



OTIMIZAÇÃO DE CADEIA DE SUPRIMENTOS DE PETRÓLEO SOB INCRTEZA E AVALIAÇÃO DE RISCO

Marcelo Maia Freire de Oliveira

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

Orientadores: Laura Sílvia Bahiense da Silva Leite
Virgílio José Martins Ferreira Filho

Rio de Janeiro
Agosto de 2014

OTIMIZAÇÃO DE CADEIA DE SUPRIMENTOS DE PETRÓLEO SOB
INCERTEZA E AVALIAÇÃO DE RISCO

Marcelo Maia Freire de Oliveira

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

Examinada por:

Prof. Laura Sílvia Bahiense da Silva Leite, D.Sc.

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D.Sc.

Prof. Fabrício Carlos Oliveira, D.Sc.

Eng. Paulo César Ribas, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

AGOSTO DE 2014

Oliveira, Marcelo Maia Freire

Otimização de Cadeia de Suprimentos de Petróleo sob Incerteza e Avaliação de Risco / Marcelo Maia Freire de Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XIX, 208 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Laura Sílvia Bahiense da Silva Leite

Virgílio José Martins Ferreira Filho

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia de Produção, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 191-200.

1. Programação Estocástica de dois estágios. 2. Cadeia de Suprimentos de Petróleo. 3. Geração de Cenários . 4. Medida de Risco. I. Laura Sílvia Bahiense da Silva Leite *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Produção. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, João Urbano Coutinho de Oliveira e Maria José Maia Freire de Oliveira, e irmãos, Mariana e Marcos, que sempre me apoiaram no meu desenvolvimento, me deram suporte nas minhas escolhas e entenderam minha ausência.

À minha namorada e maior amiga, Ana Alzira Borges de Oliveira, por todo amor, carinho, incentivo e paciência nestes últimos dois anos.

Aos meus orientadores, Laura Silvia Bahiense da Silva Leite e Virgílio José Martins Ferreira Filho por todo o apoio, conselhos e ajuda na construção desta dissertação.

Ao professor Edílson Fernandes Arruda (UFRJ/COPPE) pelas sugestões visando maior qualidade deste trabalho, e ao professor Fabrício Carlos Oliveira (PUC-Rio) com quem tive o primeiro contato com os conceitos de programação estocástica.

Aos gerentes da Petrobras Giselle Guedes Prata Coelho, Carlos Alberto Gratti e à coordenadora Wanda Teixeira, que tão gentilmente me permitiram tornar este objetivo real.

Ao amigo de empresa Paulo César Ribas, com quem tive oportunidade de trabalhar por dois anos e por aceitar integrar esta banca. Aos amigos de gerência de planejamento operacional da Petrobras que tanto me incentivaram e me ajudaram no período em que me dediquei a este programa.

Aos meus queridos colegas e amigos do programa de mestrado em Engenharia de Produção da COPPE/UFRJ, com quem divide vários momentos de apreensão e alegria. Aos meus amigos que me apoiaram e me incentivaram nas minhas decisões.

Aos funcionários da PEP, principalmente à Andreia, pelo auxílio em todas as questões administrativas ao longo do programa de mestrado.

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

OTIMIZAÇÃO DE CADEIA DE SUPRIMENTOS DE PETRÓLEO SOB INCERTEZA E AVALIAÇÃO DE RISCO

Marcelo Maia Freire de Oliveira

Agosto/2014

Orientadores: Laura Silvia Bahiense da Silva Leite

Virgílio José Martins Ferreira Filho

Programa: Engenharia de Produção

O presente trabalho dedica-se ao planejamento de operações de uma cadeia de suprimentos de petróleo, o que envolve atividades complexas e interdependentes dentro de um ambiente com vários fatores incertos. Foram considerados três fatores incertos - produção de petróleo, cotação de referência de petróleo e demanda de derivados – cujas distribuições de probabilidade foram baseadas em uma amostra de 54 meses e cuja combinação gera um conjunto inicial com mais de 150 mil de possíveis realizações. Para solução deste problema, emprega-se um modelo de programação estocástica de dois estágios em que as decisões de importação e exportação de petróleo são tomadas no primeiro estágio. Para lidar com o conjunto proibitivo de cenários, foram utilizados: um método de aproximação de solução (SAA – *Sampling Average Approximation*) que gerar limitantes superior e inferior da função objetivo com garantias estatísticas; e dois métodos de geração de cenários (correspondência de momentos e agregação temporal de cadeia de Markov). Dessa forma: geram-se soluções com garantias estatísticas a partir de um conjunto de realizações extremamente menor que o conjunto inicial; o impacto da consideração da incerteza é mensurado; compararam-se os resultados gerados a partir de cada método de geração, destacando-se as limitações do método de correspondência de momentos. Finalmente, a partir de uma medida de risco coerente CVaR (*Conditional Value-at-Risk*) pôde-se avaliar o impacto da função objetivo frente à níveis de aversão e confiança crescente.

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

OIL SUPPLY CHAIN OPTIMIZATION UNDER UNCERTAINTY AND RISK EVALUATION

Marcelo Maia Freire de Oliveira

August/2014

Advisors: Laura Silvia Bahiense da Silva Leite

Virgílio José Martins Ferreira Filho

Department: Industrial Engineering

The present work deals with an oil supply chain operation planning which involves complex and interdependent activities in an environment with many uncertain factors. Three uncertain factors were considered - oil production, oil reference quotation and market demand – whose probability distributions were based on a 54 months sample and whose combination leads up to more than 150 thousand possible realizations. To solve this problem, a two-stage stochastic programming model is applied, in which the oil import and export decision are taken at the first stage. To deal with the prohibitive set of scenarios, the following techniques were applied: an approximation technique (SAA – *Sampling Average Approximation*) in order to generate upper and lower bounds to the objective function with statics guarantees; and two scenario generation methods, one based on moment correspondence and the other based on Markov Chain time aggregation. Thus, solutions with statistical guarantees were generated using a set of realizations extremely smaller than the original one; the impact of considering such uncertainties was measured; both scenario generation methods were evaluated and some limitations of the moment matching method were observed. Finally, by using a coherent measure (CVaR, *Conditional Value-at-Risk*), it was evaluated the impact on the objective function due to growing aversion and confidence levels.

SUMÁRIO

I.	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação e Descrição do Problema	1
1.2	Objetivo Principal	4
1.3	Estrutura da dissertação	5
II.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
2.1	ABORDAGENS PARA OTIMIZAÇÃO SOB INCERTEZA	7
2.2	PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA	8
2.2.1	Programação Estocástica de dois estágios com recurso	9
2.2.2	Programação estocástica robusta	10
2.2.3	Programação probabilística	11
2.2.4	Medidas de comparação entre Modelos Determinísticos e Estocásticos .	11
2.3	MÉTODOS DE GERAÇÃO DE CENÁRIOS	13
2.3.1.	Avaliação da qualidade de geração de cenários	17
2.3.2.	Geração de cenários por Correspondência de momentos e propriedades estatísticas	19
2.3.3.	Geração de cenários por Agregação Temporal de Cadeia de Markov	21
2.4	SAA – <i>Sampling Average Approximation</i>	27
2.5	MEDIDAS DE AVALIAÇÃO DE RISCO	31
2.5.1	Medida de risco coerente	31
2.5.2	Medidas de risco	33
2.5.3	CVaR – Conditional Value at risk.....	35
2.6	PLANEJAMENTO DE CADEIA DE SUPRIMENTOS	37
2.7	APLICAÇÕES NA CADEIA DE PETRÓLEO	39
III.	DESCRIÇÃO DA CADEIA DE SUPRIMENTOS DE PETRÓLEO	48
3.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA.....	48

3.2	DESCRIÇÃO DOS PRODUTOS.....	49
3.2.1	Petróleos	49
3.2.2	Produtos finais	50
3.3	VISÃO DAS OPERAÇÕES COMERCIAIS	51
3.4	VISÃO DAS OPERAÇÕES LOGÍSTICAS.....	53
3.5	VISÃO DAS OPERAÇÕES DE REFINO	55
3.6	ATIVIDADE DE PLANEJAMENTO OPERACIONAL DA PETROBRAS	59
IV.	MODELO MATEMÁTICO.....	63
4.1	CONJUNTOS	63
4.2	PARÂMETROS.....	64
4.3	Variáveis	67
4.4	RESTRICÇÕES	71
4.4.1	Primeiro estágio:.....	72
4.4.2	Segundo estágio.....	73
4.5	FUNÇÃO OBJETIVO	85
V.	DADOS DO MODELO	91
5.1	DADOS INCERTOS	91
5.2	DADOS DETERMINÍSTICOS DO MODELO	95
5.2.1	Horizonte do planejamento.....	95
5.2.2	Dados da estrutura da rede.....	96
5.2.3	Dados de petróleo	100
5.2.4	Dados de derivados.....	102
5.2.5	Dados de refino.....	104
VI.	DESCRIÇÃO DOS MÉTODOS.....	114
6.1	ETAPAS NUMÉRICAS E ANÁLITICAS DO TRABALHO.....	114
6.2	MÉTODO SAA	116
6.3	MÉTODO DE GERAÇÃO DE CENÁRIOS	117

6.3.1	Método de geração por Correspondência de Momentos Centrais e Correlação.....	117
6.3.2	Método de geração baseado em agregação temporal de Cadeia de Markov	118
6.4	CÁLCULO DO GANHO DA ABORDAGEM ESTOCÁSTICA.....	120
6.5	CÁLCULO DAS MEDIDAS DE QUALIDADE	123
6.6	MEDIDA DE RISCO	125
VII.	RESULTADOS.....	128
7.1	IMPACTO DE CADA PARÂMETRO INCERTO.....	129
7.2	RESULTADOS DO MÉTODO SAA.....	131
7.3	RESULTADOS DA GERAÇÃO DE CENÁRIOS POR CORRESPONDÊNCIA DE MOMENTOS E CORRELAÇÃO.....	138
7.4	RESULTADOS DA GERAÇÃO DE CENÁRIOS POR AGREGAÇÃO TEMPORAL DE CADEIA DE MARKOV	141
7.5	GANHO DA ABORDAGEM ESTOCÁSTICA	143
7.6	ESCOLHA DOS PARÂMETROS DE GERAÇÃO DE CENÁRIOS	145
7.7	DETALHAMENTO DA SOLUÇÃO DOS PARÂMETROS ESCOLHIDOS	149
7.7.1	Detalhamento da função objetivo e suas parcelas	150
7.7.2	Detalhamento das decisões de primeiro estágio.....	154
7.7.3	Detalhamento das decisões de segundo estágio	156
7.8	IMPACTO DA INCLUSÃO DE MEDIDA DE RISCO.....	170
VIII.	CONCLUSÕES	184
8.1	DESAFIOS FUTUROS	189
IX.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	191
	Apêndice A.....	201
	Apêndice B	204
	Apêndice C	205

Apêndice D 207

Figuras

Figura 1. Abordagens para otimização sob incerteza (adaptado de Leiras, 2011 e baseado em Sahinidis, 2004 e Khor e Elkamel, 2008).....	8
Figura 2: Componentes da programação estocástica (adaptado de Mitra, 2006).....	14
Figura 3: Representação dos conceitos de VaR e CVaR pela Função Distribuição de Probabilidade e Probabilidade Acumulada	36
Figura 4: Operações comerciais do sistema	52
Figura 5: Sequência de processamento dentro uma refinaria	58
Figura 6: Histograma de frequência e função probabilidade acumulada da incerteza da produção nacional.....	93
Figura 7: Histograma de frequência e função probabilidade acumulada da incerteza da demanda de derivados líquidos	94
Figura 8: Histograma de frequência e função probabilidade acumulada da incerteza da cotação do Brent dt.....	94
Figura 9: Relação entre os estágios da programação estocástica e os meses do horizonte do plano.	96
Figura 10: Estrutura da rede logística - visão movimentação de petróleo.....	97
Figura 11: Estrutura da rede logística - visão movimentação de derivados	97
Figura 12: Fluxograma simplificado das operações de refino.....	113
Figura 13: Sequência de etapas numéricas e analíticas do trabalho.....	115
Figura 14: Procedimento de geração de cenários por agregação temporal de cadeia de Markov	119
Figura 15: Lucro do Cenário em função da realização da incerteza de produção de petróleo	129
Figura 16: Lucro do Cenário em função da realização da incerteza de cotação do Brent	129
Figura 17: Lucro do Cenário em função da realização da incerteza de mercado nacional	130
Figura 18: Média e Desvio Padrão da Função Objetivo do Limitante Superior N=5 ..	131

Figura 19: Média e Desvio Padrão da Função Objetivo do Limitante Superior N=10	132
Figura 20: Média e Desvio Padrão da Função Objetivo do Limitante Superior N=20	132
Figura 21: Média e Desvio Padrão da Função Objetivo do Limitante Superior N=30	132
Figura 22: Média e desvio padrão do limitante superior e dos limitantes inferiores testados, N=5.	133
Figura 23: Média e desvio padrão do limitante superior e dos limitantes inferiores testados, N=10.	133
Figura 24: Média e desvio padrão do limitante superior e dos limitantes inferiores testados, N=20.	134
Figura 25: Média e desvio padrão do limitante superior e dos limitantes inferiores testados, N=30.	134
Figura 26 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 5.	139
Figura 27 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 10.	139
Figura 28 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 20.	139
Figura 29 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 30.	140
Figura 30 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 50.	140
Figura 31 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 100.	140
Figura 32: Número médio de trajetórias e número médio de cenários em relação ao erro do tamanho médio de trajetória do método de agregação temporal baseada em Cadeia de Markov	141
Figura 33 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de agregação temporal com erro médio admitido igual a 2.	142
Figura 34 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de agregação temporal com erro médio admitido igual a 1.	142

Figura 35 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de agregação temporal com erro médio admitido igual a 0,5.....	142
Figura 36 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de agregação temporal com erro médio admitido igual a 0,2.....	143
Figura 37: Valor da função objetivo das replicações de cada parâmetro e método de geração de cenários e valor da função objetivo referência, gerada por SAA	145
Figura 38: Valor médio do ΔPetImp	146
Figura 39: Valor médio do $\Delta\text{PetI,Exp}$	146
Figura 40: Valor do EVPI de cada replicação de cada parâmetro utilizado nos métodos de geração de cenários e o valor de referência gerado por SAA.....	148
Figura 41: Distribuição probabilidade acumulada do lucro de cada cenário das replicações feitas com tamanho de árvore igual a 100 do método de correspondência de momento	150
Figura 42: Distribuição probabilidade acumulada do lucro de cada cenário das replicações feitas com erro permitido de 0,2 do método de agregação temporal.....	150
Figura 43: histograma de frequência do lucro de cada cenários das replicações feitas com tamanho de árvore de cenários igual a 100 do método de correspondência de momento	151
Figura 44: histograma de frequência do lucro de cada cenários das replicações feitas com erro permitido de 0,2 do método de agregação temporal	152
Figura 45: Perfil médio de petróleo processado por refinaria (correspondência de momento, tamanho de árvore 100)	158
Figura 46: Rendimento médio de diesel e RV, enxofre do diesel (média, P5% e P95%) por refinaria (correspondência de momento, tamanho de árvore 100).....	158
Figura 47: Perfil médio de petróleo processado por refinaria (agregação temporal, erro permitido 0,2)	159
Figura 48: Rendimento médio de diesel e RV, enxofre do diesel (média, P5% e P95%) por refinaria (agregação temporal, erro permitido 0,2).	159
Figura 49: utilização de unidade de destilação (média, P5% e P95%) por refinaria, mês e replicação (correspondência de momento, tamanho de árvore 100)	161

Figura 50: utilização de unidade de destilação (média, P5% e P95%) por refinaria, mês e replicação (agregação temporal, erro permitido 0,2).....	161
Figura 51: utilização de unidade de FCC, Coque, HDT e HDT Naf (média, P5% e P95%) por refinaria e mês (correspondência de momento, tamanho de árvore 100)...	162
Figura 52: utilização de unidade de FCC, Coque, HDT e HDT Naf (média, P5% e P95%) por refinaria e mês (agregação temporal, erro permitido 0,2).....	163
Figura 53: Valor da qualidade do produto tipo carga obtido por degradação por tipo de geração de cenários, mês e refinaria.....	166
Figura 54: Perfil médio de produção de derivados por refinaria e mês (correspondência de momento, tamanho de árvore 100)	167
Figura 55: Perfil médio de produção de derivados por refinaria e mês (agregação temporal, erro permitido 0,2).....	167
Figura 56: Valor da função objetivo por replicação em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) - correspondência de momento, tamanho de árvore 100.....	171
Figura 57: Valor da função objetivo por replicação em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – agregação temporal, erro permitido 0,2.....	171
Figura 58: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 1	174
Figura 59: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 2	174
Figura 60: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 3	174
Figura 61: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 4	175
Figura 62: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 5	175

Figura 63: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- agregação temporal, replicação 1.....	175
Figura 64: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- agregação temporal, replicação 2.....	176
Figura 65: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- agregação temporal, replicação 3.....	176
Figura 66: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 4	176
Figura 67: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 5	177
Figura 68: Volume médio de importação de petróleo por mês em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – correspondência de momento, tamanho de árvore 100.	179
Figura 69: Volume médio de exportação de petróleo por mês em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – correspondência de momento, tamanho de árvore 100.	180
Figura 70: Volume médio de importação de petróleo por mês em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – agregação temporal, erro permitido 0,2.	180
Figura 71: Volume médio de exportação de petróleo por mês em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – agregação temporal, erro permitido 0,2.	181

Tabelas

Tabela 1: Tipos de geração de cenários com descrição do princípio matemático e principais métodos.....	15
Tabela 2: Conjuntos, parâmetros e variáveis do modelo NLP de geração de cenários por correspondência de momentos e propriedades estatísticas.....	20
Tabela 3: Revisão bibliográfica de planejamento de cadeia de suprimento de petróleo (adaptado de Leiras, 2011).	41
Tabela 4: Principais abordagens para lidar com incertezas em problemas da cadeia de suprimentos de petróleo (Adaptado de Leiras, 2011).....	44
Tabela 5: Faixa do grau API para os diferentes tipos de petróleo – adaptado de Farah, 2012	49
Tabela 6: Principais características de cada tipo de unidade de processo em uma refinaria.....	55
Tabela 7: Índices do modelo.....	63
Tabela 8: Valor dos quatro primeiros momentos do erro de planejamento de cada parâmetro incerto	95
Tabela 9: Matriz de correlação dos parâmetros incertos	95
Tabela 10: Detalhamento da representação de cada refinaria do modelo - região que representa, número de refinarias reais e característica da sinergia.....	99
Tabela 11: Custo de transferência de petróleo entre os nós da rede logística	100
Tabela 12: Custos de transferência de derivados entre o nós da rede logística.....	100
Tabela 13: Petróleos utilizados no modelo, tipo de petróleo e origem.....	100
Tabela 14: Volumes de produção prevista e de importação disponível por petróleo e mês	101
Tabela 15: Custos de importação e receitas de exportação por petróleo no primeiro mês	101
Tabela 16: Custos de importação e receitas de exportação por petróleo no segundo mês	102
Tabela 17: Demanda mensal e receita de venda de derivados no mercado interno	103

Tabela 18: Limite máximo de importação e exportação por derivado e mês.....	104
Tabela 19: Custo de importação e receita de exportação de cada derivado por mês ...	104
Tabela 20: Custo de estoque de derivado por mês	104
Tabela 21: Quantidade de unidades de cada tipo por região (refinaria do modelo) e percentual da capacidade total de cada tipo de unidade presente em cada região.....	106
Tabela 22: Capacidade de cada tipo de unidade de processo por refinaria no modelo	106
Tabela 23: Razão entre capacidades de unidades por refinaria e no sistema	107
Tabela 24: Limites de qualidade de derivados	108
Tabela 25: Intermediários, unidade de processo de onde se originam e qualidades. ...	108
Tabela 26: Intermediários produzidos na destilação com qualidades indexadas	108
Tabela 27: Produto tipo carga e unidade em que é processado	109
Tabela 28: Limite máximo de enxofre dos produtos tipo carga da unidade HDT Diesel	109
Tabela 29: Matriz de rendimento da unidade de destilação	110
Tabela 30: Rendimentos obtidos de produtos tipo carga em unidades de conversão e tratamento	111
Tabela 31: Matriz de degradação de produto intermediário para produto tipo carga...	112
Tabela 32: Matriz de degradação de produto intermediário para derivado.....	112
Tabela 33: Alterações no modelo base para cálculo do WS.....	120
Tabela 34: Alterações no modelo base para cálculo do EV	121
Tabela 35: Pontuação atribuída a cada parâmetro segundo classificação obtida	125
Tabela 36: Peso atribuído a cada medida de comparação	125
Tabela 37: Média, desvio padrão e tempo de execução da geração de limitante superior do método SAA	133
Tabela 38: Limitantes Inferiores, desvio padrão, gap de otimalidade e tempo de execução, N=5.	134
Tabela 39: Limitantes Inferiores, desvio padrão, gap de otimalidade e tempo de execução, N=10.	135

Tabela 40: Limitantes Inferiores, desvio padrão, gap de otimalidade e tempo de execução, N=20.	135
Tabela 41: Limitantes Inferiores, desvio padrão, gap de otimalidade e tempo de execução, N=20.	135
Tabela 42: Volumes de importação do limitante superior gerado com N=5, 10, 20 e 30 por petróleo e mês. Número de casos em que operações com petróleo é utilizada, média e desvio padrão dos volumes indicados e razão desvio padrão média.	136
Tabela 43: Volumes de exportação do limitante superior gerado com N=5, 10, 20 e 30 por petróleo e mês. Número de casos em que operações com petróleo é utilizada, média e desvio padrão dos volumes indicados e razão desvio padrão média.	137
Tabela 44: Tempo de execução do método de geração de cenários baseado em correspondência de momentos para árvores de tamanho 5, 10, 20, 30, 50 e 100.....	138
Tabela 45: Valores da média e do desvio padrão da função objetivo, EVPI e VSS obtidos com a solução das árvores geradas pelo método de correspondência de momentos com diferentes números de cenários.....	144
Tabela 46: Valores da média e do desvio padrão da função objetivo, EVPI e VSS obtidos com a solução das árvores geradas pelo método de agregação temporal com diferentes valores de erros permitidos	144
Tabela 47: Classificação e pontuação de cada parâmetro dentre aqueles utilizados em cada método de geração de cenários.....	149
Tabela 48: Média e desvio padrão da receita total e suas parcelas (venda de derivados, exportação de petróleo e de derivados) das árvores de cenários de cada replicação do método de correspondência de momento com tamanho de árvore de cenários igual a 100	152
Tabela 49: Média e desvio padrão do custo total e suas parcelas (importação de petróleo e derivados, custo de refino e custo logístico) das árvores de cenários de cada replicação do método de correspondência de momento com tamanho de árvore de cenários igual a 100	153
Tabela 50: Média e desvio padrão da receita total e suas parcelas (venda de derivados, exportação de petróleo e de derivados) nos cenários de cada replicação do método de agregação temporal com erro permitido de 0,2	153

Tabela 51: Média e desvio padrão do custo total e suas parcelas (importação de petróleo e derivados, custo de refino e custo logístico) nos cenários de cada replicação do método de agregação temporal com erro permitido de 0,2	153
Tabela 52: Volume de importação de petróleo no primeiro e segundo mês do método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 100.....	154
Tabela 53: Volume de exportação de petróleo no primeiro e segundo mês do método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 100.....	155
Tabela 54: Volume de importação de petróleo no primeiro e segundo mês do método de agregação temporal com erro permitido de 0,2	155
Tabela 55: Volume de exportação de petróleo no primeiro e segundo mês do método de agregação temporal com erro permitido de 0,2	155
Tabela 56: Déficit médio de cada petróleo por mês, porcentagem de cenários com déficit e porcentagem do déficit de cada petróleo e mês ajustado via alocação (correspondência de momento, tamanho de árvore 100).....	156
Tabela 57: Déficit médio de cada petróleo por mês, porcentagem de cenários com déficit e porcentagem do déficit de cada petróleo e mês ajustado via alocação (agregação temporal, erro permitido 0,2)	156
Tabela 58: Volume de importação e exportação spot (média, P5% e P95%) e porcentagem de cenário com operação indicada por petróleo, mês e método	157
Tabela 59: Frequência com que a restrição determinada qualidade de dado derivado fica ativa por refinaria, mês e método de geração de cenários.	164
Tabela 60: Valor médio e desvio padrão do enxofre na gasolina e Diesel 500 por refinaria e método de geração de cenários.....	165
Tabela 61: Valor médio das operações de balanço de derivados – produção na refinarias, estoque inicial, estoque final, importação, exportação e mercado – por derivado e mês (correspondência de momentos, tamanho de árvore 100).	168
Tabela 62: Valor médio das operações de balanço de derivados – produção nas refinarias, estoque inicial, estoque final, importação, exportação e mercado – por derivado e mês (agregação temporal, erro permitido 0,2).....	169
Tabela 63: Valor do VaR e CVaR obtido para cada replicação, aversão de risco (β) e nível de confiança (α) - correspondência de momento, tamanho de árvore 100.....	172

Tabela 64: Valor do VaR e CVaR obtido para cada replicação, aversão de risco (β) e nível de confiança (α) – agregação temporal, erro permitido 0,2.....	172
Tabela 65: Porcentagem de cada parcela de receita em função da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α) para os dois métodos de geração de cenários	178
Tabela 66: Porcentagem de cada parcela de custo em função da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α) para os dois métodos de geração de cenários	178
Tabela 67: Utilização média indicada para unidade de destilação por mês e refinaria em função da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α) - correspondência de momento, tamanho de árvore 100.	182
Tabela 68: Utilização média indicada para unidade de destilação por mês e refinaria em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – agregação temporal, erro permitido 0,2.....	182
Tabela A.1: Número de trajetórias e de cenários de cada replicação e valor de erro permitido.....	204
Tabela A.2: Parcelas envolvidas no cálculo das medidas de ganho da abordagem estocástica: função objetivo, WS, EVPI, ES, EES e VSS dos cenários gerados pelo método de correspondência de momentos.....	205
Tabela A.3: Parcelas envolvidas no cálculo das medidas de ganho da abordagem estocástica: função objetivo, WS, EVPI, ES, EES e VSS dos cenários gerados pelo método de agregação temporal de Cadeia de Markov.....	206
Tabela A.4: Tempo de execução, número de restrições, de variáveis e de não zeros dos programas gerados pelas árvores do método de correspondência de momentos.	207
Tabela A.5: Tempo de execução, número de cenários, de restrições, de variáveis e de não zeros dos programas gerados pelas árvores do método de agregação temporal....	207

I. INTRODUÇÃO

Neste capítulo, é feita uma introdução do tema tratado nesta dissertação e, para tal, o mesmo é dividido em: seção 1.1, Motivação e Descrição do Problema, onde se faz uma breve descrição da importância de modelos matemáticos no planejamento da cadeia de suprimentos e de oportunidades de novos desenvolvimentos no tema; seção 1.2, Objetivo Principal, onde se descreve o objetivo do trabalho e seu diferencial em relação a demais trabalhos da literatura; e seção 1.3, Estrutura da Dissertação, em que se detalham os demais capítulos que compõem este trabalho e seus respectivos conteúdos.

1.1 Motivação e Descrição do Problema

Nas empresas industriais modernas, a cadeia de suprimentos trata de operações multiprodutos, com diversos propósitos e com unidades industriais e logísticas em diferentes regiões de um mesmo país ou diferentes países (Papageorgiou, 2009) e a aplicação de modelos matemáticos de apoio a sua gestão é um importante campo de estudo que vem ganhando um espaço vasto na literatura nos últimos anos (Gharbi *et al.*, 2009).

Conforme Papageorgiou (2009) um modelo de cadeia de suprimentos pode ser desenvolvido via programação matemática ou ser baseado em simulação. A aplicação escolhida dependerá da tarefa a ser executada pelo modelo. Programação matemática é utilizada para otimizar decisões de alto nível tomando uma visão agregada da dinâmica e dos detalhes operacionais. Por outro lado, a simulação pode ser usada para estudar operações detalhadamente em determinada configuração ou para avaliar medidas de desempenho em um nível alto de acurácia.

Alguns modelos têm sido desenvolvidos considerando o problema de planejamento de cadeia de suprimentos sob incerteza (Zamarripa *et al.*, 2012) e, desde 1980, há um importante crescimento das aplicações de otimização no estudo do comportamento da incerteza em sistemas de indústrias químicas, em planejamento de produção e em sequenciamento de operações, com destaque para a indústria de petróleo.

Segundo Oliveira *et al.*, 2013 e Khor *et al.*, 2008, a estrutura mais comum de se lidar com incertezas em modelos de otimização é a programação estocásticas de dois

estágios, a qual, tipicamente, compreende dois tipos de variáveis: decisões de primeiro estágio, que devem ser tomadas antes do conhecimento da incerteza, e decisões de segundo estágio, as quais representam medidas de recursos que podem ser tomadas após o conhecimento da incerteza.

Em modelos de suporte à decisão sob incerteza, é essencial representar as incertezas em forma própria para computação (Hoyland e Wallace, 2001). Para evitar problemas de se considerar a incerteza como distribuição contínua ou através de grandes conjuntos discretos, lança-se mão de técnicas de amostragem ou geração de cenários. Assim, os métodos de geração de cenários são de importância central para qualquer modelo de programação estocástica (Mitra, 2006). Segundo Kaut e Wallace (2003), um método de geração de cenários deve atender a requisitos de estabilidade *in-sample* e *out-of-sample*. Segundo o primeiro requisito, diferentes árvores de cenários obtidas pelo mesmo método de geração de cenários devem gerar valores de função objetivo aproximados; e conforme o segundo requisito, deve-se gerar valores aproximados de função objetivo ao se utilizar a solução obtida com cada árvore de cenários no problema estocástico original.

Conforme Oliveira *et al.*, 2013, na programação estocástica, onde os dados incertos são modelados como processos estocásticos, o valor da função objetivo é uma variável aleatória que pode ser caracterizada como uma distribuição de probabilidade. Assim sendo, considerar somente o valor médio da função objetivo, ou uma posição neutra em relação ao risco, pode levar à ocorrência de cenários com valor de função objetivo indesejável. Para evitar esse efeito, pode-se considerar um termo na função objetivo relacionado ao risco que busca minimizar esta ocorrência. Dentre as medidas de risco divulgadas na literatura, destaca-se o CVaR, *Conditional Value-at-Risk* (Rockafeller e Uryasev, 2000) por: (i) não aumentar a complexidade do modelo, (ii) ser capaz de considerar “caudas longas” e (iii) ser uma medida coerente de risco conforme a avaliação de diversos autores – Artzner *et al.*, 1997, Embrechts, 1999, e Pflug, 2000.

A cadeia de suprimentos de uma indústria de petróleo pode ser dividida em três grandes segmentos: *upstream*, *midstream* e *downstream* (Ribas, 2012). O segmento de *midstream* compreende todas as atividades entre a produção de petróleo e a disponibilização de derivados de petróleo para distribuição, ou seja, desde o transporte da produção de petróleo produzido para terminais e refinarias, passando pela atividade

de refino de petróleo, onde os derivados são obtidos, até o envio destes para as distribuidoras.

Trabalhos atuais de suporte à decisão aplicados na cadeia de suprimentos de empresas de petróleo destacam a consideração de incertezas e o uso de técnicas de programação estocástica. Ribas *et al.* (2012) empregam programação estocástica de dois estágios e programação estocástica robusta para tratar do plano de produção de refinarias. Leiras *et al.*, 2013 propõem o uso de um planejamento hierárquico do planejamento de cadeia de suprimentos de petróleos nos níveis tático e operacional, utilizando programação estocástica em ambos os níveis. Oliveira *et al.*, 2013 utilizam decomposição Lagrangeana para o planejamento de investimento e distribuição de uma rede multiproduto e multimodal considerando incerteza e empregam modelo estocástico de dois estágios inteiro misto com medida de risco Escassez Esperada de Acerbi, Nordio e Sirtori, 2001.

Khor *et al.*, 2008 propõem um modelo híbrido de programação estocástica aplicado ao planejamento de uma refinaria no médio prazo levando em conta possíveis investimento e maximização do lucro esperado, utilizando as medidas de risco Variância (Markowitz, 1952) para diminuir a dispersão da função objetivo e MAD, *Mean-absolute deviation* (Konno e Yamazaki, 1991). Carneiro *et al.*, 2010 aplicam um modelo de programação estocástica de dois estágios para o planejamento estratégico de uma cadeia de suprimentos de petróleo composto de seis refinarias e no qual aplica-se a medida de risco CVaR.

Uma característica importante de trabalhos mais recentes é considerar a incerteza como uma distribuição de probabilidade e, neste caso, métodos de geração de cenários são essenciais. Oliveira e Hamacher, 2012 aplicam o método SAA – *Sample Average Approximation* (Kleywegt *et al.*, 2001) – para tratar do planejamento tático de distribuição de derivados considerando incertezas representadas por distribuições contínuas. Enquanto Khor e Nguyenl, 2009, aplicam a mesma técnica para o planejamento de refinaria considerando incertezas através de programação estocástica em dois estágios com emprego de duas medidas de risco: MAD e CVar.

Considerando a literatura consultada, verificam-se algumas oportunidades de abordagem da cadeia de suprimentos de uma empresa de petróleo:

- Abordagem do nível tático de planejamento com maior diversidade das operações e utilizando uma rede logística de maior complexidade;
- Representação mais adequada da incerteza, utilizando erro histórico de previsão para caracterizar a distribuição de probabilidade de cada fator incerto;
- Aplicação e comparação de métodos de cenários de diferentes naturezas;
- Aplicação de medidas de qualidade de geração de cenários com conjunto de incertezas inicial não solúvel;
- Análise do impacto de utilização de medida de risco em árvores de cenários obtidas por métodos diferentes.

1.2 Objetivo Principal

Neste contexto, este estudo tem como principal objetivo gerar um modelo de programação estocástica de dois estágios para tratar do problema de planejamento de operações do *midstream* da cadeia de suprimentos de uma empresa integrada de petróleo baseado em dados reais e imerso em um ambiente de incerteza – relacionada à sua produção de petróleo, à cotação de petróleo e derivados e à demanda dos derivados que produz – e de aversão ao risco. A incerteza é gerada com base em dados reais de erro de previsão dos fatores enumerados e tratada via modelo de aproximação amostral, SAA, e via modelos de geração de cenários – (i) método de correspondência de momentos estatísticos de Hoyland e Wallace, 2001, e (ii) de agregação temporal baseado em cadeia de Markov de Cao *et al.*, 2002 – enquanto que o risco é avaliado segundo a medida CVaR. A qualidade de árvores de cenários geradas é avaliada segundo medidas de qualidade propostas por Ribas, 2012.

Pode-se afirmar que os diferenciais deste trabalho são:

- o tamanho da instância trabalhada, com uma rede que contém quatro refinarias e a consideração do planejamento concomitante de operações comerciais, logísticas e industriais (refino);

- o modo como os parâmetros incertos são tratados, pois neste trabalho, realiza-se um tratamento prévio dos fatores de incerteza considerando o erro de previsão destes fatores em um histórico de 54 meses. Esse tamanho de amostra permite uma boa

caracterização do erro de previsão e leva a um número de possíveis realizações maior que 150 mil.

- a utilização do SAA para gerar limitantes superior e inferior do problema original aliado ao uso de medidas de qualidade para técnicas de geração de cenários utilizados.

- análise dos resultados obtidos a partir das árvores de cenários geradas por cada método com e sem a consideração de medida de risco.

1.3 Estrutura da dissertação

Este trabalho é dividido da seguinte forma:

O Capítulo II consiste de uma revisão bibliográfica das técnicas de programação estocástica, com foco na programação estocástica de dois estágios, e sua aplicação na indústria de petróleo e gás. Em particular, dá-se destaque às técnicas de: SAA, *Sampling Average Approximation*; geração de cenários e análise da qualidade das árvores geradas; e medida de risco CVaR.

No Capítulo III, há uma descrição do sistema em estudo neste trabalho, com detalhamento das operações comerciais, logísticas e de refino envolvidas na cadeia de suprimentos de petróleo, assim como, uma descrição do processo de planejamento tático desta cadeia.

Os Capítulos IV e V se dedicam à descrição do modelo e da instância trabalhada. O primeiro trata da modelagem desenvolvida e contém a descrição dos conjuntos dos conjuntos de índices, parâmetros e variáveis, além das equações do modelo e da função objetivo. No segundo, apresenta-se primeiramente um detalhamento dos parâmetros incertos considerados neste trabalho, em seguida, são apresentadas todas as premissas consideradas na instância trabalhada.

O Capítulo VI estabelece a ordem com que a pesquisa é conduzida, o planejamento experimental das corridas de otimização e as alterações a serem feitas no modelo de otimização para cálculo das medidas de qualidade estocástica e consideração da medida de risco.

O Capítulo VII apresenta os principais resultados do trabalho, com destaque para os limitantes obtidos pelo SAA, a comparação entre os métodos de geração de cenários e o impacto da medida de risco adotada.

Por fim, no Capítulo VIII, são apresentadas as principais conclusões do trabalho realizado, dando foco na contribuição deste para o conhecimento técnico e acadêmico além de propostas para trabalhos futuros.

II. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este Capítulo trata de uma revisão bibliográfica dividida em duas partes: a primeira parte trata de técnicas de programação matemática, enquanto a segunda trata de aplicações das mesmas na cadeia de suprimentos de petróleo.

A primeira parte é dividida em: abordagens para otimização sob incerteza (seção 2.1), na qual são apresentadas as abordagens para otimização sob incerteza; Programação Estocástica (seção 2.2) que trata dos conceitos e tipos de programação estocástica e ganho da consideração de incerteza; Métodos de Geração de Cenários (seção 2.3), na qual se descrevem os métodos de geração de cenários utilizados, medidas de avaliação da qualidade de geração de cenários e proposta de técnica de avaliação; SAA – *Sampling Average Approximation* (seção 2.4), que trata da aproximação de solução de problemas de programação estocástica de grande porte; e finalmente, Métodos de avaliação de risco (seção 2.5), com apresentação de critérios de coerência de medidas de risco e detalhamento da medida escolhida.

Na segunda parte, o texto é organizado da seguinte maneira: Planejamento da cadeia de suprimentos (seção 2.6), na qual se descreve a atividade de planejamento de cadeia de suprimentos e a evolução das técnicas empregadas; e Aplicações na cadeia de petróleo (seção 2.7), que trata de aplicações de métodos de pesquisa operacional em atividades de planejamento e programação de atividades da cadeia de petróleo, com destaque para análise do tipo de abordagem e para a consideração de incertezas.

2.1 ABORDAGENS PARA OTIMIZAÇÃO SOB INCERTEZA

As principais técnicas para lidar com incertezas em problema de otimização, em particular em problemas de planejamento de produção de refinarias, é apresentado na Figura 1 a seguir:

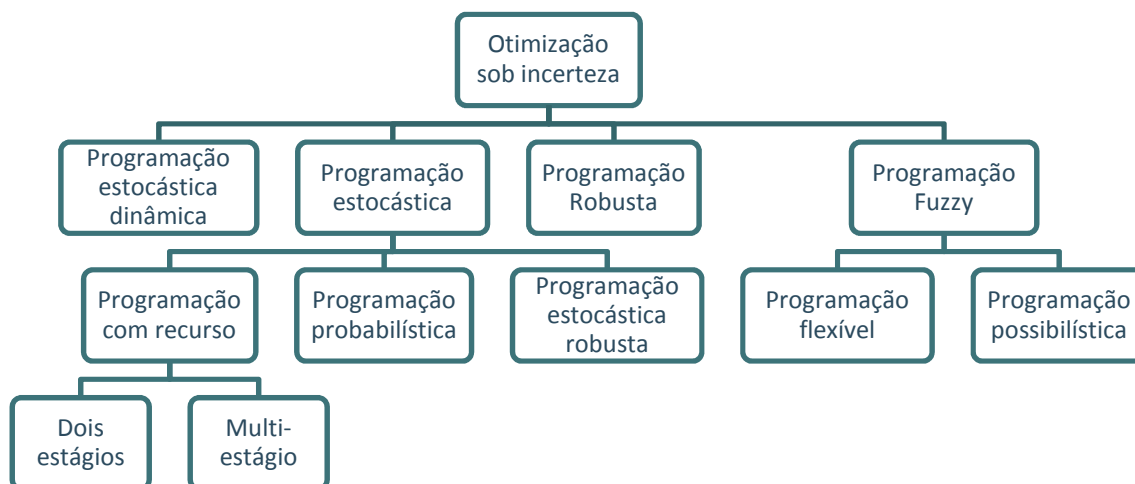


Figura 1. Abordagens para otimização sob incerteza (adaptado de Leiras, 2011 e baseado em Sahinidis, 2004 e Khor e Elkamel, 2008)

O presente trabalho utiliza a técnica conhecida como Programação Estocástica de dois estágios com recurso. Por esta razão, a técnica de programação estocástica será abordada mais profundamente, enquanto que, em relação às demais, serão apresentadas somente suas características básicas. Para mais detalhes referentes às mesmas, aconselha-se utilizar Leiras, 2011.

2.2 PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA

A técnica de programação estocástica lida com problemas de otimização com parâmetros que podem assumir valores diferentes, contínuos ou discretos, segundo uma distribuição de probabilidade e é dividida em modelos de recurso e modelos probabilísticos (Leiras, 2011 e Ribas, 2012):

- Modelos de Recurso (*recourse models*): originalmente proposto por Dantzig (1955) e Beale (1955) para problemas de programação estocástica de dois estágios e estendível para problema de múltiplos estágios. Nestes modelos, a escolhas tomadas antes do conhecimento da incerteza devem ser satisfatórias para as possíveis realizações, e as decisões tomadas após o conhecimento da incerteza são uma oportunidade de compensar as decisões tomadas inicialmente. Nesta seção, esta abordagem será mais bem explicada.
- Modelos probabilísticos (*chance-constrained programming*): esta abordagem foi originalmente proposta por Charnes e Cooper (1959) e permite que algumas

restrições de segundo estágio sejam expressas em termos de declaração probabilísticas sobre as decisões de primeiro estágio. Ao contrário da abordagem anterior, não são permitidas ações corretivas no segundo estágio, pois as restrições de segundo estágio podem ser violadas segundo uma probabilidade admitida. Isso é muito útil quando o custo e o benefício das decisões de segundo estágio são muito difíceis de avaliar.

2.2.1 Programação Estocástica de dois estágios com recurso

Uma das abordagens mais utilizadas em problemas considerando incertezas é a programação estocástica e a formulação mais popular é programação em dois estágios compreendendo dois tipos de variáveis: (i) aqui-e-agora (*here-and-now*), variáveis de decisão de primeiro estágio e que devem ser tomadas antes da realização da incerteza; e (ii) esperar-e-ver (*wait-and-see*), variáveis cuja decisão pode ser tomada após a realização da incerteza, que pode ser representada por um número discreto de cenários ou por uma distribuição de probabilidade.

Segundo Hagle (2005) o modelo de programação estocástica leva em conta um conjunto de dados incertos, $\hat{\xi}$, que é uma variável aleatória definida no espaço de probabilidade (Ω, A, P) , onde Ω é o espaço amostral das incertezas, A corresponde aos eventos e P é uma medida de probabilidade. Quando $\hat{\xi}$ é uma variável aleatória discreta, $p_{\xi} = P\{\hat{\xi} = \xi\}$ para cada cenário $\xi \in \Omega$. Matrizes de variáveis de decisão, etc. são definidas da mesma maneira que para problemas tradicionais de programação linear (chamados à frente de PL). Contudo, elementos que podem variar com o cenário devem ser identificados pelo subscrito ξ . Por exemplo, o conjunto de restrições dado pela equação 1:

$$T_{\xi} * x + W_{\xi} * y_{\xi} = r_{\xi} \quad 1$$

Indica que as matrizes $(T_{\xi}$ e $W_{\xi})$ e o vetor da parte direita (r_{ξ}) contêm elementos que são específicos do cenário ξ . Adicionalmente, o vetor y_{ξ} pode variar a depender do cenário, enquanto x não poderá. Dessa forma, temos dois conjuntos de variáveis conforme mencionado anteriormente. O problema de programação estocástica de dois estágios pode ser escrito de maneira geral de acordo com as equações 2 a 7 apresentadas a seguir:

$$\text{Min}\{z = c^T * x + \mathbb{E}[(h(x, \hat{\xi}))]\} \quad 2$$

$$\text{s.a. } A * x \geq b \quad 3$$

$$x \geq 0 \quad 4$$

$$\text{Onde } h(x, \hat{\xi}) = \text{Min } g_{\hat{\xi}} * y \quad 5$$

$$\text{s.a. } W_{\hat{\xi}} * y_{\hat{\xi}} \geq r_{\hat{\xi}} - T_{\hat{\xi}} * x \quad 6$$

$$y_{\hat{\xi}} \geq 0 \quad 7$$

Neste caso, x é tida como a variável de decisão de primeiro estágio (variável aqui-e- agora). Portanto, esta variável é determinada antes que qualquer informação sobre a incerteza seja revelada. Por outro lado, a variável $y_{\hat{\xi}}$ é determinada somente no segundo estágio e depois de ter sido observada a realização da incerteza de $\hat{\xi}$.

Em essência, o objetivo do modelo de dois estágios é identificar a solução de primeiro estágio que esteja bem posicionada em média para todos os valores de $\hat{\xi}$. Uma solução ótima tende a ter a propriedade de que x deixa as decisões de segundo estágio em uma posição de explorar valores vantajosos de $\hat{\xi}$ sem causar excessiva vulnerabilidade a valores não vantajosos de $\hat{\xi}$.

2.2.2 Programação estocástica robusta

A abordagem da programação estocástica de dois estágios é uma técnica neutra ao risco. Uma opção para considerar o risco envolvido é a programação estocástica robusta. Mulvey *et al.* (1995) definem dois tipos de robustez: (1) a solução robusta se mantém próxima da solução ótima do modelo para qualquer realização do cenário e (2) o modelo robusto é viável para quase todas as realizações. Para consideração do risco, a função objetivo do modelo de dois estágios é alterada conforme equação 8:

$$\text{Min}\{ z = c^T * x + \mathbb{E}[(h(x, \hat{\xi}))] - \lambda * f(x, \hat{\xi}) \} \quad 8$$

Onde $f(x, \hat{\xi})$ é uma medida de custo do segundo estágio e λ é um escalar não negativo que representa a tolerância ao risco.

2.2.3 Programação probabilística

Conforme Birge e Louveaux, 2011, o modelo de programação probabilística se difere do modelo estocástico de dois estágios com recurso ao apresentar restrições de segundo estágio na forma apresentada pela equação 9 a seguir:

$$P(W * y_{\xi} \geq r_{\xi} - T_{\xi} * x) \geq \alpha^i \quad 9$$

Onde P é a probabilidade medida, $0 \leq \alpha^i \leq 1$ é o nível de confiança que se deve atender e $i=1,2 \dots I$ é um índice que representa as restrições. Assim, pela programação probabilística, há um conjunto de restrições I que devem ser atendidas com probabilidade mínima α^i .

2.2.4 Medidas de comparação entre Modelos Determinísticos e Estocásticos

Modelos estocásticos são de difícil resolução e, segundo Birge e Louveaux (2011), na maioria dos casos em que se depara com este tipo de problema, é comum optar por resolvê-los de maneira simplificada. Geralmente, esta maneira simplificada significa utilizar modelos lineares e substituir variáveis aleatórias por seus valores esperados ou resolver o problema uma vez para cada realização, quando possível, ou por cenários selecionados. Tendo como objetivo comparar as diferentes abordagens, foram propostas duas medidas que permitem avaliar o ganho de se considerar as incertezas através de programação estocástica (Birge e Louveaux, 2011): Valor Esperado da Informação Perfeita - *Expected value of perfect information* (EVPI, como será daqui em diante mencionado) e Valor da Solução Estocástica – *Value of Stochastic Solution* (VSS, como será chamado à frente).

O EVPI mede o máximo valor que um tomador de decisão estaria disposto a pagar pela informação completa sobre o futuro. Seja ξ uma variável aleatória cuja realização corresponde a vários cenários, podemos escrever as equações 10 e 11:

$$\min z(x, \xi) = c^T * x + \min\{q^T * y \mid W * y = h - T * x, y \geq 0\} \quad 10$$

$$\text{s.a} \quad Ax \geq b, x \geq 0 \quad 11$$

como um problema relacionado a cada realização ξ . Seja $\bar{x}(\xi)$ a solução ótima do problema dado pela equações 10 e 11. Com esta abordagem por cenários, estamos interessados em obter todas as soluções $\bar{x}(\xi)$ para todos os cenários e os valores ótimos das funções objetivos relacionadas, $z(\bar{x}(\xi), \xi)$. A solução espere-e-veja – *wait-and-see* (WS, como será referido em diante), é o valor esperado de cada problema definido pelas equações 10 e 11 caso fosse possível postergar a decisão de primeiro estágio, como apresentado na equação 12:

$$WS = \mathbb{E}_{\xi}[\min_x z(x, \xi)] = \mathbb{E}_{\xi} z(\bar{x}(\xi), \xi) \quad 12$$

Então, pode-se comparar o resultado do WS com a solução chamada aqui-e-agora, *here-and-now*, correspondente ao problema de recurso (RP) definido pelas equações 1 a 7, que agora é escrito como:

$$RP = \min_x \mathbb{E}_{\xi} z(x, \xi) \quad 13$$

Com o valor da solução ótima x^* .

O EVPI é, então, obtido pela diferença entre as soluções espere-e-veja e aqui-e-agora:

$$EVPI = RP - WS \quad 14$$

Para propósitos práticos, em alguns casos é muito trabalhoso encontrar a solução WS, pelo fato de que para calculá-lo necessita-se de um conjunto de soluções – tão grande quanto o tamanho do conjunto de incertezas – ao invés de somente uma solução. Assim, é tentador resolver um problema muito mais simples: utilizar o valor esperado dos parâmetros incertos. Isso é chamado de solução do valor esperado – Expected Value Problem (EV) que é dado pela equação 15:

$$EV = \min_x z(x, \bar{\xi}) \quad 15$$

Onde $\bar{\xi} = \mathbb{E}(\xi)$ é a esperança de ξ . Também é obtido por EV a solução ótima $\bar{x}(\bar{\xi})$ do problema definido pela equação 15. O VSS tem como intuito exatamente medir quão ruim ou boa é uma solução tomada pelo valor esperado dos parâmetros

incertos. Então, define-se resultado esperado utilizando a solução EV, ou simplesmente EEV, como apresentado pela equação 16:

$$EEV = \mathbb{E}_{\xi} \left(z(\bar{x}(\bar{\xi}), \xi) \right) \quad 16$$

O valor de EEV mede o desempenho de $\bar{x}(\bar{\xi})$, permitindo que as decisões de segundo estágio sejam escolhidas buscando o ótimo como função de $\bar{x}(\bar{\xi})$ e do conjunto de incertezas ξ . O VSS pode, finalmente, ser definido conforme a equação 17:

$$VSS = EEV - RP \quad 17$$

2.3 MÉTODOS DE GERAÇÃO DE CENÁRIOS

Conforme Hoyland e Wallace (2001), em modelos de decisão sob incerteza, é essencial representar incertezas de forma apropriada para resolução computacional. Se as variáveis são representadas por distribuições contínuas multidimensionais ou distribuições discretas de um grande número de amostras, o custo computacional é muito alto, pois estes modelos requerem implícita ou explicitamente integração em relação a essas variáveis. Para evitar este problema, normalmente se emprega métodos de amostragem ou procedimentos que substituam estas distribuições por um conjunto menor de saídas discretas.

Segundo Mitra (2006), ao incorporar pouca incerteza, os modelos estocásticos são reduzidos a determinísticos. Por outro lado, incorporar arbitrariamente qualquer incerteza pode levar a soluções irreais ou irrelevantes. Assim, os métodos de geração de cenários são de importância central para qualquer modelo de programação estocástica. Dessa forma, pode-se representar a programação estocástica conforme a Figura 2, a seguir:

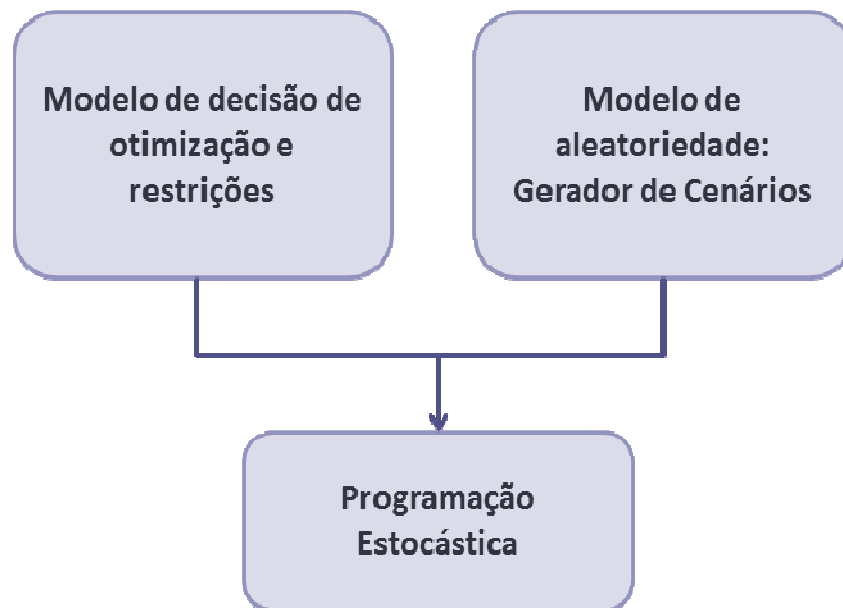


Figura 2: Componentes da programação estocástica (adaptado de Mitra, 2006).

O modelo de otimização junto com as restrições constitui o centro do problema que deve ser resolvido e varia de acordo com características específicas de cada aplicação. O segundo elemento apresentado na Figura 2 é o modelo de aleatoriedade. Uma vez que a distribuição de probabilidade das incertezas é estabelecida, diferentes cenários que seguem a distribuição de probabilidade implícita são utilizados para representar a incerteza. Portanto, ao executar procedimentos de geração de cenários, os parâmetros aleatórios do modelo de decisão podem ser instanciados.

Em geral, procedimentos de geração de cenário envolvem algumas ou todas as etapas abaixo (Mitra, 2006):

- 1- Coleta de observações históricas do valor do parâmetro ou de valores assumidos por um modelo que explica o comportamento do parâmetro aleatório (métodos econométricos no caso de taxas de juros, por exemplo).
- 2- Estimativa e calibração dos parâmetros para um modelo escolhido, o que utiliza dados históricos ou julgamento subjetivo.
- 3- Geração de trajetória dos dados de acordo com o modelo escolhido ou geração valores discretos do parâmetro pela aproximação de propriedades estatísticas.

A Tabela 1 apresenta diversos métodos de geração de cenários conforme Mitra, 2006:

Tabela 1: Tipos de geração de cenários com descrição do princípio matemático e principais métodos.

Tipo	Descrição	Principais métodos
Estatísticos	Determinação de uma aproximação discreta (cenários) que melhor se ajuste a distribuição teórica dos dados. O ajuste é feito através dos valores de propriedades estatísticas da distribuição original, como momentos centrais e correlação.	Correspondência de momentos e propriedades estatísticas, Análise das principais componentes (PCA), Regressão.
Amostragem	Amostragem de uma dada função densidade de probabilidade (f_{dp}) onde os valores selecionados para representar a f_{dp} determinam os cenários e suas respectivas probabilidades.	Monte Carlo, Bootstrap sampling, Markov Chain Monte Carlo sampling, Importance sampling, Internal sampling, Conditional sampling, Stratified sampling.
Simulação	Simulação de um processo matemático onde números aleatórios são introduzidos em uma equação, cujo resultado fornece realizações da variável aleatória, usados como cenários.	Simulação de processos estocásticos, Modelo de correção de erros, Vetor Auto-regressivo (VAR).
Outros		Redes neurais, clustering, Redução de cenários, Métodos híbridos.

Os modelos estatísticos se baseiam em obter cenários pela minimização da diferença de propriedades estatísticas deste conjunto de cenários em relação ao conjunto total de possíveis realizações, como no caso da Correspondência de momentos e propriedades estatísticas e da Regressão, ou pela determinação de componentes (Autovetores, autovalores e covariância) que permitem identificar fatores-chaves em tendência dos dados em várias dimensões.

Dentre os métodos estatísticos, se destaca o modelo de geração de cenários proposto por Hoyland e Wallace (2001). Neste modelo, não se assume conhecimento sobre a função densidade de probabilidade, ao invés disso, se descreve a distribuição por momentos estatísticos e outras propriedades (por exemplo, percentil) as quais podem ser aproximadas pela construção de uma árvore de cenários para representação da incerteza de forma que o valor das propriedades estatísticas melhor corresponda ao valor destas propriedades no conjunto original de possíveis realizações. Esse modelo é mais detalhado no item 2.3.2.

Nos modelos que utilizam métodos de amostragem, o princípio fundamental é tomar uma amostra de uma função densidade de uma função distribuição de probabilidade (fdp) tal que, para cada valor da amostra, se tenha uma probabilidade associada. No caso de amostragem por Monte Carlo, simplesmente se aproxima uma fdp através de um conjunto de amostras tomadas como cenários. No caso de *Importance Sampling*, a acurácia da aproximação é melhorada ao se limitar a coleta de amostras aleatórias às áreas que possuem maior contribuição para a distribuição que outras. O método *Stratified Sampling* busca o mesmo resultado ao agrupar cada possível realização em grupos chamados estratos, dentro dos quais há pequena variação entre os valores das amostras, de tal forma que sejam mutuamente excludentes e selecionar aleatoriamente um representante de cada grupo para geração de cenários.

Nos métodos baseados em simulação, um processo matemático implícito, por exemplo, Movimento Browniano, é simulado: números aleatórios são alimentados no componente aleatório de uma equação e o resultado é registrado. Em programação estocástica, geração de cenários por simulação resulta em produção de árvores de cenários “caminho a caminho” onde cada caminho é equiprovável. Os processos matemáticos de simulação podem ser baseados em dados históricos, em relação aos quais se deve inicialmente ajustar os parâmetros da equação.

Entre os métodos híbridos, destaca-se a Redução de Cenários como proposto por Dupacová *et al.*, 2003. Para um problema de programação estocástica convexo com distribuição de probabilidade inicial conhecida, seguem-se os passos: determinar o subconjunto de cenários de cardinalidade pré-estabelecida e uma medida de probabilidade baseada no conjunto inicial que seja o mais próximo possível da distribuição inicial em termos da métrica natural (ou canônica) de probabilidade. Neste trabalho, experimentos numéricos foram realizados para reduzir de árvore de cenários de carga elétrica para gestão de geração de energia sob incerteza.

Karuppiah *et al.*, 2010 aplicam uma ideia similar a Dupacová *et al.*, 2003 para selecionar um subconjunto de cenários a partir de um conjunto maior para solucionar programação estocástica. Os autores propõem uma estratégia heurística prática que consiste de substituir um dado conjunto de cenários, obtido via discretização de um determinado parâmetro incerto, por um conjunto menor de cenários e assim aproximar a otimização do problema neste espaço reduzido. O critério é que a probabilidade total de

ocorrência de uma particular realização de qualquer parâmetro incerto no conjunto final de cenários seja igual à probabilidade deste parâmetro incerto neste valor de realização no conjunto original. Para tal, os autores empregaram uma formulação MILP (*Mixed Integer Linear Programming*) e relaxação linear do modelo para determinar o subconjunto mínimo de cenários. Para mais exemplos de métodos de geração de cenários, aconselha-se o trabalho de Ribas (2012).

Na seção 2.3.3, é apresentada um método híbrido, que utiliza de técnicas de amostragem e simulação, baseado em cadeia de Markov que também será utilizado neste trabalho.

2.3.1. Avaliação da qualidade de geração de cenários

O trabalho de Kaut e Wallace (2003) discute a avaliação de qualidade e adequação de métodos de geração de cenários para um dado problema estocástico. Isso é feito através da formulação de requisitos mínimos que devem ser atendidos por um método de geração de cenários antes que o mesmo possa ser usado para gerar uma árvore de cenários para um modelo de programação estocástica. Dado um vetor de parâmetros incertos, $\hat{\xi}$, conforme definido na seção 2.2, temos $\bar{\xi}$, que é um conjunto discreto de cenários obtidos a partir de um método de geração de cenários. Assim, temos o problema original, que deve ser resolvido em $\hat{\xi}$ e o problema considerado a geração de cenários, que deve ser resolvido em $\bar{\xi}$.

O erro da aproximação feita pelo método de geração de cenários é definido como sendo a diferença entre o valor da função objetivo com o valor da solução obtida no problema inicial no caso do problema que considera todas as realizações e aquele em que este conjunto foi obtido por um método de geração de cenários. A equação 18 a seguir define o erro de aproximarmos o conjunto inicial de incertezas por um conjunto discreto:

$$e_f(\hat{\xi}, \bar{\xi}) = F(\operatorname{argmin}_x F(x, \bar{\xi}); \hat{\xi}) - F(\operatorname{argmin}_x F(x, \hat{\xi}); \hat{\xi}) \quad 18$$

Ou simplesmente: $e_f(\hat{\xi}, \bar{\xi}) = F(\operatorname{argmin}_x F(x, \bar{\xi}); \hat{\xi}) - \min_x F(x, \hat{\xi})$

O valor de $e_f(\hat{\xi}, \bar{\xi}) \geq 0$, pois o segundo termo é o verdadeiro mínimo, enquanto o primeiro termo é o valor da função objetivo utilizando uma solução aproximada. Segundo Kaut e Wallace (2003), não se compara o valor x da solução ótima, mas os valores correspondentes da função objetivo, pois problemas estocásticos são tipicamente “flats” e diferentes soluções podem levar a valores muito similares de função objetivo.

Há dois requisitos que um método de geração de cenários deve satisfazer: estabilidade e viés. A estabilidade de um método de geração de cenários pode ser verificada *in-sample* e *out-of-sample*. Para possuir estabilidade *in-sample*, diferentes árvores de cenários obtidas pelo mesmo método de geração de cenários devem gerar valores aproximados de função objetivo. Dessa forma, sejam K e L pertencentes a N gerações de cenários, as árvores de cenários $\bar{\xi}_K$ e $\bar{\xi}_L$ obtidas pelo método de geração de cenários e x_K^* e x_L^* as soluções do modelo estocástico obtidas com as árvores $\bar{\xi}_K$ e $\bar{\xi}_L$, a estabilidade *in-sample* é definida conforme a equação 19:

$$F(x_K^*, \bar{\xi}_K) \approx F(x_L^*, \bar{\xi}_L), \text{ para } k, l \in 1 \dots N \quad 19$$

Para possuir a estabilidade *out-of-sample*, um método de geração de cenários deve gerar árvores tais que ao resolver o modelo estocástico considerando a solução de cada árvore, devem-se obter valores de função objetivo aproximadas, conforme equação 20:

$$F(\text{argmin}_x F(x, \bar{\xi}_K), \hat{\xi}) \approx F(\text{argmin}_x F(x, \bar{\xi}_L), \hat{\xi}) \quad 20$$

e dessa forma, $e_f(\hat{\xi}, \bar{\xi}_K) \approx e_f(\hat{\xi}, \bar{\xi}_L)$

Segundo Kaut e Wallace (2003), a principal diferença entre os dois tipos de estabilidade é que no primeiro, necessita-se somente resolver o problema de otimização baseado em geração de cenários, já o no segundo caso é necessário resolvê-lo avaliando o problema inicial. Isso pode não ser viável devido ao esforço computacional envolvido ou por não se ter conhecimento completo da distribuição de $\hat{\xi}$.

