

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

Graciele Aparecida Tomas Ceretta Jappe

**UM MODELO PARA GESTÃO DE RISCO DE
GERADORES HIDRELÉTRICOS SOB DESPACHO
CENTRALIZADO**

Florianópolis

2014

Graciele Aparecida Tomas Ceretta Jappe

**UM MODELO PARA GESTÃO DE RISCO DE
GERADORES HIDRELÉTRICOS SOB DESPACHO
CENTRALIZADO**

Dissertação submetida ao Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Elé-
trica da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Edson Luiz da Silva,
Dr.

Florianópolis

2014

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Jappe, Graciele Aparecida Tomas Ceretta

Um modelo para gestão de risco de geradores
hidrelétricos sob despacho centralizado / Graciele
Aparecida Tomas Ceretta Jappe ; orientador, Edson Luiz da
Silva - Florianópolis, SC, 2014.

117 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Sazonalização. 3. Programação
não-linear. 4. Mercados de energia elétrica. I. Silva,
Edson Luiz da . II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
III. Título.

Graciele Aparecida Tomas Ceretta Jappe

**UM MODELO PARA GESTÃO DE RISCO DE
GERADORES HIDRELÉTRICOS SOB DESPACHO
CENTRALIZADO**

Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 27 de Março 2014.



Prof. Patrick Kuo-Peng, Dr.

Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof. Edson Luiz da Silva, Dr.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Fabricio Yutaka Kuwabata Takigawa, Dr.

Instituto Federal de Santa Catarina

Aos meus pais Nelson e Lúcia.
Ao meu marido Tiago.
Aos meus irmãos Cristiano, Luciano e Sandro.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que de alguma forma contribuíram na concepção e desenvolvimento deste trabalho.

Ao Prof. Edson Luiz da Silva, meu orientador, pela oportunidade e constante incentivo no decorrer do mestrado. Obrigada pela compreensão e apoio nos momentos essenciais.

Ao Prof. Erlon Cristian Finardi, por ter aceitado participar da banca, auxiliando com diversas contribuições.

Ao Prof. Fabrício Yutaka Kuwabata Takigawa, por ter aceitado participar da banca e pelas valorosas contribuições efetuadas para a versão final desta dissertação.

Aos demais professores do Labplan, Labspot e PPGEEL, pelas importantes contribuições para a minha formação.

Aos meus colegas e amigos de mestrado, Paulo Vitor Larroyd, André Rodigheri e Juan David Caicedo Aristizábal pelo apoio e auxílio no decorrer do trabalho. Aos meus colegas de sala, Daniel Tenfen e Thales Lange pelo convívio sempre agradável. E a todos os demais colegas do LABPLAN pelo convívio e amizade no decorrer dos últimos anos.

Às minhas amigas do mestrado, Patrícia e Nastasha, sempre me incentivando e apoiando.

Ao CNPQ, pelo auxílio para a realização do mestrado.

E finalmente, gostaria de agradecer à minha família:

Agradeço ao meu marido Tiago Jappe, meu grande amigo e companheiro de todas as horas, pelos sonhos compartilhados e realizados, faltam palavras para agradecer o quanto você foi importante no decorrer deste período.

Aos meus pais, Nelson e Lúcia, pessoas maravilhosas que me educaram da melhor maneira possível. Sempre me apoiando e incentivando a seguir em frente, são meus heróis. A distância neste período foi difícil, mas valeu a pena.

Ao meu irmão Cristiano, que sempre esteve ao meu lado me incentivando, és meu grande amigo.

Ao meu irmão Luciano, pelos momentos de alegria e descontração.

Ao meu irmão Sandro, sempre me cuidando e protegendo, me incentivando a seguir em busca dos meus sonhos.

Aos meus sobrinhos Anderson, Rafael, Bruno, Helena, Júlio, Rafaela e Manuela, pessoinhas maravilhosas, são o futuro da nossa família.

À minha cunhada Chana, por sempre estar ao meu lado, e à Taciana por sempre torcer pelo meu sucesso.

Aos meus sogros, Eumídio e Milda, por sempre torcerem por mim.

Ao Scooby, sempre me recebendo feliz quando chego em casa.

E meu agradecimento especial a Deus e a Nossa Senhora Aparecida, minha fé me faz prosseguir sempre.

“Wer sein Ideal erreicht, kommt eben damit über dasselbe hinaus.”

Friedrich Nietzsche

RESUMO

No Brasil, o sistema de geração de energia elétrica apresenta característica hidrotérmica com predominância de usinas hidrelétricas. Os índices pluviométricos influenciam diretamente a geração de energia por estas usinas, sendo assim, a geração apresenta característica sazonal. Em função disso, foi estabelecido uma flexibilidade para os agentes de geração hidrelétrica denominado de sazonalização da energia assegurada. A decisão e o procedimento de como sazonalizar a energia assegurada é vista pelo agente gerador sob grande incerteza devido à natureza estocástica das afluições. Essa insegurança pode resultar em prejuízos financeiros substanciais para o gerador hidrelétrico, pois este poderá ficar exposto ao mercado de curto prazo, na hipótese de geração abaixo dos seus compromissos. É de suma importância que o gerador tome a decisão de sazonalização levando em consideração as incertezas e os riscos inerentes a esse processo estratégico. Neste sentido, esta dissertação propõe um problema de otimização que visa à concepção de um perfil de energia assegurada sazonalizada no intuito de maximização da receita de um agente gerador hidrelétrico que atua sob despacho centralizado. O modelo de otimização proposto é determinístico, o qual agrega restrições não lineares em sua concepção e, portanto, emprega-se programação não-linear na implementação e resolução deste. No intuito de verificar a robustez destes resultados, inserem-se os dados de energia assegurada sazonalizada em uma nova rotina de otimização. Esta nova rotina apresenta característica linear e possui o objetivo de expor os resultados iniciais frente à outros distintos cenários de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e geração. Neste modelo de otimização linear observa-se o desempenho de cada perfil de energia assegurada com base em figuras de mérito pré-estabelecidas, inclusive a métrica de risco financeiro *Conditional-Value-at-Risk* (CVaR). Os algoritmos foram implementados no software MATLAB. De maneira global, o modelo de otimização demonstrou desempenho satisfatório sendo possível identificar um perfil de sazonalização da energia assegurada considerando dados de séries sintéticas de PLD e geração do sistema.

Palavras-chave: Sazonalização. CVaR. Otimização. Programação Não-Linear.

ABSTRACT

In Brazil, the electric power generation systems have hydrothermal characteristic with hydroelectric predominance. The rainfall rates influence in hydroelectric generator process, hence, the generation has a seasonal profile. Therefore, certain flexibilities should be established for hydroelectric generation agents called seasonality. Uncertainties about the seasonality plans are normally seen by these agent operators as drawbacks because stochastic affluences inside. These uncertainties can result in substantial financial losses, because the agent could be exposed in spot market, assuming that its generation is lower than as registered in contract. Thus, energy managers should always consider these uncertainties and inherent risks in the process before making a plan. Hence, this dissertation to propose an optimization problem to determine an ensured energy profile in order to maximize the hydroelectric plant revenue, when it operates in centralized dispatch. The optimization model is deterministic, which has non-linear restrictions in your conception, and, therefore, nonlinear programming is employed in this task. In order to verify the robustness of these results, the ensured energy profile data are inserted in a new optimization routine. This novel routine is linear and has the objective to verify the initial results exposed to others price (PLD) and generation profiles. In this optimization linear model each ensured energy profile is performed by pre-established figures of merit, inclusively Conditional-Value-at-Risk (CVaR). The algorithms were implemented on MATLAB. The proposed optimization models presenting a satisfactory performance, in accordance with the energy profile obtained, considering synthetic series of PLD and generation system.

Keywords: Seasonality. CVaR. Optimization. Nonlinear Programming.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Matriz energética brasileira com base nos dados de 2013.	25
Figura 2.1	Os principais marcos na evolução do tempo no que tange o Setor Elétrico Brasileiro.	36
Figura 2.2	Ilustração dos Ambientes de Contratação Regulada e Livre.	40
Figura 2.3	Montantes de energia negociados no ACL e ACR.	41
Figura 2.4	Cadeia organizacional dos modelos computacionais empregados no planejamento e programação da operação.	43
Figura 2.5	Despesas evitadas pelas distribuidoras na compra de energia elétrica.	48
Figura 2.6	Montantes de energia em MW médios contratados por tipos de contrato. Fonte: (CCEE)	50
Figura 3.1	Representação da métrica de risco VaR para uma curva de distribuição de retornos (Receitas).	57
Figura 3.2	Representação da métrica de risco VaR para uma curva de distribuição de Perdas.	57
Figura 3.3	Distintos índices $CVaR_\beta$ contudo apresentam VaR_β idênticos.	58
Figura 3.4	Representação da métrica de risco CVaR para uma curva de distribuição de retornos (receitas), com ênfase na região resultante desta métrica.	61
Figura 4.1	Estratégia de Sazonalização do Gerador X com vistas a maximização da receita considerando a hipótese de PLD maior no segundo semestre.	64
Figura 4.2	Resultados de Energia Assegurada para o perfil de PLD considerado.	70
Figura 4.3	Resultados de Energia Alocada para o perfil de PLD considerado.	70
Figura 4.4	Resultados de energia alocada considerando contrato.	73
Figura 4.5	Receitas considerando contrato.	74
Figura 5.1	Estrutura com a seqüência de eventos que propiciam a gestão dos dados referentes as séries sintéticas de PLD e geração, as quais serão inseridas no problema de otimização.	79

Figura 5.2	Diagrama de blocos com os principais segmentos do algoritmo implementado no MATLAB.	81
Figura 5.3	Representação dos valores médios mensais de PLD que serão empregados na resolução do problema de otimização.	82
Figura 5.4	Histograma dos valores mensais de PLD que serão empregados na resolução do problema de otimização.	82
Figura 5.5	Representação dos valores médios mensais de geração em <i>pu</i> que serão empregados na resolução do problema de otimização.	83
Figura 5.6	Histograma dos valores mensais de geração em <i>pu</i> que serão empregados na resolução do problema de otimização.	83
Figura 5.7	Valores de energia alocada e assegurada juntamente com os valores mensais de PLD.	85
Figura 5.8	As receitas obtidas em cada cenário com distintos valores de PLD e geração considerando a energia assegurada proposta pela série inicial. As figuras de mérito desta série estão enaltecidas.	86
Figura 5.9	Histograma com as receitas resultantes de cada série averiguada.	87
Figura 5.10	Valores das receitas iniciais previstas para cada série.	88
Figura 5.11	Histograma com os valores das receitas iniciais previstas para cada série.	89
Figura 5.12	Valores de $CVaR_{95\%}$ resultantes de cada uma das 2000 séries.	89
Figura 5.13	Valores de máxima receita para cada série inicial considerando os 2000 cenários aos quais a série inicial foi exposta. .	90
Figura 5.14	Valores médios das receita para cada série inicial considerando os 2000 cenários aos quais a série inicial foi exposta. .	90
Figura 5.15	Valores de receita mínima para cada série inicial considerando os 2000 cenários aos quais a série inicial foi exposta. .	91
Figura 5.16	Valores de energia assegurada que a série escolhida propôs.	92
Figura 5.17	Valores de energia assegurada que a série escolhida propôs.	94
Figura 5.18	Valores de energia assegurada que a série escolhida propôs.	96
Figura A.1	Hipótese em que GSF menor que 1.	111

Figura A.2 Hipótese em que GSF maior que 1. 112

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Mudanças no SEB.....	39
Tabela 4.1 Resultados de energias considerando contrato.....	74
Tabela 4.2 Receitas mensais considerando contrato.....	75
Tabela 5.1 Valores mensais de PLD e geração do sistema que estão sendo estimados para esta série.....	85
Tabela 5.2 Valores mensais de energia alocada e energia assegurada considerando uma série com valores estimados do PLD e de geração.....	85
Tabela 5.3 Valores das figuras de mérito.....	87
Tabela 5.4 Figuras de mérito para a série que obteve melhor desempenho frente as demais séries iniciais.....	91
Tabela 5.5 Energia assegurada para a série proposta.....	92
Tabela 5.6 Energia assegurada sazonalizada mensal para a série escolhida considerando contrato na modalidade de 100% da energia assegurada nominal.....	93
Tabela 5.7 Previsão de energias que serão processadas no mercado de curto prazo com base na energia assegurada sazonalizada.....	94
Tabela 5.8 Energia assegurada sazonalizada mensal para a série escolhida considerando contrato na modalidade de 90% da energia assegurada nominal.....	95
Tabela 5.9 Previsão de energias que serão processadas no mercado de curto prazo com base na energia assegurada sazonalizada.....	96

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEAR	Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custos Marginais de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVaR	<i>Conditional Value-at-Risk</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico
GSF	Fator de Correção da Geração
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças ou Preço Spot
POE	Planejamento da Operação Energética
ONS	Operador Nacional do Sistema
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
MCSD	Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits
VaR	<i>Value-at-Risk</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO GERAL	25
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	25
1.2 MOTIVAÇÃO	28
1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	29
1.4 OBJETIVOS	33
1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	33
2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	35
2.1 INTRODUÇÃO	35
2.2 HISTÓRICO	35
2.3 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	40
2.3.1 Ambiente de Contratação	40
2.3.2 Preço de Liquidação das Diferenças e o Mercado de Curto Prazo	41
2.3.3 Processo de Formação dos Preços	42
2.3.4 Mecanismo de Realocação de Energia	45
2.3.5 Leilões de Energia Elétrica	46
2.3.6 Contratos de Energia Elétrica	49
2.4 CONCLUSÃO	50
3 ANÁLISE DE RISCO EM MERCADOS DE ENER- GIA ELÉTRICA	53
3.1 INTRODUÇÃO	53
3.2 GESTÃO DO RISCO FINANCEIRO	53
3.3 MÉTRICA VALUE-AT-RISK	56
3.4 MÉTRICA CONDITIONAL-VALUE-AT-RISK (CVAR) ...	59
3.4.1 Formulação Geral do Problema de Otimização de Portfólio utilizando CVaR	60
3.5 CONCLUSÃO	62
4 UM MODELO DE SAZONALIZAÇÃO	63
4.1 INTRODUÇÃO	63
4.2 SAZONALIZAÇÃO	63
4.3 METODOLOGIA PROPOSTA	66
4.4 METODOLOGIA PROPOSTA EMPREGANDO CONTRA- TOS DE ENERGIA	71
4.5 CONCLUSÃO	75
5 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO PROBLEMA E RESULTADOS OBTIDOS	77
5.1 INTRODUÇÃO	77

5.2	METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO PROBLEMA	77
5.3	ANÁLISE DE UMA SÉRIE INICIAL CONFRONTADA COM AS DEMAIS 2000 SÉRIES	84
5.4	ANÁLISE DO CRUZAMENTO DE 2000 SÉRIES ENTRE SI	88
5.5	ANÁLISE DO CRUZAMENTO DE 2000 SÉRIES ENTRE SI COM CONTRATO	92
5.5.1	Contrato de 100% da energia assegurada nominal . .	93
5.5.2	Contrato de 90% da energia assegurada nominal . .	95
5.6	CONCLUSÃO	97
6	CONCLUSÃO	99
	REFERÊNCIAS	103
	APÊNDICE A – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	109
	APÊNDICE B – Implementação dos Algoritmos no MA- TLAB	115

1 INTRODUÇÃO GERAL

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A matriz energética brasileira é caracterizada essencialmente pela geração de energia a partir de usinas hidrelétricas com a complementação da geração a partir de usinas termelétricas (MME, 2013). Estas informações estão elucidadas na Figura 1.1, a qual apresenta as diferentes modalidades de geração de energia elétrica, de acordo com o Balanço Energético Brasileiro do ano de 2013. Averiguando-se as distintas fontes de geração de energia elétrica, observa-se que a sinergia destas caracteriza o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) como hidrotérmico.

O SEB é constituído pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e por sistemas independentes que estão situados principalmente na região Amazônica. O SIN detém cerca de 97% da capacidade total de energia elétrica, sendo um sistema hidrotérmico de grande porte. Destaca-se que o SIN é dividido em quatro grandes subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (ONS, 2013).

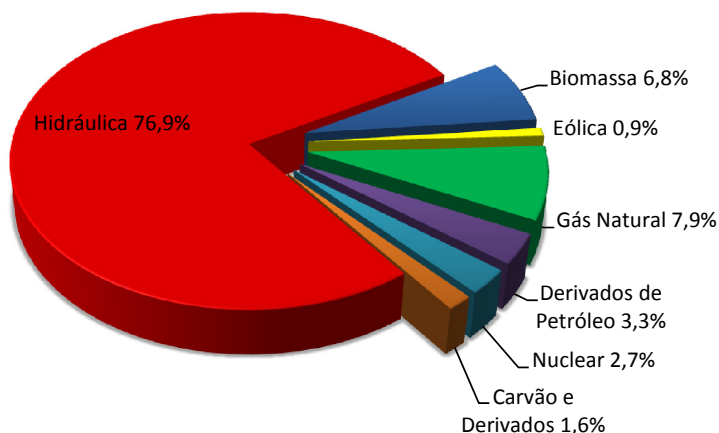


Figura 1.1 – Matriz energética brasileira com base nos dados de 2013.

