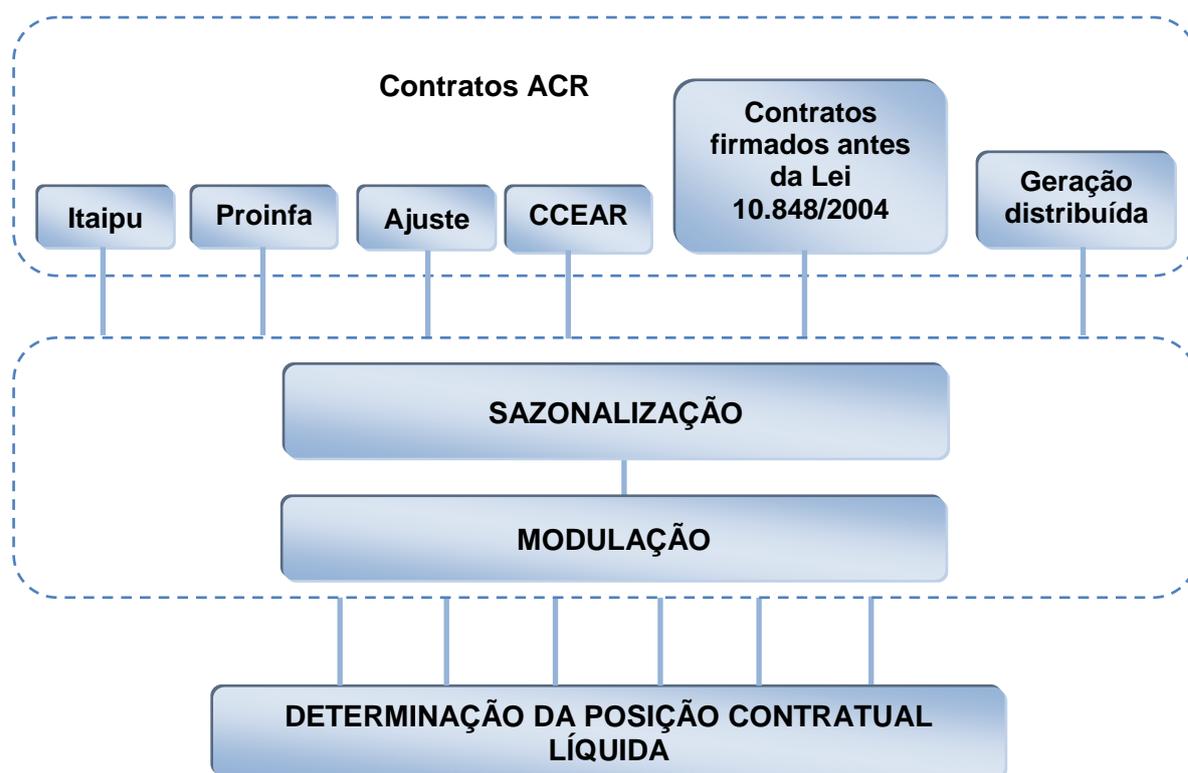


FIGURA 2.2: ESQUEMA GERAL DE CONTRATOS NO ACR (CCEE, 2012)

2.2.2 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

As distribuidoras devem contratar no mínimo 100% de sua carga prevista, sendo possível adquirir a respectiva energia em leilões no ACR. No entanto, como a contratação de energia envolve previsões, e portanto incertezas, existe uma margem de erro associada. Como alternativa para evitar a aplicação de penalidades aos agentes de distribuição o Decreto 5.163/2004 prevê a criação de um mecanismo de troca de energia entre as distribuidoras, cuja função é transacionar entre os participantes uma pequena quantidade de energia. Esta troca de energia envolve distribuidoras que no curto prazo verificam a existência de sobras em determinado período (chamados agentes cedentes) e outras que no curto prazo reconhecem déficits de energia (agentes cessionários). A distribuidora deficitária emite uma declaração de déficits enquanto o agente com sobra emite uma declaração de sobras, ambos os documentos são direcionados a CCEE, que por sua vez providencia a

realização de um “ajuste”, onde o agente cedente repassa suas sobras ao agente cessionário. A este “ajuste” dá-se o nome de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, ou MCSD.

Os contratos derivados de leilões de empreendimentos existentes preveem a possibilidade de redução nos montantes contratados, a critério exclusivo dos agentes de distribuição, visto os riscos inerentes às variações de mercado aos quais esses agentes estão sujeitos. Todavia, antes de realizar estas reduções nos contratos provenientes de empreendimentos existentes, deve-se executar a compensação de sobras e déficits de energia entre os agentes de distribuição, esta compensação é feita através a aplicação do MCSD. A participação no MCSD é voluntária e este mecanismo é aplicado exclusivamente sobre os CCEAR na modalidade quantidade de energia de empreendimentos existentes vigentes. As compensações e devoluções têm caráter irrevogável e irretroatável até o final do prazo de vigência do contrato (CCEE, 2011).

O MCSD é disciplinado pelas Regras e Procedimentos de Comercialização, sendo subdividido em cinco categorias, que se diferenciam em razão dos montantes envolvidos, do período de execução e da possibilidade de redução nos contratos, conforme descrito abaixo.

- **Mensal:** As compensações e reduções são realizadas para todos os meses a partir do mês de execução do mecanismo, até o final do ano corrente respeitando a sazonalização da energia do agente cedente, e para todos os anos seguintes até o ano final de vigência do contrato respeitando a sazonalização da energia do agente cessionário (CCEE, 2011). O MCSD Mensal é processado apenas quando as sobras de energia são decorrentes de, exercício, pelos consumidores potencialmente livres, da opção de compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou acréscimo na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos anteriores a 16/03/2004. As quantidades de energia referentes à saída de consumidores livres declaradas têm prioridade de compensação em relação a quantidade declarada pelo acréscimo de contratos anteriores a 16/03/2004. O MCSD

Mensal pode ser processado nos meses de janeiro, fevereiro, abril, maio, julho, agosto, outubro e novembro, desde que exista declaração de sobras. O montante de sobras não compensadas no MCSD Mensal pode ser devolvido ao agente vendedor, a critério exclusivo do agente de distribuição, conforme Figura 2.3.

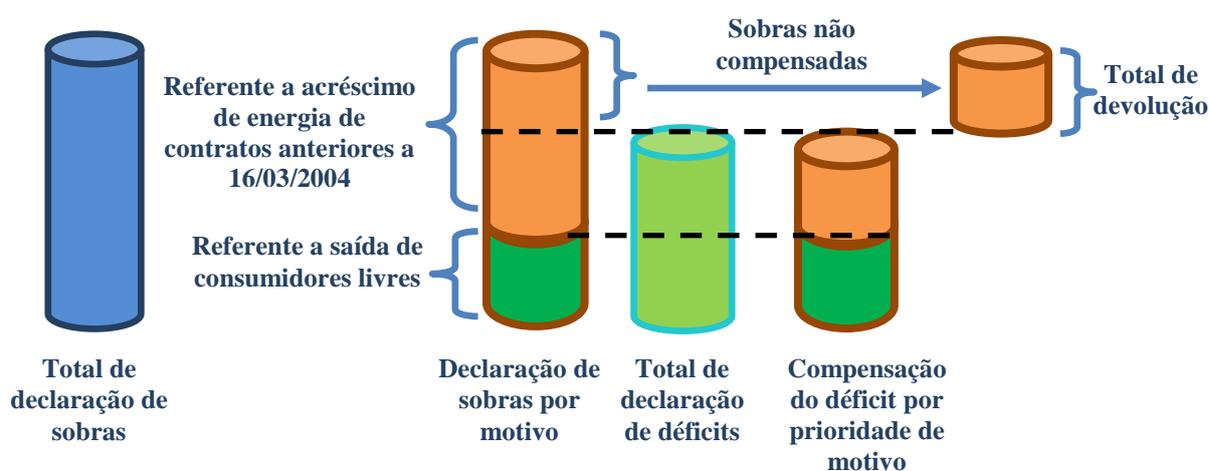


FIGURA 2.3: OPERAÇÃO DO MCSD MENSAL (CCEE, 2012)

- **Anual 4%:** O Decreto 5.163/2004 estabelece a possibilidade de redução de até 4%, a critério exclusivo do agente de distribuição, no montante de contratos oriundos de leilões de empreendimentos existentes. Porém, antes de realizar esta redução existe o processamento do MCSD Anual 4%. Nesta modalidade a distribuidora cedente pode declarar sobras de até 4% do montante originalmente contratado. Sua aplicação independe do prazo de vigência e início do suprimento dos contratos, bem como dos montantes já efetivamente reduzidos por processamentos do MCSD em anos anteriores. No MCSD Anual 4% são consideradas apenas sobras decorrentes de outras variações de mercado, conforme inciso II do artigo 29 do Decreto 5.163/2004 (CCEE, 2011). O processamento do MCSD Anual 4% está

previsto para ocorrer anualmente, antes da declaração de compra feita pelos agentes de distribuição para o leilão de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes. As sobras devem ser declaradas em valores percentuais e as respectivas compensações e/ou reduções terão vigência a partir do início do ano seguinte ao da declaração, conforme Figura 2.4. Caso não sejam integralmente compensadas, as sobras do agente cedente são devolvidas aos vendedores.

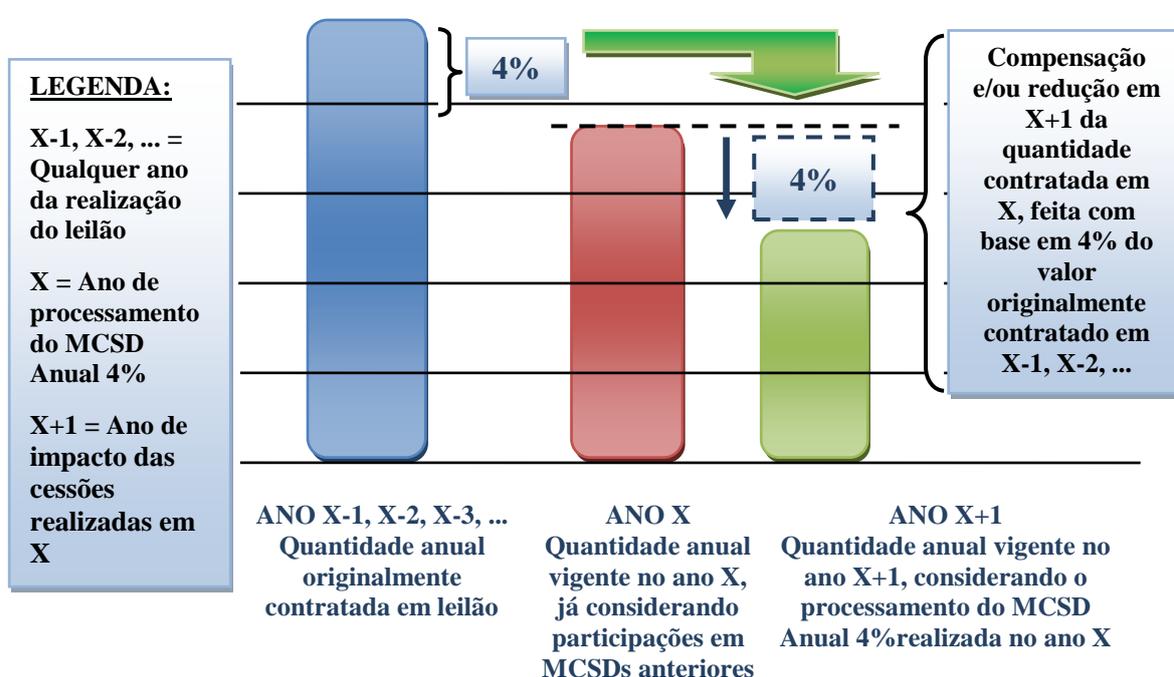


FIGURA 2.4: OPERAÇÃO DO MCS D ANUAL 4% (CCEE, 2012)

- **Trocas livres:** O MCS D Trocas livres é processado quando um agente de distribuição declara sobras de energia, provenientes de outros desvios do mercado. Para os agentes participantes, não há limite para declaração de déficits, porém, para declaração de sobras o montante declarado não pode (CCEE, 2011):
 - Ultrapassar o somatório dos montantes de energia contratada por intermédio dos CCEAR (caso seja a primeira declaração);
 - Ultrapassar o somatório do montante de energia remanescente (caso

já tenha ocorrido redução e/ou cessão);

- Afetar os montantes de energia outrora recebidos provenientes de processamentos anteriores do MCSD.

Assim como no MCSD Mensal, no Trocas livres o cessionário deve respeitar, no ano em vigência, o perfil de sazonalização da energia do agente cedente. A partir do ano seguinte a sazonalização pode ser feita livremente, em comum acordo entre o agente cessionário e os vendedores envolvidos. O MCSD Trocas livres pode ser realizado nos meses de março, junho, setembro e dezembro, desde que exista declaração de sobras (CCEE, 2011). As cessões têm o início de sua vigência a partir do mês de execução do processamento (CCEE,2011). No entanto, diferentemente do MCSD Mensal e do Anual 4%, no Trocas livres, caso as sobras declaradas não sejam compensadas, não é possível reduzir o montante de energia contratada com os agentes vendedores.

- **Cotas-parte de Itaipu (CCEE, 2011):** *Para as sobras decorrentes das alterações das cotas de Itaipu será realizado um processamento a cada quatro anos, no ano anterior ao da vigência das novas cotas, conforme cronograma de revisão das cotas de Itaipu divulgado pela ANEEL. Os montantes de sobras declaradas serão limitados aos montantes dos contratos originais remanescentes dos respectivos produtos, desconsiderando-se eventuais cessões recebidas de processamentos anteriores do MCSD. As quantidades declaradas de sobras não compensadas (CCEE, 2011).*
- **Ex-post (CCEE, 2011):** *Para minimizar o risco de penalidades por insuficiência de cobertura de consumo, foi proposta a implementação de um mecanismo adicional, denominado MCSD Ex-post. Nesta modalidade não ocorre nenhuma alteração de quantidades contratadas, havendo apenas um ajuste financeiro, cujo objetivo é mitigar possíveis penalidades. O MCSD*

Ex-post é facultativo para todas as distribuidoras que compraram pelo menos um produto nos leilões de energia de empreendimentos existentes. O processamento dessa modalidade ocorre sempre no mês de janeiro, antes do cálculo das penalidades para os distribuidores, com base nos 12 meses do ano civil anterior. A operação desse mecanismo ocorre de forma multilateral, ou seja, não se identifica os pares cedentes-cessionários. Para cada agente cedente, o preço médio dos CCEAR será comparado ao preço médio obtido pela venda das sobras no mercado de curto prazo para repasse aos agentes cessionários. Se o preço médio dos CCEAR superar o preço médio recebido do mercado de curto prazo, o agente cedente repassará esta diferença ao agente de distribuição cessionário. Caso contrário, o preço de repasse será igual a zero. O preço da energia recebida, composto pela união dos preços repassados pelos cedentes, será o mesmo para todos os agentes cessionários (CCEE, 2011).

As compensações e devoluções têm caráter irrevogável e irretroatável até o final do prazo de vigência do contrato (CCEE, 2011).

As modalidades de MCSD Mensal, trocas livres e anual 4% não são processadas simultaneamente, ou seja, em um dado mês, pode ocorrer a aplicação de apenas uma destas três modalidades de MCSD. Vale lembrar que no MCSD 4% a cessão de energia não impacta no ano em que o mecanismo é processado, incidindo apenas no ano seguinte.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O novo modelo do setor elétrico brasileiro consolidou as modalidades de transação de energia elétrica no Brasil. Com a prerrogativa dos leilões estabeleceu-se a competição no

segmento de geração, cujo objetivo é produzir energia elétrica ao menor custo possível para a sociedade. No segmento de distribuição, a ANEEL trouxe forte regulação ao setor, criou o regime de reajustes anuais nas tarifas e também a revisão tarifária a cada 4 anos. Os agentes de distribuição agora são avaliados quanto a qualidade do serviço e do produto, sendo que sua tarifa depende destas avaliações.

Matematicamente, o Decreto 5.163 e a Lei 10.848, ambos de 2004, equacionaram todo o processo de contratação de energia no ambiente regulado (ACR), sendo o objetivo geral do novo modelo, a universalização do atendimento com garantia e segurança do suprimento de energia elétrica e que seja feito ao menor custo possível (modicidade tarifária). As bases dos leilões de energia, dos contratos no ACR e ACL e de toda a contabilização entre geração e consumo de energia elétrica foram estabelecidas em 2004 pela legislação citada neste parágrafo, sendo que a comercialização de energia em todo o sistema interligado nacional (SIN) é realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Para reger os direitos e deveres dos associados à CCEE foram criadas as Regras de Comercialização e os Procedimentos de Comercialização, em ambos os conjuntos de documentos as diretrizes do setor elétrico brasileiro são detalhadas de maneira que possam ser aplicadas na prática para viabilizar a comercialização de energia elétrica.

No Capítulo III será abordado o equacionamento completo do problema da contratação de energia elétrica, que está de acordo com o Decreto 5.163/2004 e com as Regras e Procedimentos de Comercialização.

No problema detalhado no Capítulo III constam as possibilidades de contratação de energia elétrica no ACR, a operação do MCS D, os riscos e penalidades devido à falta de lastro contratual no consumo cativo e as metodologias para reduzir o custo de estratégias de contratação de energia elétrica. Neste capítulo ainda são demonstradas as bases matemáticas do processo de otimização da contratação de energia elétrica no ACR.

CAPÍTULO III

MODELAGEM MATEMÁTICA

As bases para a contratação de energia elétrica no ambiente regulado (ACR) foram estabelecidas pelo Decreto 5.163/2004. Os critérios estabelecidos pelo Governo Federal para que as distribuidoras de energia elétrica incluídas no Sistema Interligado Nacional – SIN contratem o seu mercado de consumo transformam essa estratégia de contratação em um problema de otimização matemática. Todos os instrumentos regulatórios criados para tratar da contratação de energia elétrica pelas distribuidoras têm por objetivo final o atendimento pleno à totalidade das cargas ao menor custo possível, logo, isto gera um problema matemático onde o objetivo é minimizar os custos da estratégia de contratação.

Neste capítulo será apresentada a modelagem matemática do problema da contratação de energia elétrica pela distribuidora. A modelagem será subdividida em dois horizontes de tempo, para o longo e curto prazo. Ambos os equacionamentos estão integralmente baseados nos instrumentos legais vigentes, destacando-se: Decreto 5.163/2004, Lei nº 10.848/2004, Regras e Procedimentos de Comercialização (CCEE), bem como portarias do Ministério de Minas e Energia.

Uma abordagem com incertezas também será elaborada neste capítulo, seu objetivo maior será flexibilizar a contratação de energia elétrica ao longo dos anos em função das variações no consumo previsto de energia. Para tanto, as incertezas serão representadas usando uma modelagem fuzzy e depois formuladas como problemas de programação linear e não-linear fuzzy.

3.1 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO LONGO PRAZO

O planejamento de “Longo Prazo” descrito neste trabalho considera um horizonte de tempo de cinco anos com uma discretização anual, ou seja, todas as restrições do problema devem ser satisfeitas ano a ano. Nesta etapa são consideradas como opções de contratação de energia os leilões A-5, A-3, A-1, de Ajuste e geração distribuída, sendo que para esta última a contratação deve ser realizada por meio de chamada pública (DECRETO 5.163, 2004). A redução de até 4% do montante contratado proveniente de empreendimentos existentes (A-1) também é considerada, bem como a possibilidade de subcontratação do montante de energia previsto. Os contratos provenientes dos leilões A-5 e A-3 têm prazo de vigência superior ao horizonte de estudo, sendo a energia obtida nestes leilões considerada em todos os anos após a realização do respectivo leilão. Os contratos cujas fontes sejam o leilão A-1 e geração distribuída têm prazo de vigência de três anos. Os contratos obtidos nos leilões de Ajuste têm prazo de vigência de dois anos (DECRETO 5.163, 2004).

Logo, a formulação matemática do problema apresentado neste trabalho é uma transcrição das diretrizes de contratação de energia elétrica no ACR, pelas distribuidoras do Setor Elétrico Brasileiro integrantes do SIN, através de equações. A contratação de energia nesta modelagem resulta em um problema linear, assim a solução obtida do processo de otimização será um resultado do tipo ótimo global.

Considerando as Equações (3.1) a (3.3), apresentadas a seguir, primeiramente definem-se as variáveis e parâmetros para um determinado ano i :

CEC_i : Custo da energia contratada (R\$);

PS_i : Custo da penalidade por subcontratação (R\$);

E_{A5i} : Energia contratada em leilões A-5 (MWh);

E_{A3i} : Energia contratada em leilões A-3 (MWh);

E_{A1i} : Energia contratada em leilões A-1 (MWh);

E_{LAJi} : Energia contratada em leilões de Ajuste (MWh);

E_{GDi} : Energia contratada de geração distribuída (MWh);

V_{L5i} : Valor da energia em leilões A-5 (R\$/MWh);

V_{L3i} : Valor da energia em leilões A-3 (R\$/MWh);

V_{L1i} : Valor da energia em leilões A-1 (R\$/MWh);

V_{LAJi} : Valor da energia em leilões de ajuste (R\$/MWh);

V_{GDi} : Valor da energia proveniente de geração distribuída (R\$/MWh);

$MEsub_i$: Montante de energia subcontratada, no qual incide a penalidade (MWh);

PLD_i : Preço de liquidação das diferenças, valor anual informado pelo usuário (R\$/MWh – divulgado semanalmente pela CCEE);

V_{Ri} : Valor anual de referência (R\$/MWh – divulgado anualmente pela ANEEL);

Ω : Aversão ao risco (0 a 100%).

— Função Objetivo:

Nesta dissertação, o planejamento da compra de energia por uma determinada distribuidora de energia elétrica foi formulado como um problema de otimização. Para o caso específico do planejamento denominado nesta dissertação como de “longo prazo” a formulação é um problema de otimização linear. A função objetivo deste problema de otimização que emula o planejamento de contratação de energia elétrica considerado neste trabalho é a minimização da soma ponderada do custo da contratação de energia e do custo decorrente de possíveis penalidades, tal como é descrito a seguir:

- Custo da energia:

fob 1:

$$CEC_i = E_{A5i} \cdot V_{L5i} + E_{A3i} \cdot V_{L3i} + E_{A1i} \cdot V_{L1i} + E_{GDi} \cdot V_{GDi} + E_{LAJi} \cdot V_{LAJi} \quad (R\$) \quad (3.1)$$

- Custo das penalidades:

fob 2:

$$PS_i = MEsub_i \cdot [PLD_i - \min(VR_i, PLD_i) + \max(VR_i, PLD_i)] \text{ (R\$)} \quad (3.2)$$

No modelo proposto neste trabalho o objetivo da distribuidora é minimizar a soma ponderada das duas funções objetivos descritas nas Equações (3.1) e (3.2):

$$Fob = \Omega \cdot fob\ 1 + (1 - \Omega) \cdot fob\ 2 \quad (3.3)$$

Nas Equações (3.1) e (3.2), fob 1 é o custo esperado total da energia contratada para atender ao mercado cativo para um determinado ano i e fob 2 é o custo esperado das penalidades aplicadas à distribuidora devido a subcontratação de energia para um determinado ano i . Por simplicidade, muitas equações apresentadas neste capítulo representam a contratação de energia apenas para um determinado ano i , porém o problema de planejamento de longo prazo tem um horizonte de 5 anos periodizados anualmente. A formulação matricial do problema de planejamento de longo prazo para o horizonte de 5 anos será deduzida e apresentada ainda neste capítulo.

O fator de ponderação " Ω ", descrito na Equação (3.3), reflete a aversão ao risco do agente de distribuição em questão. Em um dos extremos, $\Omega = 100\%$ modela uma distribuidora indiferente ao risco, cujo único objetivo é minimizar o custo da energia contratada para suprir seu mercado cativo. Por outro lado, $\Omega = 0\%$ reflete uma distribuidora com objetivo único de minimizar o custo com subcontratação de energia elétrica. O parâmetro " Ω " é um dado de entrada, cujo valor pode variar entre 0% e 100% (PSR, 2010).

Neste trabalho não é considerada a possibilidade de sobrecontratação de energia elétrica acima de 103%, que é limitada automaticamente através das restrições do balanço de

energia (Equações (3.4) e (3.5)).

— **Restrições:**

$$E_{contratada\ i} - Montante_{REDUÇÃO-ACR\ i} + M_{Esub\ i} + E_{existente\ i} + EV_i \geq PC_i \quad (3.4)$$

$$E_{contratada\ i} - Montante_{REDUÇÃO-ACR\ i} + E_{existente\ i} + EV_i \leq 103\%.PC_i \quad (3.5)$$

$$0 \leq Montante_{REDUÇÃO-ACR\ i+2} \leq 4\% \cdot \sum(E_{A1i} + E_{A10i}) \quad (3.6)$$

$$0 \leq E_{A5i} \quad (3.7)$$

$$0 \leq E_{A3i} \leq 2\%.PC_{i-2} \quad (3.8)$$

$$96\% \cdot Montante_{REPOSIÇÃO\ i} \leq E_{A1i} \leq Montante_{REPOSIÇÃO\ i} + 0,5\%.PC_{i-1} \quad (3.9)$$

$$0 \leq E_{LAJi} \leq 1\% \cdot (E_{contratada\ i} - Montante_{REDUÇÃO-ACR\ i} + E_{existente\ i} + EV_i) \quad (3.10)$$

$$0 \leq E_{GDi} \leq 10\%.PC_i \quad (3.11)$$

$$0 \leq M_{Esub\ i} \leq 1\%.PC_i^* \quad (3.12)$$

*O valor de 1% ou 0,01 foi arbitrado neste trabalho apenas para assegurar um limite máximo de montante de energia subcontratada, sem qualquer embasamento regulatório, já que na prática esta subcontratação não tem um limite estabelecido pela legislação vigente.

Onde:

$$E_{contratada\ i} = E_{A5i} + E_{A3i} + E_{A1i} + E_{GDi} + E_{LAJi};$$

$$E_{existente\ i} = E_{A50i} + E_{A30i} + E_{A10i} + E_{GD0i} + E_{LAJ0i};$$

EV_i : Energia velha proveniente de contratos compulsórios (Itaipu e Proinfa), e contratos firmados até 16 de março de 2004 (MWh);

E_{A50i} : Energia já contratada proveniente de leilões A-5 (MWh);

E_{A30i} : Energia já contratada proveniente de leilões A-3 (MWh);

E_{A10i} : Energia já contratada proveniente de leilões A-1 (MWh);

E_{GDOi} : Energia já contratada proveniente de geração distribuída (MWh);

E_{LAJ0i} : Energia já contratada proveniente de leilões de Ajuste (MWh);

PC_i : Previsão de consumo para o ano em análise (MWh);

$Montante_{REPOSIÇÃOi}$: Energia a ser recontratada devido ao encerramento ou rescisão de contratos, ou da diminuição dos valores contratados de energia. Os valores desta energia são dados de entrada no problema (MWh);

$Montante_{REDUÇÃO-ACRi}$: Montante de redução de energia necessário para adequar a contratação de energia a possíveis desvios na demanda prevista. Esse montante de redução é limitado a 4% do valor total de energia contratada proveniente de empreendimentos existentes. Esta redução tem início de vigência dois anos após a declaração que deu origem à compra do agente de distribuição (MWh);

Dentre todos os termos descritos, as variáveis do problema são os valores de energia a ser contratada ($E_{A5i}, E_{A3i}, E_{A1i}, E_{LAJi}, E_{GDi}$) bem como os montantes de redução ($Montante_{REDUÇÃO-ACRi}$) e de subcontratação (ME_{Subi}) de energia elétrica. A determinação das variáveis ocorre para os cinco anos sob análise, sendo assim o índice “ i ” varia de 1 a 5.

Os demais termos utilizados no problema são valores já conhecidos, tais como preço previsto ao longo dos anos e leilões, energia já contratada, consumo previsto e montante de reposição.

— **Valor de referência*:**

*Valores reais para os anos de 2011 e 2012 (CCEE, 2012), os demais foram mantidos no mesmo valor do ano de 2012:

$$V_{R2011} = R\$ 151,20/MWh;$$

$$V_{R2012} = R\$ 161,94/MWh.$$

$$V_{R2013} = R\$ 161,94/MWh;$$

$$V_{R2014} = R\$ 161,94/MWh.$$

$$V_{R2015} = R\$ 161,94/MWh;$$

$$V_{R2016} = R\$ 161,94/MWh.$$

$$V_{R2017} = R\$ 161,94/MWh;$$

Tal como foi mencionado, a modelagem apresentada até agora considera o equacionamento para um ano genérico “*i*”. Todavia, como a análise deve ser feita para o horizonte de cinco anos de consumo ao mesmo tempo e existe uma dependência temporal do ano $i = 2$ com o ano $i = 1$ e assim sucessivamente, as variáveis e parâmetros são organizados então na forma de vetores, descrita em detalhes a partir de agora.

Conforme citado acima o horizonte de tempo considerado para a contratação de energia elétrica é de cinco anos, este fator faz com que os vetores das variáveis tenham dimensão 5×1 . No entanto, a existência do termo **Montante**_{REDUÇÃO-ACR}, leva a necessidade de observação de um período total de sete anos para que seja possível estabelecer todos os parâmetros para os cinco anos sob análise. O motivo desta consideração é a obrigação de, caso a distribuidora opte por reduzir o montante de energia contratado em leilões de empreendimentos existentes em até 4%, esta redução só passa a valer efetivamente dois anos após a declaração de compra da referida energia. Desta maneira para que seja possível uma redução no primeiro ano de análise, a decisão desta redução deve levar em conta contratos de dois anos atrás. Logo, apesar das variáveis originarem resultados para cinco anos, para poder determinar estes resultados é necessário conhecer a estratégia de contratação de energia de dois anos antes. Para facilitar o entendimento do acoplamento temporal entre os dados do problema são utilizadas matrizes nesta formulação, a seguir descritas:

$$M_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}_{7 \times 7} \quad (3.13)$$

A matriz M_1 tem a função de “carregar” a contratação de energia ao longo do horizonte de tempo observado. Sejam os anos analisados representados pelas linhas da matriz, nota-se que desde o montante de energia válido no primeiro ano é válido até o fim do horizonte analisado, desta forma a matriz M_1 é multiplicada por vetores de dimensão 7×1 que representam a energia proveniente de leilões A-5 (E_{A5}) e A-3 (E_{A3}), entre os anos de 2011 e 2017.

$$M_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}_{7 \times 7} \quad (3.14)$$

A matriz M_2 tem como função manter a contratação de energia apenas por dois anos. Tal fato é determinado pelas linhas da matriz, que representam os anos analisados e contemplam apenas dois períodos de tempo por coluna cuja magnitude dos elementos é diferente de zero. O produto entre a matriz M_2 e o vetor E_{LAJ} permite somar ao longo dos anos a energia proveniente de leilões de ajuste.

$$M_3 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}_{7 \times 7} \quad (3.15)$$

A matriz M_3 é utilizada para mostrar o efeito da redução de até 4% nos CCEAR cuja energia é oriunda de leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes. Estas reduções têm eficácia a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à compra do agente de distribuição.

Por tratar da energia contratada dois anos antes, a matriz M_3 também é utilizada para estabelecer o limite superior de contratação em leilões A-3, cujo valor corresponde a 2% da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano A-5.

$$M_4 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}_{7 \times 7} \quad (3.16)$$

A contratação de energia em leilões A-1 tem como limite superior o valor correspondente ao seu montante de reposição somado a 0,5% da carga do agente de distribuição verificada no A-1. A matriz M_4 serve para representar o efeito de contratar o limite de 0,5% da carga no ano anterior.

$$M_5 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}_{7 \times 7} \quad (3.17)$$

Por fim, a última matriz a ser utilizada na representação vetorial é necessária para contabilizar a energia contratada em leilões A-1 e chamadas públicas de geração distribuída (GDs). Os contratos decorrentes destas fontes têm duração de três anos, assim a matriz M_5 limita a presença dos montantes de energia correlatos aos três anos determinados.

Após a determinação das matrizes auxiliares, os dados do problema, incluindo as variáveis, estão descritos abaixo na forma de vetores transpostos e em todos os elementos vetoriais representam respectivamente, no sentido da esquerda para direita, os anos de 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 e 2017.