Além de não ser instável, um método de geração de cenários não deve introduzir nenhum viés na solução (Kaut e Wallace, 2003), o que significa que a solução obtida na

otimização baseada em cenário $x_K^* = \operatorname{argmin}_x F(x, \bar{\xi}_K)$ deve ser próxima à solução do problema original. Portanto, o valor da função objetivo no problema “real” com a solução do cenário gerado, $F(x_K^*, \hat{\xi})$, deve ser aproximadamente igual ao valor ótimo “real”, $\min_x F(x, \hat{\xi})$, conforme equação 21:

$$F(x_K^*, \hat{\xi}) = F(\operatorname{argmin}_x F(x, \bar{\xi}_K), \hat{\xi}) \approx \min_x F(x, \hat{\xi}) \quad 21$$

Ou conforme a equação 18: $ef(\hat{\xi}, \bar{\xi}_K) \approx 0$

A avaliação da qualidade das árvores de cenários geradas deste trabalho segue a proposta feita por Ribas, 2012. As seguintes métricas são utilizadas para quantificar a qualidade da geração de cenários: valor da função objetivo, valor das variáveis de primeiro estágio e valor esperado da informação perfeita (EVPI). Essas métricas devem ser comparadas com os valores obtidos considerando todas as realizações possíveis ou os valores obtidos por algum método de aproximação, como o SAA – *Sample Average Approximation* – (Kleywegt *et al.*, 2001), o qual é explicado seção 2.4.

2.3.2. Geração de cenários por Correspondência de momentos e propriedades estatísticas

Nesta seção, é apresentado o método de geração de arvores de cenários por correspondência de momentos e propriedades estatísticas conforme o trabalho de Hoyland e Wallace (2001), o qual trata de um método baseado em programação não linear (NLP) que pode ser usado para gerar um número pré-determinado de realizações discretas que satisfazem às propriedades estatísticas específicas. Daqui em diante, refere-se a este método simplesmente como correspondência de momento. A ideia básica é minimizar algumas medidas de distância entre a propriedade estatística dos resultados gerados e as propriedades estatísticas do conjunto original de incertezas.

Os autores apresentam como vantagens do método: (1) o fato de que o método gera a aproximação de resultados multivariáveis simultaneamente; (2) o método é flexível em relação às propriedades estatísticas que podem ser usadas, permitindo ao usuário especificar a estrutura de resultados que desejam e qualquer propriedade de distribuição que julguem relevantes. Contudo, os mesmos autores recomendam o uso dos quatro primeiros momentos centrais e da matriz de correlação para obter melhores

resultados de estabilidade da solução do problema de otimização em que a árvore gerada será utilizada.

A formulação utilizada neste trabalho é conforme a adaptação do método feita por Ribas, 2012 para aplicar à geração de árvores de dois estágios e multivariáveis, a qual pode ser escrita como:

$$\min \sum_{i \in I} W_i * (f_i(x_{v,sc}, p_{sc}) - T_i)^2 \quad 22$$

Sujeito a:

$$\sum_{i \in I} p_{sc} = 1, p_{sc} \geq 0 \quad 23$$

A Tabela 2 apresenta as definições dos conjuntos, parâmetros e variáveis do modelo descrito pelas equações 22 e 23:

Tabela 2: Conjuntos, parâmetros e variáveis do modelo NLP de geração de cenários por correspondência de momentos e propriedades estatísticas.

Conjuntos		Variáveis	
Variável aleatória (v)	$v \in V$	Valor da variável aleatória	$x_{v,sc}$
Cenário (sc)	$sc \in SC$	Probabilidade	p_{sc}
Propriedade estatística	$i \in I$	Valor da propriedade estatística	$f_i(x_{v,sc}, p_{sc})$
Parâmetros			
Meta da propriedade estatística	T	Peso para propriedade estatística	W_i

Neste modelo, as variáveis de decisão são $x_{v,sc}$ e p_{sc} que assumem valores de tal forma que as propriedades estatísticas da distribuição gerada $f_i(x_{v,sc}, p_{sc})$ correspondam, tão bem quanto possível, às propriedades estatísticas do conjunto original de incertezas (T_i). Neste modelo, deve-se escolher a priori o número de cenários de realização sc , com valores definidos de $x_{v,sc}$ e probabilidade p_{sc} . Isso é obtido pela minimização da norma quadrática da medida de distância entre os valores das propriedades estatísticas, sujeita a duas restrições: a soma das probabilidades de cada cenário deve ser igual à unidade e a probabilidade de cada cenário deve ser maior ou igual a 0.

Conforme Hoyland e Wallace (2001), o peso para cada propriedade estatística W_i pode ser usado em casos em que a não convexidade do problema ou problemas de inconsistências não permitam obter uma correspondência razoável. Neste caso, o peso W_i deve ser incorporado ao modelo de tal forma a dar mais importância à propriedade estatística mais relevante, fazendo com que o não atendimento a outras propriedades de menor peso não sejam limitantes ao objetivo do modelo. Sendo este modelo uma otimização não convexa, a solução pode ser, e muito provavelmente é, uma solução local. Segundo Hoyland e Wallace (2001), para os propósitos do método é satisfatório ter a solução com propriedades estatísticas $f_i(x_{v,sc}, p_{sc})$ iguais ou próximas aos valores especificados T_i – mesmo que possa existir outra solução com mesmo resultado ou melhor.

Ainda, segundo os autores, as medidas estatísticas a serem utilizadas para o método de geração de árvores de cenários dependem fortemente do problema em que essa árvore de cenários será utilizada e da estrutura dos dados originais. Resultados bons são obtidos considerando os dois primeiros momentos da distribuição, porém ao incluir o terceiro e quarto momentos e da matriz de correlação se obtém ganhos importantes de estabilidade de solução do problema onde a árvore de cenários será utilizada. Os autores, contudo, não testam a estabilidade das variáveis de decisão do problema onde a árvore obtida será testada, pois consideram que esta estabilidade é fortemente dependente de como a solução do problema varia em relação a diferentes valores das variáveis de decisão. Uma vez que seja “flat” em relação a estes valores, muitas estruturas de decisão diferentes levarão a soluções igualmente boas, fazendo com que a estabilidade de decisão não seja atingível, mesmo que a de solução o seja.

2.3.3. Geração de cenários por Agregação Temporal de Cadeia de Markov

Nesta seção, primeiramente trata-se dos conceitos básicos de processo estocástico e de Cadeia de Markov; em seguida, são apresentadas algumas características importantes da Cadeia de Markov para o método utilizado; e finalmente, é apresentado o método de agregação temporal proposto por Cao *et al.*, 2002.

Segundo Hillier e Lieberman (2010), um processo estocástico é definido como um conjunto de variáveis aleatórias X_t , o qual representa uma característica mensurável de interesse no instante t . O processo estocástico descreve o comportamento de um

sistema operando ao longo do tempo. Um processo estocástico em tempo discreto com um espaço de estados finito possui simplificada a seguinte estrutura:

- 1- Cada estado $\{0, 1, 2, \dots, M\}$ representa uma categoria mutuamente exclusiva,
- 2- A variável aleatória X_t representa o estado do sistema no instante t ;
- 3- O processo estocástico $\{X_t\} = \{X_0, X_1, X_2, \dots, X_n\}$ fornece a representação matemática de como o estado do sistema físico evolui ao longo do tempo.

Segundo Lawler (1995), a cadeia de Markov é uma abordagem analítica que permite o tratamento de processos estocásticos considerando a hipótese de que esta represente este processo. Conforme Brémaud (1991), seja $\{X_t\}_{t \geq 0}$ um processo estocástico de tempo discreto com espaço estado Σ contável. Se para todo inteiro $t \geq 0$ e para todos os estados $i_0, i_1, i_2 \dots i_{n-1}, j$

$$P(X_{t+1} = j | X_t = i, X_{t-1} = i_{n-1} \dots, X_0 = i_0) = P(X_{t+1} = j | X_t = i) \tag{24}$$

Em qualquer momento que ambos os lados da equação 24 são bem definidos, o processo estocástico é chamado de Cadeia de Markov. O mesmo é ainda chamado de Cadeia de Markov Homogênea se, adicionalmente, o lado direito da equação 24 é independente de t e essa propriedade é chamada de propriedade Markov.

As probabilidades condicionais $P(X_{t+1} = j | X_t = i)$ são chamadas de probabilidades de transição e são estacionárias se não se alteram ao longo do tempo. Uma matriz de transição \mathbf{P} representa todas as probabilidades de transição de um estado i (linha) para um estado j (coluna) e deve respeitar as regras representadas pelas equações 25 e 26:

$$P_{ij} \geq 0 \quad \text{para todo } i \text{ e } j: n= 0, 1, 2 \dots \tag{25}$$

$$\sum_{j=0}^{\Sigma} P_{ij} = 1 \quad \text{para todo } j: n= 0, 1, 2 \dots \tag{26}$$

A probabilidade de distribuição π que satisfaz $\pi^T = \pi^T \mathbf{P}$ é chamada de distribuição estacionária da matriz de transição \mathbf{P} .

As matrizes de transição possuem as seguintes características topológicas:

Comunicação: O estado j é chamado de acessível a partir do estado i se existir uma trajetória com número de passos igual a $M \geq 0$ estados tal que $p_{ij}(M) \geq 0$. Estados i e j são chamados de comunicáveis se i é acessível de j e j é acessível de i .

Para $M \geq 1$, $p_{ij}(M) \geq \sum_i \dots p_{ii_1} \dots p_{i_{M-1}j}$ e, portanto $p_{ij}(M) > 0$ se e somente se existir pelo menos uma trajetória i, \dots, i_{M-1}, j de i até j tal que:

$$p_{ii_1} p_{i_1 i_2} \dots p_{i_{M-1} j} > 0$$

27

Ou, de modo equivalente, se há uma trajetória orientada de i para j no grafo de transição G (grafo cujos nós representam os estados de Σ), estados comunicáveis possuem refletividade, simetria e transitividade. Assim, a relação de comunicação entre os estados gera uma partição do espaço estado Σ em classes disjuntas chamadas de classes de comunicação.

Conjunto fechado: Um estado i tal que $p_{ii} = 1$ é chamado um conjunto fechado. Mais genericamente, um subconjunto de estados C tal que para todo $i \in C, \sum_{j \in C} p_{ij} = 1$ é chamado fechado.

Irredutibilidade: Se existir uma única classe de comunicação, então a cadeia e sua matriz de transição são chamados irredutíveis.

Os estados da cadeia de Markov podem ser classificados em transiente, recorrente e absorvente:

Estado transiente – é o estado que, após nele ter entrado, existe a possibilidade de jamais retornar a esse estado novamente. Ou seja, esse estado não está acessível a todos os demais estados;

Estado recorrente – é o estado que, após nele ter entrado, o processo com certeza retornará a ele. Portanto, um estado somente será recorrente se não for transiente.

Adicionalmente, uma Cadeia de Markov que seja homogênea e irredutível é recorrente positivo se e somente se tiver uma distribuição estacionária π , tal que $\pi > 0$ e é única.

Estado absorvente – é o estado que, uma que tenha sido alcançado, o processo jamais o deixará novamente.

Segundo Hillier e Lieberman (2010), outra propriedade útil das Cadeias de Markov são as periodicidades. O período de um estado i é definido como o inteiro t ($t > 0$) tal que $p_{ij}^n = 0$ para todos os valores de n diferentes de $t, 2t, 3t \dots$ e t é o maior inteiro com essa propriedade (maximal). Se houver dois números consecutivos s e $s+1$ tais que o processo possa se encontrar no estado i nos instantes s e $s+1$, o estado é dito como tendo período 1 e é determinado estado aperiódico. Assim, pode-se definir um quarto tipo de estado:

Estado ergódico – é um estado recorrente, porém aperiódico e ao qual se pode voltar antes de qualquer passo n .

Uma cadeia é dita ergódica se todos seus estados forem ergódicos e, portanto, a cadeia é irredutível, recorrente positivo e aperiódica.

Uma característica importante das Cadeias de Markov são os tempos de parada, os quais são uma variável aleatória relacionada à ocorrência de um determinado evento ao longo do processo estocástico. Segundo Brémaud (1991), o tempo de retorno de um estado $i \in \Sigma$ de uma Cadeia de Markov é tipicamente o tempo de parada mais importante e é definido por:

$$T_i = \inf\{n \geq 1; X_n = i\}, \text{ onde } T_i = \infty \text{ se } X_n \neq i \text{ para todo } n \geq 1. \quad 28$$

O trabalho de Cao *et al.*, 2002, propõe uma abordagem de agregação temporal para a solução do custo médio de horizonte infinito de Processo de Cadeia de Markov. Assim como na agregação de estados, essa abordagem leva a redução do espaço de estados, gerando uma substancial redução dos requerimentos computacionais. Contudo, ao contrário da abordagem por agregação de estados, nesta abordagem não há perda da propriedade Markov e, assim, não há perda da acurácia.

O objetivo de Cao *et al.*, 2002, é reduzir o tempo computacional e propor algoritmos de amostragem baseada em trajetória que permitam a agregação temporal ser implementada on-line em sistemas de engenharia. A principal característica do método é como segue:

- 1- Considere um subconjunto do espaço estado \mathcal{L} , denotado como $\mathcal{L}_1 \subset \mathcal{L}$.
- 2- Toda vez que a Cadeia de Markov atinge um estado de \mathcal{L}_1 , se registra este estado.
- 3- A sequência resultante forma uma Cadeia de Markov inserida e, portanto, a agregação não é de fato uma aproximação.

Seja $X = \{X_t, t = 0, 1, 2, \dots\}$ uma Cadeia de Markov discreta e ergódica com espaço estado finito definido por $\mathcal{L} = \{1, 2, \dots, |\mathcal{L}|\}$ e matriz de transição de probabilidade $P = [p(i, j)]_{i, j=1}^{|\mathcal{L}|}$. A probabilidade implícita do espaço é denotado como $(\Omega, \mathcal{P}, \Sigma)$ e um ponto $\omega \in \Omega$ corresponde a uma trajetória amostral da Cadeia de Markov. Seja $\pi = [\pi(1), \dots, \pi(|\mathcal{L}|)]$ o vetor linha das probabilidades de estado estacionário, $f = [f(1), \dots, f(|\mathcal{L}|)]^T$ o vetor coluna das funções de desempenho. O custo médio de horizonte finito é dado pela equação 29:

$$\eta_T = \frac{1}{T} \sum_{t=0}^{T-1} f(X_t)$$

29

Por ergodicidade, tem-se para o estado inicial:

$$\lim_{T \rightarrow \infty} \eta_T = \pi f, \text{ com probabilidade igual a 1}$$

Considerando dois subconjuntos complementares \mathcal{L}_1 e $\mathcal{L}_2 = \mathcal{L} - \mathcal{L}_1$, sem perda de generalidade, seja $\mathcal{L}_1 = \{1, 2, \dots, |\mathcal{L}_1|\}$ e $\mathcal{L}_2 = \{|\mathcal{L}_1| + 1, \dots, |\mathcal{L}|\}$. Seja um caminho amostral $\omega = (X_0, X_1, X_2, \dots)$ com $X_0 \in \mathcal{L}_1$; e seja $t_0 = 0$ e $t_i = \min\{t > t_{i-1}, X_t \in \mathcal{L}_1\}$, $i = 1, 2, \dots$. Então, $\{X_t, i = 1, 2, \dots\}$ forma uma cadeia de Markov inserida que também é ergódica. Considerando $Y \triangleq \{Y_i = X_{t_i}, i \geq 0\}$, $Y_i \in \mathcal{L}_1$ e \tilde{P} e $\tilde{\pi}$ as matrizes de transição e vetor de probabilidade do estado estacionário da cadeia inserida, as quais satisfazem $\tilde{\pi} = \tilde{\pi} \tilde{P}$.

A trajetória amostral da Cadeia de Markov é dividida em segmentos, chamado \mathcal{L}_1 -segmentos, pela cadeia inserida. Considerando $\mathcal{E}_i = (X_{t_i}, X_{t_{i+1}}, \dots, X_{t_{i+1}-1})$; \mathcal{E}_i é chamada um \mathcal{L}_1 -segmento. Pode-se escrever $\omega = (\mathcal{E}_0, \mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2, \dots)$, onde $\mathcal{E}_i, i = 1, 2, \dots$, são sequências randômicas definidas em Ω .

Seja Ξ um conjunto contável de todos os \mathcal{L}_1 -segmentos factíveis. $(\mathcal{E}_0, \mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2, \dots)$ define-se uma Cadeia de Markov com espaço estado Ξ chamado Cadeia de Markov segmentada. Utiliza-se a notação genérica $\mathcal{E} = [\mathcal{E}(1), \mathcal{E}(2), \dots, \mathcal{E}(n(\mathcal{E}))]$ para denotar um \mathcal{L}_1 -segmento, onde $n(\mathcal{E})$ é o comprimento de \mathcal{E} . A cadeia infinitamente segmentada é irreduzível, aperiódica e recorrente positiva, sendo, portanto, ergódica. Sua probabilidade de estado estacionário é denotada por $\hat{\pi}(\mathcal{E})$. Seja E a esperança com respeito a \mathcal{P} em Ω . Definem-se as quantidades pelas equações 30 e 31:

$$h_f(\mathcal{E}) = \sum_{j=1}^{n(\mathcal{E})} f(\mathcal{E}(j))$$

30

$$H_f(i) = E[hf(\mathcal{E}) | \mathcal{E}(1) = i], i = 1, 2, \dots, |\mathcal{L}_1|$$

31

Seja $H_f = [H_f(1), H_f(2), \dots, H_f(|\mathcal{L}_1|)]^T$. Utiliza-se a notação \mathbf{h}_1 e \mathbf{H}_1 acima nos casos $f(i) = 1, \forall i \in \mathcal{L}$. Assim, $h_1(\mathcal{E}) = n(\mathcal{E})$ e $H_1(i) = E[n(\mathcal{E}) | \mathcal{E}(1) = i]$.

Pela ergodicidade, é explícito que $|H_f(i)| < \infty$ para qualquer função f . Aplicando a lei dos grandes números na cadeia segmentada, se obtém a relação apresentada na equação 32:

$$\begin{aligned} \eta &= \lim_{T \rightarrow \infty} \eta_T = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{\frac{1}{M} \sum_{m=0}^{M-1} h_f(\mathcal{E}_m)}{\frac{1}{M} \sum_{m=0}^{M-1} \mathbf{h}_1(\mathcal{E}_m)} = \frac{\sum_{\mathcal{E}} \hat{\pi}(\mathcal{E}) h_f(\mathcal{E})}{\sum_{\mathcal{E}} \hat{\pi}(\mathcal{E}) n(\mathcal{E})} = \\ &= \frac{\hat{\pi} H_f}{\hat{\pi} \mathbf{H}_1} = \frac{1}{\bar{n}} \hat{\pi} H_f, \text{ com probabilidade igual a } 1 \end{aligned}$$

32

Onde $\bar{n} = \hat{\pi} \mathbf{H}_1$ é o comprimento médio dos \mathcal{L}_1 -segmentos. A partir da equação 32, pode-se definir um novo vetor de desempenho para a Cadeia de Markov inserida pela equação 32:

$$\tilde{f} = \frac{1}{\bar{n}} H_f$$

33

E, portanto, a Cadeia inserida possui o mesmo desempenho de longo prazo $\eta = \pi \tilde{f}$ que a Cadeia original. É provado por Cao *et al.*, 2002, que se for definido uma função de desempenho da Cadeia de Markov inserida como na equação 32, então o desempenho da cadeia inserida é igual ao da cadeia original.

Utilizando-se do método de agregação temporal acima exposto e do tempo de retorno, propõe-se um método de geração de cenários baseado em Cadeia de Markov, cuja prova é apresentada no Apêndice A e, na seção 6.3.2, se faz as alterações necessárias para sua aplicação considerando as características dos parâmetros incertos adotados neste estudo.

2.4 SAA – *Sampling Average Approximation*

Os trabalhos de Shapiro e Homem-de-Mello (1998), Ahmed e Shapiro (2002) e Kleywegt *et al.* (2001) propõem um método baseado em simulação Monte Carlo para obter aproximação da solução de problemas estocásticos em que o conjunto dos parâmetros incertos, $\hat{\xi}$, ou é contínuo (podendo assumir infinitos diferentes valores) ou possui um número grande o suficiente de possíveis realizações que torna o problema inviável computacionalmente (ou com tempo de solução suficientemente alto).

A ideia básica do método é simples, uma amostra aleatória de $\hat{\xi}$ é gerada e o valor esperado da função objetivo é aproximado pela média da função da amostra correspondente. O problema de otimização por média amostral obtido é resolvido e o procedimento é repetido várias vezes até que se chegue a um critério de parada.

Conforme Kleywegt *et al.* (2001), seja um problema estocástico da forma definida pela equação 34 (simplificação do que foi exposta na seção 2.2):

$$\mathbf{Min}_x \{g(x) = \mathbb{E}[G(x, \hat{\xi})]\} \quad 34$$

Onde $\hat{\xi}$ é um vetor aleatório que contém todas as possíveis realizações dos parâmetros incertos e suas respectivas probabilidades. $G(x, y)$ é uma função de valor real de dois vetores de variáveis, x e y – tal como apresentado na seção 2.2, x é a variável de primeiro estágio, enquanto que y é a variável de segundo estágio. A esperança dessa função é dada pela equação 35:

$$\mathbb{E}[G(x, \hat{\xi})] = \int G(x, y)P(dy) \quad 35$$

Segundo o método, podem-se gerar limitantes inferiores e superiores do problema inicial através de estimadores não enviesados e calcular o gap de otimalidade, bem como sua variância.

Sejam $\xi^1, \xi^2, \xi^3 \dots \xi^M$ amostras aleatórias de tamanho N , independentes e identicamente distribuídas de um vetor aleatório $\hat{\xi}$, a função da média amostral é dada pela equação 36:

$$\hat{g}_N(x) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N G(x, \xi^j) \quad \forall j \in N \quad 36$$

Que é associada ao problema definido pela equação 36: $\min_x \hat{g}_N(x)$

Os problemas definidos pelas equações 35 e 36 são, respectivamente, o problema real e o problema por aproximação de média amostral (*sample average approximation*, daqui em diante referido como SAA). Sejam v^* e \hat{v}_N os valores ótimos de cada problema dos respectivos problemas:

$$v^* = \min_x g(x) \text{ e } \hat{v}_N = \min_x \hat{g}_N(x)$$

Define-se também \hat{x}_N como a solução ótima do problema SAA, conforme a equação 37:

$$\hat{x}_N = \operatorname{argmin}(G(x, \xi^j)) \quad 37$$

Segundo Kleywegt et al (2001):

$$\mathbb{E}[\hat{v}_N] \leq \mathbb{E}\{\min_x \hat{g}_N(x)\} \leq \min_x \mathbb{E}[\hat{g}_N] = v^*$$

Assim, pode-se obter um limitante inferior para o problema original estimando-se $\mathbb{E}[\hat{v}_N]$ da seguinte maneira: geram-se M amostras de tamanho N e resolvendo o problema SAA, se obtém os valores ótimos $\hat{v}_N^1, \hat{v}_N^2 \dots \hat{v}_N^M$, e pode-se calcular um estimador não enviesado de $\mathbb{E}[\hat{v}_N]$ conforme apresentado na equação 38:

$$\bar{v}_N^M = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M \hat{v}_N^m \quad \forall m \in M$$

38

A variância do estimador apresentado em na equação 38 é dada pela equação 39:

$$S_{\bar{v}_N^M}^2 = \frac{1}{M(M-1)} \sum_{m=1}^M (\hat{v}_N^m - \bar{v}_N^M)^2 \quad \forall m \in M$$

39

Considerando uma solução viável $\bar{x} \in X$, como, por exemplo, sendo igual a uma solução ótima \hat{x}_N de um problema SAA, pode-se estimar o valor real de $g(x)$ no ponto \bar{x} pela geração de T amostras $\xi^1, \xi^2, \xi^3 \dots \xi^{N'}$ de tamanho N' e computar pela equação 40:

$$g_{N'}^T(\bar{x}) = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \hat{g}_{N'}^t(\bar{x}) \quad \forall t \in T$$

40

Onde $\hat{g}_{N'}^t(\bar{x})$ é o valor da função objetivo da média amostral no ponto \bar{x} da amostra t do SAA, conforme dado pela equação 41:

$$\hat{g}_{N'}^t(\bar{x}) = \frac{1}{N'} \sum_{j=1}^{N'} G(\bar{x}, \xi^{tj}) \quad \forall j \in N'$$

Dessa forma, a equação 41 representa um estimador não enviesado de $\mathbb{E}[G(\bar{x}, \xi)]$ e gera um limitante superior estatístico para o verdadeiro valor da solução ótima no ponto \bar{x} . A variância deste estimador é dada pela equação 42:

$$S_{g_{N'}^T(\bar{x})}^2 = \frac{1}{T(T-1)} \sum_{t=1}^T (\hat{g}_{N'}^t(\bar{x}) - g_{N'}^T(\bar{x}))^2 \quad \forall t \in T$$

42

Usando as expressões acima, uma estimativa do gap de otimalidade de uma solução candidatada \bar{x} pode ser calculada por $g_{N'}^T(\bar{x}) - \bar{v}_N^M$ e sua variância é estimada por $S_{\bar{v}_N^M}^2 + S_{g_{N'}^T(\bar{x})}^2$.

Kleywegt *et al.* (2001) fazem algumas considerações sobre o tamanho da amostra N para o cálculo de limitante inferior do problema SAA:

- 1- Pela lei dos grandes números, $\hat{g}_N(x)$ converge para $g(x)$ com probabilidade igual a 1 quando N tende ao infinito.
- 2- A escolha do tamanho N das amostras deve considerar vários *trade-offs*. Com valores altos de N , o valor da solução da função objetivo do SAA tende a ser uma estimativa mais acurada da função objetivo verdadeira, a solução do problema SAA tende a ser uma solução melhor e o gap de otimalidade tende a ser mais estreito. Contudo, a complexidade computacional para resolução do problema SAA com tamanhos de amostra grandes, mesmo para problemas lineares, podem ser proibitivos.
- 3- Geralmente, a estimativa do valor de $g(x)$ para um valor do vetor de decisão \bar{x} pelo estimador $\hat{g}_{N'}^t(\bar{x})$ requer um esforço computacional muito menor que resolver o problema SAA para um mesmo tamanho de amostra N , ou seja, $N = N'$. Desta forma, se por um lado N deve ser escolhido com tamanho pequeno suficiente para permitir a resolução do problema SAA, recomenda-se escolher um tamanho N' de amostra grande para obter acurácia do estimador $\hat{g}_{N'}^t(\bar{x})$ de $g(\bar{x})$.

2.5 MEDIDAS DE AVALIAÇÃO DE RISCO

Esta seção trata dos métodos de avaliação de risco, ou medidas de risco, e é organizada da seguinte maneira: primeiramente, são descritas as características que tornam estas medidas coerentes; em seguida, são apresentadas algumas das medidas de risco mais utilizadas na literatura; e, finalmente, é feito um detalhamento sobre o medida CVaR.

Segundo Oliveira *et al.*, 2013, em programação estocástica, onde dados de incertezas são modelados como processo estocásticos, a função objetivo é uma variável aleatória que pode ser caracterizada por um distribuição de probabilidade. Tendo em mente que a função objetivo é uma combinação do custo total do primeiro estágio e do custo esperado das ações de recurso, a otimização é, na verdade, feita sobre a função que caracteriza a distribuição de probabilidade desta variável aleatória.

Contudo, considerar somente o valor esperado desta distribuição leva a uma visão neutra em relação ao risco. Isso pode levar a casos onde, apesar do valor esperado ser ótimo, a distribuição da função objetivo pode conter probabilidade significativa de incorrer em altos níveis de custo (ou baixos níveis de lucro, a depender do problema). As medidas de risco buscam minimizar a exposição a este tipo de evento. Isto é feito incluindo na formulação do modelo um termo que representa a medida de risco.

2.5.1 Medida de risco coerente

O trabalho de Artzner *et al.* (1999) é um divisor de águas em termos de classificação das medidas de risco e de suas propriedades. Os autores apresentam um conjunto de quatro propriedades desejáveis de uma medida de risco e nomeiam as medidas que atendem a estas quatro propriedades de “coerentes”.

Segundo estes autores, dada uma medida de risco ρ definida em ζ (conjunto de todos os riscos envolvidos, que é um subconjunto de todas as realizações em Ω), o primeiro requisito é que esta medida seja definida na mesma unidade da função que seja deseja avaliar ou otimizar. As quatro propriedades são listadas abaixo:

Propriedade 1 – Translação: para todo $F(\omega) \in \zeta$ e todo número real β

$$\rho(F(\omega) + \beta * r) = \rho(F(\omega)) - \beta \quad 43$$

Dessa forma, ao adicionar (ou subtrair) um valor β do valor disponível para investimento inicial e aplicá-lo no investimento de referência, denominado r , simplesmente diminui (ou aumenta) o risco no valor de β . Esta propriedade implica em que, uma vez conhecido o risco, ao aplicar esta quantia na aplicação de referência, obtém-se risco total zero. Ou seja, o risco da soma de uma função objetivo com uma constante é igual ao risco da função objetivo subtraída desta constante.

Propriedade 2 – Subaditividade: para todo $F_1(\omega)$ e $F_2(\omega) \in \zeta$

$$\rho(F_1(\omega) + F_2(\omega)) \leq \rho(F_1(\omega)) + \rho(F_2(\omega)) \quad 44$$

Segundo Acerbi e Tasche (2002), a propriedade subaditividade significa que a diversificação do portfólio de investimento sempre leva à redução do risco e é essencial para problemas de otimização de portfólio. Ou seja, o risco de se considerar duas opções de investimento é menor ou igual à soma do risco dos investimentos. Essa propriedade está relacionada à convexidade da superfície de risco que se deseja minimizar no espaço de soluções.

Propriedade 3 – Homogeneidade positiva: para todo $\theta \geq 0$, e todo $F(\omega) \in \zeta$:

$$\rho(\theta * F(\omega)) = \theta * \rho(F(\omega)) \quad 45$$

Segundo esta probabilidade, ao multiplicar um investimento por um fator θ , deve-se também multiplicar o risco pelo mesmo fator. Esta propriedade aplicada junto à propriedade de subaditividade explica a atratividade da diversificação de portfólio.

Propriedade 4 – Monotonicidade: para todo $F_1(\omega)$ e $F_2(\omega) \in \zeta$ e $F_1(\omega) \leq F_2(\omega)$ tem-se que $\rho(F_2(\omega)) \leq \rho(F_1(\omega))$

Esta propriedade garante que, se em todas as possíveis realizações, o retorno obtido a partir de uma determinada escolha gerar sempre retornos maiores que outra escolha, a primeira necessariamente possui um risco menor ou igual à segunda.

2.5.2 Medidas de risco

Medidas de risco populares são: variância (Markowitz, 1952), Probabilidade de escassez (Browne, 1999), escassez esperada (Acerbi, Nordio e Sirtori, 2001), ValueatRisk (VaR) (Jorion, 2000) e Conditional ValueatRisk (CVaR) (Rockafeller e Uryasev, 2000).

Um dos primeiros métodos proposto para avaliação de risco é o de Variância (ou, EV, esperança-variança) conforme apresentado por Markowitz, 1952. Segundo este autor, o processo de seleção de um portfólio de investimento é dividido em duas etapas: a primeira, que se inicia com a observação dos investimentos disponíveis e crenças sobre seu desempenho futuro e a segunda, na qual se decide a composição do portfólio. Nesta etapa, o tomador de decisão não deve considerar somente o portfólio que maximiza o retorno, mas sim a máximo retorno com a mínima variância. Assim, segundo o autor, definida uma fronteira de eficiência EV (esperança-variança) deve-se escolher um portfólio que minimize a variância, dada um retorno esperado ou maximize o retorno, dada uma variância admitida.

Contudo, aplicar a Variância como medida de risco em um programa matemático de otimização necessariamente leva a um aumento da complexidade do modelo por se imputar um termo não linear. Khor *et al.*, 2008, trazem algumas razões para não se considerar a medida de risco do tipo variância:

1. Como é uma medida simétrica, lucros acima e abaixo de determinado alvo são penalizados igualmente, quando na verdade somente se deseja penalizar o segundo somente.
2. Caso uma solução estocástica x_1 seja dominada por outra, x_2 – ou seja, para qualquer realização, a solução x_2 apresenta lucro igual ou maior que x_1 – pode ocorrer de ao invés da solução x_1 ser retirada, isso ocorra com a solução x_2 .
3. Ao adicionar a variância de recurso na função objetivo há um risco potencial de chegar à perda de convexidade, o que pode tornar a busca da solução mais difícil.

A esta proposta, segue-se a de Browne, 1999, chamada Probabilidade de Escassez. Segundo o autor, em determinadas circunstâncias, o tomador de decisão, ao

invés de buscar maior retorno (ou maximização de uma dada função objetivo), está interessado em minimizar a probabilidade de escassez. Ou seja, nestes casos, o que se pretende é evitar que a probabilidade de a distribuição da função objetivo obtida estar abaixo (ou acima, no caso de minimização) de dado valor η . Ao contrário da medida de variância, a Probabilidade de Escassez não penaliza ambos os extremos da distribuição da função objetivo. Porém, não é capaz de identificar o formato da distribuição abaixo do valor definido η .

Acerbi, Nordio e Sirtori (2001) e Acerbi e Tasche (2002) apresentam uma medida alternativa, chamada de Escassez Esperada. Dado um valor η , a Escassez Esperada é o valor médio dos casos em que o retorno (ou função objetivo) é menor que η . Neste caso, ao contrário da Probabilidade de Escassez, esta medida de risco está ciente da distribuição da função objetivo abaixo do valor de escassez η . Todavia, ao lidar com um valor fixo de η , não se permite ao programa matemático determinar quais soluções evitar e, portanto, não permite uma avaliação do risco concomitante à maximização do lucro.

Outra medida de avaliação de risco pertinente é o Value at Risk, VaR (Jorion, 2000). Esta medida sumariza a máxima perda esperada (ou pior perda) ao longo de um horizonte com um intervalo de confiança escolhido α . De forma mais ampla, se deseja obter o pior caso possível tal que a probabilidade da função objetivo ser maior que este valor seja igual ao nível de confiança α . Apesar de simples e de não necessitar a definição prévia de um valor de escassez η para avaliar o risco, esta medida de risco somente é coerente se for admitido que o retorno esperado ou função objetivo que se deseja otimizar tenha uma distribuição normal. Caso contrário, não se obedece à propriedade de subaditividade.

Segundo Artzner *et al.* (1999) deve-se rejeitar a VaR como medida de risco coerente pelas seguintes razões:

1. *Value at Risk* não se comporta corretamente em relação à adição de riscos, mesmo quando os investimentos envolvidos são independentes, assim criando um problema de agregação.

2. *Value at Risk* não encoraja e, de fato, algumas vezes proíbe a diversificação, pois não leva em consideração as consequências econômicas dos eventos, cuja probabilidade controla.

Por último, tem-se a medida conhecida como CVaR – Conditional Value at Risk. Conforme Rockafellar e Uryasev (2000), dada uma probabilidade α , o CVaR é definido como a média dos lucros menores que o quartil $1-\alpha$ do retorno esperado (ou da distribuição da função objetivo). Ao contrário da Probabilidade de Escassez, é capaz de identificar a forma da distribuição. Em relação ao VaR, possui a vantagem de não ser restrita em relação à propriedade de subaditividade e, assim como o VaR, não adiciona complexidade ao modelo. Assim, se permite que, em casos onde a incerteza é modelada por cenários e um conjunto finito de cenários é selecionado como uma representação aproximada, o problema ainda possa ser representado por uma programação linear.

A medida de risco adotada neste trabalho é o CVaR. Entre as razões para tal estão: não aumenta a complexidade do modelo, é capaz de considerar “caudas longas” e é uma medida coerente de risco. Vários autores Artzner *et al.*, 1997, Embrechts (1999) e Pflug (2000) – mostraram que CVaR é uma medida coerente, respeitando todas as propriedades exposta anteriormente.

2.5.3 CVaR – Conditional Value at risk

O trabalho de Rockafellar e Uryasev (2000) apresenta uma abordagem da técnica de otimização de portfólio que calcula o VaR e otimiza CVaR simultaneamente. Essa técnica é apropriada para aplicação em empresas de investimentos, corretoras, seguradoras ou qualquer outro negócio que avalie riscos e pode ser combinada com métodos analíticos ou baseados em cenários para otimizar portfólios com grande número de possíveis investimentos. Os cálculos para essa otimização geralmente recaem em programação linear ou outras mais complexas.

Segundo Pineda e Conejo, 2009, o CVaR de uma distribuição de probabilidade com nível de confiança α é definido como o valor médio dos cenários que apresentem os menores lucros e com a probabilidade acumulada de $1-\alpha$, conforme a Figura 3.

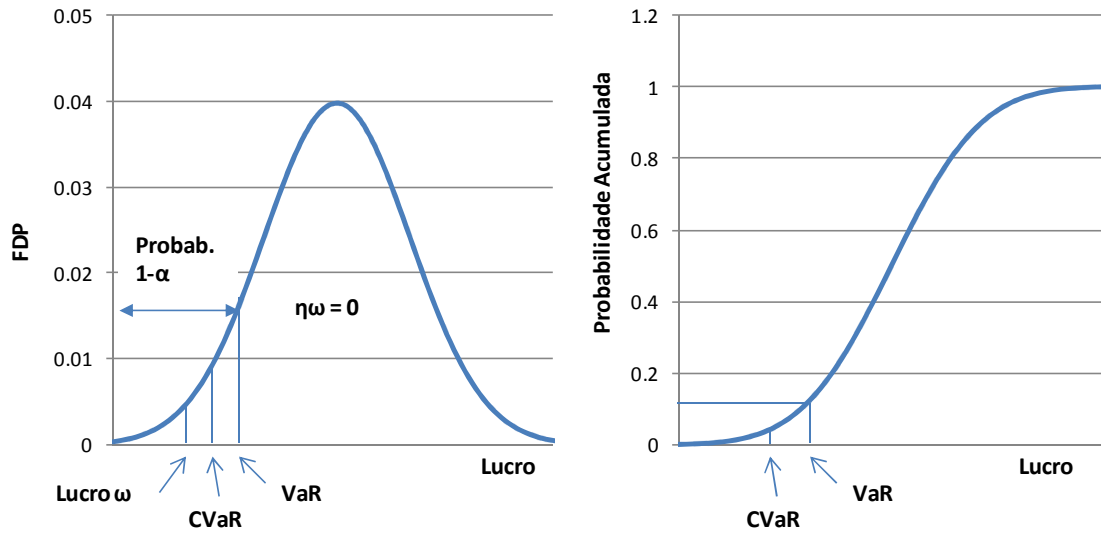


Figura 3: Representação dos conceitos de VaR e CVaR pela Função Distribuição de Probabilidade e Probabilidade Acumulada

O Value-at-Risk (VaR) é um valor tal que a probabilidade do lucro obtido ser menor que este valor é igual a $1-\alpha$. Portanto, o CVaR pode também ser definido como o valor médio dos lucros menores que VaR, e ser calculado como segue:

$$\text{Max } CVaR_{\alpha} = \zeta - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{\xi=1}^{\Omega} \pi_{\xi} * \eta_{\xi} \quad 46$$

$$\text{s.a} \quad -lucro_{\xi} + \zeta - \eta_{\xi} \leq 0 \quad 47$$

$$\eta_{\xi} \geq 0 \quad 48$$

Onde $lucro_{\xi}$ é o lucro do cenário ξ com uma probabilidade associada igual a π_{ξ} . ζ é uma variável auxiliar cujo valor ótimo corresponde ao valor de VaR.

A partir de 46 e 47, e levando em consideração que o problema de otimização busca minimizar o valor de η_{ξ} para cada ξ , o valor ótimo de η_{ξ} é o mais alto possível entre 0 e $\zeta - lucro_{\xi}$. Dessa forma, no valor ótimo de η_{ξ} é a diferença entre o VaR e o valor do lucro para aqueles cenários que tiverem lucro menor que VaR, e igual a zero caso sejam maiores. O segundo termo da função objetivo é o valor médio de η_{ξ} . Como o valor é computado em relação àqueles η_{ξ} diferentes de zero, o somatório deve ser dividido pela soma de probabilidade destes casos, ou seja, $1-\alpha$. No valor ótimo, a diferença entre o VaR e essa média é igual ao CVaR.

2.6 PLANEJAMENTO DE CADEIA DE SUPRIMENTOS

Conforme Mentzer *et al.* (2001), uma cadeia de suprimentos pode ser definida como um conjunto de três ou mais entidades, intraorganização ou extraorganização e na qual o cliente final é considerado como uma entidade, diretamente envolvida nos fluxos de produtos, de serviços, financeiros e de informações entre uma fonte até um consumidor.

Segundo Papageorgiou, 2009, a cadeia de suprimentos de empresas industriais modernas tipicamente envolve operações multiprodutos, multipropósito e multifacilidades em diferentes regiões e países, lidando com clientes em todo o globo. Na rede logística de tais empresas, as questões de planejamento integrado, coordenação de operações, robustez na resposta de alterações de níveis de demanda no contexto global e local são determinantes para garantir eficiência, competitividade e crescimento. Dessa forma, tem sido amplamente reconhecido que há necessidade de uma abordagem integrada para reduzir custos de capital e operacional, aumentar a produtividade da cadeia de suprimentos e melhorar a agilidade da empresa.

Segundo o mesmo autor, as questões chaves para gestão da cadeia de suprimentos podem ser divididas em três categorias: (i) dimensionamento da infraestrutura; (ii) planejamento e sequenciamento da cadeia de suprimentos; e (iii) controle da cadeia de suprimentos. É amplamente reconhecido que para obter melhores resultados na cadeia de suprimentos, são necessárias: (i) dimensionamento apropriado da rede logística e de seus componentes e (ii) alocação eficiente dos recursos disponíveis na cadeia (Shah, 2005). A necessidade de desenvolver modelos de planejamento de cadeia de suprimentos que tratem dos níveis estratégico e tático de forma a solucionar esses problemas quantitativamente, ao invés de qualitativamente, é reconhecida pela indústria (Shapiro, 2001 e 2004).

O escopo típico de um problema de planejamento de cadeia de suprimentos é determinar os níveis ótimos de produção, estoque e distribuição na rede da organização (indústrias, centros de distribuição, fornecedores, etc.), levando-se em consideração restrições de matéria prima, produção e fluxos. Estes problemas são geralmente formulados como MILP e são resolvidos via programação matemática, heurísticas, metaheurísticas, etc. (Zamarripa *et al.*, 2012).

Segundo Leiras *et al.*, 2013, em geral, o planejamento é dividido em três categorias: estratégico (longo prazo), tático (médio prazo) e operacional (curto prazo). O planejamento de longo prazo cobre o horizonte de poucos até muitos anos, o de médio prazo considera o horizonte de alguns meses a poucos anos e, por fim, o de curto prazo, compreende o horizonte de até três meses. O planejamento estratégico determina a estrutura da cadeia de suprimentos (localização das facilidades), o planejamento tático lida com a geração de metas de alocação de matéria prima e de distribuição de produtos, enquanto que o planejamento operacional trata de determinar níveis de utilização de ativos e considera detalhamento maior das restrições físicas e temporais do sistema.

Conforme Papageorgiou, 2009, um modelo de cadeia de suprimentos pode ser desenvolvido via programação matemática ou ser baseado em simulação. A aplicação escolhida dependerá da tarefa a ser executada pelo modelo. Programação matemática é utilizada para otimizar decisões de alto nível tomando uma visão agregada da dinâmica e dos detalhes operacionais. Por outro lado, a simulação pode ser usada para estudar operações detalhadamente em determinada configuração ou para avaliar medidas de desempenho em um nível alto de acurácia.

Desde 1980, há um importante crescimento das aplicações de otimização no estudo do comportamento da incerteza em sistemas de indústrias químicas, em planejamento de produção e em sequenciamento de operações (Zamarripa *et al.*, 2012). Na última década, diferentes soluções têm sido propostas para resolver problemas de planejamento de cadeia de suprimentos, propondo alternativas para decidir sobre aquisição de matéria prima, níveis de produção e estoque, distribuição para consumidor final, etc. Estes problemas tornam-se ainda mais complexos uma vez que considerem diferentes fontes de incerteza nos modelos (processamento, distribuição, estoque, demanda, comportamento de competidores, etc.) seja essencial para garantir a qualidade da solução.

Atualmente, diferentes modelos integrados de planejamento de cadeia de suprimentos podem ser elaborados para determinar as ações ao longo de toda a cadeia, tendo como objetivo diferentes funções complexas relacionadas à satisfação do cliente, custo total, lucro, entre outros. Alguns modelos têm sido desenvolvidos considerando o problema de planejamento de cadeia de suprimentos sob incerteza, sendo que a maior parte deles na forma de programação estocástica de dois estágios (Zamarripa *et al.*,

2012). A utilização de heurísticas e meta-heurísticas na otimização de decisões relacionadas à SCM têm sido amplamente proposta nos últimos anos como uma maneira de gerir a complexidade do problema em estudo, que leva a alto esforço computacional ou mesmo a possibilidade de o modelo não ser tratável.

Segundo Papageorgiou, 2009, a necessidade de se considerar incertezas tem sido amplamente reconhecida como uma questão importante no desenvolvimento atual de modelos relacionados à cadeia de suprimentos. Considerar sistematicamente as incertezas pode facilitar o cálculo do retorno esperado e a avaliação associada aos riscos das previsões futuras. Contudo, conforme Papageorgiou, 2009 e Oliveira *et al.*, 2013, modelos de otimização que incorporam incerteza são geralmente de grande tamanho e difíceis de serem resolvidos.

2.7 APLICAÇÕES NA CADEIA DE PETRÓLEO

A cadeia de suprimentos de uma indústria de petróleo pode ser dividida em três grandes segmentos: *upstream*, *midstream* e *downstream* (Ribas, 2012). O segmento de *upstream* trata das atividades de exploração e produção de petróleo. O segmento de *midstream* corresponde de todas as atividades compreendidas entre a produção de petróleo e a disponibilização de derivados de petróleo para distribuição, ou seja, desde o transporte da produção de petróleo produzido para terminais e refinarias, passando pela atividade de refino de petróleo, onde os derivados são obtidos, até o envio destes para as distribuidoras. Finalmente, as atividades logísticas responsáveis por transferir os derivados de refinarias e terminais para os pontos de consumo estão no segmento conhecido como *dowstream*. A atividade de refino, ou processamento de petróleo, constitui uma etapa chave desta cadeia, por ser o ponto de transformação do petróleo em derivados e tornar possível a ligação entre os segmentos de *upstream* e *downstream*.

Sear (1993) foi provavelmente o primeiro a tratar do problema de gestão de cadeia de suprimentos no contexto de uma indústria de petróleo. O autor desenvolveu modelo de rede de programação linear para o planejamento da logística do *Midstream* de uma companhia de petróleo. O modelo envolve compra, transporte e armazenamento de petróleo em terminais.

A Tabela 3, a seguir, apresenta uma coletânea de trabalhos que empregam técnicas de programação matemática para resolução de problemas da cadeia de Petróleo e Gás. A tabela é adaptada do trabalho de Leiras (2011) e inclui algumas abordagens mais recentes de problemas relacionados com a cadeia de suprimentos de petróleo.

Como pode ser observado na tabela, existe uma gama bastante vasta de estudos relacionados a questões estratégicas, táticas, operacionais e de sequência de operações (scheduling) publicados em anos recentes. O tema mais comum é o *midstream* (todos os trabalhos abordam o tema), e no caso do nível de decisão ser tático ou operacional, os estudos tratam da construção de modelos de planejamento de produção. Segundo Neiro e Pinto (2004), esta etapa da cadeia é mesmo crucial, pois é nela que ocorre a transformação do petróleo em derivados e o plano de produção trata de decisões como nível de utilização de cada unidade de processo e produção cada produto, assim como condições de operação em toda a rede de conexões da refinaria.

Também se pode destacar pela Tabela 3 a dominância de modelos que lidam com nível de decisão operacional, 2/3 dos trabalhos tratam deste nível de decisão. Isto demonstra a importância e relevância do problema. Este nível de decisão possui um papel fundamental em tentar traduzir metas de níveis hierárquicos de decisão superiores em desdobramento para as operações com uma visão mais próxima das reais limitações do sistema. Assim, possui uma forte integração com o nível tático e o sequenciamento de operações, sendo que 1/3 destes estudos abordam também outro nível de decisão.

Tabela 3: revisão bibliográfica de planejamento de cadeia de suprimento de petróleo (adaptado de Leiras, 2011).

Autor (ano)	Segmento			Nível				Tipo Problema				Determiníst.	Estocástico	Aplicado
	Upstr.	Midstr.	Downstr.	Estratég.	Tático	Operacion.	Schedul.	LP	NLP	MILP	MINLP			
Oliveira <i>et al.</i> (2013)		x	x		x	x				x			x	x
Leiras <i>et al.</i> (2013)		x			x	x		x					x	
Guajardo <i>et al.</i> (2013)		x	x		x			x				x		x
Ribas <i>et al.</i> (2012)		x			x	x			x				x	x
Oliveira & Hamacher (2012)		x	x		x	x				x			x	x
Zamarripa <i>et al.</i> (2012)		x	x		x					x			x	
Guerra & Le Roux (2011)		x	x			x			x			x		
Shah & Ierapetritou (2011)		x	x				x		x			x		x
Alattas <i>et al.</i> (2011)		x				x			x			x		x
Al-Shammari & Ba-Shammakh (2011)		x			x	x		x					x	x
Al-Qahtani & Elkamel (2010)		x	x	x						x			x	x
Park <i>et al.</i> (2010)		x				x		x					x	
Carneiro <i>et al.</i> (2010)	x	x	x	x				x					x	x
Leiras <i>et al.</i> (2010)		x				x		x					x	
Ribas <i>et al.</i> (2010)	x	x	x	x				x					x	x
Luo & Rong (2009)		x				x	x			x			x	
Khor & Nguyen (2009)		x				x			x				x	
Guyonnet <i>et al.</i> (2009)		x	x		x			x	x			x		
Alhajri <i>et al.</i> (2008)		x				x			x				x	
Al-Othman <i>et al.</i> (2008)	x	x	x		x					x			x	
Al-Qahtani & Elkamel (2008)		x	x	x						x			x	x
Elkamel <i>et al.</i> (2008)		x				x					x	x		
Gao <i>et al.</i> (2008)		x				x				x			x	x
Khor <i>et al.</i> (2008)		x			x			x					x	
Lakkahanawat & Bagajewicz (2008)		x				x		x					x	x
Li, Chufu <i>et al.</i> (2008)		x				x		x	x		x		x	x
Kim <i>et al.</i> (2008)		x	x		x	x			x	x		x		x
Zhang & Hua (2007)		x				x				x			x	x
Micheletto <i>et al.</i> (2007)		x				x				x			x	x
Pongsakdi <i>et al.</i> (2006)		x				x		x					x	x
Neiro & Pinto (2006)		x				x					x		x	x
Zhang & Zhu (2006)		x				x			x				x	
Neiro & Pinto (2005)		x				x					x		x	x
Li, Wenkai <i>et al.</i> (2005)		x				x								
Li, Wenkai <i>et al.</i> (2004)		x			x					x	x		x	x
Neiro & Pinto (2004)		x	x			x					x	x		x
Gothe-Lundgren <i>et al.</i> (2002)		x				x	x			x			x	x
Ponnambalam <i>et al.</i> (2002)		x				x		x					x	
Joly <i>et al.</i> (2002)		x				x	x		x	x			x	x
Hsieh & Chiang (2001)		x	x		x			x					x	x
Zhang <i>et al.</i> (2001)		x				x		x					x	
Dempster <i>et al.</i> (2000)		x	x		x			x					x	x
Pinto & Moro (2000)		x				x	x			x			x	x
Pinto <i>et al.</i> (2000)		x				x	x				x	x		x
Escudero <i>et al.</i> (1999)		x	x		x			x					x	
Moro <i>et al.</i> (1998)		x				x			x				x	x
Ahmed & Sahinidis (1998)		x		x						x			x	
Ravi & Reddy (1998)		x				x		x					x	
Liu & Sahinidis (1997)		x		x						x	x		x	
Liu & Sahinidis (1996)		x			x					x			x	

Em relação à técnica de programação adotada, destacam-se o emprego de PL e MILP, cada uma com 36% de participação. O uso da primeira técnica, mais simples, é comum devido ao tamanho dos problemas abordados tanto em número de variáveis como em número de restrições. O uso de técnica MILP geralmente está relacionado a modelos de decisão de investimento, comum nos modelos estratégicos; à alocação de recurso em diferentes ativos de mesma natureza como, por exemplo, a alocação de petróleo em diferentes refinarias, comum em modelos táticos; ou à decisão do modo de operação de unidades de processo, comum nos modelos operacionais.

Uma breve pesquisa bibliográfica, como apresentada, também nos permite verificar que os modelos utilizados têm evoluído no sentido de deixarem de ser totalmente determinísticos para considerarem incertezas inerentes ao ambiente da cadeia de suprimentos de petróleo. Dos estudos considerados nos últimos cinco anos, de 15/23 tratam da cadeia de suprimentos de petróleo considerando as incertezas envolvidas.

Como referência de métodos determinísticos aplicados à cadeia de suprimentos de petróleo, dois trabalhos se destacam. Pinto *et al.* (2000) utilizam aplicações de planejamento e sequenciamento para operações de refinarias, mostrando que estes problemas podem ser eficientemente solucionados por MILP de larga escala. Para tal, a refinaria é dividida em partes menores e sistemas dedicados a produção de determinado derivado são otimizados.

Neiro e Pinto (2004) desenvolvem um modelo integrado para a cadeia de suprimentos de petróleo que pode ser utilizada no mundo real. Um conjunto de fornecedores de petróleo, refinarias que são interconectadas por produtos intermediários e um conjunto de centros distribuidores compõem o sistema considerado. A técnica utilizada é MINLP (programação intera não linear mista). A parte inteira do modelo se refere à aquisição de petróleo e transferências via terminal. A parte não linear se refere às equações de cálculo de qualidade. O resultado deste trabalho mostra a importância da coordenação entre as operações uma vez impostos distúrbios via cenários de sensibilidade.

Contudo, é reconhecido que a maior parte dos resultados destas abordagens pode sofrer com a existência de incertezas nos parâmetros do modelo e variações do custo de

matéria-prima, mercado, expectativa de produção entre outros podem afetar a lucratividade da cadeia. Segundo Al-Shammari e Ba-Sammakh (2011), as incertezas às quais estes modelos estão suscetíveis podem ser classificados de acordo com a natureza da fonte:

- 1- Incertezas inerentes ao modelo: incertezas devido à estimação não acurada dos parâmetros.
- 2- Incertezas inerentes ao processo: incertezas devido à variação de condições de processo tais como temperatura e pressão (mais relevantes quanto mais o modelo lidar com decisões operacionais de unidades de processo).
- 3- Incertezas externas: incertezas tais como disponibilidade de matéria-prima, demanda, preço de produtos.
- 4- Incertezas discretas tais como disponibilidade de equipamentos.

Tendo em vista o desenvolvimento de modelos que consideram incerteza, uma breve pesquisa bibliográfica realizada permite verificar que o modelo mais empregado é a programação estocástica de dois estágios. A Tabela 4, a seguir, apresenta uma adaptação da pesquisa realizada por Leiras, 2011. Nesta tabela estão os estudos da Tabela 3 que tenham uma abordagem estocástica e, para cada artigo, são apresentadas as técnicas do modelo utilizadas, os parâmetros considerados incertos e o emprego de medidas de risco ou geração de cenários.

Tabela 4: Principais abordagens para lidar com incertezas em problemas da cadeia de suprimentos de petróleo (Adaptado de Leiras, 2011).

Autor (ano)	Técnica de Modelagem						Fator de Incerteza							
	Dois estágios	Estocástico robusto	Probabilístico	Multi Estágio	Robusto	Fuzzy	Algoritmo Genético	Demanda	Suprimento	Preço	Custo	Rendimento	Capacidade Processo	Outros
Oliveira <i>et al.</i> (2013)	x							x						
Leiras <i>et al.</i> (2013)	x							x	x	x			x	
Ribas <i>et al.</i> (2012)	x	x							x	x			x	
Oliveira & Hamacher (2012)	x							x						
Zamarripa <i>et al.</i> (2012)	x						x	x						x
Al-Shammari & Ba-Shammakh (2011)										x			x	
Al-Qahtani & Elkamel (2010)		x						x	x	x				
Park <i>et al.</i> (2010)		x								x				
Carneiro <i>et al.</i> (2010)	x							x	x	x	x	x		
Leiras <i>et al.</i> (2010)					x			x		x				
Ribas <i>et al.</i> (2010)		x						x	x	x				
Luo & Rong (2009)					x			x						x
Khor & Nguyen (2009)		x						x		x	x	x		
Al-Othman <i>et al.</i> (2008)	x							x		x				
Khor <i>et al.</i> (2008)	x	x						x		x		x		
Lakkahanawat & Bagajewicz (2008)		x						x		x	x			
Li, Chufu <i>et al.</i> (2008)			x					x						
Pongsakdi <i>et al.</i> (2006)		x						x		x				
Neiro & Pinto (2006)				x				x		x				
Neiro & Pinto (2005)				x				x		x				
Li, Wenkai <i>et al.</i> (2004)			x					x	x					
Hsieh & Chiang (2001)						x		x			x			
Dempster <i>et al.</i> (2000)				x				x		x	x			
Escudero <i>et al.</i> (1999)	x							x		x	x			
Ahmed & Sahinidis (1998)		x						x	x	x	x			
Ravi & Reddy (1998)						x		x						x
Liu & Sahinidis (1997)						x		x	x	x	x	x		
Liu & Sahinidis (1996)	x					x		x	x	x				

Como pode ser verificado na Tabela 4, os problemas da cadeia de suprimentos de petróleo que consideram incertezas são abordados de diferentes maneiras, bem como, a incerteza envolvida se deve a fatores diferentes. Porém, a maior parte dos estudos apresentados se concentra em incertezas externas. Somente 7/28 dos estudos considerados tratam de incertezas inerentes ao processo (rendimentos) ou discretas (disponibilidade de equipamentos).

Em relação à técnica empregada, pode-se concluir que há uma predominância pela abordagem de programação estocástica de dois estágios (10/28 dos trabalhos utiliza

esta técnica) e da estocástica robusta (9/28). Artigos que empregam modelos multiestágio correspondem somente a 3/28 do total, isto se deve ao custo computacional deste tipo de abordagem. Outras técnicas não necessariamente estocásticas são empregadas, como lógica fuzzy e algoritmo genético.

De forma geral, entre os fatores de incertezas considerados, destaca-se a incerteza de demanda de derivados. Dos 28 artigos representados, somente três não tratam a demanda como incerta. Em segundo lugar, está considerar como fonte de incerteza o preço de petróleo e derivados, considerado como incerto em 20/28 dos trabalhos pesquisados. É fácil entender a razão, pois são estes os fatores que representam as incertezas do mercado no qual a cadeia de petróleo está imerso e não são fatores administráveis. Outros fatores como suprimento de petróleo, custos, rendimentos e capacidade de processamento são fatores sob gestão da cadeia e sua incerteza está relacionada a ineficiências da mesma.

Ribas *et al.* (2012) incorporam incertezas aos modelos de planejamento de produção de refinarias com três abordagens: uma de programação estocástica de dois estágios e duas de programação estocástica robusta, também de dois estágios – sendo que a primeira é um modelo min-max que busca minimizar a diferença entre a solução robusta e a meta, enquanto que a segunda é um modelo max-min que maximiza o resultado do pior caso. As incertezas consideradas são: custo de matéria-prima, suprimento de petróleo e disponibilidade de unidade de processo.

Leiras *et al.*, 2013 propõem uma formulação de planejamento de cadeia de suprimentos de petróleos nos níveis tático e operacional considerando incerteza. Para tal, utiliza programação estocástica em ambos os níveis, sendo que decisões tomadas no nível tático estabelecem algumas condições do nível operacional. Incertezas de preço e demanda são consideradas no nível tático, enquanto incertezas de disponibilidade de ativos e suprimento de petróleo são consideradas no nível operacional.

O desenvolvimento da abordagem estocástica de problemas de otimização levou ao emprego de medidas de risco, que dada à natureza aleatória da função objetivo, auxiliam em limitar a ocorrência de valores indesejados. Oliveira *et al.*, 2013 utilizam decomposição Lagrangeana para o planejamento de investimento e distribuição de uma rede multiproduto e multimodal considerando incerteza na região norte do Brasil. Para

tal, empregam um modelo inteiro misto e estocástico de dois estágios com medida de risco escassez esperada para evitar ocorrência de custo acima de determinado nível.

Khor *et al.*, 2008 propõem um modelo híbrido de programação estocástica para abordar o planejamento de uma refinaria no médio prazo levando em conta possíveis investimento e maximização do lucro esperado. O modelo considera três fontes de incerteza: o preço do petróleo e dos derivados, a demanda e os rendimentos na unidade de destilação. Para controle do risco envolvido, os autores propõem utilizar a medida de variância para diminuir a dispersão da função objetivo e MAD (*Mean-absolute deviation*) de Konno e Yamazaki, 1991.

Carneiro *et al.*, 2010 aplicam um modelo de programação estocástica de dois estágios para cadeia de suprimentos de petróleo em um planejamento de nível estratégico. O sistema considerado possui seis refinarias e algumas opções de investimentos. As incertezas consideradas são de suprimento de petróleo, demanda e preço de derivados. Aplica-se a medida de risco CVaR (*Conditional Value-at-Risk*) na busca de evitar lucros abaixo de determinado valor desejado.