A origem aleatória dos índices pluviométricos influencia diretamente no volume de água nos rios que suprem as usinas hidrelétricas. Esta característica estocástica¹ aliada ao acoplamento hídrico que existe entre diferentes usinas, haja visto que para alguns casos há a conexão em cascata destas, e agregando as não linearidades da função de custo das unidades termelétricas, resultam em um problema de elevada complexidade para o Planejamento da Operação Energética (POE).

O problema do POE consiste em quanto produzir de cada usina hidrelétrica e termelétrica, de modo que a demanda por energia seja atendida ao menor custo de operação em um determinado horizonte de planejamento. Ressalta-se que este planejamento, geralmente, é realizado sob ótica de curto, médio e longo prazo, cada qual com métodos e estratégias preeminentes (SILVA, 2012).

No Brasil, segundo (ONS, 2013), existem três distintas modalidades que indicam como e quando operam as usinas de geração de energia elétrica. Estas informações são atribuídas à usina pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) de acordo com o Procedimento de Rede específico (módulo 26), cujas modalidades são dadas por:

1. Programação e despacho centralizado;
2. Programação centralizada e despacho não centralizado;
3. Programação e despacho não centralizado.

Neste trabalho será averiguado somente a modalidade do agente gerador que irá atuar sob despacho centralizado. Este tipo de despacho é efetuado pelo ONS, e as usinas tanto hidrelétricas quanto termelétricas, somente realizarão as suas respectivas gerações quando estiverem aptas e autorizadas. A decisão do ONS, acerca de quais e como serão despachadas é baseada na minimização dos custos operacionais considerando os índices de aflúncias, os níveis de reservatórios de água, os preços ofertados pelas usinas termelétricas e as restrições

¹A estocasticidade deste é atribuída ao desconhecimento e a aleatoriedade da origem destas informações.

operacionais, como por exemplo, a capacidade do sistema de transmissão. Assim, os agentes geradores sujeitos ao despacho centralizado não tem controle sobre seu nível de geração, independentemente de seus compromissos de venda de energia realizados com base nas suas energias asseguradas nominais (CCEE, 2013).

Como já descrito anteriormente, o Brasil opera com predominância hidrelétrica. Neste sentido, a geração de energia elétrica ocorre em função da disponibilidade de água, e a oferta de energia ocorre considerando a natureza estocástica das afluições. Desta forma, o montante de energia que será despachado, bem como o seu preço, agregam uma série de incertezas e riscos que influenciarão no retorno financeiro esperado pelos agentes que atuam no processo de comercialização de energia elétrica.

Neste ambiente de comercialização os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres e distribuidores de energia elétrica buscam estratégias próprias com vistas à minimização de seus custos e a maximização das receitas. Neste sentido, as estratégias planejadas envolvem quantificação, monitoramento e controle dos riscos de comercialização nos mercados que, por sua vez, requerem ferramentas apropriadas de gerenciamento. Assim, no Brasil, o objetivo principal do POE é a determinação de estratégias ótimas de geração, para cada agente gerador, com a minimização do custo operativo (SILVA, 2012).

As funções objetivo para a otimização de um portfólio de energia devem contabilizar as medidas que demonstrem a expectativa do retorno dos investimentos, assim como indicativos da exposição destes agentes no mercado, ou seja, o risco relacionado a cada estratégia planejada.

Esta dissertação é contextualizada no cenário brasileiro de comercialização de energia elétrica. Ao empregar técnicas de otimização, implementadas em programação não-linear, constrói-se um modelo para a gestão do risco financeiro de um agente gerador sujeito ao despacho centralizado.

1.2 MOTIVAÇÃO

A energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é a máxima produção de energia que pode ser mantida continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das diversas possibilidades de seqüências de vazões criadas estatisticamente. A continuidade deste fornecimento de energia é realizado admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados, permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual, esse risco é de 5% (CCEE, 2013; ANEEL, 2013).

Desse modo, a determinação da energia assegurada independe da geração real e está associada às condições, a longo prazo, que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit), considerando principalmente a variabilidade hidrológica à qual a usina está submetida. Portanto, considera-se que a energia assegurada de cada usina hidrelétrica corresponde à uma fração da energia assegurada total do sistema.

Considerando a ampla extensão do território brasileiro, bem como, os distintos índices pluviométricos de cada região, observa-se que no decorrer do ano haverá variações hidrológicas relevantes, pois identificam-se períodos secos e úmidos, os quais são não coincidentes. Neste contexto, uma região quando no período seco poderá armazenar água e despachar abaixo da média, enquanto que a outra região, sob o período úmido, produzirá energia acima da média no intuito de equilibrar esta demanda, respeitando as restrições operativas do sistema.

Um mecanismo utilizado para a comercialização da energia produzida pelos agentes com geração hidrelétrica é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que tem o objetivo de compartilhar o risco hidrológico no âmbito do sistema interligado. O MRE distribui a totalidade da energia produzida pelos participantes do mecanismo, fazendo a alocação na proporção de suas energias asseguradas. O índice resultante do MRE é denominado de Fator de Correção da Geração (GSF),

cujos valores são representados em base *pu* e significam a relação de proporcionalidade das energias asseguradas de cada usina hidrelétrica participante deste mecanismo.

Em função de que a geração hidrelétrica de energia elétrica no Brasil apresenta característica sazonal, foi estabelecido uma flexibilidade para os agentes de geração hidrelétrica denominado de sazonalização da energia assegurada, sendo este de particular interesse e objeto de estudo deste trabalho.

Assim, as usinas hidrelétricas utilizam para a administração de seus recursos energéticos, a sazonalização, realizada ao final de cada ano para vigência no ano seguinte. A decisão e o procedimento de como sazonalizar a energia assegurada é vista pelo agente gerador sob grande incerteza. Essa insegurança pode resultar em prejuízos financeiros substanciais para o gerador hidrelétrico. É de suma importância que o gerador tome a decisão de sazonalização levando em consideração as incertezas e os riscos inerentes a esse processo estratégico.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste momento serão apresentados alguns trabalhos acadêmicos que averiguaram os conceitos de sazonalização da energia assegurada de um agente gerador de energia elétrica.

Em (FONSECA, 2009), é proposto um modelo de otimização estocástica para simular o processo decisório de como sazonalizar a garantia física de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) combinadas com usinas de Biomassa. O autor discute a sinergia existente entre PCHs e usinas de Biomassa, em função de que o período seco coincide com a safra de cana de açúcar, e assim, propõe uma estratégia alternativa de comercialização de energia elétrica. Ressalta-se que para simular o processo decisório do gerador hidráulico, foi implementado um modelo de otimização linear estocástica empregando o *solver* XPRESS (XPRESS-MP, 2013) que tem como objetivo encontrar o perfil de sazonalização que otimiza a função objetivo do gerador de maneira a restringir o risco

financeiro ao qual ele está submetido. O autor não apresentou uma descrição acerca dos modelos matemáticos, bem como, dos critérios de aversão ao risco financeiro que são empregados, e por consequência, não é possível averiguar o desempenho e fidelidade dos resultados frente a outras estratégias.

Destacam-se também trabalhos que empregam técnicas para formulação do problema de otimização, como em (SIMÕES, 2009) na qual se propôs um modelo de análise de decisão da sazonalização a partir da otimização da medida ômega (Ω), com restrições de risco, utilizando simulação dos preços de curto prazo. No processo de comercialização de energia de energia elétrica, observam-se distribuições de preços extremamente afastados da normalidade, em função disso, a utilização de conceitos de média e variância são ineficazes o que torna o uso da medida Ω de potencial interesse devido a independência à hipóteses de normalidade. Esta medida consegue então incorporar todos os momentos da distribuição de resultados, fornecendo uma descrição completa das características do risco-retorno. A maximização da medida Ω foi escolhida como critério da sazonalização, dado um determinado nível de aversão ao risco financeiro. O autor empregou este modelo para o caso de uma pequena central hidrelétrica.

Neste mesmo contexto, (LIMA, 2012) desenvolveu um trabalho no qual foi tomada como referência uma comercializadora que possui uma carteira composta de um contrato de venda de um montante mensal fixo de energia, um contrato de compra de energia elétrica de uma usina eólica e um contrato de compra de energia de uma hidrelétrica que pode ser sazonalizado. O autor então, desenvolveu uma metodologia para determinar o perfil de sazonalização ideal a ser utilizado para aumentar os lucros da carteira de contratos. A maximização da medida ômega Ω foi a métrica utilizada para analisar os cenários e foram consideradas as restrições de aversão ao risco financeiro nas análises realizadas.

Além disso, em (SOKEI, 2008) aborda-se o emprego de algoritmos genéticos para a minimização da perda esperada e do risco por meio da sazonalização. A cada indivíduo da população do algoritmo

vincula-se um perfil de sazonalização. Esta abordagem é adequada, em função de que a natureza, tanto do problema quanto, deste tipo de algoritmo apresentarem perfil discreto no tempo. O autor também emprega métrica de aversão ao risco financeiro, contudo não incorpora esta medida na formulação da função objetivo e então opta-se pela utilização dos algoritmos genéticos para a otimização. Assim, a averiguação da métrica de risco é realizada para a distribuição de retornos esperados, ou seja, os indicadores de risco não são restrições do modelo de otimização, mas um cálculo de simulação realizado *a posteriori*. Este modelo foi desenvolvido em uma linguagem orientada a objetos, C++, cujos resultados são consultados via interface gráfica.

A dissertação, proposta no presente documento, visa analisar e propor uma estratégia de sazonalização da energia assegurada de um agente gerador atuando sob despacho centralizado. Ao empregar técnicas de otimização, implementadas em programação não-linear, constrói-se um modelo para a gestão do risco financeiro de um agente gerador que opta pelo processo estratégico da sazonalização. A geração do sistema e o preço da energia elétrica empregado no mercado de curto prazo (Preço *Spot* ou Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) são considerados no processo de otimização em busca da maximização da receita. Neste sentido, emprega-se na formulação do problema de otimização as informações de 2000 séries sintéticas de PLD e geração do sistema. Assim, almeja-se determinar um perfil de energia alocada, bem como de energia assegurada que será atribuído ao gerador objetivo.

Como afirmado anteriormente, o Brasil apresenta uma ampla extensão territorial, e há limitações na capacidade de transmissão de energia entre as diferentes áreas do sistema interligado nacional, e por consequência, isso acarreta em diferentes preços na comercialização de energia elétrica entre as regiões do território brasileiro.

Quando as restrições acerca da capacidade de transmissão de energia são de nível estrutural, ou seja, quando decorre da insuficiência da malha de transmissão, então se caracteriza a presença de submercados, os quais são áreas do sistema que podem apresentar preços diferen-

tes entre si. No sistema elétrico brasileiro, em função da configuração atual da malha de transmissão, identificam-se quatro submercados os quais correspondem às regiões: Norte; Nordeste; Sul; Sudeste/Centro-Oeste.

O modelo de otimização proposto neste trabalho não abordará distinção entre submercados para o sistema de transmissão, neste sentido, pode-se considerar que os geradores averiguados pertencem ao mesmo submercado.

A impossibilidade de uma previsão perfeita dos índices futuros de geração de energia, no momento da tomada de decisão, tornam o problema essencialmente estocástico. Contudo, devido a elevada complexidade para a resolução deste problema pode-se buscar métodos determinísticos. Portanto, neste trabalho o modelo de otimização proposto será determinístico, o qual agregará restrições não lineares em sua concepção, e portanto, emprega-se programação não-linear na implementação e resolução deste.

Como afirmado anteriormente, na formulação do problema de otimização, empregou-se 2000 séries sintéticas de PLD e geração do sistema. Ressalta-se que cada série propõe um perfil mensal de PLD, bem como, um cenário mensal de geração do sistema elétrico em um horizonte anual. Ao empregar cada série, no modelo de otimização não-linear, determina-se um perfil de energia assegurada mensal, cujo objetivo é a maximização da receita anual.

Desta forma, cada uma das 2000 séries iniciais irá propor um perfil de energia assegurada sazonalizada. No intuito de verificar a robustez destes resultados, insere-se os dados de energia assegurada que cada uma destas séries iniciais retornou em uma nova rotina de otimização. Esta nova rotina apresenta característica linear e o objetivo é expor a série inicial frente à 2000 distintos cenários de PLD e geração. Neste modelo de otimização linear observam-se o desempenho de cada perfil de energia assegurada sazonalizada com base em figuras de mérito pré-estabelecidas.

Portanto, a proposição do perfil de energia assegurada sazona-

lizada é resultante de programação não-linear, contudo, o processo de verificação e ponderação acerca da candidatura deste perfil é efetivado por programação linear.

Com a solução dos problemas de otimização, propostos neste trabalho, determina-se uma estratégia para sazonalizar a energia assegurada de um usina hidrelétrica com o intuito de maximizar a receita considerando uma métrica de risco coerente. O algoritmo de resolução do problema de otimização é implementado no ambiente MATLAB, empregando o comando *fmincon* (AZEVEDO; OLIVEIRA; FILHO, 2005), o qual é configurado para atuar com o método de resolução de pontos interiores (WRIGHT, 1996; VANDERBEI; SHANNO, 1997; MEHROTRA, 1992).

1.4 OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho englobam a análise e discussão dos riscos inerentes ao processo de sazonalização da energia assegurada de um agente gerador exposto ao mercado de curto prazo e atuando na modalidade de despacho centralizado. Assim, por meio de métodos de otimização numérica, busca-se a concepção de uma estratégia de maximização da receita deste agente gerador.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A seguir é descrito a estrutura organizacional da presente dissertação de mestrado em engenharia elétrica na área de concentração sistemas de energia elétrica.

No Capítulo 2, é apresentada a revisão bibliográfica acerca do SEB, neste sentido investiga-se a estrutura organizacional do SEB e as mudanças ocorridas nos últimos anos. Neste capítulo, também será abordado as principais características do mercado de energia elétrica, do ponto de vista de um agente gerador que atua no processo de comercialização de energia elétrica.

O Capítulo 3, por sua vez, analisa os conceitos associados a gestão e análise de risco que englobam a comercialização de energia elétrica. É realizada uma análise das principais métricas de riscos, e assim define-se qual destas será empregada como base na concepção dos modelos que visam a sazonalização da energia assegurada.

A metodologia proposta para o modelo de otimização que visa a sazonalização da energia assegurada de um agente gerador hidrelétrico é apresentada no Capítulo 4. Inicialmente, descreve-se os conceitos pertinentes acerca da sazonalização de agentes geradores hidrelétricos. Na sequência, a metodologia concebida no presente trabalho é apresentada. Ressalta-se que a formulação proposta considerará duas hipóteses de contratação do agente gerador objetivo. Inicialmente, um modelo de sazonalização para um agente atuando sem contrato, ou seja, o despacho deste agente será exclusivamente para o mercado de curto prazo. Na sequência, será realizado um estudo onde o gerador possui contratos para a comercialização de sua energia.

A apresentação, análise e discussão que constam no Capítulo 5, são os resultados obtidos por meio do modelo de otimização cuja solução propicia a escolha de um perfil de sazonalização do gerador objetivo.

As considerações finais e sugestões para trabalhos futuros finalizam e encerram a estrutura organizacional deste trabalho.

2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 INTRODUÇÃO

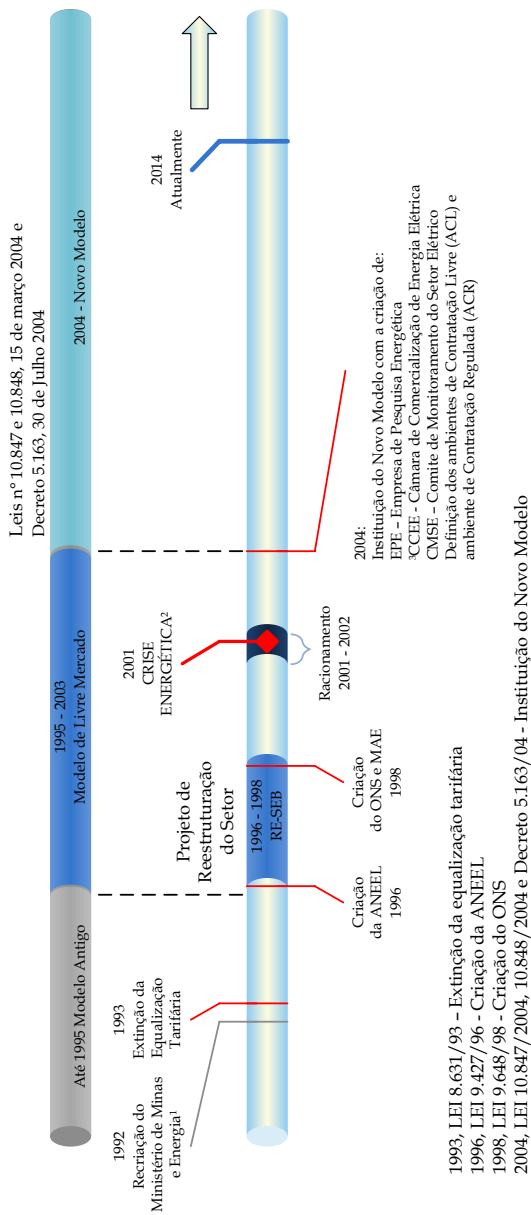
Este capítulo descreve o processo de geração e comercialização de energia elétrica no Brasil. Assim, este capítulo visa elucidar os conceitos básicos associados ao processo de comercialização de energia no Brasil.