— **Variáveis:**

$$E_{A5} = [0,0,0,0,0,0, E_{A55}]^t;$$

$$E_{A3} = [0,0,0,0, E_{A33}, E_{A34}, E_{A35}]^t;$$

$$E_{A1} = [0,0, E_{A11}, E_{A12}, E_{A13}, E_{A14}, E_{A15}]^t;$$

$$E_{LAJ} = [0,0, E_{LAJ1}, E_{LAJ2}, E_{LAJ3}, E_{LAJ4}, E_{LAJ5}]^t;$$

$$E_{GD} = [0,0, E_{GD1}, E_{GD2}, E_{GD3}, E_{GD4}, E_{GD5}]^t;$$

$$ME_{sub} = [0,0, ME_{sub1}, ME_{sub2}, ME_{sub3}, ME_{sub4}, ME_{sub5}]^t;$$

$$Montante_{REDUÇÃO-ACR} = [0,0, Mred1, Mred2, Mred3, Mred4, Mred5]^t.$$

— **Parâmetros conhecidos:**

$$E_{A50} = [E_{A501}, E_{A502}, E_{A503}, E_{A504}, E_{A505}, E_{A506}, 0]^t;$$

$$E_{A30} = [E_{A301}, E_{A302}, E_{A303}, E_{A304}, 0,0,0]^t;$$

$$E_{A10} = [E_{A101}, E_{A102}, 0,0,0,0,0]^t;$$

$$E_{LAJ0} = [E_{LAJ01}, E_{LAJ02}, 0,0,0,0,0]^t;$$

$$E_{GD0} = [E_{GD01}, E_{GD02}, 0,0,0,0,0]^t;$$

$$ME_{sub0} = [ME_{sub01}, ME_{sub02}, 0,0,0,0,0]^t;$$

$$V_{L5} = [V_{L51}, V_{L52}, V_{L53}, V_{L54}, V_{L55}, V_{L56}, V_{L57}]^t;$$

$$V_{L3} = [V_{L31}, V_{L32}, V_{L33}, V_{L34}, V_{L35}, V_{L36}, V_{L37}]^t;$$

$$V_{L1} = [V_{L11}, V_{L12}, V_{L13}, V_{L14}, V_{L15}, V_{L16}, V_{L17}]^t;$$

$$V_{LAJ} = [V_{LAJ1}, V_{LAJ2}, V_{LAJ3}, V_{LAJ4}, V_{LAJ5}, V_{LAJ6}, V_{LAJ7}]^t;$$

$$V_{GD} = [V_{GD1}, V_{GD2}, V_{GD3}, V_{GD4}, V_{GD5}, V_{GD6}, V_{GD7}]^t;$$

$$PC = [PC_1, PC_2, PC_3, PC_4, PC_5, PC_6, PC_7]^t;$$

$$EV = [EV_1, EV_2, EV_3, EV_4, EV_5, EV_6, EV_7]^t;$$

$$\mathbf{Montante}_{reposição} = [M_{rep1}, M_{rep2}, M_{rep3}, M_{rep4}, M_{rep5}, M_{rep6}, M_{rep7}]^t;$$

$$PLD = [PLD_1, PLD_2, PLD_3, PLD_4, PLD_5, PLD_6, PLD_7]^t;$$

$$VR = [VR_1, VR_2, VR_3, VR_4, VR_5, VR_6, VR_7]^t;$$

$$\mathbf{Montante}_{REDUÇÃO-ACR0} = [M_{red10}, M_{red20}, 0, 0, 0, 0, 0]^t.$$

Ω = O valor de Ω é percentual e constante para todos os anos, pois ele é aplicado diretamente na função objetivo do problema, que abrange os cinco anos da contratação.

Nos parâmetros conhecidos, os montantes de energia enquadrados como $E_{existente}$ irão preencher a contratação anual junto com os valores a serem determinados pelas variáveis enquadradas como $E_{contratada}$.

Após a explanação sobre as variáveis na forma vetorial o equacionamento do problema de compra de energia elétrica no longo prazo fica:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar} \quad Fob &= \Omega \cdot [E_{A5}^t \cdot V_{L5} + E_{A3}^t \cdot V_{L3} + E_{A1}^t \cdot V_{L1} + E_{GD}^t \cdot V_{GD} + E_{LAJ}^t \cdot V_{LAJ}] + \\ &(1 - \Omega) \cdot [ME_{sub}^t \cdot [PLD - \min(VR, PLD) + \max(VR, PLD)]] \end{aligned} \quad (3.18)$$

sujeito a:

$$E_{contratada} - \mathbf{Montante}_{REDUÇÃO-ACR} + ME_{sub} + E_{existente} + EV \geq PC \quad (3.19)$$

$$E_{contratada} - \mathbf{Montante}_{REDUÇÃO-ACR} + E_{existente} + EV \leq 1,03 \cdot PC \quad (3.20)$$

$$0 \leq \mathbf{Montante}_{REDUÇÃO-ACR} \leq 0,04 \cdot M_3 \cdot \sum(E_{A1} + E_{A10}) \quad (3.21)$$

$$0 \leq E_{A5} \quad (3.22)$$

$$0 \leq E_{A3} \leq 0,02 \cdot M_3 \cdot PC \quad (3.23)$$

$$0,96 \cdot \mathbf{Montante}_{REPOSIÇÃO} \leq E_{A1} \leq \mathbf{Montante}_{REPOSIÇÃO} + 0,005 \cdot M_4 \cdot PC \quad (3.24)$$

$$0 \leq E_{LAJ} \leq 0,01 \cdot (E_{contratada} - \mathbf{Montante}_{REDUÇÃO-ACR} + E_{existente} + EV) \quad (3.25)$$

$$0 \leq E_{GD} \leq 0,10 \cdot PC \quad (3.26)$$

$$0 \leq ME_{sub} \leq 0,01 \cdot PC \quad (3.27)$$

Sendo:

$$E_{contratada} = M_1 \cdot E_{A5} + M_1 \cdot E_{A3} + M_5 \cdot E_{A1} + M_5 \cdot E_{GD} + M_2 \cdot E_{LAJ};$$

$$E_{existente} = M_1 \cdot E_{A50} + M_1 \cdot E_{A30} + M_5 \cdot E_{A10} + M_5 \cdot E_{GD0} + M_2 \cdot E_{LAJ0}.$$

O problema resultante, mostrado nas Equações (3.18) a (3.27) é então otimizado, visando assim obter a estratégia de contratação de energia mais adequada à realidade da distribuidora em questão. A ferramenta de otimização utilizada está descrita no item 3.6 deste capítulo.

3.2 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CURTO PRAZO

A contratação de energia no longo prazo considera cinco períodos de um ano em sua análise. No entanto, como este processo envolve a previsão de consumo cinco anos à frente existe uma incerteza em PC associada ao horizonte de tempo. Apesar de no planejamento de longo prazo o consumo ser contratado integralmente, é necessário um “ajuste fino”, ou seja, um acompanhamento de todos os períodos de tempo sobre os quais há contabilização entre o montante de energia contratado e o consumido. Este acompanhamento deve ser feito mês a mês considerando as previsões de consumo para cada período, bem como sua sazonalidade. Para realizar este “ajuste fino” entre a energia contratada e a consumida efetivamente é preciso se fazer um planejamento de curto prazo, com uma discretização mensal, onde é possível corrigir possíveis desvios no consumo previsto.

O planejamento de curto prazo abordado nesta dissertação abrange os mesmos

cinco anos analisados no estudo de longo prazo, todavia, cada ano é subdividido em 12 meses. Assim, considerando os cinco anos subdivididos em base anual, no planejamento de curto prazo há 60 períodos de tempo, porém, são otimizados 12 períodos a cada simulação, o que leva a uma necessidade de 5 simulações no total. O problema da aquisição de energia no curto prazo resulta em um equacionamento linear, assim a solução obtida do processo de otimização será um resultado do tipo ótimo global.

A modelagem por período para o curto prazo tem grandes semelhanças com a do longo prazo. A diferença fundamental na modelagem de curto prazo é a ausência dos leilões A-5 e A-3 e a inclusão do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD no processo de otimização.

Conforme descrito no capítulo II, os CCEAR decorrentes dos leilões federais de energia elétrica, que atendem aos requisitos específicos do artigo nº 17 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e do artigo nº 22 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (empreendimentos existentes), preveem a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo dos agentes de distribuição, visto os riscos inerentes às variações de mercado aos quais esses agentes estão sujeitos ($\text{Montante}_{\text{REDUÇÃO-ACR}} 4\%$). Contudo, antes da redução na quantidade originalmente contratada com os geradores, deve-se proceder a compensação de sobras e déficits de energia entre os agentes de distribuição. Este “ajuste” ocorre por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Estabelecido pelo artigo nº 29 do Decreto nº 5.163/2004 ele viabiliza a redução ou compensação dos volumes de CCEAR entre os agentes de distribuição. Ressalta-se que o MCSD tem por objetivo minimizar ou eliminar eventuais penalidades por insuficiência de lastro de energia às quais os agentes de distribuição estão sujeitos, conforme previsto em regras de comercialização vigentes (CCEE, 2011).

A aplicação do MCSD na modelagem apresentada ocorre de acordo com as Regras e Procedimentos de comercialização vigentes, disponíveis no site www.ccee.org.br. O MCSD tem por sua vez várias modalidades. Neste trabalho serão abordados apenas o MCSD Anual 4%, MCSD Mensal e o MCSD Trocas Livres, que foram detalhados no capítulo II.

Neste trabalho não foram modelados o MCSD Itaipu e Ex-post. A exclusão do MCSD Itaipu ocorre pelo fato das cotas de Itaipu não serem aplicadas a todos os agentes de distribuição integrantes do SIN. Já o MCSD Ex-Post não foi aplicado pelo fato de não envolver transferência de contratos, mas apenas compensações financeiras entre os agentes de distribuição da CCEE. Ressalta-se, no entanto, que a modalidade Ex-Post tem grande importância na tentativa de evitar a aplicação de penalidades às distribuidoras.

Com base na legislação vigente, foi definido que o MCSD Anual 4% ocorre sempre no primeiro período do horizonte analisado, que corresponde ao mês de janeiro. O MCSD Mensal é processado nos períodos 2, 4, 5, 7, 8, 10 e 11, correspondendo aos meses de fevereiro, abril, maio, julho, agosto, outubro e novembro. O MCSD Trocas Livres é processado nos períodos 3, 6, 9 e 12, correspondendo aos meses de março, junho, setembro e dezembro.

De maneira resumida, no planejamento de curto prazo as possibilidades de contratação de energia são:

- Leilões A-1;
- Leilões de Ajuste;
- Geração distribuída (chamada pública);
- MCSD (Anual 4%, Mensal e Trocas Livres).

Vale lembrar que apesar de considerar 60 períodos de tempo na análise total, cada processo iterativo de otimização analisará apenas 12 períodos de tempo por vez, desta maneira são necessários cinco processos iterativos sequenciais para definir a estratégia completa de contratação de energia. O processo de otimização não analisa os cinco anos ao mesmo tempo devido ao custo computacional envolvido, com base nas características do software utilizado na solução do problema, caso os 60 períodos tempo fossem analisados simultaneamente o número de variáveis associadas iria exceder o limite aceito pela ferramenta computacional utilizada. Estudo e pesquisa sobre técnicas e implementações

computacionais de otimização estão fora do escopo deste trabalho.

No processamento do MCSD, as transações de energia provenientes das modalidades Mensal e Trocas Livres têm início de vigência já a partir do mês de execução do mecanismo, enquanto que na modalidade Anual 4% iniciam a vigência a partir do ano seguinte ao do processamento. Desta forma, assim como na modelagem de longo prazo, na qual é necessário observar dois anos anteriores, no curto prazo é necessário olhar para o ano anterior ao do início da contratação elaborada, que no caso desta pesquisa é o ano de 2012.

Considerando a otimização de 12 períodos de tempo por vez (12 meses do ano) sem interdependência entre si, o equacionamento do problema da contratação de energia elétrica no curto prazo também assume a forma de vetores. Como são analisados 12 períodos de tempo a cada processo iterativo, os vetores de que tratam de energia e preços têm dimensão 12x1 (siglas em negrito).

— **Função Objetivo:**

- Custo da energia:

fob 1:

$CEC =$

$$\mathbf{E}_{A1}^t \cdot \mathbf{V}_{L1} + \mathbf{E}_{LAJ}^t \cdot \mathbf{V}_{LAJ} + \mathbf{E}_{GD}^t \cdot \mathbf{V}_{GD} + \mathbf{E}_{MCSD\ 4\% \ VENDA\ y}^t \cdot \mathbf{V}_{MCSD\ y} + \mathbf{E}_{MCSD\ MENSAL\ VENDA\ j}^t \cdot \mathbf{V}_{MCSD\ j} \quad (\text{R}\$) \quad (3.28)$$

- Custo da energia sob risco:

fob 2:

$$\text{Custo MCSD}_{\text{total}} = E_{\text{MCSD } 4\% \text{ COMPRA } y}^t \cdot V_{\text{MCSD } y} + E_{\text{MCSD MENSAL COMPRA } j}^t \cdot V_{\text{MCSD } j} + E_{\text{MCSD TROCAS LIVRES COMPRA } k}^t \cdot V_{\text{MCSD } k} + E_{\text{MCSD TROCAS LIVRES VENDA } k}^t \cdot V_{\text{MCSD } k} \quad (\text{R}\$) \quad (3.29)$$

Onde:

y : representa o período de tempo 1;

j : representa os períodos de tempo 2, 4, 5, 7, 8, 10 e 11;

k : representa os períodos de tempo 3, 6, 9 e 12;

E_{A1} : vetor de energia contratada em leilões A-1 (MWh), dimensão 12x1;

E_{LAJ} : vetor de energia contratada em leilões de ajuste (MWh), dimensão 12x1;

E_{GD} : vetor de energia contratada de geração distribuída (MWh), dimensão 12x1;

V_{L1} : vetor com o valor da energia em leilões A-1 (R\$/MWh), dimensão 12x1;

V_{LAJ} : vetor com o valor da energia em leilões de ajuste (R\$/MWh), dimensão 12x1;

V_{GD} : vetor com o valor da energia de geração distribuída (R\$/MWh), dimensão 12x1;

Ω : aversão ao risco (0 a 100%). Para 0% a distribuidora quer apenas minimizar os custos com penalidades e energia sob risco, e ficar indiferente ao custo da contratação. Para 100% a distribuidora é indiferente ao risco;

$E_{\text{MCSD } 4\% \text{ COMPRA } y}$: vetor de energia adquirida no processamento anual do MCSD 4% (MWh). A partir da compra de energia nesta modalidade o prazo de vigência desta contratação é até o fim da vigência dos contratos oriundos do leilão A-1 que foram transacionados. O início de vigência dos contratos adquiridos ocorre a partir do ano seguinte ao do processamento do MCSD Anual 4%. A dimensão do vetor é 12x1, sendo que apenas o(s) período(s) englobado(s) pelo índice “ y ” tem valor diferente de zero;

$E_{\text{MCSD } 4\% \text{ VENDA } y}$: vetor de energia cedida no processamento anual do MCSD 4%

(MWh). A cessão dos contratos de energia existente terá eficácia a partir do ano seguinte ao do processamento do MCSD Anual 4%. A dimensão do vetor é 12x1, sendo que apenas o(s) período(s) englobado(s) pelo índice “y” tem valor diferente de zero;

$E_{MCSD\ MENSAL\ COMPRA\ j}$: vetor de energia adquirida no processamento mensal do MCSD MENSAL (MWh). A partir da compra de energia nesta modalidade o prazo de vigência desta contratação é até o fim da vigência dos contratos oriundos do leilão A-1 que foram transacionados. A dimensão do vetor é 12x1, sendo que apenas o(s) período(s) englobado(s) pelo índice “j” tem valor diferente de zero;

$E_{MCSD\ MENSAL\ VENDA\ j}$: vetor de energia cedida ou devolvida no processamento mensal do MCSD MENSAL (MWh). A dimensão do vetor é 12x1, sendo que apenas o(s) período(s) englobado(s) pelo índice “j” tem valor diferente de zero;

$E_{MCSD\ TROCAS\ LIVRES\ COMPRA\ k}$: vetor de energia adquirida no processamento mensal do MCSD TROCAS LIVRES (MWh). A dimensão do vetor é 12x1, sendo que apenas o(s) período(s) englobado(s) pelo índice “k” tem valor diferente de zero;

$E_{MCSD\ TROCAS\ LIVRES\ VENDA\ k}$: vetor de energia cedida no processamento mensal do MCSD TROCAS LIVRES (MWh). Em caso de processamento frustrado, a energia correspondente às sobras não poderá ser devolvida ao vendedor. A dimensão do vetor é 12x1, sendo que apenas o(s) período(s) englobado(s) pelo índice “k” tem valor diferente de zero;

V_{MCSD} : valor da energia transacionada no MCSD (R\$/MWh). Este valor corresponde ao preço dos contratos de energia do agente cedente resultado de leilão, sendo este atualizado por meio do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA. É válido para os períodos contidos nos índices “y”, “j” e “k”.

— Restrições:

$$E_{contratada} + E_{existente} \geq PC \quad (3.30)$$

$$E_{contratada} + E_{existente} \leq 1,03. PC \quad (3.31)$$

$$0 \leq E_{LAJ} \leq 0,01. (E_{contratada} + E_{existente}) \quad (3.32)$$

$$0 \leq E_{GD} \leq 0,10. PC \quad (3.33)$$

$$0,96. Montante_{REPOSIÇÃO} \leq E_{A1} \leq Montante_{REPOSIÇÃO} + 0,005. PC_{A-1} \quad (3.34)$$

$$0 \leq E_{MCS D 4\% COMPRA y} \leq 0,04. (E_{A1} + E_{A10})_{A-1} \quad (3.35)$$

$$0 \leq E_{MCS D 4\% VENDA y} \leq 0,04. (E_{A1} + E_{A10})_{A-1} \quad (3.36)$$

$$0 \leq E_{MCS D MENSAL VENDA j} \leq Energia da migração de consumidores para o ACL \quad (3.37)$$

$$0 \leq E_{MCS D MENSAL COMPRA j} \leq 0,02. PC * \quad (3.38)$$

$$0 \leq E_{MCS D TROCAS LIVRES COMPRA k} \leq 0,02. PC * \quad (3.39)$$

$$0 \leq E_{MCS D TROCAS LIVRES VENDA k} \leq 0,02. PC * \quad (3.40)$$

*O valor de 2%, ou 0,02 foi arbitrado sem nenhum embasamento regulatório, este valor serve apenas para definir um limite superior de cessão ou aquisição de energia nas modalidades de MCS D a qual é aplicado.

Onde:

$$E_{contratada} = E_{A1} + E_{GD} + E_{LAJ} + E_{MCS D 4\% COMPRA} + E_{MCS D MENSAL COMPRA} + E_{MCS D TROCAS LIVRES COMPRA} - E_{MCS D 4\% VENDA} - E_{MCS D MENSAL VENDA} - E_{MCS D TROCAS LIVRES VENDA} \quad (MWh);$$

$$E_{existente} = E_{A50} + E_{A30} + E_{A10} + E_{GD0} + E_{LAJ0} + E_{A5} + E_{A3} + EV \quad (MWh);$$

PC: Previsão de consumo para o ano em análise (MWh).

Após a explanação sobre as variáveis o equacionamento do problema de compra de energia elétrica no curto prazo fica:

Minimizar

$$\begin{aligned}
 fob\ 3 = & \Omega \cdot (E_{A1}^t \cdot V_{L1n} + E_{LAJ}^t \cdot V_{LAJ} + E_{GD}^t \cdot V_{GD} + E_{MCS\ 4\% \ VENDA\ y}^t \cdot V_{MCS\ y} + \\
 & E_{MCS\ MENSAL\ VENDA\ j}^t \cdot V_{MCS\ j}) + \\
 & (1 - \Omega) \cdot (E_{MCS\ 4\% \ COMPRA\ y}^t \cdot V_{MCS\ y} + E_{MCS\ MENSAL\ COMPRA\ j}^t \cdot V_{MCS\ j} + \\
 & E_{MCS\ TROCAS\ LIVRES\ COMPRA\ k}^t \cdot V_{MCS\ k} + E_{MCS\ TROCAS\ LIVRES\ VENDA\ k}^t \cdot V_{MCS\ k}) \quad (3.41)
 \end{aligned}$$

Sujeito a:

$$E_{contratada} + E_{existente} \geq PC$$

$$E_{contratada} + E_{existente} \leq 1,03 \cdot PC$$

$$0 \leq E_{LAJ} \leq 0,01 \cdot (E_{contratada} + E_{existente})$$

$$0 \leq E_{GD} \leq 0,10 \cdot PC$$

$$0,96 \cdot \text{Montante}_{REPOSIÇÃO} \leq E_{A1} \leq \text{Montante}_{REPOSIÇÃO} + 0,005 \cdot PC_{A-1}$$

$$0 \leq E_{MCS\ 4\% \ COMPRA\ y} \leq 0,04 \cdot (E_{A1} + E_{A10})_{A-1}$$

$$0 \leq E_{MCS\ 4\% \ VENDA\ y} \leq 0,04 \cdot (E_{A1} + E_{A10})_{A-1}$$

$$0 \leq E_{MCS\ MENSAL\ VENDA\ j} \leq \text{Energia da migração de consumidores para o ACL}$$

$$0 \leq E_{MCS\ MENSAL\ COMPRA\ j} \leq 0,02 \cdot PC$$

$$0 \leq E_{MCS\ TROCAS\ LIVRES\ COMPRA\ k} \leq 0,02 \cdot PC$$

$$0 \leq E_{MCS\ TROCAS\ LIVRES\ VENDA\ k} \leq 0,02 \cdot PC$$

A Figura 3.1 descreve de maneira simplificada como a contratação realizada em um ano é contabilizada no ano seguinte. Em cada ano é necessário adquirir energia em leilões de maneira que em todos os 12 meses de cada ano as restrições do problema sejam satisfeitas.

No ano seguinte, em cada mês é considerado como energia existente os montantes de energia ainda vigentes dos respectivos meses dos anos anteriores. Dessa forma existe uma dependência entre os mesmos meses de anos diferentes (ex: janeiro de 2013 com janeiro de 2014), porém, não existe dependência entre os meses dentro do mesmo ano (ex: janeiro e fevereiro de 2013).

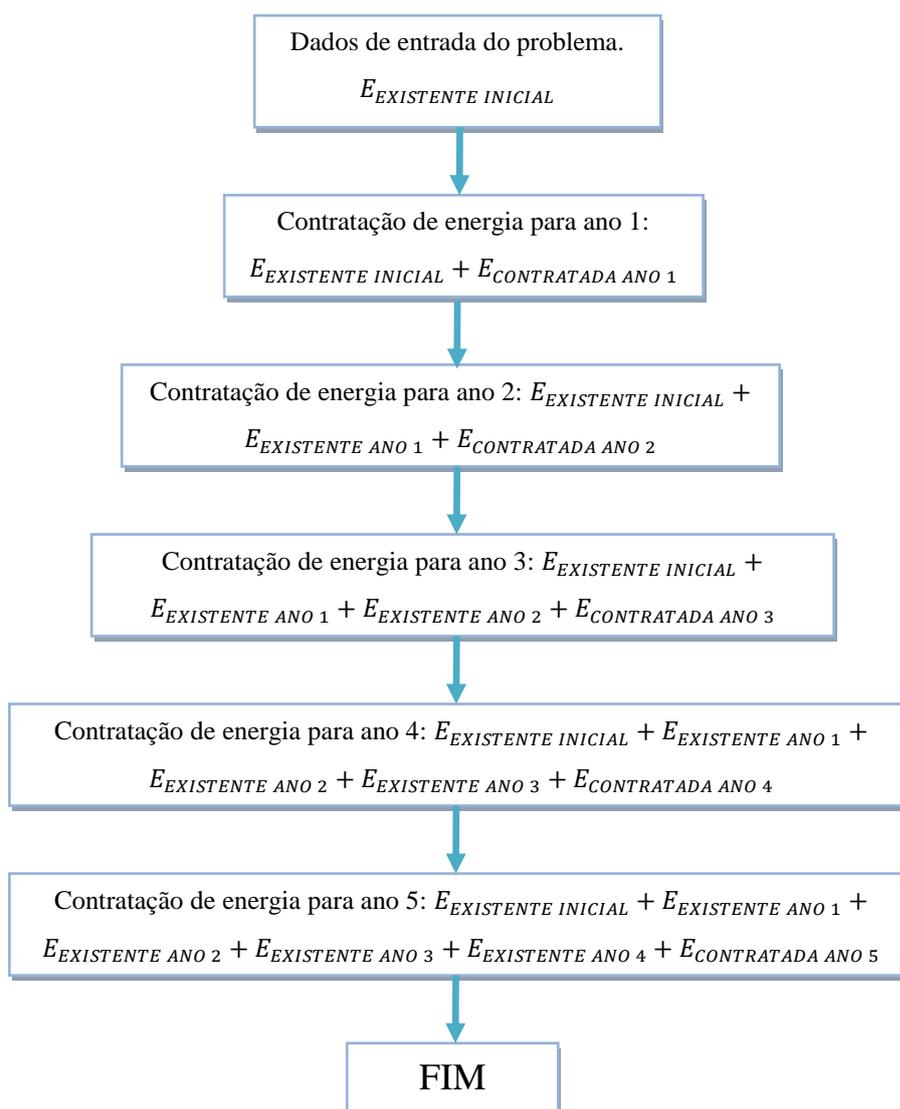


FIGURA 3.1: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO CURTO PRAZO AO LONGO DOS ANOS
ANALISADOS

3.3 MODELAGEM DE INCERTEZAS POR MEIO DE LÓGICA FUZZY

A modelagem matemática convencional é chamada determinística ou “crisp”, onde as variáveis envolvidas são precisas, não admitindo ambiguidade. A lógica determinística tem tradicionalmente dois extremos: ou é completamente verdadeira ou é completamente falsa (JUNGES, 2006). Uma desvantagem dos métodos determinísticos, no entanto, está em não admitir a presença de incertezas no problema estudado. Porém, os problemas modelados servem para solucionar casos práticos, que por sua vez em grande maioria têm incertezas presentes, logo, existe a necessidade de uma modelagem que inclua possíveis desvios em termos presentes nas equações inicialmente elaboradas.

Um dos métodos utilizados no estudo de problemas com incertezas é a lógica *fuzzy*, método matemático desenvolvido em 1965 por Lofti Zadeh, que apresentou os conceitos fundamentais da lógica *fuzzy*. O conceito básico da lógica *fuzzy* está em trabalhar com respostas intermediárias, com a premissa variando em grau de verdade de 0 a 1, o que leva a ser parcialmente verdadeira ou parcialmente falsa (JUNGES, 2006). O controle executado por um algoritmo com lógica *fuzzy* imita um comportamento baseado em regras linguísticas e não em regras matemáticas explícitas.

Os modelos *fuzzy* são utilizados em (RODRIGUES, 2006):

- Métodos de representação de conhecimento em linguagem natural;
- Modelagem de incertezas para as quais não são disponíveis dados estatísticos;
- Modelagem de conhecimento subjetivo;
- Medida da qualidade de conhecimento subjetivo;
- Integração de métodos lógicos e numéricos;
- Modelagem de restrições e objetivos não rígidos “soft constraints”.

Uma comparação entre as lógicas convencional (ou “crisp”) e a *fuzzy* é descrita na

Figura 3.2. Pode-se observar nesta figura que o gráfico a esquerda trata a resposta a um dado de entrada como verdadeira ou falsa, já o gráfico a direita representa a lógica *fuzzy*, onde é possível determinar que a resposta a um dado de entrada é 50% verdadeira, ou tem um grau de pertinência de 50%.

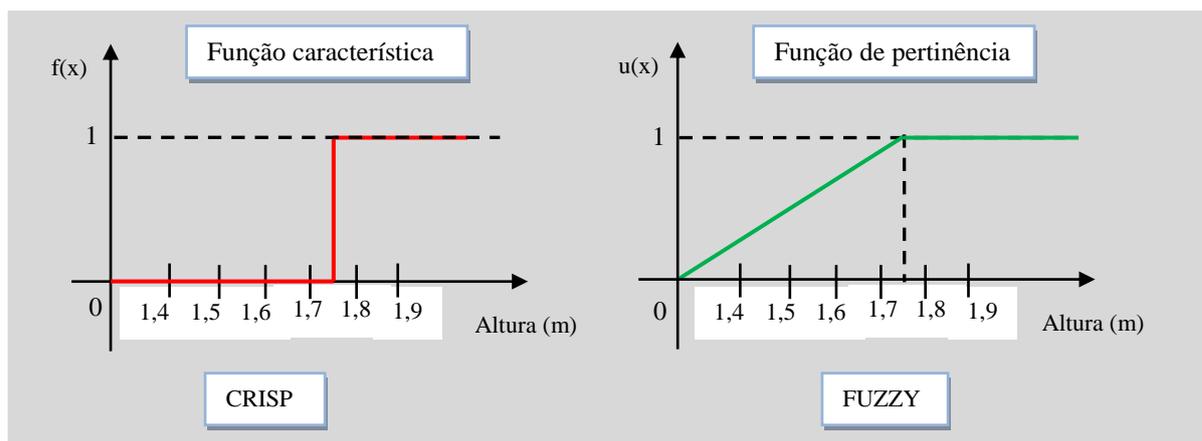


FIGURA 3.2: COMPARAÇÃO ENTRE LÓGICA DETERMINÍSTICA E LÓGICA *FUZZY*

Na lógica *fuzzy* os dados numéricos de entrada são analisados na forma linguística e não diretamente por números ou equações. Com base nos dados de entrada, o modelo os transforma em valores linguísticos, baseados no modelo de incerteza considerado. Esta transformação que recebe o nome de “fuzzificação” é realizada por meio das chamadas funções de pertinência que por sua vez são escolhidas para representar da melhor maneira a incerteza presente no problema inicial. Com os dados iniciais transformados em variáveis linguísticas, estas informações são confrontadas com as regras *fuzzy* do problema, este processo chama-se de inferência. Após o processo de inferência, obtém-se o resultado do problema *fuzzy*, no entanto, esta resposta ainda está na forma linguística, sendo então necessária uma transformação para dados numéricos, a este processo dá-se o nome de “defuzzificação”.

A Figura 3.3 retrata um fluxo geral de processos que ocorre quando faz-se uso da lógica *fuzzy* para solucionar algum tipo de problema. Nota-se na Figura 3.3 a divisa que separa os “ambientes” onde as variáveis são linguísticas e onde são crisp.

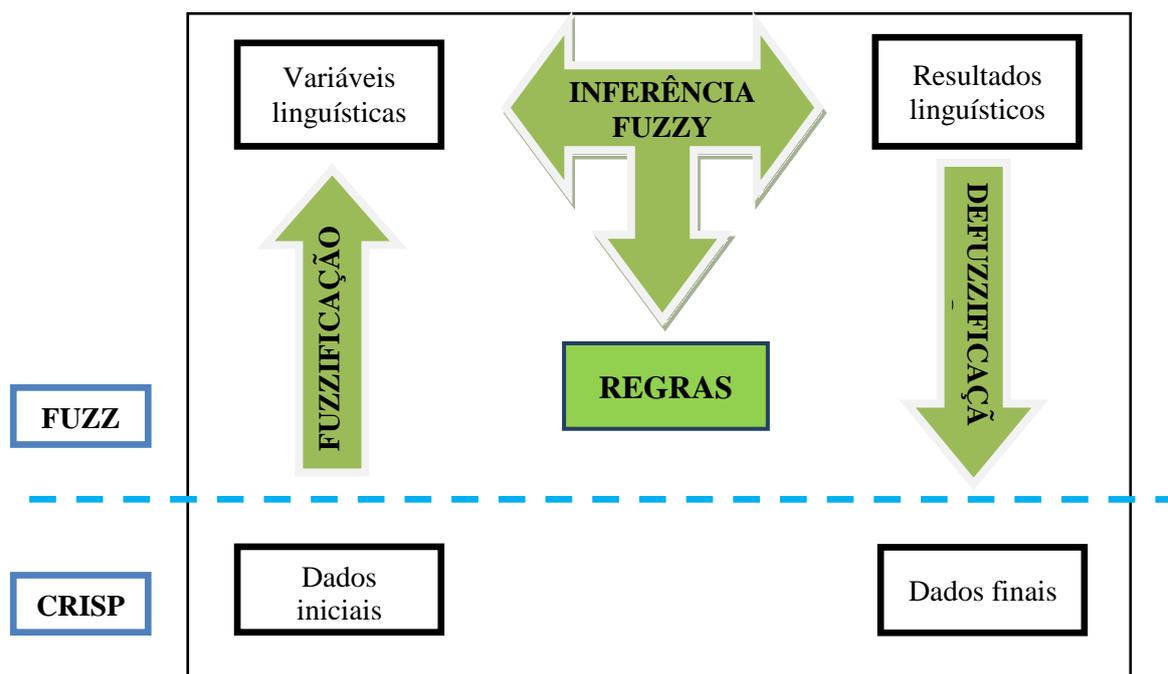


FIGURA 3.3: SISTEMA LÓGICO *FUZZY*

Os processos de “fuzzificação” e “defuzzificação” são realizados por meio de funções de pertinência, que são artifícios matemáticos utilizados para representar as incertezas do problema em estudo.