Uma característica importante de trabalhos mais recentes é considerar a incerteza como uma distribuição de probabilidade e, neste caso, métodos de geração de cenários são muito essenciais. Oliveira e Hamacher, 2012 desenvolvem um modelo para planejamento tático de distribuição de derivados na região norte do país considerando incertezas, as quais possuem distribuição contínua e para construção dos cenários, aplicou-se o método SAA (*Sample Average Approximation*), baseado em Monte Carlo. Esta técnica busca obter soluções aproximadas para o conjunto total de cenários via simulação (Kleywegt, *et al.*, 2001).

Khor e Nguyenl, 2009 abordam o planejamento de refinaria considerando incertezas através de programação estocástica em dois estágios. Considerou-se a distribuição de probabilidade das incertezas e para geração dos cenários, aplicou-se também o método SAA. Para controle do risco gerado pela incerteza na função objetivo, duas medidas foram empregadas: MAD, *Mean-absolute deviation* (Konno e Yamazaki, 1991), e CVar.

Por outro lado, uma opção de abordagem do problema é via meta-heurísticas populacionais. Em particular, temos o trabalho de Zamarripa *et al.*, 2012, o qual introduz o uso de algoritmo genético (GA) na solução de problemas complexos de otimização considerando incertezas típicas da indústria de petróleo. Utiliza-se GA em conjunto com MILP para determinar os níveis de produção, estoque, utilização de equipamentos e distribuição em um problema de planejamento de cadeia de suprimentos sob incerteza.

Sinha *et al.*, 2011 aplicam a abordagem de multiagentes baseado na meta-heurística conhecida como enxames de partículas para otimizar a alocação de petróleo de forma que cada agente é empregado para integrar valores de custo como custo de compartilhamento de informação, custo operacional e custo de processamento da informação. O problema é então solucionado aplicando um algoritmo coevolucionário de enxame de partículas baseado em Cauchy. Comparação com método baseado em Gaussiana mostra ganho principalmente no controle de nível de estoque.

Além dos trabalhos que utilizam meta-heurísticas populacionais, uma abordagem alternativa para a consideração de incertezas é a análise de pós-otimização. Al-Shammari e Ba-Sammakh, 2011, apresentam um técnica que envolve análise de sensibilidade e estabilidade de um problema de planejamento de produção de refinarias no qual primeiramente se investiga a influência dos parâmetros incertos no nível ótimo de utilização e em seguida se utiliza um nível de tolerância para determinar limites de variação (de cada parâmetro individualmente ou de um conjunto de parâmetros simultaneamente) dentro dos quais níveis de operação se mantém ótimos.

III. DESCRIÇÃO DA CADEIA DE SUPRIMENTOS DE PETRÓLEO

Este Capítulo tem como função apresentar as operações realizadas dentro de uma cadeia de suprimentos de petróleo. Para tal é dividido nas seguintes seções: 3.1 – descrição do sistema, onde se apresenta uma visão geral das operações desta cadeia no território nacional; 3.2 – descrição dos produtos, na qual são apresentados alguns conceitos básicos relacionados ao petróleo e aos grupos de produtos finais da cadeia; 3.3 – visão das operações comerciais, onde as principais operações comerciais são descritas; 3.4 – visão das operações logísticas, na qual são apresentadas as atividades logísticas de transporte e armazenamento da cadeia; 3.5 – visão das operações de refino, onde são descritas as principais operações industriais de processamento e misturas realizadas nas refinarias de petróleo; e, finalmente, 3.6 – descrição da atividade de planejamento operacional utilizado em uma empresa de petróleo brasileira.

3.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

A cadeia de suprimentos de petróleo no Brasil consiste de 10 bacias de produção (com mais de cem plataformas marítimas de produção e seis locais de produção terrestre), 26 terminais aquaviários e 17 terminais terrestres, vários dutos de petróleos, de derivados leves e pesados, e 12 refinarias (PETROBRAS, 2014). Todos estes elos da cadeia de suprimentos estão espalhados pelo território nacional e possuem diversas relações de troca e interdependência.

As operações desta cadeia, contudo, não se restringem ao território nacional, pois há fluxos de petróleos e derivados com outros países. Estes fluxos ocorrem devido à necessidade de: 1- adequação de qualidade do petróleo a ser processado nas refinarias, 2- destinação da produção excedente de alguns tipos de petróleo, 3- exportação da produção de derivados que excede ao mercado nacional, bem como 4- importação daqueles que a produção nacional não é capaz de atender completamente. Assim, além dos ativos mencionados, as operações desta cadeia envolvem quase duzentos diferentes petróleos, sendo 50 petróleos nacionais e 144 petróleos importados, e por volta de 50 diferentes derivados.

Nas próximas seções, são apresentados os produtos tratados neste sistema, e é descrito como foram representadas as operações comerciais, logísticas e industriais (de refino) que, de forma simplificada, visa representar as operações da cadeia de suprimentos de petróleo do Brasil.

3.2 DESCRIÇÃO DOS PRODUTOS

Nesta seção, são apresentados os produtos que exercem a função de matéria prima ou de consumo final no cliente. Os produtos intermediários serão apresentados na seção que detalha as operações de refino.

3.2.1 Petróleos

Os petróleos são constituídos de uma mistura de hidrocarbonetos, e cada petróleo é uma mistura única. Dessa forma, cada petróleo possui qualidades específicas que o diferenciam de outro. Algumas dessas qualidades são tão importantes, que determinam o valor negociado nas trocas comerciais entre produtores e compradores no mercado internacional. Devido a esta diversidade de qualidades, os petróleos podem ser divididos em classes. A mais habitual é aquela que considera o grau API do petróleo conforme adaptado de Farah, 2012 e apresentado na Tabela 5, a seguir:

Tabela 5: Faixa do grau API para os diferentes tipos de petróleo – adaptado de Farah, 2012

Tipo de Petróleo	Faixa do grau API
Condensado ¹	
Extra-leve	40 < API
Leve	33 < API < 40
Rat-Craq ²	
Médio	27 < API < 33
Pesado	19 < API < 27
Extra-Pesado	API < 19

A medida grau API (*American Petroleum Index*) é uma medida indireta da composição molecular da mistura que compõe o petróleo. Quanto maior o valor do grau API, mais leve é o petróleo, o que significa que ele possui maior concentração de moléculas leves (de cadeia carbônica menor). Da mesma forma, quanto menor o valor

¹ Condensado é a parte líquida recuperada da produção de gás natural, e se assemelha a petróleos do tipo extra-leve, porém podem ter rendimentos altos em diesel.

² Petróleos do tipo Rat-Craq são geralmente do tipo médio e possuem qualidades interessantes para produção de gasolina e por isso são mais valorizados que demais de mesma faixa de API.

do grau API, menor será a concentração de moléculas leves no petróleo, sendo este, então, chamado de pesado.

Contudo, este índice, isoladamente, não contém todas as informações relacionadas ao rendimento para cada faixa de temperatura, ou seja, o quanto se recupera de cada corte (faixa de temperatura de ebulição) desejado de petróleo. Essa informação é dada pelo *assay* do petróleo, o qual contém, entre outras informações, o rendimento de cada corte, que é utilizado para valorar mais precisamente o preço de cada petróleo, e suas qualidades.

Outras qualidades relevantes para um petróleo são: a concentração de enxofre (que determina a necessidade de tratamento para obtenção dos produtos finais), a acidez do petróleo (que determina limites de processamento devido à restrição metalúrgica da refinaria), a concentração de sais, a concentração de metais, dentre outros.

3.2.2 Produtos finais

Uma vez processados em refinarias, os petróleos dão origem a uma gama extensa de produtos finais, também chamados de derivados, os quais possuem diversificadas aplicações em diferentes setores da economia. Os principais grupos de produtos obtidos em refinarias de petróleo são apresentados a seguir:

- 1- GLP: Trata-se do produto comercializável mais leve obtido pelo processamento de petróleo e cujo uso final está relacionado ao consumo doméstico. Engloba também outros produtos gasosos com importância para a indústria petroquímica: etano, propano e propeno.
- 2- Nafta: Produto de interesse para a indústria petroquímica.
- 3- Gasolina: produto utilizado em combustão de motores de ciclo Otto, que representa a maior parcela de consumo para transporte individual do país. Engloba gasolinas especiais.
- 4- Querosene: produto cuja principal destinação é combustível no mercado de aviação. Outros produtos obtidos da mesma faixa de destilação: querosene de iluminação e aguarrás.
- 5- Diesel: produto obtido pelo processamento de petróleo com grande aplicação como combustível de veículos automotivos de médio e grande porte, de

equipamentos agrícolas e outros fins. Destacam-se no mercado nacional dois tipos deste produto: diesel 10, diesel automobilístico consumido em grandes centros e cujo enxofre máximo é de 10 ppm (partículas por milhão) e diesel 500 – diesel automobilístico consumido em zonas rurais ou em locais de baixa densidade demográfica. É limitado com teor máximo de 500 ppm.

- 6- Óleo combustível: produto obtido a partir de frações mais pesadas do petróleo, que são diluídas para atendimento de requisitos de qualidade e são consumidas para geração de utilidades em indústrias (energia elétrica e vapor). Engloba várias especificações de produto e outros semelhantes, tais como combustível marítimo e de geração térmica.
- 7- Produtos especiais: neste grupo são colocados aqueles produtos que possuem uma rota de produção diferenciada como, por exemplo, lubrificantes e parafinas, que são obtidos por uma série de transformações feitas em unidades de processo específicas para tal fim; subprodutos de unidades de processo que não possuem uso nas refinarias, como coque; além de outros produtos de demanda pequena comparada aos combustíveis líquidos, como solventes industriais e asfalto.

Cada um dos produtos mencionados anteriormente pode ser importado, exportado, produzido ou estocado. Para ser produzido, é necessário processar o petróleo e seus intermediários, gerando outras correntes que serão misturadas para atender aos requisitos de qualidade de mercado. No item relacionado com as operações de refino, será descrito como os produtos podem ser obtidos.

3.3 VISÃO DAS OPERAÇÕES COMERCIAIS

No mercado de petróleos e derivados, todos os produtos podem ser comercializados em transações no mercado internacional. Para uma empresa com ativos de produção, a primeira decisão em relação ao petróleo é quanto deve ser produzido. Caso esta mesma empresa possua ativos de processamento de petróleo, a decisão a ser tomada em relação ao petróleo produzido consiste em: vendê-lo, via exportação ou venda para cliente local, ou processá-lo em suas refinarias, para obtenção de derivados. Outra operação a ser decidida é pela aquisição de mais petróleo, via importação ou

compra de um produtor de petróleo do mesmo país, visando complementar a quantidade e a qualidade do petróleo disponível para processamento.

Em relação aos produtos finais, a mesma empresa pode decidir pela compra de volumes de derivados (via importação ou compra de produtores locais) para atendimento ao mercado de seu interesse; por produzi-los, via processamento de petróleos próprios ou comprados; ou vendê-los, via exportação ou venda para cliente local, uma vez que tenha excesso em relação ao mercado que deseja atender, ou no caso de haver interesse econômico na operação.

No caso brasileiro, a empresa de capital misto, atuante no setor, tem como regra de negócio, determinada pelo acionista majoritário e mesmo após a quebra do monopólio do setor, o atendimento obrigatório do mercado nacional. Sendo esta uma empresa com ativos de produção e de processamento de petróleo, as atividades comerciais desempenhadas são: importação de petróleo (1), importação de derivados (2), exportação de petróleo (3), exportação de derivados (4), produção de petróleo nacional (5) e venda de derivados no mercado nacional (6). A Figura 4, a seguir, representa as operações comerciais do sistema.



Figura 4: Operações comerciais do sistema

As operações de compra e venda de petróleo e derivados podem ser feitas via contratos de longo prazo, onde o valor a ser pago pelo produto é negociado previamente, e segue índices de reajuste negociados em bolsas de valores como, por exemplo, o *Brent* (negociado na bolsa de valores ICE – IntercontinentalExchange) e o WTI (negociado na bolsa de valores NYMEX – New York Mercantile Exchange).

Além deste tipo de contrato, podem-se realizar operações no mercado *spot*, sendo este um mercado mais volátil e onde cargas (navios) são negociadas com valores geralmente menos atrativos que os obtidos com contratos de longo prazo. Desta forma, o valor pago por uma carga de importação de petróleo via mercado *spot* tende a ser mais caro que a mesma carga comprada via contrato de longo prazo. O inverso é aplicado para exportação, pois a receita de venda obtida no mercado *spot* é menor que a obtida por contrato.

A razão da diferença de preço de importação com contrato e no mercado *spot* é que, na primeira opção, o navio é carregado no local de produção (que pode ser qualquer local do globo), e, na segunda opção, a carga a ser comprada pertence a um *trader* (empresa responsável somente pela negociação de produtos), e deve estar próxima suficiente para ser recebida em poucos dias. Estas duas razões explicam o porquê de as importações via mercado *spot* serem mais caras.

Outro ponto relevante, em relação às operações comerciais, é o tempo entre a importação ou exportação de um determinado produto e o momento em que este é disponibilizado para uso (processamento, no caso de petróleo; e atendimento de mercado, no caso de derivados) ou entregue ao cliente. As distâncias envolvidas são intercontinentais e, devido a isso, as decisões de importação e exportação via contrato devem ser tomadas com antecedência suficiente para que se tenha o produto disponível no momento desejado.

3.4 VISÃO DAS OPERAÇÕES LOGÍSTICAS

A rede logística de uma cadeia de suprimentos possui um grande número de elos e arcos que se relacionam, de tal forma a atender às operações comerciais da cadeia. Os elos possuem diferentes funções: produção, recebimento, armazenamento, envio, transformação e consumo. Os arcos podem ser de diferentes tipos de modais: marítimo,

dutoviário, ferroviário, rodoviário e pluvial. Em particular, nas operações logísticas envolvendo o Brasil, se destacam os arcos marítimos, devido à extensão territorial do país e à concentração das operações na costa.

Uma vez que se decide por uma operação comercial qualquer, será necessária a transferência do volume envolvido entre os elos da cadeia. Os diferentes tipos de elos envolvidos nesta cadeia e as movimentações que são realizadas em cada tipo de elo são descritas a seguir:

- 1- Plataformas de petróleo – locais onde há produção, armazenamento e carregamento de petróleos em navios. Uma vez carregados, estes navios seguem para terminais (próprios ou de terceiros) onde são descarregados.
- 2- Terminais aquaviários – locais de recebimento, armazenamento e envio de petróleos e derivados. O recebimento de petróleo e derivados é feito pelo descarregamento de navios de produção nacional (petróleo), importação ou cabotagem (derivados). Uma vez recebido, o petróleo é enviado para processamento nas refinarias via duto ou transferido para outro navio para exportação. No caso do derivado, após o recebimento, este pode ser enviado diretamente ao mercado local ou para outros mercados via arcos de transporte de diferentes tipos (duto, rodovia, ferrovia, etc.).
- 3- Terminais terrestres – locais de recebimento, armazenamento e envio de petróleo e derivados. Recebem petróleo de terminais aquaviários por duto e enviam para processamento em refinarias. Recebem volumes de derivados bombeados por dutos a partir de refinarias ou terminais aquaviários, e enviam para mercado local e outros polos via arcos de transporte de diferentes tipos (duto, rodovia, ferrovia, etc.).
- 4- Refinarias – elos responsáveis pelo recebimento, armazenamento e processamento de petróleo, transformando-o em derivados, os quais são armazenados e enviados para clientes locais, terminais terrestres via duto, ou outros polos via arcos de transporte de diferentes modais (duto, rodovia, ferrovia, etc.).
- 5- Polos de mercado internacional – locais, geralmente terminais aquaviários, de onde se originam as importações e para onde se destinam as exportações.

- 6- Polos de mercado nacional – locais onde são realizadas as vendas para distribuidoras de derivados ou diretamente para clientes finais. O envio para estes polos pode ser feito a partir das refinarias ou de terminais aquaviários e terrestres.

3.5 VISÃO DAS OPERAÇÕES DE REFINO

As refinarias possuem um papel crucial na cadeia de suprimentos de petróleo por ser o elo onde diversas operações de transformação ocorrem, o que permite obter, a partir de um elenco variável de petróleo, derivados com as qualidades requeridas e na quantidade desejada. As operações de uma refinaria podem ser separadas em duas principais: processamento em unidades de processo e misturas em tanques.

Uma refinaria pode possuir uma gama bastante vasta de diferentes tipos de unidades de processo, as quais consistem de unidades industriais, cuja função é alterar as características da corrente que é processada. A depender do fundamento físico-químico da transformação, as unidades de processo podem ser classificadas em três diferentes tipos: separação física, conversão química e tratamento. A Tabela 6, a seguir, apresenta as principais características de cada tipo de unidade de processo:

Tabela 6: Principais características de cada tipo de unidade de processo em uma refinaria

Tipo de Unidade	Função	Fundamento físico-químico	Exemplos
Separação física	Separar a carga processada em diferentes componentes	Diferença de volatilidade dos componentes da carga processada	Destilação Atmosférica e Destilação a Vácuo
		Diferença de solubilidade entre os componentes da carga processada	Desasfaltação, Desparafinação, Desoleificação
Conversão	Alterar quimicamente a composição da corrente de entrada	Quebra das cadeias moleculares via calor	Coqueamento e Craqueamento Térmico Brando
		Quebra das cadeias moleculares via calor e presença de catalisador	Craqueamento Catalítico
		Síntese ou alteração da cadeia molecular	Reforma e Alcoilação
Tratamento	Retirar impurezas e especificar qualidades	Reação com ambiente rico em hidrogênio e em alta temperatura e pressão	HDT, HDT Nafta e HDS

Ainda em relação às unidades de processo, algumas se destacam pela função exercida dentro da refinaria:

- Unidade de destilação (atmosférica ou a vácuo): esta unidade processa petróleo e gera os primeiros produtos intermediários que serão utilizados como cargas de outras unidades ou componentes dos produtos finais. Por diferença de volatilidade, este tipo de unidade separa o petróleo processado em vários cortes subjacentes, sem alterar a composição inicial.
- Unidades de craqueamento e coqueamento: através destas unidades, podem-se converter frações pesadas do petróleo obtidas na destilação em produtos intermediários aproveitáveis para a produção de gasolina e diesel, respectivamente. O destino alternativo destas frações pesada é ser vendido como óleo combustível, cujo valor é menor do que o próprio petróleo.
- HDT Diesel e HDT Nafta – unidade de tratamento de correntes da faixa do diesel e da gasolina, respectivamente, responsáveis pela retirada de impurezas (enxofre e nitrogênio, principalmente) e pela alteração da conformação da cadeia carbônica (no caso da HDT Diesel). Além de atuarem na especificação da qualidade do produto final, estas unidades permitem o processamento de intermediários obtidos nas unidades de conversão, agregando valor ao perfil de produção da refinaria.

As operações de mistura podem ser feitas em diversos momentos em uma refinaria, e com diferentes propósitos. As misturas podem ser feitas entre petróleos, entre produtos intermediários ou mesmo entre produtos intermediários e produtos finais. A operação de mistura envolvendo produtos intermediários é comumente chamada de degradação, desta forma, ao participar de uma mistura qualquer, se diz que o produto intermediário está sendo degradado para o fim ao qual a mistura se destina. Outra definição para degradação, a qual não é utilizada neste trabalho, se refere à perda de qualidade de um produto nobre com conseqüente venda como um produto de menor valor.

A programação de misturas em tanque é uma atividade realizada diariamente, e faz parte da atividade de sequenciamento de operações da refinaria, portanto, não se enquadra em um planejamento de granularidade mensal. As misturas planejadas visam tornar possível a obtenção dos produtos, nos volumes desejados, via adequação do

elenco de petróleo processado, e da decisão sobre a destinação dos produtos intermediários, sem tratar de restrições relacionadas com capacidade de tancagem e outros limites operacionais críticos para a mistura em tanque. Isto considerado, a representação das operações de mistura em modelos de planejamento é muito simplificada.

Utilizando como critério os tipos de produtos envolvidos, as misturas podem ser assim classificadas:

- Mistura de petróleos: consiste da mistura de petróleo no mês de tal forma que se gere, via processamento na destilação, intermediários com volume e qualidade desejados. O perfil de rendimentos de cada petróleo, a qualidade de cada intermediário que produz e seu valor são os parâmetros mais relevantes na decisão de alocação de cada refinaria.
- Mistura de produtos intermediários: as misturas de produtos intermediários possuem duas funções:
 - Carga de unidade: estas misturas são feitas para unidades de processamento que possuem mais de uma carga possível, e se faz mais necessária quando há limitações de qualidade às quais esta mistura deve obedecer. Desta forma, a parcela alocada de cada produto intermediário na carga total de uma determinada unidade é uma decisão que leva em conta limites de qualidade, valor do uso alternativo do produto intermediário e valor dos outros produtos intermediários que ele gera ao ser processado.
 - *Blend* de produto final: operação de mistura de produtos intermediários para dar origem aos produtos finais, derivados. Neste caso, esta operação trata de alocar parcelas na composição do volume total produzido de um derivado respeitando seus limites de qualidade de especificação.
- Mistura entre produtos finais e intermediários: trata-se de misturas que visam utilizar produtos especificados para serem misturados com produtos intermediários, gerando-se uma mistura que especifica outro produto final. Por exemplo, é comum a utilização de diesel com 10 ppm de enxofre para misturar com produtos intermediários com maior concentração de enxofre e, assim, gerar um diesel com 500 ppm. Outra opção é utilizar nafta petroquímica

importada de baixo teor de enxofre para auxiliar no atendimento de qualidade da gasolina produzida na refinaria. Apesar de serem operações comuns, não envolvem grandes volumes e são geralmente negligenciadas em modelos de planejamento.

Assim, de uma forma genérica, pode-se afirmar que a sequência normal dentro de uma refinaria, desde a chegada de petróleo até se ter os derivados disponíveis para entrega aos clientes, é como representada na Figura 5, a seguir:

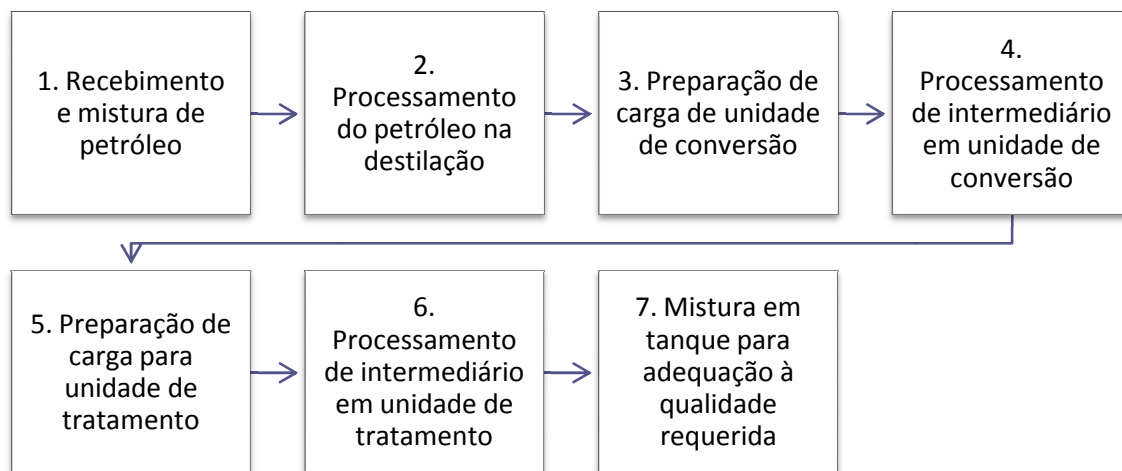


Figura 5: Sequência de processamento dentro uma refinaria

Cada produto, até ser completamente formulado segundo o esquema apresentado na Figura 5, segue um caminho diferente. Por exemplo, a nafta petroquímica é um produto obtido diretamente da destilação do petróleo, enquanto o diesel, devido às especificações de qualidade que deve atender, é composto de uma mistura de produtos intermediários obtidos nos diferentes tipos de unidades de processo.

As etapas apresentadas na Figura 5 são explicitadas a seguir:

- 1- A etapa de recebimento e mistura de petróleo se refere ao recebimento em cada refinaria de petróleo proveniente de terminal, mistura e preparação do tanque para posterior processamento.
- 2- A etapa de processamento de petróleo em unidade de destilação refere-se à obtenção dos produtos intermediários de destilação a partir do rendimento que cada petróleo processado possui em cada produto intermediário.

- 3- A etapa de mistura de produtos intermediários para compor carga de unidade de conversão consiste na preparação da carga desta unidade a partir dos diferentes produtos intermediários disponíveis, atendendo aos limites de qualidade de processamento da unidade.
- 4- Em semelhança à operação 2, a partir da combinação de produtos intermediários e seu processamento em uma determinada unidade de conversão, obtém-se outros intermediários, cuja destinação é diferente do uso da sua carga.
- 5- Similar à operação 3.
- 6- Similar às operações 2 e 4, contudo, ao invés de possuir um perfil de rendimento, na unidade de tratamento, se obtém um único produto de qualidade definida, e para obtê-lo é necessário que a carga da unidade obedeça a limites pré-definidos de qualidade.
- 7- Etapa final da geração de derivados que consiste da mistura feita em tanques de produtos acabados, visando à obtenção de produtos com qualidade dentro da especificação.

Por se tratar de um problema de planejamento com granularidade mensal, não consideramos a sequência de operações normais a problemas de *scheduling*, e, assim, as operações de misturas de petróleo para processamento em destilação e de produtos intermediários para carga de unidade de conversão são bastante simplificadas. Contudo, as operações relacionadas à mistura de produtos intermediários para geração de derivados possuem um grau de detalhe maior, considerando os limites de qualidade impostos aos derivados para que possam ser comercializados.

3.6 ATIVIDADE DE PLANEJAMENTO OPERACIONAL DA PETROBRAS

O planejamento da área de Abastecimento (*midstream + downstream*) de uma empresa integrada de petróleo do Brasil consiste de uma etapa do nível de organização tática das operações comerciais, logísticas e de refino envolvendo a transferência, mistura e processamento de petróleo, bem como a mistura de produtos intermediários para dar origem a produtos acabados em refinarias e terminais e o envio destes até bases de distribuição. Além das operações em território nacional, existem aquelas

relacionadas à comercialização externa, adicionando decisões referentes à importação e exportação de petróleo e derivados.

O planejamento tático operacional é realizado mensalmente e tem horizonte de doze meses. A atividade é subsidiada por uma ferramenta de pesquisa operacional de programação linear em que está configurada a seguinte estrutura:

- Produtos compreendendo petróleo nacionais e importados, produtos intermediários e produtos finais.
- Rede logística composta de
 - Nós: locais de produção de petróleo nacional, terminais aquaviários e terrestres, terminais estrangeiros (origem de importação ou destino de exportação de petróleo e derivados), bases de distribuição de derivados (para onde os derivados para venda às empresas de distribuição) e refinarias.
 - Arcos: dutos terrestres; arcos marítimos com respectivos tamanhos de navios; arcos rodoviários de petróleo e derivados; e arcos que utilizam outro tipo de modal, como barcaças e ferrovia.
- Estrutura de refino composta basicamente de unidades de processo e opções de mistura.

Vale ressaltar que um modelo de planejamento linear com granularidade mensal possui diversas simplificações de configuração e operações por não tratar várias operações que envolvem decisão inteiras ou cálculos não lineares. Entre elas destacam-se: (i) a operação de mistura, a qual no dia-a-dia possui uma complexidade bastante alta (qualidades que se busca enquadrar, limites físicos de tanques e bombas e sequenciamento de operações de recebimento, especificação e entrega) que é em maior parte negligenciada no planejamento; (ii) tamanhos de lotes transportados, os quais são variáveis inteiras, e limitam as decisões de volumes transportados em navios ou dutos; e (iii) operações de unidades de processo, cujos rendimentos e qualidade de intermediários produzidos dependem da vazão processada e da qualidade da carga.

No processo mensal do planejamento operacional, vários conjuntos de premissas com valor mensal no horizonte de doze meses são carregados de forma a ter a informação mais recente para subsidiar o tomador de decisão. Estas premissas são:

- Produção própria de petróleo e gás: corresponde à previsão de produção de cada campo da empresa.
- Disponibilidade de ativos:
 - Transporte: paradas e manutenções de terminais e dutos.
 - Refino: paradas e manutenções de unidades de processo.
- Cotação de petróleo e derivados no comércio externo:
 - Petróleo: cotação do Brent e WTI, que são referência de valor de petróleo na Europa e EUA, respectivamente.
 - Derivados: cotação das principais referências de derivados comercializados, como Gasolina de Rotterdam ou do Golfo do México.
- Frentes de comercialização externa:
 - Prêmios e descontos de petróleos e derivados: trata-se de mais uma parcela no cálculo do preço de comercialização final dos petróleos e derivados. O seu valor está relacionado a qualidades que tornam o produto mais ou menos interessante que sua cotação de referência ou a desequilíbrios regionais de suprimento de produtos semelhantes.
 - Volume das frentes: volume disponível de cada frente de importação. O mesmo produto originado a partir do mesmo nó no mesmo mês pode possuir duas frentes com volume e prêmio/desconto diferentes.
- Mercado nacional:
 - Demanda de cada derivado em cada base de distribuição. A demanda é de atendimento obrigatório para a maior parte dos derivados comercializados e deve ser atendida via produção das refinarias ou importação.
 - Valor de venda de cada produto, em cada base por mês.
- Fretes marítimos:
 - Valor mensal de referência de frete dos principais navios de comercialização de petróleo e derivados.

Uma vez alimentadas estas premissas e tendo a configuração da estrutura da empresa caracterizada, gera-se mensalmente um plano de operações do Abastecimento para suportar decisões que englobam desde a compra de petróleos no mercado internacional até a melhor maneira de suprir a demanda de determinado produto em determinado ponto. Geralmente, para avaliar o impacto de alterações das premissas,

utilizam-se análises de sensibilidades tendo como resultado a variação de função objetivo. Essa análise é válida, porém, não considera a probabilidade de ocorrência dessa alteração, tampouco se soluciona o problema tendo em conta que algumas decisões deverão ser tomadas antes do conhecimento da realização da premissa. Neste caso, faz-se válido o uso de uma abordagem estocástica, tal como feito neste trabalho.

IV. MODELO MATEMÁTICO

Neste Capítulo, apresenta-se o modelo matemático da programação estocástica que visa gerar um plano de operações da cadeia de suprimentos de uma empresa de petróleo integrada – base para as demais abordagens apresentadas no Capítulo VI – e é organizado da seguinte forma: na seção 4.1 - Conjuntos, trata-se dos conjuntos utilizados no modelo; na seção 4.2 - Parâmetros, detalham-se os parâmetros do modelo, sejam estes incertos ou determinísticos; na seção 4.3 - Variáveis, apresentam-se as variáveis de primeiro e segundo estágio do modelo; na seção 4.4 - Restrições, detalham-se as restrições do fenômeno representado; e, finalmente, na seção 4.5 – Função Objetivo, a função objetivo do modelo é detalhada em cada uma de suas parcelas.

O modelo apresentado neste Capítulo é uma abordagem que pode ser empregada para qualquer tamanho instância, variando o número de meses, petróleos, ativos (refinarias, terminais) etc; e é semelhante ao modelo apresentado por Senne (2009), principalmente na maneira de retratar as operações de refino, contudo é mais complexo por permitir a inclusão de mais de uma refinaria no modelo. Algumas restrições importantes para a cadeia de suprimentos de petróleo foram suprimidas e as justificativas para tal estão no Capítulo V.

4.1 CONJUNTOS

Apresenta-se na Tabela 7, os conjuntos utilizados no modelo e sua descrição:

Tabela 7: Conjuntos do modelo

Índice	Descrição
I	Conjunto de petróleos considerados no sistema
J	Conjunto de derivados considerados no sistema
K	Conjunto de intermediários considerados no sistema
L	Conjunto de produtos tipo carga considerados no sistema
M	Conjunto de meses considerados no plano
N	Conjunto de polos considerados no mercado nacional
O	Conjunto de polos considerados no mercado internacional
P	Conjunto de locais de produção de petróleo nacional
Q	Conjunto de qualidades consideradas no sistema
R	Conjunto de refinarias consideradas no sistema
S	Conjunto de cenários de realização de incertezas no segundo estágio
T	Conjunto de terminais de petróleos e derivados considerados no sistema
U	Conjunto de tipos de unidades de processo considerados no sistema

Dados os índices enumerados na Tabela 7 e a descrição do sistema apresentada no Capítulo III, foram determinados os parâmetros que devem ser utilizado pela programação estocástica em sua otimização.

4.2 PARÂMETROS

Os parâmetros e sua descrição são apresentados a seguir. Os valores de cada parâmetro serão apresentados no Capítulo V. Para todos os parâmetros relacionados a custos e receitas, adotou-se uma unidade monetária fictícia, chamada de u.m.\$. Os custos de importação são dados como FOB (*Free On Board*), que o valor do produto no terminal de origem, ao qual se soma o custo de transporte. O valor da exportação é dado como CIF (*Cost, Insurance and Freight*), o qual corresponde ao valor do produto no destino menos o custo de transporte.

$PetImpMax(i,m)$ – máxima capacidade de importação do petróleo i no mês m , dado em $m^3/mês$;

$PetExpMax(i,m)$ – máxima capacidade de exportação do petróleo i no mês m , dado em $m^3/mês$;

$PetImpCost(i,m)$ – custo de importação (FOB) do petróleo i no mercado internacional no mês m , dado em $u.m./m^3$;

$PetExpRec(i,m)$ – receita de exportação (CIF) do petróleo i no mercado internacional no mês m , dado em $u.m./m^3$;

$PetImpCostSpot(i,m)$ – custo de aquisição de petróleo (FOB) do petróleo i no mercado spot internacional no mês m , dado em $u.m./m^3$.

$PetExpRecSpot(i,m)$ – receita de exportação (CIF) do petróleo i no mercado spot internacional no mês m , dado em $u.m./m^3$.

$PetExpMult(i,m)$ – custo da quebra de contrato de exportação de petróleo i no mês m , dado em $u.m./m^3$.

$ProdNac(i,m)$ – produção prevista do petróleo i no mês m , dado em $m^3/mês$;

DerImpMax(j,m) - máxima capacidade de importação do derivado j no mês m, dado em m³/mês;

DerExpMax(j,m) – máxima capacidade de exportação do derivado j no mês m, dado em m³/mês;

DerImpCost(j,m) – custo de importação (FOB) do derivado j no mercado internacional no mês m, dado em u.m.\$/m³;

DerExpRec(j,m) – receita de exportação (CIF) do derivado j no mercado internacional no mês m, dado em u.m.\$/m³;

DemNac(j,m) – demanda nacional prevista do derivado j no mês m, dado em m³/mês;

DerVendaRec(j,m) – receita de venda do derivado j no mercado nacional no mês m, dado em u.m.\$/m³;

DerEstoqMax(j,r) – capacidade máxima de estoque do derivado j na refinaria r, dado em m³;

DerEstoqCost(j) – custo de estoque do derivado j, dado em u.m.\$/m³;

DerQualMax(q,j) – valor máximo permitido da qualidade q na produção do derivado j; unidade depende da qualidade;

DerQualMin(q,j) – valor mínimo requerido da qualidade q na produção do derivado j; unidade depende da qualidade;

PetIntermRend(j,k) – rendimento do petróleo i no intermediário k obtido a partir do processamento do petróleo i em unidade de destilação, dado em %;

IntermDerDeg(k,j) – matriz k por j que estabelece as relações de degradação do intermediário k para o derivado j, adimensional;

IntermQual(k,q) – qualidade q do intermediário k, unidade dependente da qualidade;

IntermCargaDeg(k,l) – matriz k por l que estabelece as relações de degradação do intermediário k para produtos do tipo carga l, adimensional;

CargaIntermRend(l,k,u) – matriz de rendimento que estabelece o percentual do produto tipo carga l convertido no intermediário k quando processado na unidade do tipo u, dado em %. Não contempla unidade do tipo destilação, para a qual, o mesmo tipo de informação é dado pelo parâmetro PetIntermRend(j,k);

UnidCapMax(u,r) – capacidade máxima de processamento da unidade do tipo u na refinaria r; dado em m³/mês;

UnidCost(u) – custo de processamento na unidade de processo do tipo u, dado em u.m.\$/m³;

UnidQualMax(q,u) – valor máximo da qualidade q permitida na carga da unidade de processo do tipo u, unidade de medida depende da qualidade;

PetTransfCost(p,t) – custo de transferência de petróleo do local de produção p para o terminal t, dado em u.m.\$/m³;

PetTransfCost(o,t) – custo de transferência de petróleo do polo de mercado internacional o para o terminal t, dado em u.m.\$/m³;

PetTransfCost(t,o) – custo de transferência de petróleo do terminal t para o polo de mercado internacional o, dado em u.m.\$/m³;

PetTransfCost(t,r) – custo de transferência de petróleo do terminal t para refinaria r, dado em u.m.\$/m³;

DerTransfCost(o,t) – custo de transferência de derivado do polo de mercado internacional o para o terminal t, dado em u.m.\$/m³;

DerTransfCost(t,o) – custo de transferência de derivado do terminal t para o polo de mercado internacional o, dado em u.m.\$/m³;

DerTransfCost(t,r) – custo de transferência de derivado do terminal t para a refinaria r, dado em u.m.\$/m³;

$DerTransfCost(r,n)$ – custo de transferência de derivado da refinaria r para o polo de mercado nacional n , dado em u.m.\$/m³;

Todos os parâmetros até então apresentados são independentes da realização da incerteza. O primeiro parâmetro dependente do cenário é a probabilidade de cada realização ocorrer:

$CenProb(s)$ – probabilidade de realização de cenário s ;

Adicionalmente, temos três parâmetros que dependentes da realização da incerteza que alteram os valores previstos da produção nacional, da cotação de petróleo e derivados e da demanda nacional por derivados:

$ProdDesc(s)$ – fator de alteração da produção nacional prevista para o valor de realização do cenário s ;

$CotDesc(s)$ – fator de alteração da cotação de petróleo e derivado conforme cenário de realização s ;

$DemDesc(s)$ – fator de alteração da demanda de derivados no mercado nacional conforme cenário de realização s ;

4.3 Variáveis

As variáveis de primeiro estágio do modelo são conforme descrição apresentada abaixo:

$PetImp(i,m)$ – quantidade do petróleo i importada no mês m , dada em m³/mês;

$PetExp(i,m)$ – quantidade do petróleo i exportada no mês m , dada em m³/mês;

$PetProc(i,m)$ – quantidade do petróleo i destinada para processamento no sistema todo no mês m , dada em m³/mês;

Importante mencionar que, como a produção de cada petróleo i em cada mês m é incerta e será conhecida somente no segundo estágio, conforme a variável a seguir:

$PetNacProd(i,m,s)$ – quantidade do petróleo i produzido no mês m e cenário s , conforme o conhecimento da incerteza $ProdDesc(s)$ e dada em $m^3/mês$;

Dessa forma, há necessidade de inclusão de duas variáveis auxiliares que deverão ser exploradas pela solução de segundo estágio. Uma variável representa o excesso de produção nacional no cenário s em relação ao valor previsto e outra representa o déficit de produção nacional no cenário s em relação ao valor previsto, as quais são descritas a seguir.

$PetProdExc(i,m,s)$ – quantidade de petróleo i em excesso no mês m e cenário s . Essa variável representa o excesso de petróleo nacional em relação à produção esperado e é dada em $m^3/mês$.

$PetProdDef(i,m,s)$ – quantidade de petróleo i em déficit no mês m e cenário s . Essa variável representa o déficit da produção realizada em relação à esperada e é dada em $m^3/mês$.

Os valores de excesso e déficit definidos por estas duas variáveis permitem o recurso de segundo estágio, o qual é feito pelas variáveis a seguir:

$PetExpSpot(i,m,s)$ – quantidade de petróleo i vendido em mercado spot no mês m e cenário s . Este volume representa as exportações feitas em momento desfavorável e que por esta razão possuem custo de venda menor. Sua ocorrência está diretamente ligada a um excedente de produção de petróleo em relação ao previsto em determinado cenário s . Dada em $m^3/mês$.

$PetExpCanc(i,m,s)$ – quantidade de petróleo i que deixa de ser exportado no mês m e cenário s , para o qual paga-se uma multa de não atendimento ao contrato. Este volume não exportado está relacionado com a ocorrência de déficit de produção de petróleo em relação à produção prevista. Dada em $m^3/mês$.

$PetImpSpot(i,m,s)$ – quantidade de petróleo i comprado em mercado spot no mês m e cenário s . Este volume representa as compras feitas em momento desfavorável e que por esta razão possuem custo maior de aquisição. Dada em $m^3/mês$.

$PetProcCanc(i,m,s)$ – quantidade de petróleo i cujo processamento em refinarias do sistema é cancelado no mês m e cenário s . Esta variável, assim como $PetExpCanc(i,m,s)$, está relacionada a um possível déficit de produção de petróleo em relação à produção prevista. Dada em $m^3/mês$.

É através da consideração das variáveis auxiliares junto com variáveis de segundo estágio que se torna possível a correção das decisões tomadas em primeiro estágio frente às diferentes realizações de produção de petróleo, conforme exemplo do UFLP (*Uncapacity Facility Location Problem*) de Birge e Louveaux, 2011.

As demais variáveis do modelo são descritas a seguir:

$PetAloc(i,r,m,s)$ – quantidade do petróleo i alocado na refinaria r no mês m no cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DerImp(j,m,s)$ – quantidade do derivado j importado no mês m no cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DerExp(j,m,s)$ – quantidade do derivado j exportado no mês m no cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DerProd(j,r,m,s)$ – quantidade do derivado j disponibilizada na refinaria r , no mês m e cenário s para envio ao mercado, dado em $m^3/mês$;

$DerProdTotal(j,m,s)$ – quantidade total do derivado j disponibilizada pelas refinarias no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DerEstoq(j,r,m,s)$ – quantidade do produto j em estoque na refinaria r , no fechamento do mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DerQual(j,q,r,m,s)$ – qualidade q do derivado j produzido na refinaria r no mês m e cenário s , unidade depende da qualidade;

$DegIntermDer(k,j,r,m,s)$ – quantidade do intermediário k degradado para o derivado j na refinaria r no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DegIntermCarga(k,l,r,m,s)$ – quantidade do intermediário k degradado para o produto tipo carga l na refinaria r no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$CargaAloc(l,u,r,m,s)$ – quantidade do produto tipo carga l alocado na unidade do tipo u na refinaria r no mês m e cenário s , dado em mil $m^3/mês$. Não contempla a unidade do tipo destilação cuja variável relacionada à carga é $PetAloc(i,r,m,s)$;

$UnidQual(u,q,r,m,s)$ – qualidade q da carga de processamento da unidade do tipo u na refinaria r no mês m e cenário s , unidade depende da qualidade;

$PetImpTransf(i,o,t,m,s)$ – quantidade do petróleo i transferido do polo de mercado internacional o para o terminal t no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$PetExpTransf(i,t,o,m,s)$ – quantidade do petróleo i transferido do terminal t para o polo de mercado internacional o no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$PetNacProdTransf(i,p,t,m,s)$ – quantidade do petróleo i transferido do local de produção p para o terminal t no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$PetAlocTransf(i,t,r,m,s)$ – quantidade do petróleo i transferido do terminal t para a refinaria r no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DerImpTransf(j,o,t,m,s)$ – quantidade do derivado j transferido do polo de mercado internacional o para o terminal t no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DerExpTransf(j,t,o,m,s)$ – quantidade do derivado j transferido do terminal t para o polo de mercado internacional o no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DerTermRefTransf(j,t,r,m,s)$ – quantidade do derivado j transferido do terminal t para a refinaria r no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DerRefTermTransf(j,r,t,m,s)$ – quantidade do derivado j transferido da refinaria r para o terminal t no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

$DerVendaTransf(j,r,n,m,s)$ – quantidade do derivado j transferido da refinaria r para o polo de mercado nacional n no mês m e cenário s , dado em $m^3/mês$;

Importante mencionar que somente se considera opção de estoque de derivados e em refinaria, sendo essa decisão arbitrária que visa simplificar as operações do modelo. As equações que regem o sistema descrito no Capítulo III com os parâmetros e variáveis expostos nesta seção e na seção anterior são apresentadas a seguir. Primeiramente, serão apresentadas as restrições do sistema, as quais se dividem em restrições de primeiro e segundo estágios. Posteriormente, a função objetivo do problema é apresentada, com o detalhamento de cada parcela que a compõe.

4.4 RESTRIÇÕES

As restrições são divididas em duas classes conforme momento de decisão e em três grupos conforme a tipo de decisão que é tomada. Quanto ao momento da decisão, divide-se as restrições em:

Decisões de primeiro estágio – aquelas que tratam das decisões que devem ser feitas antes do conhecimento da realização da incerteza e compreendem somente variáveis independentes do cenário de realização, ou seja, variáveis de primeiro estágio. Os valores que as variáveis tomam neste estágio devem ser tais que posicionem bem a solução frente qualquer realização de incerteza.

Decisões de segundo estágio – aquelas que tratam das decisões que devem ser feitas em cada cenário, tendo completo conhecimento da realização das incertezas. Neste momento de decisão, é possível tomar posições de tal forma a explorar as vantagens da realização de incerteza de cada cenário.

Em relação ao tipo de decisão, é importante mencionar que a separação não significa que o conjunto de restrições de um grupo seja independente de outro grupo qualquer, pois há variáveis que estão em restrições de grupos diferentes. É simplesmente uma divisão arbitrária para tornar a exposição do modelo mais clara. Os grupos de restrições são:

- 1- Balanço de petróleo – contempla todas as restrições que envolvem o balanço geral (do sistema) de petróleo e os fluxos deste tipo de produto, considerando

o balanço de primeiro estágio que é feito somente com variáveis independentes do cenário; e o balanço de segundo estágio, que trata dos ajustes feitos em relação ao petróleo disponível para processamento nas refinarias ou para exportação frente à realização de produção de petróleo diferente do planejado e do balanço de petróleo em cada terminal e refinaria.

- 2- Balanço de derivados – contempla todas as restrições que envolvem o balanço geral de derivados e fluxos deste tipo de produto além do balanço detalhado por terminal e refinaria e do atendimento de mercado. Neste grupo de restrições, todas as variáveis são dependentes do cenário de realização de incerteza.
- 3- Planejamento de produção de refinaria – contempla as restrições envolvidas nos balanços de material e fluxos dentro da refinaria. Para tal, contém restrições para todas as operações descritas na seção 3.5 e, portanto, contém: balanço dos intermediários, transformação em unidades de processo, mistura de intermediários para produção de derivados, limites de capacidade, qualidade de derivados e estoque.

4.4.1 Primeiro estágio:

As únicas restrições de primeiro estágio são aquelas relacionadas com o balanço geral de petróleo no sistema que considera todos os elos como uma caixa preta.

4.4.1.1 Balanço de petróleo

O balanço de petróleo no primeiro estágio é definido pela equação 49, segundo a qual para cada petróleo i e mês m , a soma da importação e produção prevista deve ser igual à soma da exportação e processamento de petróleo em refinarias do país.

$$\begin{aligned}
 PetImp(i, m) + ProdNac(i, m) - PetExp(i, m) - PetProc(i, m) = 0, \\
 \forall i \in I, m \in M \qquad \qquad \qquad 49
 \end{aligned}$$

Onde:

$$PetImp(i, m), \quad PetExp(i, m), \quad PetProc(i, m) \geq 0 \quad \forall i \in I, m \in M$$

Tanto para o caso de importação quanto de exportação de petróleo, deve-se obedecer ao limite máximo de comercialização de petróleo conforme apresentado nas equações 50 e 51:

$$PetImp(i, m) \leq PetImpMax(i, m) \quad \forall i \in I, m \in M \quad 50$$

$$PetExp(i, m) \leq PetExpMax(i, m) \quad \forall i \in I, m \in M \quad 51$$

4.4.2 Segundo estágio

Todas as demais restrições que regem o sistema considerado são apresentadas neste item. As primeiras restrições de segundo estágio são aquelas relacionadas ao balanço de petróleo e para as quais se utiliza as variáveis auxiliares.

4.4.2.1 Balanço de petróleo

Para cada petróleo i , mês m e cenário s , a diferença entre a realização de produção de petróleo e a produção prevista gera um excedente ou um déficit de petróleo, conforme apresentado na equação 52.

Para todo petróleo i , mês m e cenário s :

$$\begin{aligned} & PetNacProd(i, m, s) - ProdNac(i, m) = \\ & PetProdExc(i, m, s) - PetProdDef(i, m, s) \quad PetImp(i, m) \leq \\ & PetImpMax(i, m) \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S \end{aligned} \quad 52$$

Onde:

$$\begin{aligned} & PetNacProd(i, m, s) = ProdNac(i, m) * (1 + ProdDesc(s)) \quad PetImp(i, m) \leq \\ & PetImpMax(i, m) \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S \end{aligned} \quad 53$$

$$PetProdExc(i, m, s), \quad PetProdDef(i, m, s) \geq 0 \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S$$

As variáveis auxiliares $PetProdExc(i, m, s)$ e $PetProdDef(i, m, s)$ por si só não representam as decisões que deverão ser feitas no segundo estágio, mas geram consequências das decisões tomadas no primeiro estágio. Ao ter uma produção menor do que prevista, deverá ser tomada a decisão de se cancelar uma exportação ou se

destinar um volume menor para processamento em refinarias, ou destinar parcelas menores para cada tipo de operação simultaneamente.

É importante possibilitar todas as opções apresentadas, pois não se pode afirmar que, uma vez a produção realizada de um petróleo i seja menor que a prevista em determinado cenário, que esta quantidade deve ser retirada da exportação dado que a indicação de uso deste petróleo no primeiro estágio pode ter sido de processá-lo integralmente nas refinarias.

O mesmo serve para o outro caso, não se pode ter como regra retirar o volume deficitário em relação à previsão da alocação em refinaria, pois se a decisão de primeiro estágio tiver sido pela exportação completa do volume previsto, gerar-se-ia uma inviabilidade. Desta forma, temos que o volume de exportação cancelada somado ao volume de alocação cancelado do petróleo i no mês j e cenário s deve ser igual ou maior ao déficit calculado, conforme apresentado na equação 54:

$$\begin{aligned} & PetExpCanc(i, m, s) + PetProcCanc(i, m, s) \geq \\ & PetProdDef(i, m) \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S \end{aligned} \quad 54$$

Onde:

$$PetExpCanc(i, m, s), \quad PetProcCanc(i, m, s) \geq 0 \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S$$

Por outro lado, havendo excedente de produção em relação à produção prevista, deve-se possibilitar que este volume seja vendido no mercado spot ou adicionado ao volume processado nas refinarias. O volume exportado para mercado spot não deve ser maior que o excedente de produção, como apresentado na equação 55. O volume adicional incorporado à alocação de refinarias é obtido pelo balanço de segundo estágio, como será apresentado a seguir.

$$PetExpSpot(i, m, s) \leq PetProdExc(i, m, s) \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S \quad 55$$

Onde:

$$PetExpSpot(i, m, s) \geq 0 \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S$$

O volume importado no mercado spot do petróleo i no mês m e cenário s não possui relação com ajustes necessários na destinação de petróleo nacional no segundo estágio devido a decisões tomadas no primeiro estágio, porém é mais uma opção a ser explorada buscando oportunidades de ganho do segundo estágio. Como o custo de aquisição de petróleo no mercado spot é mais caro que contratos normais, conforme explicado na seção 3.3, não se espera que a solução proponha grandes volumes deste tipo de comercialização, contudo, limita-se esta operação a um valor máximo arbitrário, conforme equação 56:

$$PetImpSpot(i, m, s) \leq PetImpSpotMax(i, m) \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S \quad 56$$

Onde:

$$PetImpSpot(i, m, s) \geq 0 \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S$$

Utilizando-se das variáveis auxiliares definidas na equação 52, que permite tratar os excedentes e déficits de produção nacional, e dos ajustes nos volumes de exportação, importação e alocação possibilitados pelas equações 53 a 56, podemos gerar um balanço de petróleo global do sistema no segundo estágio, conforme equação 57. Nesta equação, temos que o volume inicialmente destinado a processamento do petróleo i e mês m é, em cada cenário s , subtraído dos volumes spot exportado e alocação cancelada e acrescido dos volumes de importação spot e exportação cancelada.

$$\begin{aligned} \sum_r PetAloc(i, r, m, s) \\ \leq PetProc(i, m) - PetProcCanc(i, m, s) - PetExpSpot(i, m, s) \\ + PetImpSpot(i, m, s) + PetExpCanc(i, m, s) \quad \forall i \in I, r \in R, m \\ \in M, s \in S \end{aligned}$$

57

Importante mencionar que, além de permitir que o balanço de petróleo seja revisto no segundo estágio e possibilitar ao programa explorar soluções que, embora custosas, tragam benefícios frente às possíveis realizações, as variáveis e equações propostas mantém a linearidade do modelo.

Ao balanço de segundo estágio proposto na equação 57, adiciona-se a restrição de balanço global nos terminais e o balanço de petróleo em cada terminal, conforme as equações 58 e 59 a seguir:

$$\begin{aligned}
& \sum_{p,t} PetNacProdTransf(i,p,t,m,s) + \sum_{o,t} PetImpTransf(i,o,t,m,s) \\
&= \sum_{t,o} PetExpTransf(i,t,o,m,s) \\
&+ \sum_{t,r} PetAlocTransf(i,t,r,m,s) \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S, t \in T, r \\
&\in R, o \in O, p \in P
\end{aligned}$$

58

$$\begin{aligned}
& \sum_p PetNacProdTransf(i,p,t,m,s) + \sum_o PetImpTransf(i,o,t,m,s) \\
&= \sum_o PetExpTransf(i,t,o,m,s) \\
&+ \sum_t PetAlocTransf(i,t,r,m,s) \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S, r \in R, o \\
&\in O, p \in P, t \in T
\end{aligned}$$

59

Pela equação 58, garante-se, para cada petróleo i , mês m e cenário s , que todo o volume que chega aos terminais via produção ou importação é igual ao volume que sai dos terminais para exportação ou alocação em refinaria. A equação 59, estabelece a mesma condição, considerando cada terminal t .

Cada fluxo apresentado nas equações 58 e 59 deve ser limitado aos volumes das operações escolhidas no primeiro estágio e aos volumes das operações de correção – recurso – tomadas no segundo. Desta forma, a equação 60 restringe a transferência de

produção nacional do petróleo i no mês m e cenário s entre todos os locais de produção e todos os terminais ao volume disponível de produção:

$$\sum_{p,t} PetNacProdTransf(i,p,t,m,s) \leq PetNacProd(i,m,s) \quad \forall i \in I, p \in P, t \in T, m \in M, s \in S$$

60

A equação 61 limita o fluxo de importação de petróleo entre todos os mercados internacionais o e todos os terminais t do petróleo i no mês m e cenário s conforme as decisões de importação tomadas no primeiro e segundo estágios:

$$\sum_{o,t} PetImpTransf(i,o,t,m,s) \leq PetImp(i,m) + PetImpSpot(i,m,s) \quad \forall i \in I, o \in O, t \in T, m \in M, s \in S$$

61

A equação 62 limita o fluxo de exportação de petróleo entre todos os terminais t e polos de mercados internacionais o do petróleo i no mês m e cenário s de acordo com as decisões tomadas no primeiro e segundo estágios:

$$\sum_{t,o} PetExpTransf(i,t,o,m,s) \leq PetExp(i,m) + PetExpSpot(i,m,s) - PetExpCanc(i,m,s) \quad \forall i \in I, t \in T, o \in O, m \in M, s \in S$$

62

Por fim, temos a equação 63, segundo a qual a alocação do petróleo i no mês m e cenário s para a refinaria r é menor ou igual ao fluxo do petróleo i para a refinaria r no mês m e cenário s a partir de todos os terminais t :

$$PetAloc(i, r, m, s) \leq \sum_t PetAlocTransf(i, t, r, m, s) \quad \forall i \in I, r \in R, t \in T, m \in M, s \in S$$

63

Vale ressaltar que neste modelo não está sendo considerado um conjunto de restrições importante que é o limite de fluxo nos arcos, tanto para os fluxos de petróleo quanto para os de derivados.

4.4.2.2 Balanço de derivados

O balanço geral de derivados é feito de maneira semelhante ao balanço geral do petróleo no primeiro estágio com a diferença de que, no caso dos derivados, é feito para cada cenário s e, portanto, todas as decisões relacionadas com importação e exportação de derivados são dependentes da realização das incertezas, não havendo variáveis auxiliares, possíveis comercializações no mercado spot ou cancelamento com pagamento de multa.

Para cada derivado j no mês m e cenário s o balanço é definido pela equação 64, na qual a soma da importação com a produção das refinarias deve ser igual à exportação somada ao atendimento de mercado:

$$DerImp(j, m, s) + DerProdTotal(j, m, s) - DerExp(j, m, s) - DemNacReal(j, m, s) = 0 \quad \forall j \in J, m \in M, s \in S$$

64

O primeiro termo da equação se refere ao volume total importado de um derivado j no mês m e cenário s , o qual deve ser igual ao somatório dos fluxos de importação do mesmo derivado para todos os terminais conforme equação 65:

$$\begin{aligned}
& DerImp(j, m, s) \\
& = \sum_{o,t} DerImpTransf(j, o, t, m, s) \quad \forall j \in J, m \in M, o \in O, t \in T, s \in S
\end{aligned}$$

65

O segundo termo se refere à produção total de derivados no sistema, que é igual à soma da produção de todas as refinarias r , como apresentado na equação 66:

$$DerProdTotal(j, m, s) = \sum_r DerProd(j, r, m, s) \quad \forall j \in J, r \in R, m \in M, s \in S$$

66

O terceiro termo da equação se refere ao volume total exportado de um derivado j no mês m e cenário s , o qual deve ser igual ao somatório dos fluxos de exportação do mesmo derivado de todos os terminais t para os mercados internacionais o conforme equação 67:

$$\begin{aligned}
DerExp(j, m, s) & = \sum_{o,t} DerExpTransf(j, t, o, m, s) \quad \forall j \in J, m \in M, s \in S, t \in T, o \\
& \in O
\end{aligned}$$

67

O quarto termo da equação se refere ao volume total que deve ser entregue ao mercado interno do derivado j no mês m e cenário s , que é dado pelo produto da demanda nacional prevista pela correção da demanda segundo a realização em cada cenário s , conforme a equação 68, e que deve ser igual ao somatório dos fluxos entre as refinarias r e os polos de mercado interno n conforme equação 69:

$$DemNacReal(j, m, s) = DemNac(j, m) * (1 + DemDesc(s)) \quad \forall j \in J, m \in M, s \in S$$

68

$$\sum_{r,n} DerVendaTransf(j, r, n, m, s) \geq DemNacReal(j, m, s) \quad \forall j \in J, r \in R, n \in N, m \in M, s \in S$$

69

Da mesma forma que as comercializações de petróleo, as comercializações de derivados são limitadas por volume máximo conforme as equações 70 e 71, que limitam os volumes de importação e de exportação respectivamente:

$$DerImp(j, m, s) \leq DerImpMax(j, m) \quad \forall j \in J, m \in M, s \in S$$

70

$$DerExp(j, m, s) \leq DerExpMax(j, m) \quad \forall j \in J, m \in M, s \in S$$

71

Para cada derivado j , terminal t , mês m e cenário s , temos o balanço que determina que a soma de todos os fluxos de entrada deve ser igual à soma dos fluxos de saída, pois neste modelo considera-se somente opção de estoque em refinaria. Assim, a soma das importações e transferências de refinaria para terminal deve ser igual à soma da exportação com a transferência de terminal para refinarias. A equação 72 define esta relação:

$$\begin{aligned} \sum_o DerImpTransf(j, o, t, m, s) + \sum_r DerRefTermTransf(j, r, t, m, s) \\ = \sum_o DerExpTransf(j, t, o, m, s) \\ + \sum_r DerTermRefTransf(j, t, r, m, s) \quad \forall j \in J, o \in O, t \in T, r \in R, m \in M, s \in S \end{aligned}$$

72

O balanço de derivados dentro da refinaria deve ser respeitado considerando recebimento de terminal, envio para mercado e quantidade de cada derivado disponibilizado pela refinaria. A equação 73 apresenta o balanço para cada derivado j , refinaria r , mês m e cenário s :

$$\sum_t (DerTermRefTransf(j, t, r, m, s) - DerRefTermTransf(j, r, t, m, s)) - \sum_n DerVendaTransf(j, r, n, m, s) + DerProd(j, r, m, s) = 0 \quad \forall j \in J, t \in T, r \in R, n \in N, m \in M, s \in S$$

73

O último termo da equação 73 se refere ao volume disponibilizado pela refinaria r de cada derivado j , no mês m e cenário s . Este termo representa a produção líquida da refinaria, ou seja, o saldo disponibilizado pela produção via degradação somado à variação de estoque, conforme descrito na equação 74:

$$\begin{aligned} DerProd(j, r, m, s) &= \sum_k DegIntermDer(k, j, r, m, s) + DerEstoq(j, r, m - 1, s) \\ &\quad - DerEstoq(j, r, m, s) \quad \forall j \in J, k \in K, r \in R, m \in M, s \in S \end{aligned}$$

74

Na seção a seguir, os termos envolvidos com esta equação serão mais bem detalhados.

4.4.2.3 Planejamento de produção de refinaria:

Conforme mencionado anteriormente, esta seção trata das operações a serem feitas dentro da refinaria compreendendo as todas as etapas de industrialização de uma indústria de refino de petróleo tais como detalhadas na seção 3.5.

A primeira restrição a ser apresentada trata do balanço de produtos intermediários de cada refinaria. A restrição aqui imposta é a de que o volume produzido de cada produto intermediário k deve ser igual ao seu consumo nas diferentes operações de cada refinaria r , mês m e cenário s .

O volume produzido de cada produto intermediário é obtido pela soma de duas parcelas: produção pela destilação e produção por outras unidades de processo. A primeira parcela é obtida pelo somatório do produto de cada petróleo i alocado em cada refinaria r no mês m e cenários s pelo rendimento de cada petróleo i no intermediário k e a segunda pelo somatório do produto de cada carga alocada em outras unidades de processo pelo rendimento de cada produto tipo carga l no intermediário k .