2.2 HISTÓRICO

O SEB opera sob concessão, autorização ou permissão do Estado provendo serviços públicos de energia elétrica à população. Até a década de 90, o modelo do SEB considerava empresas verticalizadas, predominantemente estatais, que abrangiam as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo os recursos financeiros para construção de usinas, linhas de transmissão e sistemas de distribuição obtidos em função de financiamentos por meio de recursos públicos. Toda atividade relacionada à energia elétrica era um monopólio e, conseqüentemente, não existia competição, uma vez que todos os consumidores eram cativos (ou regulados) e o mercado completamente regulado, incluindo tarifas para todos os segmentos.

A partir da década de 90 iniciou-se uma reforma do SEB, cujos marcos iniciais foram em 1993 quando extinguiu-se a equalização tarifária vigente e criaram-se os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e em 1995 criou-se o Produtor Independente de Energia (PIE) e o conceito de Consumidor Livre (CCEE, 2013).

A Figura 2.1 apresenta uma linha do tempo com os principais acontecimentos históricos que culminaram na composição atual do SEB.



³ A CCEE sucedeu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)

¹Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960, pela Lei nº 3.782, de 22 de julho. Em 1990, a Lei nº 8.028, de 12 de abril, extinguiu o MME e transferiu suas atribuições ao Ministério da Infra-Estrutura. O Ministério de Minas e Energia voltou a ser criado em 1992, por meio da Lei nº 8.422, de 13 maio.

²A crise energética de 2001 culminou no racionamento de fornecimento de energia elétrica no período de junho de 2001 até Fevereiro de 2002.

Figura 2.1 – Os principais marcos na evolução do tempo no que tange o Setor Elétrico Brasileiro.

Os PIE's são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco. Consumidores Livres são consumidores que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, podem optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação. O critério para tornar-se consumidor livre é possuir uma demanda mínima de 3000 kW, com a ressalva de que consumidores conectados até 08 de julho de 1995 devem possuir tensão de fornecimento de 69 kV, sendo que para os consumidores conectados depois desta data, poderá ser utilizada qualquer nível de tensão de fornecimento (CCEE, 2013).

Já em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). O MME é um órgão responsável por elaborar políticas governamentais para a prestação dos serviços públicos de energia elétrica aos consumidores, atuando em conjunto com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Além disso, o MME atua como poder concedente, e também no planejamento do setor energético, sendo responsável pelo planejamento da expansão energética nacional.

O Projeto RE-SEB foi responsável pela desverticalização das empresas, segmentando as atividades de geração, transmissão/distribuição e comercialização. Até então as empresas eram verticalizadas, por exemplo, uma empresa poderia ser detentora das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, criando assim um monopólio, não havendo competição, o que poderia causar preços elevados para os consumidores, já que só havia consumidores cativos. Outra criação do Projeto RE-SEB foi a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que é vinculada ao MME, atuando na regulação e fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. As principais tarefas da ANEEL são garantir tarifas justas e garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distri-

buição para que ela possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias (ANEEL, 2013).

Também durante o Projeto RE-SEB criou-se o ONS, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Cabe também ao ONS administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no país. É de sua responsabilidade, atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema.

A conclusão do Projeto RE-SEB ocorreu em 1998, que ainda teve a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente utilizado para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica.

Após a grave crise de abastecimento ocorrida em 2001, onde houve racionamento de energia elétrica, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Em 2004, o Novo Modelo Institucional definiu a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), instituição responsável pelos estudos e pesquisas no que se refere ao planejamento do setor energético. Criou-se também o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica.

O Novo Modelo Institucional do setor elétrico teve por objetivo garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária (criação da compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões) e promover a inserção social no SEB, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

O Novo Modelo Institucional ainda definiu em 2004 que o MAE fosse sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A CCEE contabiliza e liquida as operações do mercado de energia, assim como administra os contratos de compra de energia para os consumidores regulados. As regras e os procedimentos de comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados

pela ANEEL (ANEEL, 2013).

A Tabela 2.1 apresenta um resumo, com as principais diferenças entre os modelos empregados na gestão do setor energético brasileiro, cuja classificação foi concebida por meio de três distantes etapas: (i) até 1995, (ii) entre 1995 e 2003, e (iii) após 2004.

Tabela 2.1 – Mudanças no SEB

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 à 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento de recursos públicos (BNDES) e privados	Financiamento de recursos públicos (BNDES) e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Monopólios: competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	Ambiente Livre: preços livremente negociados na geração e comercialização. Ambiente Regulado: Leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre mercado Livre e Regulado
Planejamento determinativo pelo grupo coordenador do planejamento dos sistemas elétricos (GCPS)	Planejamento indicativo pelo CNPE	Estudos de planejamento realizados pela EPE
Contratação: 100% do mercado	Contratação: 85% do mercado (até Ago/2003) e 95% do mercado (após Set/2003)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/ déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/ déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/ déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismos de compensação de sobras e déficits (MCSD) para as distribuidoras

Adaptado de: [CCEE, 2013]

2.3 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste momento, será averiguado a composição organizacional do Mercado de Energia Elétrica no Brasil. Serão abordados os ambiente de contratação, o PLD e a sua formação, assim como o mercado de curto prazo e o MRE. Também serão descritos os leilões e os contratos de comercialização de energia elétrica.

2.3.1 Ambiente de Contratação

Neste âmbito destaca-se a criação pelo Novo Modelo Institucional de dois tipos de ambiente de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR comercializa-se a energia para os consumidores chamados cativos ou regulados, onde as distribuidoras devem contratar sua energia por meio de leilões públicos dos agentes de geração, comercializadores ou produtores independentes.

Por outro lado, no ACL participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. É neste ambiente onde acontecem as transações e negociações de energia por meio de contratos bilaterais. A Figura 2.2 ilustra o ACR e ACL (CCEE, 2013).

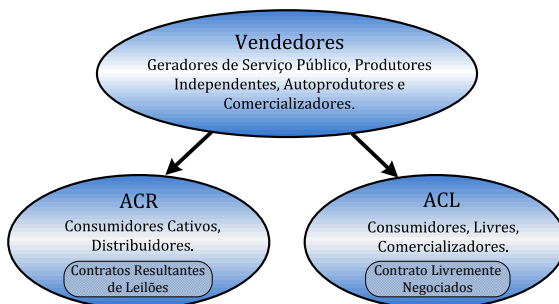


Figura 2.2 – Ilustração dos Ambientes de Contratação Regulada e Livre.

A Figura 2.3 ilustra o consumo em MW-médios do ACR e do ACL dos meses de Novembro de 2012 à Novembro de 2013, pode-se destacar que o ACL representa aproximadamente 25% do mercado de energia elétrica (CCEE, 2013).

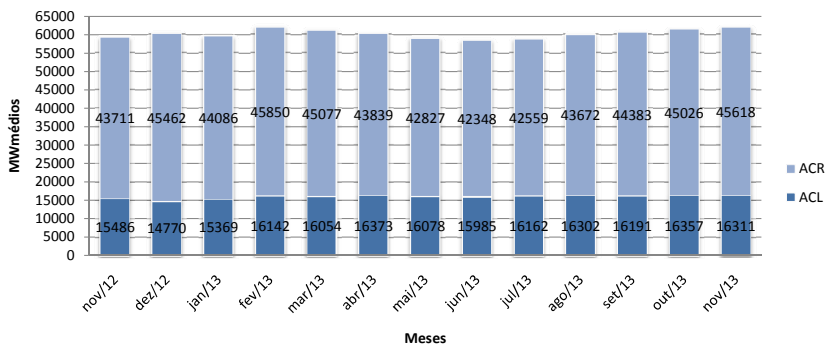


Figura 2.3 – Montantes de energia negociados no ACL e ACR.

Os agentes de geração e os comercializadores podem vender a energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo (CCEE, 2013).

2.3.2 Preço de Liquidação das Diferenças e o Mercado de Curto Prazo

O Mercado de Curto Prazo é o ambiente onde a diferença entre a quantidade de energia que o agente produz e consome e a quantidade de energia contratada para suprir seus compromissos é liquidada. Apesar da nomenclatura empregada, este ambiente não atua como um mercado propriamente dito. Na realidade, após cada período de contabilização – que atualmente é semanal – a CCEE mensura a energia gerada e contratada por cada agente. As diferenças existentes nestes são então liquidadas financeiramente empregando, neste caso, o PLD. É usual também a denominação do PLD como preço *spot*.

Ressalta-se que a participação no Mercado de Curto Prazo é compulsória para agentes geradores, distribuidores, importadores, exportadores, comercializadores e consumidores livres no SIN. O mercado de curto prazo é administrado pela CCEE, assim como o PLD, o qual é também denominado de Preço de Mercado da CCEE. Porém este preço não é definido pelos produtores, e sim pela solução ótima de equilíbrio entre o benefício do uso da água (presente e futuro) em termos de armazenamento, economizando assim o uso das usinas termelétricas, sendo que estes dados são fornecidos através de modelos computacionais gerenciados pelo ONS.

No que se refere a sazonalização, o agente gerador pode estar confiante em que haverá uma variação substancial do PLD, alocando, assim, mais energia na época do ano em que ele espera a ocorrência de um PLD mais elevado e menos energia na época do ano em que ele espera um PLD mais baixo. Supondo que a geração de energia em um dado mês seja muito inferior aos seus compromissos contratuais e o PLD neste mês esteja muito alto, o gerador terá de “comprar” a diferença de energia no mercado de curto prazo pagando PLD vigente.

2.3.3 Processo de Formação dos Preços

Na condição de despacho centralizado todas as usinas operam de maneira conjunta e o despacho de cada uma destas é definido pelo ONS a cada hora, mensurado por meio de MWh. A determinação de qual usina, bem como, o montante de energia é determinado pelo ONS, com o objetivo de minimizar o valor esperado do custo operativo do sistema ao longo dos próximos cinco anos, considerando a estocasticidade das afluições nesse período. As informações empregadas pelo ONS nas funções de otimização são dadas por:

- estado de armazenamento atual dos reservatórios;
- afluições observadas nos meses antecessores;
- cronograma de entrada e de disponibilidade dos equipamentos de

geração e transmissão durante os próximos cinco anos;

- custos operativos das usinas térmicas;
- demanda prevista para os próximos cinco anos.

Essas informações são inseridas em uma cadeia de modelos computacionais de otimização que contabiliza a incerteza das afluências. Estes modelos computacionais englobam desde o planejamento em longo prazo até o despacho horário, considerando também as restrições acerca das capacidades da rede de transmissão. A Figura 2.4 mostra a composição organizacional dos modelos computacionais que são empregados na composição tanto do planejamento quanto da programação da operação.

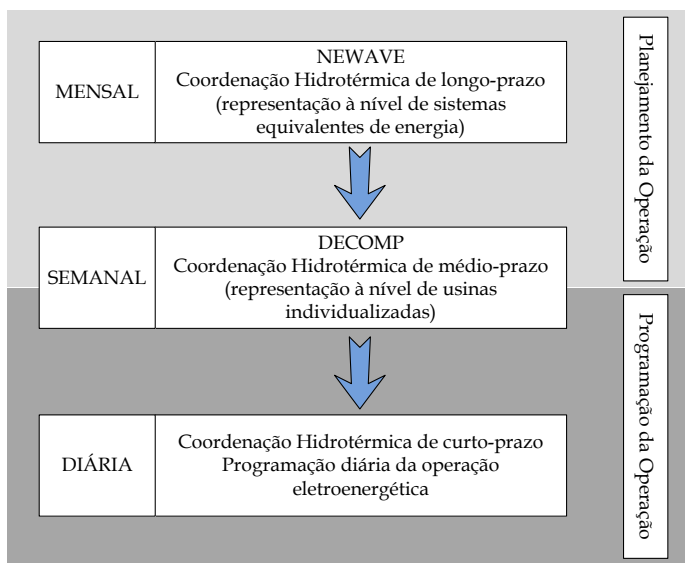


Figura 2.4 – Cadeia organizacional dos modelos computacionais empregados no planejamento e programação da operação.

O modelo NEWAVE realiza o planejamento otimizado da operação do sistema em um horizonte de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação dos reservatórios por sistemas equi-

valentes de energia. O objetivo do NEWAVE é a determinação de estratégias de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados obtidos são as funções de custo futuro, as quais informam o impacto de utilização da água nos reservatórios para as etapas subsequentes, ou seja, de menor prazo. Ressalta-se também como resultado os custos marginais de operação em base mensal, os quais são indicadores relevantes dos preços na CCEE.

O modelo DECOMP, por sua vez, opera em um horizonte de curto prazo (até 12 meses) com discretização mensal/semanal, que representa o primeiro mês em base semanal e por meio de vazões previstas (determinísticas). A aleatoriedade das vazões do restante do período é representada por meio de uma árvore de possibilidades (cenários das vazões). Neste modelo, os agentes geradores são representados individualmente por subsistema, usinas hidráulicas e térmicas. O objetivo do DECOMP é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana), dado o conjunto de informações (demanda, vazões, disponibilidades, limites de transmissão) e a função de custo futuro resultante do NEWAVE (esta é a conexão com o planejamento à longo prazo). Como resultado do DECOMP tem-se: os despachos de geração de cada usina hidráulica e térmica e os Custos Marginais de Operação (CMO) de cada sistema (para cada semana e em cada patamar de carga).

O cálculo do PLD efetivado pela CCEE emprega o mesmo conjunto de modelos computacionais que o ONS, contudo há algumas diferenças nos procedimentos adotados. Para a formação de preços na CCEE, as disponibilidades e características dos geradores são idênticas às consideradas pelo ONS no despacho físico. Contudo, a CCEE emprega uma representação simplificada da demanda e da estrutura da rede de transmissão. A demanda é agrupada em regiões, denominadas de submercados e as restrições de transmissão internas a cada submercado são ignoradas, sendo representado somente os limites de trans-

missão entre submercados. Assim, o PLD é, basicamente, o CMO resultante da simulação feita para CCEE utilizando o modelo DECOMP. No entanto, o cálculo do PLD considera ainda os valores de limite inferior e de limite superior (piso e teto respectivamente) resultando em uma variabilidade consideravelmente menor à do CMO (CCEE, 2013).

2.3.4 Mecanismo de Realocação de Energia

O MRE compartilha o risco hidrológico entre os participantes do SIN, com o objetivo de distribuir a energia total produzida pelos participantes, alocando na proporção de suas energias asseguradas (garantia física de cada usina), ou seja:

- Se a geração total for menor que a energia assegurada total - haverá diminuição da energia alocada por um Fator de Correção de Energia Assegurada, denominado GSF. Nesta hipótese define-se como $GSF < 1$, o qual é determinado pela expressão (2.1). Neste contexto, supondo que $GSF = 0,8$, uma determinada usina com energia assegurada aferida em 100 MWmed terá a sua garantia física ajustada para 80 MWmed.
- Se a geração total for maior que a energia assegurada total, não haverá redução da energia assegurada de usina, então para definição da energia alocada aplica-se o fator de correção da geração unitário. O montante de energia gerada acima da energia assegurada total do sistema é definida como energia secundária.

$$GSF_m = \frac{E_m^{aloc,total}}{E_m^{asseg,total}} \quad (2.1)$$

Portanto, quando a geração total do sistema for maior que a soma das energias asseguradas nominais individuais, cada usina terá alocação igual à sua energia assegurada, acrescida de uma parte do excedente (energia secundária). Esta energia secundária é repassada ao MRE, o qual realizará a distribuição da mesma entre os seus participantes. Após este rateio, estas usinas recebem de volta parte da energia secundária

na proporção de sua energia assegurada nominal (CCEE, 2013).

No caso de geração abaixo de suas energias asseguradas nominais, as usinas recebem do MRE a energia assegurada até o seu limite e depois sua parte da energia secundária.