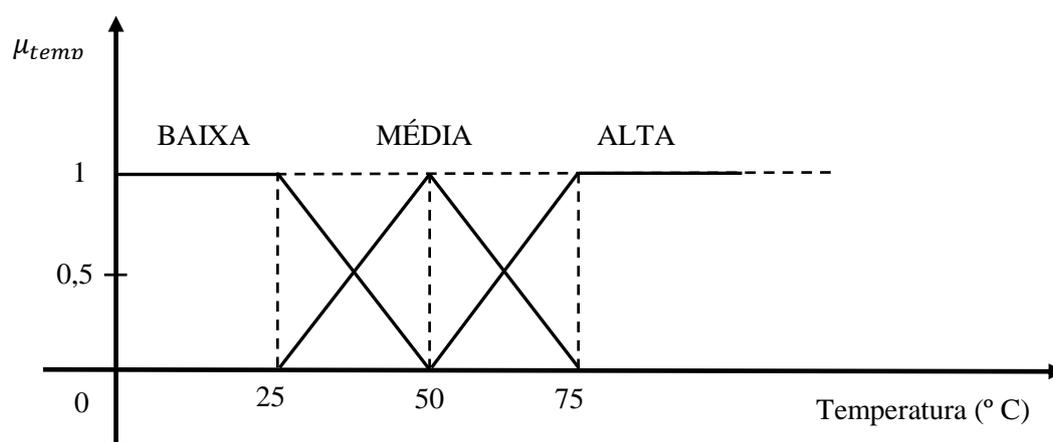


FIGURA 3.4: EXEMPLO DE FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA PARA TEMPERATURA (GOMIDE *ET AL.*,

1995)

No exemplo da Figura 3.4, é possível dizer que ao se medir uma temperatura de 25°C, tem-se 100% de satisfação para a preposição “baixa”, ou seja, com 25°C medidos pode-se afirmar que a temperatura está baixa (neste caso o grau de pertinência para 25°C é 1). Por outro lado, caso a temperatura medida seja de 37,5°C, tem-se 50% de satisfação tanto para a preposição “baixa” quanto para a preposição “média”, logo, não é possível garantir que a temperatura de 37,5°C é baixa ou média, ou seja, tem-se uma incerteza associada (neste caso o grau de pertinência associada é de 0,5 para as classificações “baixa” e “média”).

Abaixo seguem alguns exemplos de funções de pertinência tradicionalmente adotadas:

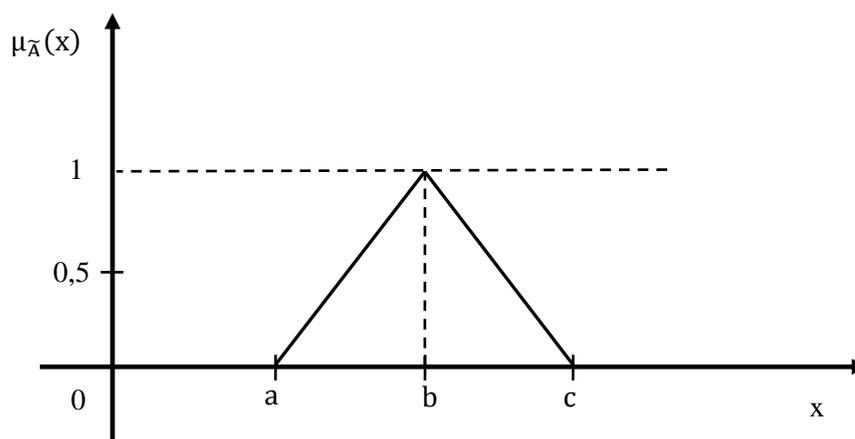


FIGURA 3.5: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA TRIANGULAR

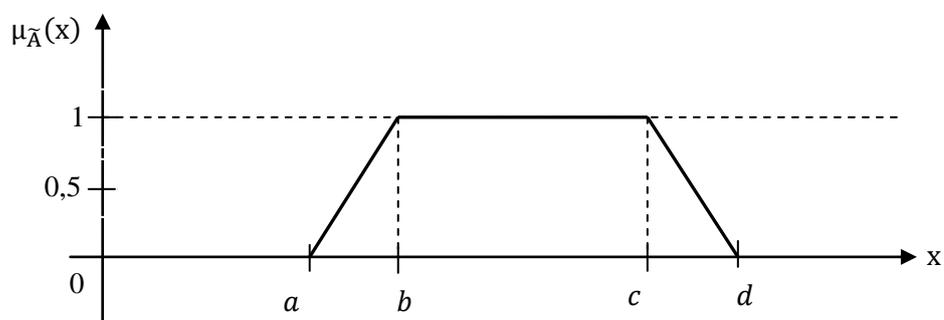


FIGURA 3.6: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA TRAPEZOIDAL

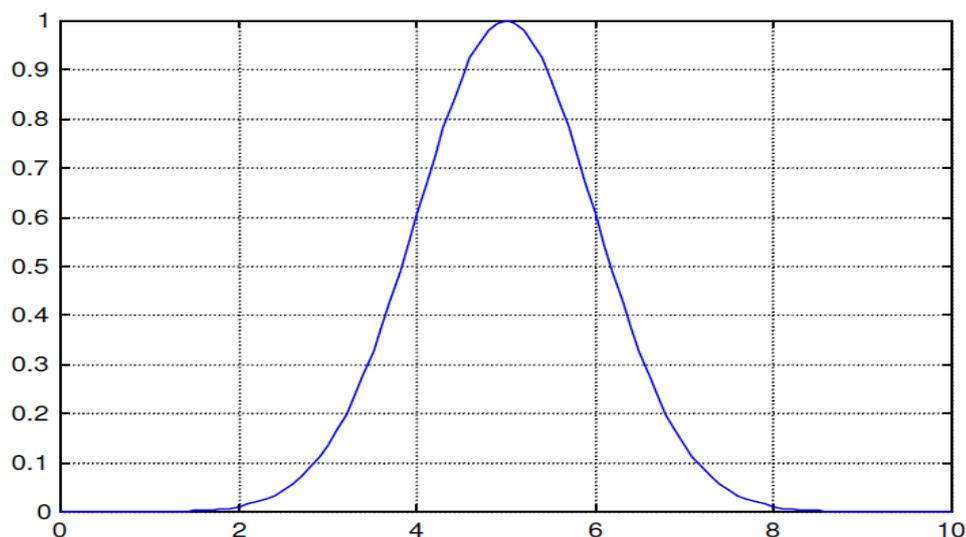


FIGURA 3.7: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA GAUSSIANA

Após a fuzzificação dos dados de entrada existe a etapa de inferência na qual as variáveis e as regras linguísticas do problema são confrontadas entre si com o objetivo de gerar uma determinada saída (no exemplo da Figura 3.3 a saída poderia ser um controle de temperatura para aparelho de ar condicionado). O processo de inferência realiza o tratamento das variáveis e equivale a processar uma equação com base nos dados de entrada. Concluído a inferência entre variáveis e regras linguísticas, tem-se então a resposta do problema, no entanto, esta resposta não está no formato numérico, e sim no linguístico. O resultado linguístico está na forma de um conjunto *fuzzy*, que representa a área resultante sob as funções de pertinência processadas. Para poder exibir o resultado final em valor numérico é preciso realizar o último passo na solução de problemas por lógica *fuzzy*, que recebe o nome de defuzzificação (conforme Figura 3.2).

A defuzzificação é o processo de interpretação dos conjuntos *fuzzy* que representam a solução do problema. Esta interpretação dos conjuntos *fuzzy* pode ser feita por vários métodos, destacando-se:

- Máximo grau de pertinência: o valor numérico de saída corresponde ao índice da variável linguística de saída, produzida pela inferência, de maior grau de pertinência;

- Método do centróide: o valor de saída é o valor correspondente ao centro de gravidade do conjunto *fuzzy* de saída;
- Média dos máximos: a saída numérica corresponde ao índice resultante da média entre os dois elementos extremos que tiveram os maiores valores da função de pertinência do conjunto *fuzzy* de saída;

A Figura 3.8 mostra um exemplo de função de pertinência que representa um dado de saída na forma linguística. Os três pontos em destaque representam resultados numéricos gerados por três processos diferentes de defuzzificação. Os índices MAX, CDA e MDM representam respectivamente os métodos de defuzzificação de máxima pertinência, centróide e média dos máximos.

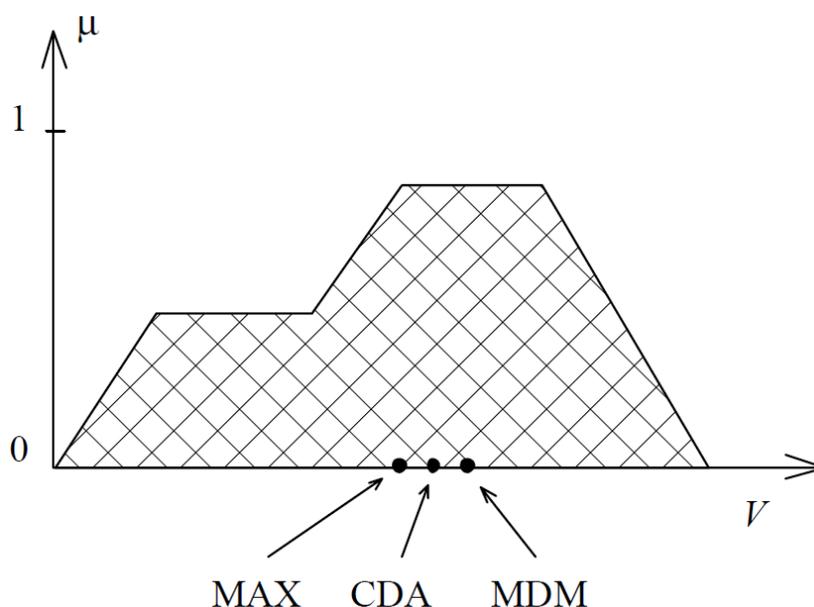


FIGURA 3.8: EXEMPLO DE CONJUNTO *FUZZY* DE SAÍDA. (GOMIDE ET AL., 1995).

A lógica *fuzzy* tem grande aplicação no controle de processos industriais e na tomada de decisão. As características da lógica *fuzzy* em relação a outras técnicas de controle são (JUNGES,2006):

- Robusta porque não requer entradas precisas;
- Modificada facilmente pois é baseada em regras;
- Controle de sistemas não-lineares sem modelo matemático;
- Solução mais rápida e barata em alguns casos;
- Implementável facilmente em microprocessadores.

3.3.1 Programação Linear e Não Linear Fuzzy

Um conjunto *fuzzy* é definido por uma função de pertinência $\mu(x)$ que estabelece para cada x um grau de pertinência ao conjunto A , com $\mu_{\tilde{A}} \in [0,1]$. Assim, podemos expressar um conjunto *fuzzy* como (SILVA, *et al.*, 2005):

$$\mu_{\tilde{A}}(x) = \begin{cases} \frac{x-a_{inf}}{a_{mod}-a_{inf}}, & \text{se } x \in [a_{inf}, a_{mod}] \\ \frac{a_{sup}-x}{a_{sup}-a_{mod}}, & \text{se } x \in [a_{mod}, a_{sup}] \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.42)$$

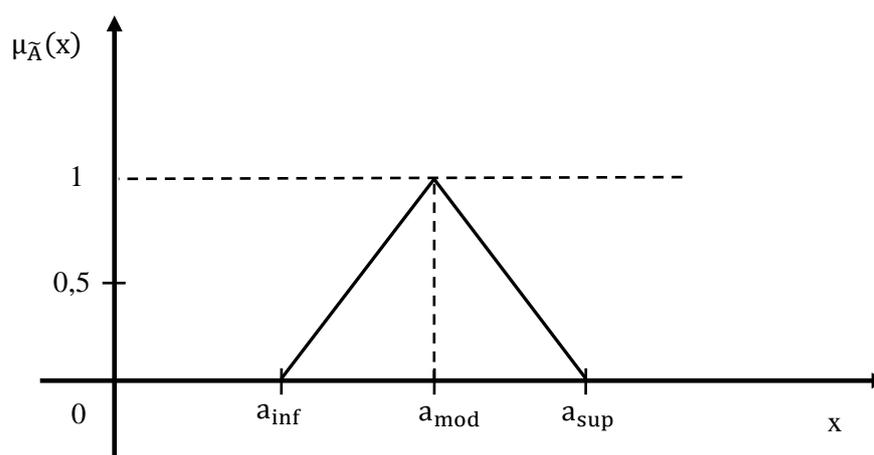


FIGURA 3.9: EXEMPLO DA FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA REPRESENTADA PELA EQ.3.42

A Figura 3.9 e a Equação (3.42) demonstram como representar uma função de

pertinência triangular, tanto na forma gráfica como na forma de equações. A representação matemática de funções de pertinência por meio de equações de reta é a base de todo o equacionamento *fuzzy* do problema abordado nesta dissertação. No problema da contratação de energia elétrica no ACR serão utilizadas como funções de pertinência, além da triangular representada na Figura 3.9, as seguintes funções:

- Função decrescente:

$$\mu_{\tilde{A}}(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } x \leq Lim_{inf} \\ \frac{x-Lim_{inf}}{Lim_{sup}-Lim_{inf}}, & \text{se } Lim_{inf} \leq x \leq Lim_{sup} \\ 0, & \text{se } x \geq Lim_{sup} \end{cases} \quad (3.43)$$

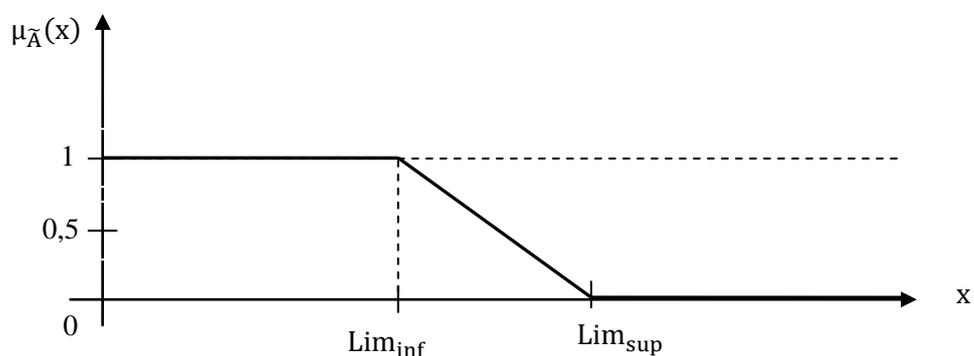


FIGURA 3.10: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DECRESCENTE

○ Função trapezoidal:

$$\mu_{\tilde{A}}(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \leq a - b \\ \frac{x-a}{b-a}, & \text{se } a \leq x \leq b \\ 1, & \text{se } b \leq x \leq c \\ \frac{d-x}{d-c}, & \text{se } c \leq x \leq d \\ 0, & \text{se } x \geq c + d \end{cases} \quad (3.44)$$

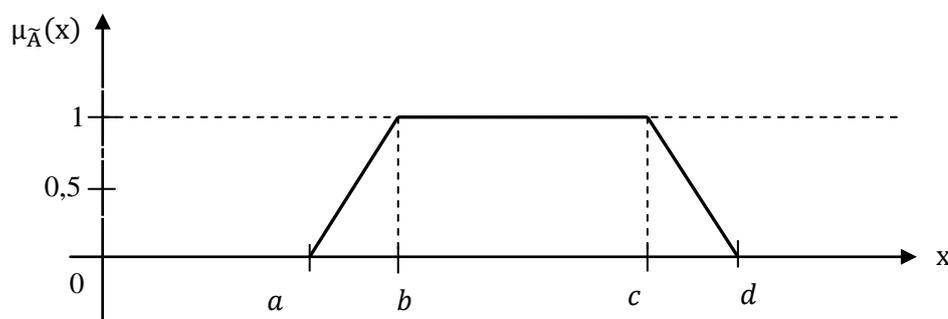


FIGURA 3.11: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA TRAPEZOIDAL

As Figuras 3.9, 3.10 e 3.11 demonstram as funções de pertinência que serão utilizadas nesta pesquisa. Contudo, falta ainda representar estes gráficos de maneira que seja possível incluí-las no problema de otimização linear e não-linear, que serão abordados na contratação de energia elétrica.

A Figura 3.9 aborda uma função de pertinência triangular, tal região determina que o grau de pertinência $\mu_{\tilde{A}}(x)$ deva estar dentro do triângulo, sendo assim, a flexibilidade de x será:

$$x + \mu_{\tilde{A}}(x) \cdot (a_{sup} - a_{mod}) \leq a_{sup} \quad (3.45)$$

$$x - \mu_{\tilde{A}}(x) \cdot (a_{mod} - a_{inf}) \geq a_{inf} \quad (3.46)$$

Para a função de pertinência decrescente, mostrada na Figura 3.10 a flexibilidade de x será:

$$x + \mu_{\tilde{A}}(x).Lim_{sup} \leq Lim_{sup} \quad (3.47)$$

Para a função de pertinência trapezoidal, mostrada na Figura 3.11 a flexibilidade de x será:

$$x + \mu_{\tilde{A}}(x).d \leq c + d \quad (3.48)$$

$$x - \mu_{\tilde{A}}(x).a \geq b - a \quad (3.49)$$

Na modelagem da estratégia de contratação de energia apresentada nesta dissertação, as restrições do problema com incertezas serão descritas com base nas equações que descrevem as funções de pertinência (Equações (3.45) a (3.49)). Considerando a analogia entre as Equações (3.45) a (3.49) e as restrições do problema de otimização aqui abordado, a variável " x " dará lugar a preços, energia e custo total, sendo que todos estes dados serão otimizados de maneira indireta. A função objetivo do problema *fuzzy* não irá incluir o custo o qual se deseja otimizar, para que o problema seja solucionado objetivando-se o menor custo possível da estratégia de contratação, a função objetivo do problema *fuzzy* será simplesmente λ ou $\mu_{\tilde{A}}(x)$ (conforme as Equações (3.45) a (3.49)). A função objetivo λ será então maximizada e não minimizada como no problema original. Desta forma será processado um mecanismo de defuzzificação do tipo máximo grau de pertinência. A variável e função objetivo λ será única para cada simulação, ou seja, todas as restrições que carregam incertezas serão associadas por λ . Ao final do processo de otimização haverá um λ maximizado, e indiretamente as demais variáveis do problema serão minimizadas e ganharão valores numéricos.

3.4 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO LONGO PRAZO CONSIDERANDO INCERTEZAS

A contratação de energia elétrica para o período de cinco anos adiante carrega uma incerteza intrinsecamente associada. Quanto mais longo é o horizonte de planejamento, maior esta incerteza. Para tanto, algum tipo de metodologia que agrega incertezas deve ser incluída à modelagem inicial do problema. Nesta pesquisa a lógica *fuzzy* foi escolhida para gerar este efeito de incerteza ao problema inicial.

As funções de pertinência, que representam cada variável, flexibilizam os montantes de energia contratados bem como os preços de energia de cada fonte em específico. No planejamento de longo prazo há uma forte não-linearidade, pois em seu equacionamento há o produto de variáveis *fuzzy*. Esta característica restringe a solução de problemas a alguns métodos de solução. A modelagem da contratação de energia no longo prazo com variáveis *fuzzy* é uma das contribuições desta pesquisa, cujo objetivo pauta na elaboração de uma estratégia para agentes de distribuição que se aproxime da realidade enfrentada nos leilões do ambiente regulado. Com a presença de não-linearidades na análise de longo prazo com incertezas não é possível garantir que a solução encontrada será a melhor possível, assim o resultado do processo de otimização será do tipo ótimo local.

No longo prazo com incertezas são otimizados também os preços de energia em cada leilão. Gerenciar estes preços, na realidade hoje aplicada no setor elétrico brasileiro não é tarefa das distribuidoras, pois, o preço é resultado de competição entre os agentes de geração participantes dos leilões no ACR. Contudo, os preços são considerados variáveis para poder balizar o montante de energia contratado em cada leilão, já que assim o processo de otimização estabelece um limite na contratação de energia de acordo com o preço estipulado. Essa lógica afrouxa as restrições do problema de maneira a permitir uma maior contratação caso o preço fique abaixo do limite estabelecido.

Devido às características da modelagem deste problema com programação *fuzzy*,

conforme descrito no item 3.3 deste capítulo, o problema de otimização é agora não-linear e de maximização, ao invés de linear e minimização na modelagem determinística. A maximização é necessária para que seja possível manter o objetivo inicial do problema, que é reduzir os custos da contratação de energia elétrica.

Para exemplificar os fatos tem-se as seguintes funções de pertinência, com suas respectivas representações na forma de equações:

○ Preço no leilão A – 5:

$$V_{L5i} + \lambda \cdot V_{Ls5i} \leq V_{Ls5i} + V_{MA5i} \quad p/i = 5$$

$$V_{L5i} - \lambda \cdot V_{Li5i} \geq V_{Mi5i} - V_{Li5i}$$

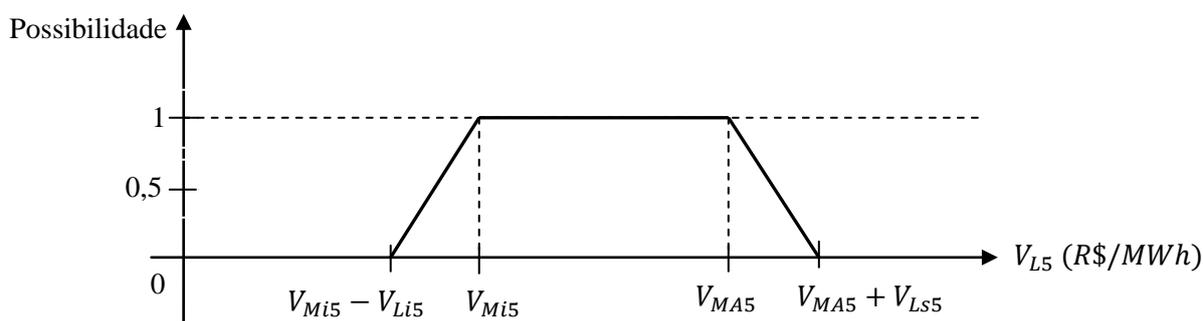


FIGURA 3.12: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO PREÇO DA ENERGIA EM LEILÕES A – 5

○ Preço no leilão A – 3:

$$V_{L3i} + \lambda \cdot V_{Ls3i} \leq V_{Ls3i} + V_{MA3i} \quad p/i = 3, 4 e 5$$

$$V_{L3i} - \lambda \cdot V_{Li3i} \geq V_{Mi3i} - V_{Li3i}$$

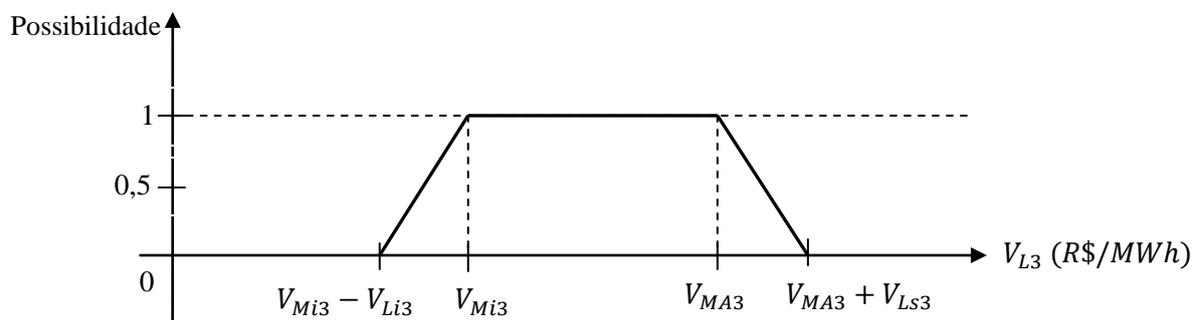


FIGURA 3.13: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO PREÇO DA ENERGIA EM LEILÕES A – 3

○ Preço no leilão A – 1:

$$V_{L1i} + \lambda \cdot V_{Ls1i} \leq V_{Ls1i} + V_{MA1i} \quad p/i = 1, 2, 3, 4 \text{ e } 5$$

$$V_{L1i} - \lambda \cdot V_{Li1i} \geq V_{Mi1i} - V_{Li1i}$$

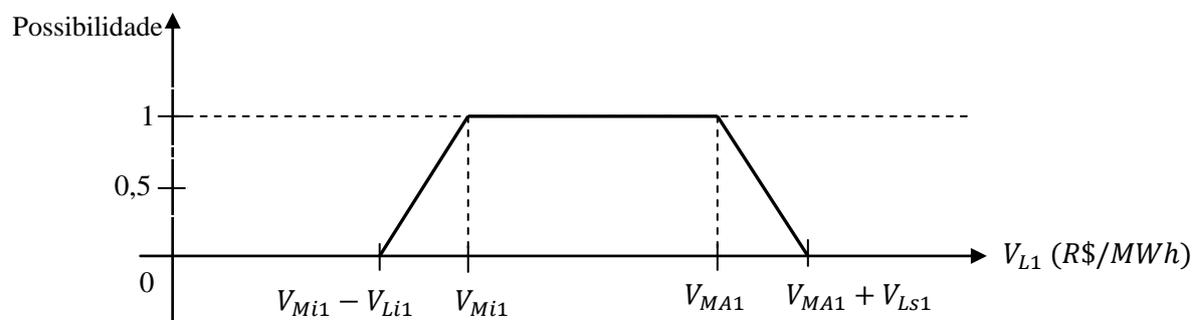


FIGURA 3.14: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO PREÇO DA ENERGIA EM LEILÕES A – 1

○ Preço no leilão de ajuste:

$$V_{LAJ_i} + \lambda \cdot V_{LSAJ_i} \leq V_{LSAJ_i} + V_{MAJ_i} \quad p/i = 1, 2, 3, 4 \text{ e } 5$$

$$V_{LAJ_i} - \lambda \cdot V_{LiAJ_i} \geq V_{MiAJ_i} - V_{LiAJ_i}$$

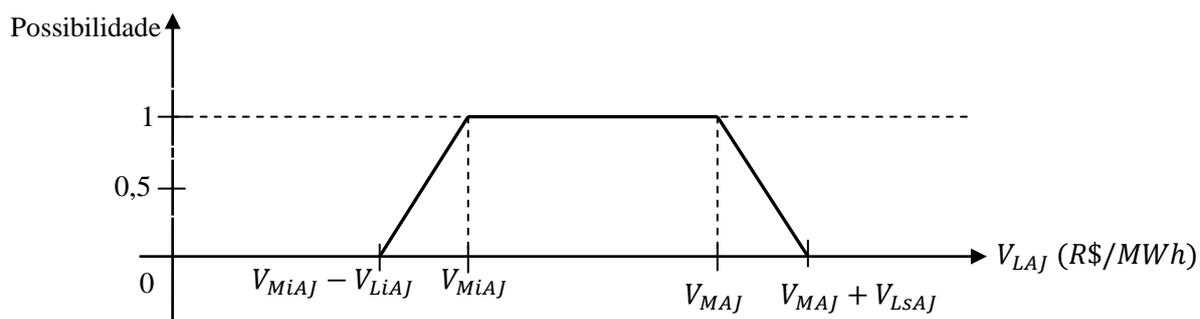


FIGURA 3.15: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO PREÇO DA ENERGIA EM LEILÕES DE AJUSTE

○ Geração Distribuída:

$$V_{GD_i} + \lambda \cdot mgd \leq V_{LAJ_i} + 2 \cdot mgd \quad p/i = 1, 2, 3, 4 \text{ e } 5$$

$$V_{GD_i} - \lambda \cdot mgd \geq V_{LAJ_i}$$

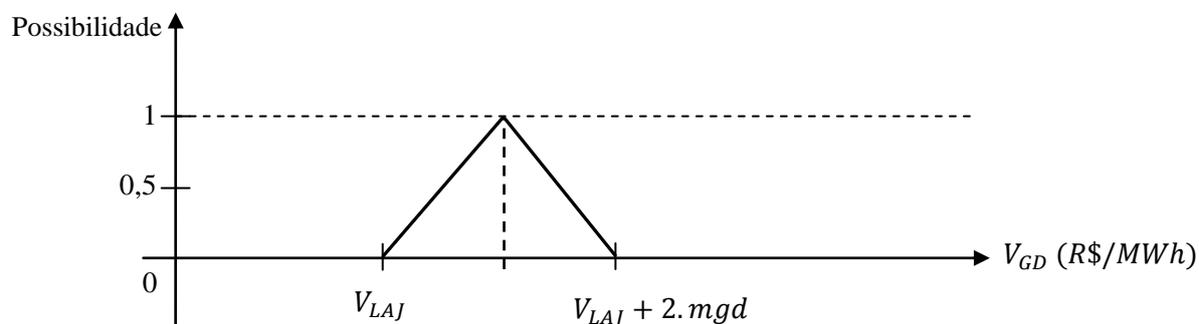


FIGURA 3.16: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO PREÇO DA ENERGIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

- Carga contratada:

$$E_{contratada\ TOTAL1} + \lambda \cdot PC_{LS} \leq PC_S + PC_{LS} \quad p/i = 1, 2, 3, 4 \text{ e } 5$$

$$E_{contratada\ TOTAL2} - \lambda \cdot PC_{Li} \geq PC_i - PC_{Li}$$

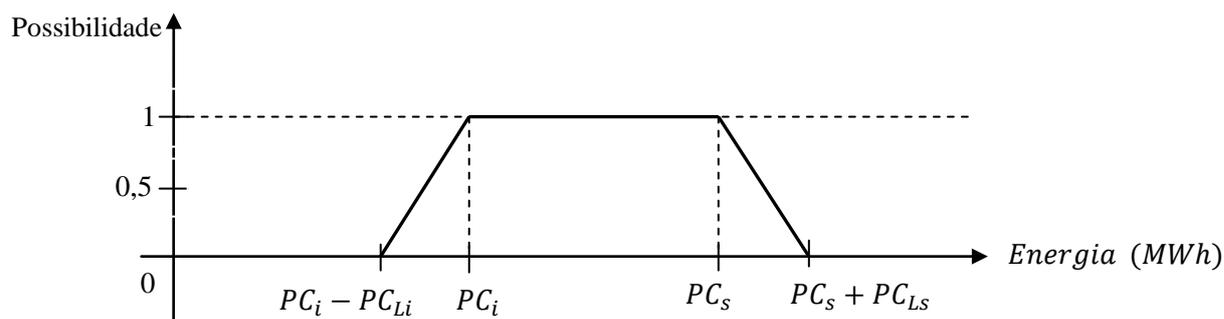


FIGURA 3.17: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO BALANÇO DE ENERGIA

- Função objetivo:

Para um determinado ano i tem-se:

$$fob\ 1 \rightarrow CEC_i = E_{A5i} \cdot V_{L5i} + E_{A3i} \cdot V_{L3i} + E_{A1i} \cdot V_{L1i} + E_{GDi} \cdot V_{GDi} + E_{LAJi} \cdot V_{LAJi} \quad (R\$) \quad (3.50)$$

$$fob\ 2 \rightarrow PS_i = ME_{subi} \cdot [PLD_i - \min(VR_i, PLD_i) + \max(VR_i, PLD_i)] \quad (R\$) \quad (3.51)$$

$$fob\ 3 = \Omega \cdot fob\ 1 + (1 - \Omega) \cdot fob\ 2 \quad (3.52)$$

$$fob\ 3 + \lambda \cdot V_{Lfob} \leq V_{ifob} + V_{Lfob}$$

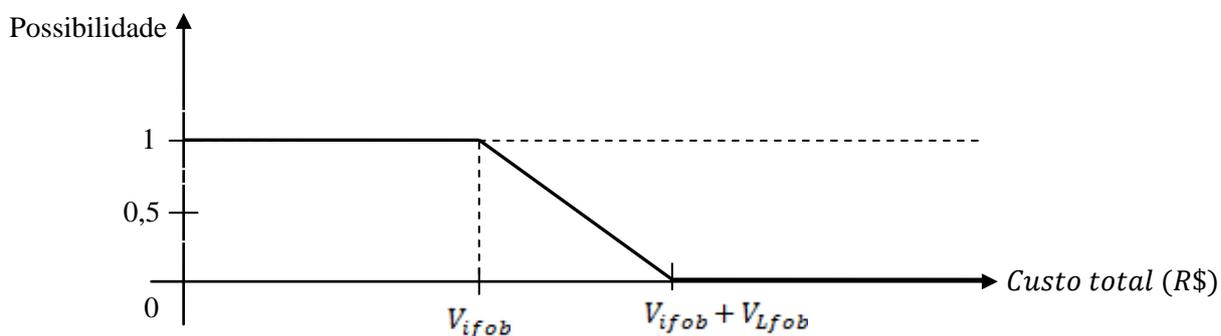


FIGURA 3.18: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO CUSTO TOTAL DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

Ressalta-se nas funções de pertinência que representam os preços de cada fonte a diferença no preço da energia de geração distribuída, na Figura 3.16. Tal forma foi escolhida de maneira que seu preço sempre dependa do valor da energia em leilões de ajuste V_{LAJ} para assim V_{GD} ser sempre a fonte de contratação mais cara dentre as abordadas.