O consumo é dividido também em duas parcelas, uma referente à degradação do produto intermediário k para o produto tipo carga l e a segunda referente à degradação do produto intermediário k para derivado j . Esta restrição deve ser obedecida por todos os intermediários k em cada refinaria r , mês m e cenário s , como apresentado na equação 75:

$$\begin{aligned} \sum_i PetAloc(i, r, m, s) * PetIntermRend(i, k) \\ + \sum_{l,u} CargaAloc(l, u, r, m, s) * CargaIntermRend(l, k, u) \\ - \sum_l DegIntermCarga(k, l, r, m, s) \\ - \sum_k DegIntermDer(k, j, r, m, s) = 0 \quad \forall i \in I, k \in K, r \in R, l \in L, u \\ \in U, m \in M, s \in S \end{aligned}$$

75

A segunda restrição se refere ao balanço de produto do tipo carga l na refinaria r , mês m e cenário s . Esta restrição, representada pela equação 76, descreve que todo o produto do tipo carga l produzido via degradação deve ser igual ao somatório do consumo deste produto nas unidades de processo u . Esta restrição deve ser obedecida por todos os produtos tipo carga l em cada refinaria r , mês m e cenário s . Não se permite, portanto, geração e consumo de estoque de produto do tipo carga.

$$\sum_k DegIntermCarga(k, l, r, m, s) = \sum_u CargaAloc(l, u, r, m, s) \quad \forall k \in K, l \in L, r \in R, u \in U, m \in M, s \in S$$

76

A terceira restrição do planejamento de produção de refinaria se refere aos limites de qualidade que devem ser obedecidos na geração de derivados via degradação de produtos intermediários. As equações de cálculo de qualidades são não lineares por definição – envolvem a multiplicação de duas variáveis, volume e qualidade – e para torná-las lineares, alguns requisitos devem ser atendidos:

- 1- Todo produto intermediário possui uma qualidade própria, estimada a partir de dados reais;
- 2- Os produtos intermediários obtidos na destilação são enquadrados conforme o petróleo que os origina, dessa forma, petróleos diferentes podem gerar o mesmo corte de destilação com qualidades diferentes (indexação);
- 3- Os limites mínimos e máximos da qualidade q de cada derivado j , na refinaria r , mês m e cenário s são obtidos pela multiplicação do somatório do volume de produtos intermediários que degradam para este derivado multiplicado pelos valores mínimo e máximo de qualidade admitidos. O termo que deve respeitar estes limites é calculado pelo somatório de produto dos produtos intermediários k que degradam para o derivado j pela qualidade de cada produto intermediário k .

Esta abordagem também foi utilizada por Pongsakdi *et al.* (2006), Lakkhanawat e Bagajewicz (2008), Al-Qahtani e Elkamel (2008), Senne (2009) e Leiras (2011). A equação 77 a seguir descreve esta restrição:

$$\begin{aligned}
& \left(\sum_k DegIntermDer(k, j, r, m, s) \right) * DerQualMin(j, q) \\
& \leq \sum_k (DegIntermDer(k, j, r, m, s) * InterQual(k, q)) \\
& \leq \left(\sum_k DegIntermDer(k, j, r, m, s) \right) * DerQualMax(j, q) \quad \forall j \in J, k \\
& \quad \in K, r \in R, m \in M, s \in S, q \in Q
\end{aligned}$$

77

Da mesma forma que há limites de qualidade para geração de derivados, a qualidade de carga de processamento também é uma restrição a ser atendida. Neste caso, o termo que indica o limite de qualidade é dado pelo somatório do volume total de degradação para um produto do tipo carga l na refinaria r, mês m e cenário s multiplicado pelos os valores mínimo e máximo da qualidade q toda degradação. O valor da qualidade obtida é dada pelo somatório do produto do volume de todos os produtos intermediário que degradam para determinado produto tipo carga pela qualidade destes intermediários, conforme equação 78:

$$\begin{aligned}
& \sum_l (DegIntermCarga(k, l, r, m, s) * InterQual(k, q)) \\
& \leq \left(\sum_k DegIntermCarga(k, l, r, m, s) \right) * UnidQualMax(j, q) \quad \forall l \\
& \quad \in L, k \in K, r \in R, m \in M, s \in S, q \in Q
\end{aligned}$$

78

A próxima restrição se refere ao limite de capacidade de processamento de cada unidade de processo u de cada refinaria r, conforme definido pela equação 79, segundo a qual a soma do volume de carga alocada deve ser menor que a capacidade máxima da

unidade. No caso de unidades do tipo destilação, o somatório é feito com o petróleo alocado em cada refinaria, equação 80.

$$\sum_l CargaAloc(l, u, r, m, s) \leq UnidCapMax(u, r) \quad \forall l \in L, u \in U, r \in R, m \in M, s \in S$$

79

$$\sum_i PetAloc(i, r, m, s) \leq UnidCapMax('Destilação', r) \quad \forall i \in I, r \in R, m \in M, s \in S$$

80

Finalmente, temos a última restrição a qual se refere ao limite de estoque. Para todo produto j , na refinaria r , mês m e cenário s , o volume estocado não deve ser maior que a capacidade máxima de estoque do derivado j na refinaria r . A equação 81 expressa esta restrição:

$$DerEstoq(j, r, m, s) \leq DerEstoqMax(j, r) \quad \forall j \in J, r \in R, m \in M, s \in S$$

81

4.5 FUNÇÃO OBJETIVO

A otimização estocástica do sistema descrito até o momento possui o objetivo de maximizar o lucro das operações da cadeia de suprimentos de uma empresa de petróleo integrada e considera as parcelas de receitas e custos envolvidas. Por outro lado, assim como feito nas equações que descrevem o sistema, o cálculo da função objetivo possui simplificações tanto ao considerar que todas as parcelas são lineares como ao negligenciar outros termos como custo de sobre estadia de navios em terminais e de consumos de insumos industriais. Contudo, entende-se que esta representação seja bastante coerente com outras publicações (Al-Othman *et al.*, 2008, Al-Qahtani e Elkamel, 2008, Senne, 2009, Al-Qahtani e Elkamel, 2010, Leiras, 2011 e Ribas, *et al.*, 2012) e com as decisões tomadas na indústria.

A representação da função objetivo segue o formato linear equivalente da programação estocástica de dois estágios, definida por Birge e Louveaux (2011), na qual os termos de segundo estágio aparecem explicitamente e a esperança é obtida pelo

somatório do produto destes termos pela probabilidade do cenário ao qual pertencem. Dessa forma, a equação 2 apresentada na seção 2.2 é alterada conforme a equação 82:

$$\text{Min}\{ z = c^T * x + \mathbb{E}[h(x, \hat{\xi})] \} = \text{Min} \left\{ z = c^T * x + \sum_{\hat{\xi}} h(x, \hat{\xi}) * P(\hat{\xi}) \right\}$$

82

Devido ao grande número de parcelas envolvidas nos cálculos da função objetivo, a mesma será apresentada em sua forma simplificada primeiramente e depois cada parcela será detalhada. A equação 83 apresenta a forma simplificada da função objetivo:

$$\begin{aligned} \max z = & \text{LucroComPet} \\ & + \sum_s \{ (\text{AjusteCotaçãoComPet}(s) + \text{AjusteVolComPet}(s) \\ & + \text{LucroComDer}(s) + \text{ReceitaVendaDer}(s) - \text{CustoProcesso}(s) \\ & - \text{CustoLogístico}(s)) * \text{CenProb}(s) \} \quad \forall s \in S \end{aligned}$$

83

Como se pode notar, o lucro obtido com as comercializações de exportação e importação de petróleo é o único termo da função objetivo que é de primeiro estágio. Todos os demais são função de variáveis de segundo estágio e, assim, a função objetivo levará a maximização do lucro das comercializações de petróleo somado ao valor esperado de todos os demais termos.

Em ordem de apresentação, os termos são detalhados a seguir:

- 1- LucroComPet – receita de exportação de petróleo menos o custo de importação, dado pela equação 84:

LucroComPet

$$= \sum_{i,m} (PetExp(i,m) * PetExpRec(i,m) - PetImp(i,m) * PetImpCost(i,m)) \quad \forall i \in I, m \in M$$

84

2- AjusteCotaçãoComPet(s) – ajuste de das receitas de exportação e custo de importação segundo a realização da incerteza relacionada com a cotação, dado pela equação 85:

AjusteCotaçãoComPet(s)

$$= \sum_{i,m} (PetExp(i,m) * PetExpRec(i,m) * CotDesc(i,m,s) - PetImp(i,m) * PetImpCost(i,m) * CotDesc(i,m,s)) \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S$$

85

Apresentar a correção das receitas e custos de exportação e importação de petróleo, respectivamente, separada do primeiro termo é uma simples formalização para deixar clara a diferença entre o impacto da decisão de primeiro estágio e o impacto da realização do valor de cotação.

3- AjusteVolComPet(s) – refere-se às parcelas de custo e receita relacionadas à comercialização em mercado spot e ao pagamento de multa por cancelamento de exportação, dado pela equação 86:

AjusteVolComPet(s)

$$= \sum_{i,m} ((PetExpSpot(i,m) * PetExpSpotRec(i,m) - PetImpSpot(i,m,s) * PetImpSpotCost(i,m) - PetExpCanc(i,m,s) * PetExpMulta(i,m)) * (1 + CotDesc(i,m,s))) \quad \forall i \in I, m \in M, s \in S$$

86

4- *LucroComDer(s)* – trata do lucro (ou prejuízo) obtido pelas operações comerciais de importação e exportação de derivados. Desta forma, é composto das parcelas relacionadas à importação e à exportação de derivados e considera a correção da cotação, conforme apresentado na equação 87:

$$\begin{aligned}
 & \text{LucroComDer}(s) \\
 &= \sum_{j,m} (\text{DerExp}(j, m, s) * \text{DerExpRec}(j, m) * (1 + \text{CotDesc}(s)) \\
 &\quad - \text{DerImp}(j, m, s) * \text{DerImpCost}(j, m) * (1 \\
 &\quad + \text{CotDesc}(s))) \quad \forall j \in J, m \in M, s \in S
 \end{aligned}$$

87

5- *ReceitaVendaDer(s)*- parcela relacionada ao lucro de venda dos derivados *j* nos meses *m* de cada cenário *s* e dado pelo somatório do produto do volume vendido pelo valor de venda no mercado nacional, como apresentado na equação 88:

$$\begin{aligned}
 \text{ReceitaVendaDer}(s) &= \sum_{j,r,m} (\text{DerProd}(j, r, m, s) * \text{DerVendaRec}(j, m)) \quad \forall j \\
 &\quad \in J, m \in M, r \in R, s \in S
 \end{aligned}$$

88

O valor deste termo varia entre os diferentes cenários otimizados pelo fato de a demanda de derivados a ser atendida ser função da realização de cada cenário *s*.

6- *CustoProcesso(s)* – relacionada aos custos operacionais de processamento de petróleo, é obtida, para cada cenário *s*, pelo somatório do produto da carga alocada em cada unidade *u* de cada refinaria *r* no mês *m* pelo custo de operação de unidades de processo, de acordo com a equação 89:

$$\begin{aligned}
 & \text{CustoProcesso}(s) \\
 &= \sum_{l,u,r,m} (\text{CargaAloc}(l, u, r, m, s) * \text{UnitCost}(u)) \quad \forall l \in L, u \\
 &\quad \in U, r \in R, m \in M, s \in S
 \end{aligned}$$

89

- 7- *CustoLogístico(s)* – trata da parcela de custo relacionada às operações logística de estoque e transferência conforme equação 90:

$$\begin{aligned}
CustoProcesso(s) &= CustoEstoque(s) + CustoTranspPet(s) \\
&+ CustoTranspDer(s) \quad \forall s \in S
\end{aligned}$$

90

- a. *Custo* de estoque está relacionado à manutenção de estoque dos derivados *j* em na refinaria *r* e mês *m* para cada cenário *s*, sendo definida conforme a equação 91, a seguir:

$$\begin{aligned}
CustoEstoque(s) &= \sum_{j,r,m} (DerEstoq(j,r,m,s) * DerEstoqCost(j,m)) \quad \forall j \in J, r \\
&\in R, m \in M, s \in S
\end{aligned}$$

91

- b. *CustoTranspPet(s)* – parcela de custo relacionada às movimentações de petróleo nas operações de importação, exportação, alocação e envio de produção nacional para terminais. É obtida considerando os volumes transferidos no sistema e os custos de cada arco, tal como apresentado na equação 92:

$$\begin{aligned}
CustoTranspPet(s) &= \sum_{o,t,i,m} ((PetImpTransf(i,o,t,m,s) \\
&+ PetExpTransf(i,t,o,m,s)) * PetTransfCost(o,t)) \\
&+ \sum_{t,p,i,m,s} (PetNacProdTransf(i,p,t,m,s) \\
&* PetTransfCost(p,t)) \\
&+ \sum_{t,p,i,m,s} (PetAlocTransf(i,t,r,m,s) \\
&* PetTransfCost(t,r)) \quad \forall i \in I, o \in O, t \in T, p \in P, r \\
&\in R, m \in M, s \in S
\end{aligned}$$

92

- c. $CustoTranspDer(s)$ – trata do custo relacionada às movimentações de derivados nas operações de importação, exportação, envio para refinarias e atendimento de mercado. É obtido considerando os volumes transferidos no sistema e os custos de cada arco, tal como apresentado na equação 93:

$$\begin{aligned}
CustoTranspDer(s) &= \sum_{o,t,j,m} ((DerImpTransf(j, o, t, m, s) \\
&+ DerExpTransf(i, t, o, m, s)) * DerTransfCost(o, t)) \\
&+ \sum_{j,t,r,m} ((DerTermRefTransf(j, t, r, m, s) \\
&+ DerRefTermTransf(j, r, t, m, s)) * DerTransfCost(t, r)) \\
&+ \sum_{j,r,n,m} (DerVendaTransf(j, r, n, m, s) \\
&* DerTransfCost(r, n)) \quad \forall j \in J, o \in O, t \in T, r \in R, n \in M, \\
&\in M, s \in S
\end{aligned}$$

93

V. DADOS DO MODELO

Este Capítulo se dedica a apresentar os dados utilizados no estudo. Cada parâmetro, seja ele fixo ou aleatório, foi obtido via coleta de informações do mundo real e, para que fosse utilizado no modelo, teve que passar pelos seguintes passos: coleta de dados reais, análise dos dados coletados, tratamento e simplificação dos dados para ajuste ao tamanho da instância trabalhada e adequação dos dados para o formato utilizado no modelo. Este Capítulo se divide em: seção 5.1 – Dados Incertos – no qual são apresentados os parâmetros aleatórios e sua caracterização; seção 5.2 – Dados Fixos do Modelo – em se apresenta os parâmetros fixos do modelo, dando destaque àqueles ligados à configuração de refino (rendimentos e qualidades) e à representação dos diferentes petróleos envolvidos.

5.1 DADOS INCERTOS

Para construção de um modelo estocástico representando o segmento de *midstream* da cadeia de suprimentos de petróleo do Brasil, consideraram-se três fontes de incertezas externas: produção de petróleo nacional, demanda do mercado de derivados líquidos e cotação de petróleo e derivados no mercado internacional.

Conforme a revisão bibliográfica apresentada na Tabela 3 – Capítulo II – estes são de fato as fontes de incertezas mais consideradas na literatura: a demanda é considerada incerta em 25/28 dos trabalhos pesquisados, enquanto que a incerteza nos preços é considerada em 20/28 e a incerteza no suprimento em 8/28.

Uma pequena análise desta cadeia no Brasil também mostra a relevância de considerar estas como sendo as fontes de incerteza. Conforme mencionado Capítulo III, há basicamente um grande produtor de petróleo no Brasil, sendo esta empresa também responsável por praticamente toda a capacidade de refino instalada no país. Além disso, essa mesma empresa é responsável pelo atendimento de toda a demanda de derivados líquidos do país e as variações de preço não são diretamente passadas para o preço de venda em mercado interno. Assim, há três grandes riscos desta cadeia - a produção nacional, a demanda de derivados líquidos e cotação de petróleo e derivados no mercado internacional – que levam a grandes impactos na lucratividade da cadeia.

Os cenários, portanto, foram gerados considerando a combinação da incerteza destes três parâmetros. A incerteza de cada parâmetro foi caracterizada pelo erro de estimação (*ValorPrev*) em relação à realização (*ValorReal*) baseado em um histórico de 54 meses, entre janeiro de 2009 e junho de 2013. Para tal, considerou-se o valor previsto de cada parâmetro no primeiro mês do horizonte de planejamento segundo o processo descrito na seção 3.6. A medida utilizada para determinação do risco é o erro relativo, conforme apresentado na equação 94:

$$erro\%(mês) = \frac{ValorPrev(mês) - ValorReal(mês)}{ValorPlan(mês)}$$

94

Os valores obtidos por este cálculo alimentarão, conforme descrição do Capítulo IV, os parâmetros ProdDesc(s), CotDesc(s) e DemDesc(s) – fatores de ajustes da previsão de produção de petróleo, de cotação internacional e demanda nacional, respectivamente.

Para que cada parâmetro fosse considerado, foram feitas algumas simplificações conforme apresentadas abaixo:

- 1- Produção Nacional – para obtenção do erro de previsão (*erro%*), considerou-se como valor planejado e real como sendo igual à soma da produção prevista e produção realizada de todos os petróleos, respectivamente. Essa simplificação faz sentido para o horizonte de dois meses (como será apresentado na seção 5.2), onde não se espera o início ou término de produção de forma relevante para a composição do elenco produzido, ou seja, não se espera grandes alterações de participação de cada petróleo na produção total.
- 2- Demanda de derivados líquidos – para obtenção do erro de previsão da demanda de derivados líquidos utilizou-se como valor previsto e valor realizado a soma do volume de demanda prevista e realizada de todos os derivados líquidos, respectivamente. Da mesma forma que no caso do petróleo, esta simplificação não gera grandes implicações para o caso de um horizonte de planejamento de dois meses, pois não se espera que a

participação de cada derivado na demanda total se altere fortemente do primeiro para o segundo mês.

- 3- Cotação de petróleo e derivados no mercado internacional – a medida de erro relativo à cotação de petróleo e derivados foi aquela em que mais houve necessidade de simplificação. Para cada tipo de grupo de produto – petróleo, gasolina, diesel, GLP, entre outros – há diferentes cotações de referência utilizadas na previsão do valor dos produtos incluídos nestes grupos e na própria negociação. Além disso, cada cotação segue fundamentos econômicos com graus de intersecção com o fundamento de outras cotações muito variável. Assim, considerou-se somente a cotação prevista e realizada do principal índice relacionado ao petróleo: Brent dt. O erro de previsão obtido para esta cotação foi aplicado em cada produto na geração de cenários.

Depois de obtidos os dados, calculado o erro relativo de previsão de cada parâmetro por mês, geraram-se as distribuições de cada parâmetro incerto. Além disso, presume-se independência dos erros observados em relação ao período, o que faz sentido, uma vez que a incerteza está sendo caracterizada pelo erro da previsão e não pelo valor absoluto previsto para cada parâmetro por mês. As Figuras 6, 7 e 8 apresentam os histogramas de cada parâmetro incerto e curva da função probabilidade acumulada da incerteza de produção nacional, demanda de derivados líquidos e cotação de petróleo, respectivamente:

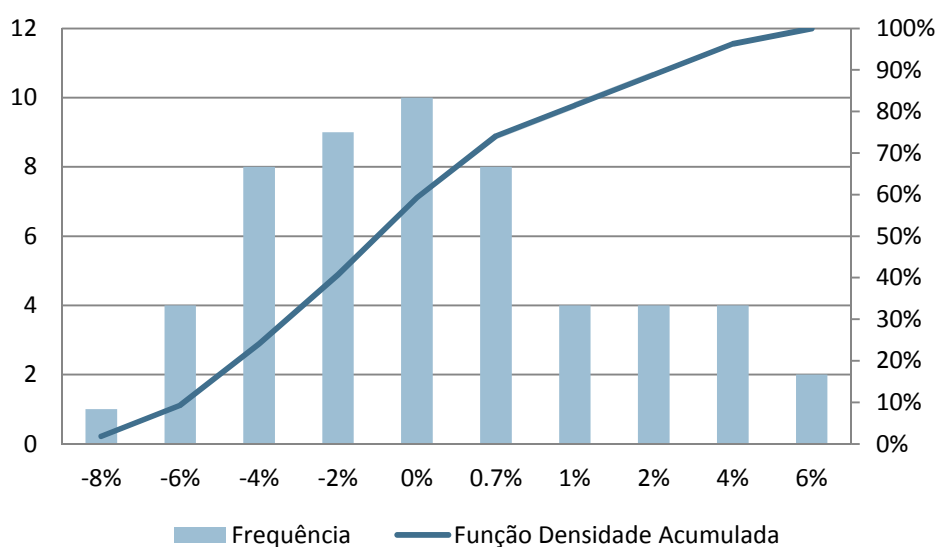


Figura 6: Histograma de frequência e função probabilidade acumulada da incerteza da produção nacional

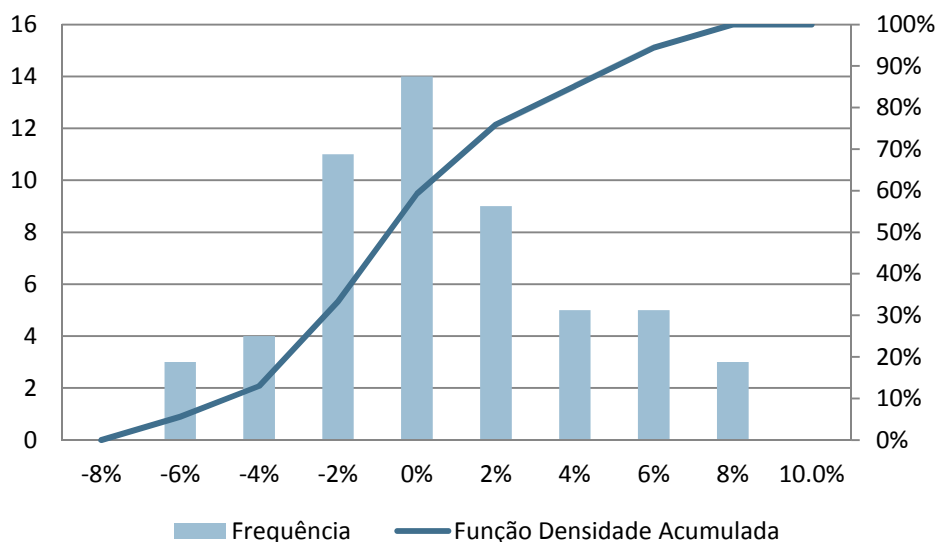


Figura 7: Histograma de frequência e função probabilidade acumulada da incerteza da demanda de derivados líquidos

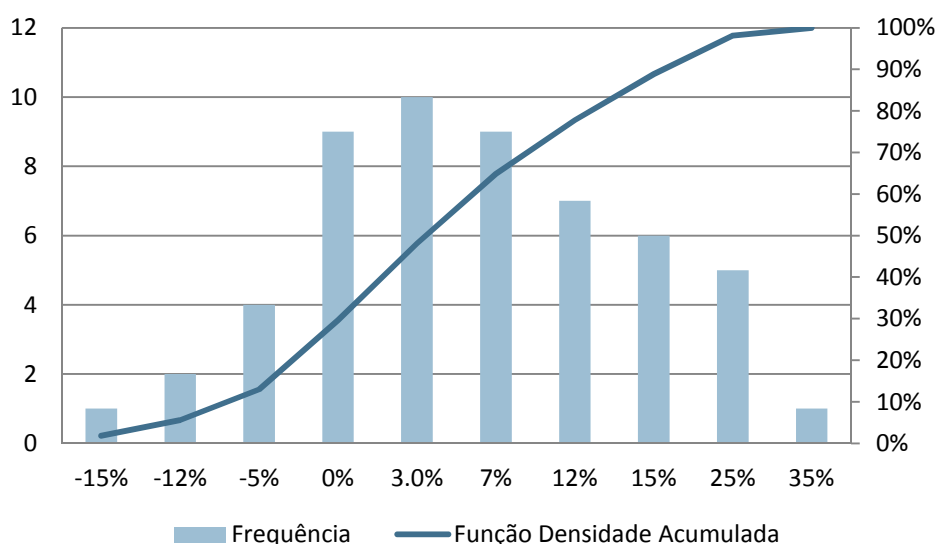


Figura 8: Histograma de frequência e função probabilidade acumulada da incerteza da cotação do Brent dt.

Com base nas séries históricas dos erros de previsão *Erro%* de cada parâmetro incerto – produção nacional, mercado de derivados líquidos e cotação do Brent dt. – foram calculadas as propriedades estatísticas a serem utilizadas no método de geração de cenário por correspondência de momentos e propriedades estatísticas, conforme proposto por Hoyland e Wallace (2001). A Tabela 8 apresenta os quatro primeiros momentos das distribuições construídas (média, variância, curtose e assimetria) e a Tabela 9 apresenta a matriz de correlação entre os parâmetros.

Tabela 8: Valor dos quatro primeiros momentos do erro de planejamento de cada parâmetro incerto

Momento	Parâmetro incerto		
	Produção	Demanda	Cotação
média	-0,0145	-0,0036	0,0419
variância	0,0010	0,0013	0,0102
kurtosis	-0,5065	-0,5058	0,1721
skewness	-0,2512	0,2283	0,1890

Tabela 9: Matriz de correlação dos parâmetros incertos

	Produção	Demanda	Cotação
Produção	1		
Demanda	-0,13355	1	
Cotação	-0,06793	-0,10964	1

O número de cenários utilizados em cada corrida e a suas respectivas probabilidades serão obtidas pelos métodos explicados no Capítulo VI.

5.2 DADOS DETERMINÍSTICOS DO MODELO

Nesta seção serão apresentados os parâmetros fixos do modelo e, como tal, são todos os parâmetros que não possuem uma distribuição de probabilidade e sim um valor único, utilizado em qualquer corrida de otimização empregada. Esta seção é organizada da seguinte forma: primeiramente, apresenta-se a escolha do horizonte de tempo utilizado no modelo; num segundo momento, são apresentados os parâmetros relacionados à estrutura da rede representada no modelo; em seguida, são apresentados os parâmetros relacionados à representação dos diferentes petróleos e tipos de petróleos no modelo; posteriormente, apresentam-se os produtos finais – derivados – considerados na construção da instância; seguido de qualidade, dos produtos intermediários e dos produtos tipo carga; e finalmente, são apresentados os parâmetros relacionados às operações de refino descritas na seção 3.5.

5.2.1 Horizonte do planejamento

O primeiro dado a ser considerado na construção da instância é o horizonte do planejamento, ou seja, o número de meses considerados no planejamento das operações. O horizonte escolhido foi de dois meses por dois argumentos: (1) este é o horizonte em que o planejamento mais pode auxiliar nas tomadas de decisões das áreas operacionais e

(2) principalmente, por ser um horizonte coerente com um modelo de decisão estocástico de dois estágios.

O último argumento apresentado não se deve ao fato de o número de meses ser igual ao número de estágios, mas sim, ao fato de que entre a compra ou venda de petróleo no mercado internacional e chegada deste petróleo no destino final há um período de tempo entre 15 a 60 dias, como explicado no Capítulo III. Tomando estas decisões como variáveis de primeiro estágio, é coerente que o horizonte de tempo do segundo estágio tenha dois ou três meses. Optou-se por dois meses pelo primeiro argumento. Horizontes superiores a três meses deveriam ser considerados quando o modelo aplicado fosse um modelo de programação estocástica multi estágios.

Figura 9, a seguir, apresenta como se relacionam o horizonte de planejamento e os estágios da programação estocástica:

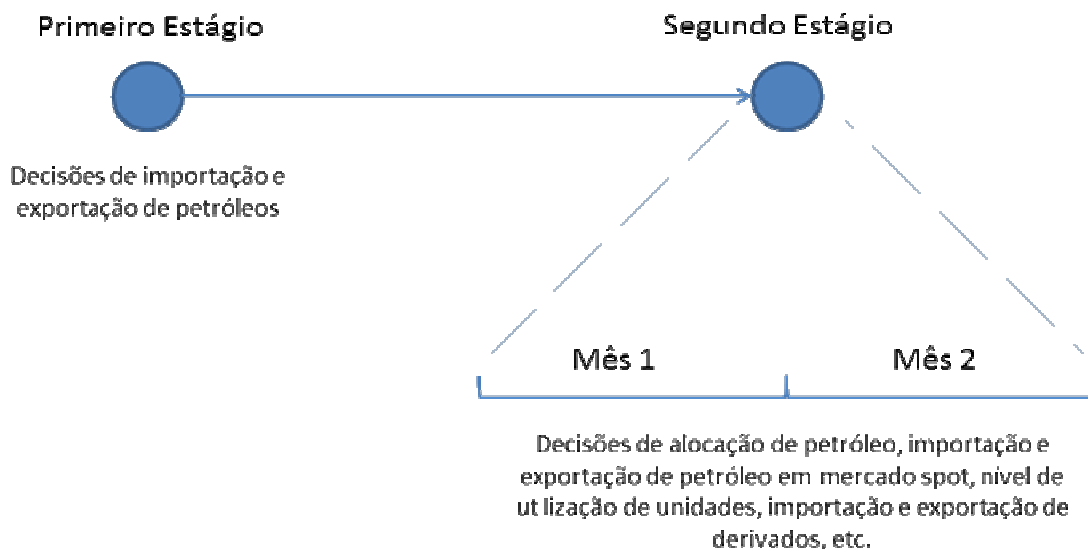


Figura 9: Relação entre os estágios da programação estocástica e os meses do horizonte do plano.

5.2.2 Dados da estrutura da rede

Como mencionado no Capítulo III, uma cadeia de suprimentos de petróleo é composta de locais de produção de petróleo, terminais de petróleo e derivados (aquaviários e terrestres), arcos de transporte (marítimos, dutoviários, pluviais, rodoviários e ferroviários), refinarias e polos de consumo. A estrutura considerada neste estudo é composta de: um local de produção de petróleo (PN), um terminal internacional fonte de importação e destino de exportação de petróleos e derivados

(IM), um terminal nacional (T1), quatro refinarias (R1, R2, R3 e R4) e um polo de consumo de mercado nacional (MN).

As operações desta rede logística são tais como descritas no Capítulo III e pelo modelo apresentado no Capítulo IV: importação e exportação de petróleo sendo realizadas entre o terminal nacional T1 e o mercado internacional IM; envio de petróleo dos locais de produção para o terminal T1 e deste para as refinarias do sistema; envio e recebimento de derivados entre o terminal T1 e as refinarias; e envio de derivados das refinarias para o mercado MN. As figuras Figura 10 e Figura 11 apresentam a rede logística com os nós e arcos na visão de movimentação de petróleo e derivados, respectivamente:

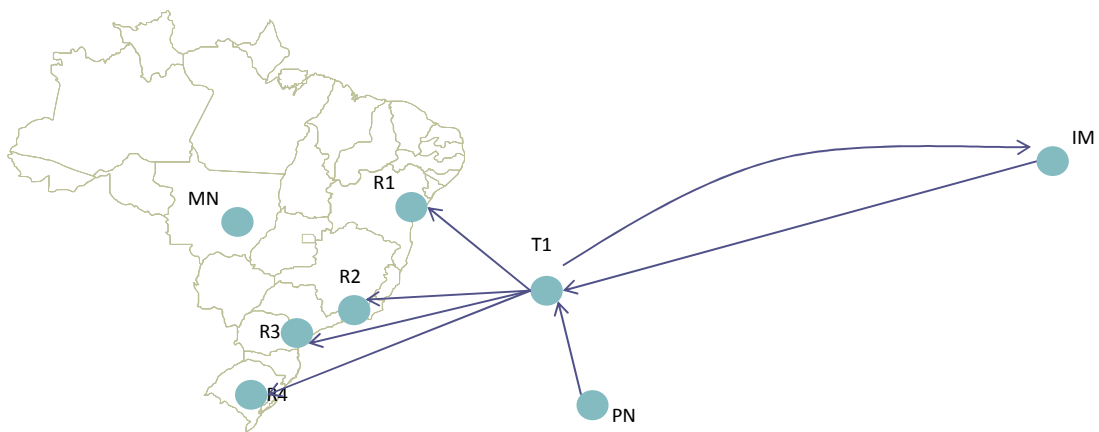


Figura 10: Estrutura da rede logística - visão movimentação de petróleo

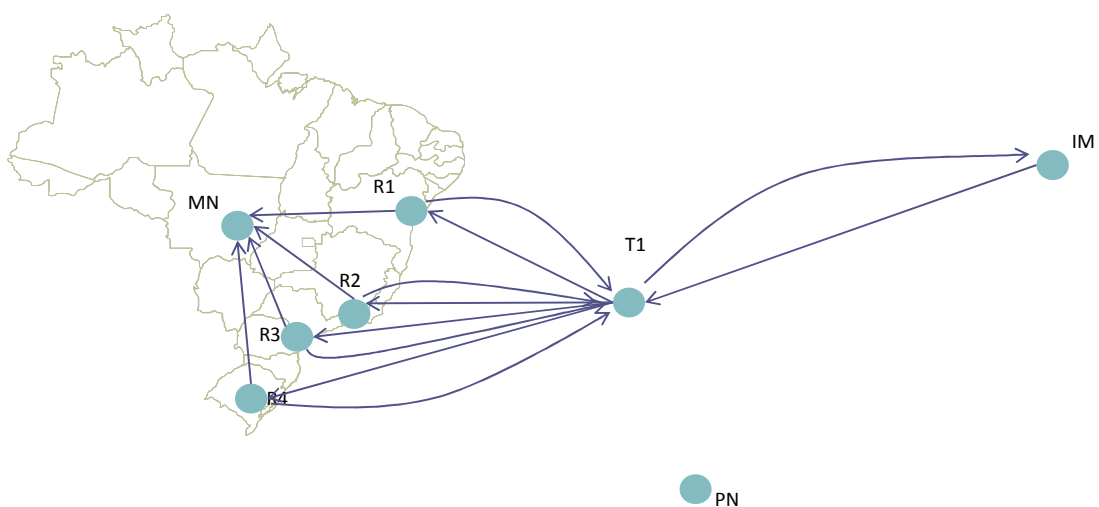


Figura 11: Estrutura da rede logística - visão movimentação de derivados

As simplificações adotadas para representação da rede são bastante fortes, principalmente nos casos dos terminais internacionais, nacionais, local de produção e mercado nacional, pois para cada tipo de ativo, considerou-se somente um representante. A principal justificativa das simplificações é manter o modelo mais enxuto. Como principal impacto da simplificação da rede, os custos reais da cadeia tiveram que ser adaptados de forma a serem coerentes com a estrutura adotada. Outro impacto importante são os limites de transferências nos arcos e de movimentação nos nós que existem na realidade, mas perdem sentido físico ao agregarmos os nós de cada tipo em somente um.

Entende-se que considerar diferentes locais de produção de petróleo nacional somente alteraria o custo de cada petróleo produzido nos diferentes pontos da rede, mas como as distâncias entre os locais de produção são relativamente curtas, o impacto seria marginal. O mesmo pode ser dito de considerar somente um terminal internacional, apesar de as distâncias e, por consequência, os custos de transporte, serem função da distância, considerar vários terminais internacionais levaria a diferentes equilíbrios de custo e valor no modelo que sem perda de valor podem ser verificados com somente um terminal internacional. A simplificação do mercado nacional é necessária, pois não se tem como objetivo gerar um plano de distribuição dos derivados produzido/importados, e desta forma, considerar diversos polos de atendimento de mercado e arcos entre estes e as refinarias, geraria um grande número de variáveis que fogem do escopo principal do trabalho.

Em relação às refinarias, há uma grande simplificação também, pois ao invés de 12 refinarias da infraestrutura instalada no país, foram consideradas somente 4, as quais representam regiões diferentes do país. A decisão de não considerar somente uma refinaria a semelhança do que foi feito para os demais ativos é para não perder a representação dos diferentes esquemas de refino de cada região, o que afeta enormemente as decisões de alocação, produção de derivados, utilização de unidade, entre outros. Considerar as 12 refinarias, porém, seria proibitivo devido ao número de variáveis necessárias para representação. A agregação segue uma lógica do grau de sinergia ou isolamento das operações comerciais, logísticas e de refino de cada região que pode ser promovido por:

- a. Compartilhamento de sistema de suprimento de petróleo,

- b. Compartilhamento de sistema de distribuição de derivados,
- c. Ligação de dutos que permite compartilhar produtos intermediários e composição conjunta de produtos finais,
- d. Possibilidade de mudanças de área de influência de cada refinaria dentro da mesma região.

A Tabela 10 a seguir apresenta como a agregação foi feita, detalhando qual região cada refinaria representa, o número de refinarias reais representadas em cada refinaria do modelo e as características que permitem esta agregação.

Tabela 10: Detalhamento da representação de cada refinaria do modelo - região que representa, número de refinarias reais e característica da sinergia

Refinaria do modelo	Região representada	Número de refinarias reais	Características
R1	Regiões Norte e Nordeste	4 (baixa complexidade)	Possuem sistemas de suprimento isolados, porém as produções se complementam para atendimento de mercado.
R2	Rio de Janeiro e Minas Gerais	2 (alta complexidade)	Compartilham o sistema de suprimento de petróleo (terminal e duto) e são ligados por um duto de derivados que permite integração no atendimento de mercado.
R3	São Paulo	4 (3 de alta complexidade e uma de baixa)	Compartilham o sistema de suprimento de petróleo e se complementam no atendimento de mercado da região que abastecem através de uma rede de dutos.
R4	Região Sul	2 (alta complexidade)	Possuem sistemas de suprimento de petróleo isolados, porém produções se complementam para atendimento de mercado devido à proximidade e à característica de distribuição da região (modal rodoviário)

A Tabela 11, a seguir, apresenta os custos de transferência utilizados no modelo, dados em u.m./m³, para o caso de movimentação de petróleo entre os nós da rede logística representada. A Tabela 12, em seguida, apresenta os custos de transferência utilizados no modelo, dados em u.m./m³, para o caso de movimentação de derivados entre os nós da rede logística representada:

Tabela 11: Custo de transferência de petróleo entre os nós da rede logística

Destino Origem	T1	IM	R1	R2	R3	R4
IM	1,18					
PN	0,56					
T1		1,18	0,01	0,01	0,01	0,01

Tabela 12: Custos de transferência de derivados entre o nós da rede logística

Destino Origem	T1	IM	MN	R1	R2	R3	R4
IM	4,25						
T1		4,25		0,01	0,01	0,01	0,01
R1			0,78				
R2			0,78				
R3			0,78				
R4			0,78				

5.2.3 Dados de petróleo

Conforme apresentado no Capítulo III, há seis tipos de petróleo. Para representação no modelo, foi considerado pelo menos um petróleo de cada tipo. Havendo dois petróleos de um mesmo tipo, um é importado e outro de produção própria. O volume de produção previsto de cada petróleo nacional no modelo é igual à soma da produção de todos os petróleos do mesmo tipo. No caso de petróleo que podem ser importados, o volume disponível de importação de cada petróleo do modelo é igual à soma de todas as importações disponíveis daquele tipo de petróleo. A Tabela 13 apresenta os petróleos considerados no modelo, seu tipo e origem:

Tabela 13: Petróleos utilizados no modelo, tipo de petróleo e origem.

Petróleo	Tipo	Origem
A1	Condensado	Importado
A2	Condensado	Nacional
B1	Extra-Leve	Importado
B2	Extra-Leve	Nacional
C1	Leve	Importado
C2	Leve	Nacional
D1	Rat-Craq	Importado
D2	Rat-Craq	Nacional
E1	Médio	Importado
E2	Médio	Nacional
F1	Pesado	Nacional
G1	Extra-Pesado	Importado
G2	Extra-Pesado	Nacional

A Tabela 14 apresenta a produção estimada e o volume de importação disponível de cada petróleo nacional para os dois meses considerados no plano. No caso

de exportação de petróleo, considerou-se que o limite de exportação de cada petróleo é igual à produção prevista para o mesmo em cada mês.

Tabela 14: Volumes de produção prevista e de importação disponível por petróleo e mês

Petróleo	Produção (mil m ³ /mês)		Importação (mil m ³ /mês)	
	1º Mês	2º Mês	1º Mês	2º Mês
A1			15090	15090
A2	472	472		
B1			86256	86256
B2	2120	2120		
C1			60386	60386
C2	3641	3641		
D1			11506	11506
D2	18270	18270		
E1			39698	39698
E2	36480	36480		
F1	14775	14775		
G1			16964	16964
G2	43968	43968		

O custo de importação e a receita de exportação foram estimados com base em dados reais, levando-se em conta a previsão de cotação, prêmios e descontos. No caso de importação de petróleo, há possibilidade de compra em mercado spot no segundo estágio cujo custo foi considerado como sendo 20% superior ao custo da compra contratada.

No caso de exportação, pode-se optar, no segundo estágio, pelo cancelamento da exportação decidida no primeiro estágio com custo de quebra de contrato igual a 150% da receita de exportação ou pela exportação em mercado spot com receita de 90% da receita de exportação contratada.

As Tabelas 15 e 16 apresentam os custos e receitas esperados envolvidas com as comercializações de petróleos no primeiro e segundo mês, respectivamente:

Tabela 15: Custos de importação e receitas de exportação por petróleo no primeiro mês

Petróleo	Custo de importação (u.m./m ³)	Custo de importação Spot (u.m./m ³)	Receita de exportação (u.m./m ³)	Receita de exportação Spot (u.m./m ³)	Custo de cancelamento de exportação (u.m./m ³)
A1	97,3	116,76			
A2			90,91	82,64	136,36
B1	110	132			
B2			100	90,91	150
C1	118,2	141,84			
C2			109,09	99,17	163,64

D1	120,9	145,08			
D2			117,55	106,86	176,32
E1	101,8	122,16			
E2			105	95,45	157,5
F1			93,36	84,88	140,05
G1	102,3	122,76			
G2			94	85,45	141

Tabela 16: Custos de importação e receitas de exportação por petróleo no segundo mês

Petróleo	Custo de importação (u.m./m ³)	Custo de importação Spot (u.m./m ³)	Receita de exportação (u.m./m ³)	Receita de exportação Spot (u.m./m ³)	Custo de cancelamento de exportação (u.m./m ³)
A1	100,91	121,09			
A2			93,64	85,12	140,45
B1	114,5	137,4			
B2			102	92,73	153
C1	118,2	141,84			
C2			107,09	97,36	160,64
D1	125,5	150,6			
D2			113,55	103,22	170,32
E1	107,3	128,76			
E2			102	92,73	153
F1			93,36	84,88	140,05
G1	100,5	120,6			
G2			91	82,73	136,5

5.2.4 Dados de derivados

Para representação dos derivados obtidos pelo processamento de petróleo e comercializados nacional e internacionalmente, optou-se por um conjunto pequeno de produtos que, ainda assim, representasse a vasta gama de produtos gerados pela indústria de petróleo. Assim, os derivados escolhidos, sua descrição e produtos semelhantes que cada derivado engloba são descritos a seguir:

- 1- GLP: trata-se do produto mais leve obtido pelo processamento cujo uso final está relacionado ao consumo doméstico. Engloba outros produtos gasosos obtidos no processamento de petróleo e com importância para a indústria petroquímica: Etano, Propano e Propeno;
- 2- Nafta: produto de interesse para a indústria petroquímica. Engloba também solventes de mesma faixa de destilação.
- 3- Gasolina: produto utilizado em combustão de motores de ciclo Otto, que representa a maior parcela de consumo para transporte individual do país. Engloba gasolinas especiais.

- 4- Querosene: trata-se de um produto cuja principal destinação é combustível de aviação. Outros produtos agrupados neste derivado: querosene de iluminação e aguarrás.
- 5- Diesel – neste caso, consideram-se dois derivados:
- Diesel 10 – diesel automobilístico consumido em grandes centros e cujo enxofre máximo é de 10 ppm;
 - Diesel 500 – diesel automobilístico consumido em zonas rurais ou em locais de baixa densidade demográfica. É limitado com teor máximo de 500 ppm. Agrupam-se neste derivado outros produtos: diesel marítimo e diesel 1800 ppm (relacionados a pequena parcela do mercado).
- 6- Óleo combustível – trata-se de frações mais pesadas do petróleo que são diluídas para atendimento de requisitos de qualidade e são em sua maioria consumidos para geração de energia elétrica em indústrias. Engloba as várias especificações de óleos combustíveis, tais como combustível marítimo e de geração térmica.
- 7- Coque – subproduto de um processo de refino que é utilizado para fins de geração térmica ou processos que o utilizam como fonte de carbono (indústria do alumínio, por exemplo).

A Tabela 17 a seguir apresenta a demanda de cada derivado por mês e a receita de venda no mercado nacional. A

Tabela 18 traz os volumes máximos de importação e exportação que podem ser executados por mês e a Tabela 19 abaixo apresenta o custo de importação e a receita de exportação por derivado em cada mês:

Tabela 17: Demanda mensal e receita de venda de derivados no mercado interno

Derivado	Demanda (mil m ³ /mês)		Receita de venda (u.m./m ³)	
	1º Mês	2º Mês	1º Mês	2º Mês
GLP	16492	16468	39	39
Nafta	9831	9817	90	90
Gasolina	31552	31507	95	95
Querosene	7456	7445	131	131
Diesel 10	16204	16181	102	102
Diesel 500	39850	39793	110	110
Óleo Combustível	9044	9031	69	69
Coque	500	500	18	18

Tabela 18: Limite máximo de importação e exportação por derivado e mês.

Derivado	Limite máximo de importação (mil m ³ /mês)		Limite máximo de exportação (mil m ³ /mês)	
	1º Mês	2º Mês	1º Mês	2º Mês
GLP	16492	16468	50	50
Nafta	9831	9817	50	50
Gasolina	31552	31507	322	322
Querosene	7456	7445	60	60
Diesel 10	16204	16181	1824	1824
Diesel 500	39850	39793	5836.8	5836.8
Óleo Combustível	9044	9031	25531	25531
Coque	500	500	10000	10000

Tabela 19: Custo de importação e receita de exportação de cada derivado por mês

Derivado	Custo de importação (u.m./m ³)		Receita de exportação (u.m./m ³)	
	1º Mês	2º Mês	1º Mês	2º Mês
GLP	72	74	70	72
Nafta	87	90	85	88
Gasolina	117	117	110	110
Querosene	139	137	134	132
Diesel 10	137	136	132	130
Diesel 500	136	134	128	126
Óleo Combustível	92	93	90	91
Coque	42	40	40	38

Há ainda o custo de estoque de derivado, conforme apresentado por derivado e mês na Tabela 20, que foi considerado como sendo igual a 20% do custo de importação do derivado. Não se considerou limite de estoque no modelo.

Tabela 20: Custo de estoque de derivado por mês

Derivado	Custo de estoque (u.m./m ³)	
	1º Mês	2º Mês
GLP	14	14
Nafta	15	15
Gasolina	23	23
Querosene	27	27
Diesel 10	27	27
Diesel 500	27	27
Óleo Combustível	18	18
Coque	8	8

5.2.5 Dados de refino

Os dados de refino se dividem em: unidades de processo, produtos intermediários, produtos cargas, rendimentos nas unidades de processo, qualidades e matriz de degradação.

5.2.5.1 Unidades de refino

Conforme apresentado no Capítulo III, as unidades de processo podem ser de três tipos (separação, conversão e tratamento). Foram elencadas as cinco principais unidades de processo para serem representadas em cada refinaria: destilação, craqueamento, coqueamento retardado (UCR), hidrotratamento (HDT) de diesel e HDT de Nafta. A descrição de cada unidade é apresentada abaixo:

- Destilação – processo de separação física por diferença de volatilidade que separa o petróleo processado em vários cortes subjacentes que somados compõem novamente o petróleo. Gera-se com sua operação: GLP, Nafta Leve, Nafta Pesada, Querosene, Diesel Leve, Diesel Pesado, Gasóleo de vácuo e Resíduo de Vácuo (RV).
- Craqueamento – processo de conversão catalítica que quebra as moléculas da carga processada obtendo principalmente correntes de interesse para produção de gasolina e diesel. Processa Gasóleo de Vácuo e Gasóleo Pesado de Coque e gera GLP, Nafta Craqueada, LCO e Óleo Decantado.
- UCR – processo de conversão térmica que quebra as moléculas da carga processada, gerando cortes de interesse para produção de diesel, ao mesmo tempo em que gera conglomerados de grande cadeia carbônica (coque). Processa Resíduo de Vácuo e gera GLP, Nafta Leve de Coque, Nafta Pesada de Coque, Gasóleo Leve de Coque, Gasóleo Médio de Coque, Gasóleo Pesado de Coque e Coque.
- HDT – unidade de tratamento de correntes da faixa do diesel que retira impurezas (enxofre principalmente) e satura as cadeias de carbono. Processo necessário para adequação da qualidade de enxofre do diesel a ser comercializado. Processa Diesel Leve e Pesado, LCO, Nafta Pesada de Coque e Gasóleo Leve de Coque e gera Diesel de 10 ou 500 ppm a depender da campanha escolhida pelo modelo.
- HDT NAF – unidade de tratamento de correntes da faixa da nafta que retira impurezas (enxofre principalmente). Processo necessário para adequação da qualidade de enxofre da gasolina a ser comercializada. Processa Nafta Leve e Pesada de Destilação e Coque, gerando nafta leve e pesada hidrotratada.

A Tabela 21 apresenta a quantidade de cada tipo de unidade de processo que cada região possui e a porcentagem que representa da capacidade total instalada no país.

Tabela 21: Quantidade de unidades de cada tipo por região (refinaria do modelo) e percentual da capacidade total de cada tipo de unidade presente em cada região

Região	Número de unidades de destilação	Número de unidades de Craqueamento	Número de unidades de UCR	Número de unidades de HDT	Número de unidades de HDT Naf
1	7 (19%)	3 (17%)	-	1 (10%)	
2	6 (19%)	4 (20%)	2 (23%)	7 (20%)	2 (26%)
3	7 (42%)	4 (42%)	5 (56%)	10 (51%)	3 (58%)
4	3 (20%)	3 (21%)	2 (21%)	4 (19%)	1 (16%)

Considerando o parque existente, as simplificações definidas e os limites de representação do modelo, optou-se pela configuração de parque de refino conforme apresentado na Tabela 22.

Tabela 22: Capacidade de cada tipo de unidade de processo por refinaria no modelo

Refinaria	Carga destilação (mil m ³ /mês)	Carga craqueamento (mil m ³ /mês)	Carga UCR (mil m ³ /mês)	Carga HDT Diesel (mil m ³ /mês)	Carga HDT NAF (mil m ³ /mês)
R1	23717	5965	0,1	3965	2163
R2	23789	5226	3604	9119	3604
R3	52984	15931	8560	22906	8074
R4	24510	7245	3172	8578	2163
Total	125000	34367	15336,1	44568	16004

As refinarias reais representadas pela R1 não possuem unidade de coque (UCR). Para que o equacionamento utilizado para as demais seja válido também para esta, considerou-se que possui uma unidade de capacidade irrelevante (0,1 m³)

Vale ressaltar que a razão entre capacidade de conversão - craqueamento+UCR - e capacidade de destilação é um fator crítico da escolha do elenco de petróleo a ser processado, pois quanto maior for esta razão, mais pesado - rico em petróleos pesados e extra-pesados - será o elenco e, devido ao valor menor destes petróleos, menor será o custo de matéria-prima desta refinaria.

Da mesma forma, quanto maior a razão entre a capacidade de tratamento – HDT Diesel+HDT Nafta – e a capacidade destilação, o elenco processado pela refinaria pode conter mais impurezas, levando a um elenco, geralmente, mais barato. Finalmente, a razão entre capacidade de tratamento e capacidade de conversão é um indicador de quanto à refinaria pode absorver na produção de diesel, principalmente, e gasolina dos

intermediários produzidos por conversão. Estas medidas ajudam a justificar o porquê de se trabalhar com quatro refinarias na instância proposta. A Tabela 23 apresenta as medidas descritas acima para cada refinaria.

Tabela 23: Razão entre capacidades de unidades por refinaria e no sistema

Refinaria	Razão conversão/ destilação	Razão tratamento/ destilação	Razão tratamento/ conversão
R1	25%	26%	103%
R2	37%	53%	144%
R3	46%	58%	126%
R4	43%	44%	103%
Total	40%	48%	122%

Como pode ser observado na Tabela 23, a R3 é refinaria que possui as melhores razões entre tipos de unidades, indicando que pode absorver mais petróleos baratos (pesado e com alto grau de contaminação), enquanto a R1 é a refinaria com os piores valores, o que torna seu elenco caro. Esta análise é um dos fundamentos econômicos para níveis de utilização de unidades, cujos resultados serão apresentados no Capítulo VII.

Considera-se como custo de refino, o qual é um custo variável relacionado ao consumo de utilidades (energia, combustível, água, entre outros) e outros insumos (catalisadores, aditivos de qualidade, entre outros), como sendo igual a 2 u.m./m³ processado em todas as unidades de processo.

5.2.5.2 *Qualidade*

As qualidades consideradas no modelo são: enxofre, viscosidade e octanagem. Alguns produtos intermediários obtidos na destilação são indexados com o valor de qualidade que é função do petróleo processado. Isso permite que se evite a necessidade de utilizar equações não-lineares para cálculo de qualidades de mistura. É feita uma grande simplificação ao considerar o enxofre como sendo uma qualidade de aditividade volumétrica, uma vez que sua concentração é medida em g/kg, ou seja, em base mássica. Contudo, é mais uma simplificação para evitar o aumento da complexidade do modelo. Alguns derivados possuem limites de qualidade que devem ser respeitados para que possam ser vendidos ou exportados. A Tabela 24 apresenta estes limites:

Tabela 24: Limites de qualidade de derivados

Derivado	Enxofre		Viscosidade		Octanagem	
	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx
Gasolina		50			80	
Diesel 10		10				
Diesel 500		500				
Óleo Combustível		10000		0,7133		

5.2.5.3 Produtos intermediários

Os produtos intermediários são aqueles obtidos em unidades de processamento. A Tabela 25, a seguir, apresenta os intermediários obtidos por cada unidade de processo e suas qualidades.

Tabela 25: Intermediários, unidade de processo de onde se originam e qualidades.

Unidade	Produto Intermediário	Enxofre (ppm)	Índice de octanagem	Índice de viscosidade
Destilação	GLP_DD	1		
	NL_DD	60	65	0.11
	NP_DD	120	70	0.11
	QUE_DD			0.26
	DL_DD			0.33
	DP_DD			0.46
	GO	6000		0.5659
	RV			
FCC	NCR_FCC			
	GLP_FCC	20	85	0.3137
	LCO_FCC	8000		0.3536
	ODEC_FCC	15000		0.6272
UCR	GLP_Coke			0.11
	NL_Coke	800	65	0.11
	NP_Coke	3000	70	0.11
	GOL_Coke	5000		0.332
	GOP_Coke	10000		0.611
	Coke			1
HDT Diesel	DIESEL_HDT_10	10		0.33
	DIESEL_HDT_500	300		0.33
HDT NAF	NL_HDT		65	0.11
	NP_HDT		70	0.11

Em relação à destilação, como explicado anteriormente, os produtos intermediários gerados são indexados com o valor da qualidade em função do petróleo processado, conforme apresentado na **Erro! Auto-referência de indicador não válida..**

Tabela 26: Intermediários produzidos na destilação com qualidades indexadas

Produto Intermediário	Qualidade	Valor da qualidade
QUE_DD	Enxofre (ppm)	150, 300, 500 e 1000
DL_DD	Enxofre (ppm)	250, 350, 500, 1000, 2000 e 4000
DP_DD	Enxofre (ppm)	250, 1000, 2000, 3000, 4000, 5000 e 7500
RV_DD	Enxofre (ppm)	1000, 2500, 5000, 7500 e 10000
	Viscosidade (índice de viscosidade Chevron)	0,65; 0,7; 0,8; 0,85; 0,9; 0,95 e 1

Considerando os indexadores de qualidade utilizados, podem ser produzidos em qualquer uma das quatro destilações: quatro QUE_DD, seis DL_DD, sete DP_DD e treze RV_DD (na verdade, sendo cinco valores possíveis de enxofre e sete de viscosidade, seriam possíveis trinta e cinco combinações, mas há somente treze petróleos considerados).

5.2.5.4 Produtos tipo carga

Para que possa ser carga de alguma unidade de processo, à exceção da destilação cuja carga é petróleo, um produto intermediário deve degradar para um produto do tipo carga. A Tabela 27 apresenta os possíveis produtos tipo carga e as unidades de processo onde podem ser processados. Na maior parte dos casos, o nome do produto tipo carga é igual ao nome do produto intermediário acrescentando o sufixo “CHARGE”.

Tabela 27: Produto tipo carga e unidade em que é processado

Produto tipo carga	Unidade de Processo
GO_DD_CHARGE	FCC
GOP_Coke_CHARGE	
RV_DD_CHARGE	UCR
DIESEL_10_CHARGE	HDT Diesel
DIESEL_500_CHARGE	
NL_DD_CHARGE	HDT Nafta
NP_DD_CHARGE	
NL_Coke_CHARGE	
NP_Coke_CHARGE	

No caso dos produtos tipo carga de HDT Diesel, há limite máximo de enxofre que deve ser obedecido, conforme apresentado na Tabela 28:

Tabela 28: Limite máximo de enxofre dos produtos tipo carga da unidade HDT Diesel

Produto tipo carga	Limite máximo enxofre (ppm)
DIESEL_10_CHARGE	2000
DIESEL_500_CHARGE	60000

Dessa forma, ao considerar um fator de remoção de enxofre de 99,5% nesta unidade, geram-se os dois derivados de diesel com qualidade enquadrada: Diesel 10 e Diesel 500.

5.2.5.5 Rendimento

Ao ser processado em uma unidade, um petróleo ou um produto do tipo carga, dá origem a produtos intermediários, conforme descrito anteriormente. A Tabela 29 apresenta os rendimentos obtidos pelo processamento dos treze diferentes tipos de petróleo do sistema em unidade de destilação. Para evitar um número excessivo de células em branco, o indexador de qualidade é apresentado entre parênteses para o caso QUE_DD, DL_DD, DP_DD e RV_DD.

Tabela 29: Matriz de rendimento da unidade de destilação

Petró- leo	GLP_DD	NL_DD	NP_DD	QUE_DD	DL_DD	DP_DD	GO_DD	RV_DD
A1	3.3%	18.5%	13.5%	19.0% (150)	32.2% (350)	1.3% (1000)	9.5%	2.8% (2500; 0,7)
A2	5.6%	21.9%	11.3%	16.0% (150)	20.6% (250)	1.0% (250)	12.6%	11.0% (1000; 0,65)
B1	2.9%	40.2%	21.1%	18.9% (150)	14.6% (500)	0.3% (1000)	1.8%	0.3% (5000; 0,95)
B2	1.4%	18.9%	17.6%	19.6% (150)	27.4% (500)	1.3% (1000)	12.5%	1.3% (1000; 0,7)
C1	0.8%	9.2%	7.8%	15.8% (300)	39.6% (2000)	1.8% (3000)	18.7%	6.3% (5000; 0,85)
C2	1.9%	14.0%	12.3%	14.6% (150)	26.0% (1000)	1.9% (2000)	18.7%	10.5% (7500; 0,8)
D1	1.6%	9.8%	8.2%	13.6% (300)	31.7% (1000)	1.8% (2000)	21.6%	11.7% (5000; 0,85)
D2	1.6%	11.0%	8.1%	13.2% (150)	24.6% (1000)	1.8% (2000)	23.4%	16.4% (7500; 0,9)
E1	3.4%	18.7%	11.8%	14.2% (500)	24.8% (4000)	1.4% (7500)	16.2%	9.6% (25000; 0,8)
E2	1.7%	6.7%	6.2%	12.8% (1000)	24.8% (5000)	1.5% (7500)	23.9%	22.5% (10000; 0,9)
F1	0.4%	3.4%	4.3%	8.7% (1000)	22.5% (5000)	1.6% (7500)	26.8%	32.3% (10000; 1,0)
G1	0.0%	0.5%	1.5%	5.7% (150)	20.3% (1000)	1.8% (2000)	27.4%	42.9% (1000; 0,8)
G2	0.7%	3.9%	3.9%	8.3% (1000)	23.5% (5000)	1.8% (7500)	26.6%	31.3% (10000; 1,0)

Os rendimentos apresentados na Tabela 29 foram obtidos a partir de um perfil de temperatura de corte único, ou seja, os rendimentos apresentados são função das diferentes composições de cada petróleo e assim, quanto mais leve, maior o rendimento

em GLP e Naftas (NL e NP). Da mesma forma, quanto mais pesado, maior o rendimento em GO e RV. A Tabela 30, a seguir, apresenta os rendimentos obtidos a partir do processamento de produtos tipo carga.

Tabela 30: Rendimentos obtidos de produtos tipo carga em unidades de conversão e tratamento

Unidade	Produto tipo carga	Produto intermediário	Rendimento
FCC	GO_DD_CHARGE	GLP_FCC	24%
		NCR_FCC	55%
		LCO_FCC	17%
		ODEC_FCC	12%
FCC	GO_Coke_CHARGE	GLP_FCC	23%
		NCR_FCC	51%
		LCO_FCC	18%
		ODEC_FCC	12%
UCR	RV_DD_CHARGE	GLP_Coke	7%
		NL_Coke	16%
		NP_Coke	9%
		GOL_Coke	20%
		GOP_Coke	29%
		Coke	29%
HDT Diesel	DIESEL_10_CHARGE	DIESEL_HDT_10	100%
HDT Diesel	DIESEL_500_CHARGE	DIESEL_HDT_500	100%
HDT Nafta	NL_DD_CHARGE	NL_HDT	64%
		NP_HDT	36%
	NP_DD_CHARGE	NL_HDT	64%
		NP_HDT	36%
	NL_Coke_CHARGE	NL_HDT	64%
		NP_HDT	36%
	NP_Coke_CHARGE	NL_HDT	64%
		NP_HDT	36%

5.2.5.6 Misturas

As operações de misturas são feitas através de degradações de produtos intermediários, conforme descrito no Capítulo III. A Tabela 31, a seguir, apresenta a matriz de degradação de produto intermediário para produto tipo carga, enquanto a Tabela 32 apresenta a matriz de degradação de produto intermediário para derivado. Em ambas as tabelas, se faz a mesma simplificação em relação aos produtos intermediários de destilação com qualidade indexada, sendo apresentado somente o nome original do produto e não todas as combinações com valor de qualidade, por exemplo, está apresentado QUE_DD somente, ao invés das quatro possíveis qualidades. A Figura 12 apresenta uma visão geral das operações das quatro refinarias de acordo com os dados apresentados neste Capítulo.