Desta forma, tem-se a energia alocada de cada usina. Portanto, a energia alocada de uma usina não é a sua produção física, mas sim o resultado do rateio da produção de todas as usinas pertencentes ao MRE.

O Apêndice A, ao final desta dissertação, complementa a descrição do MRE.

Na estratégia de sazonalização, cada usina pode distribuir sua energia assegurada nominal anual da maneira que escolher ao longo do ano. A energia alocada em cada mês não pode ser maior do que a potência instalada da usina.

Desta forma a usina pode escolher receber uma menor fração da energia hidrelétrica total gerada pelo sistema em um dado mês para, assim, receber uma maior fração da energia hidrelétrica total gerada em outro mês do mesmo ano.

Essa decisão do gerador pode ter vários fatores, como por exemplo, a redução da exposição do gerador devido à sazonalização de seus contratos de venda de energia.

2.3.5 Leilões de Energia Elétrica

Os leilões de energia elétrica foram estabelecidos a partir de 2004 pelo Novo Modelo Institucional do SEB e foram posteriormente modificados em 2010 (CCEE, 2013). As concessionárias, permissionárias e as autorizadas do serviço público de distribuição do SIN devem garantir por meio dos leilões o atendimento total de seu mercado no ACR, os agentes devem celebrar Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) para atendimento do mercado. A ANEEL delega à CCEE a operacionalização dos leilões, conforme decretos publicados no Diário Oficial da União (MME, 2013).

Os leilões são de suma importância para o SEB, é a partir dos leilões que se obtém o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica no sistema, o que resulta em menores ocorrências de déficit. Os leilões influenciam no valor das tarifas pagas pelos consumidores, sendo um mecanismo transparente de comercialização de energia elétrica contribuindo para a modicidade tarifária e também na qualidade da matriz elétrica brasileira em termos ambientais.

Além disso, os leilões são importantes para o planejamento energético brasileiro, pois são utilizados para a concessão de novas usinas por meio de Leilões de Energia Nova e também são responsáveis pelos contratos de suprimento para atendimento de demandas futuras das distribuidoras de energia. Os leilões de energia elétrica existentes no Brasil são (CCEE, 2013):

- **Leilões de Energia Nova** - Também chamados de leilões A-3 e A-5, ambos são leilões onde realiza-se a oferta de energia nova proveniente de usinas que ainda serão construídas, com prazo de construção de até 3 anos (Leilão A-3) e até 5 anos (Leilão A-5).
- **Leilões de Energia Existente** - Também conhecido como leilão A-1, este tipo de leilão é realizado para usinas já existentes e que já pagaram seus investimentos. Estas usinas produzem energia a um preço mais baixo, o que na teoria se aplicaria no preço de venda da energia.
- **Leilões de Energia de Reserva** - Estes leilões têm como objetivo aumentar a segurança de fornecimento de energia elétrica do SIN. A energia pode prover de usinas novas ou existentes, contratadas especialmente para esta finalidade. Esta energia é liquidada no mercado de curto prazo.
- **Leilões de Ajuste** - São leilões que visam complementar o atendimento das distribuidoras, pois podem ocorrer divergências quanto às previsões realizadas em leilões anteriores. São leilões para contratos curtos, que podem variar de 4 à 24 meses.

- **Leilões de Fontes Alternativas** - São leilões que possuem o objetivo de aumentar a participação de fontes renováveis, como por exemplo: eólica e biomassa. Também participam desse leilão as PCHs.
- **Leilões Estruturantes** - São leilões destinados à compra de energia elétrica de projetos de geração indicados por resolução do CNPE e aprovados pelo presidente da República, devido ao caráter estratégico e interesse público destes empreendimentos. Este tipo de leilão busca assegurar a modicidade tarifária e a confiabilidade do sistema elétrico.

Os geradores que desejam construir novas usinas têm os leilões de Energia Nova como uma oportunidade de venda garantida de energia a longo prazo, o que reduz os riscos associados ao projeto e desta forma é reduzida também a taxa interna de retorno por parte dos investidores, o que ocasiona na diminuição dos custos de geração de energia elétrica.

Neste sentido, as distribuidoras contratam energia nova com 3 ou 5 anos de antecedência, o que resulta num preço teoricamente inferior. A Figura 2.5 ilustra as despesas evitadas pelas distribuidoras na compra de energia elétrica desde a criação do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico em 2004, pode-se destacar que até Dezembro de 2013 foram evitados R\$ 5,5 bilhões em despesas (MME, 2013).

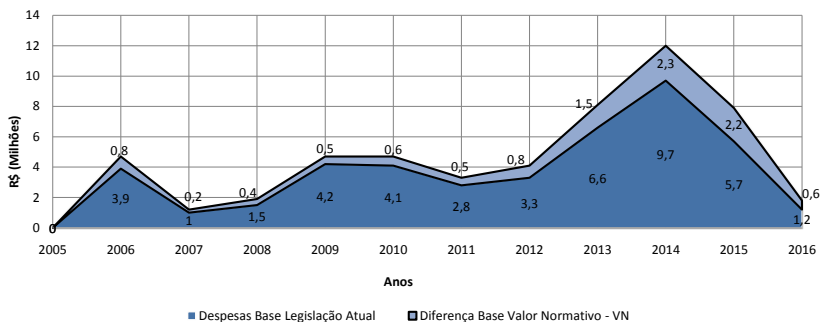


Figura 2.5 – Despesas evitadas pelas distribuidoras na compra de energia elétrica.

2.3.6 Contratos de Energia Elétrica

Os contratos de comercialização de energia elétrica definem as especificações da relação entre os agentes compradores e os agentes vendedores de energia. Ressalta-se que o agente consumidor é obrigado, conforme proposto pelo Novo Modelo o qual é vigente a partir de 2004, a contratar 100% da sua demanda de energia elétrica.

Nos contratos são definidos os critérios técnicos, econômicos e legais que co-relacionam as partes envolvidas. Destaca-se também que as não conformidades em atendimento aos requisitos dos contratos irão refletir em penalidades, as quais constam devidamente registradas. No cenário brasileiro os CCEAR's podem ser classificados segundo o critério de quantidade ou de disponibilidade.

Para os contratos regidos por quantidade o vendedor deve, obrigatoriamente, entregar um dado montante de energia elétrica o qual é regido segundo valores e prazos pré-determinados. Este tipo de contrato também é identificado como contrato à termo (*forward*). Nesta modalidade contratual, caso o agente gerador não conseguir atender a quantidade de geração de energia que deveria ser suprida, este pode recorrer ao mercado de curto prazo e assim, cumprir suas obrigações contratuais. Tal implicação agrega elevado risco financeiro para o agente gerador. Por outro lado, em situações de geração de energia elétrica em valores superiores ao fixado em contrato, o agente gerador também pode escolher a modalidade do mercado de curto prazo para comercialização do excedente. Este tipo de contrato é efetivado, geralmente, por usinas hidrelétricas de grande porte, assim como, pelas PCHs.

No caso dos contratos regidos pelo critério de disponibilidade, o agente gerador deve atender os valores de lastro que foram pré-fixados. Esta modalidade é geralmente adotada por usinas termelétricas e fontes alternativas de geração de energia elétrica (eólica, solar, entre outras). O valor de lastro implica em uma remuneração fixa para o agente gerador, enquanto que para valores superiores ao lastro a remuneração é variável, dependendo da ocorrência de despacho. Em outras palavras,

neste tipo de contrato os geradores são pagos com relação ao volume de energia assegurada (valor do lastro) e não com base nos valores realmente gerados.

Os distribuidores de energia possuem diferentes tipos de contratos, na Figura 2.6 pode-se observar os montantes contratados por tipos de contrato, considerados na contabilização em vigência no Brasil.

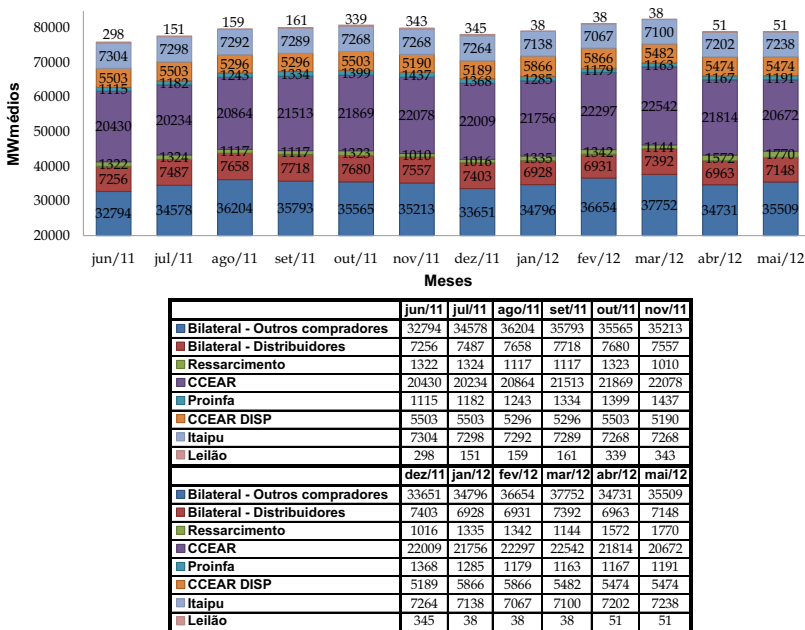


Figura 2.6 – Montantes de energia em MWmédios contratados por tipos de contrato. Fonte: (CCEE)

2.4 CONCLUSÃO

Este capítulo analisou o processo de comercialização de energia elétrica no Brasil. Inicialmente, avaliou-se a evolução histórica da estrutura organizacional do processo de negociação de energia no sistema elétrico nacional até a atualidade.

O sistema de comercialização de energia elétrica vigente consi-

dera que o agente gerador de energia elétrica opera no mercado por meio dos ambientes de contratação livre ou regulado, e negocia sua energia por meio de leilões e contratos. A gestão dos recursos energéticos considera o MRE na hipótese de excedente ou déficit de energia gerada para cumprir os respectivos contratos. Esta estratégia, por sua vez, considera o PLD.

O processo denominado de sazonalização visa encontrar uma solução viável que maximize a receita para o despacho do gerador ponderando os critérios de alocação da energia gerada em cada mês no horizonte de planejamento anual.

3 ANÁLISE DE RISCO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 INTRODUÇÃO

Desde 1995, quando foram lançadas as bases para a criação do mercado livre, a função do agente comercializador de energia vem se consolidando e ganhando importância no cenário estratégico da gestão da energia elétrica no Brasil. A demanda por produtos diferenciados (tipos de contrato) e a necessidade de atender ao mercado de maneira personalizada expõe este agente aos mais variados tipos de risco. Este capítulo visa elucidar conceitos, pertinentes ao presente trabalho, acerca de análise e gestão de risco no processo de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro.

3.2 GESTÃO DO RISCO FINANCEIRO

Uma definição comumente utilizada aborda riscos como “ameaça de que um evento ou ação (interno ou externo) possa afetar negativa ou positivamente o ambiente no qual se está inserido”. Do ponto de vista corporativo, o conceito de risco considera como esses eventos de incertezas podem comprometer ou aperfeiçoar a capacidade da empresa de operar, executar sua atividade no intuito de gerar valor.

A gestão de riscos financeiros tornou-se, recentemente, foco de numerosos estudos em instituições financeiras, fundos de investimento e órgãos reguladores, além do próprio meio acadêmico. O elevado crescimento da indústria de gestão de risco deve-se principalmente ao aumento da volatilidade das variáveis financeiras. Este aumento de volatilidade pôde ser observado a partir do início da década de 70, com o fim do sistema de taxa de câmbio fixa (1971), o choque de preços do petróleo (1973), a queda da bolsa de Nova Iorque (1987), o estouro do Sistema Monetário Europeu (1992), a queda do índice Nikkei (1989-

1992), entre outros (JORION, 1997).

Em síntese, com o processo de regulamentação do mercado financeiro e a globalização, a procura por meios de proteção contra riscos financeiros aumentou consideravelmente. Estes conceitos de gestão de risco são empregados em ativos financeiros, como por exemplo cotações de petróleo, metais preciosos, títulos governamentais, índices de ações, entre outros.

Os objetivos do gerenciamento de riscos do projeto são aumentar a probabilidade e o impacto dos eventos positivos e diminuir a probabilidade e o impacto dos eventos adversos ao objetivo global.

Assim, estes conceitos de gestão de risco, os quais inicialmente são empregados em ativos financeiros, podem ser estendidos também para mercados de comercialização de energia elétrica, desde que sejam métricas pertinentes aos perfis destes mercados.

Em (ARFUX, 2011) é apresentada uma revisão acerca dos trabalhos que propuseram adaptações para o setor elétrico de técnicas desenvolvidas inicialmente para o mercado financeiro. Em síntese, conclui-se que apesar de várias técnicas e métodos de avaliação de riscos estarem bem estabelecidos em outros mercados, estes podem ser transferidos sem grandes dificuldades para o mercado energético, há algumas características próprias desse setor - a mais notável delas é a incapacidade de armazenamento de energia elétrica em grandes quantidades - que tornam necessária a adaptação das sistemáticas tradicionalmente utilizadas para a valoração, bem como para a modelagem de processos de variação de preços.

Há uma gama de modelos que podem ser empregados para calcular o risco de perdas em um portfólio. Neste sentido destacam-se dois parâmetros de ponderação que são frequentemente empregados na gestão de risco, os quais são: *Value-at-Risk* (VaR) e o *Conditional-Value-at-Risk* (CVaR).

Na literatura, há uma série de trabalhos, entre eles destacam-se (SOUZA; LEGEY, 2010; OLIVEIRA; ARFUX; TEIVE, 2006; LIU; WU, 2007; DAHLGREN; LIU; LAWARRÉE, 2003), estes trabalhos descrevem

as características e limitações destas métricas de risco, assim como, a avaliação de desempenho destas com outras estratégias de gestão de risco financeiro.

Em (QUEIROZ, 2010), realiza-se a explanação conceitual das métricas de VaR, assim como do CVaR, juntamente com a estratégia Markowitz. A estratégia de Markowitz também foi empregada em (ARFUX, 2004) para compor uma carteira com múltiplos contratos de comercialização de energia elétrica para um agente. Nestes trabalhos constatou-se que a métrica de risco empregando a estratégia de Markowitz não é uma medida adequada visto que pode penalizar desvios negativos ou positivos em relação à média, assim como, de que esta é inapta na avaliação de perdas extremas.

Em (DAHLGREN; LIU; LAWARRÉE, 2003) desenvolve-se uma extensa revisão com a ponderação de diversas ferramentas de avaliação de risco na comercialização de energia elétrica.

Na ponderação de uma métrica de risco é necessário avaliar algumas características pertinentes. Assim, conforme (ARFUX, 2011) considerando um conjunto V de variáveis aleatórias, a função $\rho : V \rightarrow \Re$ pode ser definida como uma medida coerente de risco, caso esta métrica possua as seguintes propriedades: Monotonicidade, Subaditividade, Homogeneidade Positiva, as quais são descritas como:

- Monotonicidade: $X, Y \in \Re, X \leq Y \Rightarrow \rho(Y) \leq \rho(X)$, assim sejam X e Y pertencentes ao conjuntos dos números Reais, sendo $X \leq Y$, para que a função ρ seja monótona, a imagem desta função para X deverá ser maior ou igual a de Y .
- Subaditividade: $X, Y, X+Y \in V \Rightarrow \rho(X+Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$, ou seja, a métrica de risco de um conjunto de ativos deve ser menor ou igual a soma das medidas de risco de cada ativo, consideradas de forma isolada. Esta propriedade está relacionada à redução do risco por meio do efeito de diversificação do portfólio.
- Homogeneidade Positiva: $X \in V, h \geq 0, h \cdot X \in V \Rightarrow \rho(h \cdot X) = h \cdot \rho(X)$, se uma constante h multiplica o termo independente de

uma função, esta constante pode ser evidenciada da função. Assim, para um portfólio como risco $\rho(X)$, se o capital investido for ampliado ou reduzido linearmente, o risco resultante é ampliado ou reduzido linearmente pelo mesmo fator. Portanto, o risco é proporcional ao capital investido.

- Invariância de Translação: Supondo X como o retorno de um portfólio e α o retorno de um investimento livre de risco, tem-se $X \text{ in } V, \alpha \in \Re \Rightarrow \rho(X + \alpha \cdot r) = \rho(X) - \alpha$, de maneira que, suas propriedades não se alteram caso seus argumentos sofram uma translação. A interpretação desta propriedade mostra que a adição de um investimento livre de risco a um portfólio propiciará a redução do risco do portfólio resultante.

Portanto, estas são as quatro propriedades desejáveis à uma métrica de risco.

Neste momento, dois parâmetros de ponderação do risco, VaR e o CVaR serão averiguados no que tange as respectivas formulações, com vistas a utilização destas na estratégia de sazonalização. Ressalta-se que as métricas de risco serão averiguadas com base no trabalho de (ARFUX, 2011), o qual apresenta uma revisão acerca destas.