Na Figura 3.18, onde está descrita a função de pertinência para o custo total, é observada uma das dificuldades desta técnica. Os limites V_{ifob} e V_{Lfob} foram definidos empiricamente, ou seja, existe uma dificuldade na definição teórica destes parâmetros, visto que sobre tais limites há uma influência grande da aversão ao risco Ω e dos próprios montantes de energia envolvidos. Os valores limite para a função de pertinência do custo total foram definidos com base em vários testes práticos considerando o cenário de consumo previsto.

Na Figura 3.19 é mostrada a função de pertinência referente ao montante de energia subcontratada. A representação por meio de reta inclinada decrescente é adotada para que ao maximizar-se o grau de pertinência λ a subcontratação de energia tende a reduzir em termos absolutos.

○ Energia Subcontratada:

$$ME_{sub} + \lambda \cdot ME_{sub\ LIM} \leq ME_{sub\ LIM}$$

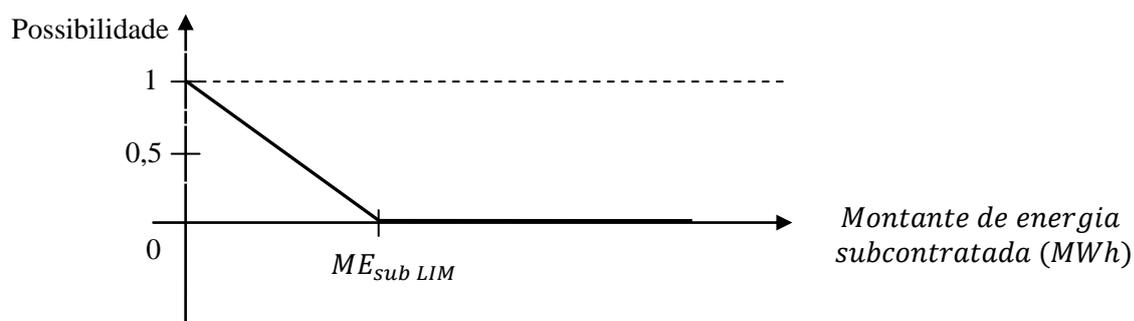


FIGURA 3.19: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO MONTANTE DE ENERGIA SUBCONTRATADA

As funções de pertinência descritas nas Figuras 3.12 a 3.19 representam as incertezas incluídas no processo de otimização da contratação de energia elétrica.

Com exceção das alterações devido a presença de incertezas, a modelagem presente neste item 3.4 é semelhante a descrita no item 3.1 (modelagem de longo prazo determinística), logo é preciso adequar a modelagem com incertezas para a forma vetorial. Considerando a mesma modelagem determinística na forma vetorial, adicionada a presença de incertezas no problema, tem-se:

— **Função Objetivo:**

$$\text{Maximizar } \lambda \tag{3.53}$$

Onde:

λ : Parâmetro que representa o grau de satisfação de atendimento às restrições. É a

única variável a ser otimizada diretamente, por meio da função objetivo. A variável λ está presente em todas as equações que envolvem as demais variáveis, as quais são na verdade o objeto de otimização deste problema. Estas variáveis serão otimizadas indiretamente.

— Restrições:

$$0 \leq \mathbf{Montante}_{REDUÇÃO-ACR} \leq 0,04 \cdot M_3 \cdot \Sigma(E_{A1} + E_{A10}) \quad (3.54)$$

$$0 \leq E_{A5} \quad (3.55)$$

$$0 \leq E_{A3} \leq 0,02 \cdot M_3 \cdot PC \quad (3.56)$$

$$0,96 \cdot \mathbf{Montante}_{REPOSIÇÃO} \leq E_{A1} \leq \mathbf{Montante}_{REPOSIÇÃO} + 0,005 \cdot M_4 \cdot PC \quad (3.57)$$

$$0 \leq E_{LAJ} \leq 0,01 \cdot (E_{contratada} - \mathbf{Montante}_{REDUÇÃO-ACR} + E_{existente} + EV) \quad (3.58)$$

$$0 \leq E_{GD} \leq 0,10 \cdot PC \quad (3.59)$$

$$V_{L5} + \lambda \cdot V_{Ls5} \leq V_{Ls5} + V_{MA5} \quad (3.60)$$

$$V_{L5} - \lambda \cdot V_{Li5} \geq V_{Mi5} - V_{Li5} \quad (3.61)$$

$$V_{L3} + \lambda \cdot V_{Ls3} \leq V_{Ls3} + V_{MA3} \quad (3.62)$$

$$V_{L3} - \lambda \cdot V_{Li3} \geq V_{Mi3} - V_{Li3} \quad (3.63)$$

$$V_{L1} + \lambda \cdot V_{Ls1} \leq V_{Ls1} + V_{MA1} \quad (3.64)$$

$$V_{L1} - \lambda \cdot V_{Li1} \geq V_{Mi1} - V_{Li1} \quad (3.65)$$

$$V_{LAJ} + \lambda \cdot V_{LsAJ} \leq V_{LsAJ} + V_{MAJ} \quad (3.66)$$

$$V_{LAJ} - \lambda \cdot V_{LiAJ} \geq V_{MiAJ} - V_{LiAJ} \quad (3.67)$$

$$V_{GD} + \lambda \cdot \mathbf{mgd} \leq V_{LAJ} + 2 \cdot \mathbf{mgd} \quad (3.68)$$

$$V_{GD} - \lambda \cdot \mathbf{mgd} \geq V_{LAJ} \quad (3.69)$$

$$E_{contratada\ TOTAL1} + \lambda \cdot PC_{Ls} \leq PC_s + PC_{Ls} \quad (3.70)$$

$$E_{contratada\ TOTAL2} - \lambda \cdot PC_{Li} \geq PC_i - PC_{Li} \quad (3.71)$$

$$fob\ 3 + \lambda \cdot V_{Lfob} \leq V_{ifob} + V_{Lfob} \quad (3.72)$$

$$ME_{sub} + \lambda \cdot ME_{sub\ LIM} \leq ME_{sub\ LIM} \quad (3.73)$$

$$0 \leq \lambda \leq 1 \quad (3.74)$$

Onde:

E_{A5} : vetor de energia contratada em leilões A-5 (MWh), dimensão 7×1 ;

E_{A3} : vetor de energia contratada em leilões A-3 (MWh), dimensão 7×1 ;

E_{A1} : vetor de energia contratada em leilões A-1 (MWh), dimensão 7×1 ;

E_{LAJ} : vetor de energia contratada em leilões de ajuste (MWh), dimensão 7×1 ;

E_{GD} : vetor de energia contratada de geração distribuída (MWh), dimensão 7×1 ;

$$E_{contratada} = M_1 \cdot E_{A5} + M_1 \cdot E_{A3} + M_5 \cdot E_{A1} + M_5 \cdot E_{GD} + M_2 \cdot E_{LAJ};$$

$$E_{contratada\ TOTAL1} = E_{contratada} - Montante_{REDUÇÃO-ACR} + E_{existente} + EV \text{ (MWh)};$$

$$E_{contratada\ TOTAL2} = E_{contratada} - Montante_{REDUÇÃO-ACR} + M_{esub} + E_{existente} + EV \text{ (MWh)};$$

V_{L5} : vetor com o valor da energia em leilões A-5 (R\$/MWh), dimensão 7×1 ;

$V_{Li5}, V_{Ls5}, V_{Mi5}, V_{MA5}$: vetores com parâmetros fuzzy para delimitar a função de pertinência do valor da energia em leilões A – 5 (R\$/MWh), dimensão 7×1 ;

V_{L3} : vetor com o valor da energia em leilões A-3 (R\$/MWh), dimensão 7×1 ;

$V_{Li3}, V_{Ls3}, V_{Mi3}, V_{MA3}$: vetores com parâmetros fuzzy para delimitar a função de pertinência do valor da energia em leilões A – 3 (R\$/MWh), dimensão 7×1 ;

V_{L1} : vetor com o valor da energia em leilões A-1 (R\$/MWh), dimensão 7×1 ;

$V_{Li1}, V_{Ls1}, V_{Mi1}, V_{MA1}$: vetores com parâmetros fuzzy para delimitar a função de pertinência do valor da energia em leilões A – 1 (R\$/MWh), dimensão 7×1 ;

V_{LAJ} : vetor com o valor da energia em leilões de ajuste (R\$/MWh), dimensão 7×1 ;

$V_{LiAJ}, V_{LsAJ}, V_{MiAJ}, V_{MAJ}$: vetores com parâmetros fuzzy para delimitar a função de pertinência do valor da energia em leilões de ajuste (R\$/MWh), dimensão 7×1 ;

V_{GD} : vetor com o valor da energia de geração distribuída (R\$/MWh), dimensão 7×1 ;

mgd : vetor com a margem de variação admissível no preço da energia de geração distribuída que delimita a função de pertinência do preço deste tipo de energia (R\$/MWh), dimensão 7×1 ;

EV : vetor com os montantes de energia velha, proveniente de contratos compulsórios (Itaipu e Proinfa), e contratos firmados até 16 de março de 2004 (MWh), dimensão 7×1 ;

E_{A50} : vetor da energia já contratada proveniente de leilões A-5 (MWh), dimensão 7×1 ;

E_{A30} : vetor da energia já contratada proveniente de leilões A-3 (MWh), dimensão 7×1 ;

E_{A10} : vetor da energia já contratada proveniente de leilões A-1 (MWh), dimensão 7×1 ;

E_{GDO} : vetor da energia já contratada proveniente de geração distribuída (MWh), dimensão 7×1 ;

E_{LAJ0} : vetor da energia já contratada proveniente de leilões de ajuste (MWh), dimensão 7×1 ;

$E_{existente} = E_{A50} + E_{A30} + E_{A10} + E_{GDO} + E_{LAJ0}$ (MWh);

PC : vetor com a previsão de consumo para o ano em análise (MWh), dimensão 7×1 ;

$PC_i, PC_{Li}, PC_s, PC_{Ls}$: vetores com parâmetros fuzzy para delimitar a função de pertinência do balanço de energia em cada ano analisado (MWh), dimensão 7×1 ;

$Montante_{REPOSIÇÃO}$: vetor com a energia a ser recontratada devido ao encerramento ou rescisão de contratos, ou da diminuição dos valores contratados de energia. Os valores desta energia são dados de entrada no problema (MWh), vetor 7×1 ;

$Montante_{REDUÇÃO-ACR}$: vetor com o montante de redução de energia necessário para adequar a contratação de energia a possíveis desvios na demanda prevista. Esse montante de redução é limitado a 4% do valor total de energia contratada proveniente de empreendimentos existentes. Esta redução tem início de vigência dois anos após a declaração que deu origem à compra do agente de distribuição (MWh), dimensão 7×1 ;

ME_{sub} : vetor com o montante de energia subcontratada (MWh), dimensão 7×1 ;

ME_{subLIM} : vetor com o parâmetro fuzzy que estabelece na função de pertinência um limite superior para subcontratação de energia. Valor limitado em 1% do consumo previsto (MWh), vetor de dimensão 7×1 .

$$fob\ 1 = E_{A5}^t \cdot V_{L5} + E_{A3}^t \cdot V_{L3} + E_{A1}^t \cdot V_{L1} + E_{GD}^t \cdot V_{GD} + E_{LAJ}^t \cdot V_{LAJ} \quad (R\$);$$

$$fob\ 2 = ME_{sub}^t \cdot [PLD - \min(VR, PLD) + \max(VR, PLD)] \quad (R\$);$$

$$fob\ 3 = \Omega \cdot fob\ 1 + (1 - \Omega) \cdot fob\ 2.$$

Na função objetivo *job 3* (Equação (3.72)) existe a presença do custo da contratação de energia em si e das penalidades associadas a esta estratégia. A possibilidade de subcontratação de energia está descrita na Equação (3.73) e na restrição de balanço de energia (Equação (3.71)), que admitem uma contratação inferior a 100% do consumo previsto. No planejamento de longo prazo a subcontratação pode atingir até 1% de todo o consumo previsto para o ano em análise.

Dentre todos os termos descritos, as variáveis do problema são os montantes de energia (E_{A5} , E_{A3} , E_{A1} , E_{LAJ} , E_{GD} , **Montante**_{REDUÇÃO-ACR} e ME_{sub}), preços em cada leilão (V_{L5} , V_{L3} , V_{L1} , V_{LAJ} e V_{GD}) e o grau de pertinência (λ). Os demais termos utilizados no problema são valores já conhecidos, tais como energia já contratada, consumo previsto e montante de reposição.

Ressalta-se novamente que ao contrário da modelagem determinística, no estudo com incertezas o problema se torna de maximização. A variável λ é objeto de otimização com o objetivo de que a mesma seja maximizada. Esta variável está associada a todas as restrições que carregam a característica *fuzzy*, porém, para que o seja possível minimizar o custo da contratação, a variável λ também é associada ao custo total da contratação da forma que, quanto maior o valor de λ , menor é o custo total da estratégia.

3.5 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CURTO PRAZO CONSIDERANDO INCERTEZAS

A metodologia de curto prazo agora com a presença de incertezas por meio de variáveis *fuzzy* é similar à modelagem de curto prazo determinística, sem incertezas. A inserção de variáveis *fuzzy* acontece somente nas restrições de balanço de energia e no custo total da estratégia adotada. As demais variáveis do problema não consideram incertezas *fuzzy*, isso porque nos preços da energia são considerados os valores encontrados na

metodologia de longo prazo e os montantes de energia a serem contratados em leilões possuem restrições regulatórias. No mais, a modelagem é idêntica ao equacionamento determinístico aplicado ao curto prazo, inclusive no tocante a subcontratação de energia, que não é admitida no curto prazo.

Da mesma maneira que foi descrito no item 3.2 deste capítulo, a modelagem de curto prazo tem por objetivo afinar a contratação ao longo dos cinco anos, desta forma é possível englobar fatos que eram desconhecidos no momento da contratação de longo prazo. A sazonalização dos contratos obtidos no curto prazo é uma informação obtida indiretamente do processo de otimização. Esta informação é de grande interesse para o agente de distribuição, já que mostra um direcionamento da mesma no momento de sazonalizar os contratos após os leilões no ACR. Na análise de curto prazo a formulação matemática volta a ser linear, já que os preços deixam de ser variáveis do problema. Assim é possível garantir que a solução encontrada será a melhor possível, o resultado do processo de otimização será do tipo ótimo global.

Novamente, lembrando que devido às características da modelagem *fuzzy*, conforme descrito no item 3.3 deste capítulo, o problema de otimização é agora de maximização e não mais de minimização como na modelagem determinística. A maximização é necessária para que seja possível manter o objetivo inicial do problema, que é reduzir os custos da contratação de energia elétrica.

Os 12 períodos analisados descritos separadamente através dos seguintes índices:

$$y = 1;$$

$$j = 2, 4, 5, 7, 8, 10 \text{ e } 11;$$

$$k = 3, 6, 9, 12 ;$$

Considerando a otimização de 12 períodos de tempo por vez (12 meses do ano) sem interdependência entre si, o equacionamento do problema da contratação de energia elétrica no curto prazo é representado na forma de vetores. Como serão analisados 12 períodos de tempo, os vetores de que tratam de energia e preços têm dimensão 12x1 (siglas em **negrito**).

Para o planejamento de curto prazo as incertezas consideradas são modeladas com as seguintes funções de pertinência, nas respectivas representações na forma de equações:

— **Função Objetivo:**

- Custo da energia:

fob 1:

$CEC =$

$$E_{A1}^t \cdot V_{L1n} + E_{LAJ}^t \cdot V_{LAJ} + E_{GD}^t \cdot V_{GD} + E_{MCS D 4\% VENDA y}^t \cdot V_{MCS D y} + E_{MCS D MENSAL VENDA j}^t \cdot V_{MCS D j} \quad (R\$) \quad (3.75)$$

- Custo da energia sob risco:

fob 2:

$$Custo MCS D_{total} = E_{MCS D 4\% COMPRA y}^t \cdot V_{MCS D y} + E_{MCS D MENSAL COMPRA j}^t \cdot V_{MCS D j} + E_{MCS D TROCAS LIVRES COMPRA k}^t \cdot V_{MCS D k} + E_{MCS D TROCAS LIVRES VENDA k}^t \cdot V_{MCS D k} \quad (R\$) \quad (3.76)$$

Logo, decorrente de *fob 1* e *fob 2* temos a seguinte função objetivo final:

$$fob 3 * = \Omega \cdot fob 1 + (1 - \Omega) \cdot fob 2 \quad (3.77)$$

$$fob 3 + \lambda \cdot V_{L fob} \leq V_{i fob} + V_{L fob} \quad (3.78)$$

*A função objetivo *fob 1* tem um valor numérico muito maior que *fob 2*, isso pode levar a perda de sensibilidade na minimização das penalidades. Neste caso o valor de λ tem grande importância no processo de solução do problema, e deve ser arbitrado com cuidado.

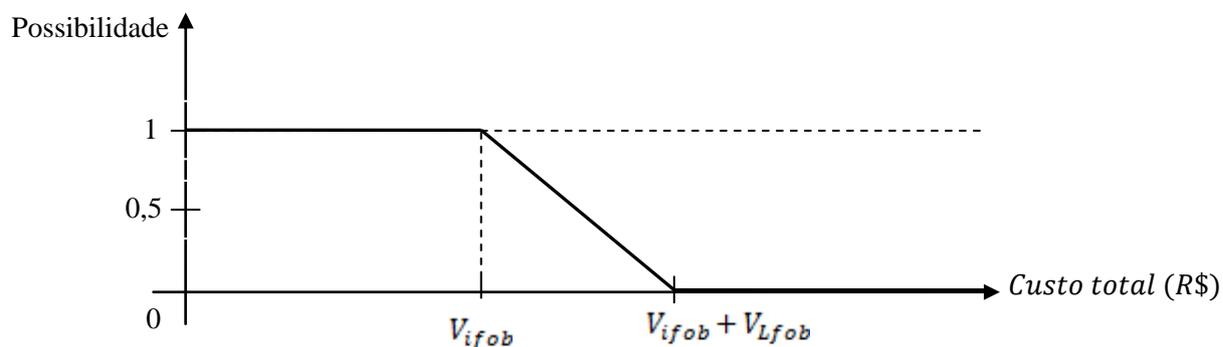


FIGURA 3.19: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO CUSTO TOTAL DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA POR PERÍODO

As demais variáveis e restrições da modelagem com incertezas no curto prazo são determinísticas. O preço não é mais uma variável. No curto prazo com incertezas também são simulados 12 períodos de tempo a cada processo iterativo, sendo assim, há a necessidade de se encontrar o parâmetro λ cinco vezes, uma para cada ano.

- Carga contratada:

$$E_{contratada} + E_{existente} + \lambda \cdot PC_{Ls} \leq PC_s + PC_{Ls}$$

$$E_{contratada} + E_{existente} - \lambda \cdot PC_{Li} \geq PC_i - PC_{Li}$$

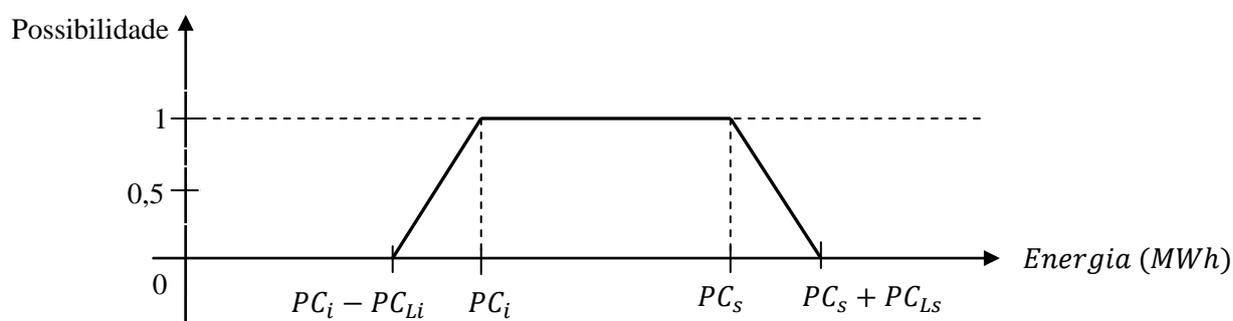


FIGURA 3.20: FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO BALANÇO DE ENERGIA

Com a revisão da modelagem apresentada no item 3.2 do capítulo III, com a inclusão dos parâmetros fuzzy no equacionamento, tem-se:

$$\text{Maximizar } \lambda \quad (3.79)$$

sujeito a:

$$E_{contratada} + E_{existente} + \lambda \cdot PC_{Ls} \leq PC_s + PC_{Ls} \quad (3.80)$$

$$E_{contratada} + E_{existente} - \lambda \cdot PC_{Li} \geq PC_i - PC_{Li} \quad (3.81)$$

$$E_{contratada} + E_{existente} \geq PC \quad (3.82)$$

$$E_{contratada} + E_{existente} \leq 1,03 \cdot PC \quad (3.83)$$

$$0 \leq E_{LAJ} \leq 0,01 \cdot (E_{contratada} + E_{existente}) \quad (3.84)$$

$$0 \leq E_{GD} \leq 0,10 \cdot PC \quad (3.85)$$

$$0,96 \cdot \text{Montante}_{REPOSIÇÃO} \leq E_{A1} \leq \text{Montante}_{REPOSIÇÃO} + 0,005 \cdot PC_{A-1} \quad (3.86)$$

$$0 \leq E_{MCS D 4\% COMPRA y} \leq 0,04 \cdot (E_{A1} + E_{A10})_{A-1} \quad (3.87)$$

$$0 \leq E_{MCS D 4\% VENDA y} \leq 0,04 \cdot (E_{A1} + E_{A10})_{A-1} \quad (3.88)$$

$$0 \leq E_{MCS D MENSAL VENDA j} \leq \text{Energia da migração de consumidores para o ACL} \quad (3.89)$$

$$0 \leq E_{MCS D MENSAL COMPRA j} \leq 0,02 \cdot PC \quad (3.90)$$

$$0 \leq E_{MCS D TROCAS LIVRES COMPRA k} \leq 0,02 \cdot PC \quad (3.91)$$

$$0 \leq E_{MCS D TROCAS LIVRES VENDA k} \leq 0,02 \cdot PC \quad (3.92)$$

$$fob 3 + \lambda \cdot V_{Lfob} \leq V_{ifob} + V_{Lfob} \quad (3.93)$$

$$0 \leq \lambda \leq 1 \quad (3.94)$$

Dentre todos os termos descritos, as variáveis do problema são os vetores que tratam da energia (E_{A1} , E_{LAJ} , E_{GD} , $E_{MCS D 4\% COMPRA y}$, $E_{MCS D 4\% VENDA y}$, $E_{MCS D MENSAL COMPRA j}$, $E_{MCS D MENSAL VENDA j}$, $E_{MCS D TROCAS LIVRES COMPRA k}$, $E_{MCS D TROCAS LIVRES VENDA k}$) além do grau de pertinência " λ ", o qual é único para cada simulação de 12 períodos.

3.6 MÉTODO DE SOLUÇÃO E SOFTWARE APLICADO

A contratação de energia elétrica, nos métodos de longo e curto prazo, com equacionamento determinístico e *fuzzy*, foi solucionada em um único software, o Microsoft Office Excel 2007. A ferramenta “*solver*” contém o método de otimização aplicado.

O solver presente no Excel 2007 utiliza o código de otimização não-linear de gradiente reduzido genérico (GRG2). A interface deste solver é descrita na Figura 3.21.

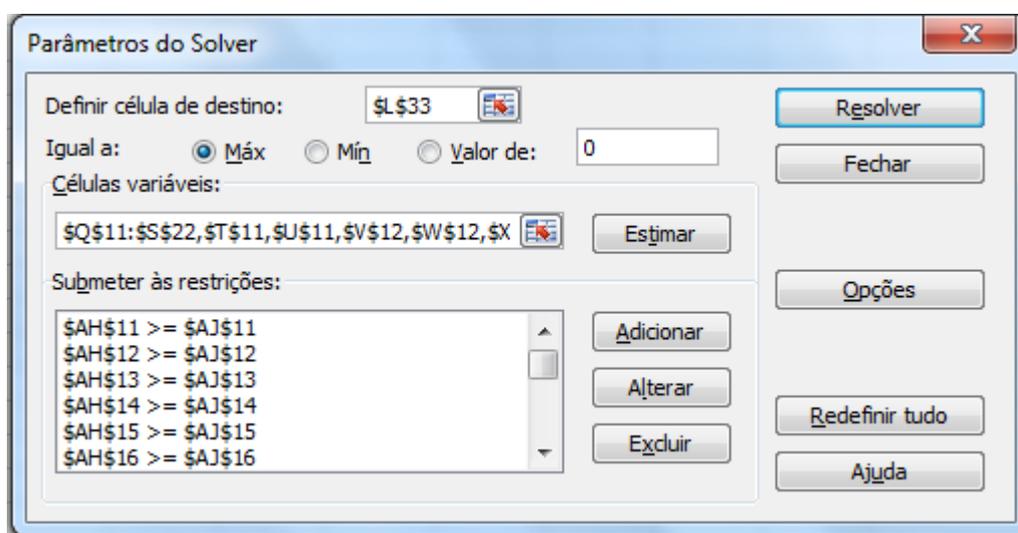


FIGURA 3.21: INTERFACE DA FERRAMENTA SOLVER, PRESENTE NO MICROSOFT OFFICE EXCEL 2007

Os parâmetros do solver foram definidos de maneira a chegar-se a solução do problema com uma precisão de 10^{-6} , os demais parâmetros definidos foram:

- Tempo máximo de simulação: 100 segundos;
- Número máximo de iterações: 200;

- Precisão: 0,000001;
- Tolerância: 0%;
- Convergência: 0,000001;
- Estimativas: Tangente;
- Derivadas: Adiante;
- Pesquisa: Newton.

Tais informações podem ser conferidas na interface de opções do solver, mostrada na Figura 3.22.

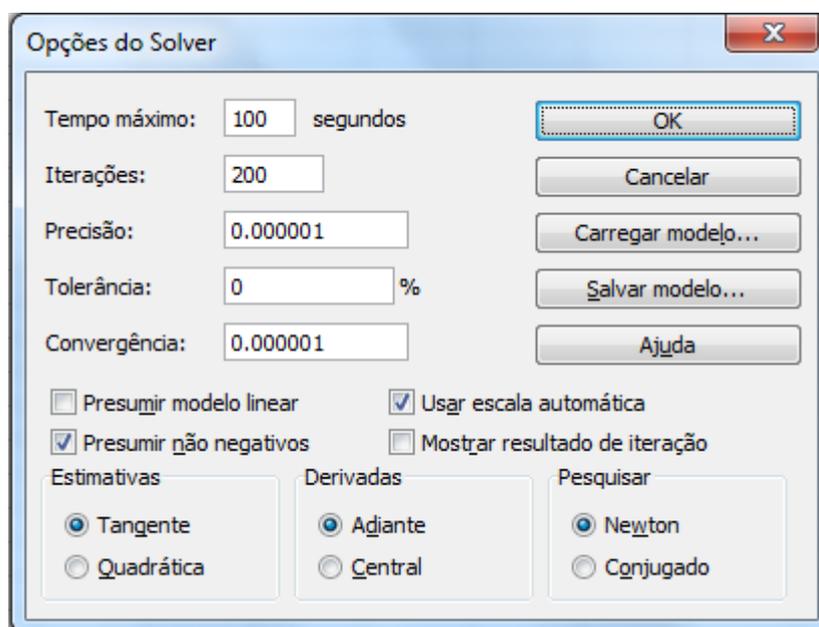


FIGURA 3.22: PARÂMETROS DE SOLUÇÃO ADOTADOS NA FERRAMENTA SOLVER

O hardware utilizado na pesquisa possui processador AMD Athlon 64 X2 Dual Core 4200+ 2.20 GHz, 2 GB de memória RAM, sistema operacional Windows 7.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação considera no processo de otimização duas vertentes de modelagem, uma determinística e outra com incertezas.

Este Capítulo abordou a elaboração de ambas as modelagens, no caso determinístico o objetivo é minimizar o custo de toda a estratégia de contratação em um único processo iterativo (planejamento de longo prazo), para o curto prazo a função objetivo a ser otimizada também é o custo total, porém, abrangendo apenas o horizonte de um ano por vez, sendo necessários 5 processos iterativos. No modelo envolvendo incertezas, esta característica é representada por funções de pertinência *fuzzy*, que flexibilizam os limites para algumas das variáveis a serem otimizadas. Com a inclusão de variáveis na forma de funções de pertinência *fuzzy* a função objetivo passa a ser o grau de pertinência *fuzzy*, cujo objetivo é maximizar esta variável. A redução no custo total da estratégia de contratação é obtida indiretamente, para assim viabilizar o processo de otimização por meio de variáveis *fuzzy*.

O intuito das duas propostas de modelagem é observar a influência que as incertezas causam nas previsões de contratação. Na prática existem situações que alteram as previsões iniciais do planejamento e levam a correções da estratégia já em curso. O modelo de tomada de decisão desenvolvido nesta pesquisa pode ser utilizado para prever quais os mecanismos mais utilizados em momentos de incertezas e qual o limite de risco a que um agente de distribuição pode se expor sem ser penalizado por ineficiência e/ou erro na estratégia adotada.

As propostas de modelagem no longo e no curto prazo, tanto na lógica determinística quanto na com incertezas, serão analisadas de maneira isolada e acoplada. Na análise acoplada, esta junção ocorre de maneira que alguns resultados obtidos na contratação de longo prazo são utilizados como dados de entrada no modelo de curto prazo. Na Figura 3.23 é demonstrado como ocorre a solução acoplando as propostas de longo e de curto

prazo. Nota-se que não existe dependência entre o método determinístico e o com incertezas.

A Figura 3.23 contém de maneira resumida as contribuições desta pesquisa, que são novas propostas de modelagens. A inclusão de incertezas no planejamento da contratação de energia, no longo e no curto prazo é um dos avanços elaborados na pesquisa. A análise de curto prazo, incluindo incertezas e a presença do MCSD, também representa uma contribuição da pesquisa, visto que o enfoque do trabalho é elaborar propostas matemáticas para a compra de energia que sejam próximas da realidade dos agentes de distribuição brasileiros.

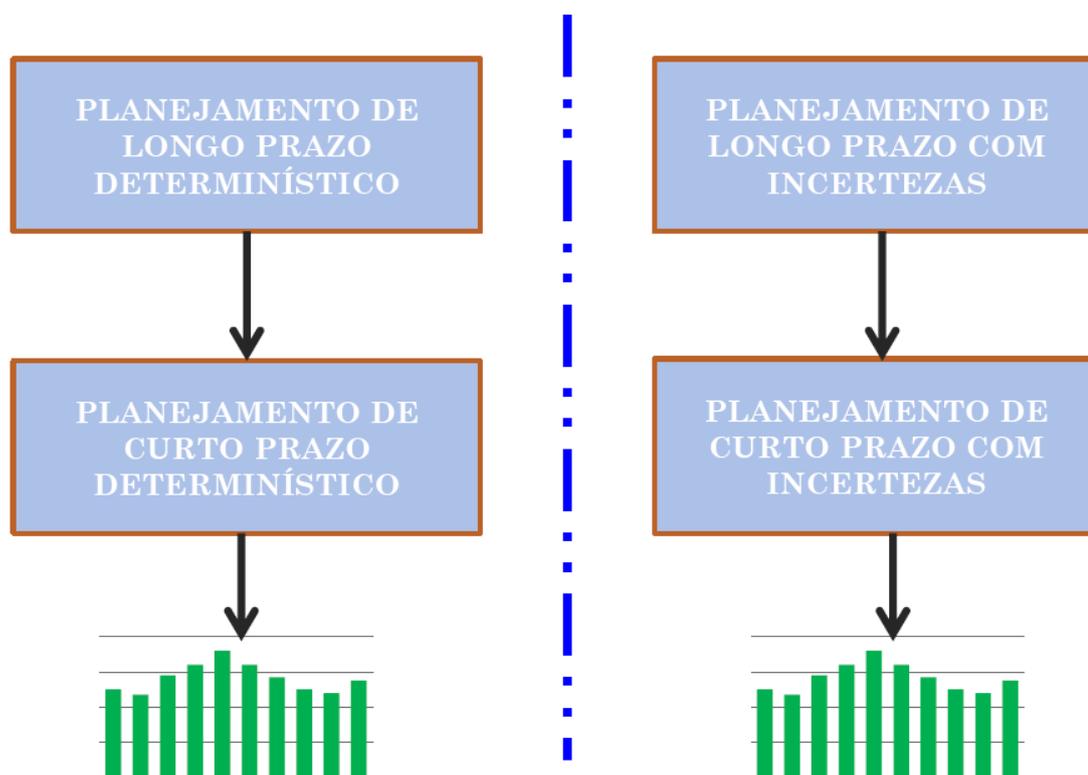


FIGURA 3.23: ACOPLAMENTO ENTRE OS MÉTODOS DE LONGO E CURTO PRAZO

No Capítulo IV a modelagem desenvolvida no Capítulo III será aplicada a um estudo de caso, onde os resultados podem ser analisados e comparados com base nos

equacionamentos elaborados. O estudo de caso será aplicado a três estratégias determinísticas (longo prazo, curto prazo isolado e curto prazo acoplado) e duas com incertezas (longo prazo e curto prazo acoplado).