Tabela 31: Matriz de degradação de produto intermediário para produto tipo carga

	NL_DD_CHARGE	NP_DD_CHARGE	NL_Coke_CHARGE	NP_Coke_CHARGE	DIESEL_10_CHARGE	DIESEL_500_CHARGE	GO_DD_CHARGE	GOP_Coke_CHARGE	RV_DD_CHARGE
NL_DD	X								
NP_DD		X							
NL_Coke			X						
NP_Coke				X	X	X			
DL_DD					X	X			
DP_DD					X	X			
LCO_FCC					X	X			
GOL_Coke					X	X			
GO_DD							X		
GOP_Coke								X	
RV_DD									X

Tabela 32: Matriz de degradação de produto intermediário para derivado

	GLP	Nafta	Gasolina	Querosene	Diesel 10	Diesel 500	Óleo Comb.	Coque
GLP_DD	X							
GLP_FCC	X							
GLP_Coke	X							
NL_DD		X	X					
NP_DD		X	X			X		
NL_HDT		X	X					
NP_HDT		X	X	X	X	X		
NCR_FCC			X					
QUE_DD				X	X	X	X	
DL_DD					X	X	X	
DP_DD					X	X	X	
DIESEL_10_HDT					X	X		
DIESEL_500_HDT					X	X		
GO_DD							X	
LCO_FCC							X	
ODEC_FCC							X	
GOL_Coke							X	
GOP_Coke							X	
RV_DD							X	
Coke								X

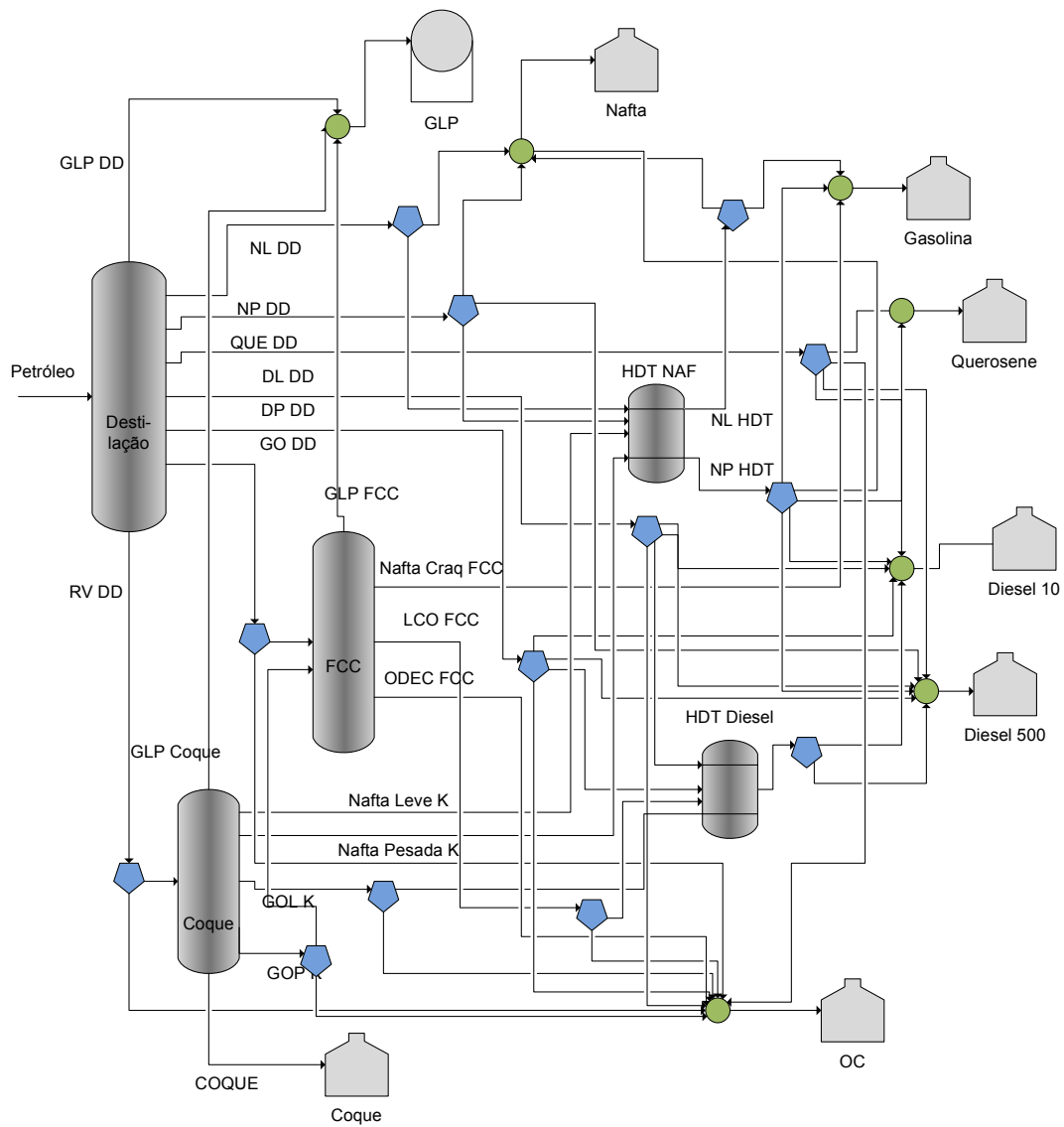


Figura 12: Fluxograma simplificado das operações de refino

VI. DESCRIÇÃO DOS MÉTODOS

Neste Capítulo são apresentados os métodos utilizados na abordagem adotada pelo trabalho, os quais são baseados na literatura apresentada no Capítulo II. O presente Capítulo é dividido nas seguintes seções: a seção 6.1 – Etapas numéricas e analíticas do trabalho - apresenta as etapas numéricas e analíticas adotadas no trabalho; a seção 6.2 – Método SAA - trata de como o método SAA foi utilizado para geração da solução ótima aproximada, valor de variáveis de primeiro estágio e gap de otimalidade; a seção 6.3 – Métodos de geração de cenários - descreve o planejamento de geração de cenários pelo método de correspondência de momentos centrais e correlação; a seção 6.4 – Cálculo do ganho da abordagem estocástica - detalha o cálculo do EVPI e VSS; a seção 6.5 – Cálculo das medidas de qualidade - trata dos cálculos das medidas de qualidade da geração de cenários; e, finalmente, a seção 6.6 – Medida de risco - apresenta como a medida de risco CVaR foi incorporada ao modelo.

6.1 ETAPAS NUMÉRICAS E ANÁLITICAS DO TRABALHO

Utiliza-se de vários métodos matemáticos neste trabalho visando, principalmente, gerar soluções de qualidade e com avaliação de risco de um problema estocástico de grande escala de uma cadeia de suprimentos de petróleo. São muitos os desafios relacionados à resolução do modelo:

- 1- Caracterizar as incertezas as quais a cadeia de suprimentos está exposta (abordado em detalhes no Capítulo V);
- 2- Lidar com o tamanho do conjunto de realizações ξ possíveis que, mesmo discreto, torna a solução não viável computacionalmente;
- 3- Considerar uma instância complexa (abordada em detalhes no Capítulo V);
- 4- Garantir a qualidade da solução obtida quando se soluciona o modelo com uma árvore de cenários diferente da original;
- 5- Ser capaz de avaliar os riscos envolvidos nas decisões do modelo via inclusão de termo relação à avaliação de risco.

Uma vez caracterizadas as incertezas e definida a instância, há um esforço matemático para lidar com os desafios enumerados. Para tal, se propôs a sequência de etapas apresentada na Figura 13:

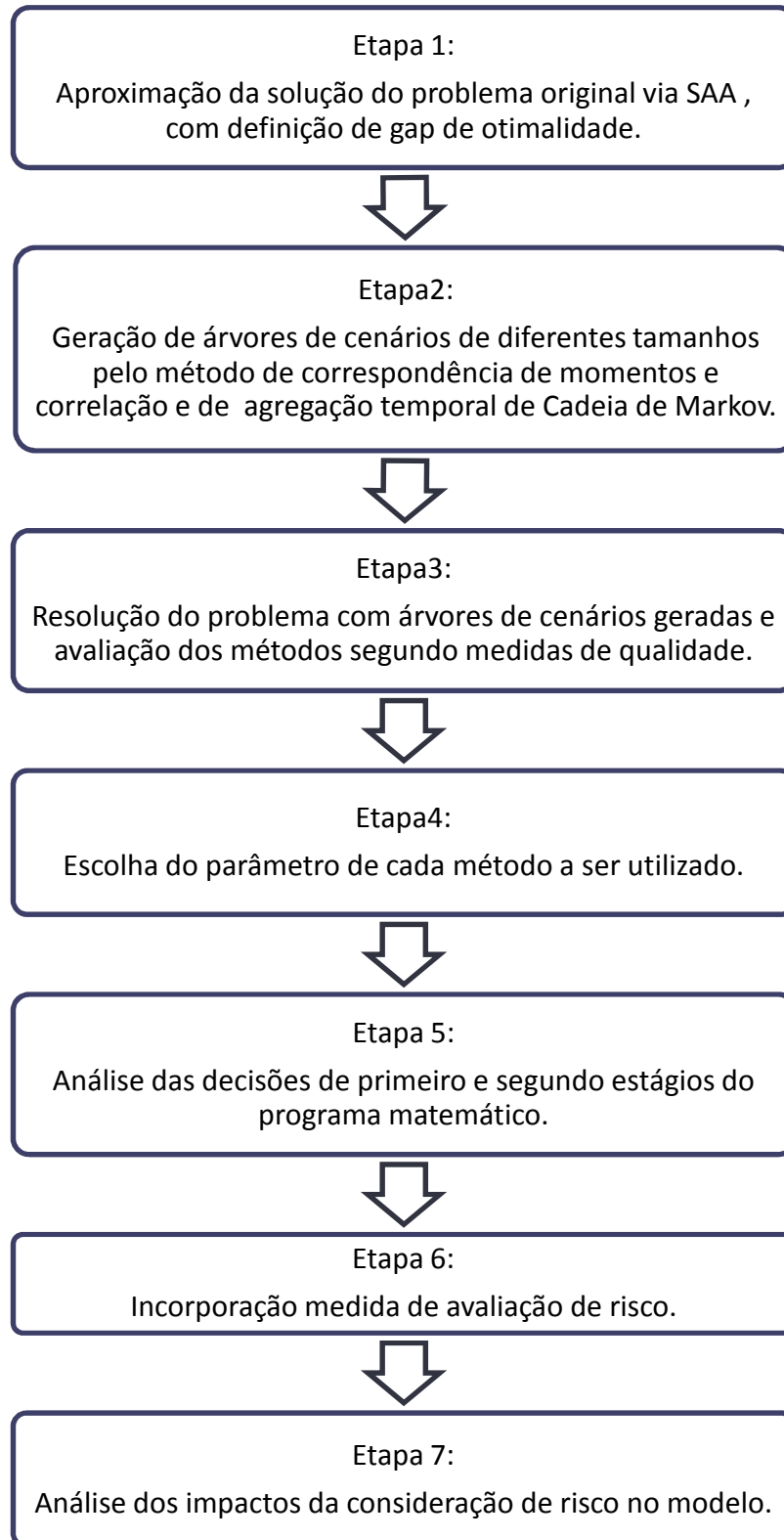


Figura 13: Sequência de etapas numéricas e analíticas do trabalho.

Como apresentado na Figura 13, o primeiro passo da construção da solução é gerar uma aproximação da solução do problema original via método SAA, o que permite gerar as referências dos valores da função objetivo ótima, das variáveis de primeiro estágio e do EVPI que serão utilizados para medir a qualidade do método de geração de cenários. Uma vez obtidos estes valores de referência, parte-se para a geração de cenários, onde diferentes métodos são utilizados.

Nesta etapa, deve ser verificado o ganho da abordagem estocástica, avaliando a qualidade da árvore de cada método e os parâmetros utilizados. Uma vez definida o parâmetro de geração de árvore a ser adotado em cada método, detalha-se as escolhas de primeiro e segundo estágios destas soluções. Posteriormente, as mesmas árvores são novamente solucionadas considerando um termo de avaliação de risco, cujo impacto é avaliado em termos de alteração de valor da FO, das variáveis de primeiro estágio e algumas variáveis de segundo estágio.

6.2 MÉTODO SAA

O método SAA é utilizado com base no que foi proposto por Ahmed e Shapiro (2002). Sejam M , o número de replicações e N , o número de cenários que são amostrados em cada replicação e N' , o tamanho da amostra para estimativa de $g(\bar{x})$ de uma solução viável \bar{x} . Os limitantes gerados devem ser invertidos, pois se trata de um problema de maximização. O método implantado pode ser resumido como segue:

1- Construção do limitante superior. Para $m=1, \dots, M$, repetir os passos:

a. Gerar amostras aleatórias com N elementos $\xi^1, \xi^2, \xi^3 \dots \xi^N$

b. Solucionar o problema SAA:

$$\min_x \left\{ \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N G(x, \xi^j) \right\}$$

E seja \hat{x}_N^m , o vetor solução e \hat{v}_N^m , o valor da solução objetivo.

2- Construção do limitante inferior.

a. Considerar k soluções aleatórias de \hat{x}_N^m , onde $k \leq M$;

b. Gerar amostras aleatórias com N' elementos $\xi^1, \xi^2, \xi^3 \dots \xi^{N'}$

c. Avaliar \bar{v}_N^M e $S_{\bar{v}_N^M}^2$ usando as equações 38 e 39, respectivamente.

3- Para cada uma das k soluções aleatoriamente consideradas:

- a. Estimar o gap de otimalidade utilizando $\bar{v}_N^M - g_{N'}^T(\bar{x})$ e sua variância estimada por $S_{\bar{v}_N^M}^2 + S_{g_{N'}^T(\bar{x})}^2$.
- b. Escolher umas das k soluções candidatas.

O vetor solução, \hat{x}_N^m , gerado na construção do limitante superior trata dos volumes de importação – $PetImp(i, m)$ – e exportação – $PetExp(i, m)$ – de petróleo que, conforme explicado no Capítulo IV, são as variáveis de primeiro estágio. Pelo grau de liberdade da equação 49, necessita-se somente definir o valor de duas variáveis para que a terceira variável – volume disponível para processamento no primeiro estágio, $PetProc(i, m)$ – também esteja determinada.

Para geração do limitante superior, consideraram-se quatro valores de tamanho de amostra N: 5, 10, 20 e 30. O número de replicações, M, adotado foi de 100. A escolha de pequenos tamanhos de amostra se deve à complexidade da instância do presente trabalho. Uma opção é aumentar o tamanho de amostra e diminuir o número de replicações, o que fica como sugestão para trabalhos futuros. Para construção do limitante inferior, para cada valor de N, sorteou-se aleatoriamente k=10 soluções \hat{x}_N^m para serem avaliadas, o valor de N' é igual ao de N e o número de replicações da geração do limitante inferior T é igual a 100.

Os valores de limitante superior e inferior serão aqueles que, entre todos os tamanhos de amostras e soluções \hat{x}_N^m , apresentar o menor gap de otimalidade.

6.3 MÉTODO DE GERAÇÃO DE CENÁRIOS

6.3.1 Método de geração por Correspondência de Momentos Centrais e Correlação

Conforme o método apresentado no Capítulo II de Hoyland e Wallace (2001) e na caracterização das incertezas, apresentada no Capítulo V, propõem-se aplicar o método utilizando diferentes tamanhos de árvores de cenários, sendo propostas as seguintes opções: 5, 10, 20, 30, 50 e 100. Para cada tamanho, geraram-se cinco diferentes árvores de cenários. Para melhor diversificação das árvores geradas e buscando explorar de forma mais ampla a região viável do problema, todas as variáveis de decisões possuem um valor de inicialização aleatório. Outro ponto importante é que não se buscou o ótimo global.

Para evitar que fossem gerados cenários com probabilidade iguais a zero, limitou-se que a probabilidade de cada cenário gerado pelo método, independente do tamanho da árvore, tivesse valor maior ou igual a 0,01%, conforme a equação 95, a seguir:

$$p_{sc} \geq 0,0001 \quad 95$$

6.3.2 Método de geração baseado em agregação temporal de Cadeia de Markov

O método de agregação temporal de Cadeia de Markov é baseado nas propriedades apresentadas na seção 2.3.3 do Capítulo II, em particular no tempo de retorno de uma Cadeia de Markov e no método de agregação temporal, cuja utilização para geração de trajetórias médias é provada no Apêndice A. Para que este método fosse aplicado, alguns passos foram necessários para adequação dos cenários reais:

- 1- Para cada parâmetro incerto, os 54 valores de *erro%* foram agrupados em dez intervalos cuja probabilidade é igual à soma da probabilidade dos elementos incluídos em cada intervalo – conforme histograma apresentado no Capítulo V.
- 2- Cada parâmetro incerto passa a ter dez possíveis realizações e gerou-se uma distribuição multivariada com 10^3 possíveis combinações. A probabilidade de cada combinação é, portanto, uma probabilidade condicional da realização de três eventos independentes. Cada possível realização é tratada como sendo um estado do processo estocástico.

Essa adequação se faz necessária pelo seguinte fato: como o método busca gerar um tamanho médio de trajetória com um erro permitido, ao se considerar um número muito grande de possíveis estados (cenários), o tamanho das trajetórias geradas será muito grande e pouco se terá feito para diminuição do esforço computacional da resolução do problema estocástico. Por outro lado, ao se utilizar poucos intervalos de cada parâmetro incerto, geram-se tamanhos médios de trajetória pequenos, porém há uma perda relacionada à representação da distribuição de probabilidade dos parâmetros.

Temos então os conjuntos necessários para a aplicação do método:

- Conjunto A (espaço estado original) – contém todos os 10^3 combinações, nomeadas X_A .

- Conjunto Z – contém n elementos de maior probabilidade de A. Foi adotado que Z teria o menor número de elementos de tal forma que $P(Z) \geq 10\%$. Os elementos pertencentes a Z são denominados X_Z .
- Conjunto B – conjunto inicialmente vazio utilizado para carregar os elementos selecionados ao longo da amostragem. Os elementos coletados são denominados X_B e irão compor a árvore de cenários construída.

Dessa maneira, o tamanho médio das árvores geradas pela amostragem por cadeia de Markov será de 10 elementos, ou seja, que a trajetória média da Cadeia inserida possuirá 10 estados. Seja δ , o módulo da diferença entre o tamanho médio das trajetórias de coleta e o seu valor esperado e θ , o critério de parada, utiliza-se o procedimento descrita conforme a

Figura 14 a seguir. Para geração das cadeias pelo procedimento de amostragem por cadeia de Markov, optou-se por considerar quatro valores de θ : 2; 1; 0,5 e 0,2.

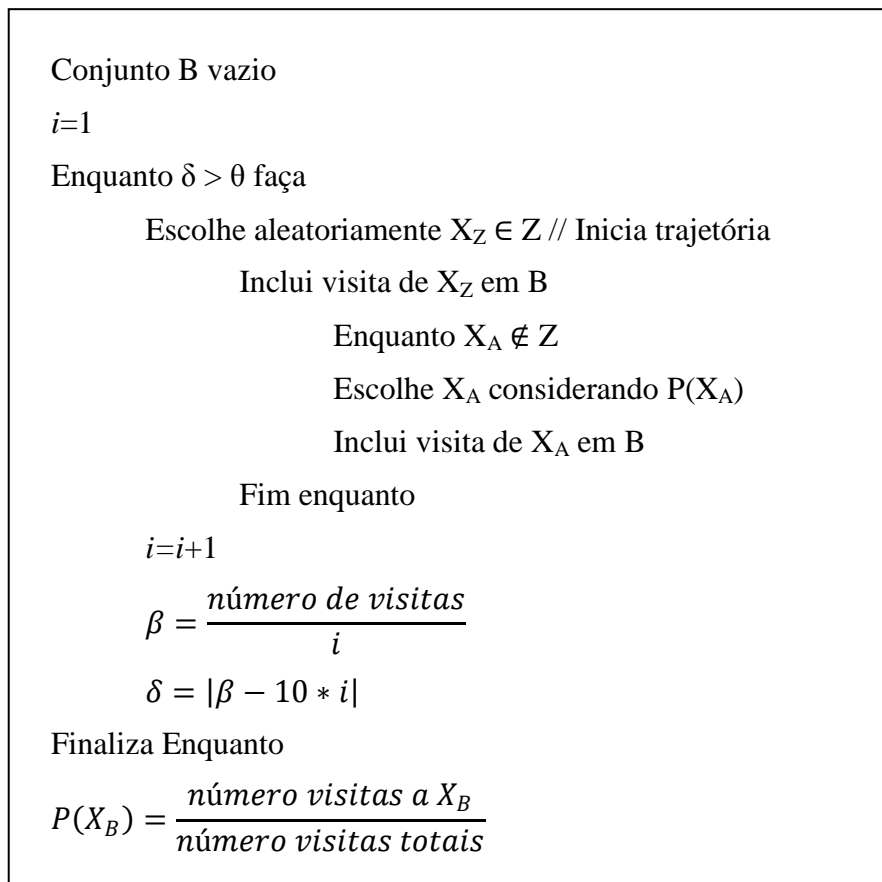


Figura 14: Procedimento de geração de cenários por agregação temporal de cadeia de Markov

6.4 CÁLCULO DO GANHO DA ABORDAGEM ESTOCÁSTICA

Nesta seção, são descritos os cálculos envolvendo as medidas de ganho da abordagem estocástica e as alterações necessárias no modelo apresentado no Capítulo IV para permitir a obtenção das parcelas envolvidas nestes cálculos. Assim, é explicado como se obtém as parcelas WS, EV e EEV, as quais são utilizadas para cálculo do EVPI e VSS, a partir de alterações do modelo base.

Conforme detalhado na seção 2.2 do Capítulo II, o WS, ou solução espera-e-veja (*wait-and-see*), é o valor da função objetivo considerando que as decisões de primeiro estágio possam ser postergadas para o segundo estágio. No problema de programação estocástico tratado neste estudo, as decisões de primeiro estágio referem-se às decisões de volume de petróleo a serem importados, exportados ou alocados em refinarias baseados em uma expectativa de produção de petróleo, cotação de petróleo e demanda de mercado a ser atendida.

Para permitir o cálculo do WS, devem-se alterar os balanços de petróleo de primeiro e segundo estágios, tornando as variáveis de importação e exportação de petróleo dependentes do cenário e retirar as opções de recurso. Isto significa extinguir as variáveis auxiliares de déficit e excesso de petróleo e, por consequência, as variáveis relacionadas ao mercado spot e de cancelamento de exportação e alocação. A Tabela 33 a seguir apresenta as alterações necessárias:

Tabela 33: Alterações no modelo base para cálculo do WS

Item	Problema RP	Problema WS
Variáveis de importação e exportação de petróleo	PetImp(i,m) PetExp(i,m) PetProc(i,m)	PetImp(i,m,s) PetExp(i,m,s) PetProc(i,m,s)
Variáveis auxiliares	PetProdExc (i,m,s) PetProdDef(i,m,s)	Não há
Variáveis de mercado spot	PetExpSpot(i,m,s) PetImpSpot(i,m,s)	Não há
Variáveis de cancelamento	PetExpCanc(i,m,s) PetProcCanc(i,m,s)	Não há
Balanço de petróleo no primeiro estágio	Equação 49	Não há
Balanço de petróleo no segundo estágio	Equação 57	Não há
Balanço de petróleo geral	Não há	Equação 96 (a seguir)

Considerando as alterações propostas, há somente um balanço de petróleo a ser feito no modelo de programação alterado para cálculo do WS, conforme apresentado na equação 96:

$$\begin{aligned}
 & PetImp(i, m, s) - PetExp(i, m, s) \\
 & = ProdNac(i, m) * ProdDesc(i, m, s) - PetProc(i, m, s) \quad \forall i \in I, m \\
 & \quad \in M, s \in S
 \end{aligned}$$

96

Finalmente, o valor do EVPI é calculado como definido na equação 14 do Capítulo II.

Para cálculo do VSS é preciso primeiramente calcular as parcelas EV e EVV, como descrito na seção 2.2. O EV é simplesmente o valor da função objetivo considerando o valor esperado dos parâmetros incertos e, neste caso, as alterações necessárias no modelo são aquelas geradas para o cálculo do WS acrescido do fato de não haver mais cenários, pois há somente uma realização possível. A Tabela 34 apresenta as principais diferenças que devem ser feitas no modelo básico para possibilitar o cálculo do EV:

Tabela 34: Alterações no modelo base para cálculo do EV

Item	Problema RP	Problema EV
Cenários	Múltiplo	Único
Parâmetros incertos	Conforme cenário de realização	Valor esperado
Variáveis auxiliares	PetProdExc (i,m,s) PetProdDef(i,m,s)	Não há
Variáveis de mercado spot	PetExpSpot(i,m,s) PetImpSpot(i,m,s)	Não há
Variáveis de cancelamento	PetExpCanc(i,m,s) PetProcCanc(i,m,s)	Não há
Balanço de petróleo no primeiro estágio	Equação 49	Não há
Balanço de petróleo no segundo estágio	Equação 57	Não há
Balanço geral de petróleos	Não há	Equação 99 (a seguir)
Balanço geral de derivados	Equação 64	Equação 100 (a seguir)

Os valores dos parâmetros incertos são substituídos pelo valor esperado de cada árvore de decisão testada conforme as equações 97 e 98 para produção de petróleo e demanda de derivados respectivamente:

$$\begin{aligned}
 & PetNacProd(i, m) \\
 &= \sum_s ProdNac(i, m) * (1 + ProdDesc(i, m, s)) * CenProb(s) \quad \forall i \\
 & \in I, m \in M, s \in S
 \end{aligned}$$

97

$$\begin{aligned}
 DemNacReal(j, m, s) &= \sum_s DemNac(j, m) * (1 + DemDesc(s)) * CenProb(s) \quad \forall j \\
 & \in J, m \in M, s \in S
 \end{aligned}$$

98

Os balanços de petróleos e derivados, portanto, assumem outro formato, conforme as equações 99 e 100, a seguir. O sufixo EV presente na equação 99 é para posterior utilização no cálculo do EEV.

$$\begin{aligned}
 & PetImp_{EV}(i, m) + PetNacProc(i, m) - PetExp_{EV}(i, m) - PetProc_{EV}(i, m) \\
 &= 0 \quad \forall i \in I, m \in M
 \end{aligned}$$

99

$$\begin{aligned}
 & DerImp(j, m) + DerProdTotal(j, m) - DerExp(j, m) - DemNacReal(j, m) = \\
 & 0 \quad \forall j \in J, m \in M
 \end{aligned}$$

100

A incerteza relacionada à cotação está presente somente no cálculo da função objetivo, tal como descrito na seção 4.5. Para o cálculo do EV, além das alterações

apresentadas, não se consideram os ajustes de cotação para calcular receitas de exportação e custo de importação.

Para o cálculo do EVV, volta-se a considerar os diferentes cenários de realização de cada árvore testada, fixando o valor das variáveis de primeiro estágio - $PetImp_EV(i,m)$ e $PetExp_EV(i,m)$ – conforme o valor obtido no cálculo do EV para cada árvore. O VSS é, então, calculado conforme a equação 17.

6.5 CÁLCULO DAS MEDIDAS DE QUALIDADE

Como definido na seção 2.3, as seguintes medidas serão utilizadas para avaliar a qualidade dos métodos de geração de cenários empregados: diferença do valor da função objetivo, diferença do valor das variáveis de primeiro estágio e diferença do valor do EVPI. Primeiramente, contudo, é necessário definir qual será o valor de referência adotado para cálculo destas diferenças.

Como o problema tratado é de grande porte e possui um número significativo de realizações possíveis, lançou-se mão de um método de aproximação para gerar limitantes superior e inferior do valor da função objetivo. Considerando que se trata de um problema de maximização, é natural escolher o limite superior como referência e, neste caso, será aquele obtido pelo método SAA descrito na seção 5.2 e que possua o menor gap de otimalidade.

Seja A, o índice que identifica a referência para as medidas adotadas e B, o índice relacionado ao valor obtido pela resolução do problema com uma árvore gerada qualquer, a diferença de função objetivo é definida pela equação 101:

$$\Delta FO = z_A - z_B \quad 101$$

Como referência para valor das variáveis de primeiro estágio, será adotada a solução \hat{x}_N^m do método SAA que possuir o menor gap de otimalidade. O cálculo da diferença será feito pela raiz da diferença de volume – importado ou exportado de cada petróleo i e mês m – ao quadrado, conforme as equações 102 e 103, apresentadas a seguir:

$$\Delta PET_{Imp} = \sum_{i,m} \sqrt{(PetImp_A(i,m) - PetImp_B(i,m))^2} \quad \forall i \in I, m \in M$$

102

$$\Delta PET_{Exp} = \sum_{i,m} \sqrt{(PetExp_A(i,m) - PetExp_B(i,m))^2} \quad \forall i \in I, m \in M$$

103

Finalmente, para comparação do EVPI, necessita-se gerar o valor desta medida para a solução \hat{x}_N^m do método SAA que possuir o menor gap de otimalidade com sua árvore respectiva, e, então, se compara com cada EVPI obtido pelas árvores geradas, conforme a equação 104:

$$\Delta EVPI = EVPI_A - EVPI_B$$

104

Para melhor aproveitamento da comparação através destas três medidas, propõe-se, adicionalmente, considerar pesos para cada medida de comparação. A razão para tal é o fato de ser de entendimento deste autor que a função objetivo é preponderante em relação às demais medidas comparadas, pois não seria aconselhável adotar uma geração de cenários que seja interessante do ponto de vista das variáveis de primeiro estágio e EVPI, porém sem uma forte correspondência do valor da função objetivo com o limitante superior estimado pelo método SAA.

Entende-se que as variáveis de primeiro estágio possuem um peso maior que o EVPI. Neste caso, isto se deve ao fato que, como o problema não foi resolvido em seu conjunto inicial de cenários e sim via método de aproximação cuja função é gerar limitantes inferior e superior com garantias estatísticas para a função objetivo e não para a medida EVPI. Apesar de haver opções de se gerar limitante inferior do valor do EVPI a partir de inequações de Jensen e obter limitante superior pela extensão deste método (Huang, *et al.*, 1977), não se encontrou na literatura nenhum trabalho que se dedicasse a gerar garantias estatísticas do valor do EVPI ao se utilizar o método SAA.

Outra razão é: mesmo que o EVPI médio obtido por um determinado parâmetro de configuração de um dado método de geração de cenários seja muito diferente do

EVPI da melhor solução do SAA, mas que, contudo, tenha a qualidade de ser menor que este, não se pode considerar a geração com tal parâmetro ruim. Portanto, empregou-se o menor peso ao EVPI.

Para cada medida de comparação, classifica-se cada parâmetro utilizado nos métodos de geração de cenários conforme a Tabela 35. O peso atribuído a cada medida de comparação é apresentado na Tabela 36.

Tabela 35: Pontuação atribuída a cada parâmetro segundo classificação obtida

Classificação	Pontos
1°	5
2°	4
3°	3
4°	2
5°	1
6°	1

Tabela 36: Peso atribuído a cada medida de comparação

Medida de comparação	Peso
Função Objetivo	10
Variáveis de Primeiro Estágio	5
EVPI	3

6.6 MEDIDA DE RISCO

Esta seção trata de como a medida de risco CVaR, Rockafellar e Uryasev (2000), foi utilizada e como o modelo de otimização estocástica deve ser adaptado para inclusão desta medida de aversão ao risco. Primeiramente, necessita-se incluir na função objetivo um termo relacionado ao cálculo do risco e uma restrição que permita o cálculo da medida em si. Para tal, as seguintes definições e alterações devem ser feitas:

1- Parâmetros:

- a. Aversão ao risco (β) – valor entre 0 e 1 que traduz o quanto o tomador de decisão está disposto a ser expor a resultados insatisfatórios;
- b. Nível de confiança (α) – valor entre 0 e 1, que traduz o intervalo de confiança da distribuição de resultados possíveis que o tomador de decisão deseja que seu lucro esteja presente;

2- Variáveis:

- a. VaR – valor de lucro que se deseja maximizar na parcela relacionada ao cálculo do risco na função objetivo;

- b. DefVaR(s) – diferença entre o resultado de um cenário em relação ao valor de VaR, caso de ser menor que este ou zero, caso contrário.

Inseridos estes parâmetros e variáveis, a função objetivo apresentada na seção 4.5 é alterada para a forma apresentada pela equação 105, onde z é a função objetivo do problema de programação base e z' é a função objetivo que considera a parcela de risco:

$$\begin{aligned} \text{Max } z' = & (1 - \beta) * z + \beta \\ & * \left(\text{VaR} - (1/1 - \alpha) * \sum_s (\text{CenProb}(s) * \text{DefVaR}) \right) \quad \forall s \in S \end{aligned}$$

105

Seja $\text{Lucro}(s)$ o valor do lucro de cada cenário isoladamente, definido como o resultado das decisões de primeiro estágio somadas com o resultado do segundo estágio, segundo a equação 106:

$$\begin{aligned} \text{Lucro}(s) = & \text{LucroComPet} + \text{AjusteCotaçãoComPet}(s) + \text{AjusteVolComPet}(s) \\ & + \text{LucroComDer}(s) + \text{ReceitaVendaDer}(s) - \text{CustoEstoque}(s) \\ & - \text{CustoProcesso}(s) - \text{CustoTranspPet}(s) \\ & - \text{CustoTranspDer}(s) \quad \forall s \in S \end{aligned}$$

106

Deve-se incluir uma restrição que permita calcular o valor de DefVaR e isso é feito através das equações 107 e 108, a seguir, a semelhança do que foi descrito na seção 4.5:

$$\text{VaR} - \text{Lucro}(s) - \text{DefVaR}(s) \leq 0 \quad \forall s \in S \quad 107$$

$$\text{DefVaR}(s) \geq 0 \quad \forall s \in S \quad 108$$

Dessa forma, junto com a função objetivo alterada, é possível ao mesmo tempo: (i) maximizar o valor de VaR que respeita o nível de confiança α ; (ii) gerar valores

positivos de $DefVaR(s)$ quando o resultado de um determinado cenário estiver abaixo de VaR ; (iii) calcular o valor médio dos lucros abaixo do valor de VaR , que é exatamente a medida de risco adotada $CVaR$, a partir da equação 109:

$$CVaR = \left(\frac{1}{1 - \alpha} \right) * \sum_s (CenProb(s) * DefVaR) \quad \forall s \in S$$

109

Para verificação do impacto de se considerar uma medida de risco no problema tratado neste trabalho, decidiu-se por verificar a variação da função objetivo, valor das variáveis de primeiro estágio e das variáveis de segundo estágio utilizando diferentes combinações de níveis de aversão ao risco β – 10, 50 e 90% - e de confiança α – 90, 95 e 99%.

VII. RESULTADOS

Neste Capítulo, são apresentados e analisados os resultados obtidos em cada uma das etapas descritas no Capítulo VI, sendo assim dividido: primeiramente, na seção 7.1 apresenta-se o lucro dos cenários em função do conjunto inicial de cada parâmetro incerto; na seção 7.2 são apresentadas as estimativas de limite inferior e superior da função objetivo, os valores de gap de otimalidade e as soluções das variáveis de primeiro estágio obtidas pelo método SAA; na seção 7.3 são apresentados os cenários obtidos pelo método de geração por correspondência dos momentos centrais e de correlação, bem como o resultado da função objetivo e variáveis de primeiro estágio com cada árvore de cenários gerada; na seção 7.4 são apresentados os cenários obtidos pelo método de agregação por cadeia de Markov, e os respectivos valores da função objetivo e das variáveis de primeiro estágio; na seção 7.5 são apresentados os valores das medidas de qualidade da abordagem estocástica de cada método de geração de cenários; na seção 7.6, realiza-se a análise para determinação do melhor parâmetro de cada método adotado, segundo as regras apresentadas na seção 2.3; na seção 7.7 é feito um detalhamento da solução obtida – variáveis de segundo estágio, componentes da função objetivo, e algumas das variáveis de segundo estágio com cada método de geração de cenários, considerando o parâmetro escolhido na seção anterior; e, finalmente, na seção 7.8 são apresentados os resultados da incorporação da medida de risco para cada par método/parâmetro de geração de cenários, com detalhamento do impacto na função objetivo e de suas parcelas, nas variáveis de primeiro estágio e na indicação de utilização de destilação.

Todos os modelos matemáticos foram construídos no software AIMMS 3.13 e, para a realização das rodadas de otimização, utilizou-se o solucionador CPLEX 12.5. À exceção dos demais métodos e da otimização do problema estocástico de dois estágios, para a resolução do método de programação não-linear de geração de cenários por correspondência de momentos, optou-se pelo solucionador de CONOPT 3.14V, adequado para este tipo de programação. A plataforma computacional empregada foi Intel® Core™ 2 Duo CPU, T6500 com capacidade de processamento 2.10 GHz e memória RAM 4 GB.

7.1 IMPACTO DE CADA PARÂMETRO INCERTO

Nesta seção, são apresentados os lucros de cada cenário – conforme equação 106 – das árvores formadas pelo conjunto inicial de incertezas de um determinado parâmetro e a média dos demais. Assim, têm-se três árvores: produção (54 diferentes possíveis realizações da produção e o valor médio esperado de cotação e mercado), cotação (54 diferentes possíveis realizações da cotação internacional e o valor médio esperado de produção e mercado) e mercado (54 diferentes possíveis realizações de mercado e o valor médio esperado de cotação e produção). O objetivo com isso é apresentar a maneira como varia o lucro frente à variação de cada parâmetro (representados pelo fator de erro de previsão) e gerar um conhecimento prévio sobre o comportamento do sistema. As Figuras 15, 16 e 17 apresentam os lucros dos cenários das árvores de produção, cotação e mercado, respectivamente.

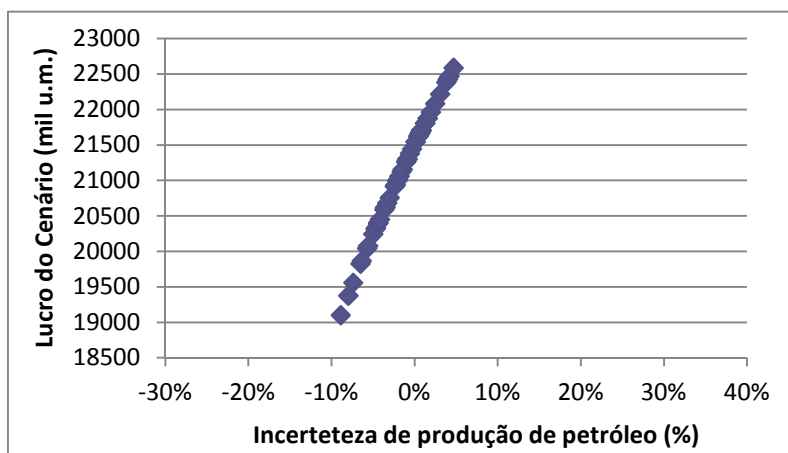


Figura 15: Lucro do Cenário em função da realização da incerteza de produção de petróleo

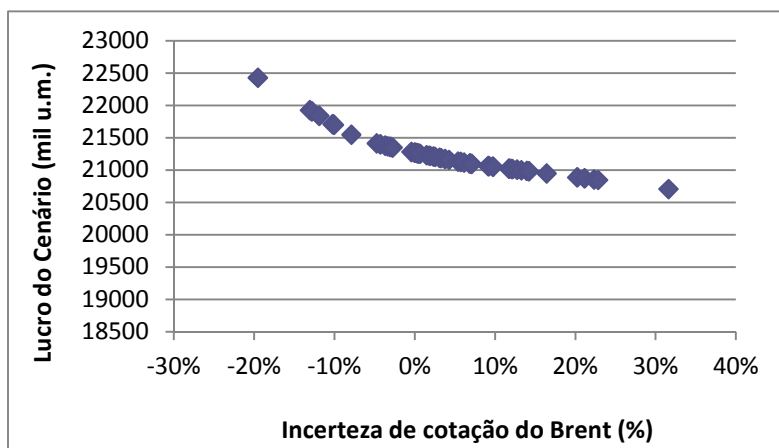


Figura 16: Lucro do Cenário em função da realização da incerteza de cotação do Brent

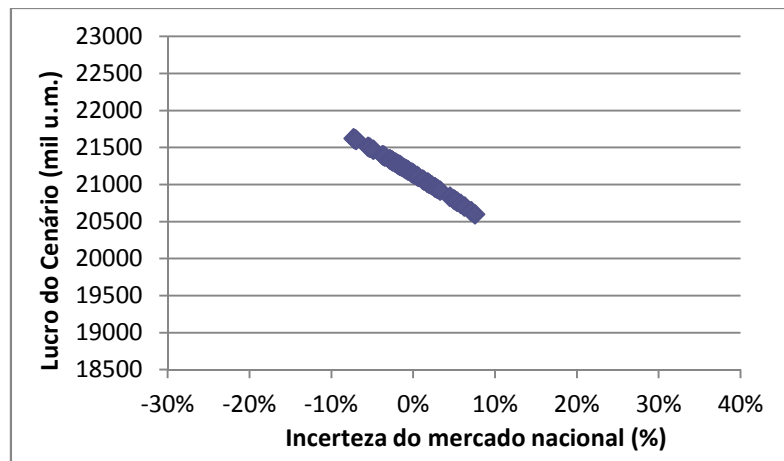


Figura 17: Lucro do Cenário em função da realização da incerteza de mercado nacional

Fica bastante clara a influência de cada parâmetro de incerteza isoladamente sobre o valor dos cenários e ordem de grandeza esperada para o valor da função objetivo, 20 milhões de u.m.. Em relação à influência da produção nacional, percebe-se pela Figura 15 uma relação praticamente linear entre o lucro do cenário e este parâmetro incerto, o que é esperado, pois quanto maior a produção nacional, menor o custo de importação de petróleo e maior a receita de exportação de petróleo. Observa-se uma diferença de 3,5 milhões de u.m. entre o valor mínimo e máximo do lucro dos cenários.

Por sua vez, a influência da cotação é mais complexa. Como se pode verificar na Figura 16, quanto maior a cotação, menor o lucro do cenário. Isto fica fácil de entender ao considerar que o preço de venda de derivados no mercado interno não varia em função da cotação internacional no sistema proposto, dessa forma, quanto maior a cotação de referência, maior o custo de suprimento do mercado, seja via aumento do custo de importação de petróleo ou de derivado importado. Por outro lado, as receitas de exportação também crescem com o aumento da cotação de referência, o que explica o formato mais suavizado da curva obtida. A diferença entre o valor máximo e mínimo do lucro dos cenários é 1,7 milhão de u.m..

Finalmente, a influência do mercado nacional, tal como apresentada na Figura 17, apresenta um comportamento linear onde quanto maior o mercado a ser atendido, menor o lucro do cenário. Explica-se tal efeito por duas questões atuais da cadeia de suprimento de petróleo no Brasil: (i) a demanda de mercado é maior que a capacidade de processamento de petróleo, portanto, a importação de derivados é obrigatória; e (ii) o valor de venda de derivados no mercado interno é, em geral, menor que o custo de

importação, portanto, quanto maior a demanda, maior o custo de suprimento. A diferença entre os pontos extremos do lucro do cenário é de 1 milhão de u.m., assim, pode-se dizer que, com as possíveis realizações coletadas, o parâmetro incerto que mais influencia o lucro de um cenário é a produção nacional, seguido da cotação de referência e, finalmente, demanda interna.

7.2 RESULTADOS DO MÉTODO SAA

O método SAA, conforme explicado na seção 2.4, é uma técnica baseada em simulação Monte Carlo que permite, via amostragem de um número de cenários finito e pré-estabelecido, obter estimativas com significado estatístico de limitantes superiores e inferiores de problemas de otimização estocástica cujo conjunto inicial de possíveis realizações é infinito ou muito grande.

Os experimentos numéricos realizados com este método foram conduzidos conforme descrito na seção 6.2. As Figuras 18, 19, 20 e 21, a seguir, apresentam como variam a média e desvio padrão do limitante superior estimado para N igual a 5, 10, 20 e 30, respectivamente. Nestas figuras, a linha representa a média obtida até uma determinada replicação do método (amostra do conjunto dos possíveis cenários, conforme seção 6.2) e a área sombreada corresponde ao valor da média somada e subtraída do valor do desvio padrão até cada replicação.

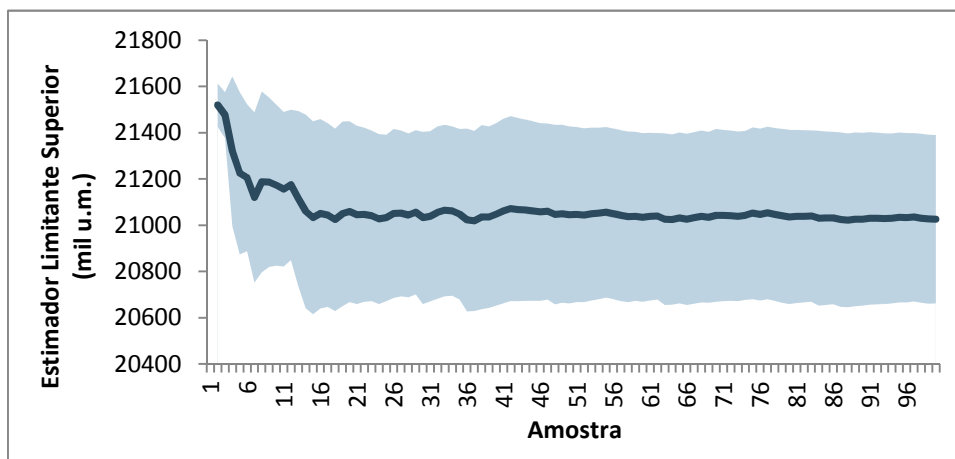


Figura 18: Média e Desvio Padrão da Função Objetivo do Limitante Superior N=5

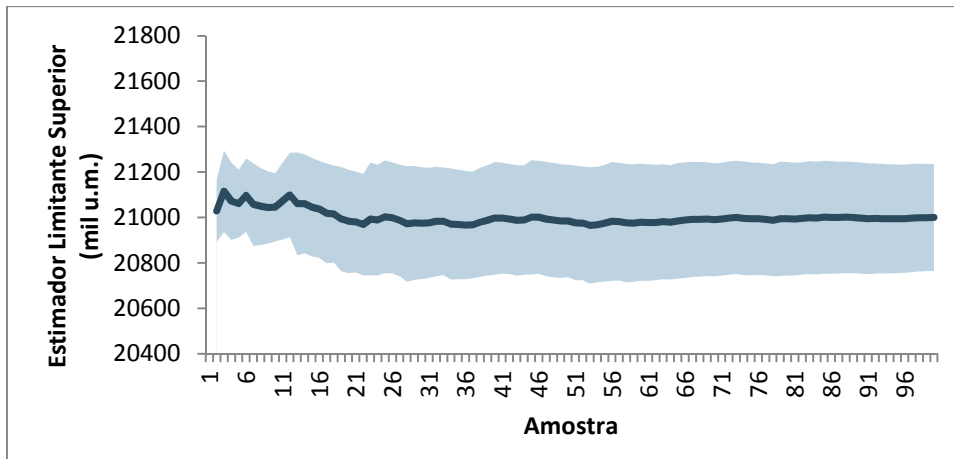


Figura 19: Média e Desvio Padrão da Função Objetivo do Limitante Superior N=10

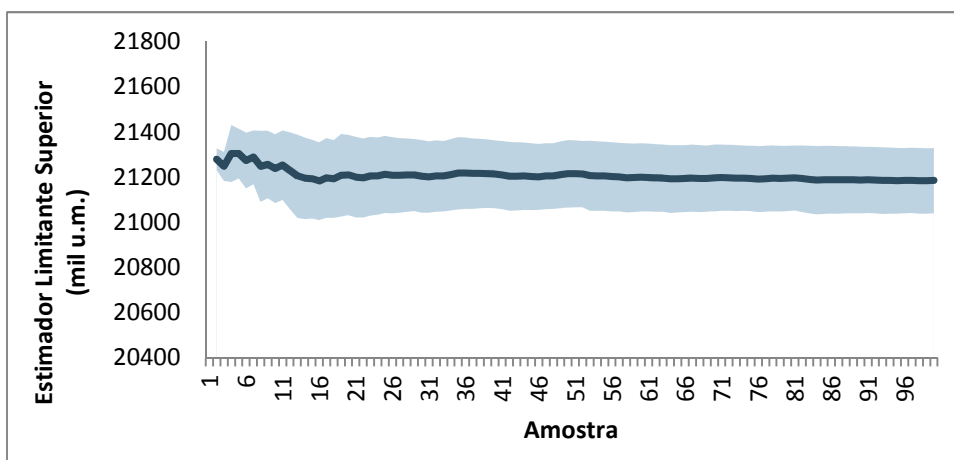


Figura 20: Média e Desvio Padrão da Função Objetivo do Limitante Superior N=20

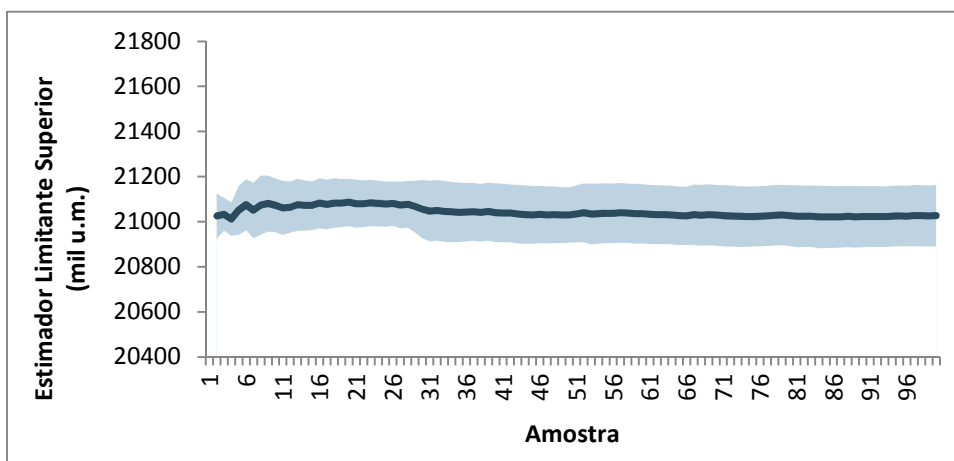


Figura 21: Média e Desvio Padrão da Função Objetivo do Limitante Superior N=30

Como pode ser observado pelas Figuras 18 a 21, o valor do limitante superior não se altera fortemente com o aumento do tamanho de amostra, contudo, percebem-se dois efeitos coerentes com a literatura: (1) o estimador do limitante superior tende a

convergir para o seu valor final (100 amostras) com maior rapidez quando se aumenta o tamanho da amostra; e (2) diminuição do desvio padrão do estimador.

A Tabela 37, a seguir, resume os resultados de estimativa do limitante superior para cada tamanho de árvore de cenários, apresentando a média e desvio padrão da função objetivo, bem como o tempo total da solução.

Tabela 37: Média, desvio padrão e tempo de execução da geração de limitante superior

Tamanho da árvore	Média do limitante superior (u.m)	Desvio padrão do limitante superior (u.m.)	Tempo (s)
5	21.026.402	363.366	4.502
10	21.000.594	235.266	21.738
20	21.185.346	144.444	153.487
30	21.027.418	136.264	483.753

As Figuras 22 a 25 apresentam uma comparação entre os limitantes superiores e inferiores, os quais são obtidos pela seleção aleatória de dez das cem soluções geradas na estimativa do limitante superior conforme explicado na seção 6.2.

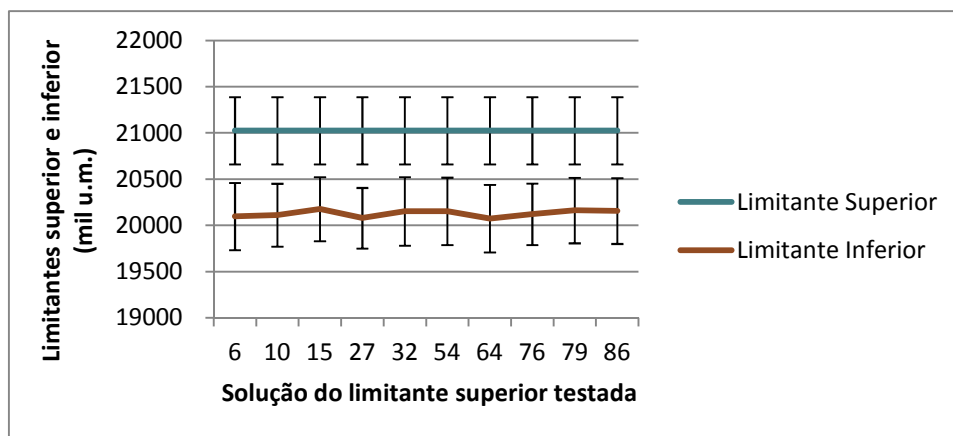


Figura 22: Média e desvio padrão do limitante superior e dos limitantes inferiores testados, N=5.

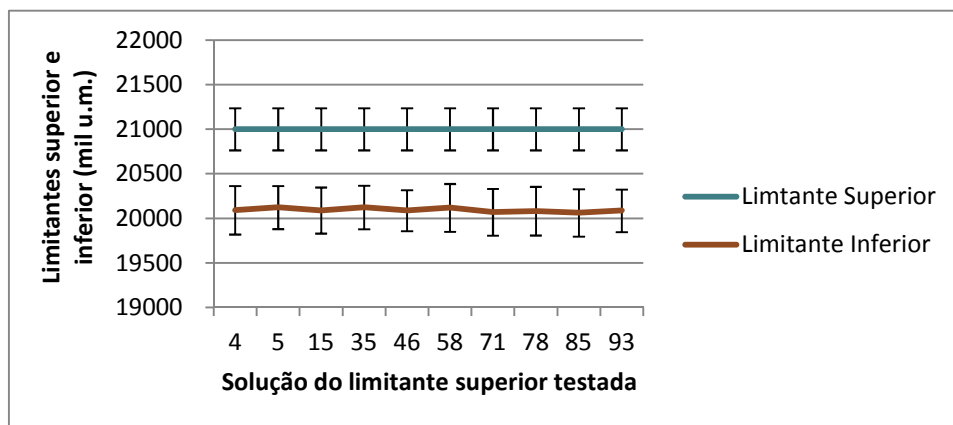


Figura 23: Média e desvio padrão do limitante superior e dos limitantes inferiores testados, N=10.

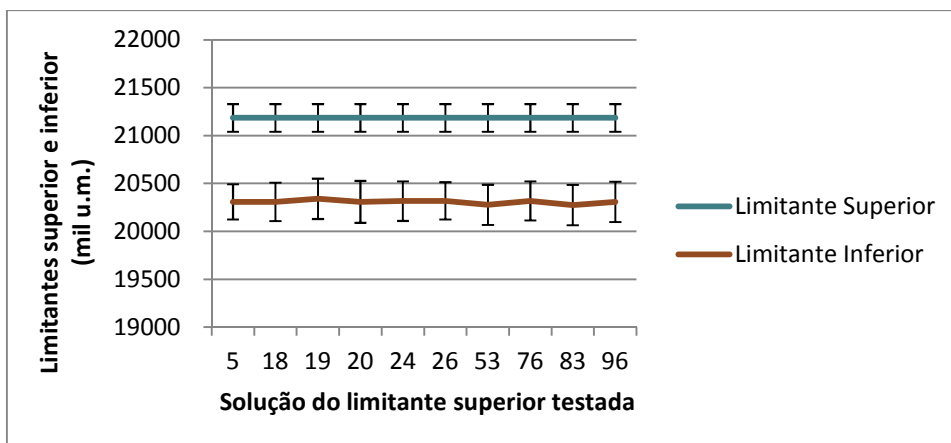


Figura 24: Média e desvio padrão do limitante superior e dos limitantes inferiores testados, N=20.

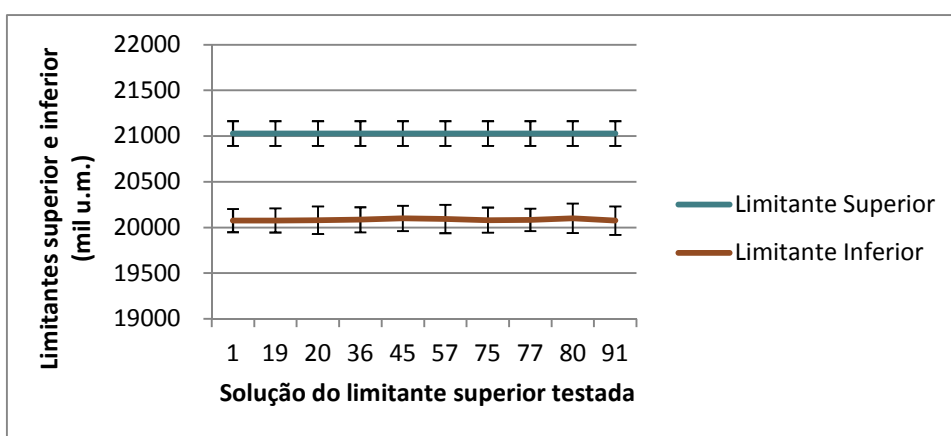


Figura 25: Média e desvio padrão do limitante superior e dos limitantes inferiores testados, N=30.

As Tabelas 38, 39, 40 e 41, a seguir, apresentam os limitantes inferiores gerados pelas soluções amostradas, seu desvio padrão, o gap de otimalidade e o tempo de execução para os tamanhos de amostra N iguais a 5, 10, 20 e 30, respectivamente.

Tabela 38: Limitantes Inferiores, desvio padrão, gap de otimalidade e tempo de execução, N=5.

Solução de primeiro estágio	Limitante Inferior (u.m.)	Desvio Padrão (u.m.)	Gap de Otimalidade (u.m.)	Tempo (s)	Razão Gap / Limitante Superior
6	20098239	362570	928163	1056	4.41%
10	20113026	339730	913377	1067	4.34%
15	20178068	345284	848335	1074	4.03%
27	20080454	327288	945948	1069	4.50%
32	20153056	371087	873346	1085	4.15%
54	20154048	365021	872355	1067	4.15%
64	20075626	366143	950776	1133	4.52%
76	20122160	332341	904243	1090	4.30%
79	20162375	353365	864027	1229	4.11%
86	20158142	355994	868261	1164	4.13%
Média			896883	1103	4,27%
Desvio Padrão			36557	55	0.17%

Tabela 39: Limitantes Inferiores, desvio padrão, gap de otimalidade e tempo de execução, N=10.

Solução de primeiro estágio	Limitante Inferior (u.m.)	Desvio Padrão (u.m.)	Gap de Otimalidade (u.m.)	Tempo (s)	Razão Gap / Limitante Superior
4	20093117	272243	907477	4901	4.32%
5	20123695	241604	876899	3813	4.18%
15	20090420	258421	910174	2540	4.33%
35	20124037	244298	876557	2506	4.17%
46	20088619	229938	911975	2762	4.34%
58	20120324	267759	880270	2892	4.19%
71	20070605	263032	929988	3091	4.43%
78	20082797	272859	917797	3059	4.37%
85	20064091	264982	936503	3102	4.46%
93	20087484	238961	913110	2707	4.35%
Média			906075	3137	4.31%
Desvio Padrão			21413	724	0.10%

Tabela 40: Limitantes Inferiores, desvio padrão, gap de otimalidade e tempo de execução, N=20.

Solução de primeiro estágio	Limitante Inferior (u.m.)	Desvio Padrão (u.m.)	Gap de Otimalidade (u.m.)	Tempo (s)	Razão Gap / Limitante Superior
5	20308337	183521	877009	7671	4.14%
18	20308682	201316	876664	7511	4.14%
19	20340446	210772	844900	7900	3.99%
20	20308701	218803	876645	7621	4.14%
24	20316370	206438	868976	7435	4.10%
26	20319003	194859	866343	7416	4.09%
53	20278094	209725	907252	7554	4.28%
76	20317934	203445	867411	7764	4.09%
83	20274389	210393	910957	7533	4.30%
96	20309205	210056	876141	7464	4.14%
Média			877230	7587	4.14%
Desvio Padrão			19348	155	0.09%

Tabela 41: Limitantes Inferiores, desvio padrão, gap de otimalidade e tempo de execução, N=30.

Solução de primeiro estágio	Limitante Inferior (u.m.)	Desvio Padrão (u.m.)	Gap de Otimalidade (u.m.)	Tempo (s)	Razão Gap / Limitante Superior
1	20074266	126541	953153	10179	4.53%
19	20076611	132445	950808	11839	4.52%
20	20079140	149703	948279	11765	4.51%
36	20084307	137105	943111	10791	4.49%
45	20098591	138643	928828	11185	4.42%
57	20092389	155083	935030	10728	4.45%
75	20080194	137177	947224	11914	4.50%
77	20083248	123216	944171	10789	4.49%
80	20100751	161083	926667	11374	4.41%
91	20074834	155970	952585	10736	4.53%
Média			942985	11130	4.48%
Desvio Padrão			9627	581	0.05%

É fácil verificar, pelas informações apresentadas nas Tabelas 38 a 41, que o estimador do gap de otimalidade com os diferentes tamanhos de amostras varia muito

pouco, sendo o valor mínimo encontrado de 3,99 e o máximo de 4,53%. Entende-se, portanto, que o problema tratado neste estudo possui uma característica comum dos problemas de otimização estocástica: possui uma região relativamente plana em torno da solução ótima.

O ganho, contudo, do aumento do tamanho de amostra está relacionado à grande melhoria obtida em relação ao desvio padrão dos estimadores, pois quanto maior for o tamanho da amostra utilizada no método, mais estreitos são os intervalos de confiança gerados de ambos os limitantes. Por outro lado, verifica-se um grande aumento de tempo de processamento, como apresentado na Tabela 37.

Baseado no resultado obtido pelos diferentes tamanhos de amostra, o melhor valor estimado de limitante superior e inferior, ou aquele que possui menor gap de otimalidade, foi o limitante superior gerado pelo tamanho de amostra $N=20$ e solução de primeiro estágio 19, tal como apresentado na Tabela 40.

A Tabela 42, a seguir, apresenta um extrato das soluções de primeiro estágio relacionado à importação de petróleo obtida com valores de N iguais a 5, 10, 20 e 30. É apresentado o número de vezes que a operação comercial de determinado petróleo e mês é indicado para cada valor de N e a média e o desvio padrão destas operações.

Tabela 42: Volumes de importação do limitante superior gerado com $N=5, 10, 20$ e 30 por petróleo e mês. Número de casos em que operações com petróleo é utilizada, média e desvio padrão dos volumes indicados e razão desvio padrão média.

Mês	Petróleo	N	Número de casos	Volume médio (m ³)	Desvio Padrão (m ³)	Razão Desvio Padrão /Volume
mês 1	A1	5	100	15090.0	0.0	0%
		10	100	15090.0	0.0	0%
		20	100	15090.0	0.0	0%
		30	100	15090.0	0.0	0%
	B1	5	89	1244.8	727.6	58%
		10	87	806.8	447.8	55%
		20	89	652.5	317.8	49%
		30	95	696.9	319.3	46%
	E1	5	100	39680.0	98.5	0%
		10	100	39693.6	43.6	0%
		20	100	39698.0	0.0	0%
		30	100	39698.0	0.0	0%
	G1	5	100	1886.1	380.8	20%
		10	100	1769.2	256.5	15%
		20	100	1600.6	60.2	4%
		30	100	1687.8	106.6	6%
mês 2	B1	5	98	3372.5	797.5	24%
		10	100	3138.9	361.8	12%
		20	100	3124.7	51.4	2%
		30	100	3172.7	118.5	4%

E1	5	100	15443.0	1792.3	12%
	10	100	15418.8	1446.2	9%
	20	100	16740.3	263.0	2%
	30	100	15707.9	1063.1	7%
G1	5	100	4101.9	2136.3	52%
	10	100	3931.1	1672.2	43%
	20	100	2566.2	211.3	8%
	30	100	3463.2	1108.3	32%

Pode-se verificar pela Tabela 42 que a indicação de importação petróleo A1 no primeiro mês é bastante robusta, pois além de a operação ser indicada em todos os cenários, independentemente do número de elementos da amostra, o volume indicado é sempre o máximo disponível. Ainda no primeiro mês, observa-se a indicação de importação do petróleo E1 no máximo volume disponível para N igual a 20 e 30. No segundo mês, em geral, indica-se diminuição de importação de todos os petróleos com o aumento do tamanho de amostra.