3.3 MÉTRICA VALUE-AT-RISK

O parâmetro de gestão de risco VaR foi criado em 1996 pelo Banco JPMorgan e é utilizada principalmente por bancos e fundos de investimento. Tem como função definir a máxima perda financeira, considerando um intervalo de confiança, representado por β . O conceito do VaR pode ser definido como sendo a máxima perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança. Essa estimativa da perda pode ser tanto relativa como absoluta, sendo relacionada a um período padronizado (dia, semana e ano). Admitindo que β é o intervalo de confiança, o VaR é a máxima perda esperada no horizonte de tempo. O usual é empregar índices de $\beta = 95\%$, assim, dentro do

período padronizado, admite-se a ocorrência de 5% de perdas acima do valor almejado, ou 5% de receitas abaixo do valor objetivo.

Pode-se obter o VaR a partir da distribuição de probabilidade do valor futuro da carteira $z = f(x, w)$, onde α representa o menor valor da carteira para um determinado nível de confiança β e x representam a participação de cada ativo no portfólio (vetor de decisões).

É importante ressaltar que esta métrica de gestão de risco pode ser empregado tanto para ponderação de perdas quanto para retornos financeiros. Desta forma, quando se trata de uma distribuição de retornos (ou receitas) o VaR se localiza na cauda esquerda da distribuição conforme mostra a Figura 3.1. Por outro lado, quando se trata de uma distribuição de perdas o VaR se localiza na cauda direita da distribuição, como mostra a Figura 3.2.

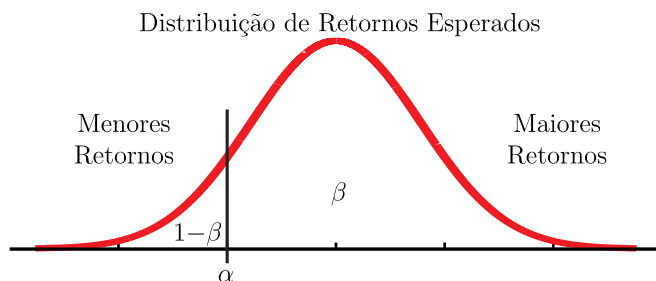


Figura 3.1 – Representação da métrica de risco VaR para uma curva de distribuição de retornos (Receitas).

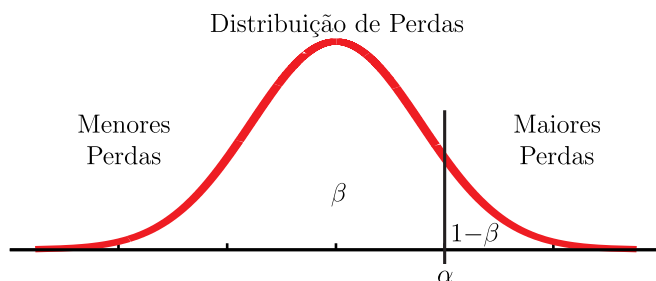


Figura 3.2 – Representação da métrica de risco VaR para uma curva de distribuição de Perdas.

A simplicidade do VaR em resumir a avaliação do risco de uma instituição utilizando um único número, fez este tornar-se um padrão no mercado financeiro na gestão de risco. Trata-se de uma ferramenta que requer cuidados em sua utilização, tendo em vista que apresenta limitações, sendo que seu emprego não dispensa outras ferramentas de controle. Uma das principais restrições do modelo é que o VaR não fornece nenhuma informação à respeito das perdas que o excedem, as quais podem inviabilizar o negócio em questão.

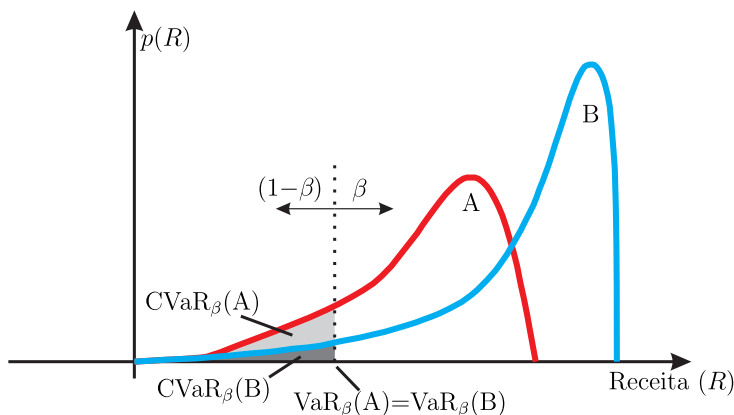


Figura 3.3 – Distintos índices $CVaR_\beta$ contudo apresentam VaR_β idênticos.

A Figura 3.3 mostra que duas distintas curvas de distribuição de probabilidade podem apresentar métricas VaR idênticas. Nesta situação, evidencia-se a limitação da métrica VaR pois, em determinadas situações, esta é incapaz de distinguir curvas de probabilidade distintas. Ambas as distribuições apresentam o mesmo VaR de $\beta\%$, ou seja, com a probabilidade de $\beta\%$ que a receita nos casos será superior ao valor de $VaR_\beta(A) = VaR_\beta(B)$. Observa-se que a distribuição B apresenta claramente um maior valor esperado do que A. Desta forma, uma análise preliminar apontaria a opção B como solução ótima entre ambas no objetivo de maximizar o valor esperado com uma restrição de risco limitando VaR_β . No entanto, pode-se argumentar que os even-

tos extremos da distribuição B poderiam levar a empresa à elevados prejuízos financeiros e, logo, a decisão B seria mais arriscada do que A devendo ser, dessa maneira, descartada, quando adota-se uma postura conservadora e avessa ao risco.

Ressalta-se também outra característica do VaR, que está relacionada à sua limitação quanto ao atendimento da propriedade de subaditividade como foi mostrado em (ARFUX, 2011).

3.4 MÉTRICA CONDITIONAL-VALUE-AT-RISK (CVAR)

Embora o VaR seja uma medida de risco largamente aceita e utilizada, seu uso tem sofrido críticas por parte da comunidade acadêmica, pois esta não é uma medida pertinente para ponderação de risco financeiro. Em função de tais limitações vinculadas à métrica VaR, (ARTZNER; DELBAEN, 1998) propuseram o uso da medida denominada valor em risco condicional CVaR – *Conditional-Value-at-Risk*, que utiliza em sua estrutura informações sobre eventos que ocorrem nas caudas das distribuições de probabilidades. Dado certo nível de confiança, o CVaR é definido como o valor esperado das perdas de um ativo ou portfólio, dado que as perdas a serem contabilizadas são maiores ou iguais ao VaR, ou seja, é uma média ponderada entre o VaR e as perdas que excedem o VaR. O mesmo raciocínio pode ser aplicado ao CVaR com relação à curva de distribuição de probabilidade para valores esperados de retorno (receitas).

Portanto, o CVaR é um parâmetro de risco calculado por meio da média da receita total de todos os possíveis cenários que não atinjam o valor mínimo almejado. O CVaR calcula as perdas que excedem o VaR apresentando uma melhor indicação das perdas que excedem o nível de confiança assumido. Ressalta-se também que o CVaR satisfaz as quatro propriedades desejáveis à uma métrica de risco, conforme mostrado em (ARFUX, 2011; ARTZNER; DELBAEN, 1998).

Dessa maneira, diferentemente do VaR_β , o CVaR_β diferencia distribuições com profundidades de perdas desiguais. Conforme a Figura

3.3 ambas distribuições possuem VaR_β idênticos. No entanto, o valor esperado dos $(1 - \beta)$ piores eventos de receita é menor em B do que em A. Neste sentido, o $\text{CVaR}_\beta(B)$ é menor do que $\text{CVaR}_\beta(A)$. Assim, um modelo de otimização que visa a maximização do valor esperado com uma restrição de risco limitando o CVaR_β escolheria a decisão A como ótima, ao contrário de um modelo com uma restrição de risco baseada no VaR_β , conforme descrito anteriormente. Ressalta-se que ambas as curvas mostradas na Figura 3.3 referem-se à curvas de retornos (receita), e portanto quanto maior o índice de CVAR, dado um nível de confiança, menor é o risco de perdas.

3.4.1 Formulação Geral do Problema de Otimização de Portfólio utilizando CVaR

De acordo com a metodologia proposta por (ROCKAFELLAR; URYASEV, 2000) e abordada em (ARFUX, 2011), a formulação de um problema geral com a otimização de um portfólio empregando o modelo da métrica de restrição de risco CVaR pode ser descrita por:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \sum_{i=1}^N x_i \cdot \mu_i \\
 & \text{s.a.} \\
 & \alpha + \frac{1}{(1 - \beta) S} \sum_{s=1}^S u_s \geq k \\
 & u_s \leq g_s - \alpha \quad s = [1, S] \\
 & \sum_{i=1}^N x_i = 1 \\
 & x_i \geq 0 \quad i = [1, N] \\
 & u_s \leq 0 \quad s = [1, S]
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

onde:

x_i participação do ativo candidato i ;

μ_i retorno esperado do i -ésimo ativo candidato;

u_s variável auxiliar para o cálculo do CVaR;

α variável que fornece o VaR do portfólio;

β nível de confiança para o cálculo do VaR e CVaR;
 S número de cenários;
 N número de ativos candidatos;
 k limite do CVaR requerido pelo investidor;
 g_s retorno do portfólio no cenário s .

O sinal de \geq na primeira restrição de (3.1) significa o limite mínimo de retorno esperado k , como por exemplo, uma receita mínima projetada pela empresa.

Na segunda restrição de (3.1) quando a receita esperada g_s for maior ou igual ao VaR (representado por α), a restrição $u_s - g_s + \alpha \leq 0$ será atendida e a variável artificial u_s deverá ser nula. Na hipótese de que a receita esperada for menor que o VaR (violação do VaR) a variável u_s assumirá um valor correspondente ao tamanho dessa violação e será computada no cálculo do CVaR.

A Figura 3.4 mostra que o fator k indica o montante de aversão ao risco. Neste sentido, ao incrementar o fator k opta-se por maior aversão ao risco pois assim limita-se o valor mínimo do retorno esperado em um patamar mais elevado. Assim, à medida que o fator k eleva-se, o par risco e receita tendem a reduzir e por consequência obtém-se uma estratégia mais conservadora.

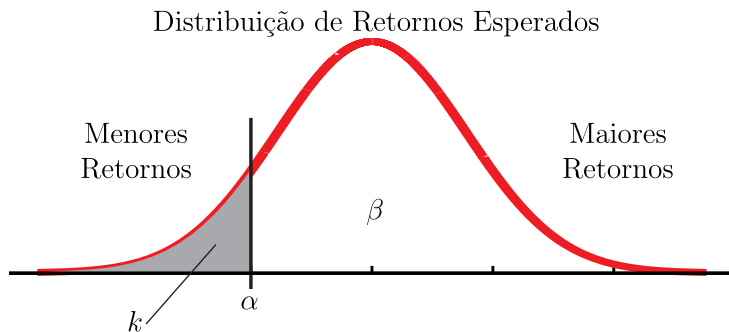


Figura 3.4 – Representação da métrica de risco CVaR para uma curva de distribuição de retornos (receitas), com ênfase na região resultante desta métrica.

3.5 CONCLUSÃO

O objetivo principal da gestão de risco em carteiras de contratos de energia é identificar, quantificar, valorar e monitorar o risco assumido nas negociações de compra e venda de energia, sinalizar possíveis variações nos resultados, propor medidas mitigadoras e otimizar o resultado financeiro dentro das regras de mercado.

Na gestão de risco, dois parâmetros são frequentemente empregados para a ponderação de ocorrência de prejuízos financeiros. Estes critérios são o VaR e CVaR, os quais também são empregados em mercados de energia elétrica.

O CVaR é um parâmetro de risco calculado por meio da média da receita total de todos os possíveis cenários que não atinjam o valor mínimo almejado. O CVaR calcula as perdas que excedem o VaR apresentando uma melhor indicação dos prejuízos que excedem o nível de confiança pré-estabelecido.

Portanto, neste trabalho, será empregado o CVaR como métrica para ponderação e avaliação das estratégias de sazonalização de um agente gerador hidrelétrico. Esta métrica de risco propiciará a ponderação dos resultados obtidos das receitas resultantes da simulação de diversos cenários. Desta forma, a avaliação do risco financeiro será realizada para a distribuição de retornos esperados, ou seja, os indicadores de risco não são restrições do modelo de otimização da sazonalização, mas sim um cálculo de simulação realizado *a posteriori*.

4 UM MODELO DE SAZONALIZAÇÃO

4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo descreve o conceito de sazonalização da energia assegurada de um agente gerador hidrelétrico. Na sequência deste capítulo será descrito a estratégia utilizada no presente trabalho visando uma solução viável que maximize a receita para o despacho de um agente gerador no mercado de curto prazo considerando a adoção desta estratégia de sazonalização da energia assegurada.

4.2 SAZONALIZAÇÃO

Segundo a CCEE, a “sazonalização é o processo de alocar mensalmente um montante anual de energia, seja de um contrato ou a energia assegurada de uma usina”. Ou seja, trata-se de umas das principais flexibilidades automaticamente inseridas na capacidade de fornecimento de um gerador hidrelétrico.

A sazonalização permite que, a cada ano, o agente de geração hidrelétrica declare para o ano seguinte o quanto será a energia mensal fornecida, respeitando-se os limites inferior de zero e superior da capacidade instalada, assim como o total anual da energia assegurada.

Portanto, a sazonalização da energia assegurada possui como limites a máxima capacidade instalada até zero. Neste sentido, um gerador hidrelétrico, por exemplo, com capacidade instalada de 150MW, possui uma quantidade de energia assegurada nominal no âmbito da CCCE aferida em 100MWmed. Este gerador poderia sazonalizar seu controle de fornecimento de energia entre zero até 150MW, conforme sua expectativa nas condições esperadas no período, lembrando que a energia assegurada anual não pode ultrapassar, neste caso, o limite de 1200MWmed no acumulado do ano.

Na hipótese de que o gerador do exemplo anterior, tenha uma

geração de 120MW em um dado mês, esta diferença de 20MW gerada acima da sua energia assegurada ocasionaria em um excedente que seria vendido no mercado de curto prazo, ao preço do PLD vigente neste período. No caso de gerar 80MW, que está abaixo da sua energia assegurada, a diferença seria contabilizada como um débito contra este fornecedor, valorado ao PLD do respectivo período. Ressalta-se que esta análise considera que toda a energia assegurada deve ser vendida a contrato, ou seja, os 100MWmed. Desta forma, é possível haver fornecimentos de energia, durante o período contratado, acima ou abaixo da média especificada, desde que o total fornecido no período obedeça ao contrato firmado, conforme mostra a Figura 4.1.

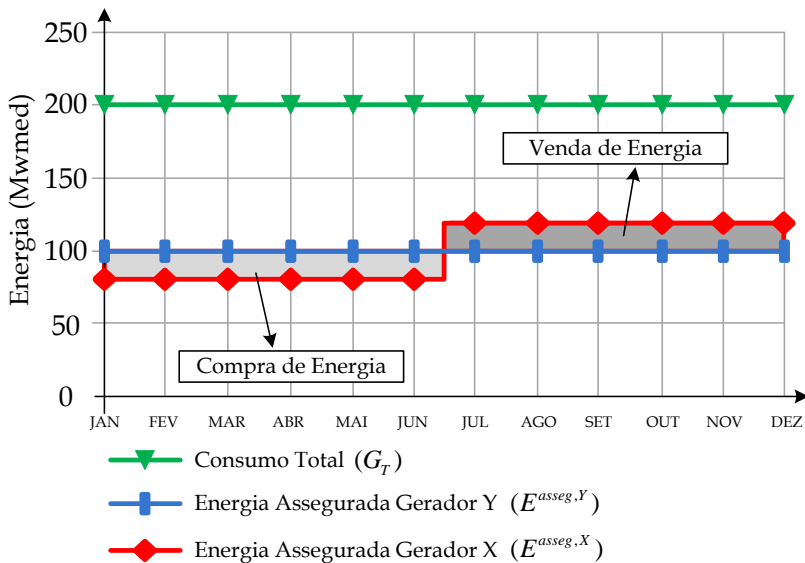


Figura 4.1 – Estratégia de Sazonalização do Gerador X com vistas a maximização da receita considerando a hipótese de PLD maior no segundo semestre.

Nesta representação considerou-se a hipótese de que os valores do PLD fossem maiores no segundo semestre do ano, assim, o gerador X realizou a sazonalização com despacho abaixo da média no primeiro

semestre do ano e acima da média para o segundo semestre. Ressalta-se também que o gerador Y, representado na Figura 4.1 optou por realizar a sazonalização *flat*, na qual a energia é distribuída mês a mês de maneira uniforme.