CAPÍTULO IV

RESULTADOS E ANÁLISES

Este capítulo tem por objetivo apresentar e analisar os resultados fornecidos pelas modelagens matemáticas descritas no Capítulo III, as quais têm por objetivo definir a melhor estratégia de contratação de energia elétrica para o atendimento a 100% do consumo previsto do agente de distribuição, ao menor custo possível.

A contratação obtida é explorada de maneira a verificar os efeitos do processo de otimização aplicado, logo, as análises de longo e curto prazo, de início, são feitas separadamente. Com a interpretação dos resultados obtidos, uma contratação “integrada”, ou seja, considerando o longo e curto prazo no mesmo problema, é então realizada. O problema integrado objetiva a um acompanhamento conjunto entre as duas modelagens, para que o consumo seja integralmente contratado ao menor custo possível. A otimização acoplada possibilita uma análise mais profunda e próxima da realidade dos agentes de distribuição. Todavia, devido à natureza da modelagem e do custo computacional para solucionar o problema, a estratégia no curto prazo acaba por diferir do longo prazo nos montantes contratados e conseqüentemente nos custos envolvidos.

Em uma análise mais próxima da realidade, a presença de incertezas no processo é então considerada em toda a modelagem de curto e longo prazo. Nesse caso, a metodologia *fuzzy* formulada no Capítulo III representa as incertezas de modo a flexibilizar os montantes de energia contratados e preços de cada produto (leilões de energia).

As duas metodologias, determinística e com incertezas, são aplicadas para dois cenários de consumo. Nos itens 4.1 a 4.5, que representam o caso 1, o consumo de energia não apresenta grandes crises e sua evolução ao longo dos 5 anos se assemelha a uma rampa. Já para o caso 2 o consumo não apresenta um crescimento constante, verifica-se uma estagnação com grandes variações na previsão do consumo ao longo dos 5 anos sob análise. Com estes dois casos é possível observar o comportamento dos métodos desenvolvidos e as

consequências das variações no consumo de energia elétrica.

4.1 PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO

A modelagem matemática aplicada ao problema no longo prazo gera resultados para uma contratação para os cinco anos seguintes ao ano base, nestas simulações o ano base considerado é 2012. Com a inclusão da legislação vigente, o resultado do equacionamento é um problema linear onde as variáveis são E_{A5} , E_{A3} , E_{A1} , E_{Ajuste} , E_{GD} , ME_{SUB} e M_{RED} . No processo realizado, os cinco anos sob análise são otimizados ao mesmo tempo, as incertezas que envolvem previsões de consumo e fontes de geração não serão consideradas em nenhum momento neste caso.

— Dados de Entrada:

Os parâmetros de entrada foram elaborados considerando valores hipotéticos para um dado agente de distribuição. Dentre os montantes de energia, foram incluídas a energia existente proveniente de leilões já realizados, geração distribuída (GD) e energia velha. Esta última tem a maior participação no portfólio da distribuidora e sua energia provém de contratos compulsórios (Itaipu e Proinfa), e contratos firmados até 16/03/2004. Os contratos provenientes de leilões A-5 e A-3 têm prazo de vigência superior ao horizonte analisado, os de leilões A-1 e geração distribuída têm prazo de vigência de 3 anos e os contratos oriundos de leilões de Ajuste têm vigência de 2 anos. O montante de reposição também foi estabelecido sem uma fórmula real ou proporção dos contratos já existentes, portanto, para cada simulação desejada um novo valor para o montante de reposição deve ser inserido.

Cada fonte de contratação teve um valor estipulado por megawatt-hora, este valor

tende a acompanhar as médias históricas dos leilões, todavia é uma fonte de incerteza no problema, não sendo possível prever qual o real valor por megawatt-hora nos leilões. No tocante às penalidades, dois custos têm grande peso na definição do montante financeiro correspondente as penalidades, o Valor Anual de Referência – VR e o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. O VR foi estipulado com base em valores reais publicados pela ANEEL até 2012 e para os seguintes foi mantido este mesmo VR estipulado para 2012, já para o PLD, que tem variações semanais, foram definidos valores suficientemente grandes para que o processo de otimização fosse sensibilizado com as penalidades calculadas, porém, é possível alterar o valor do PLD para verificar as diferenças.

Por fim, o parâmetro mais importante na entrada do problema é a previsão de consumo para os períodos analisados. Este dado representa a ponta da cadeia de consumo de energia elétrica, já que envolve o consumidor final. Por envolver empresas e pessoas o consumo é uma grande fonte de incerteza, a previsão do consumo anual bem como a taxa de variação estão intimamente ligados ao desempenho econômico do país. Existe uma relação entre a variação do consumo de energia e a variação no PIB (Produto Interno Bruto) verificada, no entanto, nem sempre é possível correlacionar com exatidão os dois índices. Para este caso de estudo, em relação ao crescimento no consumo de energia, foi utilizada uma variação anual positiva de 4 a 5,5%.

Na Tabela 4.1 estão todos os dados de entrada para simulação no longo prazo.

A Tabela 4.1 fornece um diagnóstico geral do problema, todos os campos em brancos são espaços que serão preenchidos com os resultados das variáveis, demonstrados mais adiante. Por meio da Figura 4.1 verifica-se a quantidade de energia elétrica já contratada ao longo dos anos para atender a 100% de seu mercado cativo.

TABELA 4.1: DADOS DE ENTRADA DO PROBLEMA

PARÂMETROS	HORIZONTE DE TEMPO CONSIDERADO						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energia Velha (MWh)	33.800	34.000	33.500	31.500	32.000	32.000	33.000
EA50 (MWh)	200	300	200	500	400	1.000	
EA30 (MWh)	300	350	300	350			
EA10 (MWh)	300	400					
EAdjuste0 (MWh)	500	150					
EGD0 (MWh)	200	400					
Montante de reposição (MWh)	300	400	3.000	2.800	2.800	3.000	3.000
Montante subcontratado (MWh)	0	0					
Montante de redução (MWh)	0	0					
Previsão de consumo (MWh)	35.000	37.000	41.000	42.640	44.985,2	47.459,4	49.357,8
VL5 (R\$/MWh)	80	76	80	83	79	78	70
VL3 (R\$/MWh)	100	95	103	105	103	103	105
VL1 (R\$/MWh)	80	77	87	93	87	87	87
VLAJ (R\$/MWh)	132	128,4	105	103	105	105	105
VGD (R\$/MWh)	164,8	144	110	107	107	107	107
PLD (R\$/MWh)	70	95	200	200	160	184	174
VR (R\$/MWh)	151,2	161,94	161,94	161,94	161,94	161,94	161,94

O fator de propensão ao risco ou Ω , foi determinado em 5% para o caso 1. Isto representa um peso diferente para o montante de energia devido à subcontratação ME_{SUB} , que passa a ter maior influência em relação às demais fontes de contratação. Na função objetivo do problema, o custo gerado com as fontes E_{A5} , E_{A3} , E_{A1} , E_{Ajuste} , E_{GD} e M_{RED} é multiplicado pelo fator Ω , enquanto o custo gerado com as penalidades ME_{SUB} é multiplicado por $(1-\Omega)$, conforme equações 3.1, 3.2 e 3.3. Essa distinção faz com que, quanto menor a disposição ao risco, mais sensível às penalidades a função objetivo será, e assim a solução do problema tende a reduzir o montante de energia subcontratada.

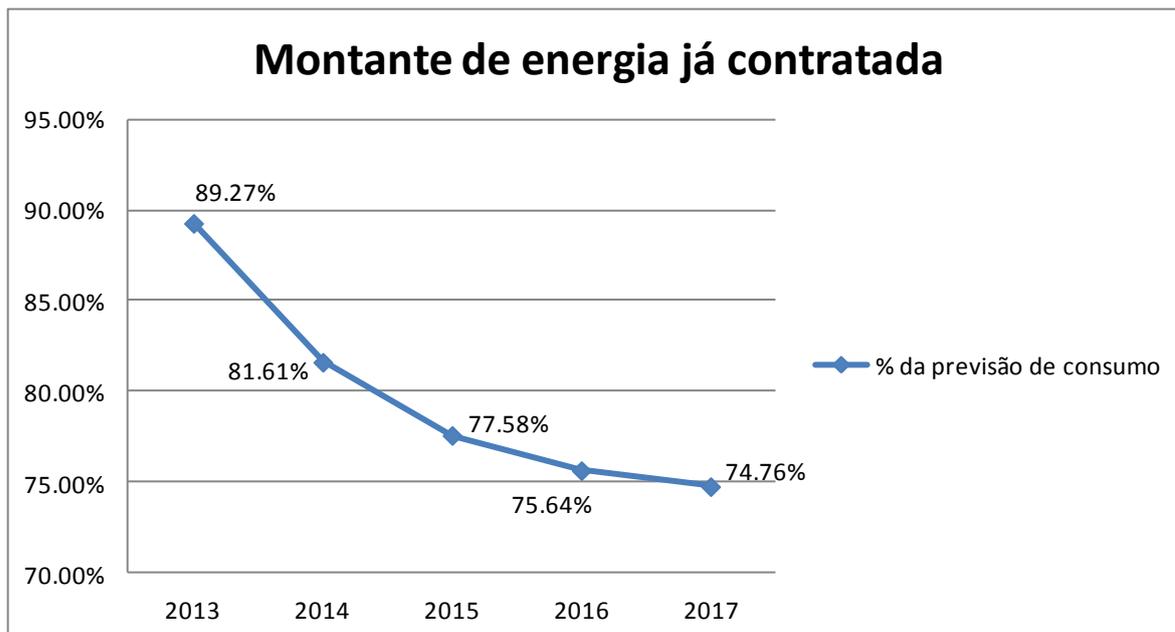


FIGURA 4.1: ENERGIA JÁ CONTRATADA AO LONGO DOS ANOS PARA SUPRIR O CONSUMO
PREVISTO

A possibilidade de subcontratação de energia também é controlada por um fator à disposição do usuário. A variável ME_{SUB} tem um limite definido como sendo uma porcentagem do consumo previsto para o ano em análise. No caso 1 foi adotado o limite de 1%, ou seja, foi admitida uma subcontratação de até 1% do consumo previsto. O montante de energia subcontratada depende principalmente dos valores de PLD , VR e Ω .

— Dados de Saída

A solução para o processo de otimização simulado considerando os dados de entrada da Tabela 4.1 estão presentes na Tabela 4.2.

TABELA 4.2: DADOS DE SAÍDA DO PROBLEMA

	VARIÁVEIS				
	2013	2014	2015	2016	2017
EA5 (MWh)					1.462,7
EA3 (MWh)			820	852,80	0
EA1 (MWh)	3.185	3.005	3.013,2	3.224,93	2.880
EAjuste (MWh)	260	0	0	324,66	0
GD (MWh)	967	439	0	0	0
Montante subcontratado (MWh)	0	0	0	0	0
Montante de redução (MWh)	12	16	127,4	120,2	120,53

A partir dos dados mostrados na Tabela 4.2 é possível realizar uma ampla interpretação do problema. Os montantes contratados nos leilões A-1 (EA1) são elevados e constantes ao longo dos anos, respeitando assim os limites mínimos de recontração. Para o ano de 2017, com exceção do leilão A-1, houve contratação apenas no leilão A-5, o que é justificado por ser a fonte mais barata do processo. Tanto o crescimento do consumo, como o fator de risco aplicado à simulação permitiu que a subcontração fosse eliminada no horizonte considerado, este fato é responsável por evitar a aplicação de penalidades ao agente de distribuição associado. Os CCEAR de empreendimentos existentes sofreram reduções ao longo dos anos, a partir deste fato é possível concluir que houve uma oportunidade de redução de custos na estratégia de contratação.

Na Figura 4.2 consta uma sobreposição entre a previsão e a contratação do consumo, o qual é atendido em todos os anos. Em 2015, no entanto, foi verificada uma pequena sobrecontração, que atingiu 102,7% do consumo previsto, conforme Tabela 4.3. Este excesso de energia contratada ocorre para que nos anos seguintes os contratos atinjam 100% do consumo ao menor custo. Outra causa importante dessa estratégia para 2015 é a duração dos contratos originários de leilões A-1 e geração distribuída, estes contratos têm apenas três anos de vigência, portanto, os contratos firmados no ano de 2013 (EA1 + EGD = 4.152,00 MWh) vencem ao final de 2015, logo, é preciso contratar essa energia para os anos seguintes.

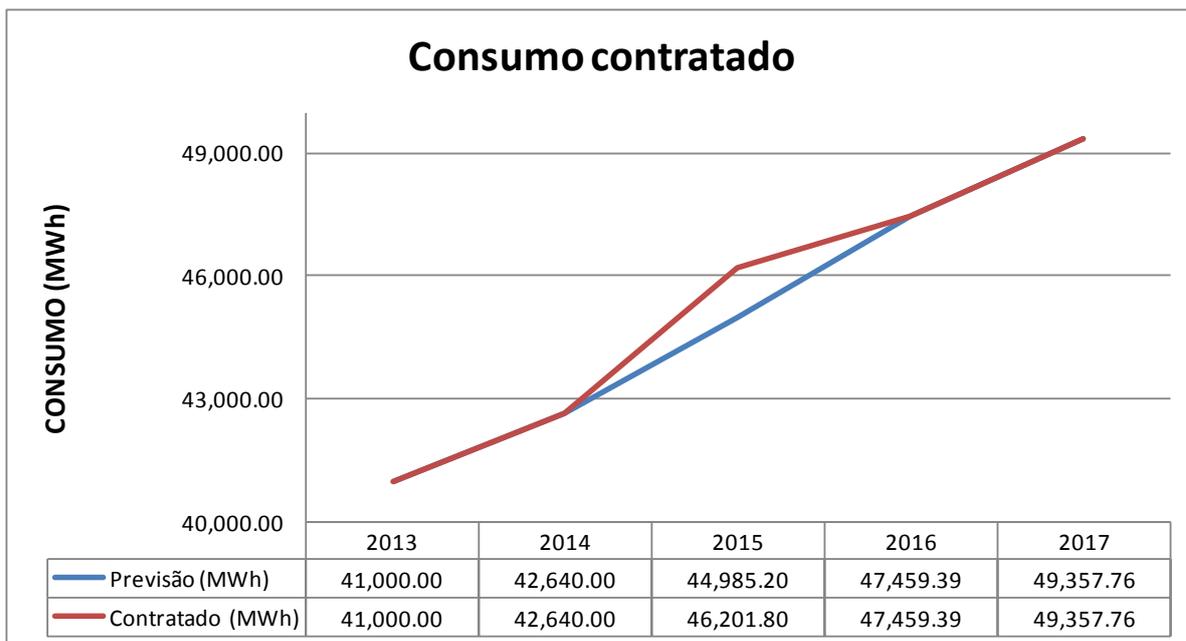


FIGURA 4.2: ENERGIA CONTRATADA AO LONGO DOS ANOS PARA SUPRIR O CONSUMO
PREVISTO

TABELA 4.3: CONSUMO CONTRATADO EM RELAÇÃO A PREVISÃO (%)

	PERÍODOS ANALISADOS				
	2013	2014	2015	2016	2017
Consumo contratado (%)	100,00	100,00	102,70	100,00	100,00

Na Figura 4.3 consta um panorama da participação de cada produto na estratégia do agente de distribuição. Para cada ano está descrito o montante de contratos vigentes por fonte de contratação. Além das fontes citadas na Figura 4.3, para completar a previsão de consumo no horizonte sob análise são adicionados os contratos referenciados como “energia velha”.

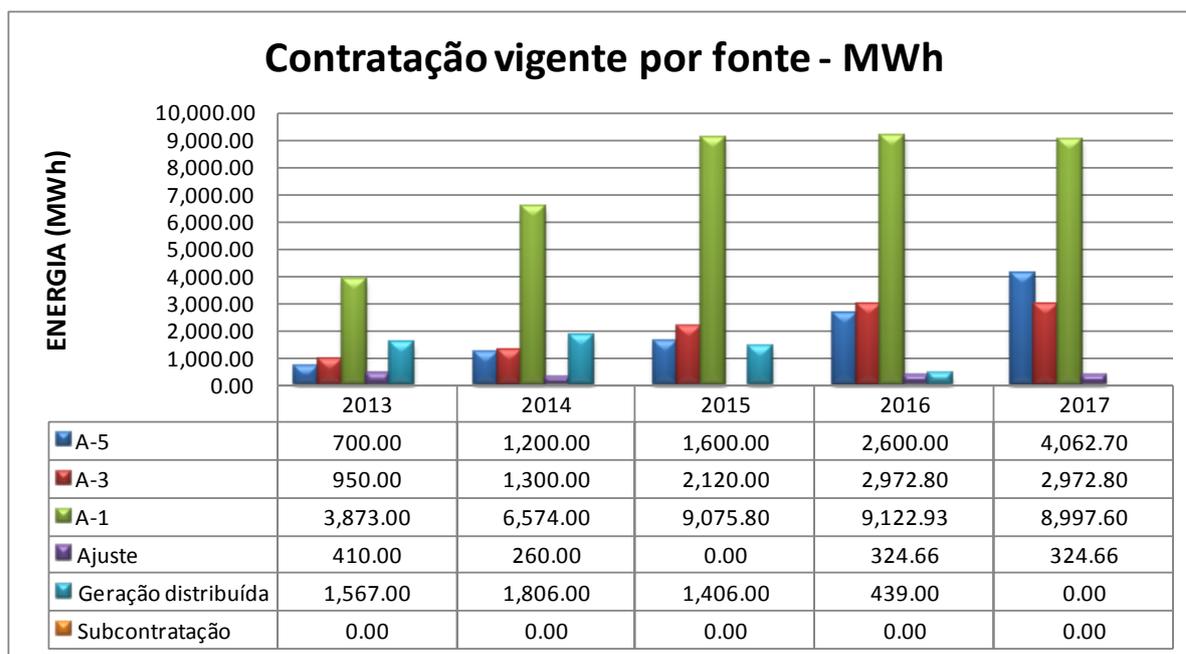


FIGURA 4.3: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIGENTE POR ANO E FONTE DE AQUISIÇÃO (MWh)

As participações percentuais de cada fonte de contratação no montante total de energia estão descritas na Tabela 4.4. É importante destacar a presença da geração distribuída neste *pool* de contratação, que chega a participar com até 4,24% de toda a energia contratada, no ano de 2014. Esta participação de 1.806,00 MWh, ou 4,24% do total representa em um ano uma energia correspondente a aproximadamente 206 kW_{méd}, ou a uma central geradora hidrelétrica – CGH com 500 kW de potência instalada. A representatividade da geração distribuída prova que é possível o agente de distribuição optar por contratar energia desta fonte em específico, sem participar de leilões. Ao levar tal participação para as grandes distribuidoras do Brasil, o montante de energia passível de contratação oriundo de geração distribuída é muito elevado, tal fato torna possível incentivar toda uma cadeia produtiva, desde projetos e obras para construção de usinas até benefícios técnicos e financeiros para o agente de distribuição envolvido.

TABELA 4.4: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIGENTE POR ANO E FONTE DE AQUISIÇÃO (%)

VARIÁVEIS	PERÍODOS ANALISADOS				
	2013	2014	2015	2016	2017
A-5 (%)	1,71	2,81	3,46	5,48	8,23
A-3 (%)	2,32	3,05	4,59	6,26	6,02
A-1 (%)	9,45	15,42	19,64	19,22	18,23
Ajuste (%)	1,00	0,61	0,00	0,68	0,66
Geração distribuída (%)	3,82	4,24	3,04	0,93	0,00
Energia velha (%)	81,71	73,87	69,26	67,43	66,86
Subcontratação (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Montante de redução (%)	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00

Por fim, a Figura 4.4 dispõe sobre o custo desta contratação otimizada. Os custos abaixo são decorrentes apenas dos contratos definidos pelo processo de otimização, ou seja, tais custos representam a energia contratada descrita na Tabela 4.2. Novamente observa-se no ano de 2016 um incremento considerável no custo da contratação, tal custo ocorre pelo fim da vigência dos primeiros contratos obtidos pela simulação, firmados em 2013, de geração distribuída e leilões A-1. Estes contratos chegam a representar mais de 10% do portfólio total.



FIGURA 4.4: CUSTO DA CONTRATAÇÃO PARA OS ANOS EM ANÁLISE (SOMENTE ENERGIA A CONTRATAR)

4.2 PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO

O planejamento comercial para contratação de energia no curto prazo tem muitas semelhanças com a técnica do longo prazo. O período a ser analisado também irá compreender cinco anos, todavia, a grande diferença está na discretização do horizonte de tempo. Enquanto no longo prazo o método processa 5 anos com separação anual (5 etapas), no curto prazo a discretização ocorre mensalmente, assim, os 5 anos analisados são subdivididos em 60 etapas, sendo cada ano separado em 12 etapas (meses). Devido a restrições computacionais cada ano é examinado individualmente, logo o processo de otimização no curto prazo envolve 5 simulações separadas, sendo que os resultados de um cálculo são aproveitados como dados de entrada para a otimização seguinte. O ano base da simulação é 2012.

As variáveis desconhecidas na modelagem do curto prazo não incluem os contratos obtidos nos leilões A-5 e A-3. Conforme o Capítulo III, nesta modelagem aparece o conceito do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, que possibilita uma “troca” de contratos de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes entre os agentes de distribuição. No curto prazo as variáveis a serem determinadas são E_{A1} , E_{Ajuste} , E_{GD} e os montantes de energia transacionados no MCSD.

O acoplamento temporal entre as variáveis também sofre alterações no planejamento de curto prazo. Enquanto no longo prazo toda a energia contratada em 2013 era considerada na pilha de contratos em 2014, no curto prazo esta incorporação ocorre entre os mesmos meses de anos diferentes. Nessa modelagem os contratos de janeiro de 2013 não são levados em conta na contratação de fevereiro de 2013, ou seja, não existe uma dependência entre os resultados do mês (período) atual com os do mês anterior. Ainda no mesmo exemplo, os contratos de janeiro de 2013 são considerados na contratação de janeiro de 2014, e assim sucessivamente até o final do horizonte analisado.

— Dados de Entrada

As informações de entrada consideradas neste estudo de caso são hipotéticas para um agente de distribuição qualquer. No tocante aos montantes de energia já existente, além dos descritos no item 4.1 incluem-se os contratos provenientes de leilões A-5 e A-3. O prazo de vigência de todos os contratos permanece o mesmo. O montante de reposição estabelecido segue o mesmo critério da simulação no longo prazo. O caso apresentado neste item 4.2 não possui relação ou acoplamento com o caso apresentado no item 4.1.

O custo de cada fonte de contratação, assim como no longo prazo, foi estimado com base nos leilões já realizados pela CCEE. O diferencial na modelagem de curto prazo é que cada mês tem um preço estabelecido, este valor pode ser alterado conforme a simulação desejada, porém, o custo de cada fonte permanece constante durante todos os meses de um mesmo ano, sendo a variação somente entre um ano e outro.

Na simulação de curto prazo não há a variável ME_{SUB} , que representa as penalidades por subcontratação. No montante de energia sob risco aparecem agora as trocas de energia no MCSD TROCAS LIVRES e as aquisições de energia no MCSD MENSAL e MCSD 4%. Estas variáveis são consideradas fontes de incertezas por dependerem de fatores externos, que independem da posição do agente de distribuição estudado. A presença do fator de propensão ao risco Ω também é mantida só que agora os contratos sob risco são as modalidades de MCSD descritas neste parágrafo. Devido à inserção do MCSD, não há mais no curto prazo a variável M_{RED} , que é incorporada pelas diferentes modalidades do MCSD.

A previsão de consumo na simulação do curto prazo é similar ao caso de estudo do longo prazo. Por exemplo, a taxa de crescimento anual também oscila entre 4 e 5,5%. A maior alteração nas previsões é o incremento mensal do consumo. Tal artifício foi aplicado para que o consumo ao longo dos cinco anos cresça aos poucos, na forma de uma rampa. Mesmo com o crescimento em rampa, o consumo total de cada ano está de acordo com o consumo previsto, presente na Tabela 4.5.

Os valores da Tabela 4.5, com exceção dos parâmetros EA50 e EA30 representam o mesmo cenário utilizado no planejamento de longo prazo, descritos na Tabela 4.1 e Figura 4.1.

Na Tabela 4.5 estão todos os dados de entrada para simulação no curto prazo.

TABELA 4.5: DADOS DE ENTRADA DO PROBLEMA

PARÂMETROS	HORIZONTE DE TEMPO CONSIDERADO						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energia Velha (MWh)	33.800	34.000	33.500	31.500	32.000	32.000	33.000
EA50 (MWh)	200	300	200	500	400	1.000	1.000
EA30 (MWh)	300	350	300	350	730	840	600
EA10 (MWh)	300	400					
EAdjuste0 (MWh)	500	150					
EGD0 (MWh)	200	400					
Montante de reposição (MWh)	300	400	3.000	2.800	2.800	3.000	3.000
Previsão de consumo (MWh)	35.000	37.000	41.000	42.640	44.985,2	47.459,4	49.357,8
VL5 (R\$/MWh)	80	76	80	83	79	78	70
VL3 (R\$/MWh)	100	95	103	105	103	103	105
VL1 (R\$/MWh)	80	77	87	93	87	87	87
VLAJ (R\$/MWh)	132	128,4	105	103	105	105	105
VGD (R\$/MWh)	164,8	144	110	107	107	107	107
PLD (R\$/MWh)	70	95	200	200	160	184	174
VR (R\$/MWh)	151,2	161,94	161,94	161,94	161,94	161,94	161,94

O fator de propensão ao risco ou Ω , foi determinado em 5%. Isto representa um peso diferente para o montante de energia devido às trocas de energia no MCSD TROCAS LIVRES e as aquisições de energia no MCSD MENSAL e MCSD 4%, que passam a ter maior influência em relação às demais fontes de contratação. Foi designado também um fator de risco máximo admitido nas modalidades do MCSD que envolvem incertezas externas. Na prática este fator tem por objetivo estabelecer um limite nos montantes de energia passíveis de negociação no MCSD, com exceção dos limites impostos pela legislação. Neste item são admitidas trocas de energia que representem no máximo 2% do consumo mensal previsto.

Em relação à migração de consumidores para o ambiente de contratação livre, a Tabela 4.6 mostra os montantes mensais de energia passíveis de devolução por meio do MCSD Mensal.

TABELA 4.6: MONTANTES DE ENERGIA REFERENTES A MIGRAÇÃO PARA O ACL (MWh)

MONTANTE DE ENERGIA (MWh)	HORIZONTE DE TEMPO CONSIDERADO				
	2013	2014	2015	2016	2017
Janeiro	0	0	70	142,82	116,65
Fevereiro	0	0	70	142,56	115,88
Março	0	0	70	143,39	115,60
Abril	90	0	70	144,15	115,36
Maiο	90	0	70	144,51	116,83
Junho	90	0	70	0	117,33
Julho	100	100	70	0	117,43
Agosto	100	100	70	0	119,20
Setembro	150	150	70	0	120,30
Outubro	100	100	70	0	119,34
Novembro	0	150	70	0	119,93
Dezembro	0	150	70	143,71	115,64

— Dados de Saída

O processo de solução para o problema de curto prazo fez uso de cinco simulações, todas baseadas nos dados de entrada da Tabela 4.5. As restrições impostas pela modelagem foram satisfeitas em todos os casos.

A Figura 4.5 mostra o resultado para a otimização da contratação de energia para os cinco anos observados.

Os resultados apontam para 100% de energia contratada para todo o período analisado. Como na lógica do curto prazo o consumo varia mês a mês, é possível identificar as maiores diferenças entre consumo previsto e contratado quando a energia prevista sofre uma variação brusca ao longo do tempo. Ao se observar o eixo vertical, que representa a

energia (MWh), é possível verificar o incremento do consumo com o passar dos anos. A diferença entre as previsões de consumo do último e do primeiro ano passa dos +20% em cinco anos, o que representa um mercado cativo em constante expansão.

Com a Figura 4.5 é possível inferir algumas considerações sobre o planejamento de curto prazo. O consumo ao longo dos meses sofre variações com diferentes origens. As estações do ano geram uma grande variação, principalmente no verão onde o uso intensivo de aparelhos de ar condicionado eleva consideravelmente o consumo de energia residencial. A atividade industrial também é responsável por grandes variações no mercado cativo da distribuidora, uma crise industrial pode causar quedas bruscas no consumo, tais como a queda verificada no período 26 da Figura 4.5, onde ocorreu uma redução de quase 2% no consumo previsto em relação ao período anterior. Todas estas variações mensais não podem ser mitigadas ou mesmo diagnosticadas apenas com o planejamento de longo prazo, é preciso haver um acompanhamento constante do consumo da distribuidora que seja próximo do período de realização. Os valores numéricos da Figura 4.5 estão descritos no ANEXO A.1, Tabela A.1. Em tais dados é possível aferir, por exemplo, que nos períodos 26 e 31 a sobrecontratação atingiu o máximo permitido de 103% do consumo previsto.

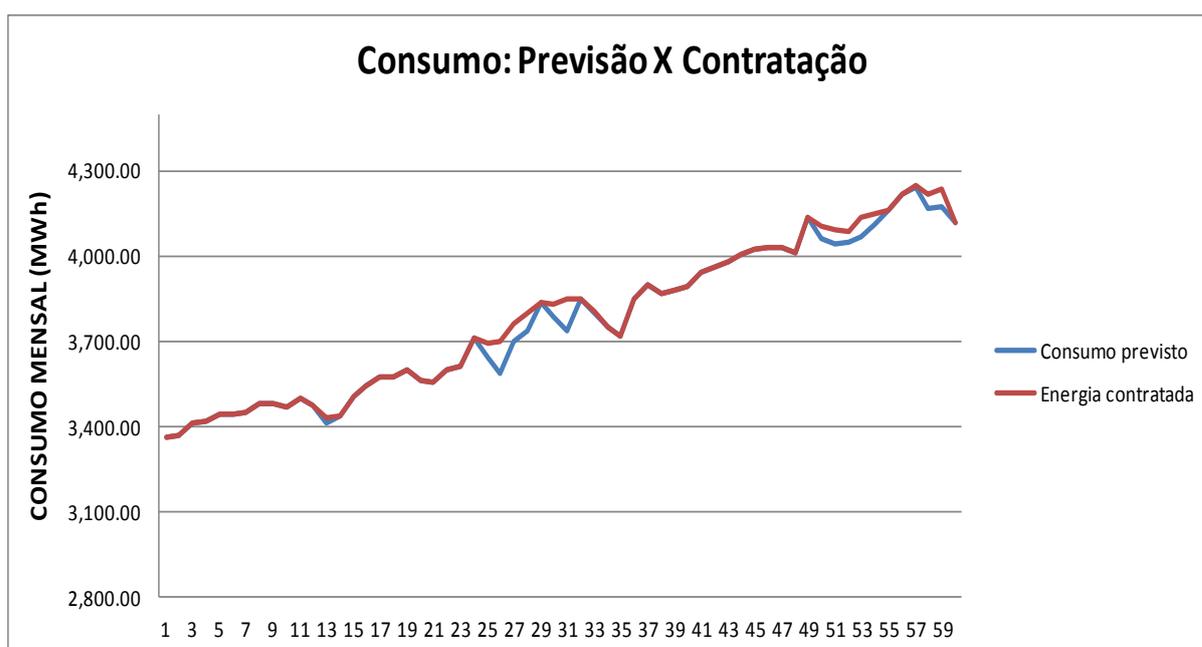


FIGURA 4.5: ENERGIA CONTRATADA X PREVISTA PARA OS PERÍODOS EM ANÁLISE

Em caso de sub ou sobrecontratação decorrente de variações intrínsecas ao mercado consumidor, no curto prazo é possível ainda acionar o uso do MCSD. Para isso o agente de distribuição interessado deve preencher uma declaração de sobras/déficits e a enviar para a CCEE. Conforme a legislação vigente e o calendário a CCEE programa o processamento do MCSD para que possam ser realizadas trocas de contratos entre os agentes de distribuição. O MCSD é de extrema importância para a mitigação de penalidades que venham a incidir sobre as distribuidoras. Outra importante conclusão tirada da Figura 4.5 são os períodos onde ocorreram sobrecontratação (entre 100 e 103% da previsão). Dos casos onde a contratação passou de 100% do consumo previsto, quase 45% estão entre os períodos 25 e 35, inclusive as maiores sobrecontratações (dois períodos com 103,00%) estão nesta faixa também. Com a análise da Figura 4.5 e da Tabela A.1 chega-se a conclusão de que em momentos de incerteza no consumo, a modelagem proposta nesta dissertação leva a uma sobrecontratação de energia para desta maneira não ficar exposta ao risco de subcontratação. Vale lembrar que em nenhum momento a sobrecontratação ultrapassou o limite de 103% do consumo previsto. Na contratação de curto prazo o MCSD foi acionado em 6 ocasiões, sendo duas vezes na modalidade Anual 4% (ambas para cessão) e 4 na modalidade Mensal (todas para cessão). O MCSD Trocas Livres não foi processado em nenhum período.