Tabela 43: Volumes de exportação do limitante superior gerado com N=5, 10, 20 e 30 por petróleo e mês. Número de casos em que operações com petróleo é utilizada, média e desvio padrão dos volumes indicados e razão desvio padrão média.

Mês	Petróleo	N	Número de casos	Volume médio (mil m ³)	Desvio Padrão (mil m ³)	Razão Desvio Padrão /Volume	
mês 1	C2	5	1	421.0	-	-	
		D2	5	100	17278.4	409.8	2%
			10	100	17330.7	306.0	2%
			20	100	17383.9	188.7	1%
	E2	5	100	34476.2	795.9	2%	
		10	100	34059.7	607.5	2%	
		20	100	34018.9	414.7	1%	
		30	100	34241.3	367.7	1%	
	G2	5	32	721.6	666.0	92%	
		10	30	620.7	599.3	97%	
		20	10	165.9	158.4	96%	
		30	9	337.9	298.2	88%	
	mês 2	D2	5	100	17266.5	398.6	2%
10			100	17030.5	305.9	2%	
20			100	17073.4	252.3	1%	
30			100	17037.9	235.4	1%	
E2		5	1	767.4	-	-	

Pelos dados apresentados na Tabela 43, observa-se que a exportação dos petróleos C2 no primeiro mês e E2 no segundo mês somente ocorre para tamanho de amostra igual a 5 e que ocorre diminuição do volume indicado de exportação de petróleo G2 no primeiro mês ao aumentar o tamanho da amostra. As exportações de E2 no primeiro mês e D2 no segundo são feitas de tal forma a maximizar o volume

exportado sem incorrer em necessidade de cancelamento da exportação no segundo estágio.

7.3 RESULTADOS DA GERAÇÃO DE CENÁRIOS POR CORRESPONDÊNCIA DE MOMENTOS E CORRELAÇÃO

Conforme descrito na seção 6.3, foram feitos diversos experimentos utilizando-se o método de geração baseado em correspondência de momentos e tamanhos de árvore de cenários diferentes: 5, 10, 20, 30, 50 e 100. A Tabela 44, a seguir, apresenta o tempo para execução do modelo não linear de geração de cenários baseado no trabalho de Hoyland e Wallace (2001). Conforme mencionado na seção 6.3, a matriz geradora dos valores dos parâmetros e da probabilidade de cada cenário foram construídas com valores aleatórios.

Tabela 44: Tempo de execução do método de geração de cenários baseado em correspondência de momentos para árvores de tamanho 5, 10, 20, 30, 50 e 100

Número de cenários	Tempo (s)
5	1.86
10	2.92
20	3.23
30	4.13
50	9.44
100	21.45

As Figuras 26 a 31 (a, b e c), a seguir, apresentam as curvas de probabilidade acumulada de cada parâmetro incerto ajustado pelo método de correspondência de momentos para cada tamanho de árvore. O índice a está relacionado ao fator incerto de produção de petróleo nacional; o índice b, à cotação internacional de petróleo; e c, à demanda nacional de derivados. No eixo das ordenadas de todas as figuras, apresenta-se o erro acrescido de uma unidade.

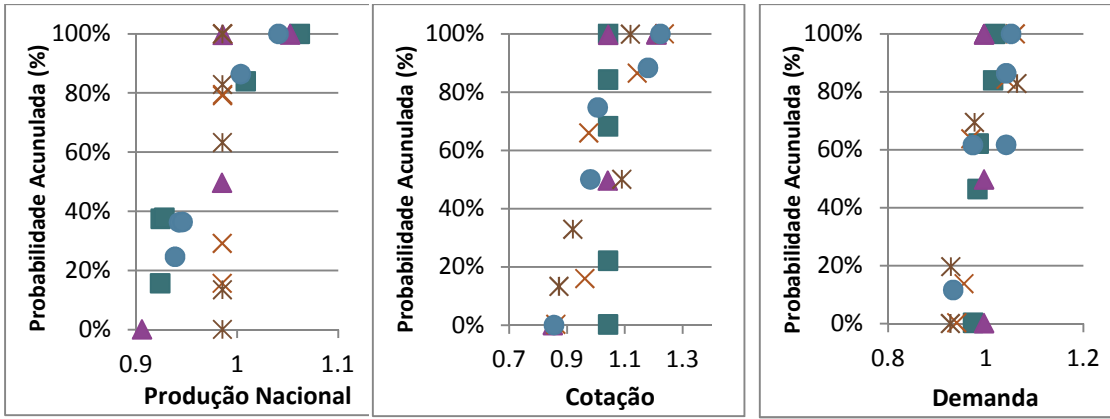


Figura 26 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 5

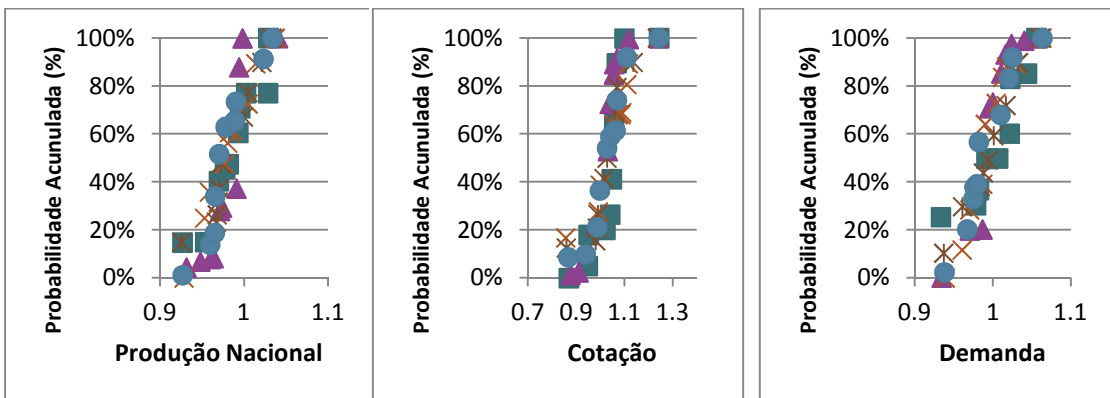


Figura 27 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 10

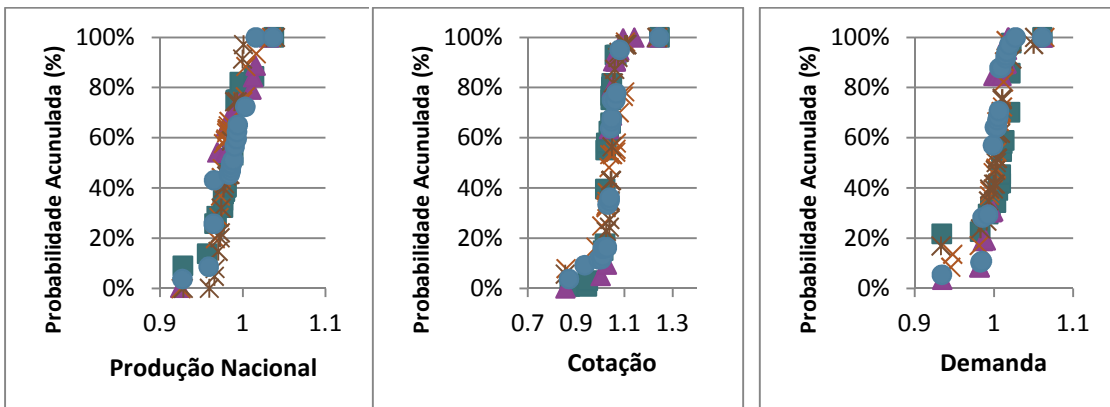


Figura 28 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 20

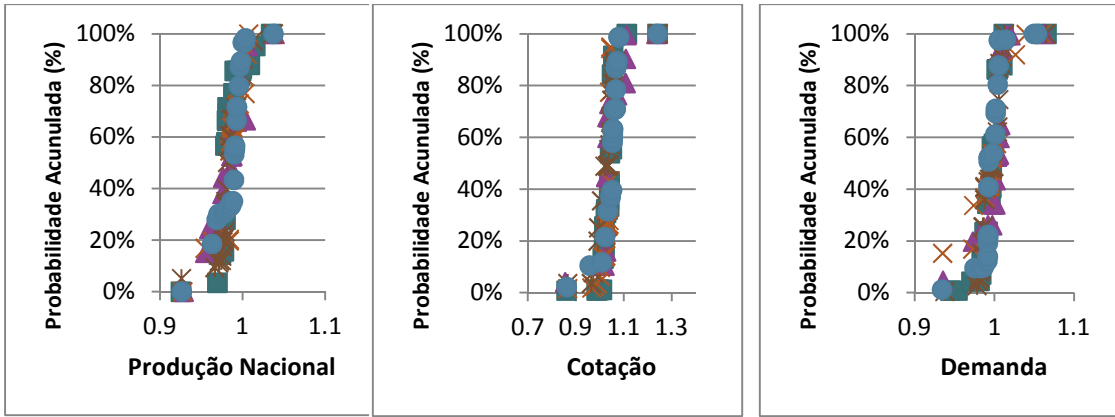


Figura 29 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 30

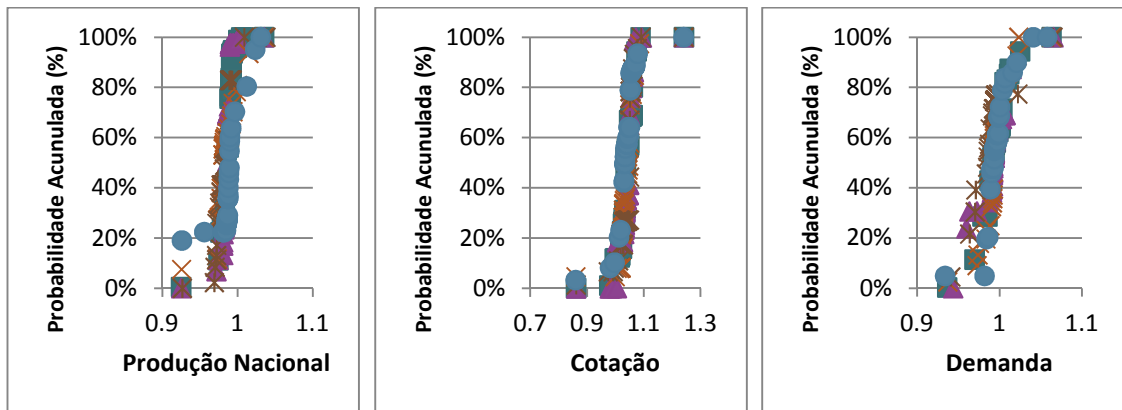


Figura 30 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 50

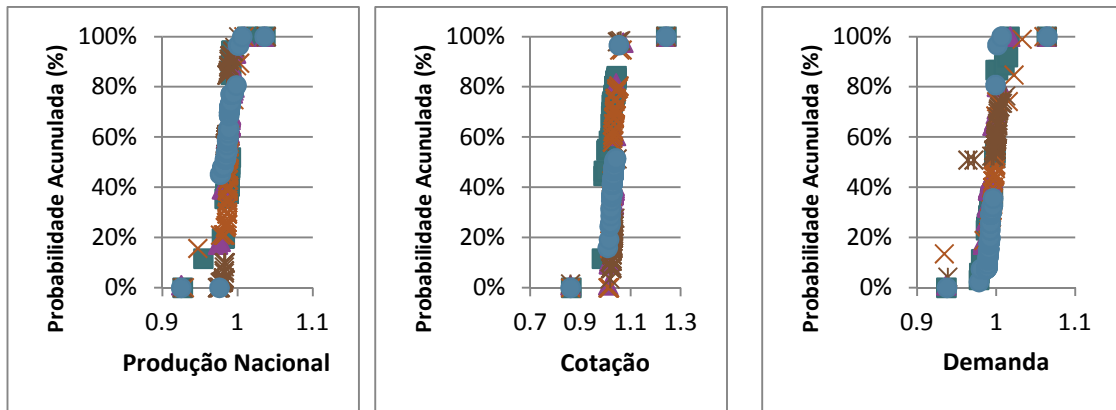


Figura 31 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 100

Fica claro pelas Figuras 26 a 31 (a, b e c) que a distribuição proposta pelo método de geração de cenários por correspondência de momentos altera-se significativamente com o aumento do número de cenários da árvore que deve gerar. Para pequenos tamanhos de árvores, 5 e 10, verifica-se que há bastante diferença entre as distribuições de cada replicação para o mesmo tamanho de árvore. Outro efeito

interessante é as distribuições para tamanhos de árvores grandes (50 e 100) não se sobrepõem. Em comum, para qualquer tamanho de árvore é o fato de vários dos cenários gerados terem baixa probabilidade e haver uma concentração de probabilidade na região do valor médio do parâmetro incerto, gerando impactos que serão explorados nas seções à frente.

No Apêndice D são apresentados os tempos de otimização das árvores de cenários de cada parâmetro utilizado no método de correspondência de momentos.

7.4 RESULTADOS DA GERAÇÃO DE CENÁRIOS POR AGREGAÇÃO TEMPORAL DE CADEIA DE MARKOV

A Figura 32, a seguir, apresenta o número médio de trajetórias e de cenários obtidos para os valores de erro permitidos no método de geração de cenário baseado em agregação temporal de Cadeia de Markov iguais a: 2, 1, 0,5 e 0,2. O Apêndice B apresenta os detalhes referentes às trajetórias geradas para cada valor do erro permitido ao tamanho médio da trajetória.

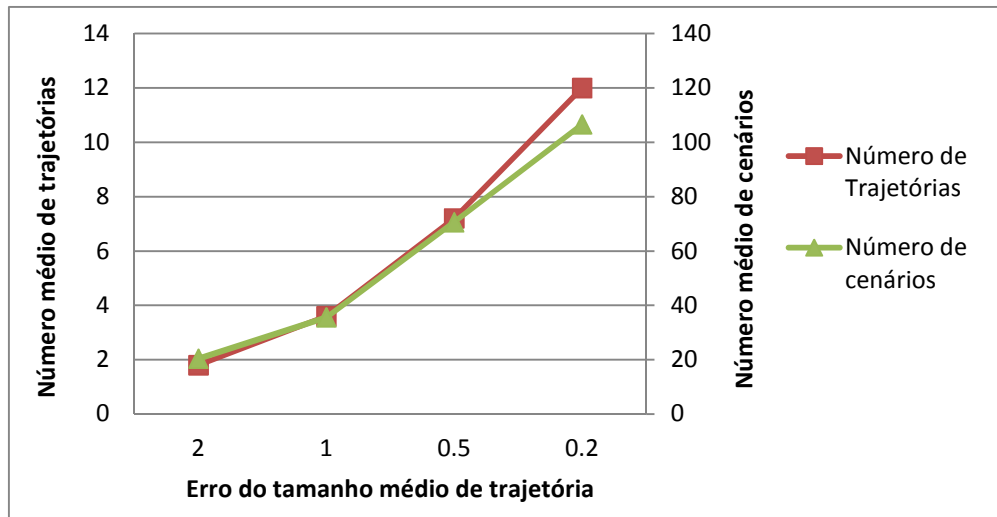


Figura 32: Número médio de trajetórias e número médio de cenários em relação ao erro do tamanho médio de trajetória do método de agregação temporal baseada em Cadeia de Markov

As Figuras 33 a 36 (a, b e c), a seguir, apresentam as curvas de probabilidade acumulada de cada parâmetro incerto gerado pelo método de agregação temporal de Cadeia de Markov para os diferentes erros permitidos de tamanho médio das trajetórias. À semelhança das 26 a 31 (a, b e c), o índice a está relacionado ao fator incerto de produção de petróleo nacional; o índice b, à cotação internacional de petróleo; e c, à

demanda nacional de derivados. No eixo das ordenadas de todas as figuras, apresenta-se o erro acrescido de uma unidade.

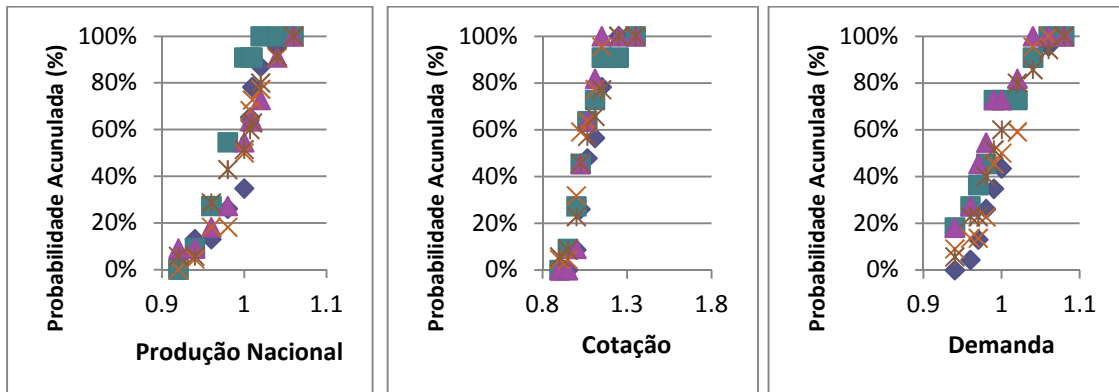


Figura 33 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de agregação temporal com erro médio admitido igual a 2

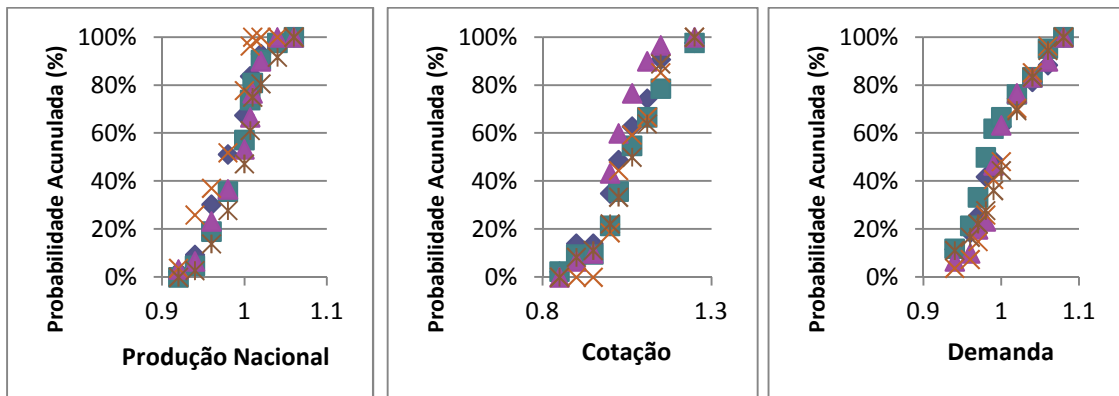


Figura 34 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de agregação temporal com erro médio admitido igual a 1

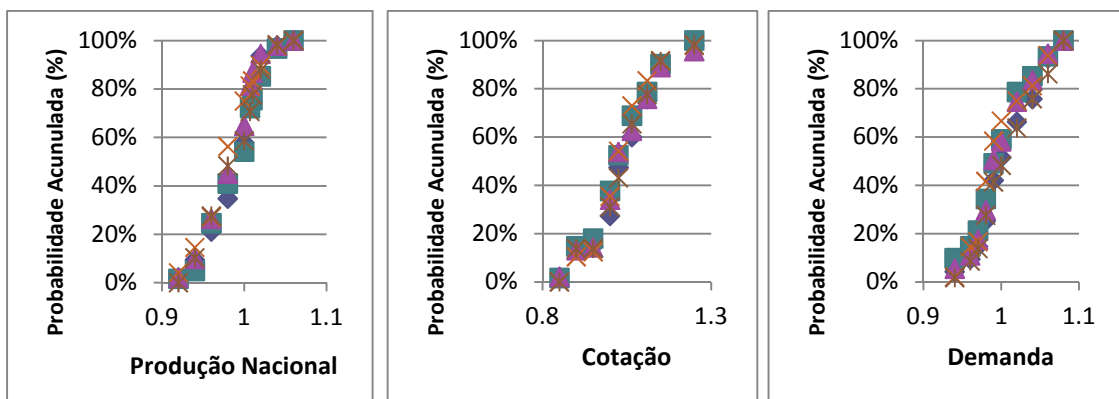


Figura 35 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de agregação temporal com erro médio admitido igual a 0,5

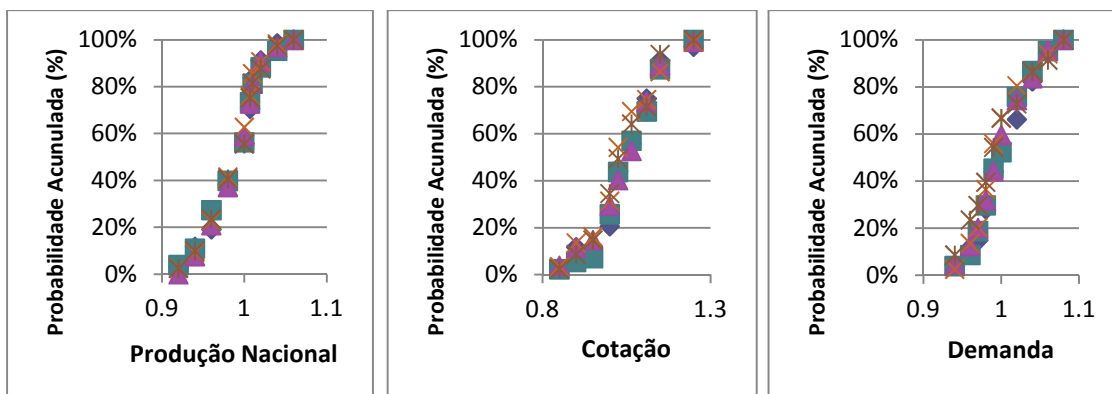


Figura 36 a, b e c: curva de probabilidade acumulada das árvores geradas pelo método de agregação temporal com erro médio admitido igual a 0,2

Pode-se observar pelas Figuras 33 a 36 (a, b e c) que, ao contrário do que se notou com as árvores de cenários geradas pelo método de correspondência de momentos, as distribuições de probabilidade geradas para os parâmetros incertos utilizando o método de agregação temporal de Cadeia de Markov são muito similares nas diferentes replicações de cada valor de erro permitido. Isto, inclusive para valores altos de erro permitido, como 2 e 1. Outras duas qualidades pertinentes são: (i) o fato de não haver alta concentração de probabilidade em uma faixa estreita do valor do valor que cada parâmetro incerto pode tomar; e (ii) o fato de haver probabilidade razoáveis nos valores extremos que cada parâmetro incerto pode tomar. Essas características⁶⁺ e seus impactos serão abordados nas seções a frente.

No Apêndice D são apresentados os tempos de otimização das árvores de cenários de cada parâmetro utilizado no método de agregação temporal.

7.5 GANHO DA ABORDAGEM ESTOCÁSTICA

Nesta seção, são apresentadas as medidas de ganho de abordagem estocástica para cada método e parâmetro escolhido para geração de cenários. A Tabela 45, a seguir, apresenta os valores médios e desvio padrão da função objetivo e das duas medidas do ganho da abordagem estocástica – EVPI e VSS – obtidos com as cinco replicações de cada tamanho de árvore de cenários utilizado no método de geração por correspondência de momentos.

Tabela 45: Valores da média e do desvio padrão da função objetivo, EVPI e VSS obtidos com a solução das árvores geradas pelo método de correspondência de momentos com diferentes números de cenários

Tamanho da árvore	Função Objetivo		EVPI		VSS	
	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
5	21155185	326066	129319	170390	58712	70778
10	21047075	70660	171623	83371	143630	39093
20	21068509	59484	127637	46700	136908	56965
30	21115415	27967	76823	30599	78564	36291
50	21101435	65854	82198	77313	85544	79425
100	21158588	13740	23395	14976	57299	20643

Pode-se observar na Tabela 45 que, com o aumento do tamanho de árvore de cenários gerada pelo método de correspondência de momentos, há uma diminuição do desvio padrão do valor da função objetivo, indicando ganhos de estabilidade. Ainda, se reduz o valor médio e o desvio padrão do EVPI e do VSS, mostrando algo esperado: quanto maior o tamanho da árvore, maior a abrangência das soluções obtidas, levando a menor variação das medidas apresentadas. Contudo, para tamanho de árvore igual a 50, não se verifica os efeitos descritos, o que pode ser uma fragilidade do método.

A Tabela 46, a seguir, apresenta os valores médios e desvio padrão da função objetivo e das duas medidas do ganho da abordagem estocástica – EVPI e VSS – obtidos com as cinco replicações de cada valor de erro permitido ao tamanho de trajetória média do método de agregação temporal de Cadeia de Markov.

Tabela 46: Valores da média e do desvio padrão da função objetivo, EVPI e VSS obtidos com a solução das árvores geradas pelo método de agregação temporal com diferentes valores de erros permitidos

Erro do tamanho de trajetória média	Função Objetivo		EVPI		VSS	
	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
2	21091036	136977	325111	147906	54804	20251
1	21019181	181111	225622	100915	73369	33197
0.5	21009001	84476	222045	65261	73765	10715
0.2	21067263	62037	246377	20770	64669	2432

Nota-se pela Tabela 46 o mesmo efeito observado na Tabela 45: o aumento do tamanho da árvore de cenários, aqui representado pela diminuição do erro permitido, leva a ganhos de estabilidade da solução – menor desvio padrão do valor da função objetivo. Em relação aos valores médios de EVPI e VSS, não se pode afirmar que a diminuição do erro permitido de método de agregação temporal tenha gerados ganhos,

por outro lado, percebe-se também maior estabilidade nestas medidas – menor desvio padrão com a diminuição do erro permitido.

O Apêndice C apresenta mais detalhes sobre o valor das parcelas envolvidas no cálculo das medidas de ganho da abordagem estocástica para todas as replicações referentes aos dois métodos de geração de cenários aplicados.

7.6 ESCOLHA DOS PARÂMETROS DE GERAÇÃO DE CENÁRIOS

A Figura 37, a seguir, apresenta o valor da função objetivo de cada replicação de cada parâmetro utilizado para geração de cenários nos métodos de correspondência de momento e de agregação temporal, bem como o valor de referência obtido pelo método SAA, conforme escolhido na seção 7.2:

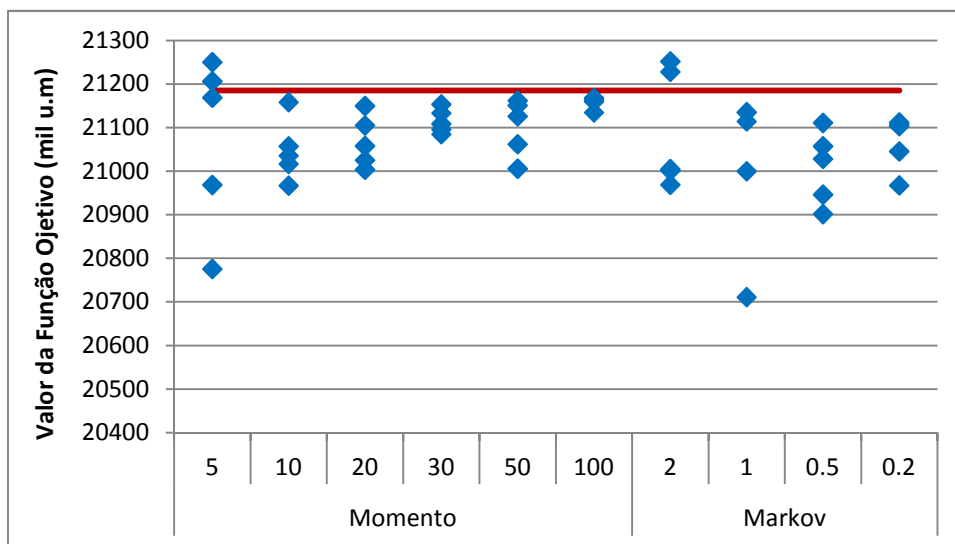


Figura 37: Valor da função objetivo das replicações de cada parâmetro e método de geração de cenários e valor da função objetivo referência, gerada por SAA

Como se pode observar na Figura 37, quanto maior o tamanho da árvore considerada no método de correspondência de momentos, mais próximo é o valor da função objetivo em relação à solução de menor gap de otimalidade gerada pelo método SAA. A dispersão também parece ter um comportamento definido no caso deste método, pois, de forma geral, diminui com o aumento do tamanho da árvore de cenários. Pode-se concluir, portanto, que a estabilidade *in-sample* é maior quanto maior for o tamanho da árvore gerada por este método. Ambos os comportamentos são esperados, uma vez que ao aumentar o número de cenários, é razoável que a representação do conjunto inicial de realizações seja mais fiel e a variação desta mesma

representação entre as diferentes replicações geradas pelo método seja menor quanto maior for a árvore.

Em relação ao método baseado em agregação temporal de Cadeia de Markov, somente o segundo efeito é verificado. De fato, observa-se que com erro igual 2, obtém-se soluções em que a função objetivo é inclusive maior que o valor do que a estimativa gerada pelo método SAA. Contudo, o segundo efeito – diminuição da dispersão – é observado ao se diminuir o erro permitido do método, para valores menores ou iguais a 1. Assim, verifica-se ganhos na estabilidade *in-sample* do método ao se diminuir o erro permitido do tamanho médio de trajetória.

As Figuras 38 e 39, a seguir, apresentam os erros médios das variáveis de primeiro estágio (importação e exportação de petróleo, respectivamente) conforme definidos pelas equações 102 e 103 da seção 6.5:

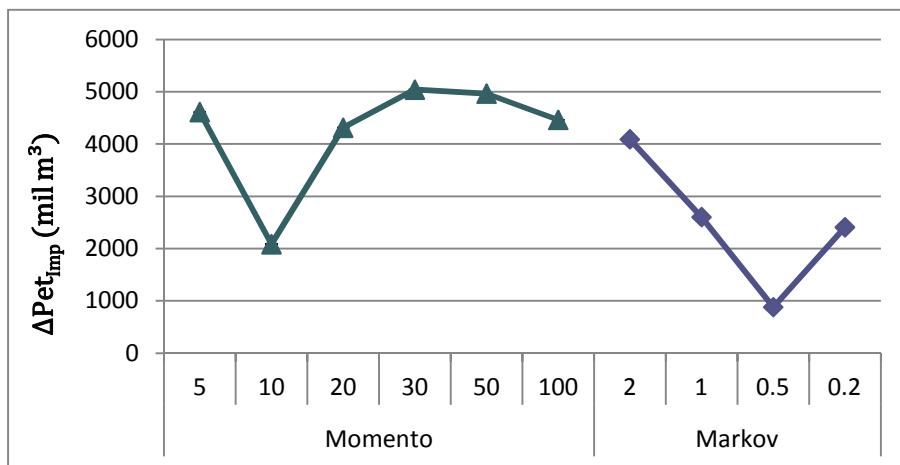


Figura 38: Valor médio do $\Delta\text{Pet}_{\text{Imp}}$

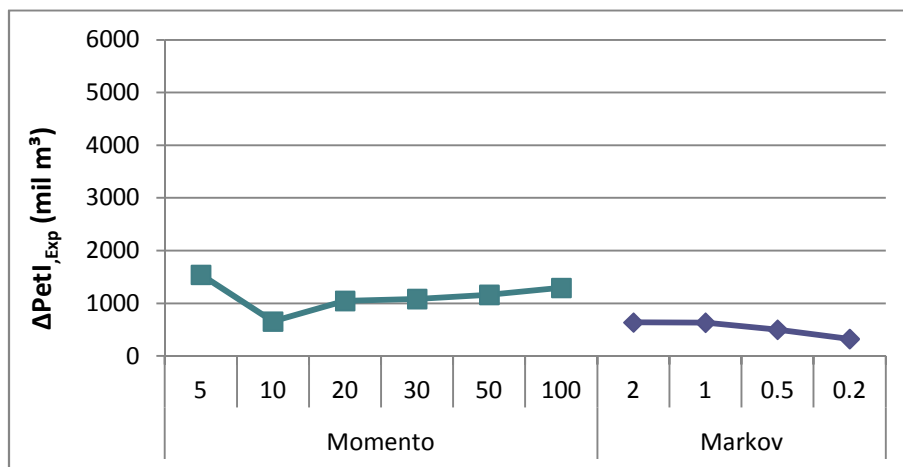


Figura 39: Valor médio do $\Delta\text{PetI}_{\text{Exp}}$

Como se pode observar pelas Figuras Figura 38 e Figura 39, não há correlação definida entre o parâmetro utilizado (aumento de tamanho da árvore para o método de correspondência de momentos ou diminuição do erro médio permitido para o segundo método) e os valores de $\Delta\text{PET}_{\text{Imp}}$ e $\Delta\text{PET}_{\text{Exp}}$. A única exceção ocorre no caso do erro de exportação de petróleo ($\Delta\text{PET}_{\text{Exp}}$), pois nas soluções obtidas com as árvores geradas pelo método de agregação temporal de Cadeia de Markov verifica-se que quanto menor o erro admitido do método menor o valor de $\Delta\text{PET}_{\text{Exp}}$.

Observa-se, porém, que a solução do problema gerado pelo método de agregação temporal de cadeia de Markov possui maior similaridade com a solução de referência nas decisões de primeiro estágio. Em relação a isso, é importante salientar que as decisões de importação e exportação de petróleo se complementam pelo balanço definido no primeiro estágio do problema. Além disso, estas decisões possuem relação direta com as decisões de segundo estágio, pois o petróleo processado determinará a quantidade de derivados produzidos e, por consequência, o déficit e ou excesso de derivado, levando à necessidade de importação ou oportunidade de exportação destes, respectivamente.

Desta forma, quanto maior o volume importado de petróleo, maior será o volume de petróleo a ser exportado e, conseqüentemente, mais derivado se produzirá a partir de petróleo importado, mostrando que há uma relação de ganho entre o valor de importação de petróleo e o valor de importação de derivados. Portanto, é bastante relevante que o método de geração de cenários seja capaz de preservar esta característica.

Na Figura 40, a seguir, são apresentados os valores médios e o desvio padrão da medida de ganho da abordagem estocástica EVPI de cada replicação de cada parâmetro utilizado nos métodos de geração de cenários e o valor de referência gerado por SAA.

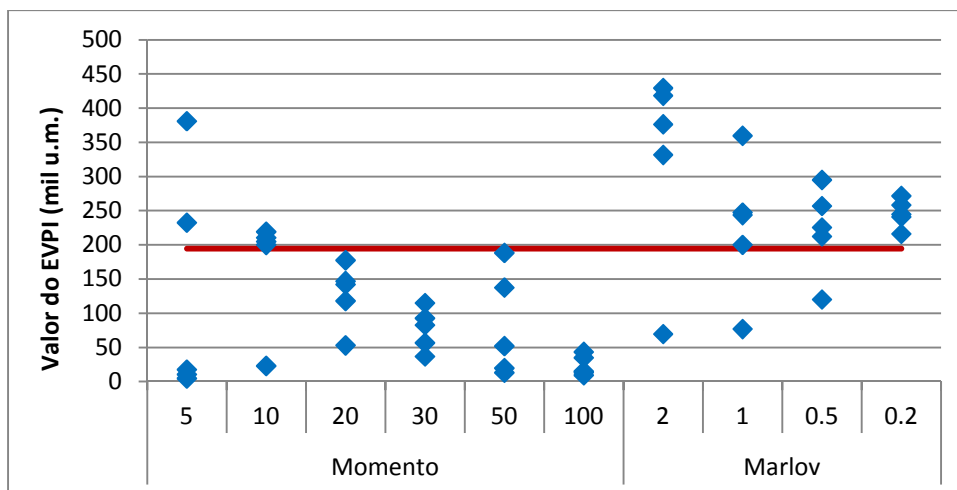


Figura 40: Valor do EVPI de cada replicação de cada parâmetro utilizado nos métodos de geração de cenários e o valor de referência gerado por SAA

Como se pode observar na Figura 40, cada método de geração de cenários apresenta diferentes comportamentos em relação ao aumento do conjunto de cenários considerados, seja este via aumento do tamanho da árvore (correspondência de momento) ou via redução do erro permitido (agregação temporal). Em relação ao método de correspondência de momento, há uma relação bastante forte entre o aumento da árvore de cenários considerada e a diminuição do EVPI, levando ao aumento do erro na comparação com o valor de referência do EVPI. Esta diminuição, a princípio, não é indesejável, conforme já mencionado na seção 6.5, pois valores baixos de EVPI significam que há um grande ganho da abordagem estocástica.

Os problemas estocásticos e determinísticos (WS, equação 14) de cada método de geração de cenários e do método de aproximação SAA são resolvidos em função das árvores de cenários geradas por estes métodos. No caso do método de correspondência de momento, já foi observada a ocorrência de uma concentração de probabilidade em pontos centrais da distribuição de cada parâmetro incerto. Isto tende a gerar problemas em que o WS se aproxima do valor gerado no problema estocástico, pois os pontos distantes do valor médio do parâmetro incerto de cada distribuição gerada possuem probabilidade baixa. Portanto, analisar o EVPI do método de correspondência de momentos sem esta consideração pode levar à conclusão equivocada de que este é um ponto positivo do método, quando na verdade, pode não ser.

O erro do EVPI no caso do método de agregação temporal por cadeia de Markov apresenta exatamente o comportamento oposto: o EVPI obtido com as replicações de

cada valor do parâmetro empregado converge para o valor do EVPI de referência ao se diminuir o erro permitido do método. Contudo, para um valor acima deste. Esta informação é importante, pois mostra que as diferenças percebidas entre os problemas estocástico e determinístico (WS) deste método e do SAA possuem maior coerência.

Baseado nos resultados expostos nesta seção, a Tabela 47, a seguir, sumariza a classificação dos parâmetros de cada método, levando à escolha de tamanho de árvore de cenários igual a 100 para o método de correspondência de momentos e ao erro máximo permitido de tamanho de trajetória média igual a 0,2 para o método de agregação temporal de cadeia de Markov.

Tabela 47: Classificação e pontuação de cada parâmetro dentre aqueles utilizados em cada método de geração de cenários

Método	Parâmetro	Classificação da Medida de Qualidade				Pontuação
		Função Objetivo	Importação	Exportação	EVPI	
Momento	5	4	3	6	2	42
	10	6	1	1	1	50
	20	5	2	2	3	39
	30	2	6	3	4	56
	50	3	5	4	5	40,5
	100	1	4	5	6	60,5
Markov	2	1	4	4	4	66
	1	3	3	3	2	57
	0.5	4	1	2	1	57,5
	0.2	2	2	1	3	71,5

7.7 DETALHAMENTO DA SOLUÇÃO DOS PARÂMETROS ESCOLHIDOS

Nesta seção, é feito um detalhamento da solução obtida pelo problema de otimização estocástico com conjunto de cenários gerados com os parâmetros definidos na seção anterior (tamanho de árvore 100 para o método de correspondência de momento e erro permitido da trajetória média 0,2 para o método de agregação temporal de cadeia de Markov). O primeiro detalhamento trata do lucro de cada cenário, conforme equação 106, e de suas parcelas. Em seguida, detalham-se os valores das variáveis de primeiro estágio. Finalmente, as decisões de segundo estágio são abordadas. As soluções exploradas são as mesmas que foram utilizadas na seção anterior.

7.7.1 Detalhamento da função objetivo e suas parcelas

As Figuras 41 e 42, a seguir, apresentam a curva de distribuição de probabilidade acumulada do lucro dos cenários das árvores geradas pelos métodos de correspondência de momento e de agregação temporal de cadeia de Markov, respectivamente, conforme calculado pela equação 106 e considerando a probabilidade de cada cenário.

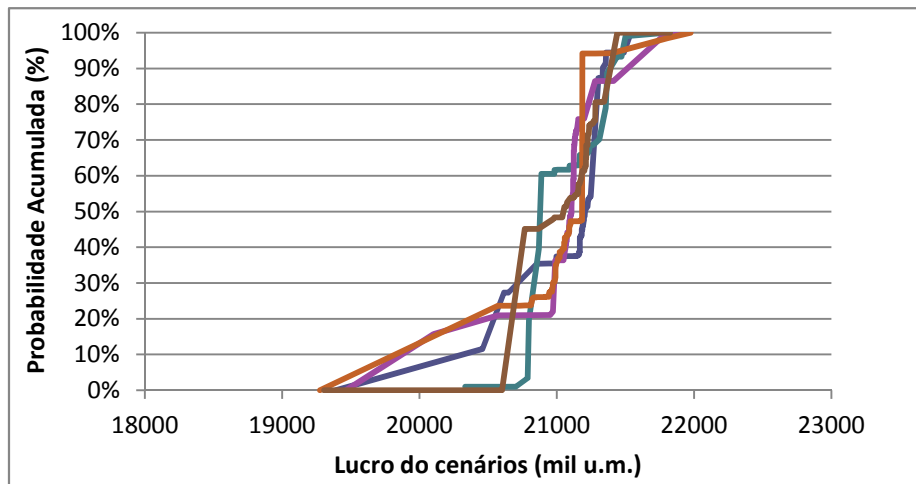


Figura 41: Distribuição probabilidade acumulada do lucro de cada cenário das replicações feitas com tamanho de árvore igual a 100 do método de correspondência de momento

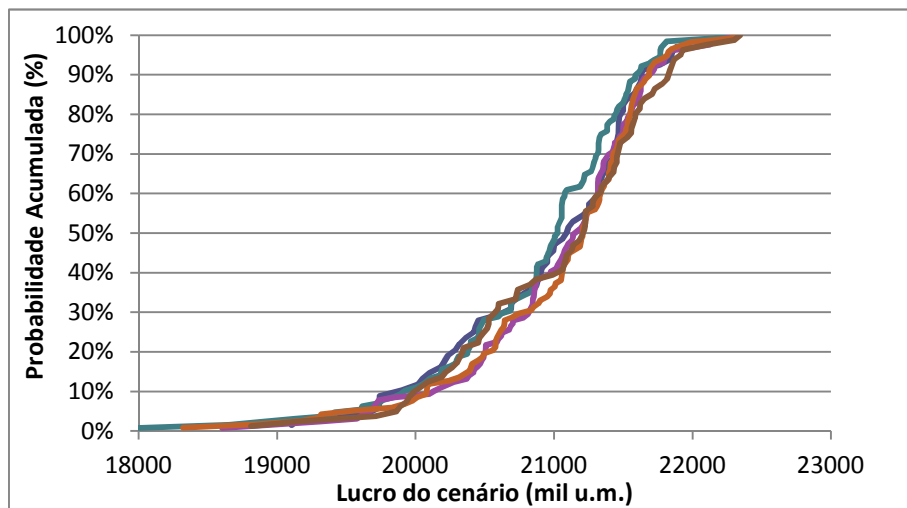


Figura 42: Distribuição probabilidade acumulada do lucro de cada cenário das replicações feitas com erro permitido de 0,2 do método de agregação temporal

É interessante notar como, no caso do método de correspondência de momentos, a curva de distribuição de probabilidade acumulada do lucro obtido em cada replicação do método não se sobrepõem com a curva de outras replicações, como é o caso do método baseado em agregação temporal de cadeia de Markov. Isso significa que cada

árvore de cenários gerada por correspondência de momento, apesar de respeitar a equivalência em medidas estatísticas relacionadas à distribuição, pode ser bastante diferente de outra gerada pelo mesmo método e mesmo parâmetro. Isso leva à variabilidade que já foi notada na seção 7.5, quando se comparou a função objetivo obtida com a referência gerada por SAA.

Outro ponto importante é que, como mencionado anteriormente, foi necessário utilizar uma restrição adicional no método de correspondência de momentos para que fossem gerados cenários com probabilidade maior que zero. Porém, vários foram os cenários gerados com a probabilidade mínima, igual a 0,1%. Assim, há uma grande concentração de probabilidade em faixas definidas que levam a curva de probabilidade acumulada do lucro destes cenários a ter um formato menos suave que a curva obtida pela otimização estocástica das árvores geradas pelo método de agregação temporal.

As Figuras 43 e 44, a seguir, apresentam o histograma do lucro de cada cenário em cada replicação dos dois métodos de geração de cenários utilizados. Na construção destes histogramas, considera-se cada cenário igualmente provável.

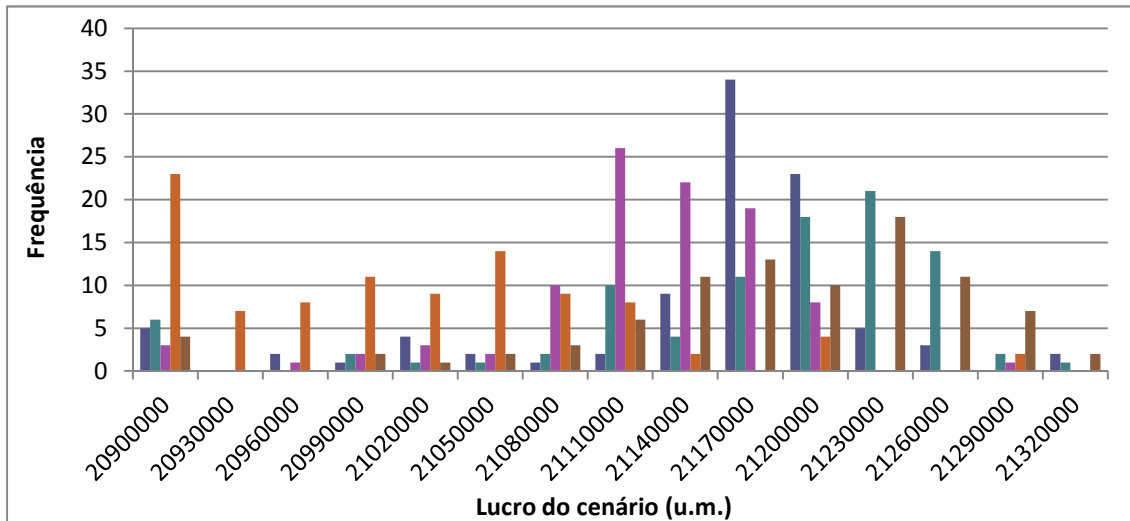


Figura 43: histograma de frequência do lucro de cada cenários das replicações feitas com tamanho de árvore de cenários igual a 100 do método de correspondência de momento

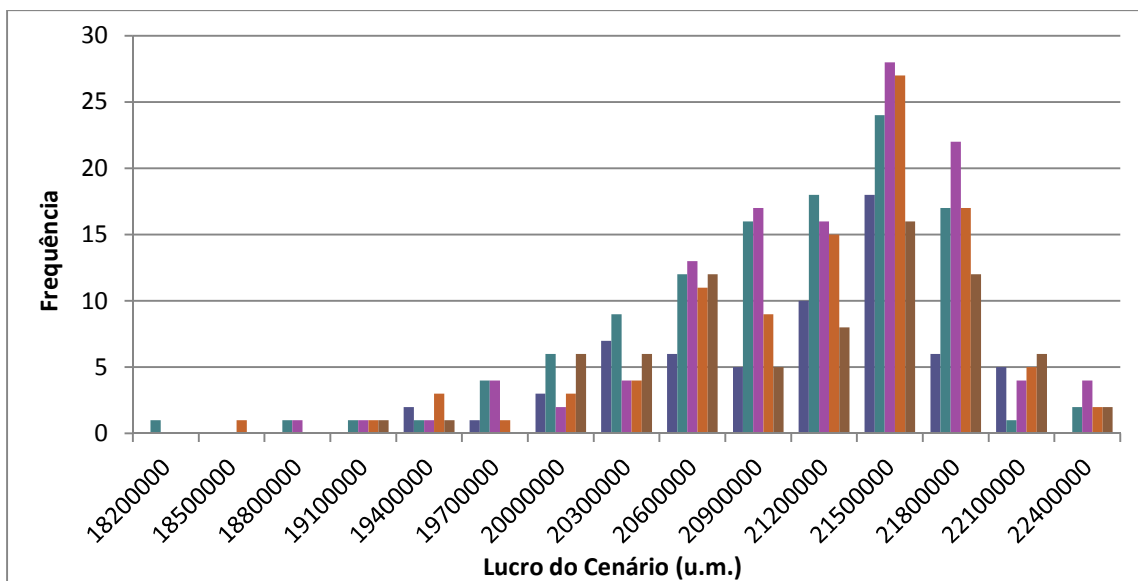


Figura 44: histograma de frequência do lucro de cada cenários das replicações feitas com erro permitido de 0,2 do método de agregação temporal

Como esperado, o mesmo efeito verificado na curva de distribuição de probabilidade acumulada do lucro dos cenários é observado no histograma: no caso das replicações geradas pelo método de agregação temporal, há uma grande similaridade da frequência do lucro ao longo dos intervalos; já no caso das replicações geradas a partir do método de correspondência de momentos, cada replicação possui uma frequência de lucros diferente.

A Tabela 48, a seguir, apresenta a receita total média de cada replicação do método de correspondência de momentos e a participação de cada parcela que a compõe. A Tabela 49, em seguida, apresenta, para o mesmo método, o custo total médio e a participação de cada parcela que o compõe.

Tabela 48: Média e desvio padrão da receita total e suas parcelas (venda de derivados, exportação de petróleo e de derivados) das árvores de cenários de cada replicação do método de correspondência de momento com tamanho de árvore de cenários igual a 100

Replicação	Receita (mil u.m.)		Venda de Derivados		Exportação de Petróleo		Exportação de Derivados	
	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
1	35751	439	70.3%	1.1%	22.4%	0.6%	7.3%	0.5%
2	35621	337	69.9%	1.1%	22.7%	0.8%	7.4%	0.4%
3	35467	433	70.5%	1.0%	22.2%	0.6%	7.3%	0.4%
4	35650	497	70.2%	1.1%	22.7%	0.7%	7.1%	0.5%
5	35615	465	69.9%	1.0%	22.7%	0.6%	7.4%	0.4%

Tabela 49: Média e desvio padrão do custo total e suas parcelas (importação de petróleo e derivados, custo de refino e custo logístico) das árvores de cenários de cada replicação do método de correspondência de momento com tamanho de árvore de cenários igual a 100

Repl cação	Custo Total (mil u.m.)		Importação de Petróleo		Importação de Derivados		Custo de Refino		Custo Logístico	
	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.
1	14614	417	60.4%	1.8%	29.2%	1.9%	6.1%	0.2%	4.3%	0.1%
2	14451	450	60.7%	1.9%	28.7%	2.0%	6.2%	0.2%	4.4%	0.1%
3	14369	418	60.0%	1.9%	29.4%	2.0%	6.2%	0.2%	4.4%	0.1%
4	14671	412	60.8%	1.9%	28.7%	2.0%	6.1%	0.2%	4.3%	0.1%
5	14442	411	60.9%	1.9%	28.6%	2.0%	6.2%	0.2%	4.3%	0.2%

A Tabela 50, a seguir, apresenta a receita total média de cada replicação do método de agregação temporal e a participação de cada parcela que a compõe. A Tabela 51, em seguida, apresenta, para o mesmo método, o custo total médio e a participação de cada parcela que o compõe.

Tabela 50: Média e desvio padrão da receita total e suas parcelas (venda de derivados, exportação de petróleo e de derivados) nos cenários de cada replicação do método de agregação temporal com erro permitido de 0,2

Replicação	Receita (mil u.m.)		Venda de Derivados		Exportação de Petróleo		Exportação de Produtos	
	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
1	36573	1344	69.6%	4.0%	22.2%	2.1%	8.2%	2.2%
2	36267	1222	69.3%	3.5%	22.5%	1.8%	8.2%	2.0%
3	36573	1178	69.4%	4.0%	22.3%	2.2%	8.3%	2.1%
4	36473	1290	70.1%	4.2%	22.0%	2.2%	8.0%	2.2%
5	36221	1179	69.5%	3.8%	22.3%	1.9%	8.3%	2.2%

Tabela 51: Média e desvio padrão do custo total e suas parcelas (importação de petróleo e derivados, custo de refino e custo logístico) nos cenários de cada replicação do método de agregação temporal com erro permitido de 0,2

Repl cação	Custo Total (mil u.m.)		Importação de Petróleo		Importação de Derivados		Custo de Refino		Custo Logístico	
	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.
1	15635	1233	56.7%	5.7%	33.4%	5.9%	5.7%	0.4%	4.1%	0.3%
2	15417	1282	58.0%	4.5%	32.1%	4.8%	5.8%	0.5%	4.1%	0.4%
3	15531	1289	57.2%	5.7%	32.9%	6.0%	5.8%	0.5%	4.1%	0.4%
4	15458	1333	56.9%	6.0%	33.2%	6.3%	5.8%	0.5%	4.1%	0.4%
5	15235	1106	57.9%	5.0%	32.1%	5.2%	5.9%	0.4%	4.1%	0.4%

Como pode ser observada nas Tabelas 48 e 50, a parcela de receita mais importante é a de vendas de derivados no mercado interno, sendo esta responsável por 69 a 71% de toda a receita. Em seguida, temos a exportação de petróleo, responsável por 22 a 23% da receita e, por fim, a exportação de derivados, responsável por 7 a 9%.

É interessante notar que os valores da receita total média e da média de suas parcelas de são bastante similares para todas as replicações dos métodos geração de cenários utilizados. Contudo, nos problema que consideram cenários gerados pelo método de agregação temporal, a receita total possui média ligeiramente maior e desvio padrão bastante maior que o obtido no outro método.

Através das Tabelas 49 e 51, pode-se verificar que a maior parcela de custo se deve à importação de petróleo (entre 56 a 61% do custo total médio), seguido do custo de importação de derivados (entre 28 a 34%), do custo de refino (entre 5 a 7%) e, por fim, do custo logístico, que soma os custos de transporte e estoque (entre 4 a 5%). O resultado a partir dos cenários gerados por cada método apresentam diferenças importantes. Apesar de terem próximos o custo total médio e o valor da participação de cada parcela, é notório que o método baseado em agregação temporal gera cenários tais que a decisão ótima é ter custo total ligeiramente superior, onde há maior custo médio de importação de derivados e menor custo médio de importação de petróleo.

7.7.2 Detalhamento das decisões de primeiro estágio

As Tabelas 52 e 53, a seguir, apresentam as indicações de importação e exportação por mês de cada replicação do método de geração de cenários por correspondência de momentos, respectivamente. As Tabelas 54 e 55, em seguida, apresentam as indicações de importação e exportação por mês de cada replicação do método de geração de cenários por agregação temporal, respectivamente.

Tabela 52: Volume de importação de petróleo no primeiro e segundo mês do método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 100

Período	Petróleo	Volume (mil m ³) por replicação				
		1	2	3	4	5
Mês 1	A1	15090	15090	15090	15090	15090
	B1	892	892	714	1700	893
	E1	39698	39698	39698	39698	39698
	G1	3038	2940	1768	2749	3076
Mês 2	B1	3183	3266	3299	3955	3200
	E1	15989	12875	13352	13360	13084
	G1	4542	6950	6069	6060	6834

Tabela 53: Volume de exportação de petróleo no primeiro e segundo mês do método de correspondência de momento com tamanho de árvore igual a 100

Período	Petróleo	Volume (mil m ³) por replicação				
		1	2	3	4	5
Mês 1	D2	17890	17793	17303	17972	17844
	E2	34821	35528	34550	35833	35629
Mês 2	D2	17439	17793	17303	17946	17946

Tabela 54: Volume de importação de petróleo no primeiro e segundo mês do método de agregação temporal com erro permitido de 0,2

Período	Petróleo	Volume (mil m ³) por replicação				
		1	2	3	4	5
Mês 1	A1	15090	15090	15090	15090	15090
	B1	656	620	890	656	626
	E1	39698	39698	39698	39698	39698
	G1	1660	1696	1665	1660	1690
Mês 2	B1	3109	3109	3109	3109	3109
	E1	14209	13759	15055	16097	14628
	G1	5130	5580	4284	3242	4710

Tabela 55: Volume de exportação de petróleo no primeiro e segundo mês do método de agregação temporal com erro permitido de 0,2

Período	Petróleo	Volume (mil m ³) por replicação				
		1	2	3	4	5
Mês 1	D2	17539	17539	17539	17539	17539
	E2	34291	34291	34530	34291	34291
Mês 2	D2	17174	17174	17174	17174	17174

Comparando-se os valores de primeiro estágio das soluções obtidas, conclui-se que são bem similares: os mesmo petróleos são importados e exportados por mês, os petróleos A1 e E1 são importados até volume máximo permitido e os petróleos D2 e E2 são exportados em volumes próximo ao limite máximo – ao qual não devem chegar devido ao custo adicional de cancelamento de exportação. A explicação para a indicação de importação do petróleo A1 será mais bem explorada à frente. A razão para os grandes volumes de exportação do petróleo D2 é o fato de ser o petróleo de maior valor para exportação. O petróleo E2 possui valor de exportação relativamente alto e um perfil de rendimentos desfavorável para a produção de diesel e querosene, derivados de maior valor, portanto, é mais interessante exportá-lo do que processá-lo.

Observa-se também que, nos resultados obtidos com o primeiro método de geração de cenários, há maior importação de petróleo e menor exportação, indicando que o processamento de petróleo é mais atrativo que o observado para o caso de árvores geradas por agregação temporal;

7.7.3 Detalhamento das decisões de segundo estágio

A Tabela 56, a seguir, apresenta, para soluções obtidas com cenários gerados a partir do método de correspondência de momentos, o déficit médio de cada petróleo por mês, o percentual de cenários em que há déficit de cada de petróleo e a porcentagem média do déficit que é corrigido por cancelamento de alocação. A Tabela 57, em seguida, apresenta a mesma informação para as soluções obtidas com cenários gerados pelo método de agregação temporal.

Tabela 56: Déficit médio de cada petróleo por mês, porcentagem de cenários com déficit e porcentagem do déficit de cada petróleo e mês ajustado via alocação (correspondência de momento, tamanho de árvore 100)

Mês	Parcela	A2	B2	C2	D2	E2	F1	G2
1	Deficit (mil m ³)	6	29	50	251	500	203	603
	% Cenários	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
	% Ajuste Alocação	100%	100%	100%	94%	95%	100%	100%
2	Deficit (mil m ³)	6	29	50	251	500	203	603
	% Cenários	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
	% Ajuste Alocação	100%	100%	100%	95%	100%	100%	100%

Tabela 57: Déficit médio de cada petróleo por mês, porcentagem de cenários com déficit e porcentagem do déficit de cada petróleo e mês ajustado via alocação (agregação temporal, erro permitido 0,2)

Mês	Parcela	A2	B2	C2	D2	E2	F1	G2
1	Deficit (mil m ³)	18	81	139	699	1396	566	1683
	% Cenários	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
	% Ajuste Alocação	100%	100%	100%	83%	96%	100%	100%
2	Deficit (mil m ³)	18	81	139	699	1396	566	1683
	% Cenários	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
	% Ajuste Alocação	100%	100%	100%	97%	100%	100%	100%

Conclui-se das Tabelas 56 e 57 que a melhor decisão a ser tomada no caso de déficit de petróleo (quando a produção de petróleo é menor que a previsão de produção) é o cancelamento de alocação de petróleo nacional, sendo a principal razão o alto custo de cancelamento de exportação.

Fica evidente pelas mesmas tabelas o grande impacto que os cenários gerados por cada método ocasionam no segundo estágio: enquanto 97% dos cenários gerados por correspondência de momentos possuem produção menor que o esperado, somente 40% dos cenários gerados por agregação temporal possuem a mesma característica. Aqui, há uma falha de ambos os métodos de geração: no caso do método de correspondência de momentos, a grande concentração de cenários em uma faixa estreita

do valor da incerteza, e no caso da agregação temporal, o pré-tratamento dos dados podem levar a perdas significativas de informação sobre a distribuição da incerteza.

A Tabela 58, a seguir, sumariza as indicações de importação e exportação em mercado Spot nas soluções obtidas considerando cenários gerados pelos dois métodos utilizados, apresentando o número de cenários em que a ocorre indicação da operação, volume médio indicado e os percentis P5% e P95%.

Tabela 58: Volume de importação e exportação spot (média, P5% e P95%) e porcentagem de cenário com operação indicada por petróleo, mês e método

Operação	Método	Mês	Petróleo	% Cenários	Volume médio (mil m ³)	P5% (mil m ³)	P95% (mil m ³)
Importação Spot	Momento	1	A1	97%	1313	552	1980
	Markov	1	A1	42%	2571	1288	3018
Exportação Spot	Momento	1	D2	2.8%	246	8	289
			E2	1.0%	245	16	453
			F1	0.4%	11	4	19
			G2	0.6%	28	10	54
			C2	0.4%	3	1	4
			A2	0.2%	1	-	-
			B2	0.2%	3	-	-
	Markov	1	D2	2.0%	370	13	480
			E2	1.0%	238	16	447
			F1	0.8%	91	5	173
Markov	1	G2	0.6%	52	14	87	
		C2	0.4%	3	1	5	
Markov	1	D2	1.3%	247	128	594	

A partir da Tabela 58, pode-se verificar que a forte indicação de importação do petróleo A1, para o caso de cenários de ambos os métodos de geração. A diferença de indicação entre os problemas solucionados com árvores de cenários dos dois métodos de geração de cenários fica por conta do percentual de cenários em que esta operação ocorre: 97% no caso de cenários gerados por correspondência de momento e 42%, no caso de terem sido gerados por agregação temporal.

Em relação à exportação em mercado Spot, verifica-se que esta operação dificilmente é indicada, pois independente do petróleo, nunca se indica exportar para este tipo de mercado em mais de 3% dos cenários. As soluções obtidas com cenários gerados por correspondência de momento possuem uma diversidade maior de petróleos indicados para exportação. Em comum, possuem indicação de exportação do petróleo E2, cujo interesse em ser exportado já havia sido identificado nas decisões de primeiro estágio.

A Figura 45, a seguir, apresenta o perfil de elenco processado em cada refinaria separado por tipo e a Figura 46, em seguida, apresenta o rendimento médio obtido de diesel pelo processamento de petróleo e seu enxofre, e o rendimento médio gerado de RV. A barra de erro apresentada nas figuras se refere ao valor do rendimento nos percentis 5 e 95%. Em ambos os casos, trata-se de indicações da solução dos cenários gerados por correspondência de momento. As Figura 47 e Figura 48, mais à frente, apresentam as mesmas informações para o caso de cenários gerados pelo método de agregação temporal.