Desta forma a usina pode escolher receber uma menor fração da energia hidrelétrica total gerada pelo sistema em um dado mês para, assim, receber uma maior fração da energia hidrelétrica total gerada em outro mês do mesmo ano. Essa decisão do gerador pode ter vários fatores, como por exemplo, a redução da exposição do gerador devido à sazonalização de seus contratos de venda de energia. Além disso, o agente gerador pode estar confiante em que haverá uma variação substancial do PLD, alocando, assim, mais energia na época do ano em que ele espera a ocorrência de um PLD mais elevado e menos energia na época do ano em que ele espera um PLD mais baixo.

A flexibilidade contratual da sazonalização, que consiste no processo de dividir as quantidades anuais de um contrato de fornecimento de energia elétrica em montantes mensais, pode ser utilizada por uma empresa comercializadora que pretende maximizar seus ganhos por meio de operações descasadas. A escolha do perfil ideal de sazonalização por parte do agente comercializador, que geralmente impõe esta condição contratual, possibilita ao mesmo alcançar lucros acima da margem normal.

Em função do exposto, percebe-se que a decisão e o procedimento de como sazonalizar é vista pelo agente gerador sob grande incerteza. Essa insegurança pode até mesmo resultar em prejuízos financeiros significativos para o gerador hidrelétrico. Supondo que a geração de energia em um dado mês seja inferior aos seus compromissos contratuais e o PLD neste mês esteja muito alto, o gerador terá que comprar a diferença de energia no mercado de curto prazo pagando PLD vigente, o que ocasionará em um elevado prejuízo.

Portanto, a análise da decisão da sazonalização é uma questão com a qual os agentes de geração hidrelétrica se deparam anualmente, sendo uma das principais decisões comerciais destes e pode culminar

em impactos financeiros catastróficos.

4.3 METODOLOGIA PROPOSTA

Deve-se observar que em grande parte dos trabalhos da literatura acerca da sazonalização, a definição do portfólio é realizada a partir do critério de maximização de receita e, só após a sua definição, é realizada a análise de risco financeiro. Neste sentido, neste trabalho também será adotado esta premissa.

Como afirmando anteriormente, o SIN é composto por submercados, neste sentido, a modelagem do problema de otimização não fará distinção entre os subsistemas, e desta forma, considera-se que o agente gerador objetivo e os demais agentes pertencem ao mesmo submercado.

A metodologia proposta visa a maximização da receita obtida com a sazonalização da energia assegurada de um gerador exposto ao mercado de curto prazo. Considerando as 2000 séries de cenários futuros com os valores mensais de PLD e geração do sistema G_T , o problema de otimização é modelado como:

$$\begin{aligned}
 & \max \sum_{m=1}^{12} PLD_m E_m^{alloc,X} \\
 & \text{s.a.} \\
 & E_m^{alloc,X} = \frac{E_m^{asseg,X}}{E_m^{asseg,X} + E_m^{asseg,Y}} (G_T) \\
 & \sum_{m=1}^{12} E_m^{asseg,X} = E^{asseg,N,X} \\
 & 0 \leq E_m^{alloc,X} \leq G^X \\
 & 0 \leq E_m^{asseg,X} \leq G^X
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

onde:

PLD_m : valor do PLD no dado mês m ;

$E_m^{alloc,X}$: Energia alocada para o gerador objetivo no mês m ;

$E_m^{asseg,X}$: Energia assegurada para o gerador objetivo no mês m ;

$E_m^{asseg,Y}$: Energia assegurada dos demais geradores Y do sistema para o mês m ;

G_T : Energia gerada por todos os geradores do sistema;

$E^{asseg,N,X}$: Energia assegurada nominal anual do gerador objetivo;

G^X : Capacidade instalada do gerador objetivo;

A definição e análise de cada restrição é descrita a seguir:

1ª Restrição - Restrição Não-Linear

O fator de correção da geração empregado pelo MRE significa uma relação de proporcionalidade entre a energia alocada de cada usina com a energia assegurada nominal desta. Esta mesma relação de proporcionalidade é definida com base na geração total do sistema com energia assegurada nominal do sistema. Neste sentido, o índice GSF pode ser representado por:

$$GSF_m = \frac{E_m^{aloc,total}}{E_m^{asseg,total}}, \quad (4.2)$$

ao nível do sistema, enquanto que:

$$GSF_m = \frac{E_m^{aloc,X}}{E_m^{asseg,X}}, \quad (4.3)$$

é determinado com base nos valores nominais do gerador X.

Neste sentido, igualando as expressões (4.2) e (4.3), tem-se:

$$\frac{E_m^{aloc,X}}{E_m^{asseg,X}} = \frac{E_m^{aloc,total}}{E_m^{asseg,total}}. \quad (4.4)$$

Como hipótese simplificativa, considera-se que a energia assegurada nominal do sistema ($E_m^{asseg,total}$) será representada por ($E_m^{asseg,X} + E_m^{asseg,Y}$), ou seja, Y representará os demais geradores pertencentes ao sistema averiguado, enquanto que X é o gerador objetivo. Ressalta-se também que ($E_m^{aloc,total}$) é geração total do sistema, portanto passa a ser representada por (G_T).

Assim, a primeira restrição de (4.1) a qual apresenta carac-

terística não linear, é representada por:

$$E_m^{alloc,X} = \frac{E_m^{asseg,X}}{E_m^{asseg,X} + E_m^{asseg,Y}} (G_T) \quad (4.5)$$

Ressalta-se que G_T é a geração total do sistema, e a mesma é composta por 2000 séries com distintos cenários de geração.

Os dados de entrada desta restrição são:

- G_T - Série com os índices mensais de geração;
- $E_m^{asseg,Y}$ - Energia assegurada mensal dos demais geradores do sistema;

As variáveis de decisão desta restrição são:

- $E_m^{asseg,X}$ - Energia assegurada do gerador objetivo;
- $E_m^{alloc,X}$ - Energia alocada do gerador objetivo;

2ª Restrição - Restrição Linear

A segunda restrição é dada por:

$$\sum_{m=1}^{12} E_m^{asseg,X} = E^{asseg,N,X} \quad (4.6)$$

A sazonalização permite que a energia assegurada mensal do gerador objetivo $E_m^{asseg,X}$ possa ser maior que a sua energia assegurada nominal, porém o somatório destas grandezas mensais deve ser igual à sua energia assegurada nominal anual $E^{asseg,N,X}$. Ressalta-se que nesta restrição $E^{asseg,N,X}$ é um dado de entrada.

3ª e 4ª Restrições - Restrições Lineares

O agente gerador deve respeitar os limites de geração inferior de zero e superior da sua capacidade instalada. Nesta restrição G^X é um dado de entrada.

$$0 \leq E_m^{alloc,X} \leq G^X \quad (4.7)$$

$$0 \leq E_m^{asseg,X} \leq G^X \quad (4.8)$$

Exemplo Numérico

No intuito de verificar o desempenho do modelo de otimização é proposto um exemplo numérico. Neste caso, considerou-se as seguintes informações:

- Um perfil de PLD cujos dados constam na Figura 4.2.
- O gerador objetivo X possui capacidade instalada de 150MW, sendo que a sua energia assegurada no âmbito da CCCE é aferida em 100MWmed, resultando no ano em $E^{asseg,N,X} = 1200$ MWmed.
- O gerador Y possui energia assegurada de 100MWmed sendo este valor empregado de forma constante ao longo dos meses, ou seja, uma opção *flat*.
- A geração total G_T é de 200MWmed.

A solução do problema de otimização descrito resulta em valores mensais de energia alocada $E_m^{aloc,X}$ e energia assegurada $E_m^{asseg,X}$ para o gerador objetivo G^X . Ressalta-se que as restrições de capacidade instalada e do contrato anual também estão inseridas na formulação do problema de otimização.

Na Figura 4.2 mostra-se os valores mensais de energia assegurada $E_m^{asseg,X}$ do gerador objetivo em conjunto com os valores mensais de um cenário de PLD. Observa-se que o comportamento da energia assegurada segue o perfil deste PLD, e por consequência opta por solicitar mais energia em cenários de elevado PLD. Já na Figura 4.3 ilustra-se os valores mensais de energia alocada $E_m^{aloc,X}$ para o gerador objetivo decorrentes da estratégia empregada.

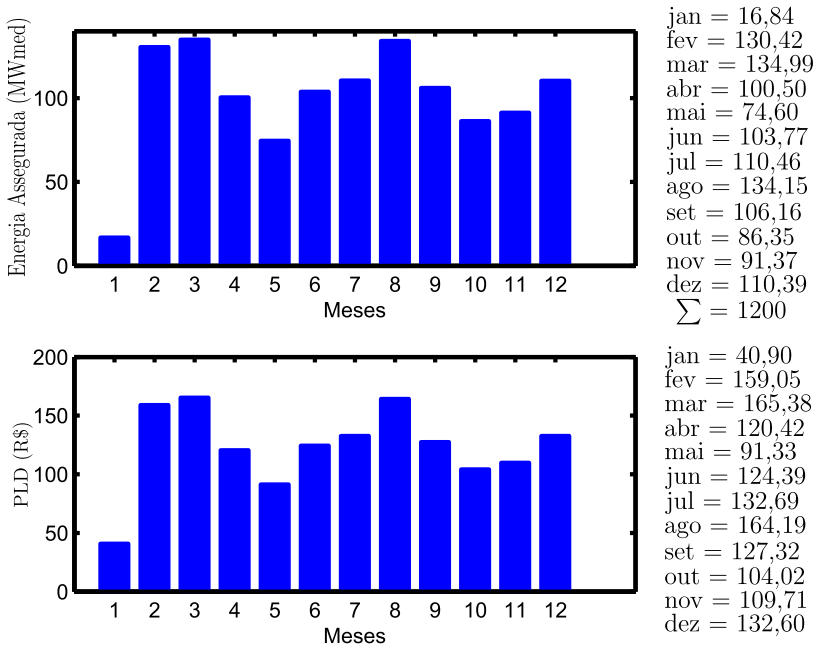


Figura 4.2 – Resultados de Energia Assegurada para o perfil de PLD considerado.

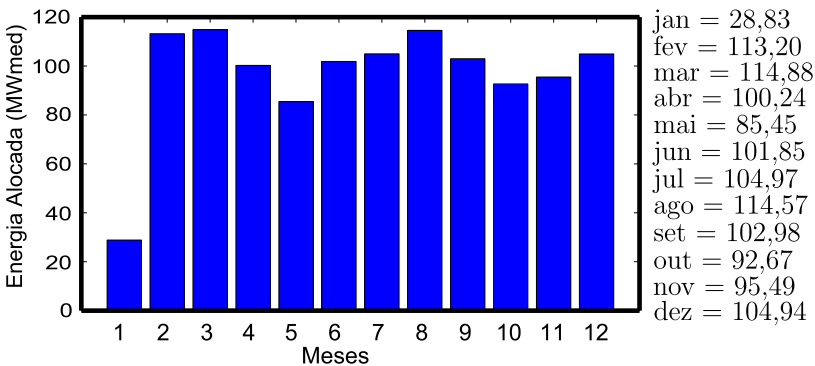


Figura 4.3 – Resultados de Energia Alocada para o perfil de PLD considerado.

Supondo que o perfil de PLD empregado se concretizasse re-

almente, então, para o exemplo proposto, a receita do gerador objetivo X seria de R\$150.621,07 enquanto que para o gerador Y seria de R\$143.796,70. A opção desta estratégia de sazonalização propiciaria então o incremento da receita do agente gerador X em comparação aos demais. Neste sentido, adotar uma estratégia de sazonalizar a energia assegurada, desde que os valores de PLD sejam estimados coerentemente, propicia a obtenção de valores de receita mais elevada em comparação à opção de geração *flat*.

4.4 METODOLOGIA PROPOSTA EMPREGANDO CONTRATOS DE ENERGIA

Será realizado o estudo para o caso de o gerador disponibilizar uma fração ou a totalidade da sua energia assegurada para comercializar em contrato. Neste sentido, foi utilizada a modalidade de contrato por quantidade de energia, ou seja, o consumidor paga um valor em R\$/MWh fixo pelo montante de energia contratada. Neste tipo de contratação, o gerador objetivo X assumirá todos os riscos no caso de não ocorrer a entrega de energia, sendo assim, no caso de geração abaixo da energia vendida em contrato o gerador terá que comprar a energia faltante no mercado de curto prazo ao preço de PLD vigente, e no caso de geração acima do contrato, o gerador poderá vender a energia em excesso no mercado de curto prazo.

A metodologia proposta que considera contratos em sua formulação também visa a maximização da receita obtida com a sazonalização da energia assegurada do gerador objetivo.

A definição das restrições segue os mesmos conceitos apresentados em (4.1). No entanto, haverá alterações na função objetivo da metodologia proposta anteriormente em (4.1).

É importante ressaltar que os valores de energia assegurada e alocada resultantes do problema de otimização não sofrem alterações quando considera-se a presença de contratos na função objetivo. As variáveis referentes ao contrato são constantes e portanto não alteram

a decisão do problema de otimização no que se refere aos montantes de energia. A única modificação será na receita anual processada pelo gerador objetivo quando este opta pela comercialização de energia com base em um contrato.

Considerando a presença de contratos a função objetivo é modificada como descrito a seguir.

Função objetivo considerando contratos

$$\max \sum_{m=1}^{12} PLD_m (E_m^{alloc,X} - E_m^c) + (E_m^c P_m^c) \quad (4.9)$$

Em (4.9), $PLD_m (E_m^{alloc,X} - E_m^c)$ representa a diferença da geração de energia acima ou abaixo do estipulado em contrato e esta diferença de energia está susceptível ao valor do PLD.

A expressão $E_m^c P_m^c$ de (4.9), por sua vez, representa o valor que o gerador objetivo receberá pela energia comercializada pelo contrato, ou seja, é o produto entre a quantidade de energia firmada em contrato, pelo preço fixado neste mesmo contrato.

Os dados de entrada desta função objetivo são:

- PLD_m - Série com os índices mensais de PLD;
- E_m^c - Energia comercializada em contrato;
- P_m^c - Preço da energia comercializada em contrato;

A variável de decisão desta função objetivo, por sua vez, é:

- $E_m^{alloc,X}$ - Energia alocada do gerador objetivo;

Exemplo Numérico

A seguir será realizado outro exemplo numérico similar ao descrito anteriormente, porém neste caso, será empregado um contrato de venda de energia. Para este caso, considerou-se as seguintes informações:

- Um perfil de PLD cujos dados constam na Figura 4.2.

- O gerador objetivo X possui capacidade instalada de 150MW, e energia assegurada de 100MWmed.
- O gerador objetivo X possui um contrato que comercializa 100% da sua energia assegurada de maneira uniforme, ou seja, 100MWmed por mês ao longo do ano ao preço de R\$120,00 por MW.
- O gerador Y possui energia assegurada de 100MWmed sendo este valor empregado de forma constante ao longo dos meses, ou seja, uma opção *flat*. Este gerador também possui um contrato onde comercializa 100% da sua energia assegurada ao preço de R\$120,00 por MW.
- A geração total G_T é de 200MWmed.

A Figura 4.4 apresenta os valores de energia alocada ao gerador objetivo na hipótese de contratação deste. Observa-se que os resultados são os mesmos do exemplo numérico anterior, haja visto que o contrato complementarará a receita, mas não interferirá no processamento de $E_m^{alloc,X}$.

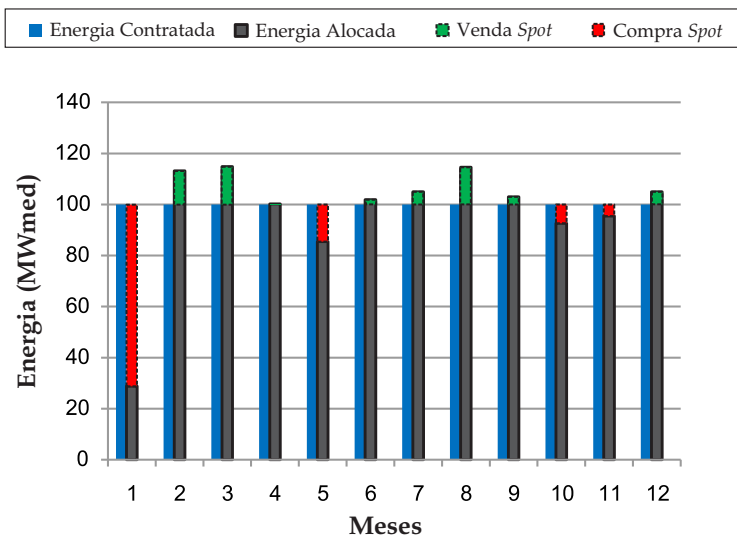


Figura 4.4 – Resultados de energia alocada considerando contrato.