O balanço entre contratações e consumo no curto prazo possibilita também um gerenciamento financeiro mais adequado para o agente de distribuição. Todos os investimentos em infraestrutura e mesmo a própria contratação de energia são baseados na previsão do consumo para os anos futuros. Caso exista a previsão de uma elevação no consumo o agente de distribuição pode dimensionar os investimentos corretamente e proteger-se de mudanças bruscas no mercado consumidor.

As simulações do planejamento de curto prazo resultaram em uma maior penetração de geração distribuída no portfólio de contratos do agente de distribuição. Enquanto na Tabela 4.4 empreendimentos de GD representaram um máximo de 4,24% do total contratado, no resultado do curto prazo, na Tabela 4.7, essa proporção atingiu 4,49%. Os resultados totais com energia vigente por ano e por fonte estão na Figura 4.6 e Tabela

4.7.

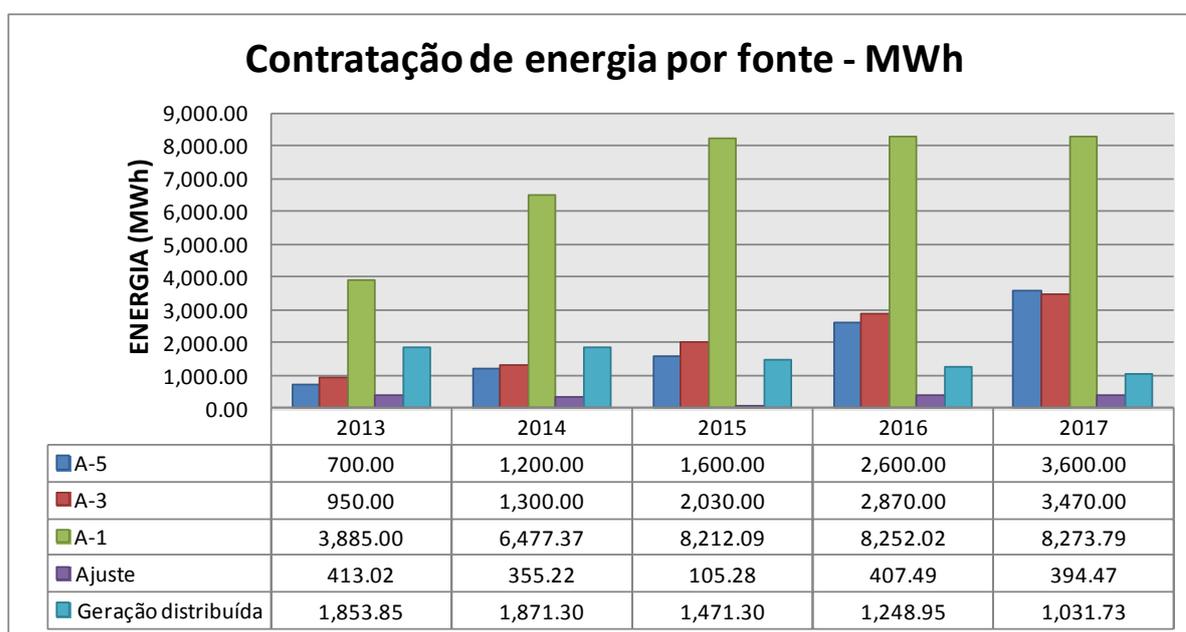


FIGURA 4.6: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIGENTE POR ANO E FONTE DE AQUISIÇÃO (MWh)

TABELA 4.7: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIGENTE POR ANO E FONTE DE AQUISIÇÃO (%)

VARIÁVEIS	PERÍODOS ANALISADOS				
	2013	2014	2015	2016	2017
A-5 (%)	1,69	2,81	3,52	5,49	7,23
A-3 (%)	2,30	3,04	4,47	6,06	6,97
A-1 (%)	9,41	15,17	18,08	17,42	16,62
Ajuste (%)	1,00	0,83	0,23	0,86	0,79
Geração distribuída (%)	4,49	4,38	3,24	2,64	2,07
Energia velha (%)	81,11	73,76	70,46	67,54	66,31

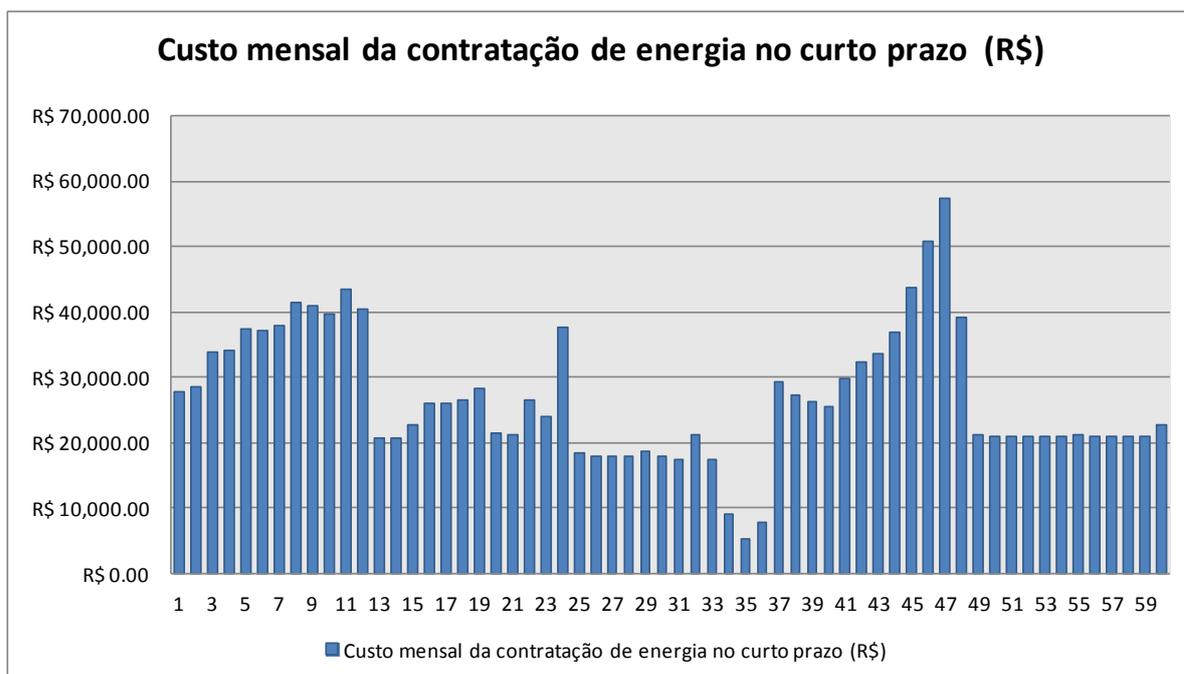


FIGURA 4.7: CUSTO MENSAL DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA (R\$)

O processo de otimização considerando o curto prazo gerou os valores descritos na Figura 4.6 para compor o perfil de contratação. Outra maneira de expor os resultados do processo é através do custo dos contratos adotados. Na Figura 4.7 aparecem todos os custos mensais para os anos de 2013, 2014, 2015, 2016 e 2017. Observa-se novamente o incremento de energia no ano de 2016, já que neste ano alguns contratos firmados em 2013 encerraram sua vigência e existe então a necessidade de contratar um bloco maior de energia.

Os resultados do planejamento no curto prazo servem para observar o consumo mais de perto, o que gera um poder de decisão em momentos de incertezas por parte do agente de distribuição. Uma prova clara desta preposição é a comparação entre as Figuras 4.2 e 4.5, que mostram o consumo versus a energia contratada para os períodos de tempo considerados. Pela Figura 4.2 é possível inferir que há uma incerteza no consumo com um pico de variação no ano de 2015, no entanto, tal dado não gera maiores informações ou possíveis decisões a serem tomadas, pois não se conhecem os detalhes desta incerteza. Já na Figura 4.5 a incerteza é quantificada e detalhada mês a mês, sendo possível estimar com

maior precisão em quais meses irá começar e terminar esta incerteza. A Figura 4.5 se transforma em um zoom da Figura 4.2, passando da discretização anual para a mensal. Tal fato mostra a importância do planejamento de curto prazo tal como formulado nesta dissertação, que torna possível, ajustes no portfólio de contratos com uma menor exposição financeira a possíveis prejuízos.

4.3 PLANEJAMENTO CONJUNTO ENTRE LONGO E CURTO PRAZO

Os resultados para as duas estratégias de contratação de energia elétrica no ambiente regulado foram analisados separadamente até agora. Cada técnica mostrou-se eficaz quanto à maior exigência da modelagem elaborada, que é contratar 100% do consumo previsto para o agente de distribuição considerado.

Nas seções anteriores foram apresentados resultados para um planejamento de compra de energia elétrica no longo e no curto prazo separadamente. Nesta seção será apresentado um subcaso onde o planejamento de longo prazo e curto prazos são simulados de maneira conjunta. Tal união não exige modificação na modelagem, descrita no Capítulo II. Os resultados obtidos neste caso conjunto ocorrem simplesmente de maneira que alguns resultados obtidos no item 4.1 sejam utilizados como dados de entrada para o item 4.2. O objetivo de uma simulação acoplando os resultados no longo prazo com os dados de entrada da modelagem no curto prazo é realizar uma otimização completa e conjunta para os cinco anos sob análise. Não foi possível fazer uma comparação “justa” quanto ao custo total da contratação do longo e do curto prazo entre si, pois devido a restrições computacionais, no curto prazo não foi possível simular os cinco anos em uma única simulação, desta forma as duas modelagens geram custos baseados em cenários diferentes. No entanto, através da simulação acoplada é possível, com uma previsão de consumo para os cinco anos seguintes, obter uma contratação nos leilões A-5 e A-3 e ao longo dos anos ajustar a pilha de contratos

ao consumo previsto através dos leilões A-1, de Ajuste e chamada pública para geração distribuída, além do advento do MCSD para eliminar sobras ou déficits de energia. Vale lembrar que o planejamento de longo prazo não “enxerga” as variações mensais no consumo de energia, e como a contabilização entre consumo e contratos é realizada mensalmente pela CCEE torna-se necessário um planejamento de curto prazo, para assim acompanhar as variações de mercado.

— **Dados de Entrada**

As informações iniciais já conhecidas a serem utilizadas na entrada do planejamento de longo prazo estão descritas na Tabela 4.1. Os resultados para a modelagem do longo prazo estão descritos na Tabela 4.2. Na abordagem de longo prazo todas as informações do item 4.1 foram mantidas.

Para a abordagem de curto prazo, os dados de entrada serão baseados na Tabela 4.5, com exceção das linhas correspondentes às energias EA50 e EA30, cujos valores para os anos de 2015, 2016 e 2017 serão alterados (números em negrito). Considerando a Tabela 4.5, na energia proveniente de leilões A-5, o parâmetro EA50 para o ano 2017 será alterado para o resultado obtido a partir deste leilão (EA5) para o ano 2017, descrito na Tabela 4.2. O mesmo acontecerá para o dado EA30 nos anos 2015, 2016 e 2017, onde os valores serão substituídos pelos definidos na Tabela 4.2, no campo da variável EA3, para os anos 2015, 2016 e 2017.

As informações de entrada para análise no curto prazo são:

TABELA 4.8: DADOS DE ENTRADA PARA O PROBLEMA ACOPLADO

PARÂMETROS	HORIZONTE DE TEMPO CONSIDERADO						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energia Velha (MWh)	33.800	34.000	33.500	31.500	32.000	32.000	33.000
EA50 (MWh)	200	300	200	500	400	1.000	1.462,70
EA30 (MWh)	300	350	300	350	820	852,8	0
EA10 (MWh)	300	400					
EAdjuste0 (MWh)	500	150					
EGD0 (MWh)	200	400					
Montante de reposição (MWh)	300	400	3.000	2.800	2.800	3.000	3.000
Previsão de consumo (MWh)	35.000	37.000	41.000	42.640	44.985,2	47.459,4	49.357,8
VL5 (R\$/MWh)	80	76	80	83	79	78	70
VL3 (R\$/MWh)	100	95	103	105	103	103	105
VL1 (R\$/MWh)	80	77	87	93	87	87	87
VLAJ (R\$/MWh)	132	128,4	105	103	105	105	105
VGD (R\$/MWh)	164,8	144	110	107	107	107	107
PLD (R\$/MWh)	70	95	200	200	160	184	174
VR (R\$/MWh)	151,2	161,94	161,94	161,94	161,94	161,94	161,94

O fator de propensão ao risco ou Ω , foi determinado também em 5% para este caso acoplado. O risco máximo admitido nas modalidades do MCSD para este caso acoplado é de 2% do consumo mensal previsto.

Em relação à migração para o mercado livre, os montantes mensais para o planejamento de curto prazo acoplado estão descritos na Tabela 4.9.

TABELA 4.9: MONTANTES DE ENERGIA REFERENTES A MIGRAÇÃO PARA O ACL (MWh)

MONTANTE DE ENERGIA (MWh)	HORIZONTE DE TEMPO CONSIDERADO				
	2013	2014	2015	2016	2017
Janeiro	0	0	70	143,16	116,30
Fevereiro	0	0	70	142,60	115,52
Março	0	0	70	143,43	115,24
Abril	90	0	70	144,19	115,00
Maiο	90	0	70	144,55	116,47
Junho	90	0	70	0	116,97
Julho	100	100	70	0	117,07
Agosto	100	100	70	0	118,84
Setembro	150	150	70	0	119,94
Outubro	100	100	70	0	118,98
Novembro	0	150	70	0	119,57
Dezembro	0	150	70	143,75	115,28

— Dados de Saída

O processo de solução para o problema de curto prazo fez uso de cinco simulações, todas baseadas nos dados de entrada da Tabela 4.8. As restrições impostas pela modelagem foram satisfeitas em todos os casos.

A Figura 4.8 mostra o resultado para a otimização da contratação de energia nos cinco anos observados. Da mesma maneira que os dados de saída do item 4.2, a Figura 4.8 mostra o comportamento da contratação de energia quando o mercado de consumo apresenta grandes variações, com a tendência de sobrecontratação nestes períodos. Ao longo dos cinco anos, o MCSD foi processado em 7 ocasiões. Destas, 5 ocorreram entre os períodos 25 e 36, os quais apresentam as maiores variações no consumo previsto. O MCSD 4% foi processado três vezes (todas para cessão), o MCSD MENSAL foi processado quatro vezes (todas para cessão de energia) e o MCSD TROCAS LIVRES não foi processado em nenhum período analisado.

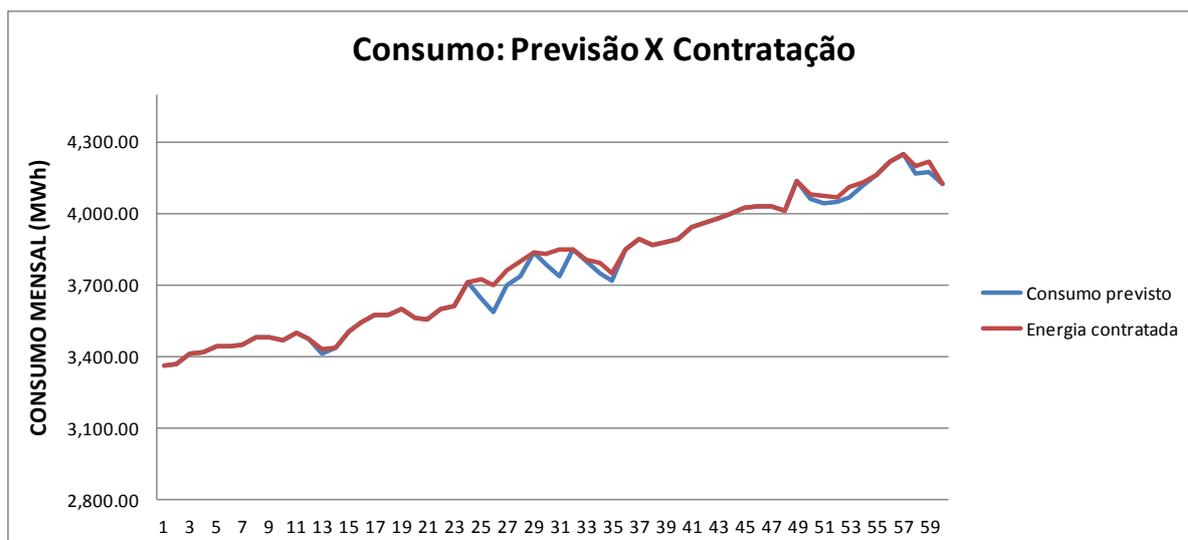


FIGURA 4.8: ENERGIA PREVISTA E CONTRATADA PARA OS PERÍODOS EM ANÁLISE

Os resultados numéricos para o planejamento conjunto entre longo e curto prazo estão contidos na Tabela A.2 do ANEXO A.2. Nota-se em tais dados que em 18 dos 60 períodos houve sobrecontratação de energia, sendo que nos períodos 26 e 31 esta sobrecontratação atingiu 103% do consumo previsto. Dos períodos com contratação superior a 100%, 50% destes estão entre os períodos 25 e 35, que apresentam grandes variações no consumo.

Na Figura 4.9 está o resultado final de toda a contratação no curto prazo nos cinco anos.

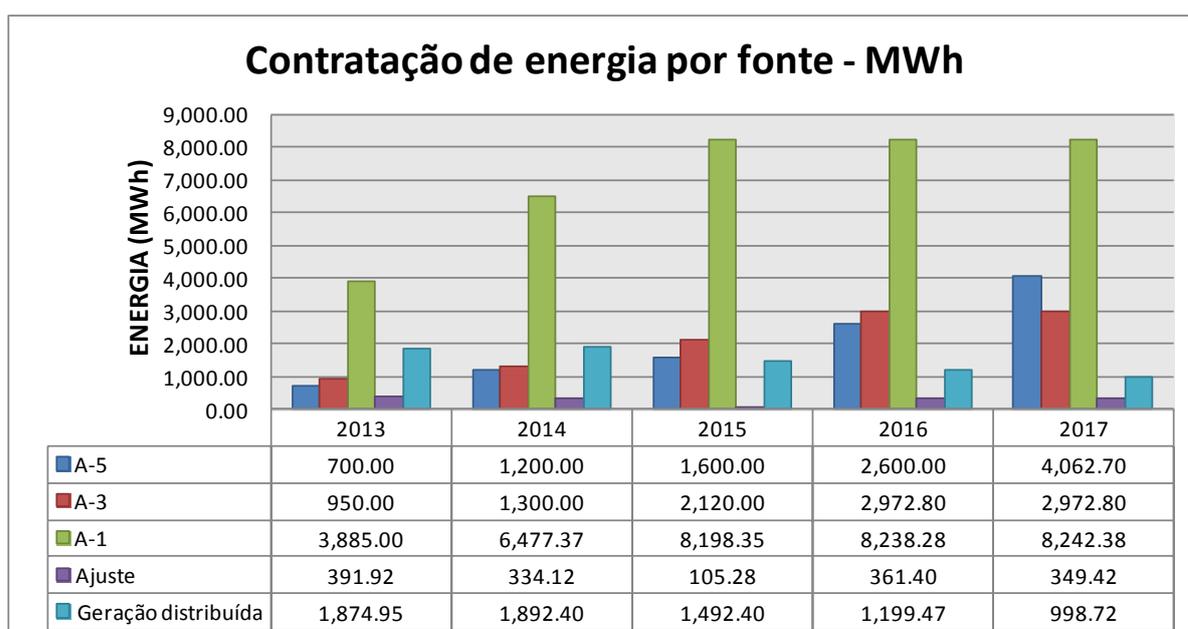


FIGURA 4.9: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIGENTE POR ANO E FONTE DE AQUISIÇÃO (MWh)

Da Figura 4.9, que apresenta o planejamento com abordagem conjunta é revelada uma participação ligeiramente maior de contratos oriundos de geração distribuída, tal fato ocorre devido a energia contratada em leilões A-3 e A-5, que não foram objeto de otimização no item 4.2. Quando otimizados, a participação da energia correspondente a estes leilões sofre um aumento.

TABELA 4.10: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIGENTE POR ANO E FONTE DE AQUISIÇÃO (%)

VARIÁVEIS	PERÍODOS ANALISADOS				
	2013	2014	2015	2016	2017
A-5 (%)	1,69	2,81	3,52	5,49	8,19
A-3 (%)	2,30	3,04	4,66	6,28	5,99
A-1 (%)	9,41	15,17	18,01	17,39	16,61
Ajuste (%)	0,95	0,78	0,23	0,76	0,70
Geração distribuída (%)	4,54	4,43	3,28	2,53	2,01
Energia velha (%)	81,11	73,76	70,30	67,55	66,50

As diferenças entre os itens 4.2 e 4.3 são percebidas quando é feita a comparação do custo de aquisição entre os dois métodos. O planejamento acoplado resultou em um menor custo total, o curto prazo isolado gerou uma contratação com um custo 0,68% superior ao do curto prazo integrado, conforme a Figura 4.10. Com este resultado fica demonstrada a vantagem do planejamento com abordagem coordenada comparada ao planejamento de curto prazo sem realimentação de longo prazo, ambas abordagens propostas nesta dissertação.

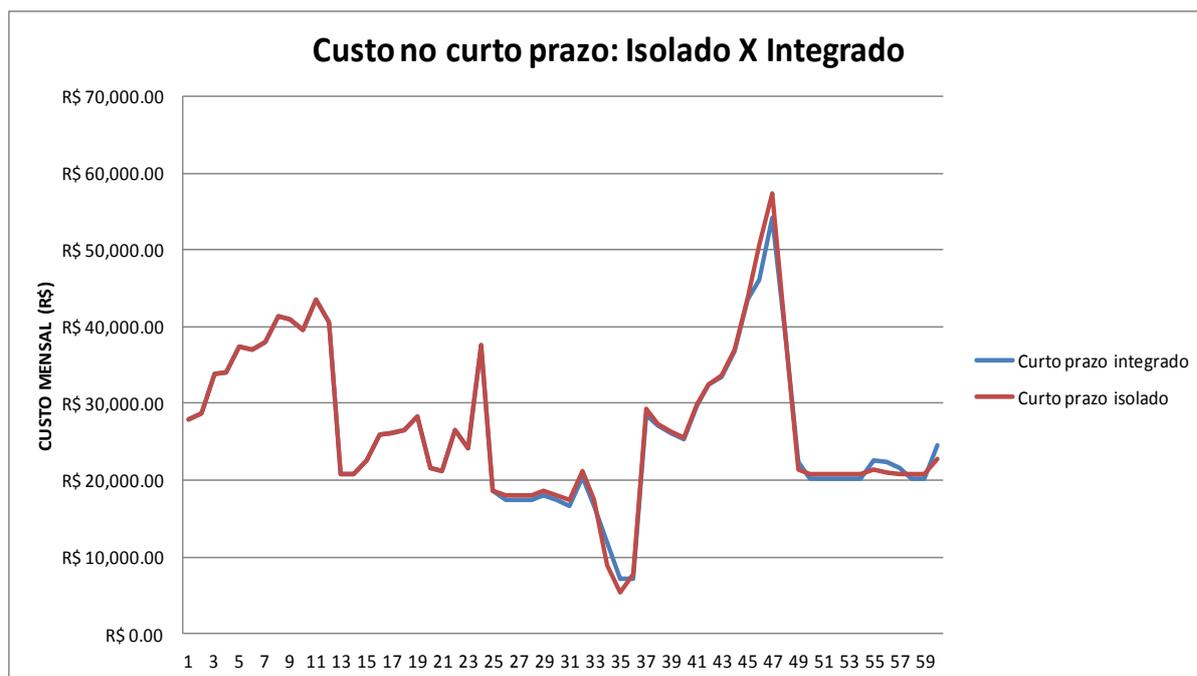


FIGURA 4.10: CUSTO MENSAL DA ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO (R\$)

4.4 PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO COM INCERTEZAS

A modelagem das incertezas aplicadas à contratação de energia elétrica no longo prazo gera resultados para uma contratação para os cinco anos seguintes ao ano base. Nestas simulações o ano base considerado é 2012. O resultado da modelagem é um problema não-linear onde as variáveis serão E_{A5} , E_{A3} , E_{A1} , E_{Ajuste} , E_{GD} , M_{RED} , ME_{sub} , V_{L5} , V_{L3} , V_{L1} , V_{LAJ} , V_{GD} e λ . No processo realizado, os cinco anos sob análise são otimizados ao mesmo tempo, as incertezas que envolvem previsões de consumo e fontes de geração são consideradas neste equacionamento de acordo com a modelagem descrita no item 3.4.

— **Dados de Entrada:**

Os parâmetros de entrada foram elaborados considerando valores hipotéticos para um dado agente de distribuição.

No entanto, ao contrário do item 4.1, as fontes de contratação não têm mais um valor estipulado por megawatt-hora, estes valores agora são variáveis do problema cujas magnitudes são determinadas junto com os montantes de energia a serem contratados. Vale lembrar que a distribuidora não tem qualquer influência direta nos preços dos leilões, que são objetos de competição entre os agentes de geração participantes do certame. O objetivo da simulação de preços é correlacionar os montantes de energia contratados com os valores previstos para cada leilão, desta maneira permitindo ter uma base de preços sobre a qual são tomadas as decisões de comprar ou não energia elétrica.

Nas Tabelas 4.11 e 4.12 estão todos os dados de entrada para simulação no longo prazo.

TABELA 4.11: DADOS DE ENTRADA DO PROBLEMA COM INCERTEZAS

PARÂMETROS	HORIZONTE DE TEMPO CONSIDERADO						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energia Velha (MWh)	33.800	34.000	33.500	31.500	32.000	32.000	33.000
EA50 (MWh)	200	300	200	500	400	1.000	
EA30 (MWh)	300	350	300	350			
EA10 (MWh)	300	400					
EAdjuste0 (MWh)	500	150					
EGD0 (MWh)	200	400					
Montante de reposição (MWh)	300	400	3.000	2.800	2.800	3.000	3.000
Montante de redução (MWh)	0	0					
Montante subcontratado (MWh)	0	0					
Previsão de consumo – PC (MWh)	35.000	37.000	41.000	42.640	44.985,2	47.459,4	49.357,8
VL5 (R\$/MWh)	80	76	80	83	79	78	
VL3 (R\$/MWh)	100	95	103	105			
VL1 (R\$/MWh)	80	77					
VLAJ (R\$/MWh)	132	128,4					
VGD (R\$/MWh)	164,8	144					
PLD (R\$/MWh)	70	95	200	200	160	184	174
VR (R\$/MWh)	151,2	161,94	161,94	161,94	161,94	161,94	161,94

A Tabela 4.11 fornece um diagnóstico geral do problema, todos os campos em brancos são espaços que serão preenchidos com os resultados das variáveis.

Na Tabela 4.12 constam os valores dos limites de cada função de pertinência utilizada, conforme descrito no item 3.4. Na linha “PC_{Li} (R\$/MWh)” da Tabela 4.12 constam os valores de 1,8%.PC, este índice de 1,8% utilizado como limite na função de pertinência do balanço de energia possibilita uma subcontratação de até 1%, visto que o limite inferior de subcontratação é: $100,8\% - 1,8\% = 99\%$. O fator de propensão ao risco Ω é mantido em 5% para esta simulação.

Ao todo, o planejamento com incertezas no longo prazo otimiza ao mesmo tempo 49 variáveis.

TABELA 4.12: PARÂMETROS LIMITES DAS FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA ADOTADAS.

PARÂMETROS					
	2013	2014	2015	2016	2017
V_{Li5} (R\$/MWh)	0	0	0	0	10
V_{Mi5} (R\$/MWh)	0	0	0	0	75
V_{MA5} (R\$/MWh)	0	0	0	0	75
V_{Ls5} (R\$/MWh)	0	0	0	0	10
V_{Li3} (R\$/MWh)	0	0	6	7	8
V_{Mi3} (R\$/MWh)	0	0	99	98	102
V_{MA3} (R\$/MWh)	0	0	99	98	102
V_{Ls3} (R\$/MWh)	0	0	6	7	8
V_{Li1} (R\$/MWh)	7	7	8	9	10
V_{Mi1} (R\$/MWh)	83	80	81	83	79
V_{MA1} (R\$/MWh)	83	80	81	83	79
V_{Ls1} (R\$/MWh)	7	7	8	9	10
V_{LiAJ} (R\$/MWh)	7	7	8	10	11
V_{MiAJ} (R\$/MWh)	112	115	109	110	111
V_{MAJ} (R\$/MWh)	112	115	109	110	111
V_{LsAJ} (R\$/MWh)	7	7	8	10	11
Margem de variação de GD – mgd (R\$/MWh)	30	30	30	30	30
PC_{Li} (R\$/MWh)	1,8%.PC	1,8%.PC	1,8%.PC	1,8%.PC	1,8%.PC
PC_i (RS/MWh)	100,8%.PC	100,8%.PC	100,8%.PC	100,8%.PC	100,8%.PC
PC_s (R\$/MWh)	101,5%.PC	101,5%.PC	101,5%.PC	101,5%.PC	101,5%.PC
PC_{Ls} (R\$/MWh)	1,5%.PC	1,5%.PC	1,5%.PC	1,5%.PC	1,5%.PC
V_{ifob} (R\$)			60.000,00		
V_{Lfob} (R\$)			50.000,00		

— **Dados de Saída**

A solução para o processo de otimização simulado considerando os dados de entrada das Tabelas 4.11 e 4.12 estão presentes na Tabela 4.13.

TABELA 4.13: DADOS DE SAÍDA DO PROBLEMA

PARÂMETROS					
	2013	2014	2015	2016	2017
EA5 (MWh)					1.447,70
EA3 (MWh)			571,66	852,80	0
EA1 (MWh)	3.185	3.005	3.013,2	3.224,93	2.880
EAjuste (MWh)	260,12	0	0	474,73	0
EGD (MWh)	978,42	423,46	0	127,16	0
Montante de redução (MWh)	12	0	127,40	120,20	120,53
Montante subcontratado (MWh)	0	0	0	0	0
VL5 (R\$/MWh)					70,71
VL3 (R\$/MWh)			96,43	95,00	98,57
VL1 (R\$/MWh)	80,00	77,00	77,57	79,14	74,71
VLAJ (R\$/MWh)	109,00	112,00	105,57	105,71	106,28
VGD (R\$/MWh)	126,13	129,13	122,70	122,85	123,42
λ			0,5712		

O grau de pertinência λ verificado foi de 0,5712. Os montantes contratados nos leilões A-1 (EA1) são elevados e constantes ao longo dos anos, respeitando assim os limites mínimos de recontração, os contratos provenientes de leilões A-1 tiveram montantes parecidos com os do caso sem incertezas, o que mostra uma sensibilidade matemática maior com as restrições por limites mínimos e máximos de contratação, do que com o preço pago pela energia. Nos demais leilões houve uma correlação entre os casos com e sem incertezas,

contudo, os montantes contratados foram alterados quando as incertezas são consideradas. Os CCEAR de empreendimentos existentes sofreram reduções ao longo dos anos, também parecidas com as verificadas no caso sem incertezas, o que mostra a influência da previsão de consumo para a previsão de reduções nos contratos.

Na Figura 4.11 verifica-se que o consumo é atendido em todos os anos. Em 2015, no entanto, foi realizada uma sobrecontratação, que atingiu 102,14% do consumo previsto, conforme Tabela 4.14. Este excesso de energia contratada correlaciona com a sobrecontratação verificada no item 4.1, apesar disto, em função do grau de pertinência Ω os montantes contratados sofreram alterações.