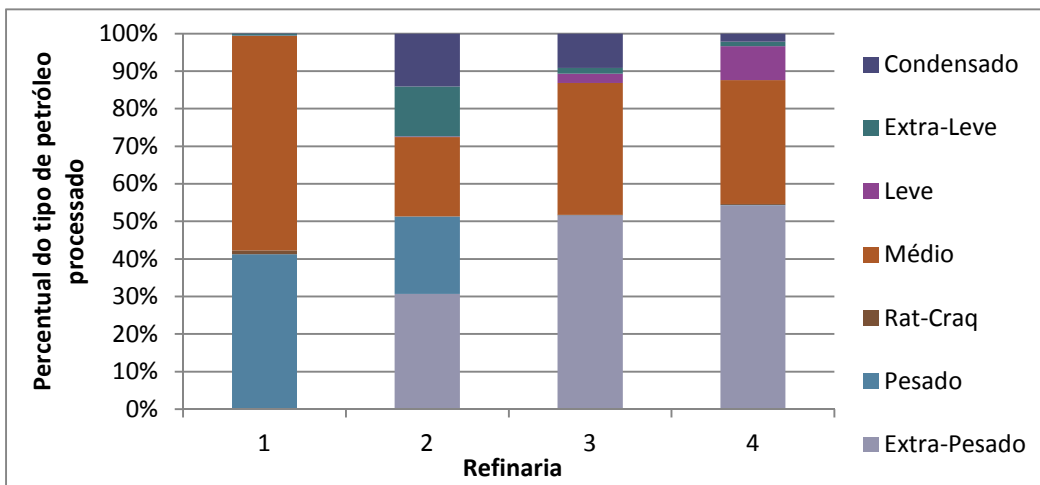


Figura 45: Perfil médio de petróleo processado por refinaria (correspondência de momento, tamanho de árvore 100)

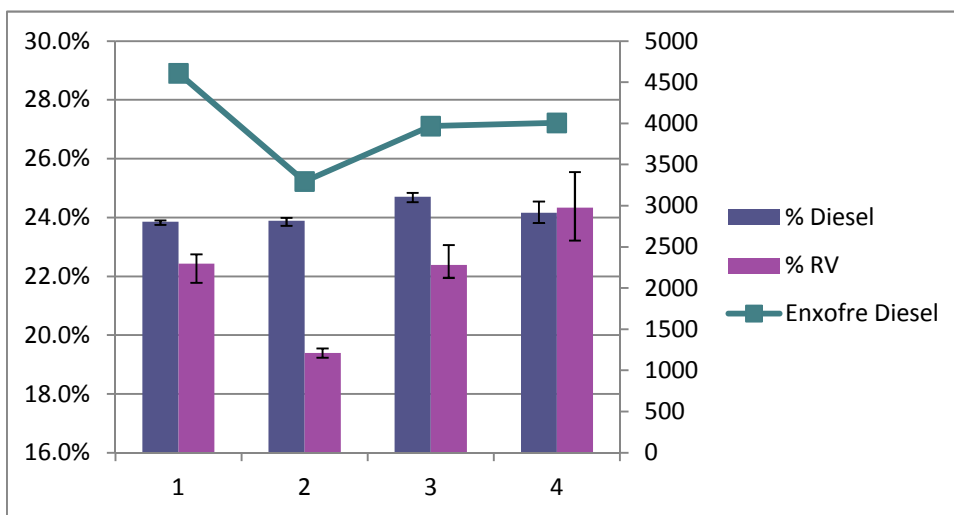


Figura 46: Rendimento médio de diesel e RV, enxofre do diesel (média, P5% e P95%) por refinaria (correspondência de momento, tamanho de árvore 100).

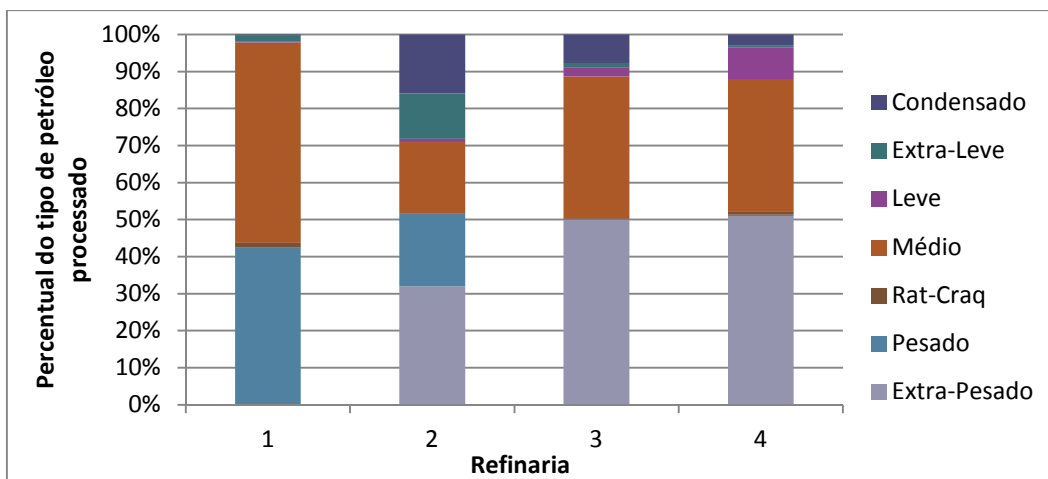


Figura 47: Perfil médio de petróleo processado por refinaria (agregação temporal, erro permitido 0,2)

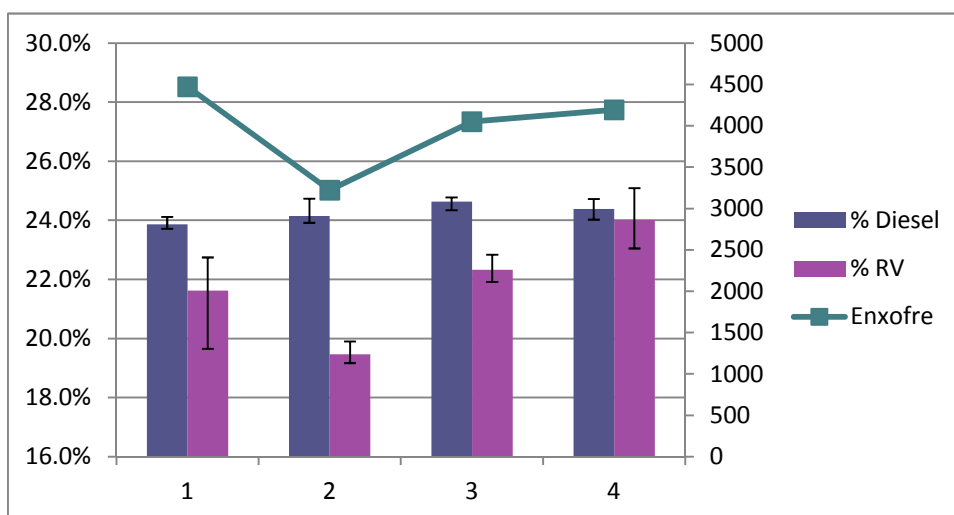


Figura 48: Rendimento médio de diesel e RV, enxofre do diesel (média, P5% e P95%) por refinaria (agregação temporal, erro permitido 0,2).

Como se pode observar nas Figuras 45 e 47, o elenco destinado a cada refinaria é bastante similar na solução da árvore de cenários gerados por ambos os métodos. Vê-se que a refinaria R1 é aquela de elenco com menor proporção de petróleos pesados ou extra-pesados, sendo muito rico em petróleo médio (em torno de 50% do total alocado). O elenco indicado para as refinarias R3 e R4, por outro lado, possuem um perfil pesado, com praticamente 50% de petróleo extra-pesado e por volta de 40% de petróleo do tipo médio.

É interessante notar que, conforme foi observado na subseção 2.5.2, a relação entre a capacidade de conversão e capacidade de destilação determina o quanto uma refinaria é capaz de absorver de modo econômico petróleos pesados, ricos em gasóleo e

RV. Não somente o custo de matéria prima explica isso, mas também o perfil de derivados produzidos, pois ao alocar petróleos ricos em frações pesadas em uma refinaria de baixa complexidade (pequena capacidade de conversão e tratamento), uma parcela razoável do petróleo processado converte-se em óleo combustível, derivado de baixo valor.

O rendimento do petróleo processado em diesel na destilação é outra característica importante do elenco processado em cada refinaria, bem como o enxofre do diesel produzido na destilação. Observa-se nas Figuras 46 e 48 que o rendimento em diesel na destilação é praticamente o mesmo em todas as refinarias, ficando em torno de 24 a 25%, contudo o enxofre desta corrente varia significativamente, possuindo o valor mais alto na refinaria R1 (em torno de 4500 ppm) e o menor na refinaria R2 (por volta de 3300 ppm). Nas refinarias R3 e R4, o valor do enxofre do diesel gerado na destilação fica em torno de 3800 a 4000 ppm. O valor do enxofre do diesel de destilação obtido na refinaria R1 parece estranho, considerando as explicações da subseção 5.2.5. Contudo, como esta refinaria não possui unidade de coque, unidade geradora de correntes de alto valor de enxofre (5000 a 10000 ppm) que prioritariamente são tratados no HDT, praticamente todo o diesel produzido é obtido de correntes de destilação e não competem por capacidade de HDT com correntes obtidas na unidade de coque.

O rendimento em RV é outro ponto importante. Pode-se observar pelas Figura 46 e Figura 48 que o maior rendimento em RV é obtido na refinaria R4, onde as razões conversão/destilação e tratamento/destilação são altas, levando a alta absorção de frações pesadas com economicidade (gerando derivados de interesse como diesel e gasolina a partir de matéria prima mais barata).

As Figuras 49 e 50, a seguir, apresentam a utilização média de unidade de destilação por refinaria e mês considerando todos os cenários de cada replicação dos métodos de geração de cenários de correspondência de momentos e de agregação temporal, respectivamente. As barra de erro representam os percentis de 5 e 95% da indicação de utilização de destilação nos cenários de cada replicação dos métodos de geração de cenários.

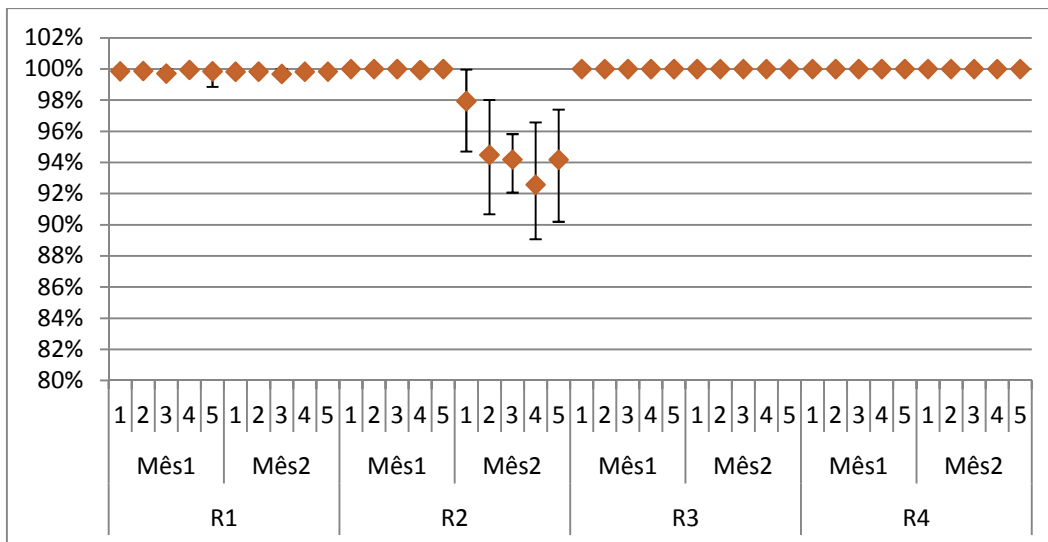


Figura 49: utilização de unidade de destilação (média, P5% e P95%) por refinaria, mês e replicação (correspondência de momento, tamanho de árvore 100)

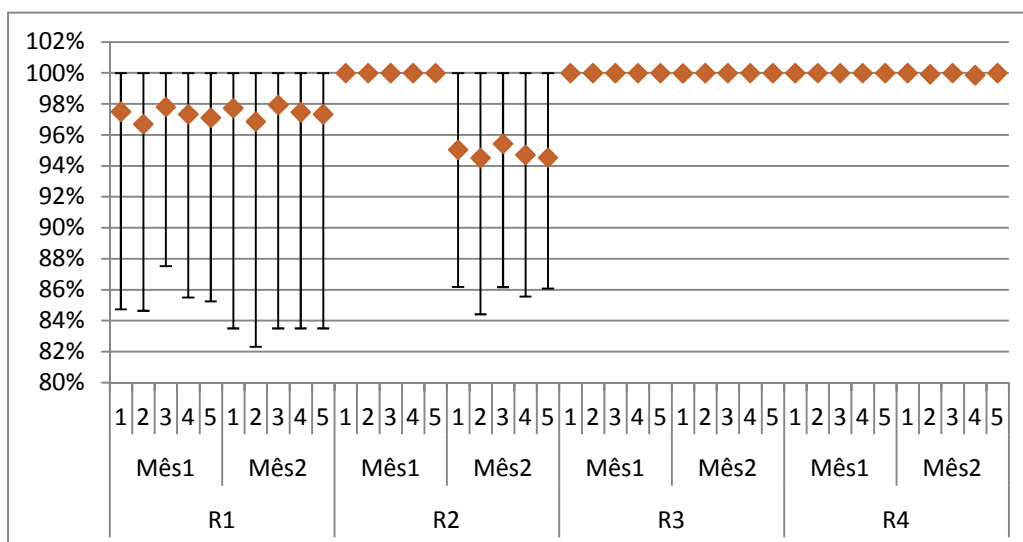


Figura 50: utilização de unidade de destilação (média, P5% e P95%) por refinaria, mês e replicação (agregação temporal, erro permitido 0,2)

Como se pode observar nas Figuras 49 e 50, a indicação de utilização de destilação da refinaria R1 é bastante dependente do método de geração de cenários. No método de correspondência de momentos, a indicação de carga máxima é bastante forte, enquanto que na solução das árvores geradas pelo método de agregação temporal, a indicação média de utilização é menor e há uma variabilidade maior das indicações nos cenários de cada replicação do método, o que é notada pela diferença entre os valores dos percentis de 5e 95% de cada replicação.

Em relação à refinaria R2, vê-se que há uma indicação forte de máxima utilização no primeiro mês nas soluções geradas com cenários de ambos os métodos, o

que não se repete no segundo mês. A razão para tal é possibilidade de geração de estoque no primeiro mês, como será apresentado à frente. Finalmente, observa-se que é robusta a indicação de máxima utilização das unidades de destilação das refinarias R3 e R4.

As Figuras 51 e 52, a seguir, apresentam a utilização média e os percentis de 5% e 95% (apresentados como barra de erro) das unidades de craqueamento, coque, HDT Diesel e HDT Nafta agrupados por mês e refinaria para as soluções obtidas com as árvores geradas pelos métodos de correspondência de momentos e de agregação temporal, respectivamente.

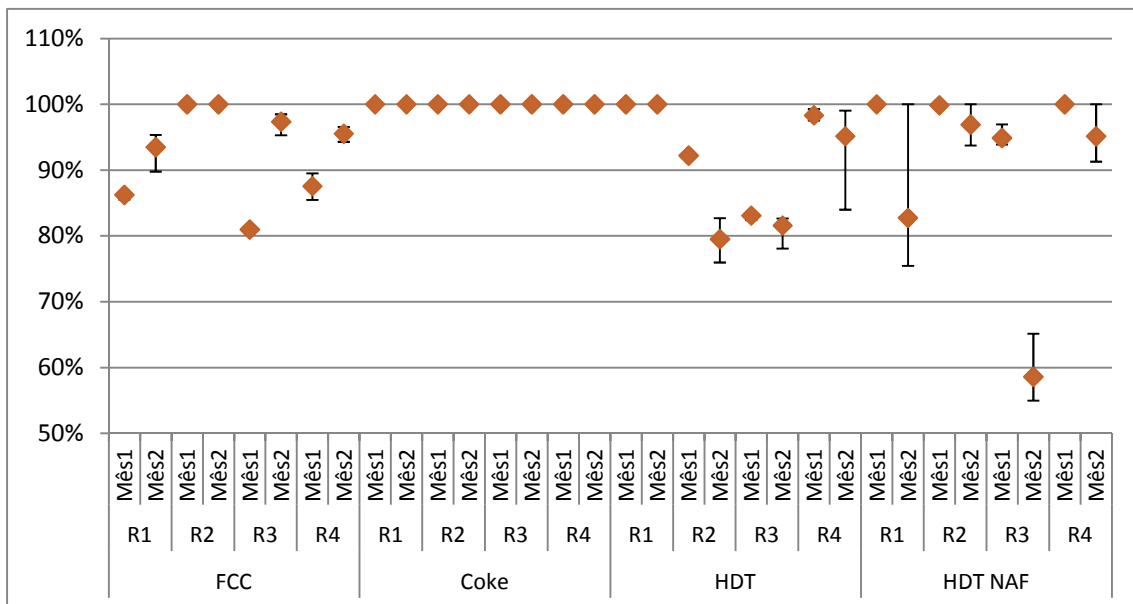


Figura 51: utilização de unidade de FCC, Coque, HDT e HDT Naf (média, P5% e P95%) por refinaria e mês (correspondência de momento, tamanho de árvore 100)

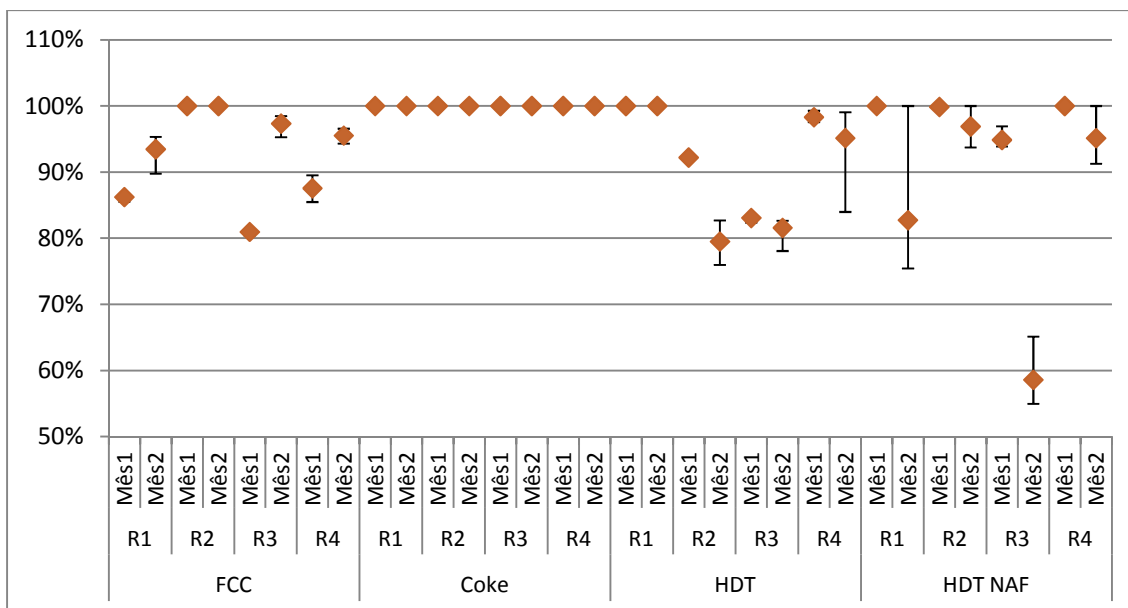


Figura 52: utilização de unidade de FCC, Coque, HDT e HDT Naf (média, P5% e P95%) por refinaria e mês (agregação temporal, erro permitido 0,2)

Como pode ser observado nas Figuras 51 e 52, é bastante robusta a indicação de máxima utilização da unidade de coque em todas as refinarias, e a razão é o fato de esta unidade converter frações pesadas do petróleo em intermediários que podem ser absorvidos para produção de diesel.

Em relação à unidade de craqueamento (FCC), nota-se que a indicação de utilização varia bastante entre as refinarias. Isso se deve a dois fatores: disponibilidade de carga e economicidade da unidade. O segundo fator é explicado pela composição da gasolina produzida em cada refinaria, mês e cenários. Caso este intermediário seja o componente limitante da produção de gasolina, devido à qualidade octanagem, o valor gerado pela unidade é positivo, caso contrário, a carga passa a valer mais do que os intermediários gerados.

Em relação às duas unidades de tratamento, HDT – de Diesel – e HDT NAF, observa-se bastante variação na indicação de utilização entre as refinarias e os meses. No caso deste tipo de unidade, a decisão em relação à carga está relacionada à sua disponibilidade e à restrição de qualidade na carga para caso de HDT de Diesel, como será abordado a frente.

A Tabela 59, a seguir, apresenta por refinaria, mês e método de geração de cenários, a frequência média com que as restrições de qualidades a serem especificadas por derivados estão ativas.

Tabela 59: Frequência com que a restrição determinada qualidade de dado derivado fica ativa por refinaria, mês e método de geração de cenários.

			Gasolina		Diesel 10	Diesel 500	Óleo combustível	
Método	Mês	Refinaria	Octanagem	Enxofre	Enxofre	Enxofre	Enxofre	Viscosidade
Momento	Mês1	R1	100%	0%	100%	0%	100%	100%
		R2	100%	0%	100%	0%	100%	81%
		R3	100%	0%	100%	0%	100%	100%
		R4	100%	0%	100%	0%	100%	100%
	Mês2	R1	100%	0%	100%	0%	0%	100%
		R2	100%	0%	100%	0%	100%	100%
		R3	100%	0%	100%	0%	18%	100%
		R4	100%	0%	100%	0%	0%	100%
Markov	Mês1	R1	100%	0%	100%	0%	100%	100%
		R2	100%	0%	100%	0%	100%	57%
		R3	100%	0%	100%	0%	100%	100%
		R4	100%	0%	100%	0%	100%	100%
	Mês2	R1	100%	0%	100%	0%	8%	100%
		R2	100%	0%	100%	0%	99%	100%
		R3	100%	0%	100%	0%	19%	100%
		R4	100%	0%	100%	0%	6%	100%

Utilizando as informações apresentadas pela Tabela 59, pode-se concluir que algumas qualidades são limitantes para maior produção de derivados e que os resultados obtidos pela otimização a partir de cenários gerados por dois diferentes métodos possuem características semelhantes. No caso da gasolina, nota-se que a restrição de valor mínimo de octanagem é o fator limitante para a produção deste derivado, visto que o limite de máximo de enxofre deste derivado não é atingido em nenhum cenário para nenhuma refinaria. Neste caso, pode-se inferir, então, que a razão de utilização de craqueamento abaixo da capacidade máxima se deve à disponibilidade de carga.

Em relação ao diferentes tipos de diesel, fica bastante claro que a limitação de qualidade restringe a produção de diesel 10, enquanto que o diesel 500 atende com facilidade ao limite de enxofre máximo. Conclui-se, então, que as unidades de HDT não foram mais utilizadas porque as correntes ainda não processadas não atenderiam à qualidade máxima de carga, como será apresentado a diante.

Finalmente, em relação ao óleo combustível, observa-se que o derivado é, à exceção de alguns cenários na refinaria R2, produzido com valor máximo de

viscosidade. Isso é facilmente explicado, pois o ingrediente de menor viscosidade possui destino alternativo mais nobre – ser tratado e dar gerar mais diesel ou ser carga de craqueamento – portanto, a decisão econômica é minimizar sua utilização para produção de óleo combustível.

A Tabela 60, a seguir, apresenta o valor médio e desvio padrão do enxofre da gasolina e diesel 500, qualidades que não limitam a produção dos derivados em nenhum cenário:

Tabela 60: Valor médio e desvio padrão do enxofre na gasolina e Diesel 500 por refinaria e método de geração de cenários

Método	Refinaria	Gasolina				Diesel 500			
		Mês1		Mês2		Mês1		Mês2	
		Média	Desvio Pad.	Média	Desvio Pad.	Média	Desvio Pad.	Média	Desvio Pad.
Momento	R1	19.9	2.1	15.3	0.0	317	70	250	14
	R2	15.3	0.0	15.3	0.1	277	47	244	8
	R3	15.3	0.0	15.3	0.0	271	35	273	7
	R4	22.6	3.0	15.3	0.0	302	51	272	12
Markov	R1	19.3	2.9	15.3	0.0	300	69	278	64
	R2	15.3	0.0	15.3	0.0	268	47	254	28
	R3	15.3	0.0	15.3	0.0	286	39	290	34
	R4	19.5	3.6	15.3	0.0	302	54	287	37

Conclui-se pela Tabela 60 que o atendimento ao valor máximo da qualidade enxofre não é uma restrição ativa. Contudo, vale ressaltar que a instância trabalhada, ainda que procure retratar as operações do sistema e tenha uma complexidade alta, não considera todas as limitações reais do problema. Na representação deste trabalho, diferentes refinarias são agrupadas em uma só e o valor do uso de cada intermediário gerado nessa refinaria hipotética é maximizado, o que não é verdadeiro caso se considerasse cada refinaria independentemente.

O mesmo é válido para a agregação mensal, pois, na realidade, o processamento de petróleo é um processo contínuo, o que significa que as correntes (petróleo, intermediários e carga) se alteram ao longo do mês em qualidade e vazão, bem como a composição dos tanques de mistura, sendo que as oscilações não se anulam, na verdade, somam-se. Assim, considerar a média mensal é uma grande simplificação, como já exposto na seção 3.5.

A Figura 53, a seguir, apresenta o valor médio, percentis 5% e 95% da qualidade de produto tipo carga obtido como solução das árvores de cenários testadas:

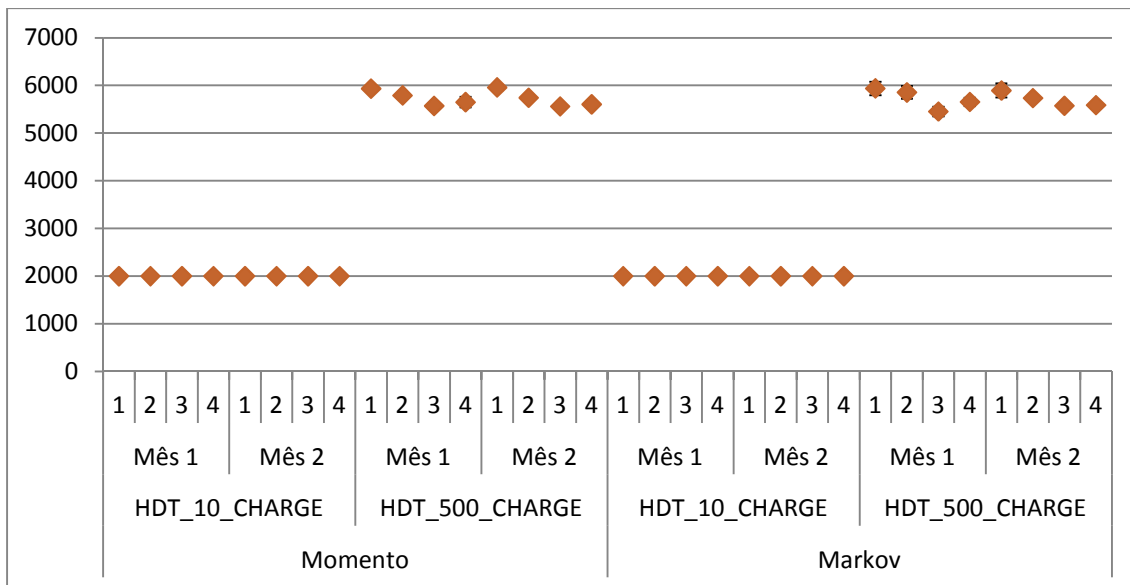


Figura 53: Valor da qualidade do produto tipo carga obtido por degradação por tipo de geração de cenários, mês e refinaria

Como pode ser verificado na Figura 53, o limite de enxofre do produto tipo carga HDT_10_Charge é uma restrição ativa em todos os meses e refinarias, independente do método utilizado para gerar cenários. A qualidade do produto tipo carga HDT_500_Charge, contudo, está bem abaixo do valor máximo admitido: 60.000 ppm. Apesar de a degradação para este produto estar aberta para intermediários com alta concentração de enxofre, como os intermediários produzidos na FCC e Coque, o valor médio da concentração de enxofre não ultrapassa 6.000 ppm. Aqui, aparece outra limitação do modelo proposto, uma vez que, para evitar cálculos não lineares, a qualidade dos produtos intermediários é indexada e, neste caso, em vez de 99,5% de retirada de enxofre, pelo enxofre médio do HDT_500_Charge a retirada foi de somente 95%.

O último detalhamento feito nesta seção refere-se ao balanço de derivados. As Figura 54 e 55, a seguir, apresentam o rendimento médio em cada derivado obtido por refinaria e mês, considerando as replicações e as árvores de cenários geradas pelos métodos de correspondência de momentos e agregação temporal, respectivamente.

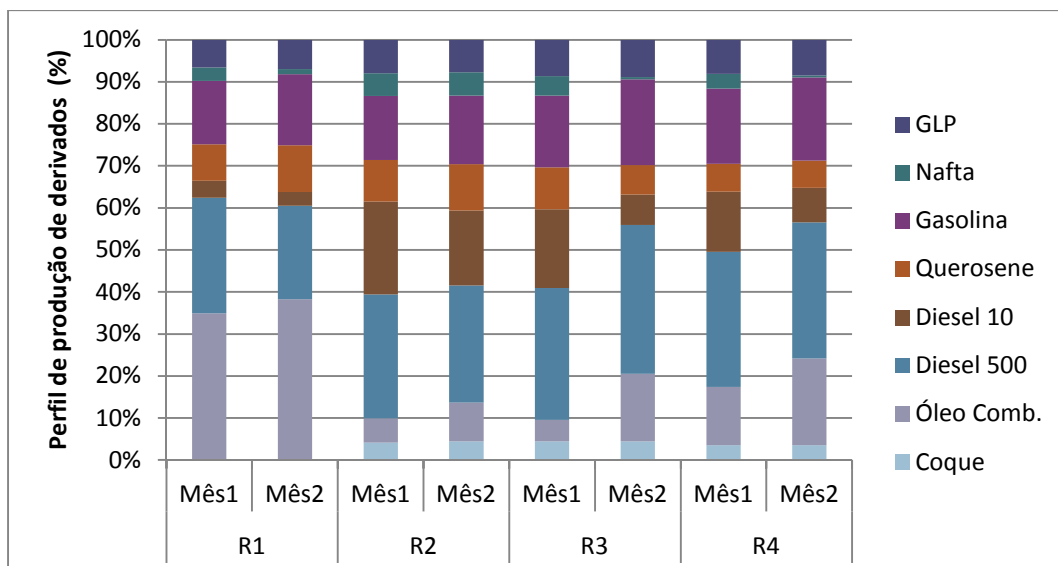


Figura 54: Perfil médio de produção de derivados por refinaria e mês (correspondência de momento, tamanho de árvore 100)

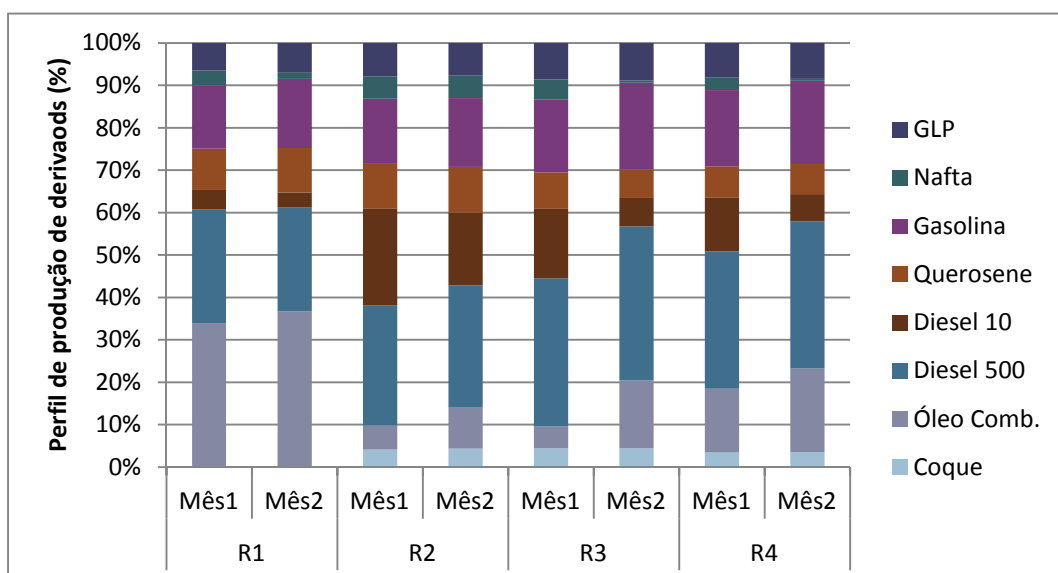


Figura 55: Perfil médio de produção de derivados por refinaria e mês (agregação temporal, erro permitido 0,2)

Observa-se nas Figuras 54 e 55, que os perfis de produção das refinarias não se alteram fortemente em relação ao método de geração de cenários empregado. Em ambas, uma parcela alta do petróleo processado na refinaria R1 (30 a 40%) é convertida em óleo combustível. Importante mencionar que, apesar de possuir um elenco mais leve, a ausência de unidade de coque torna o perfil de rendimento desta refinaria aquele de menor valor entre as quatro do sistema considerado, pois o derivado que mais produz possui valor menor que qualquer petróleo processado.

Nas demais refinarias, o derivado mais produzido é o diesel 500, sendo de 20% a 35% do petróleo convertido para este derivado. Em seguida, tem-se a gasolina, cuja parcela na produção final de derivados de cada refinaria e mês fica em torno de 15% a 20%. As produções de GLP e Querosene estão sempre numa faixa estreita, entre 7% e 9% e entre 7% e 11%, respectivamente. A nafta varia de acordo com a quantidade de nafta craqueada (NCR_FCC) disponível para formulação de gasolina, alternando entre 0 e 6% do total de derivados produzidos. A oscilação de produção de diesel 10 entre o primeiro e o segundo mês se deve à possibilidade de formação de estoque para uso no mês seguinte, como será apresentado a seguir.

As Tabelas 61 e 62, a seguir, tratam do balanço de derivados e apresentam a produção, importação, exportação, estoque e mercado médios e seus desvios padrões para cada mês e derivado das soluções obtidas a partir das árvores de cenários geradas pelos métodos de correspondência de momentos e agregação temporal, respectivamente. Os valores em parênteses significam a frequência com que a operação foi indicada e, no caso de estar ausente, significa que esta operação foi indicada em todos os cenários.

Tabela 61: Valor médio das operações de balanço de derivados – produção na refinarias, estoque inicial, estoque final, importação, exportação e mercado – por derivado e mês (correspondência de momentos, tamanho de árvore 100).

Parcelas (mil m ³)							
Mês	Derivado	Produção	Estoque Inicial	Estoque Final	Importação	Exportação	Mercado
1	GLP	10442			5961		16403
	Nafta	5622			4225		9847
	Gasolina	21491			9891		31382
	Querosene	10027			75 (1%)	58 (97%)	10044
	Diesel 10	20474		4400	43 (1%)		16117
	Diesel 500	39671		17 (48%)	20 (1%)	39 (2%)	39636
	Óleo Comb.	16580				7585	8995
	Coque	4371				3873	497
2	GLP	10545			5835		16379
	Nafta	1686			8096		9782
	Gasolina	24161			7176		31338
	Querosene	10801			74 (1%)	50 (83%)	10825
	Diesel 10	10988		4400	705 (97%)		16094
	Diesel 500	39599		17 (48%)	30 (1%)	66 (7%)	39579
	Óleo Comb,	25558				16575	8982
	Coque	4371				3873	497

Tabela 62: Valor médio das operações de balanço de derivados – produção nas refinarias, estoque inicial, estoque final, importação, exportação e mercado – por derivado e mês (agregação temporal, erro permitido 0,2)

Parcelas (mil m ³)							
Mês	Derivado	Produção	Estoque Inicial	Estoque Final	Importação	Exportação	Mer- cado
1	GLP	10427			6138		16566
	Nafta	5537			5097		10634
	Gasolina	21445			10249		31693
	Querosene	9655			782 (11%)	37 (63%)	10400
	Diesel 10	19137		3278 (90%)	421 (11%)	4 (2%)	16280
	Diesel 500	41149		16 (5%)	187 (11%)	1292 (45%)	40028
	Óleo Comb.	16348				7264	9084
	Coque	4371				3869	502
2	GLP	10513			6029		16542
	Nafta	1815			8299		10113
	Gasolina	23968			7680		31648
	Querosene	9975			781 (11%)	41 (70%)	10715
	Diesel 10	10192		3278 (90%)	2783 (93%)		16253
	Diesel 500	41408		16 (5%)	98 (7%)	1551 (48%)	39971
	Óleo Comb,	24928				15856	9071
	Coque	4371				3869	502

Como pode ser observado nas Tabelas 61 e 62, os valores médios das operações relacionadas ao balanço de derivados são muito similares, independente do método utilizado para gerar as árvores de cenários. Verifica-se que o sistema busca obter altas produções de diesel 10 e diesel 500 para substituir a importação, pois são derivados com valores de compra muito superiores ao valor dos petróleos processados. Além disso, busca-se, se possível, gerar estoques para o mês seguinte.

Os maiores volumes de importação são de gasolina e nafta, o primeiro derivado possui um valor alto quando comparado com os petróleos processados, enquanto o segundo possui um valor menor e, portanto, é mais interessante importá-lo do que produzir volumes altos deste derivado.

Os maiores volumes de exportação são de óleo combustível e coque, o último é basicamente um subproduto do processo que permite aumento de produção de diesel pela conversão de frações pesadas do petróleo e o primeiro acaba sendo um alívio para a refinaria em termos de destinação de intermediários pesados ou de alta concentração de enxofre que não podem ser convertidas em derivados de maior valor devido à falta de capacidade de conversão (neste caso, de unidade de coque) e tratamento (HDT Diesel). Não coincidentemente, a refinaria mais simples (R1) é aquela que possui a maior parcela do petróleo processado convertido em óleo combustível.

Em relação ao estoque gerado no primeiro mês, há um ponto muito importante a ser esclarecido: o efeito do término de horizonte de planejamento. Como o horizonte considerado possui dois meses, não se gera estoque no segundo mês, pois isso significaria uma venda não realizada. Isso aconteceria com qualquer horizonte de planejamento. No caso do horizonte considerado neste trabalho, o efeito do ganho de passagem de estoque acaba sendo impactante nas decisões de outras variáveis do primeiro e segundo estágio do problema de otimização estocástica, a começar pela produção de diesel 10, cujo valor no primeiro mês é praticamente o dobro do segundo mês.

Para ser possível tal produção, é necessário o processamento de petróleo com alto rendimento em diesel, o que torna o elenco médio processado no primeiro mês mais rico em diesel do que no segundo e, por consequência, o perfil de petróleo importado no primeiro mês se difere do segundo. Por possuir maior produção de diesel de destilação e maior interesse na produção de diesel 10 no primeiro mês em relação ao segundo, verifica-se também maior utilização de unidades de HDT Diesel. A alocação de petróleos mais ricos em diesel e o esforço para maximização da produção de diesel 10 levam a menor produção de óleo combustível e gasolina no primeiro mês, em relação ao segundo.

A opção de gerar estoque, portanto, diversifica as opções de todas as operações envolvidas na cadeia de forma a maximizar o lucro. Obviamente, em aplicações reais duas características seriam diferentes: o limite de estoque tenderia a ser menor e, por se tratar de uma cadeia de operação contínua, os efeitos de término de horizonte de planejamento deveriam ser minimizados, pois o mês $n+1$ de um horizonte de planejamento seria o mês n do planejamento gerado no mês seguinte.

7.8 IMPACTO DA INCLUSÃO DE MEDIDA DE RISCO

Esta seção trata do impacto da consideração de uma medida de avaliação de risco no resultado da solução de cada uma das 5 replicações de cenários gerados pelos método de correspondência de momento e de agregação temporal de cadeia de Markov. A alteração do modelo para inclusão da medida de avaliação de risco, bem como o planejamento de experimentos, foram realizadas conforme seção 6.6. A análise feita nesta seção trata do impacto na função objetivo modificada, dos valores do CVaR e

VaR , da função objetivo desconsiderando o termo de aversão ao risco, das variáveis de primeiro estágio e da indicação de utilização de unidades de destilação em função do nível de aversão (β) e nível de confiança (α).

As Figuras 56 e 57, a seguir, apresentam o valor da função objetivo modificada – conforme equação 105 – das cinco replicações de cada método de geração de cenários em função da aversão ao risco (β) e do nível de confiança desejado (α).

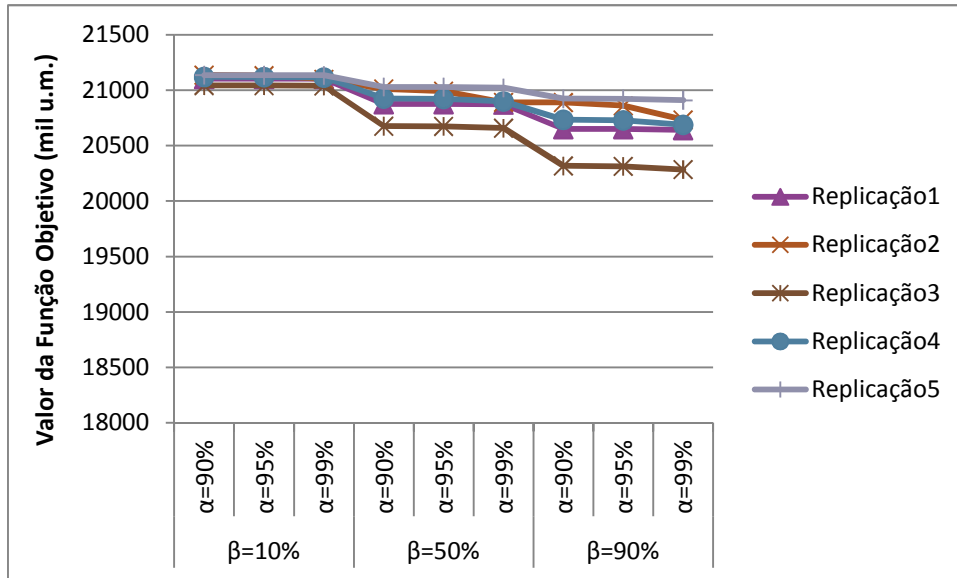


Figura 56: Valor da função objetivo por replicação em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) - correspondência de momento, tamanho de árvore 100

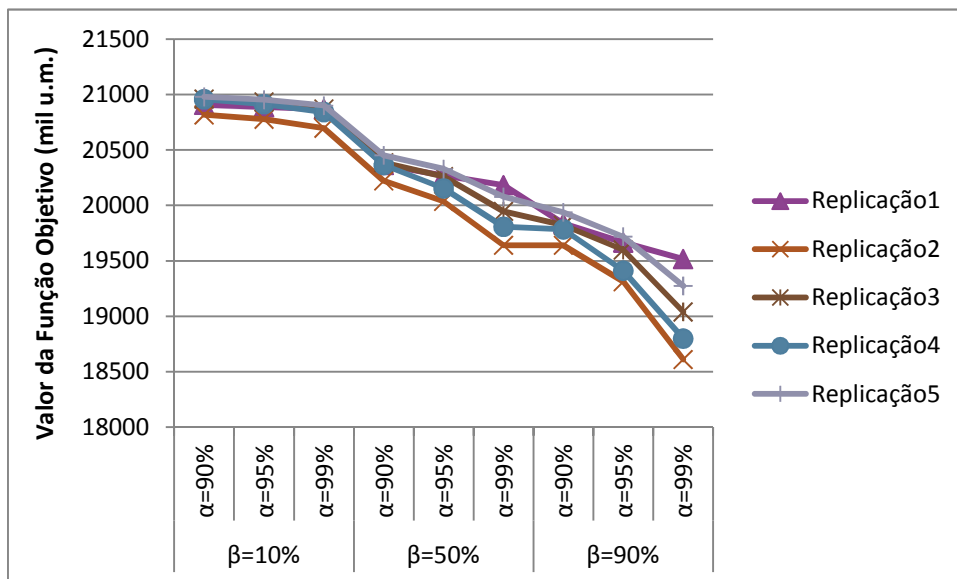


Figura 57: Valor da função objetivo por replicação em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – agregação temporal, erro permitido 0,2.

A Tabela 63, a seguir, apresentam o valor de VaR e CVaR para cada replicação, aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) obtidos da otimização das árvores de cenários gerados pelo método de correspondência de momentos.

Tabela 63: Valor do VaR e CVaR obtido para cada replicação, aversão de risco (β) e nível de confiança (α) - correspondência de momento, tamanho de árvore 100

Métrica	Repliação	$\beta=10\%$			$\beta=50\%$			$\beta=90\%$		
		$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$	$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$	$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$
VaR	1	20594	20594	20594	20594	20594	20594	20600	20600	20600
	2	20902	20902	20552	20902	20894	20645	20896	20892	20701
	3	20221	20221	20220	20222	20222	20222	20237	20237	20236
	4	20689	20689	20689	20689	20689	20689	20692	20692	20690
	5	20897	20897	20897	20897	20897	20897	20900	20900	20900
CVaR	1	20593	20592	20583	20593	20592	20584	20599	20598	20590
	2	20856	20811	20552	20857	20821	20645	20861	20829	20701
	3	20217	20213	20181	20218	20214	20182	20233	20229	20197
	4	20683	20677	20630	20684	20678	20631	20686	20680	20636
	5	20895	20894	20881	20895	20894	20881	20898	20896	20883

A Tabela 64, a seguir, apresentam o valor de VaR e CVaR para cada replicação, aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) obtidos da otimização das árvores de cenários gerados pelo método de agregação temporal.

Tabela 64: Valor do VaR e CVaR obtido para cada replicação, aversão de risco (β) e nível de confiança (α) – agregação temporal, erro permitido 0,2.

Métrica	Repliação	$\beta=10\%$			$\beta=50\%$			$\beta=90\%$		
		$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$	$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$	$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$
VaR	1	20024	19802	19303	20015	19792	19331	20027	19806	19361
	2	20072	19700	18822	20065	19701	18853	20088	19731	18892
	3	20130	19757	18987	20126	19754	18980	20133	19773	18995
	4	20117	19567	18999	20109	19562	19020	20123	19593	19056
	5	20091	20022	19021	20087	20015	19057	20106	20036	19084
CVaR	1	19677	19477	19303	19693	19500	19331	19710	19524	19361
	2	19468	19094	18295	19482	19115	18329	19505	19146	18379
	3	19659	19417	18792	19670	19420	18795	19690	19444	18827
	4	19604	19183	18492	19625	19209	18518	19648	19239	18564
	5	19784	19527	19021	19795	19553	19057	19819	19575	19084

Pode-se notar pelas Figuras 56 e 57 e pelas Tabelas 63 e 65 que há um efeito claro do aumento da aversão ao risco: quanto maior o valor da aversão menor o valor da função objetivo, o que é esperado ao se aumentar o peso do termo de risco na função objetivo. Comparando-se as duas figuras, observa-se uma diferença importante do efeito

do aumento do nível de confiança (α) utilizado na medida de risco CVaR: quando se utiliza árvores de cenários geradas pelo método de correspondência de momento, o efeito do aumento do nível de confiança (α) é pequeno, pois o valor da função objetivo pouco se altera para um valor fixo de β ; no caso da solução de árvores de cenários gerados por método de agregação temporal, o efeito de (α) é tão importante quanto o efeito de (β) e acentua-se quando $\beta=90\%$.

A explicação para esta diferença de comportamento é a mesma já apontada na seção anterior para explicar o valor do EVPI (Tabela 45) e a frequência de função objetivo (Figura 43): a distribuição de probabilidade gerada pelo método de correspondência de momento, ainda que respeite quatro métricas estatísticas relacionadas à caracterização da distribuição original de cada parâmetro e a matriz de correlação, é falha em gerar uma distribuição mais contínua dos parâmetros, pois gera vários valores com baixa probabilidade além de ter uma grande concentração de probabilidade nos valores centrais, como pode ser observado nas Figuras Figura 26 a Figura 31 a, b e c. Como anteriormente observado na Figura 43, o lucro de alguns cenários encontra-se bem distante do valor da função objetivo obtida para cada replicação, e como já mencionado, a probabilidade deste(s) cenário(s) é baixa, por vezes igual ao limite inferior estabelecido de 0,1%. Assim, por mais que se aumente o valor do nível de confiança (α) que deseja evitar valores menores que VaR, os cenários abaixo do valor de VaR se mantêm.

As Figuras 58 a 67, a seguir, apresentam a distribuição de probabilidade acumulada de todas as árvores de cenários testadas com as combinações da aversão ao risco (β) com o nível de confiança (α). As Figuras 58 a 62, em seguida, apresentam o resultados das árvores de cenários geradas com o método de correspondência de momentos e as Figuras 63 a 67, apresentam os resultados obtido a partir de cenários gerados pelo método de agregação temporal.

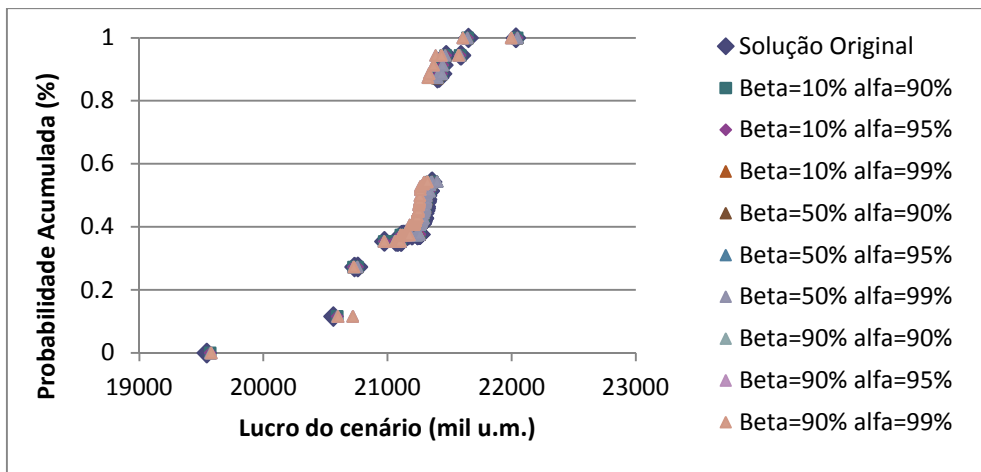


Figura 58: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 1

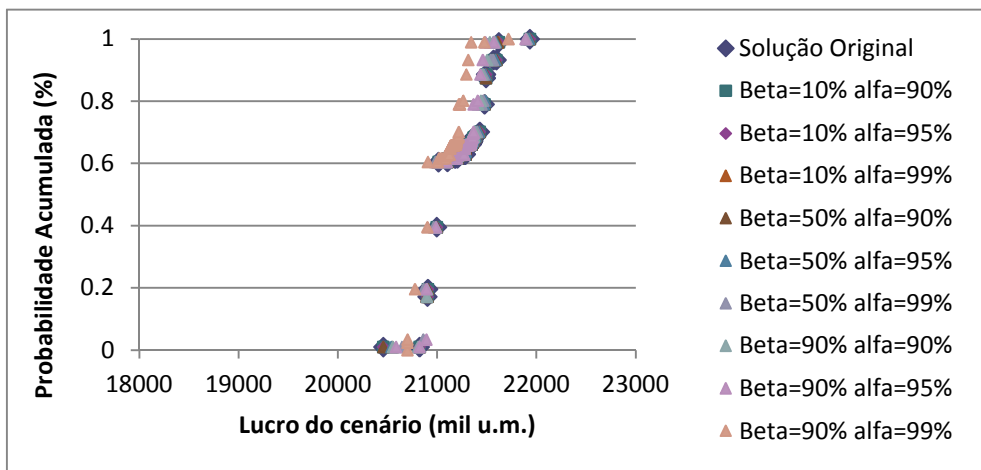


Figura 59: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 2

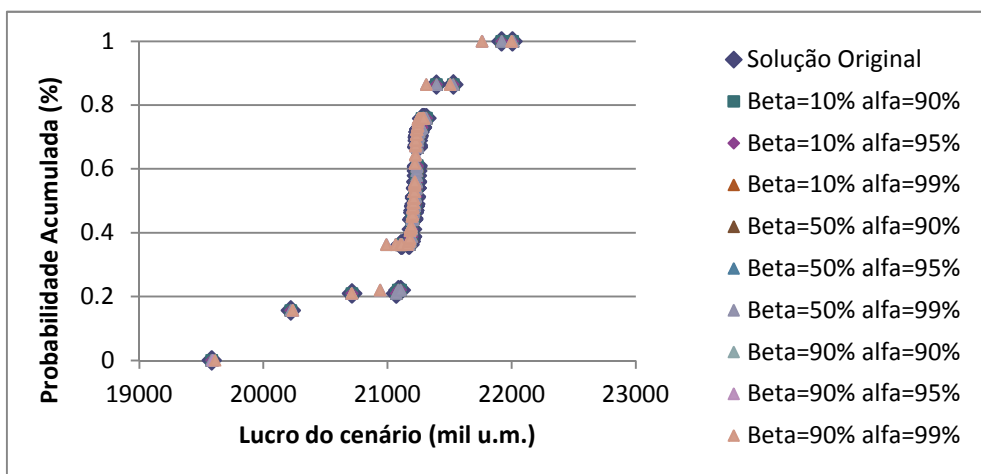


Figura 60: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 3

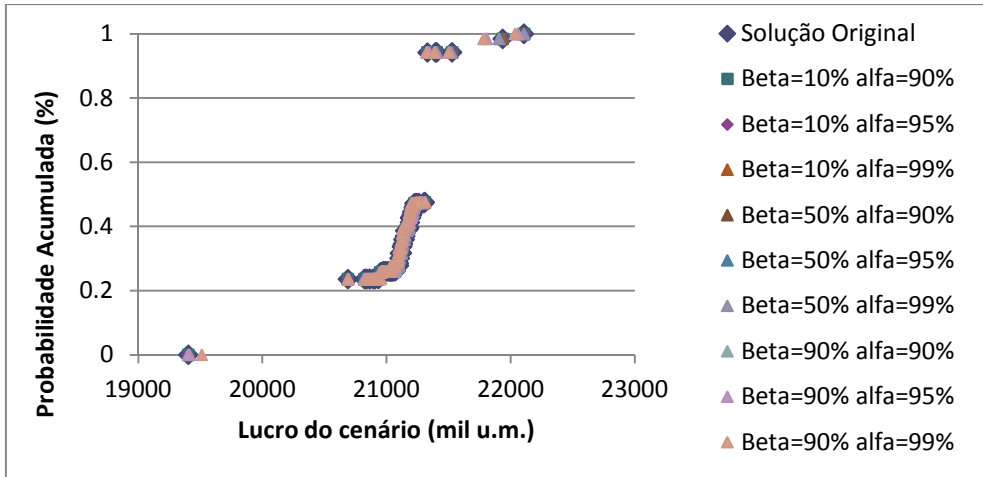


Figura 61: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α) - correspondência de momento, replicação 4

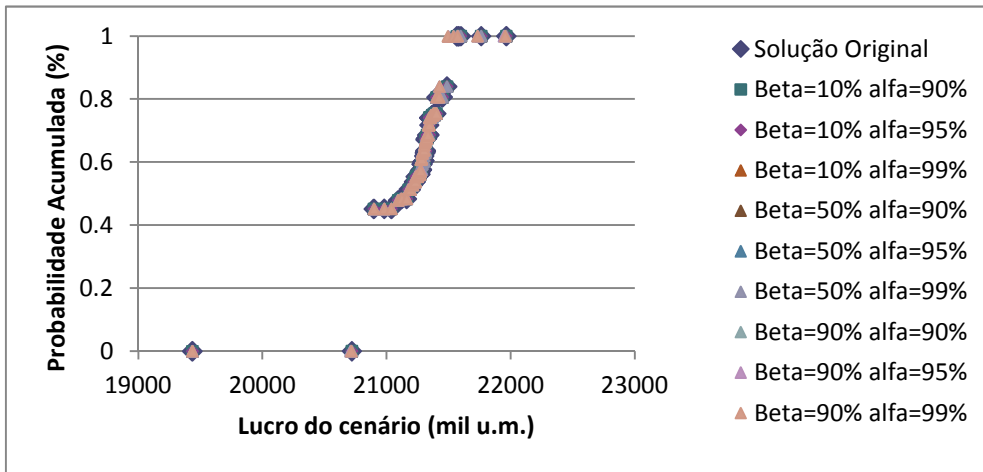


Figura 62: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α) - correspondência de momento, replicação 5

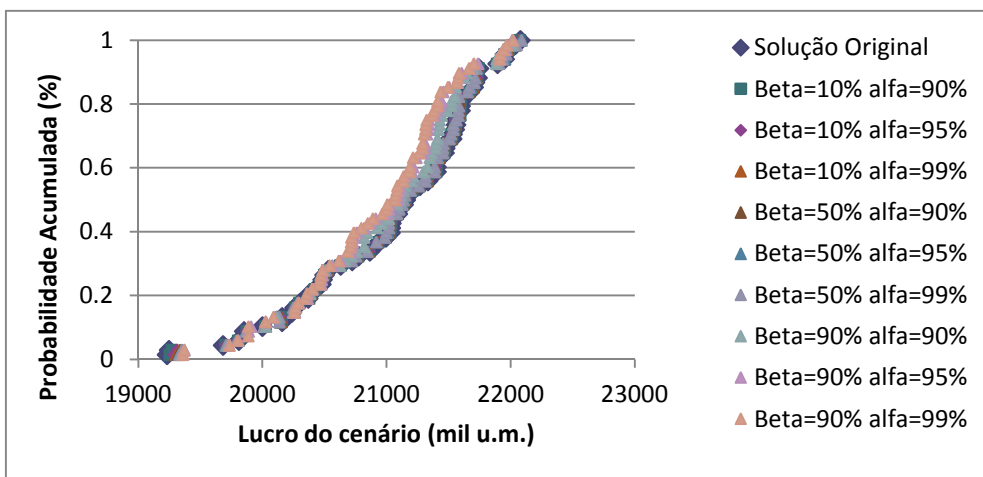


Figura 63: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α) - agregação temporal, replicação 1

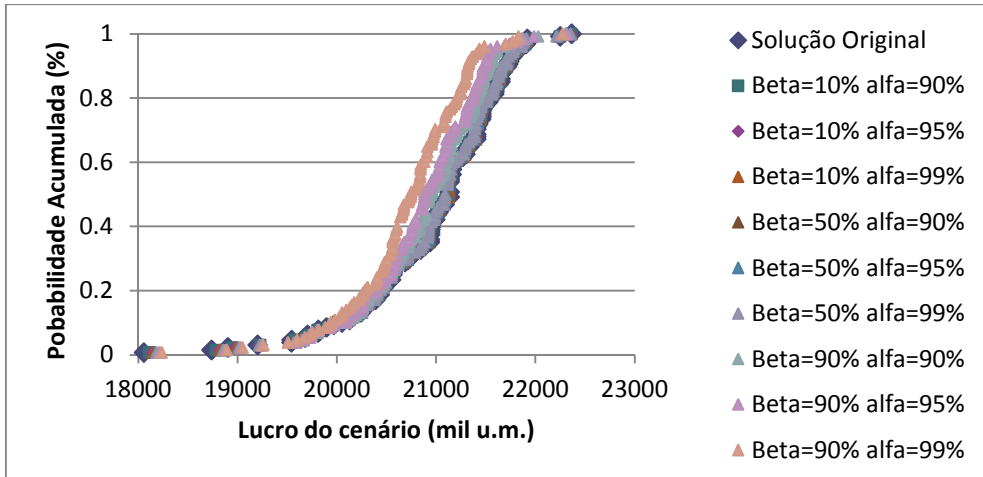


Figura 64: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- agregação temporal, replicação 2

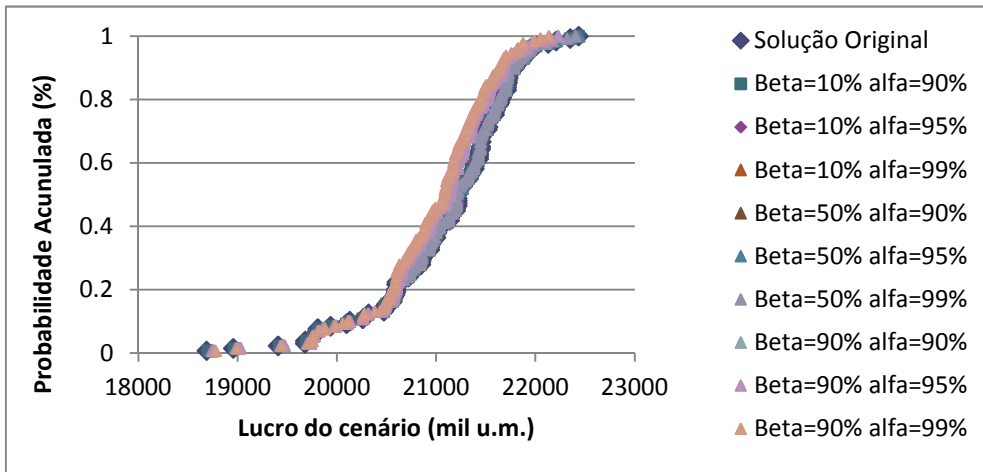


Figura 65: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- agregação temporal, replicação 3

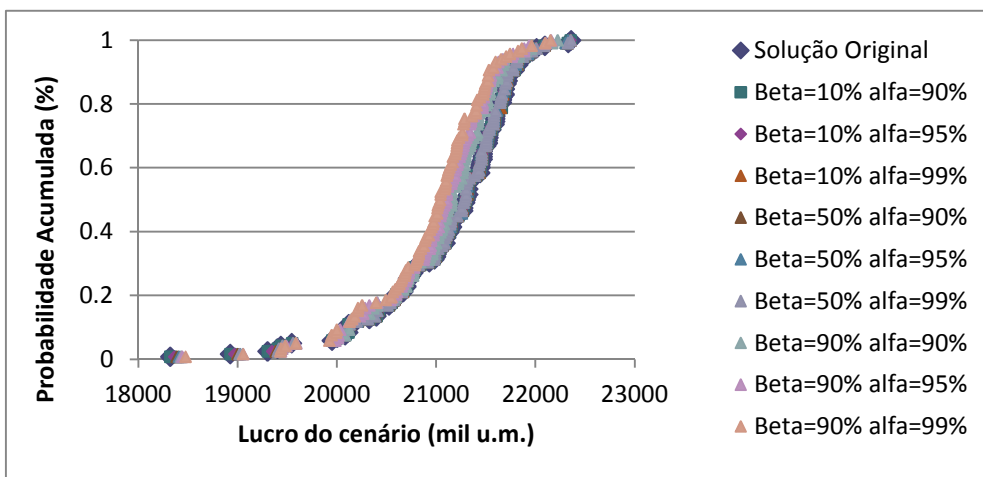


Figura 66: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 4

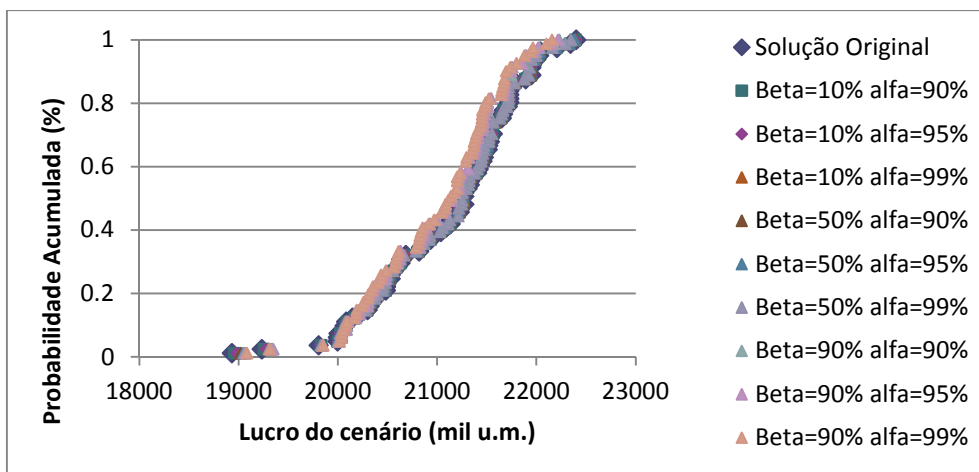


Figura 67: Curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários em função da aversão de risco (β) e nível de confiança (α)- correspondência de momento, replicação 5

Como se pode notar pelas Figuras 58 a 62, a curva de probabilidade acumulada do lucro dos cenários pouco se altera em relação à aversão ao risco (β) e ao nível de confiança (α) para os testes realizados com cenários gerados pelo método de correspondência de momento. Isso se deve às árvores geradas pelo método, cuja característica é ter probabilidade muito baixa nas extremidades, levando a um pequeno impacto dos parâmetros da medida de risco. A única exceção ocorre na replicação 2, onde se observa que quanto maior os valores da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α), mais a curva se move para esquerda da curva da solução original, e, assim, nota-se que ao evitar lucros menores que VaR, gera-se o efeito adverso de se evitar lucros maiores.