A Tabela 4.1 descreve novamente os valores de energia alocada resultantes do modelo de otimização. Como a energia contratada mensal é de 100MWmed, em determinados meses, deve-se recorrer ao mercado de curto prazo para complementação da geração. Por outro lado, em meses que o gerador acredita em PLD mais elevado, este realiza a sazonalização acima de sua energia assegurada do contrato, cujo excedente é comercializado no mercado de curto prazo.

Tabela 4.1 – Resultados de energias considerando contrato.

Meses	1	2	3	4	5	6
Energia Contratada X (MWmed)	100	100	100	100	100	100
Energia Alocada X (MWmed)	28,84	113,20	114,88	100,25	85,46	101,85
Compra/Venda Spot (MWmed)	-71,16	13,20	14,88	0,25	-14,54	1,85
Meses	7	8	9	10	11	12
Energia Contratada X (MWmed)	100	100	100	100	100	100
Energia Alocada X (MWmed)	104,97	114,57	102,99	92,68	95,49	104,94
Compra/Venda Spot (MWmed)	4,97	14,57	2,99	-7,32	-4,51	4,94

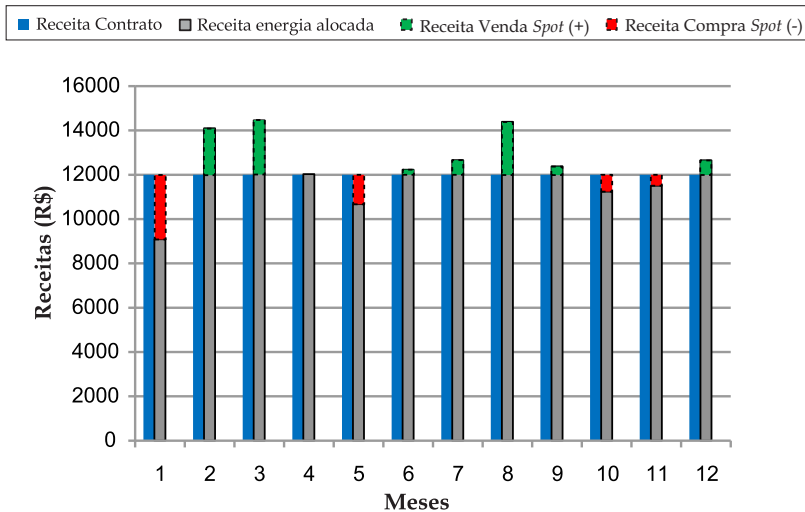


Figura 4.5 – Receitas considerando contrato.

A Figura 4.5, por sua vez, mostra os montantes das receitas mensais que são processadas pelo gerador objetivo. Observa-se que o agente irá recorrer ao mercado de curto prazo, e conforme sua estratégia de sazonalização, este poderá ter receita mensal positiva ou negativa que estará complementando a receita fixada no contrato em R\$12.000,00 mensais. Estas informações numéricas referentes as receitas processadas ao longo dos 12 meses são novamente enaltecidas na Tabela 4.2, destaca-se que a receita do gerador X anual será de R\$147.415,65, sendo que R\$144.000,00 é a receita referente ao contrato e R\$3.415,65 é resultante de transações no mercado *Spot*.

Tabela 4.2 – Receitas mensais considerando contrato.

Meses	1	2	3	4	5	6
Receita contrato X (R\$)	12000,00	12000,00	12000,00	12000,00	12000,00	12000,00
Receita Compra/Venda <i>Spot</i> (R\$)	-2910,58	2100,23	2461,08	30,07	-1328,15	230,62
Receita energia alocada X (R\$)	9089,42	14100,23	14461,08	12030,07	10671,85	12230,62
Meses	7	8	9	10	11	12
Receita contrato X (R\$)	12000,00	12000,00	12000,00	12000,00	12000,00	12000,00
Receita Compra/Venda <i>Spot</i> (R\$)	659,94	2392,98	380,50	-761,87	-494,40	655,22
Receita energia alocada X (R\$)	12659,94	14392,98	12380,50	11238,13	11505,60	12655,22
Receita Total Anual	Total					
Receita contrato X (R\$)	144000,00					
Receita Compra/Venda <i>Spot</i> (R\$)	3415,65					
Receita energia alocada X (R\$)	147415,65					

É importante ressaltar também a receita do gerador Y dada por R\$140.584,35. Este valor é atribuído ao gerador Y no processo de comercialização de sua energia assegurada, a qual é determinada como a complementação da energia sazonalizada por X na composição de geração total de 200MW. Concluí-se que mesmo considerando contratos na formulação do problema de otimização, a estratégia de sazonalização também propicia a maximização da receita do gerador objetivo.

4.5 CONCLUSÃO

A sazonalização da energia assegurada de uma usina hidrelétrica é uma alternativa para a concepção de estratégias de maximização da receita deste agente gerador quando operando na modalidade de des-

pacho centralizado. A escolha deste perfil de sazonalização, o qual é anual e deve ser definido para vigência no próximo ano, implica em uma série de incertezas aos agentes que utilizam a sazonalização em seu planejamento estratégico.

Conforme apresentado neste capítulo, quando os valores de PLD são conhecidos, é possível sazonalizar a energia assegurada de uma usina hidrelétrica com o intuito de realizar o despacho em ocasiões em que o valor da energia estiver mais elevado e por consequência, a receita anual será maior. Contudo, a principal dificuldade está relacionada a previsão e estimação dos valores de PLD, os quais são a base para concepção da estratégia de sazonalização. Neste contexto, é de fundamental importância mensurar os riscos que envolvem a adoção de cada uma das estratégias de sazonalização frente a outros cenários de PLD.

Ressalta-se também que foi proposto um modelo de otimização com vista à maximização da receita de um agente gerador que opta pela sazonalização de sua energia assegurada. Inicialmente, o modelo considera que o agente irá atuar exclusivamente no mercado de curto prazo, cuja receita será resultante da energia alocada mensal pelo PLD vigente. Posteriormente, o modelo proposto agrega a participação de um contrato de venda de energia para o gerador objetivo. Nesta situação adotou-se um contrato por quantidade de energia, ou seja, define-se um valor em R\$/MWh fixo pelo montante de energia contratada. Neste tipo de contratação, o gerador objetivo X assumirá todos os riscos no caso de não ocorrer a entrega de energia, sendo assim, no caso de geração abaixo da energia vendida em contrato o gerador terá que comprar a energia faltante no mercado de curto prazo ao preço de PLD vigente, e no caso de geração acima do contrato, o gerador poderá vender a energia em excesso no mercado de curto prazo.

5 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO PROBLEMA E RESULTADOS OBTIDOS

5.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo visa elucidar os resultados numéricos obtidos na solução do problema de otimização no intuito de averiguar os riscos financeiros relacionados a adoção de estratégias de sazonalização da energia assegurada de um agente gerador hidrelétrico quando operando na condição de despacho centralizado.

Inicialmente, será apresentada a metodologia empregada acerca da gestão das séries sintéticas de PLD e geração. Com base nesta metodologia serão processadas as análises dos testes no decorrer deste capítulo.

Ressalta-se que duas possibilidades serão averiguadas acerca da presença de contrato de energia assegurada do gerador objetivo: (i) Gerador objetivo comercializando toda a sua energia assegurada sazonalizada no mercado de curto prazo, e portanto a energia valorada ao PLD vigente; (ii) Gerador objetivo com contrato de comercialização de fração ou a totalidade da sua energia assegurada, o qual optou-se pela modalidade de contrato por quantidade de energia. Neste tipo de contratação, o gerador objetivo assume todos os riscos no caso de não ocorrer a entrega de energia, sendo assim, no caso de gerar abaixo da energia fixada em contrato o gerador terá que comprar o débito no mercado de curto prazo, e no caso de geração acima do contrato, o gerador poderá vender o excesso no mercado de curto prazo.

5.2 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO PROBLEMA

Como afirmado anteriormente, a estimação coerente do perfil dos valores de PLD e geração do sistema G_T é crucial para a concepção da estratégia de sazonalização da energia assegurada de um agente gerador

hidrelétrico quando na modalidade de despacho centralizado. Neste sentido, empregou-se séries de PLD e geração do sistema para realizar a solução do problema de otimização proposto.

Assim, na suposição de um determinado perfil de PLD, bem como de geração do sistema, determina-se a solução do problema de otimização não-linear obtendo-se os valores mensais de energia alocada e energia assegurada do gerador objetivo para uma dada série. Na sequência, os valores de E_m^{asseg} obtidos nesta série serão inseridos como dado de entrada nas demais séries. Portanto, a energia assegurada torna-se um dado de entrada, o que torna o problema de otimização linear, não sendo mais necessário o uso da ferramenta *fmincon* para a solução do mesmo. Neste caso, optou-se por realizar o cruzamento sem *solver*, o que o torna o tempo de resposta mais rápido e o problema passar a ser modelado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \max \sum_{m=1}^{12} PLD_m E_m^{alloc,X} \\ & \text{s.a.} \\ & E_m^{alloc,X} = \frac{E_m^{asseg,X}}{E_m^{asseg,X} + E_m^{asseg,Y}} (G_T) \\ & 0 \leq E_m^{alloc,X} \leq G^X. \end{aligned} \quad (5.1)$$

A 1ª restrição de (5.1) a qual anteriormente descrita em (4.1) era não-linear, contudo passará a ser linear, pois a única variável de decisão desta restrição será a energia alocada do gerador objetivo $E^{alloc,X}$. Os dados de entrada são: a série com os índices mensais de geração G_T ; a energia assegurada mensal dos demais geradores do sistema $E^{asseg,Y}$; e a energia assegurada do gerador objetivo $E^{asseg,X}$ (dados resultantes da otimização não-linear).

A outra restrição também é linear, e é referente a capacidade instalada, na qual o gerador objetivo deve respeitar os limites de geração inferior de zero e superior da sua capacidade instalada. Sendo G^X um dado de entrada.

Para a modalidade do gerador atuando com contratos, haverá algumas modificações na formulação do problema de otimização linear. Neste caso, a função objetivo será complementada pela receita fixada em contrato, enquanto que as demais restrições apresentam as mesmas características descritas em (5.1).

$$\begin{aligned} \max \quad & \sum_{m=1}^{12} PLD_m (E_m^{alloc,X} - E_m^c) + (E_m^c P_m^c) \\ \text{s.a.} \quad & E_m^{alloc,X} = \frac{E_m^{asseg,X}}{E_m^{asseg,X} + E_m^{asseg,Y}} (G_T) \\ & 0 \leq E_m^{alloc,X} \leq G^X. \end{aligned} \quad (5.2)$$

A Figura 5.1 mostra a estrutura organizacional acerca do encaideamento sequencial dos eventos que empregam os dados provenientes das séries. Pode-se observar que a série 1 é solucionada e a energia assegurada desta é inserida como parâmetro inicial nas demais séries. Posteriormente a série 2 é calculada e inserida como dado de entrada nas demais séries, e assim sucessivamente, até que todas as séries se cruzem entre si.

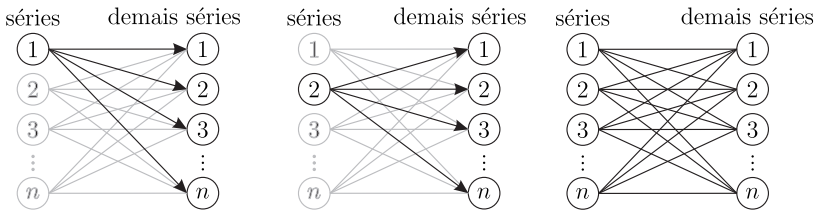


Figura 5.1 – Estrutura com a sequência de eventos que propiciam a gestão dos dados referentes as séries sintéticas de PLD e geração, as quais serão inseridas no problema de otimização.

Deste modo cada série de PLD e geração estimada é confrontada com as demais séries destes coeficientes com o intuito de averiguar se estes resultados são interessantes no âmbito da concepção de uma estratégia de sazonalização. Ressalta-se que ao final do cruzamento

de uma série com as demais, determinam-se as figuras de mérito para ponderação desta série inicial.

As figuras de mérito para analisar os distintos resultados obtidos com a proposição das 2000 séries iniciais confrontadas as demais 2000 séries são definidas por:

- Maiores receitas média;
- Maiores receitas mínima;
- Maiores receitas máxima;
- Maiores índice $CVaR_{95\%}$.

Ressalta-se que estas figuras de mérito são obtidas considerando os 2000 valores de receitas resultantes quando há o cruzamento de uma determinada série inicial com as demais 2000 séries. Assim, as figuras de mérito propiciam a ponderação da série inicial quando estas foram submetidas em outros distintos cenários de PLD e geração.

Na Figura 5.2 consta um diagrama de blocos com os algoritmos implementados no software MATLAB. Após os dados serem carregados na memória juntamente com a inicialização das demais variáveis, o próximo passo é um laço relacionado com as séries iniciais, na qual determina-se a resolução do problema de otimização não-linear e disponibilizam-se os dados de receita inicial, bem como de energia assegurada mensal. Estes dados de energia assegurada então são empregados para outro laço interno que executa a rotina pertinente do problema de otimização linear para as demais 2000 séries. Ao final deste laço interno determinam-se os valores de $CVaR_{95\%}$, valor médio, mínimo e máximo dos n valores de receita referentes à este laço interno. Na sequência, retorna-se ao laço das séries iniciais e novamente determinam-se todas as informações supracitadas. Com o final do laço inicial seleciona-se a série inicial que apresenta os maiores índices de (i) Maior $CVaR_{95\%}$; (ii) Maior receita média; (iii) Maior receita mínima e (iv) Maior receita máxima.

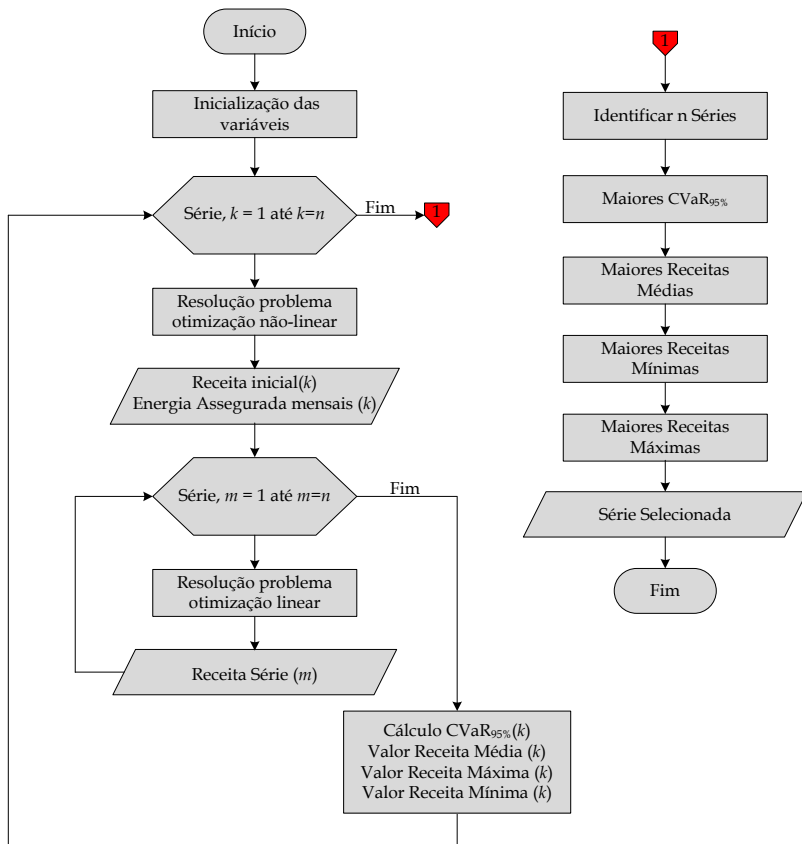


Figura 5.2 – Diagrama de blocos com os principais segmentos do algoritmo implementado no MATLAB.

No Apêndice B descreve-se o procedimento de implementação do comando *fmincon* no software MATLAB, o qual propicia a solução do problema de otimização não-linear.

Para concepção do problema de otimização e também na análise dos resultados obtidos considerou-se as seguintes informações:

- O gerador objetivo X possui capacidade instalada de 150MW, contudo, a sua energia assegurada no âmbito da CCCE é aferida em 100MWmed, portanto no ano é $E^{asseg,N,X} = 1200$ MWmed.

- Os demais geradores possuem energia assegurada de 100MWmed.
- Empregou-se séries com 2000 perfis mensais de geração do sistema, bem como, de valores de PLD, para um horizonte anual.

Com relação aos dados de PLD empregados nas 2000 séries sintéticas, ressalta-se que por meio da Figura 5.3 observa-se que os maiores índices encontram-se nos meses iniciais do ano. Ressalta-se também que os dados de PLD empregados constam no intervalo de [R\$12,08 ; R\$689,18] cujas informações constam no histograma da Figura 5.4.