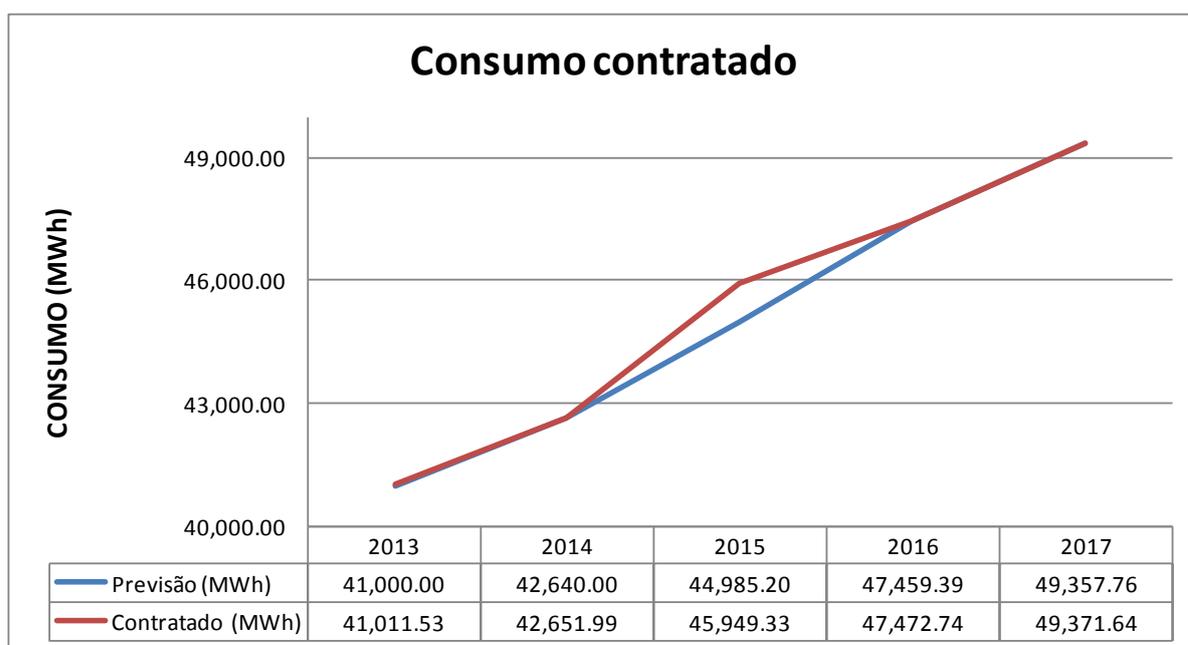


FIGURA 4.11: ENERGIA CONTRATADA AO LONGO DOS ANOS PARA SUPRIR O CONSUMO PREVISTO

TABELA 4.14: CONSUMO CONTRATADO EM RELAÇÃO A PREVISÃO (%)

PERÍODOS ANALISADOS					
	2013	2014	2015	2016	2017
Consumo contratado (%)	100,03	100,03	102,14	100,03	100,03

Na Figura 4.12 consta a participação de cada produto na estratégia do agente de distribuição. A Figura 4.12 considera apenas os montantes de energia proveniente de variáveis do problema.

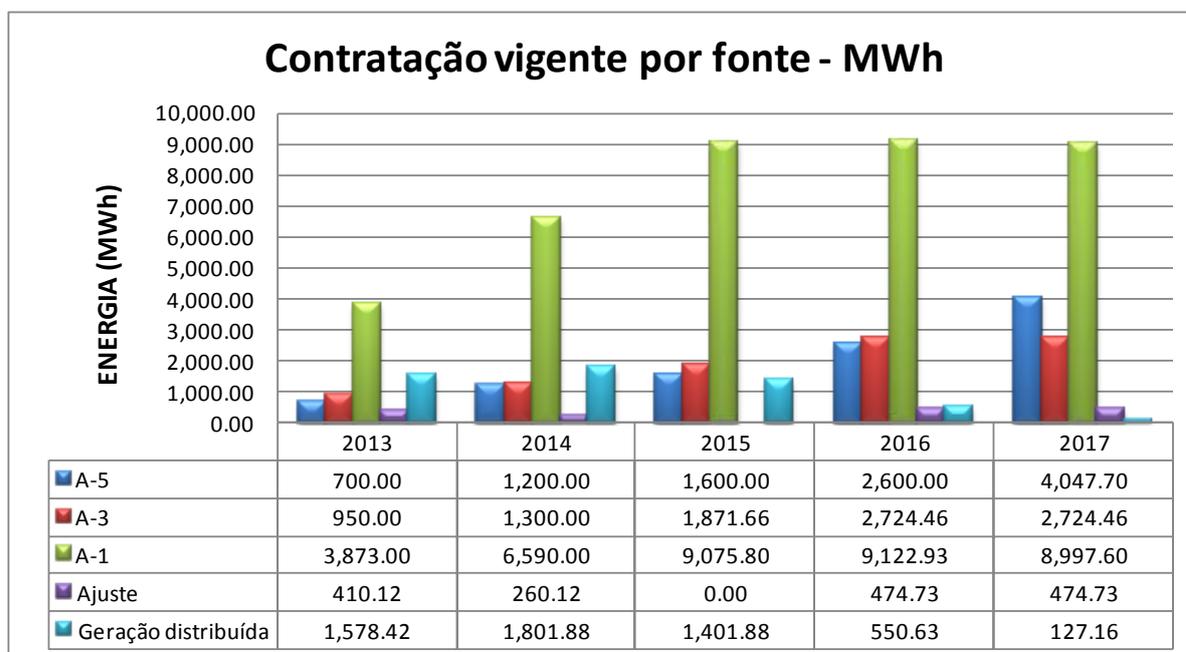


FIGURA 4.12: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIGENTE POR ANO E FONTE DE AQUISIÇÃO (MWh)

TABELA 4.15: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIGENTE POR ANO E FONTE DE AQUISIÇÃO (%)

VARIÁVEIS	PERÍODOS ANALISADOS				
	2013	2014	2015	2016	2017
A-5 (%)	1,71	2,81	3,48	5,48	8,20
A-3 (%)	2,32	3,05	4,07	5,74	5,52
A-1 (%)	9,44	15,45	19,75	19,22	18,22
Ajuste (%)	1,00	0,61	0,00	1,00	0,96
Geração distribuída (%)	3,85	4,22	3,05	1,16	0,26
Subcontratação (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energia velha (%)	81,68	73,85	69,64	67,41	66,84
Montante de redução (%)	4,00	0,00	4,00	4,00	4,00

As participações percentuais de cada fonte de contratação no montante total de energia estão descritas na Tabela 4.15. No tocante a geração distribuída, em comparação com o caso sem incertezas, há agora uma participação menor desta fonte, que chega a participar com até 4,22% do montante total anual, ante 4,24% no item 4.1, em ambos os casos essa participação ocorreu no ano de 2014. A representatividade da geração distribuída mostra que ao preço valorado V_{GD} existe uma disposição do agente de distribuição em contratar os montantes verificados na simulação.

4.5 PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO COM INCERTEZAS

A contratação de energia no curto prazo na versão com incertezas considera em seu equacionamento uma incerteza no montante total contratado. O período a ser analisado também compreende 5 anos, todavia, a discretização ocorre mensalmente, assim, como descrito no item 4.2, os 5 anos analisados são subdivididos em 60 etapas, sendo cada ano separado em 12 períodos (meses). Novamente, cada ano é examinado individualmente, o que leva o processo de otimização no curto prazo com incertezas a promover 5 simulações separadas, sendo que os resultados dos cálculos de um ano são aproveitados como dados de entrada para a otimização do ano seguinte. O ano base da simulação é 2012. Com a inclusão de incertezas, neste caso, o planejamento já é da forma acoplada entre longo e curto prazo, ou seja, os resultados do planejamento de longo prazo com incertezas, analisado no item 4.4, já são considerados nos dados de entrada na modelagem de curto prazo.

A modelagem do problema no curto prazo com incertezas é do tipo linear, de acordo com o equacionamento descrito no item 3.5. As variáveis desconhecidas nesta modelagem são, E_{A1} , E_{LAJ} , E_{GD} , $E_{MCSD\ 4\%}$, $E_{MCSD\ MENSAL}$ e $E_{MCSD\ TROCAS\ LIVRES}$. Este modelo gera nos resultados uma contratação para os cinco anos seguintes ao ano base, nestas

simulações o ano base considerado é 2012.

O acoplamento temporal entre as variáveis também sofre alterações no planejamento de curto prazo. Conforme explanado no item 4.2, nessa modelagem os contratos de janeiro de 2013 não são levados em conta na contratação de fevereiro de 2013, ou seja, não ocorre um acoplamento temporal mensal dentro do mesmo ano de simulação. No entanto, os contratos de janeiro de 2013 são considerados na contratação de janeiro de 2014, e assim sucessivamente até o final do horizonte analisado.

— Dados de Entrada

As informações de entrada consideradas são hipotéticas para um agente de distribuição qualquer. Nos montantes de energia já existente, são incluídos também os contratos provenientes de leilões A-5 e A-3, cujos resultados foram originários da modelagem de longo prazo com incertezas, no item 4.4. O prazo de vigência de todos os contratos permanece o mesmo. O montante de reposição estabelecido segue o mesmo critério da simulação no longo prazo.

O custo de cada fonte de contratação foi considerado o mesmo que foi determinado pelo processo de otimização realizado no item 4.4, ou seja, já considerando incertezas no equacionamento. No curto prazo cada mês tem um preço estabelecido, este valor pode ser alterado conforme a simulação desejada, porém, no para item 4.5 o custo de cada fonte permanece constante durante todo o ano, sendo a variação somente anual.

A presença do fator de propensão ao risco Ω também é mantida, os contratos sob risco são as modalidades de MCSD descritas no Capítulo III, item 3.5. Devido à inserção do MCSD, não há mais no curto prazo a variável M_{RED} , que é incorporada pelas diferentes modalidades do MCSD. Também não é admitida a possibilidade de subcontratação neste planejamento de curto prazo, a inclusão do MCSD no equacionamento já representa um risco na contratação de energia elétrica. Nas Tabelas 4.16 e 4.17 estão todos os dados de entrada para simulação no curto prazo.

TABELA 4.16: DADOS DE ENTRADA DO PROBLEMA

PARÂMETROS	HORIZONTE DE TEMPO CONSIDERADO						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energia Velha (MWh)	33.800	34.000	33.500	31.500	32.000	32.000	33.000
EA50 (MWh)	200	300	200	500	400	1.000	1.447,70
EA30 (MWh)	300	350	300	350	571,66	852,8	0
EA10 (MWh)	300	400					
EAdjuste0 (MWh)	500	150					
EGD0 (MWh)	200	400					
Montante de reposição (MWh)	300	400	3.000	2.800	2.800	3.000	3.000
Previsão de consumo (MWh)	35.000	37.000	41.000	42.640	44.985,2	47.459,4	49.357,8
VL5 (R\$/MWh)	80	76	80	83	79	78	70,71
VL3 (R\$/MWh)	100	95	103	105	96,43	95,00	98,57
VL1 (R\$/MWh)	80	77	80,00	77,00	77,57	79,14	74,71
VLAJ (R\$/MWh)	132	128,4	109,00	112,00	105,57	105,71	106,28
VGD (R\$/MWh)	164,8	144	126,13	129,13	122,70	122,85	123,42

TABELA 4.17: PARÂMETROS LIMITES DAS FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA ADOTADAS.

PARÂMETROS	PARÂMETROS				
	2013	2014	2015	2016	2017
PC_{Li} (R\$/MWh)	0,8%. PCn				
PC_i (RS/MWh)	100,8%. PCn				
PC_s (R\$/MWh)	101,5%. PCn				
PC_{Ls} (R\$/MWh)	1,5%. PCn				
V_{ifob} (R\$)	20.000,00	10.000,00	8.000,00	20.000,00	9.000,00
V_{Lfob} (R\$)	7.000,00	7.000,00	5.000,00	10.000,00	10.000,00

Na Tabela 4.17 constam os valores limites das funções de pertinência utilizadas no planejamento de curto prazo. Em relação à função de pertinência do balanço de energia, os valores em percentagem são válidos para todos os meses do ano, ou seja, o índice "n" representa cada mês analisado, indo de 1 a 12.

O fator de propensão ao risco ou Ω , foi determinado em 5% para o item 4.5. Isto representa um peso diferente para o montante de energia devido às trocas de energia no MCSD TROCAS LIVRES e as aquisições de energia no MCSD MENSAL e MCSD 4%, que passam a ter maior influência em relação às demais fontes de contratação. Foi designado também um fator de risco máximo admitido nas modalidades do MCSD que envolvem incertezas externas. Para o item 4.5 foram admitidas trocas de energia que representem no máximo 2% do consumo mensal previsto.

TABELA 4.18: MONTANTES DE ENERGIA REFERENTES A MIGRAÇÃO PARA O ACL (MWh)

MONTANTE DE ENERGIA (MWh)	HORIZONTE DE TEMPO CONSIDERADO				
	2013	2014	2015	2016	2017
Janeiro	0	0	70	142,33	116,83
Fevereiro	0	0	70	140,89	116,11
Março	0	0	70	141,70	115,90
Abril	90	0	70	142,47	115,71
Maio	90	0	70	144,60	116,45
Junho	90	0	70	0	117,70
Julho	100	100	70	0	117,80
Agosto	100	100	70	0	118,81
Setembro	150	150	70	0	120,22
Outubro	100	100	70	0	119,72
Novembro	0	150	70	0	120,30
Dezembro	0	150	70	143,81	116,01

As migrações para o ambiente de contratação livre foi considerada com base na Tabela 4.18. Estes valores são de suma importância para o processamento do MCSD Mensal.

— Dados de Saída

O processo de solução para o problema de curto prazo fez uso de cinco simulações, todas baseadas nos dados de entrada das Tabelas 4.16, 4.17, 4.18 e nos dados das próprias simulações no curto prazo de períodos anteriores. As restrições impostas pela modelagem foram satisfeitas em todos os casos.

A Figura 4.13 mostra o resultado para a otimização da contratação de energia para os 60 períodos observados. Os resultados apontam para 100% de energia contratada para todo o período analisado. Como na lógica do curto prazo o consumo varia mês a mês, é possível identificar as maiores diferenças entre consumo previsto e contratado quando a energia prevista sofre uma variação brusca ao longo do tempo.

Em termos da variável λ , a Tabela 4.19 apresenta os valores encontrados pelo processo de otimização. Com possibilidade de variar entre 0 e 1, λ obteve um valor mínimo de 0,5266, no ano de 2015, tal fato permite inferir que os parâmetros da função de pertinência do custo total (Figuras 3.18 e 3.19) foram escolhidos de maneira satisfatória, ou seja, caso estes parâmetros fossem muito reduzidos haveria a possibilidade do problema não ser solucionado pelo fato de ser impossível satisfazer tal restrição de custo, já se λ chegasse ao valor 1 pode-se estimar que existe uma possibilidade de redução maior no custo total da contratação.

TABELA 4.19: VARIÁVEL λ DETERMINADA NAS SIMULAÇÕES (MÍN. = 0, MAX=1)

PERÍODOS ANALISADOS					
	2013	2014	2015	2016	2017
λ	0,5417	0,5572	0,5266	0,6166	0,7698

Ao longo dos cinco anos, o MCS D foi processado em 5 ocasiões. Destas, quatro ocorreram entre os períodos 25 e 35, os quais apresentam as maiores variações no consumo previsto. O MCS D 4% foi processado duas vezes (ambas para cessão), o MCS D MENSAL foi processado três vezes também (todas para cessão) e o MCS D TROCAS LIVRES não foi processado em nenhum período analisado.

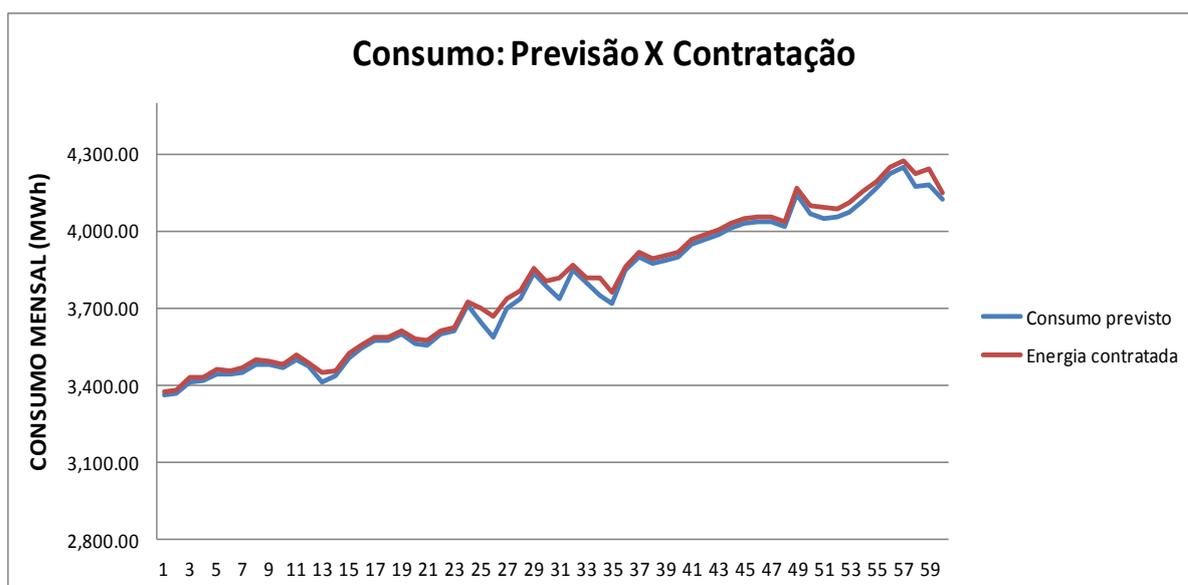


FIGURA 4.13: ENERGIA PREVISTA VERSUS CONTRATADA PARA OS PERÍODOS EM ANÁLISE

As variações mensais na contratação diferem do planejamento de curto prazo sem incertezas. Na análise com variáveis *fuzzy* a compra de energia tem uma flexibilidade maior, o que torna possível estimar decisões futuras do agente de distribuição baseado em variações de carga previstas, seja a previsão de longo ou curto prazo.

Em relação a sobrecontratação (entre 100 e 103% da previsão), a função de pertinência adotada para o balanço de energia, conforme Figuras 3.16 e 3.20, estabelece um limite mínimo e máximo para a contratação de energia. De acordo com as referidas Figuras, os valores para os limites PC_i e PC_s foram fixados em 100,8% e 101,5% para todos os 60 períodos, portanto, devido a tais dados de entrada em nenhum dos 60 períodos otimizados a contratação ficou exatamente em 100% ou 103%, sempre houve oscilações em torno do montante total previsto inicialmente. Estes valores limites para o balanço de energia foram escolhidos de propósito, com o objetivo de nunca gerar uma estratégia de contratação onde a distribuidora esteja nos limites extremos de contratação 100% ou 103%, desta forma é habilitado ao agente de distribuição uma margem de manobra em caso de imprevistos maiores. Estes limites serviram como um mecanismo para mitigar riscos financeiros na gestão da distribuidora. Todos os resultados numéricos da Figura 4.13 estão presentes no ANEXO A.3, Tabela A.3. Ressalta-se por meio da Tabela A.3 e da Figura 4.13 que as maiores sobrecontratações foram nos períodos 26 e 31 com 102,21% em ambos os casos.

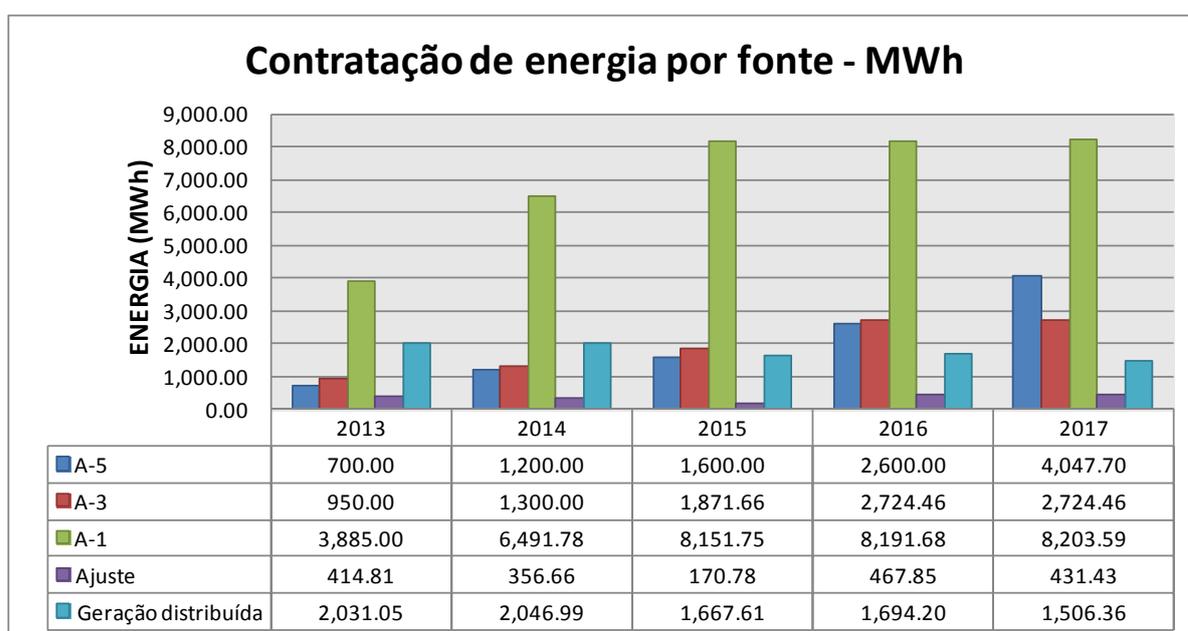


FIGURA 4.14: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIGENTE POR ANO E FONTE DE AQUISIÇÃO (MWh)

As simulações com incertezas resultaram em uma maior penetração de geração distribuída no portfólio de contratos do agente de distribuição. Na Tabela 4.20, essa proporção atingiu 4,90%, o equivalente a 230 kW_{méd} de energia em um ano, ou 2.031,05 MWh. Os resultados totais com energia vigente por ano e por fonte estão na Figura 4.14 e Tabela 4.20.

TABELA 4.20: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIGENTE POR ANO E FONTE DE AQUISIÇÃO (%)

VARIÁVEIS	PERÍODOS ANALISADOS				
	2013	2014	2015	2016	2017
A-5 (%)	1,69	2,80	3,52	5,45	8,11
A-3 (%)	2,29	3,03	4,12	5,71	5,46
A-1 (%)	9,37	15,13	17,93	17,18	16,44
Ajuste (%)	1,00	0,84	0,38	0,98	0,86
Geração distribuída (%)	4,90	4,77	3,67	3,55	3,02
Energia velha (%)	80,76	73,43	70,39	67,12	66,11

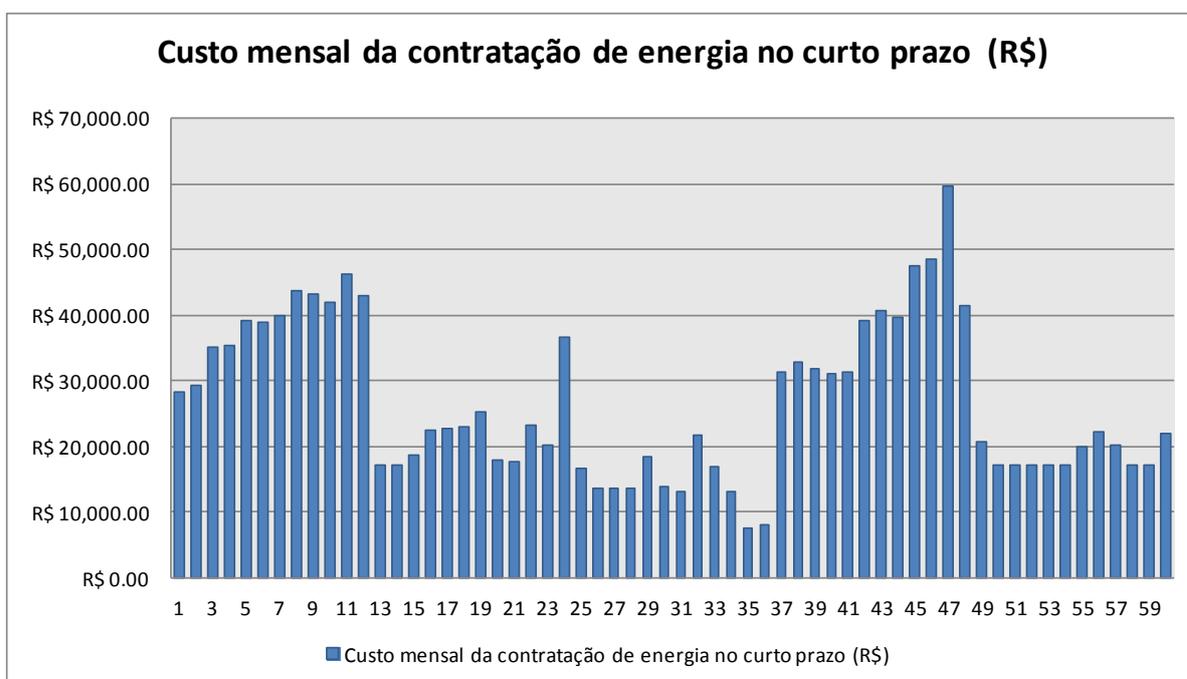


FIGURA 4.15: CUSTO MENSAL DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA (R\$)

O processo de otimização considerando o curto prazo gerou os valores mensais descritos na Figura 4.15. Observa-se novamente o incremento de energia no ano de 2016, já que neste ano alguns contratos firmados em 2013 encerraram sua vigência e existe então a necessidade de contratar um bloco maior de energia.

Como análise final do planejamento considerando incertezas, nota-se uma tendência maior a sobrecontratação de energia elétrica, porém, como definido neste item, tal sobrecontratação é reflexo dos limites impostos na função de pertinência adotada. Em relação a custos, considerando os resultados deste item 4.5 com os do item 4.3 (curto prazo acoplado sem incertezas), o caso sem incertezas acoplado gerou uma estratégia de contratação de energia elétrica para os 5 anos analisados 0,52% mais cara que o caso com incertezas. Conclui-se que, apesar de uma maior sobrecontratação, o custo total foi menor no caso com incerteza.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados obtidos com a modelagem proposta corroboram com uma estratégia de contratação de energia avessa ao risco. Tal característica já era esperada, pois não foram aplicados grandes riscos ao equacionamento formulado. Em geral, a contratação com incertezas não apresentou diferenças bruscas em relação ao caso determinístico, no entanto, o objetivo de flexibilizar o montante total contratado foi atingido. Vale lembrar que no planejamento de curto prazo, das restrições do problema original, apenas o balanço de energia foi considerado como incerteza *fuzzy*, caso mais restrições fossem adaptadas resultados diferentes poderiam ser gerados. Já no longo prazo além do balanço de energia os preços foram considerados variáveis *fuzzy*, o que influenciou bastante os resultados quando comparados com a simulação de longo prazo determinística.

O caso com incertezas, assim como esperado, obteve uma flexibilização maior na contratação, fato que pode ser verificado pela quantidade de processamento do MCSD, no caso determinístico acoplado tal mecanismo foi utilizado por 7 vezes, enquanto no caso com incertezas foi utilizado 5 vezes. A maior contribuição que a inserção de incertezas na modelagem resultou foi a prova de que é possível, na média, contratar mais energia e obter uma estratégia de contratação mais barata. Essa redução no valor total foi possível através da correta aplicação do MCSD ao longo dos períodos estudados.

Em outros casos de estudo aplicados à mesma modelagem descrita no Capítulo III foram comprovadas as diferentes decisões a serem tomadas em caso de crises no consumo de energia (cenário oposto ao abordado neste Capítulo). Nesta situação em específico, no curto prazo, o MCSD foi processado por mais vezes e a maior parte das contratações se deu em leilões A-1, fato ocorrido devido a restrições regulatórias. Já no longo prazo ocorreu inclusive um período com subcontratação, decisão que ao longo dos 5 anos simulados, mesmo com a aplicação de penalidades, resultou em um custo total menor do que se houvesse contratação nos leilões do ACR.

No geral, os resultados apresentados neste Capítulo consolidaram a robustez e importância da metodologia proposta nesta dissertação, pois sugere à distribuidora a vantagem de efetuar um planejamento da gestão de compra de energia elétrica de um modo coordenado (com análises de longo e curto prazo). Com a inserção de incertezas inerentes ao processo de planejamento da compra de energia a esta gestão pode-se incrementar ainda mais a eficiência do processo, conforme demonstrado nos resultados obtidos nesta pesquisa.

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES

A estratégia de contratação para o estudo de caso ocorreu sem grandes imprevistos, o crescimento em rampa do consumo permitiu que todas as possibilidades de contratação fossem utilizadas. A maior elevação no consumo, ocorrida nos anos de 2015 e 2016, resultou ao mesmo tempo em uma maior compra de energia e uma redução nos contratos. Esta decisão ocorreu no planejamento determinístico e com incertezas, atingindo em ambos a redução limite de 4% na energia de empreendimentos existentes. No curto prazo foi verificada a ocorrência do MCSD durante os períodos de maior incerteza. Contudo, em todos os períodos a contratação atingiu o mínimo de 100%. Devido às funções de pertinência, os casos com incertezas resultaram em uma contratação sempre acima de 100%, o que até certo ponto é benéfico, pois a distribuidora tem então uma margem de segurança contra imprevistos futuros. Observa-se também que nas principais variações de consumo ocorridas no curto prazo (períodos 26, 31 e 35) a contratação resultante não acompanhou fielmente a curva de consumo, já que foi preferível manter uma sobrecontratação no período em questão a ceder energia no MCSD e depois recontratar novamente este montante cedido. A contratação de GD ocorreu com sucesso na modelagem formulada, com uma participação máxima próxima a 5% da previsão de consumo esta fonte competiu com os leilões do ACR e demonstrou viabilidade comercial para sua inserção no *pool* de contratos das distribuidoras.

As Tabelas 5.1 e 5.2 mostram um comparativo de custo entre as propostas de metodologia apresentadas e testadas nesta dissertação. Na Tabela 5.1 tem-se a comparação para os métodos no longo prazo, já na Tabela 5.2 as propostas de curto prazo são comparadas, incluindo a diferenciação entre curto prazo determinístico isolado e integrado. Na proposta de longo prazo, a inclusão de incertezas resultou em uma contratação com custo 7,37% menor quando comparada com a contratação determinística.

TABELA 5.1: COMPARAÇÃO DE CUSTO ENTRE OS MÉTODOS NO LONGO PRAZO (%)

ANÁLISE DE LONGO PRAZO	Determinístico	Com Incertezas
Determinístico	-	+7,96%
Com Incertezas	-7,37%	-

Nos modelos de curto prazo é possível observar que o método mais elaborado, que agrega incertezas e uma integração com processo de longo prazo, gera a estratégia de contratação com menor custo dentre todos os métodos testados. O método com incertezas leva a uma contratação ao longo de 5 anos com um custo 1,18% menor quando comparado com a análise de curto prazo isolado, este custo é ainda 0,51% menor em relação a análise determinística integrada.

TABELA 5.2: COMPARAÇÃO DE CUSTO ENTRE OS MÉTODOS NO CURTO PRAZO (%)

ANÁLISE DE CURTO PRAZO	Determinístico Isolado	Determinístico Integrado	Com Incertezas Integrado
Determinístico Isolado	-	+0,68%	+1,20%
Determinístico Integrado	-0,67%	-	+0,52%
Com Incertezas Integrado	-1,18%	-0,51%	-

A presença de incertezas na forma de funções de pertinência fuzzy propiciou uma otimização satisfatória das variáveis em análise. Entretanto, os limites destas funções de pertinência têm influência direta e elevada no custo da estratégia. Alguns cenários com diferentes limites na função que representa o custo total anual da contratação foram simulados, os resultados obtidos mostram que uma escolha errada destes limites leva a soluções equivocadas ou ainda impossibilitam uma solução para o problema. Como exemplo, cita-se o fato de após o processo de otimização o grau de pertinência λ obteve valor igual a 1, isto significa na prática que é possível reduzir o limite mínimo da função de

custo e assim minimizar ainda mais o custo total da contratação. Os limites da função de custo foram escolhidos para todos as 5 simulações após testes.

Como contribuição deste trabalho, a modelagem desenvolvida gerou também a sazonalização dos contratos oriundos de leilões A-1, de Ajuste e de chamadas públicas de geração distribuída. Devido a construção do modelo matemático adotado, o processo de otimização gerou indiretamente a sazonalização dos montantes adquiridos, sendo possível inferir em todos os 60 períodos otimizados quais os montantes de energia vigentes e por fonte de contratação. Na prática, a sazonalização é negociada entre comprador e vendedor, logo, a formulação matemática desta dissertação auxilia também nas decisões sazonalização dos contratos firmados.