O efeito dos parâmetros da medida de risco no lucro dos cenários gerados pelo método de agregação temporal é bastante diferente, como pode ser notado pelas Figuras 63 a 67. Em todas as replicações testadas, verifica-se o impacto gradativo do aumento da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α). O efeito observado é o mesmo que ocorreu para a replicação 2 do método de correspondência de momento, em que, para evitar baixos valores de lucro também se evita lucro maiores e a curva se afasta cada vez mais para a esquerda quanto maior for o peso do termo referente ao risco (β) e maior for o nível de confiança (α). O maior efeito do nível de confiança (α) nas árvores de cenários gerados pelo método de agregação temporal pode ser uma característica desejável na tomada de decisões do ambiente incerto retratado neste trabalho.

As Tabelas 65 e 66, a seguir, apresentam parcela média em termos percentuais das componentes de custo e receita em função do valor da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α) considerando-se as replicações dos métodos de geração de cenários por correspondência de momentos e agregação temporal, respectivamente.

Tabela 65: Porcentagem de cada parcela de receita em função da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α) para os dois métodos de geração de cenários

Tipo	Aversão ao Risco (β)	Nível de confiança (α)	Parcelas de Receita		
			Exportação de Petróleo	Exportação de Derivados	Venda de derivados
Markov	10	90	22.2%	8.2%	69.6%
		95	22.1%	8.2%	69.7%
		99	22.0%	8.2%	69.7%
	50	90	22.0%	8.2%	69.7%
		95	22.0%	8.2%	69.7%
		99	22.0%	8.3%	69.7%
	90	90	22.2%	8.4%	69.3%
		95	22.3%	8.4%	69.3%
		99	22.4%	8.4%	69.2%
Momento	10	90	22.5%	7.3%	70.2%
		95	22.5%	7.3%	70.2%
		99	22.4%	7.2%	70.4%
	50	90	22.5%	7.3%	70.2%
		95	22.4%	7.3%	70.3%
		99	22.4%	7.1%	70.4%
	90	90	22.3%	7.5%	70.2%
		95	22.3%	7.5%	70.2%
		99	22.5%	7.1%	70.4%

Tabela 66: Porcentagem de cada parcela de custo em função da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α) para os dois métodos de geração de cenários

Tipo	Aversão ao Risco (β)	Nível de confiança (α)	Parcelas de Custo			
			Importação de Petróleo	Importação de Derivados	Custo de Refino	Custo Logístico
Markov	10	90	57.4%	33.3%	5.8%	3.5%
		95	57.2%	33.4%	5.8%	3.5%
		99	57.1%	33.5%	5.8%	3.5%
	50	90	57.1%	33.5%	5.8%	3.5%
		95	57.1%	33.5%	5.8%	3.5%
		99	56.9%	33.7%	5.8%	3.6%
	90	90	58.2%	32.5%	5.8%	3.5%
		95	58.5%	32.3%	5.7%	3.5%
		99	58.9%	32.0%	5.7%	3.5%
Momento	10	90	61.0%	29.3%	6.2%	3.5%
		95	61.0%	29.3%	6.2%	3.5%
		99	60.8%	29.4%	6.2%	3.5%
	50	90	61.0%	29.3%	6.2%	3.5%
		95	60.9%	29.4%	6.2%	3.5%
		99	61.0%	29.3%	6.2%	3.5%
	90	90	60.9%	29.4%	6.2%	3.6%
		95	60.9%	29.4%	6.2%	3.6%
		99	61.5%	28.8%	6.1%	3.5%

Pode-se observar pela Tabela 65 que a participação de cada parcela na receita total não se altera fortemente, e mantém o percentual apresentado nas Tabela 48 e Tabela 50. Já em relação às parcelas de custo, apresentadas pela Tabela 67, verifica-se que há um aumento gradual do custo de importação de petróleo na participação do custo total em função do aumento da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α) para ambos os métodos de geração de cenários. A parcela de custo cuja participação diminui é aquela relacionada à importação de derivados. Dessa forma, verifica-se que ao aumentar a aversão ao risco (β) e o nível de confiança (α), a indicação é de minimizar a importação de derivados.

As Figuras 68 e 69, a seguir, apresentam a valor médio de importação e exportação por petróleo e mês indicado pelas replicações com cenários baseados no método de correspondência de momento, respectivamente, em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α).

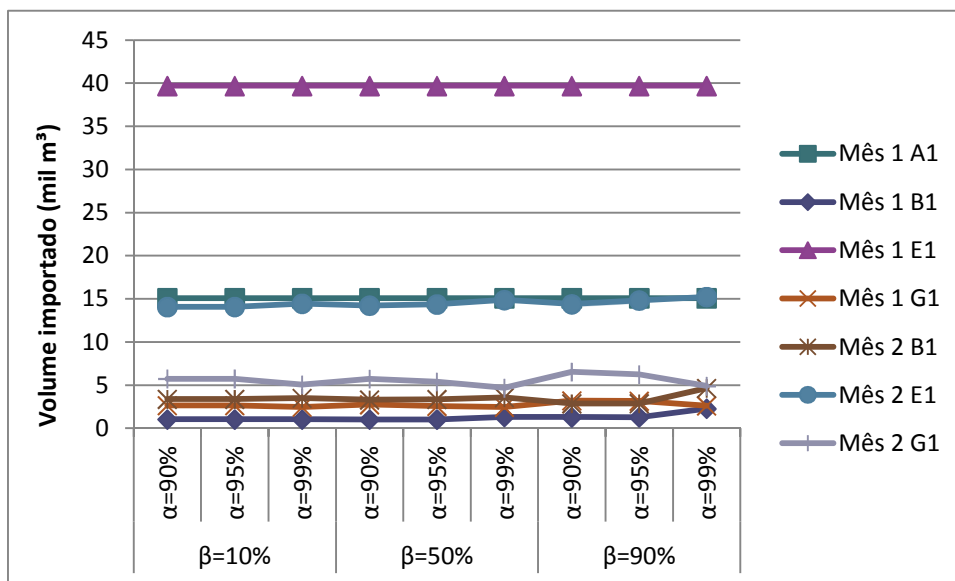


Figura 68: Volume médio de importação de petróleo por mês em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – correspondência de momento, tamanho de árvore 100.

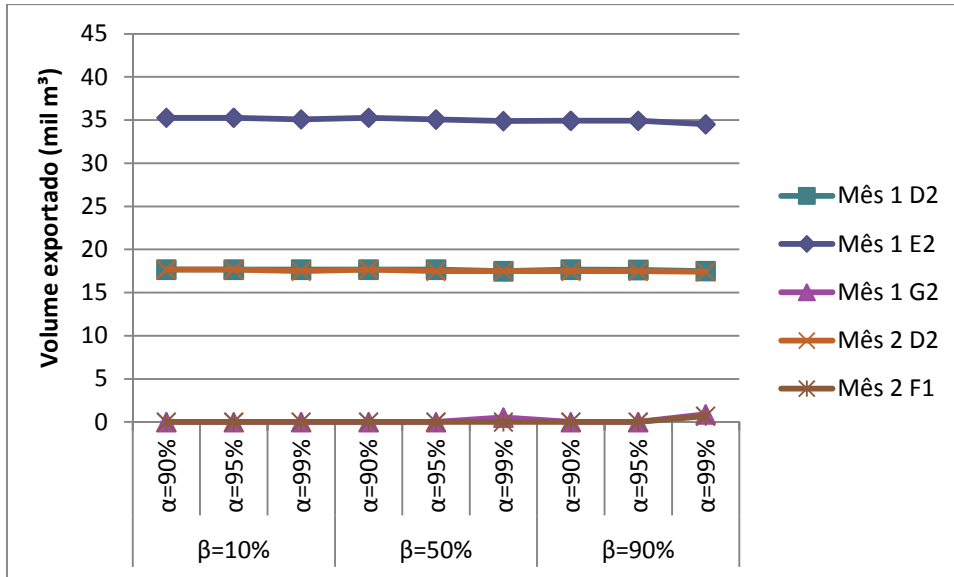


Figura 69: Volume médio de exportação de petróleo por mês em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – correspondência de momento, tamanho de árvore 100.

As Figuras 70 e 71, a seguir, apresentam o valor médio de importação e exportação por petróleo e mês indicado pelas replicações com cenários baseados no método de agregação temporal, respectivamente, em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α).

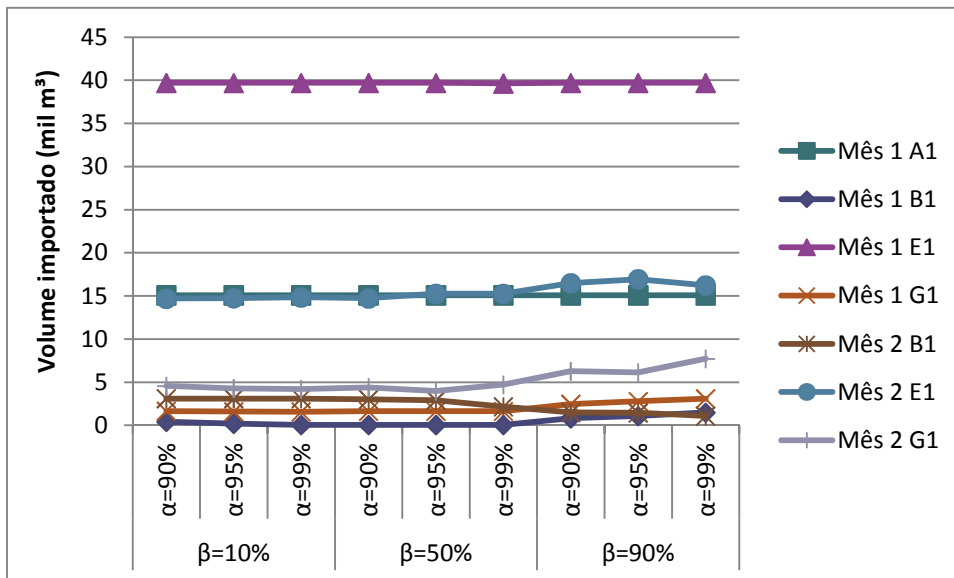


Figura 70: Volume médio de importação de petróleo por mês em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – agregação temporal, erro permitido 0,2.

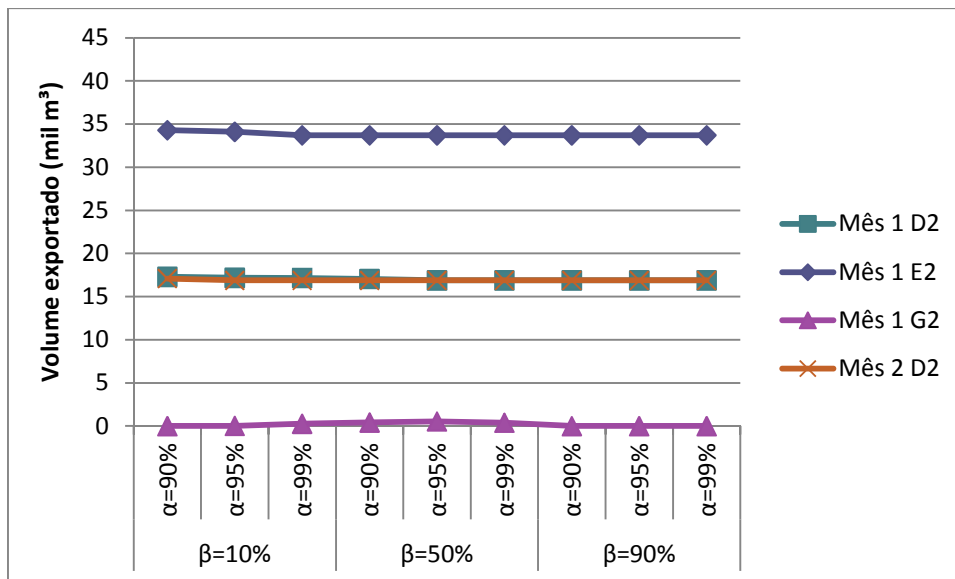


Figura 71: Volume médio de exportação de petróleo por mês em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – agregação temporal, erro permitido 0,2.

Verificam-se pelas Figuras 68 a 71 que pouco se alteram os valores das variáveis de primeiro estágio com o aumento da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α). A maior variação ocorre em relação à importação de petróleo G1 no segundo mês, que nos testes relacionados aos cenários gerados por correspondência de momentos possui uma oscilação com tendência a aumentar com aumento da aversão ao risco (β) e, nos testes feitos em relação aos cenários gerados por agregação temporal, possui uma clara tendência de aumento.

Há quatro explicações para a pequena alteração das variáveis de primeiro estágio em função da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α):

- 1- A simplificação do conjunto de petróleos, pois havendo poucos petróleos, a solução tende a se concentrar na indicação de operações de importação e exportação nos poucos petróleos que oferecem maior geração de valor para a função objetivo;
- 2- Os volumes de importação e exportação são altos para todos os petróleos considerados neste modelo, o que leva a pouca diversificação acentuando o impacto da primeira razão;
- 3- Não se considera a natureza inteira do tipo das operações de importação e exportação, as quais são realizadas por navios cheios e de volume definido;

- 4- Considera-se que o valor de importação não varia com o volume contratado, o que não é verdade, pois o custo de importação é crescente ao longo do que se contrata maior número de navios. O inverso vale para o caso de exportação, em que a receita de exportação é decrescente.

As Tabelas 67 e 68, a seguir, apresentam o valor médio indicado de utilização da unidade de destilação de cada refinaria e mês em função da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α) para soluções obtidas com cenários gerados pelos métodos de correspondência de momento e agregação temporal, respectivamente.

Tabela 67: Utilização média indicada para unidade de destilação por mês e refinaria em função da aversão ao risco (β) e do nível de confiança (α) - correspondência de momento, tamanho de árvore 100.

Mês	Refinaria	$\beta=10\%$			$\beta=50\%$			$\beta=90\%$		
		$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$	$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$	$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$
1	R1	97%	97%	97%	97%	97%	97%	99%	99%	99%
	R2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	R3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	R4	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2	R1	97%	97%	97%	97%	97%	98%	100%	100%	100%
	R2	95%	95%	95%	95%	95%	94%	96%	97%	97%
	R3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	R4	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabela 68: Utilização média indicada para unidade de destilação por mês e refinaria em função da aversão ao risco (β) e nível de confiança (α) – agregação temporal, erro permitido 0,2.

Mês	Refinaria	$\beta=10\%$			$\beta=50\%$			$\beta=90\%$		
		$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$	$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$	$\alpha=90\%$	$\alpha=95\%$	$\alpha=99\%$
1	R1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	R2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	R3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	R4	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2	R1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	R2	95%	95%	95%	95%	95%	95%	97%	98%	98%
	R3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	R4	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Como pode ser verificado pelas Tabelas 67 e 68, a utilização média indicada das unidades de destilação nas refinarias pouco se altera com o aumento da aversão ao risco e do nível de confiança, logicamente porque a indicação inicial (Figura 49 e Figura 50) já era de máxima utilização nas refinarias R3 e R4. Contudo, é interessante notar que a utilização média da destilação das refinarias R1 e R2 aumenta quanto maior for a

aversão ao risco (β) e o nível de confiança adotado (α). Dessa forma, se pode dizer que aumentar a utilização média das unidades de destilação é indicado como opção de minimizar a exposição ao risco, o que é coerente com a diminuição da participação da parcela de importação de derivados no custo total, conforme apresentada na Tabela 66.

VIII. CONCLUSÕES

O objetivo inicial deste trabalho consistia em empregar técnicas de programação estocástica para tratar de um problema real e de grande porte, relacionado ao planejamento tático da cadeia de suprimentos de uma empresa de petróleo integrada em um ambiente de incerteza e de aversão ao risco. Para tal, considerou-se uma simplificação dos ativos instalados no Brasil e dos produtos (petróleos, intermediários e derivados) envolvidos nas operações, buscando retratar a configuração em termos de custo e capacidades.

Os parâmetros incertos considerados foram obtidos por observações reais de erros de previsão levando a número alto de conjunto inicial de com mais de 150 mil possíveis realizações. Para lidar com este conjunto de realizações, empregou-se, inicialmente, o método de aproximação SAA (Shapiro e Homem-de-Mello, 1998) para gerar limitantes superior e inferior da função objetivo como referência para próximos passos. Em seguida, se utilizaram dois métodos de geração de cenários – correspondência de momentos e matriz de correlação (Hoyland e Wallace, 2001) e agregação temporal de Cadeia de Markov (Cao *et al.*, 2002) - cujas árvores foram classificadas segundo proposta apresentada por Ribas, 2012; escolhido o melhor parâmetro de cada método, a solução foi detalhada e em seguida aplicou-se a medida de risco CVaR (Rockafellar e Uryasev, 2000).

Pode-se afirmar que o trabalho contribuiu para o tema ao explorar seus diferenciais:

- O tamanho da instância trabalhada é compatível com o objetivo do estudo. Ainda que várias operações não tenham sido caracterizadas, pôde-se trabalhar uma instância complexa com número de petróleos, derivados e refinarias que permitem decisões compatíveis com decisões reais desta atividade econômica;
- A caracterização dos fatores incertos foi bem sucedida, permitindo o uso de técnicas estatísticas e baseadas em cadeia de Markov para geração de cenários considerando a distribuição da amostra coletada;
- A utilização do SAA para gerar limitantes superior e inferior do problema original, aliado ao uso de medidas de qualidade para técnicas de geração de cenários utilizados mostrou-se bastante relevante, pois não houve necessidade de

solucionar o conjunto original de incertezas, sem que isso trouxesse menor qualidade para análise realizada;

- A comparação entre os resultados das soluções com árvores de cenários geradas pelos métodos de geração de cenários entre si, e com os resultados obtidos por SAA permitiu identificar vantagens e desvantagens de cada método de geração de cenários e ponderar sobre o uso de medidas de qualidade;
- A análise dos resultados obtidos a partir das árvores de cenários geradas por cada método, com e sem a avaliação de risco, e considerando a distribuição de cada parâmetro incerto nas árvores geradas por cada método deixou claro as limitações do método de correspondência de momentos, cujas árvores possuem concentração de probabilidade e geram soluções pouco afetadas pelo aumento da aversão ao risco;
- A sequência proposta para tratar de problemas de programação estocástica de grande porte foi a questão chave para a qualidade do trabalho gerado, tornando possível as comparações em cada etapa do desenvolvimento deste estudo.

O modo como cada parâmetro isoladamente altera o lucro dos cenários foi testado e foi observado que os três fatores incertos considerados neste trabalho geram impactos relevantes no valor da função objetivo. Verificou-se que, com as faixas de incertezas adotadas para cada parâmetro incerto, o parâmetro com maior influência no lucro do cenário é a produção nacional de petróleo, seguido da cotação de referência e da demanda interna. O lucro do cenário se altera de forma linear em relação à produção nacional e à demanda interna. O mesmo não ocorre em relação à cotação de referência, devido à influência deste parâmetro em diferentes parcelas de custo e receita.

O uso do método SAA para geração dos limitantes inferior e superior da função objetivo do problema foi de grande importância para o estudo. Ficou evidente pelos resultados gerados que, para este problema, mesmo com pequenos tamanhos de amostra, já se estabelecem bons limitantes para a função objetivo. O aumento do tamanho da amostra levou ao ganho de se obter menor desvio padrão dos limitantes estimados, porém o tempo computacional cresce a taxas proibitivas. Dessa forma, testou-se somente até o tamanho de N igual a 30. Para estimar o limitante inferior, optou-se por testar 10 das 100 das soluções de primeiro estágio geradas, e considera-se que esta simplificação não acarretou grandes problemas para este estimador.

A geração de cenários utilizando-se dois métodos baseados em técnicas matemáticas diferentes foi importante por algumas razões: permitiu a comparação das soluções obtidas, gerou um conhecimento sobre as limitações de cada tipo de método, possibilitou verificar efeitos antagônicos gerados pela alteração dos parâmetros de cada método, possibilitou caracterizar a forte dependência dos resultados com o tipo de árvore gerada por cada método.

Ficou bastante evidente que o método de geração baseado em correspondência de momentos possui limitações importantes:

- 1- Foi necessário utilizar de uma regra adicional para evitar que a probabilidade de cenários gerados fosse igual à zero;
- 2- Houve uma alta concentração da probabilidade em faixas estreitas do valor de cada parâmetro incerto.

Em relação à questão 2, poder-se-ia adicionar uma restrição limitando o valor máximo da probabilidade de cada cenário. Contudo, esta regra seria muito arbitrária e não necessariamente evitaria o problema, pois se trata de um método contínuo e não linear.

Em relação ao método baseado em agregação temporal por cadeia de Markov, pode-se dizer que ele possui vantagens em relação ao outro método, pois a distribuição de probabilidade dos parâmetros incertos nas árvores de cenários geradas é mais homogênea. Contudo, por ser baseado na convergência do tamanho médio da trajetória, duas decisões anteriores ao método tiveram que ser tomadas:

- 1- O conjunto original de incertezas não poderia ser utilizado para geração das trajetórias, pois se assim fosse, apesar da convergência do tamanho médio da trajetória, haveria a fragilidade de se gerar árvores completamente díspares devido à quantidade de possíveis realizações. A solução proposta foi agrupar as 54 possíveis realizações de cada parâmetro em 10 e, então, gerar um conjunto de realizações combinado, possuindo 1000 possíveis realizações;
- 2- O tamanho médio de trajetória desejado deve ser decidido a priori da execução do método. Neste caso, deve-se ponderar qual probabilidade se deseja que o grupo Z tenha, pois quanto maior sua probabilidade, menor o

tamanho da trajetória média e, muito provavelmente, mais rápida a convergência, o que pode ser muito simplista. Por outro lado, quanto menor for esta probabilidade, mais diversificadas são as trajetórias geradas, porém o número de cenários em cada árvore gerada pode ter um crescimento indesejado.

Os resultados obtidos com os parâmetros escolhidos para cada método de geração de cenários (número de cenários igual a 100, para o método de correspondência de momentos e erro permitido em relação ao tamanho médio da trajetória igual a 0,2 para o método de agregação temporal baseado em cadeia de Markov) mostram-se bastante coerentes entre si. As parcelas de custo e de receita ficaram em patamares próximos para todas as soluções, destacando-se a venda de derivados no mercado interno como responsável por em torno de 70% da receita e a importação de petróleo representando 56-60% do custo total.

As decisões de primeiro estágio de ambas as soluções mostraram interesse na importação do máximo volume disponível ou próximo ao máximo do petróleo A1 e E1 no primeiro mês, e do petróleo E1 no segundo mês; e na exportação de grandes volumes de petróleo D2 e E2 no primeiro mês, e do petróleo D2 no segundo mês. Em ambos os casos, a importação é favorecida pelo baixo custo destes petróleos frente aos demais e pelo alto rendimento em intermediários interessantes (QUE_DD a DP_DD). O petróleo D2 é exportado em grandes quantidades por ser o de maior valor para exportação, enquanto o petróleo E2 é exportado por ter valor relativamente alto e um rendimento desfavorável.

Em relação ao balanço de petróleo no segundo estágio, verificou-se, em todas as soluções obtidas, que há uma indicação robusta em se tratar o déficit de produção no segundo estágio com cancelamento de alocação nas refinarias. Isso ocorre, pois o custo de cancelamento de exportação é maior do que o custo do não processamento do petróleo, o qual é igual ao custo de reposição dos derivados não produzidos – soma do custo de importação dos derivados em falta e com a receita não gerada com derivados excedentes ao mercado interno. As indicações relacionadas às operações de importação e exportação em mercado Spot são coerentes com as operações de primeiro estágio: a importação Spot, quando indicada, é do petróleo A1 no primeiro mês, e o maior volume de exportação Spot indicado é do petróleo D2.

Quanto às operações de refinaria, notou-se, em todas as soluções, que o esquema de refino direciona fortemente a indicação do petróleo a ser processado e a utilização das unidades de processamento. As refinarias R3 e R4, por serem aquelas com maior razão entre as capacidades de unidades de conversão e tratamento em relação à capacidade de destilação, possuem um custo médio de petróleo processado mais barato (processam mais petróleos extra-pesados) e geram um perfil de derivados de alto valor, rico nos derivados mais caros (Diesel 10, Diesel 500 e Querosene). Por isso, são estas as refinarias cuja indicação de utilização da destilação é igual a 100% em todos os cenários das árvores testadas. Outra indicação bastante recorrente é a máxima utilização de unidades de coque, pois esta unidade tem o importante papel de processar um intermediário de baixo valor e cujo destino alternativo é a produção de óleo combustível em componentes do diesel.

O detalhamento do balanço de derivados permitiu concluir que, em todas as soluções, há um esforço em se produzir o máximo dos derivados de maior valor (Querosene, Diesel 10 e Diesel 500) para evitar alto custo unitário de importação destes derivados, desdobrando inclusive na opção de passagem de estoque do primeiro para o segundo mês de Diesel 10. Estas decisões levam à necessidade de importação de derivados de valor menor, como GLP e Nafta e outros de valor não tão baixo, como a Gasolina. Devido à ausência de maior capacidade de unidades de coque, exportam-se volumes grandes de óleo combustível.

Finalmente, está clara a pouca influência da medida de risco CVaR nas soluções geradas a partir das árvores de cenários de ambos os métodos de geração aplicados. Enquanto no caso das soluções obtidas a partir das árvores geradas pelo método de correspondência de momentos, a influência da medida de risco é quase nula e ocorre somente com a variação da aversão ao risco (β); no caso do método de agregação temporal, observou-se maior influência dos dois parâmetros da medida de risco – o anteriormente citado e o nível de confiança (α).

Ao apresentar as curvas de probabilidade acumulada, a razão para tal é direta: a distribuição de probabilidade do lucro dos cenários possui o mesmo problema que a distribuição de probabilidade dos parâmetros incertos gerados pelo método de correspondência de momento, alta concentração de probabilidade na faixa próxima ao valor médio, o que torna as árvores geradas quase neutras à avaliação de risco.

Em relação aos resultados referentes ao método de agregação temporal, observou-se que para evitar cenários com lucro abaixo de VaR, passou-se a evitar também decisões que levassem a lucros maiores. As indicações mais claras foram de aumento de utilização de unidades de destilação com conseqüente diminuição do custo de importação de derivados.

8.1 DESAFIOS FUTUROS

Baseado na pesquisa bibliográfica, na abordagem e nos resultados do presente trabalho, consideram-se os seguintes os principais desafios para futuros estudos, os quais são apresentados em duas classes: (1) relacionados à aplicação considerada (cadeia de suprimentos de uma empresa de petróleo integrada) e (2) relacionados às técnicas matemáticas empregadas; e em ordem de prioridade.

1- Desafios relacionados à cadeia de suprimentos de petróleo:

- Considerar a natureza inteira das decisões de importação e exportação de petróleos e derivados para uma instância de grande porte como esta;
- Utilizar outras fontes de incerteza presentes na cadeia de suprimentos de petróleo, como disponibilidade de ativos;
- Representar as incertezas tratadas neste trabalho de forma independente, ou seja, sem considerar que a mesma variação do conjunto valha para todos os elementos (por exemplo, considerar o erro de previsão da cotação de cada derivado independente da cotação de petróleo e entre si);
- Abordar a natureza não linear das qualidades de produto e a variação de rendimentos de unidades de processo em função da carga processada e da qualidade da carga;

2- Desafios relacionados às técnicas empregadas:

- Avaliar a estrutura do problema deste estudo e utilizar técnicas de decomposição (Lagrangeana ou de Benders) para facilitar o esforço computacional de sua resolução;
- Utilizar outras técnicas de geração de cenários ou de redução de cenários e aplicar as mesmas comparações consideradas neste trabalho, focando na estrutura das árvores de cenários geradas;

- Testar e comparar o impacto de outras medidas de risco coerentes com a medida utilizada, CVaR;
- Estudar o comportamento das medidas de ganho da abordagem estocástica (EVPI e VSS) e gerar garantias estatísticas para estas medidas ao utilizar método SAA;

Ainda, em termos gerais, também se considera interessante aplicar a abordagem proposta no Capítulo VI, seção 6.1, a outros problemas de grande porte.

IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACERBI, C., TASCHE, D., 2002, *Expected Shortfall: a Natural Coherent Alternative to Value at Risk*, Economic Notes, Volume 31, pag. 379-388.
- ACERBI, C., NORDIO, C., SIRTORI, C., 2001, *Expected Shortfall as a Tool for Financial Risk Management*, Arxiv cond-mat/0102304.
- AHMED, S., SAHINIIDIS, N. V., 1998, *Robust Process Planning under Uncertainty*, Industrial & Engineering Chemistry Research, Volume 37, núm. 5, pág. 1883-1892.
- AHMED, S., SHAPIRO, A., 2002 *The Sample Average Approximation Method for Programs with Integer Recourse*, SIAM Journal of Optimization, Volume 12, pág. 479-502.
- ALATTAS, A. M., GROSSMANN, I. E., PALOU-RIVERA, I., 2011, *Integration of Nonlinear Crude Distillation Unit Models in Refinery Planning Optimization*, Industrial & Engineering Chemistry Research, volume 50, núm. 11, pág. 6860-6870.
- ALHAJRI, I., ELKAMEL, A., ALBAHRI, T., DOUGLAS, P. L., 2008, *A Nonlinear Programming Model for Refinery and Optimization with Rigorous Process Models and Product Quality Specifications*, International Journal of Oil, Gas and Coal Technology, volume 1, núm. 3, pág. 283-307.
- AL-OTHTMAN, W. B. E., LABABIDI, H. M. S., ALATIQUI, L. M., AL-SHAYJI, K., 2008, *Supply Chain Optimization of Petroleum Organization under Uncertainty in Market Demands and Price*, European Journal of Operational Research, Volume 189, núm. 3, pág. 822-840.
- AL-QAHTANI, K., ELKAMEL, A., 2008, *Multisite Facility Network Integration Design and Coordination: an Application to the Refinery Industry*, Computers & Chemical Engineering, Volume 32, pág. 2189-2202.
- AL-QAHTANI, K., ELKAMEL, A., 2010, *Robust Planning of Multisite Refinery Networks: Optimization under Uncertainty*, Computers & Chemical Engineering, Volume 34, núm. 6, pág. 985-995.

- AL-SHAMMARI, A., BA-SHAMMAKH, M. S., 2011, *Uncertainty Analysis for Refinery Production Planning*, Industrial & Engineering Research, Volume 50, pag. 7065-7072.
- ARTZNER, P., DELBAEN, F., EBER, J., HEATH, D., 1997, *Thinking Coherently*, Risk, 10, 11.
- ARTZNER, P., DELBAEN, F., EBER, J., HEATH, D., 1999, *Coherent Measures of Risk*, Mathematical Finance, Volume 9, pag. 203-228.
- BEALE, E., 1955, *On Minimizing a Convex Function Subject to Linear Inequalities*, Journal of the Royal Statistical Society, Series B, Volume 17, núm. 2, pág. 173-184.
- BIRGE, J., LOUVEAUX, F., 2011, *Introduction to Stochastic Programming*, Second Edition, Nova York, EAU, Editora Springer.
- BRÉMAUD, P., 1991, *Markov Chains, Gibbs Fields, Monte Carlo Simulation and Queues*, Springer, New York, USA.
- BROWNE, S., 1999, *The Risk and Rewards of Minimizing Shortfall Probability*, The Journal of Portfolio Management, Volume 25, pag. 76-85.
- CAO, X., REN, Z., BHATNAGAR, S., FU, M., MARCUS, S., 2002, *A Time Aggregation Approach to Markov Decision Process*, Automatica, volume 38, pág. 929-943.
- CARNEIRO, M. C., RIBAS, G. P., HAMACHER, S., 2010, *Risk Management in Oil Supply Chain: a CVaR Approach*, Industrial & Engineering Chemistry Research, volume 49, pag. 3286-3294.
- CHARNES, A., COOPER, W., 1959, *Chance-Constrained Programming*, Management Science, Volume 6, num. 1, pág. 73-79.
- DANTZIG, G., 1955, *Linear Programming under Uncertainty*, Management Science, Volume 50, pág. 1764-1769.

- DEMPSTER, M., PEDRON, N. H., MEDOVA, E., SCOTT, J., SEMBOS, A., 2000, *Planning Logistic Operations in the Oil Industry*, Journal of Operation Research Society, Volume 51, núm. 11, pág. 1271-1288.
- DUPACOVÁ, J., GROWE-KUSKA, N., ROMISCH, W., 2003, *Scenario Reduction in Stochastic Programming*, Mathematical Programming, volume 95, pag. 493-511.
- ELKAMEL, A., BA-SHAMMAKH, M., DOUGLAS, P., CROISSET, E., 2008, *An Optimization Approach for Integrating Planning and CO2 Emission Reduction in the Petroleum Refining Industry*, Industrial & Chemistry Engineering Research, volume 47, pág. 760-776.
- EMBRECHTS, P., 1999, *Extreme Value Theory as a Risk Management Tool*, North American Actuarial Journal, Volume 3, núm. 2, pág. 30-41.
- ESCUDERO, L., QUINTANA, F., SALMERON, J., CORO, 1999, *A Modeling and an Algorithmic Framework for Oil Supply, Transformation and Distribution Optimization under Uncertainty*, European Journal of Operational Research, volume 114, núm. 3, pág. 638-656.
- FARAH, M. A., 2012, *Petróleo e seus derivados: definição, constituição, aplicação, especificação e características de qualidade*, 1º Edição, Rio de Janeiro, Brasil, Editora Ltc, Petrobras.
- GAO, Z., TANG, L., JIM, H., XU, N., 2008, *An Optimization Model for the Production Planning of Overall Refinery*, Chinese Journal of Chemical Engineering, volume 16, núm. 1 pág. 67-70.
- GHARBI, H., MERCÉ, C., FONTAN, G., MOALLA, M., 2009, *Supply Chain Hierarchical Planning under Demand Uncertainty*, International Conference on Computers & Industrial Engineering, pág. 937-944.
- GOTHE-LUNDGREN, M., LUNDGREN, J. T., PERSSON, J. A., 2002, *An Optimization Model for Refinery Production Scheduling*, International Journal of Production Economics, Volume 78, núm. 3, pág. 255-270.

- GUAJARDO, M., KYLINGER, M., RONNQVIST, M., 2013, *Specialty Oils Supply Chain Optimization: from a Decoupled to an Integrated Planning Approach*, European Journal of Operational Research, Volume 229, pág. 540-551.
- GUERRA, O. J., LE ROUX, G. A. C., 2011, *Improvements in Petroleum Refinery Planning: 1. Formulation of Process Models*, Industrial & Engineering Chemistry Research, volume 50, núm. 23, pág. 13403-13418.
- GUYONNET, P., GRANT, F. H., BAGAJEWICZ, M. J., 2009, *Integrated Model for Refinery Planning, Oil Procuring and Product Distribution*, Industrial & Engineering Chemistry Research, volume 48, pág. 463-482.
- HIGLE, J. L., 2005, *Stochastic Programming: Optimization when Uncertainty Matters*, Operational Research Tutorials, Chapter 1, INFORMS.
- HILLIER, F. S., LIEBERMAN, G. J., 2010, *Introdução à Pesquisa Operacional*, oitava edição, McGraw Hill, Porto Alegre, Brasil.
- HOYLAND, K., WALLACE, S.W., 2001, *Generating Scenario Trees for Multistage Decision Problems*, Management Science, Volume 47, núm. 2, pág. 295-307.
- HSIEH, S., CHIANG, C., 2001, *Manufacturing-to-Sale Planning Model for Fuel Oil Production*, The International Journal of Advanced Manufacturing Technology, Volume 18, núm. 4, pág. 303-311.
- HUANG, C.C., VERTINSKY, I., ZIEMBA, W.T., 1977, *Sharp Bounds on the Value of Perfect Information*, INFORMS, Volume 25, núm. 1, pág. 128-139.
- JOLY, M., MORO, L. F. L., PINTO, J. M., 2002, *Planning and Scheduling for Petroleum Refineries Using Mathematical Programming*, Brazilian Journal of Chemical Engineering, volume 19, núm. 2, pág. 207-228.
- JORION, P., 2000, *Value-at-Risk: The New Benchmark for Managing Financial Risk*, Nova York, McGraw-Hill.

- KARUPPIAH, R., MARTIN, M., GROSSMANN, I. E., 2010, *A Simple Heuristic for Reducing the Number of Scenarios in Two-Stage Stochastic Programming*, Computers & Chemical Engineering, Volume 8, pag. 1246-1255.
- KAUT, M., and WALLACE, S., 2003, *Evaluation of Scenario-Generation Methods for Stochastic Programming*, Stochastic Programming E-Print Series, <http://www.speps.org>.
- KHOR, C. S., ELKAMEL, A., 2008, *Optimization Strategies: Petroleum Refinery Planning under Uncertainty*, Editora VDM Verlag Dr. Mueller e.K., Saarbrucken, Alemanha.
- KHOR, C. S., NGUYEN, T. H. N., 2009, *Stochastic Programming with Tractable Mean-Risk Objectives for Refinery Planning Under Uncertainty*, 10th International Symposium on Process System Engineering, PSE2009, Computer Aided Chemical Engineering, Volume 27.
- KHOR, C. S., ELKAMEL, A., PONNAMBALAM, K., DOUGLAS, P. L., 2008, *Two-Stage Programming with Fixed Recourse via Scenario Planning with Economic and Operational Risk Management for Petroleum Refinery Planning Under Uncertainty*, Chemical Engineering and Processing, Volume 47, pag. 1744-1764.
- KIM, Y., YUN, C., PARK, S., PARK, S., FAN, L. T., 2008, *An Integrated Model of Supply Network and Production Planning for Multiple Fuel Products of Multi-Site Refineries*, Computers and Chemical Engineering, volume 32, pag. 2529-2535.
- KLEYWEGT, A. J., SHAPIRO, A., HOMEM-DE-MELLO, T., 2001, *The Sample Average Approximation Method for Stochastic Discrete Optimization*, SIAM Journal of Optimization, volume 12, núm. 2, pág. 479-502.
- KONNO, H., YAMAZAKI, H., 1991, *Mean-Absolute Deviation Portfolio Optimization Model and Its Applications to Tokyo Stock Market*, Management Science, volume 37, pág. 519-531.
- LAKKAHABAWAT, H., BAGAJEWICZ, M. J., 2008, *Financial Risk Management with Product Pricing in the Planning of Refinery Operations*, Industrial & Engineering Chemistry Research, Volume 47, núm. 17, pág. 6622-6639.

- LAWLER, G. F., *Introduction to Stochastic Processes*, 1995, First Edition, Chapman & Hall Probability Series, London, UK.
- LEIRAS, A., 2011, *Optimization under Uncertainty for Integrated Tactical and Operational Planning of the Oil Supply Chain*, Tese (Doutorado em Engenharia de Produção), Programa de Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial, PUC-RIO, Rio de Janeiro.
- LEIRAS, A., HAMACHER, S., ELKAMEL, A., 2010, *Petroleum Refinery Operational Planning using Robust Optimization*, Engineering Optimization, Volume 12, núm. 2, pág. 1119-1131.
- LEIRAS, A., RIBAS, G., HAMACHER, S., ELKAMEL, A., 2013, *Tactical and Operational Planning of Multirefinery Networks under Uncertainty: an Iterative Integration Approach*, Industrial & Engineering Chemistry Research, Volume 52, pag. 8507-8517.
- LI, C., HE, X., CHEN, B., XU, Q., LIU, C., 2008, *A Hybrid Programming Model for Optimal Production Planning under Uncertainty in Refinery*, Chinese Journal of Chemical Engineering, Volume 16, núm. 2, pág. 241-246.
- LI, WENKAI, HUI, C., LI, P., LI, A., 2004, *Refinery Planning under Uncertainty*, Industrial & Engineering Chemistry Research, volume 43, núm. 21, pág. 6742-6755.
- LI, WENKAI, HUI, C., LI, P., LI, A., 2005, *Integrating CDU, FCC and Product Blending Models into Refinery Planning*, Computers and Chemical Engineering, Volume 29, pág. 2010-2028.
- LIU, M. L., SAHINIDIS, N., 1996, *Optimization in Process Planning under Uncertainty*, Industrial & Engineering Chemistry Research, Volume 35, núm. 11, pág. 4154-4165.
- LIU, M. L., SAHINIDIS, N., 1997, *Process Planning in a Fuzzy Environment*, European Journal of Operational Research, Volume 100, núm. 1, pág. 142-169.
- LUO, C., RONG, G., 2009, *A Strategy for the Integration of Production Planning and Scheduling in Refineries under Uncertainty*, Chinese Journal of Chemical Engineering, Volume 17, núm. 1, pág. 113-127.

- Markowitz, H., 1952, *Portfolio Selection*, The Journal of Finance, Volume 7, pag. 77-91.
- MENTZER, J., DEWITT, W., KEEBER, J. S., MIN, S., NIX, N. W., SMITH, C., ZACHARIA, Z. G., 2001, *Defining Supply Chain Management*, Journal of Business Logistics, Volume 22, núm. 2., pág. 1-25
- MICHELETTO, S., CARVALHO, M., PINTO, J., 2007, *Operational Optimization of the Utility System of an Oil Refinery*, Computers & Chemical Engineering, Volume 32, núm. 1-2, pág. 170-185.
- MITRA, S., 2006, *A White Paper on Scenario Generation for Stochastic Programming*, Optirisk Systems: White Papers Series, Ref NO OPT004.
- MORO, L., ZANIN, A., PINTO, J., 1998, *A Planning Model for Refinery Diesel Production*, Computers & Chemical Engineering, volume 22, pág. 1039-1042.
- MULVEY, J. M., VANDERBEI, R. J., ZENIOS, S. A., 1995, *Robust Optimization of Large-Scale Systems*, Operations Research, Volume 43, pág. 264-281
- NEIRO, S. M. S., PINTO, J.M., 2004, *A General Modeling Framework for the Operational Planning of Petroleum Supply Chains*, Computers and Chemical Engineering, Volume 28, pag. 871-896.
- NEIRO, S. M. S., PINTO, J.M., 2005, *Multiperiod Optimization for Production Planning of Petroleum Refineries*, Chemical Engineering Communications, Volume 192, núm. 1, pág. 62-88.
- NEIRO, S. M. S., PINTO, J.M., 2006, *Lagrangian Decomposition Applied to Multiperiod Planning of Petroleum Refineries under Uncertainty*, Latin American Applied Research, Volume 36, núm. 4, pág. 213-220.
- OLIVEIRA, F., HAMACHER, S., 2012, *Operation of the Petroleum Product Supply Chain under Uncertainty: a Case Study in Northern Brazil*, Industrial & Engineering Chemistry Research, Volume 51, 4279-4287.
- OLIVEIRA, F., GUPTA, V., HAMACHER, S., GROSSMANN, I. E., 2013, *A Lagrangian Decomposition Approach for Oil Supply Chain Investment Planning under*

Uncertainty with Risk Considerations, Computers and Chemical Engineering, Volume 50, pag. 184-195.

PAPAGEORGIU, L. G., 2009, *Supply Chain Optimization for the Process Industries: Advances and Opportunities*, Computers and Chemical Engineering, Volume 33, pag. 1931-1938.

PARK, J., PARK, S., YUN, C., KIM, Y., 2010, *Integrated Model for Financial Risk Management in Refinery Planning*, Industrial & Engineering Chemistry Research, volume 49, pág. 374-380

PFLUG, G. C., 2000, *Some Remarks on the Value-at-Risk and Conditional Value-at-Risk*, Probabilistic Constrained Optimization, Volume 49, pág. 272-281.

PINEDA, S., CONEJO, A. J., 2010, *Scenario Reduction for Risk-Averse Electricity Trading*, IET Generation, Transmission & Distribution, Volume 4, pag. 694-705.

PINTO, J. M., MORO, L. F. L., 2000, *A Planning Model for Petroleum Refineries*, Brazilian Journal of Chemical Engineering, Volume 17, núm. 4, pág. 575-586.

PINTO, J. M., JOLY, M., MORO, L. F. L., 2000, *Planning and Scheduling Models for Refinery Operations*, Computers & Chemical Engineering, Volume 24, pag. 2259-2276.

PONGSAKDI, A., RANGSUNVIGIT, P., SIEMANOND, K., BAGAJEWICS, M. J., 2006, *Financial Risk Management in the Planning of Refinery Operations*, International Journal of Production Economics, volume 103, pág. 64-86.

PONNAMBALAM, K., VANNELLI, A., WOO, S., 2002, *An Interior Point Method Implementation for Solving Large Planning Problems in the Oil Refinery Industry*, Canadian Journal of Chemical Engineering.

RAVI, V., REDDY, P., 1998, *Fuzzy Linear Fractional Goal programming Applied to Refinery Operations Planning*, Fuzzy Sets and Systems, volume 96, núm. 2, pág. 173-182.

- RIBAS, G., 2012, *Planejamento Operacional de Refinarias de Petróleo sob Incerteza*, Tese (Doutorado em Engenharia de Produção), Programa de Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial, PUC-RIO, Rio de Janeiro.
- RIBAS, G., HAMACHER, S., STREET, A., 2010, *Optimization of the Integrated Petroleum Supply Chain Considering Uncertainties Using Stochastic, Robust and Max-Min Models*, International Transactions in Operational Research, Volume 17, núm. 6, pág. 777-796.
- RIBAS, G., LEIRAS, A., HAMACHER, S., 2012, *Operational Planning of Oil Refineries under Uncertainty Special Issue: Applied Stochastic Optimization*, IMA Journal of Management Mathematics, Volume 23, pag. 397-412.
- ROCKAFELLAR, R., URYASEV, S., 2000, *Optimization of Conditional Value-at-Risk*, Journal of Risk, Volume 2, pag. 21-42.
- SAHINIDIS, N. V., 2004, *Optimization under Uncertainty: State-of-Art and Opportunities*, Computers & Chemical Engineering, Volume 28, pág. 971-983
- SEAR, T. N., 1993, *Logistics Planning in the Downstream Oil Industry*, Journal of Operational Research Society, Volume 44, núm. 1, pag. 9-17.
- SENNE, L. F. F., 2009, *Incorporação de Incertezas no Plano de Abastecimento de uma Empresa da Indústria do Petróleo*, Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção), Programa de Engenharia de Produção da COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- SHAH, N., 2005, *Process Industry Supply Chains: Advances and Challenges*, Computers and Chemical Engineering, Volume 29, pag. 1225-1235.
- SHAH, N. K., IERAPETRITOU, M. G., 2011, *Short-Term Scheduling of a Large-Scale Oil-Refinery Operations: Incorporating Logistics Details*, AIChE, Volume 57, núm. 6, pág. 1570-1584.
- SHAPIRO, J. F., 2001, *Modeling the Supply Chain*, Dusbury Press.
- SHAPIRO, J. F., 2004, *Challenges of Strategic Supply Chain Planning and Modeling*, Computers and Chemical Engineering, Volume 28, pag. 855-861.

SHAPIRO, A., HOMEM-DE-MELLO, T., 1998, *A Simulation-Based Approach to Two-Stage Stochastic Programming with Recourse*, Mathematical Programming, Volume 81, pag. 301-325.

SINHA, A. K., ADITYA, H. K., TIWARI, M. K., CHAN, F. T. S., 2011, *Agent Oriented Petroleum Supply Chain Coordination: Co-evolutionary Particle Swarm Optimization Based Approach*, Expert Systems with Applications, Volume 38, pag. 6132-6145.

ZAMARRIPA, M., SILVENTE, J., ESPUÑA, A., 2012, *Supply Chain Planning under Uncertainty Using Genetic Algorithms*, 22nd European Symposium on Computer Aided Process Engineering,

ZHANG, B. J., HUA, B., 2007, *Effectively MILP Model for Oil Refinery-wide Production Planning and Better Energy Utilization*, Journal of Cleaner Production, Volume 15, núm. 5, pág. 439-448.

ZHANG, N., ZHU, X. X., 2006, *Novel Modeling and Decomposition Strategy for Total Site Optimization*, Computers & Chemical Engineering, volume 30, pág. 765-777.

ZHANG, N., ZHU, X. X., TOWLER, 2001, *A Simultaneous optimization Strategy for Overall Integration in Refinery Planning*, Industrial & Engineering Chemistry Research, Volume 40, pág. 2640-2653.

<http://www.petrobras.com.br/>, acessado na data de 5 de junho de 2014.

Apêndice A

Seja Y uma variável aleatória discreta com espaço amostral Ω , tal que $P(Y = \omega) = p_\omega^Y > 0, \forall \omega \in \Omega$ e seja $A \subset \Omega$, tal que $|A| < |\Omega|$. Seja $\{X_k\}_{k \geq 1}$ uma sequência de variáveis aleatórias tal que $X_0 = i_0 \in A$ é um estado arbitrário inicial e $\{X_n\}_{n \geq 1}$ é uma sequência de variáveis *i.i.d.* com espaço amostral Ω , tal que:

$$P(X_k = j) = p_j^Y$$

Seja T_{i_0} o tempo de retorno da sequência $\{x_k\}_{k \geq 0}$ ao conjunto A , isto é:

$$T_A = \inf\{n > 1: X_n \in A\}$$

e $T_A = \infty$ se $X_k \notin A$ para todo $k \geq 1$. Defina, para todo $i \in \Omega$, a medida conforme equação A.1:

$$c_i = E_{i_0} \left[\sum_{k=0}^{\infty} I_{(X_k=i)} I_{(k < T_A)} \right]$$

110

Onde E_{i_0} é o operador matemático relacionado ao número de variáveis aleatórias da sequência. Note que no intervalo $[0, T_A)$, $X_k = i_0$ se e somente se $k = 0$. Assim, temos:

$$c_{i_0} = 1$$

Além disso:

$$\sum_{i \in \Omega} \left[\sum_{k=0}^{\infty} I_{(X_k=i)} I_{(k < T_A)} \right] = \sum_{i \in \Omega} \left[\sum_{k=0}^{\infty} I_{(X_k=i)} \right] I_{(k < T_A)} = \sum_{k=0}^{\infty} I_{(k < T_A)}$$

Assim, fica claro que:

$$\sum_{i \in \Omega} c_i = E_{i_0}[T_A]$$

Note também que:

$$c_i = E_{i_0} \left[\sum_{k=0}^{\infty} I_{(X_k=i)} I_{(k < T_A)} \right] = E_{i_0} \left[\sum_{k=0}^{\infty} p_i^Y I_{(k < T_A)} \right] = p_i^Y E_{i_0} \left[\sum_{k=0}^{\infty} I_{(k < T_A)} \right] = p_i^Y E_{i_0} [T_A]$$

Dessa forma, pode-se gerar a probabilidade de um cenário $i \in \Omega$ através da expressão:

$$p_i^Y = \frac{c_i}{E_{i_0} [T_A]}, \forall i \in \Omega \setminus A$$

Suponha agora que os pontos iniciais i_0 da sequência $\{X_k\}_{k \geq 0}$ são gerados utilizando-se a expressão:

$$P(i_0 = i) = \frac{p_i^Y}{\sum_{j \in A} p_j^Y}, \forall i \in A$$

Dessa forma, temos que:

$$c_i = 1 * \frac{p_i^Y}{\sum_{j \in A} p_j^Y} = 1 * \frac{p_i^Y}{p_A}, \forall i \in A$$

Sendo que

$$p_A \triangleq \sum_{j \in A} p_j^Y$$

111

Assim, pode-se gerar a probabilidade de um cenário $i \in A$ através da expressão:

$$p_i^Y = c_i * p_A, i \in A$$

Teorema 1 (Duração média dos Ciclos), sejam os cenários gerados conforme a equação A.1. Então, tem-se a equação A.3:

$$E_{i_0} [T_A] = \frac{1}{p_A}, \forall i_0 = i \in A$$

112

sendo a quantia p_A definida pela equação A.3.

Mas para um dado $k > 0$,

$$P(T_A > k) = P(X_1 \notin A, X_2 \notin A, \dots, X_k \notin A)$$

Como as variáveis X_k são *i.i.d.* para todo $k > 0$, tem-se que:

$$P(T_A > k) = P(X_1 \notin A) * P(X_2 \notin A) * \dots * P(X_k \notin A) = (1 - p_A)^k$$

E, portanto, pode-se dizer que:

$$E_{i_0}[T_A] = \left[\sum_{k=0}^{\infty} (1 - p_A)^k \right] = \frac{1}{p_A}$$

Apêndice B

Neste apêndice, são apresentados os resultados da geração de cenários pelo método de agregação temporal baseada em Cadeia de Markov. A Tabela A.1 detalha o número de trajetórias necessárias para que atende a cada erro permitido nas replicações do método e o número de cenários resultante:

Tabela A.1: Número de trajetórias e de cenários de cada replicação e valor de erro permitido

Erro Permitido	Replicação	Número de Trajetórias	Número de cenários
2	1	2	23
2	2	1	11
2	3	1	11
2	4	2	22
2	5	3	35
média		1,8	20,4
1	1	4	43
1	2	4	42
1	3	3	30
1	4	3	27
1	5	4	36
média		3,6	35,6
0,5	1	10	95
0,5	2	6	61
0,5	3	9	91
0,5	4	5	48
0,5	5	6	58
média		7,2	70,6
0,2	1	7	68
0,2	2	13	128
0,2	3	19	129
0,2	4	12	118
0,2	5	9	90
média		12	106,6

Apêndice C

Este apêndice dedica-se a apresentar um detalhamento das parcelas de cálculo das métricas da programação estocástica de cada parâmetro utilizado nos dois métodos de geração de cenários aplicados neste trabalho.

A Tabela A. apresenta os valores das medidas EVPI e VSS, bem como as parcelas envolvidas nos respectivos cálculos, de todas as replicações de cada tamanho de cenário gerado a partir do método de correspondência de momentos e correlação:

Tabela A.2: Parcelas envolvidas no cálculo das medidas de ganho da abordagem estocástica: função objetivo, WS, EVPI, ES, EES e VSS dos cenários gerados pelo método de correspondência de momentos.

Tamanho	Repliação	Função Objetivo	WS	EVPI	ES	EES	VSS
5	1	20775778	21156824	381047	21166870	20644084	131693
5	2	21168887	21173584	4697	21172901	21166123	2763
5	3	21206368	21216901	10533	21172903	21199529	6839
5	4	21250235	21267950	17715	21172811	21238460	11775
5	5	20968720	21201323	232604	21176917	20828228	140492
10	1	20967117	21177697	210580	21172913	20857483	109634
10	2	21158525	21181553	23028	21172913	21031155	127369
10	3	21057375	21276688	219313	21172913	20856150	201225
10	4	21035604	21240612	205008	21172913	20869675	165928
10	5	21016752	21216937	200185	21172913	20902761	113991
20	1	21003837	21181431	177594	21172913	20864120	139717
20	2	21025353	21172374	147021	21172913	20842823	182530
20	3	21105286	21223448	118163	21172914	20920632	184654
20	4	21150034	21203183	53149	21172913	21016572	133463
20	5	21058036	21200296	142260	21172913	21013860	44175
30	1	21096404	21179195	82790	21172913	20965567	130838
30	2	21084883	21199796	114913	21172913	20999376	85507
30	3	21133406	21190166	56761	21187623	21094472	38934
30	4	21108680	21201511	92830	21172903	21058949	49731
30	5	21153703	21190526	36823	21173042	21065892	87811
50	1	21161840	21174996	13157	21172995	20936659	225181
50	2	21150967	21170816	19849	21172872	21122614	28353
50	3	21062159	21199753	137594	21172994	21011226	50933
50	4	21126127	21178134	52008	21172953	21072304	53823
50	5	21006080	21194462	188381	21172872	20936651	69429
100	1	21160110	21195183	35073	21172913	21106527	53583
100	2	21167806	21181429	13623	21172913	21104480	63326
100	3	21134759	21178276	43518	21172913	21054865	79894
100	4	21167812	21177222	9410	21172913	21143383	24429
100	5	21162453	21177801	15349	21172913	21097189	65264

A Tabela A. apresenta os valores das medidas EVPI e VSS, bem como as parcelas envolvidas nos respectivos cálculos, de todas as replicações de cada erro permitido na geração de cenários via método de agregação temporal de Cadeia de Markov:

Tabela A.3: Parcelas envolvidas no cálculo das medidas de ganho da abordagem estocástica: função objetivo, WS, EVPI, ES, EES e VSS dos cenários gerados pelo método de agregação temporal de Cadeia de Markov.

Erro	Replicação	Função Objetivo	WS	EVPI	ES	EES	VSS
2	1	21004916	21336673	331756	21320188	20966809	38107
2	2	20969003	21038645	69642	21094054	20886233	82770
2	3	21251958	21681333	429375	21645570	21212217	39742
2	4	21228077	21604529	376452	21564625	21184520	43557
2	5	21001225	21419554	418329	21366354	20931384	69841
1	1	20999906	21200113	200207	21151300	20918503	81403
1	2	21135749	21383260	247510	21367187	21077014	58735
1	3	21114277	21357997	243721	21338714	21060997	53279
1	4	20711214	20788217	77003	20778713	20583045	128169
1	5	21134759	21494431	359672	21172913	21089503	45256
0.5	1	21057277	21282844	225566	21239619	20989961	67316
0.5	2	21111206	21406284	295077	21364717	21051488	59718
0.5	3	21028257	21212495	120177	21163192	20952458	75799
0.5	4	20946406	21148435	212429	21111376	20858624	87782
0.5	5	20901859	21158835	256976	21147234	20823650	78209
0.2	1	21045484	21286554	241069	21231739	20982160	63324
0.2	2	20967484	21239159	271675	21205581	20899436	68048
0.2	3	21103349	21348125	244776	21285526	21040004	63346
0.2	4	21107845	21323983	216138	21251240	21041477	66368
0.2	5	21112153	21370381	258228	21329503	21049891	62261

Apêndice D

Este apêndice trata do detalhamento do tempo de processamento, número de restrições, número de variáveis e números de variáveis não nulas das etapas de construção do presente trabalho. O processador utilizado para execução dos cenários foi Intel® Core™ 2 Duo CPU, T6500 com capacidade de processamento 2.10 GHz e memória RAM 4 GB.

A Tabela A.4 apresenta estes valores para o caso de da otimização das árvores geradas pelos métodos de correspondência de momentos, onde o tempo computacional se refere à soma dos tempos de resolução das cinco replicações geradas para cada tamanho de árvore.

Tabela A.4: Tempo de execução, número de restrições, de variáveis e de não zeros dos programas gerados pelas árvores do método de correspondência de momentos.

Tamanho da árvore	Tempo (s)	Número de Restrições	Número de Variáveis	Número de não zeros
5	401	48.039	45.189	337.431
10	1.103	95.999	90.299	674.731
20	4.445	191.919	180.519	1.349.331
30	7.429	287.839	270.739	2.023.931
50	17.065	479.679	451.179	3.372.771
100	30.294	959.279	902.279	6.746.131

A Tabela A. apresenta os mesmo valores para o caso das árvores geradas pelo método de agregação temporal e adicionalmente, também são apresentados os números de cenários de cada replicação e valor do parâmetro do modelo.

Tabela A.5: Tempo de execução, número de cenários, de restrições, de variáveis e de não zeros dos programas gerados pelas árvores do método de agregação temporal.

Erro permitido	Repliação	Número de cenários	Tempo (s)	Número de Restrições	Número de Variáveis	Número de não zeros
2	1	23	1.169	220.695	207.585	1.551.711
2	2	11	727	105.591	99.321	742.191
2	3	11	109	105.591	99.321	742.191
2	4	21	1.072	201.511	189.541	1.416.791
2	5	34	2.345	326.107	306.827	2.293.771
1	1	40	6.833	383.759	360.959	2.698.531
1	2	41	3.317	393.351	369.981	2.765.991
1	3	30	3.249	287.839	270.739	2.023.931
1	4	26	3.256	249.471	234.651	1.754.091
1	5	36	3.234	345.391	324.871	2.428.691
0.5	1	85	10.934	815.399	766.949	5.734.231
0.5	2	58	8.678	556.415	523.355	3.912.811
0.5	3	86	26.883	824.991	775.971	5.801.691
0.5	4	47	2.441	450.903	424.113	3.170.751

0.5	5	55	4.921	527.639	496.289	3.710.431
0.2	1	63	13.784	604.375	568.465	4.250.111
0.2	2	113	11.698	1.083.975	1.019.565	7.623.111
0.2	3	117	22.494	1.122.343	1.055.653	7.892.951
0.2	4	99	28.338	949.687	893.257	6.678.671
0.2	5	75	7927	719.479	676.729	5.059.631