Como pontos do trabalho a serem debatidos tem-se:

- **Duração dos contratos oriundos de leilões A-1 e geração distribuída:** Neste trabalho foi adotado o prazo de 3 anos de vigência para os contratos firmados com fontes de geração distribuída e leilões de empreendimentos e existentes. Caso este prazo fosse, por exemplo, alongado, a estratégia sofreria grandes alterações;
- **Valores de PLD:** O preço de liquidação das diferenças é diretamente influenciado pela incidência de chuvas em todo o Brasil. O cálculo deste parâmetro é divulgado semanalmente pela CCEE. Devido a estas incertezas não foram utilizados valores reais para o PLD neste trabalho, tal preço foi fixado em um valor suficientemente alto para que a modelagem matemática fosse sensibilizada, de maneira a evitar estratégias com subcontratação em todos os cenários. Na prática existem períodos onde o PLD atinge o valor mínimo e matematicamente a subcontratação pode, em alguns períodos, ser viabilizada na estratégia elaborada;
- **Possibilidade de sobrecontratação:** O intuito neste trabalho foi estabelecer uma estratégia de contratação avessa ao risco, sem grandes possibilidades de prejuízo para o agente de distribuição envolvido, por isso a

sobrecontratação acima de 103% não foi considerada. Contudo, existe a possibilidade de ganhos financeiros pelos agentes de distribuição através da sobrecontratação. Isso ocorre em períodos de seca prolongada no Brasil, caso onde o PLD sofre um aumento substancial e a sobrecontratação além de 103% da carga da distribuidora é liquidada no curto prazo. Realmente, a possibilidade de ganhos financeiros existe, sempre que o PLD estiver acima do valor médio, em R\$/MWh, da energia contratada pela distribuidora, qualquer montante deste agente que seja liquidado no curto prazo irá gerar lucro para a distribuidora. Todavia, ressalta-se novamente a volatilidade do PLD, que devido a sua metodologia de cálculo faz com que qualquer transação que dependa do seu valor carregue grande incerteza no processo;

- **Custo da energia no MCSD:** Os contratos adquiridos ou cedidos no processamento do MCSD são todos provenientes de leilões de empreendimentos existentes. Os custos associados à cessão ou aquisição foram, portanto, considerados iguais aos presentes nos leilões A-1. Esta afirmação nem sempre é verdade, em casos onde ocorre aquisição de energia por meio do MCSD, uma distribuidora 1 adquire energia por meio de outra distribuidora 2 que faz a cessão dos contratos, porém, a possibilidade de que os contratos cedidos pela distribuidora 2 tenham preços iguais aos que a distribuidora 1 pagou no leilão A-1 é pequena. Logo, tem-se mais um fato que agrega incerteza à contratação de energia. Existe ainda a questão do prazo de vigência dos contratos transacionados no MCSD. Ainda no mesmo exemplo, caso a distribuidora 2 ceda energia de contratos que já estão vigentes a 5 anos, a distribuidora 1 irá adquirir contratos com preço já reajustado por 5 anos, que possivelmente podem gerar custos não previstos no planejamento comercial. Este risco não foi considerado nesta pesquisa e é difícil mensurar os valores envolvidos, pois existe a necessidade de se conhecer a estratégia de contratação outros agentes de

distribuição.

Sobre Geração Distribuída, algumas considerações precisam ser feitas para complementar os resultados obtidos. Por ser uma fonte de menor porte, a GD perde competitividade devido ao alto custo de geração (prejudicado pela falta de economia de escala), estes valores podem inviabilizar a contratação de energia pela distribuidora interessada, neste caso existe uma necessidade de incentivo à GD para que esta fonte aumente a participação no pool de contratos das distribuidoras. O Decreto 5.163/2004 discorre que o contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de GD deve prever, em caso de atraso no início da operação comercial ou indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição. Neste caso, as eventuais reduções de custos obtidas na aquisição de energia no mercado de curto prazo devem ser consideradas no repasse às tarifas dos consumidores finais com vistas a modicidade tarifária, porém, os custos adicionais não são passíveis de repasse às tarifas. Logo, mais uma incerteza é inserida no processo, com o possível ônus arcado integralmente pelo agente de distribuição. Todavia, fontes conectadas diretamente no sistema de distribuição podem gerar melhorias do ponto de vista técnico na rede da distribuidora acessada. Apesar de acarretar em adequações em todo o sistema de proteção e automação da rede, as GDs podem auxiliar na manutenção dos níveis de tensão e no rearranjo dos fluxos de potência nas redes envolvidas, o que pode gerar inclusive uma redução nas perdas técnicas do circuito.

Por fim, mesmo com uma análise e interpretação adequada da legislação vigente, algumas situações não podem ser previstas no planejamento da contratação de energia elétrica. Fatores como a variação no consumo previsto levam a alterações na estratégia de maneira a readequar o montante contratado. Alterações na legislação vigente integram os riscos regulatórios, que também levam as distribuidoras a adequar-se às novas regras. Existem ainda questões associadas ao agente de geração envolvido, como no caso de atraso da entrada em operação comercial de usinas, cujas causas vão desde problemas ambientais até legais, e desta forma não conseguem entregar energia no prazo previsto, assim as

distribuidoras envolvidas ficam sem lastro do consumo. Como exemplo no Brasil, pode-se citar o caso de algumas usinas termelétricas, que já venderam energia em leilões e enfrentam dificuldades ambientais e financeiras que travam suas construções. Nestes casos, tanto os agentes de distribuição quanto os de geração recorrem à ANEEL, que ao se deparar com estas peculiaridades deve decidir sobre qual o procedimento a ser seguido.

Como proposta para continuação de novos trabalhos em cima do planejamento comercial de agentes de distribuição cita-se:

- Determinação de risco máximo (parâmetro Ω) associado à estratégia de contratação de energia visando a redução de custos.
- Avaliação dos impactos técnicos e comerciais associados a inserção de geração distribuída no pool de contratos dos agentes de distribuição.
- Aprofundamento nas técnicas de gestão de risco, em especial o CVaR, para que na forma determinística ou com incertezas possa quantificar o montante financeiro sob risco.
- Verificação de impactos no planejamento e variação de custos quando existe uma flexibilização regulatória na contratação, visto que existem debates para reduzir a necessidade de contratação pelas distribuidoras de 100% da carga.
- Avaliação da influência dos consumidores especiais na contratação das distribuidoras. Esta classe de consumidor livre não pode ter sua respectiva energia cedida no MCSD.
- Inserção de mecanismos de previsão de carga e do PLD às simulações de contratação de energia no ACR.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVIM FILHO, A. de C. “Geração Distribuída com Fontes Renováveis – Situação Atual e Expectativas”. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Brasil, 2010.

ANDRADE, L. C. M. “Abordagem Neurofuzzy para Previsão de Demanda de Energia Elétrica no Curtíssimo Prazo”. Dissertação de Mestrado. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2010.

BARROS, M., MELLO, M. F. de, SOUZA, R. C., “Aquisição de Energia no Mercado Cativo Brasileiro: Simulações dos Efeitos da Regulação Sobre o Risco das Distribuidoras”, Pesquisa Operacional, v.29, n.2, Mai-Ago 2009, p. 303-322.

BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso: 10/08/2011.

BRASIL. Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm. Acesso: 10/08/2011

BURATTI, R. M. “Estratégia de Contratação de Energia Elétrica para uma Concessionária de Distribuição”. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação de Engenharia de Produção e Sistemas/PUC-PR, Brasil, 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Procedimentos de Comercialização. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em 30/08/2011.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em 02/03/2012.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Regras de Comercialização. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em 10/08/2011.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Regras de Comercialização. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em 10/01/2012.

CASTRO, C. M. B.; OLIVEIRA, E. J. de; JUNIOR, I. C. S.; DIAS, B. H.; MARCATO, A. L. M. “Aplicação de Algoritmo Genético na Estratégia de Contratação de Energia Elétrica pelas Distribuidoras de Energia”. XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Brasil, 2010.

CUBEROS, F. L. “Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise dos Mecanismos de Mitigação de Riscos de Mercado das Distribuidoras”. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brasil, 2008.

DIAS, I. V. “Estratégias de Gestão de Compra de Energia Elétrica para Distribuidoras no Brasil”. Dissertação de Mestrado, PPGEE/UFPR, Brasil, 2007.

GOMIDE, F. A. C.; GODWIN, R. R.; TANSCHKEIT, R. “Conceitos Fundamentais da Teoria dos Conjuntos Fuzzy, Lógica *fuzzy* e Aplicações”. Faculdade de Engenharia Elétrica/Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica/Universidade Federal do Maranhão.

HÜBNER, N., Geração Distribuída de Energia Elétrica – Perspectivas Energéticas, Econômicas e Ambientais. 4º Congresso Internacional de Bioenergia, Brasil, 2009.

JUNGES, L. C. D. “Introdução a Lógica Fuzzy”. Departamento de Automação e Sistemas. Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.

LAZO, J. G. L.; FIGUEIREDO, K.; LIMA, D. A. “Sistema Inteligente de Contratação de Energia Elétrica no Curto Prazo”. XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Brasil, 2010.

LEZAMA, J. M. L. “Avaliação de Localização e Preço de Contrato de Geração Distribuída em um Ambiente Competitivo”. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2011.

LIMA, C. E. G. “Análise do Desempenho de Agentes de Distribuição Diante das Regras de Contratação de Energia Elétrica Instituídas pelo Modelo do Setor Elétrico”. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Economia, Universidade de Brasília, 2011.

MORAES, C. M. M. “Fuzzycom – Componente de Lógica Fuzzy”. Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

PESSANHA, A. J. “Estratégia de Contratação de Energia Elétrica em Leilões Regulados: Aplicação de um Modelo de Simulação e Otimização”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense, 2007.

PSR. “Modelo de Estratégias de Contratação para Distribuidoras – Módulo ESTD Versão 5.1, Manual do Usuário”. 2010.

PSR. “Modelo de Estratégias de Contratação para Distribuidoras no Curto Prazo – Módulo EstD-CP Versão 1.0.1, Manual do Usuário”. 2010.

RODRIGUES, F. F. C. “Programação da Contratação de Energia Considerando Geração Distribuída no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

SILVA, E. F.; SILVA, L. F. C. A.; MADEIRA, F. G.; YAMAMOTO, S. K.; PEREIRA, C. A. G.; MARSCHAL, B. M. “Contratação de Novos Empreendimentos de Fonte Termoelétrica no Mercado Brasileiro”. XIII ERIAC, Argentina, 2009.

SILVA, R. C.; CANTÃO, L. A. P.; YAMAKAMI, A. “Métodos Iterativos para Problemas de Programação Matemática com Incertezas”. XXXVII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Brasil, 2005.

SILVA, L. B. da. “Metodologia para Otimização da Contratação de uma Distribuidora Através de Leilões de Energia”. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008.

SOUZA, F. C. de. “Dinâmica da Gestão de Riscos no Ambiente de Contratação Regulada do Setor Elétrico Brasileiro”. Tese de Doutorado. COPPE/UFRJ, Brasil, 2008.

SOUZA, C. E. L. de. “Gestão de Compra de Energia via Método dos Pontos Interiores”. Dissertação de Mestrado. PPGEE/UFPR, Brasil, 2010.

TANSCHKEIT, R. “Sistemas Fuzzy”. Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

ZANFELICE, F. R. “Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica”. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007.

ANEXOS

A.1 PREVISÃO DE CONSUMO E RESULTADOS – ANÁLISE DE CURTO PRAZO ISOLADO

TABELA A.1: DADOS DE ENTRADA E RESULTADOS – ANÁLISE DE CURTO PRAZO ISOLADO

PERÍODOS	CONSUMO PREVISTO (MWh)	ENERGIA EXISTENTE (MWh)	LEILÕES A-1 (MWh)	LEILÕES DE AJUSTE (MWh)	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MWh)	COMPRA MCSD 4% (MWh)	VENDA MCSD 4% (MWh)	COMPRA MCSD MENSAL (MWh)	VENDA MCSD MENSAL (MWh)	COMPRA MCSD TROCAS LIVRES (MWh)	VENDA MCSD TROCAS LIVRES (MWh)	ENERGIA CONTRATADA TOTAL (MWh)
1	3360,00	3050	265,42	21,10	23,48	0,00	0,00					3360,00
2	3367,00	3050	265,42	21,17	30,41			0,00	0,00			3367,00
3	3413,25	3050	265,42	21,63	76,20					0,00	0,00	3413,25
4	3415,50	3050	265,42	21,65	78,43			0,00	0,00			3415,50
5	3446,25	3050	265,42	21,96	108,87			0,00	0,00			3446,25
6	3443,18	3050	265,42	21,93	105,83					0,00	0,00	3443,18
7	3451,63	3050	265,42	22,02	114,20			0,00	0,00			3451,63
8	3482,38	3050	265,42	22,32	144,64			0,00	0,00			3482,38
9	3478,50	3050	265,42	22,29	140,80					0,00	0,00	3478,50
10	3467,00	3050	265,42	22,17	129,41			0,00	0,00			3467,00
11	3502,43	3050	265,42	22,52	164,49			0,00	0,00			3502,43
12	3474,75	3050	265,42	22,25	137,09					0,00	0,00	3474,75
13	3410,00	3210,00	224,00	0,00	0,00	0,00	16,00					3432,67
14	3437,92	3217,00	224,00	0,00	0,00			0,00	0,00			3439,67
15	3506,68	3263,25	244,76	0,00	0,00					0,00	0,00	3506,68
16	3541,75	3265,50	250,41	13,76	13,41			0,00	0,00			3541,75

PERÍODOS	CONSUMO PREVISTO (MWh)	ENERGIA EXISTENTE (MWh)	LEILÕES A-1 (MWh)	LEILÕES DE AJUSTE (MWh)	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MWh)	COMPRA MCS 4% (MWh)	VENDA MCS 4% (MWh)	COMPRA MCS MENSAL (MWh)	VENDA MCS MENSAL (MWh)	COMPRA MCS TROCAS LIVRES (MWh)	VENDA MCS TROCAS LIVRES (MWh)	ENERGIA CONTRATADA TOTAL (MWh)
17	3573,62	3296,25	250,56	13,77	14,37			0,00	0,00			3573,62
18	3573,62	3293,18	250,55	13,80	17,42					0,00	0,00	3573,62
19	3598,70	3301,63	250,59	13,97	33,84			0,00	0,00			3598,70
20	3563,47	3332,38	232,43	0,00	0,00			0,00	0,00			3563,47
21	3556,01	3328,50	228,85	0,00	0,00					0,00	0,00	3556,01
22	3598,25	3317,00	250,67	13,81	18,11			0,00	0,00			3598,25
23	3610,18	3352,43	250,85	8,23	0,00			0,00	0,00			3610,18
24	3709,28	3324,75	250,71	14,85	120,31					0,00	0,00	3709,28
25	3640,02	3482,07	224,00	0,00	0,00	0,00	127,40					3695,45
26	3588,22	3489,00	224,00	0,00	0,00			0,00	6,51			3695,87
27	3697,63	3555,55	224,00	0,00	0,00					0,00	0,00	3762,41
28	3738,56	3590,59	224,00	0,00	0,00			0,00	0,00			3797,46
29	3836,79	3622,16	231,77	0,00	0,00			0,00	0,00			3836,79
30	3785,98	3622,19	224,00	0,00	0,00					0,00	0,00	3829,06
31	3734,91	3647,18	224,00	0,00	0,00			0,00	7,10			3846,96
32	3851,65	3611,65	251,15	13,08	0,00			0,00	0,00			3851,65
33	3800,91	3604,23	224,00	0,00	0,00					0,00	0,00	3804,00
34	3749,92	3646,58	224,00	0,00	0,00			0,00	96,44			3749,92
35	3715,54	3658,15	224,00	0,00	0,00			0,00	42,56			3718,92
36	3846,18	3757,53	251,88	0,00	0,00					0,00	0,00	3846,18
37	3895,67	3570,50	268,20	38,96	18,01	0,00	0,00					3895,67
38	3869,98	3563,99	267,94	0,56	37,49			0,00	0,00			3869,98
39	3881,39	3584,75	268,49	28,15	0,00					0,00	0,00	3881,39
40	3892,49	3603,80	268,69	20,00	0,00			0,00	0,00			3892,49

PERÍODOS	CONSUMO PREVISTO (MWh)	ENERGIA EXISTENTE (MWh)	LEILÕES A-1 (MWh)	LEILÕES DE AJUSTE (MWh)	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MWh)	COMPRA MCS D 4% (MWh)	VENDA MCS D 4% (MWh)	COMPRA MCS D MENSAL (MWh)	VENDA MCS D MENSAL (MWh)	COMPRA MCS D TROCAS LIVRES (MWh)	VENDA MCS D TROCAS LIVRES (MWh)	ENERGIA CONTRATADA TOTAL (MWh)
41	3942,61	3612,68	269,18	39,43	21,32			0,00	0,00			3942,61
42	3962,32	3607,96	268,93	39,62	45,81					0,00	0,00	3962,32
43	3982,13	3617,32	268,67	39,82	56,32			0,00	0,00			3982,13
44	4002,04	3605,55	269,26	26,94	100,30			0,00	0,00			4002,04
45	4022,05	3561,74	269,00	40,22	151,09					0,00	0,00	4022,05
46	4030,10	3505,22	268,75	40,30	215,82			0,00	0,00			4030,10
47	4031,91	3444,73	268,58	40,32	278,28			0,00	0,00			4031,91
48	4009,16	3592,78	269,23	40,09	107,05					0,00	0,00	4009,16
49	4133,06	3888,34	244,67	0,00	0,06	0,00	0,00					4133,06
50	4058,51	3862,65	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4102,65
51	4044,37	3853,29	240,00	0,00	0,00					0,00	0,00	4093,29
52	4050,34	3845,34	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4085,34
53	4067,18	3894,35	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4134,35
54	4112,53	3911,02	240,00	0,00	0,00					0,00	0,00	4151,02
55	4159,60	3914,37	245,18	0,00	0,06			0,00	0,00			4159,60
56	4215,11	3973,21	241,79	0,06	0,06			0,00	0,00			4215,11
57	4242,34	4009,87	240,00	0,00	0,00					0,00	0,00	4249,88
58	4165,42	3977,99	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4217,99
59	4170,46	3997,73	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4237,74
60	4117,37	3854,81	262,50	0,00	0,06					0,00	0,00	4117,37

A.2 PREVISÃO DE CONSUMO E RESULTADOS – ANÁLISE DE CURTO PRAZO INTEGRADO

TABELA A.2: DADOS DE ENTRADA E RESULTADOS – ANÁLISE DE CURTO PRAZO INTEGRADO

PERÍODOS	CONSUMO PREVISTO (MWh)	ENERGIA EXISTENTE (MWh)	LEILÕES A-1 (MWh)	LEILÕES DE AJUSTE (MWh)	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MWh)	COMPR A MCSD 4% (MWh)	VENDA MCSD 4% (MWh)	COMPR MCSD MENSAL (MWh)	VENDA MCSD MENSAL (MWh)	COMPR MCSD TROCAS LIVRES (MWh)	VENDA MCSD TROCAS LIVRES (MWh)	ENERGIA CONTRATADA TOTAL (MWh)
1	3360,00	3050,00	265,42	0,00	44,58	0,00	0,00					3360,00
2	3367,00	3050,00	265,42	21,17	30,41			0,00	0,00			3367,00
3	3413,25	3050,00	265,42	21,63	76,20					0,00	0,00	3413,25
4	3415,50	3050,00	265,42	21,65	78,43			0,00	0,00			3415,50
5	3446,25	3050,00	265,42	21,96	108,87			0,00	0,00			3446,25
6	3443,18	3050,00	265,42	21,93	105,83					0,00	0,00	3443,18
7	3451,63	3050,00	265,42	22,02	114,20			0,00	0,00			3451,63
8	3482,38	3050,00	265,42	22,32	144,64			0,00	0,00			3482,38
9	3478,50	3050,00	265,42	22,29	140,80					0,00	0,00	3478,50
10	3467,00	3050,00	265,42	22,17	129,41			0,00	0,00			3467,00
11	3502,43	3050,00	265,42	22,52	164,49			0,00	0,00			3502,43
12	3474,75	3050,00	265,42	22,25	137,09					0,00	0,00	3474,75
13	3410,00	3210,00	224,00	0,00	0,00	0,00	16,00					3432,67
14	3437,92	3217,00	224,00	0,00	0,00			0,00	0,00			3439,67
15	3506,68	3263,25	244,76	0,00	0,00					0,00	0,00	3506,68
16	3541,75	3265,50	250,41	13,76	13,41			0,00	0,00			3541,75
17	3573,62	3296,25	250,56	13,77	14,37			0,00	0,00			3573,62
18	3573,62	3293,18	250,55	13,80	17,42					0,00	0,00	3573,62
19	3598,70	3301,63	250,59	13,97	33,84			0,00	0,00			3598,70

PERÍODOS	CONSUMO PREVISTO (MWh)	ENERGIA EXISTENTE (MWh)	LEILÕES A-1 (MWh)	LEILÕES DE AJUSTE (MWh)	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MWh)	COMPR A MCS 4% (MWh)	VENDA MCS 4% (MWh)	COMPR A MCS MENSAL (MWh)	VENDA MCS MENSAL (MWh)	COMPR A MCS TROCAS LIVRES (MWh)	VENDA MCS TROCAS LIVRES (MWh)	ENERGIA CONTRATADA TOTAL (MWh)
20	3563,47	3332,38	232,43	0,00	0,00			0,00	0,00			3563,47
21	3556,01	3328,50	228,85	0,00	0,00					0,00	0,00	3556,01
22	3598,25	3317,00	250,67	13,81	18,11			0,00	0,00			3598,25
23	3610,18	3352,43	250,85	8,23	0,00			0,00	0,00			3610,18
24	3709,28	3324,75	250,71	14,85	120,31					0,00	0,00	3709,28
25	3640,02	3510,67	224,00	0,00	0,00	0,00	127,40					3724,05
26	3588,22	3496,50	224,00	0,00	0,00			0,00	14,01			3695,87
27	3697,63	3563,05	224,00	0,00	0,00					0,00	0,00	3762,41
28	3738,56	3598,09	224,00	0,00	0,00			0,00	0,00			3797,46
29	3836,79	3629,66	231,77	0,00	0,00			0,00	0,00			3836,79
30	3785,98	3629,69	224,00	0,00	0,00					0,00	0,00	3829,06
31	3734,91	3654,68	224,00	0,00	0,00			0,00	7,10			3846,96
32	3851,65	3619,15	251,15	13,08	0,00			0,00	0,00			3851,65
33	3800,91	3611,73	224,00	0,00	0,00					0,00	0,00	3804,00
34	3749,92	3654,08	224,00	0,00	0,00			0,00	55,56			3790,80
35	3715,54	3665,65	224,00	0,00	0,00			0,00	55,56			3746,80
36	3846,18	3765,03	224,00	0,00	0,00					0,00	0,00	3846,18
37	3895,33	3579,07	268,20	38,95	9,11	0,00	0,00					3895,33
38	3869,58	3565,05	267,94	36,59	0,00			0,00	0,00			3869,58
39	3880,93	3585,81	268,49	26,63	0,00					0,00	0,00	3880,93
40	3891,98	3604,87	268,69	18,42	0,00			0,00	0,00			3891,98
41	3942,03	3613,75	269,18	0,02	59,07			0,00	0,00			3942,03
42	3961,74	3609,02	268,93	0,05	83,73					0,00	0,00	3961,74
43	3981,54	3618,39	268,67	39,82	54,67			0,00	0,00			3981,54

PERÍODOS	CONSUMO PREVISTO (MWh)	ENERGIA EXISTENTE (MWh)	LEILÕES A-1 (MWh)	LEILÕES DE AJUSTE (MWh)	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MWh)	COMPR A MCS D 4% (MWh)	VENDA MCS D 4% (MWh)	COMPR A MCS D MENSAL (MWh)	VENDA MCS D MENSAL (MWh)	COMPR A MCS D TROCAS LIVRES (MWh)	VENDA MCS D TROCAS LIVRES (MWh)	ENERGIA CONTRATADA TOTAL (MWh)
44	4001,45	3606,61	269,26	26,94	98,64			0,00	0,00			4001,45
45	4021,46	3562,80	269,00	40,21	149,44					0,00	0,00	4021,46
46	4029,50	3547,17	268,75	40,30	173,29			0,00	0,00			4029,50
47	4031,32	3473,68	268,58	40,31	248,75			0,00	0,00			4031,32
48	4008,50	3593,85	269,23	40,09	105,34					0,00	0,00	4008,50
49	4132,71	3876,55	265,24	0,00	0,00	0,00	108,92					4132,71
50	4058,52	3850,81	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4081,73
51	4044,74	3841,40	240,00	0,00	0,00					0,00	0,00	4072,32
52	4051,08	3833,39	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4064,31
53	4068,30	3882,32	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4113,24
54	4114,06	3898,99	240,00	0,00	0,00					0,00	0,00	4129,92
55	4161,55	3902,34	268,29	0,00	0,00			0,00	0,00			4161,55
56	4217,50	3961,17	265,40	0,00	0,00			0,00	0,00			4217,50
57	4245,18	3997,84	256,41	0,00	0,00					0,00	0,00	4245,18
58	4168,65	3965,95	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4196,88
59	4174,14	3985,70	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4216,62
60	4121,47	3842,71	270,04	1,10	16,70					0,00	0,00	4121,47

A.3 PREVISÃO DE CONSUMO E RESULTADOS – ANÁLISE DE CURTO PRAZO COM INCERTEZAS E INTEGRADO

TABELA A.3: DADOS DE ENTRADA E RESULTADOS – ANÁLISE DE CURTO PRAZO COM INCERTEZAS INTEGRADO

PERÍODOS	CONSUMO PREVISTO (MWh)	ENERGIA EXISTENTE (MWh)	LEILÕES A-1 (MWh)	LEILÕES DE AJUSTE (MWh)	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MWh)	COMPRA MCSD 4% (MWh)	VENDA MCSD 4% (MWh)	COMPRA MCSD MENSAL (MWh)	VENDA MCSD MENSAL (MWh)	COMPRA MCSD TROCAS LIVRES (MWh)	VENDA MCSD TROCAS LIVRES (MWh)	ENERGIA CONTRATADA TOTAL (MWh)
1	3360,00	3050,00	265,42	21,25	37,90	0,00	0,00					3374,56
2	3367,00	3050,00	265,42	21,32	44,86			0,00	0,00			3381,59
3	3413,25	3050,00	265,42	21,78	90,84					0,00	0,00	3428,04
4	3415,50	3050,00	265,42	21,80	93,08			0,00	0,00			3430,30
5	3446,25	3050,00	265,42	22,11	123,66			0,00	0,00			3461,18
6	3443,18	3050,00	265,42	22,08	120,60					0,00	0,00	3458,10
7	3451,63	3050,00	265,42	22,17	129,01			0,00	0,00			3466,59
8	3482,38	3050,00	265,42	22,47	159,58			0,00	0,00			3497,47
9	3478,50	3050,00	265,42	22,44	155,72					0,00	0,00	3493,57
10	3467,00	3050,00	265,42	22,32	144,29			0,00	0,00			3482,02
11	3502,43	3050,00	265,42	22,68	179,52			0,00	0,00			3517,61
12	3474,75	3050,00	265,42	22,40	151,99					0,00	0,00	3489,81
13	3410,00	3224,56	224,00	0,00	0,00	0,00	0,00					3448,56
14	3437,92	3231,59	224,00	0,00	0,00			0,00	0,00			3455,59
15	3506,68	3278,04	244,27	0,00	0,00					0,00	0,00	3522,31
16	3541,75	3280,30	250,41	13,77	13,05			0,00	0,00			3557,53
17	3573,62	3311,18	250,56	13,78	14,02			0,00	0,00			3589,55
18	3573,62	3308,10	250,55	13,81	17,09					0,00	0,00	3589,55
19	3598,70	3316,59	250,59	13,98	33,58			0,00	0,00			3614,74

PERÍODOS	CONSUMO PREVISTO (MWh)	ENERGIA EXISTENTE (MWh)	LEILÕES A-1 (MWh)	LEILÕES DE AJUSTE (MWh)	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MWh)	COMPRA MCS 4% (MWh)	VENDA MCS 4% (MWh)	COMPRA MCS MENSAL (MWh)	VENDA MCS MENSAL (MWh)	COMPRA MCS TROCAS LIVRES (MWh)	VENDA MCS TROCAS LIVRES (MWh)	ENERGIA CONTRATADA TOTAL (MWh)
20	3563,47	3347,47	231,89	0,00	0,00			0,00	0,00			3579,36
21	3556,01	3343,57	228,29	0,00	0,00					0,00	0,00	3571,86
22	3598,25	3332,02	250,67	13,82	17,78			0,00	0,00			3614,29
23	3610,18	3367,61	250,85	7,81	0,00			0,00	0,00			3626,27
24	3709,28	3339,81	250,71	14,86	120,44					0,00	0,00	3725,81
25	3640,02	3483,29	224,00	0,00	0,00	0,00	127,40					3696,67
26	3588,22	3490,25	224,00	0,00	0,00			0,00	36,11			3667,52
27	3697,63	3556,50	224,00	0,00	0,00					0,00	0,00	3733,78
28	3738,56	3591,70	224,00	0,00	0,00			0,00	0,00			3768,98
29	3836,79	3623,41	251,20	24,75	0,33			0,00	0,00			3852,96
30	3785,98	3623,44	225,21	0,00	0,00					0,00	0,00	3801,93
31	3734,91	3648,55	224,00	0,00	0,00			0,00	8,37			3817,45
32	3851,65	3612,86	251,15	38,68	20,29			0,00	0,00			3867,88
33	3800,91	3605,40	251,11	15,50	0,00					0,00	0,00	3816,92
34	3749,92	3647,94	224,00	0,00	0,00			0,00	0,00			3816,85
35	3715,54	3659,56	224,00	0,00	0,00			0,00	70,00			3758,47
36	3846,18	3759,39	228,09	0,00	0,00					0,00	0,00	3862,38
37	3896,15	3558,37	268,20	37,96	49,84	0,00	0,00					3914,37
38	3872,15	3522,26	267,94	37,74	62,30			0,00	0,00			3890,25
39	3885,33	3542,53	268,49	38,12	54,36					0,00	0,00	3903,50
40	3898,28	3561,72	268,69	38,58	47,51			0,00	0,00			3916,51
41	3948,59	3615,12	269,18	14,60	68,16			0,00	0,00			3967,07
42	3968,33	3567,11	268,93	39,06	111,81					0,00	0,00	3986,91
43	3988,17	3574,06	268,67	39,29	124,82			0,00	0,00			4006,85

PERÍODOS	CONSUMO PREVISTO (MWh)	ENERGIA EXISTENTE (MWh)	LEILÕES A-1 (MWh)	LEILÕES DE AJUSTE (MWh)	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MWh)	COMPRA MCS D 4% (MWh)	VENDA MCS D 4% (MWh)	COMPRA MCS D MENSAL (MWh)	VENDA MCS D MENSAL (MWh)	COMPRA MCS D TROCAS LIVRES (MWh)	VENDA MCS D TROCAS LIVRES (MWh)	ENERGIA CONTRATADA TOTAL (MWh)
44	4008,11	3607,90	269,26	1,08	148,64			0,00	0,00			4026,89
45	4028,15	3560,80	269,00	23,87	193,34					0,00	0,00	4047,02
46	4036,21	3558,34	268,75	39,41	188,62			0,00	0,00			4055,12
47	4038,02	3470,74	268,58	39,39	278,23			0,00	0,00			4056,94
48	4015,36	3595,13	269,23	39,82	129,99					0,00	0,00	4034,17
49	4139,45	3894,35	269,48	3,68	6,69	0,00	110,99					4164,94
50	4064,74	3870,22	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4100,97
51	4050,46	3863,20	240,00	0,00	0,00					0,00	0,00	4093,95
52	4056,26	3857,02	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4087,78
53	4073,67	3881,71	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4112,46
54	4118,92	3923,25	240,00	0,00	0,00					0,00	0,00	4154,00
55	4165,88	3926,65	269,94	2,67	1,51			0,00	0,00			4191,53
56	4222,03	3960,29	270,04	26,95	0,00			0,00	0,00			4248,03
57	4249,59	4007,20	270,14	7,67	0,00					0,00	0,00	4275,76
58	4172,37	3990,64	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4221,40
59	4177,24	4010,07	240,00	0,00	0,00			0,00	0,00			4240,82
60	4123,88	3867,00	270,08	1,54	19,90					0,00	0,00	4149,28