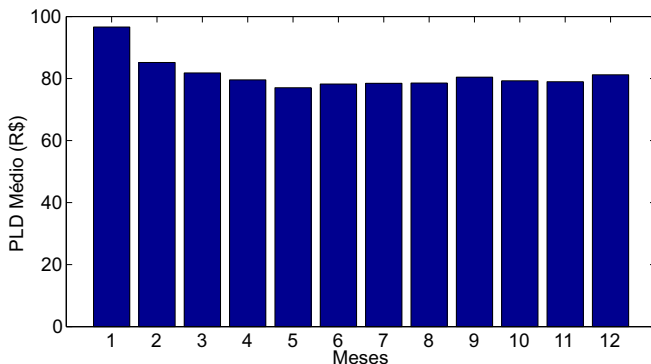


Figura 5.3 – Representação dos valores médios mensais de PLD que serão empregados na resolução do problema de otimização.

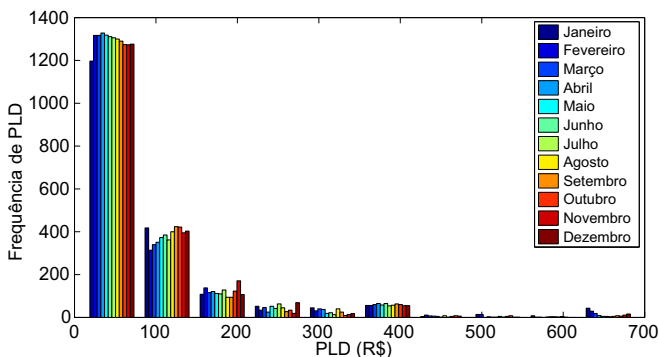


Figura 5.4 – Histograma dos valores mensais de PLD que serão empregados na resolução do problema de otimização.

A Figura 5.5, por sua vez, apresenta os índices de geração médios mensais do sistema. Para estes índices observa-se que os mais elevados se concentram no primeiro semestre do ano. Ressalta-se que este parâmetro está representado na base pu e é diretamente proporcional com a geração total. Na presente abordagem este índice está no intervalo de $[0,85 ; 1,22]$, cujas informações também estão elucidadas na Figura 5.6.

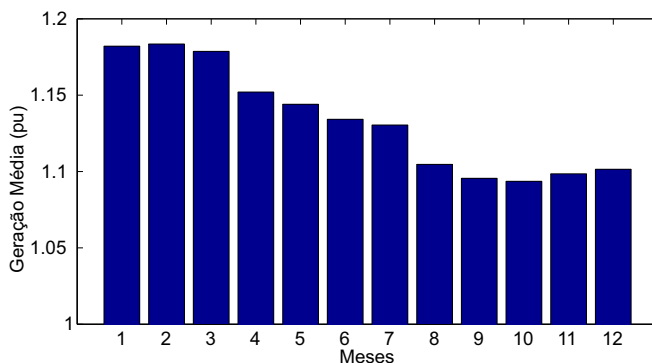


Figura 5.5 – Representação dos valores médios mensais de geração em pu que serão empregados na resolução do problema de otimização.

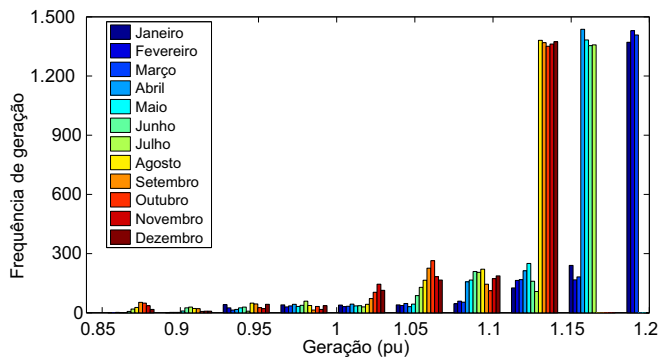


Figura 5.6 – Histograma dos valores mensais de geração em pu que serão empregados na resolução do problema de otimização.

Os dados de geração e PLD supracitados serão empregados como base para os testes no decorrer deste capítulo.

5.3 ANÁLISE DE UMA SÉRIE INICIAL CONFRONTADA COM AS DEMAIS 2000 SÉRIES

Neste momento, será determinada a solução do problema de otimização não-linear para uma determinada série inicial, a qual está propondo um perfil de PLD e geração. Com a resolução deste problema de otimização não-linear, tem-se como resultado um perfil de energia assegurada para o gerador objetivo. Na sequência, estes valores mensais de energia assegurada propostos são inseridos como dado inicial na rotina de otimização linear. Esta rotina determinará o valor da energia alocada, assim como a receita anual, com base em outros distintos cenários de PLD e geração provenientes de outras 2000 séries. Esta exposição do perfil de energia assegurada vinculada à série inicial tem como objetivo averiguar a robustez desta, ou seja, analisar como esta se comporta quando submetida à distintos cenários de PLD e geração do sistema. Com base neste teste, será possível contabilizar o risco financeiro vinculado à adoção da série inicial (a qual propôs um perfil de energia assegurada), e por consequência, averiguar a sua pertinência e candidatura na concepção de uma estratégia para a sazonalização.

Inicialmente, considera-se os valores de PLD e geração do sistema conforme está apresentado na Tabela 5.1. Com base nestes dados, determina-se a resolução do problema de otimização não-linear e assim, definem-se os valores mensais de energia alocada e energia assegurada para o gerador objetivo, cujos dados resultantes constam na Tabela 5.2, bem como na Figura 5.7. Observa-se que a energia assegurada apresenta valores maiores nas situações em que o PLD é mais elevado. Neste sentido, destaca-se que nos meses referentes ao primeiro trimestre, cujo valor de PLD é maior do que nos demais períodos do ano, a energia assegurada para o gerador objetivo é maior do que nos demais períodos do ano. Além disso, destaca-se que no mês de outubro o valor de energia assegurada é menor seguindo o mesmo perfil de comportamento do valor de PLD.

É importante ressaltar que os valores de energia assegurada res-

peitam a restrição de 1200MWmed anuais, bem como, a capacidade instalada do gerador objetivo, que neste caso é de 150MW. Outro ponto importante é que a receita deste gerador, supondo este perfil de PLD, resultaria em R\$ 99.156,13. Nestes resultados ainda não está sendo considerado a presença de contratos no processo de comercialização da energia assegurada sazonalizada, e portanto, considera-se a hipótese de que o gerador objetivo atua exclusivamente no mercado de curto prazo.

Tabela 5.1 – Valores mensais de PLD e geração do sistema que estão sendo estimados para esta série.

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
PLD (R\$)											
136,86	94,661	110,92	56,25	55,36	77,014	57,956	58,47	69,554	24,014	43,61	38,95
Geração (MW)											
229,63	235,64	232,3	234,52	232,9	231,39	231,22	226,18	223,94	224,57	225,2	225,48

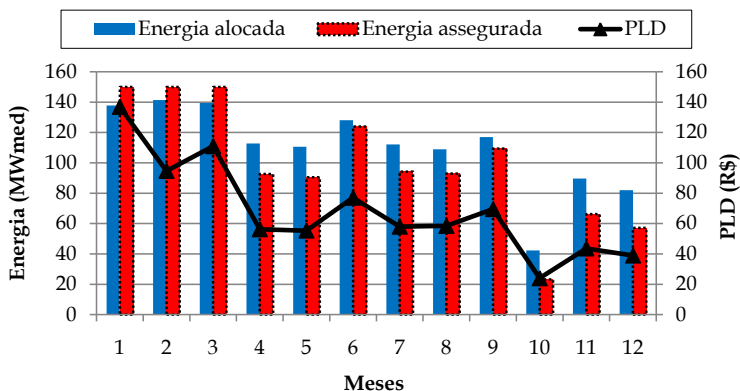


Figura 5.7 – Valores de energia alocada e assegurada juntamente com os valores mensais de PLD.

Tabela 5.2 – Valores mensais de energia alocada e energia assegurada considerando uma série com valores estimados do PLD e de geração.

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Energia Assegurada(MWmed)											
150	150	150	92,648	90,459	123,91	94,17	92,889	109,34	23,174	66,224	57,189
Energia Alocada(MWmed)											
137,78	141,38	139,38	112,78	110,62	128,05	112,14	108,92	116,97	42,25	89,719	82,035

O próximo passo é empregar estes valores de energia assegurada calculados na série inicial e confrontar com as demais 2000 séries. Desta forma, será possível averiguar as figuras de mérito desta série, e por consequência, avaliar a candidatura desta para a composição da estratégia de gestão em sazonalizar a energia assegurada do gerador objetivo.

Inserindo os valores de energia assegurada da série inicial busca-se a solução do problema de otimização linear com a suposição de distintos índices de PLD e geração do sistema. Para cada cenário de PLD e de geração, determinam-se os valores de receita que este gerador obterá, cujas informações constam na Figura 5.8. Observa-se que os retornos financeiros obtidos podem apresentar diversos valores, mas é necessário identificar qual o perfil que propiciará uma receita coerente e com base em uma métrica pertinente de risco.

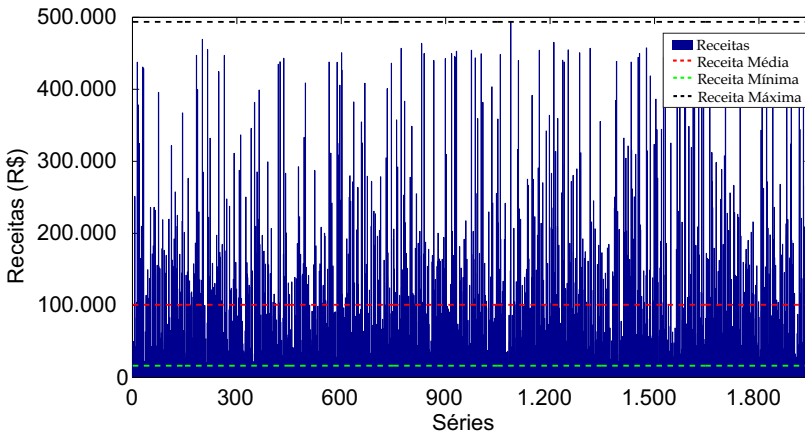


Figura 5.8 – As receitas obtidas em cada cenário com distintos valores de PLD e geração considerando a energia assegurada proposta pela série inicial. As figuras de mérito desta série estão enaltecidas.

As informações de receita são novamente apresentadas na Figura 5.9, contudo neste caso, apresenta-se o histograma referente à estas receitas. Neste caso, aproximadamente 60% das séries apresentam receitas inferiores à R\$100.000,00.

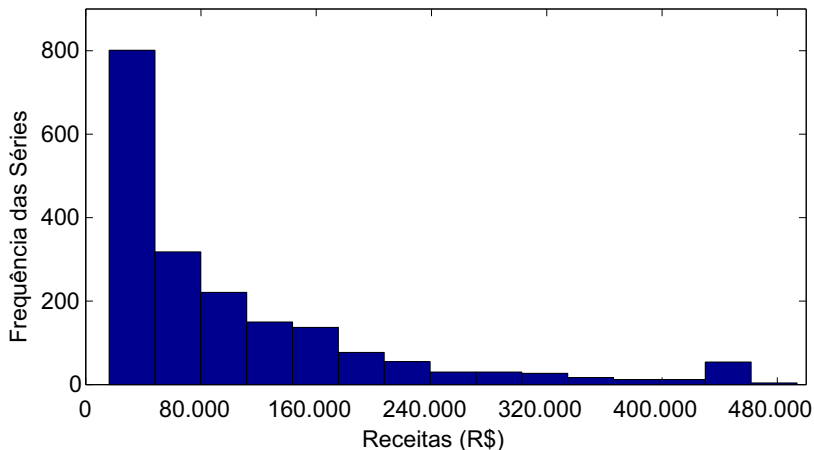


Figura 5.9 – Histograma com as receitas resultantes de cada série averiguada.

A determinação da métrica de risco financeiro CVaR, ajustada em 95% visa determinar o risco de exposição ao adotar esta série como o perfil. Neste caso, mensura-se e identificam-se 5% das menores receitas. Neste contexto, para esta série inicial quando submetida em 2000 distintos cenários determina-se $CVaR_{95\%} = R\$16.273,97$.

É importante ressaltar que embora as formulações de mensuração de risco sejam baseadas nas distribuições de perdas, estas podem ser adaptadas para o caso na qual se emprega distribuições de retornos financeiros, e assim, estimam-se os ganhos mínimos de receita. Portanto, neste trabalho, adota-se a premissa de que quanto maior o índice de CVAR, dado um nível de confiança, menor é o risco de perdas.

Na Tabela 5.3 constam os valores das figuras de mérito determinadas com base nas 2000 receitas obtidas.

Tabela 5.3 – Valores das figuras de mérito.

Receita Métrica CVaR	Receita Mínima	Receita Média	Receita Máxima
R\$ 16.273,97	R\$ 16.264,24	R\$ 100.824,35	R\$ 493.635,09

5.4 ANÁLISE DO CRUZAMENTO DE 2000 SÉRIES ENTRE SI

Neste momento, será averiguada a proposição de 2000 séries de valores de PLD e de geração do sistema considerando a natureza estocásticas destas informações. Estas séries, de forma individual, serão propostas e empregadas na resolução do problema de otimização não-linear e assim determinando valores mensais de energia assegurada para o gerador objetivo. Ressalta-se que na sequência, cada série proposta será confrontada com as demais séries realizando o cruzamento destas por meio da rotina de otimização linear. Assim, será possível averiguar os valores de receita máxima, média e mínima, bem como a métrica de risco financeiro $CVaR_{95\%}$ que cada uma destas séries iniciais possuirá.

Neste sentido, a Figura 5.10 apresenta os resultados de receita que as séries iniciais obteriam caso os valores propostos de PLD e geração do sistema para cada série inicial, bem como, de energias alocada e asseguradas fossem implementados.

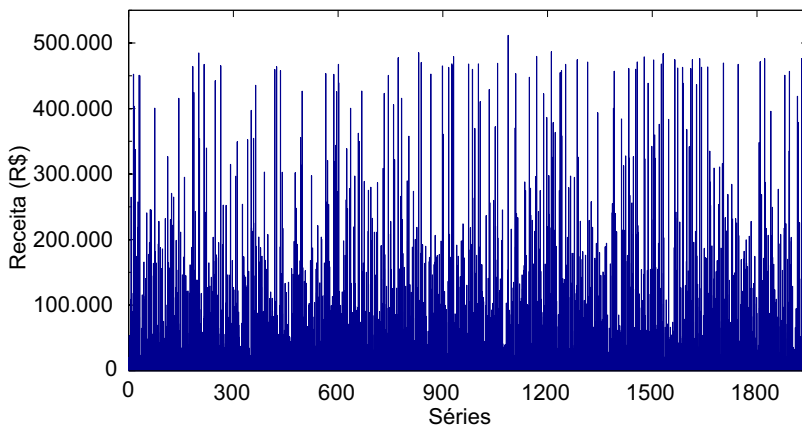


Figura 5.10 – Valores das receitas iniciais previstas para cada série.

Ressalta-se que estes valores de receita inicial também estão apresentados por meio do histograma da Figura 5.11. Com base no histograma, constata-se que 600 séries possuem receitas variando de

R\$ 20.000,00 a R\$ 40.000,00 e aproximadamente 300 séries possuem receitas entre R\$ 40.000,00 a R\$ 70.000,00, com estes dados pode-se concluir que mais de 50% das séries iniciais possuem receitas abaixo de R\$ 80.000,00.

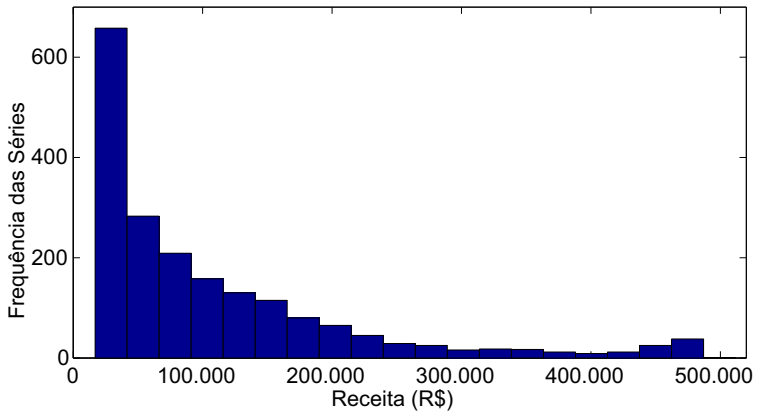


Figura 5.11 – Histograma com os valores das receitas iniciais previstas para cada série.

A Figura 5.12 apresenta os valores de $\text{CVaR}_{95\%}$ de cada uma das séries iniciais. Esta métrica de risco é determinada para cada série inicial com a exposição destas no cruzamento com as demais 2000.

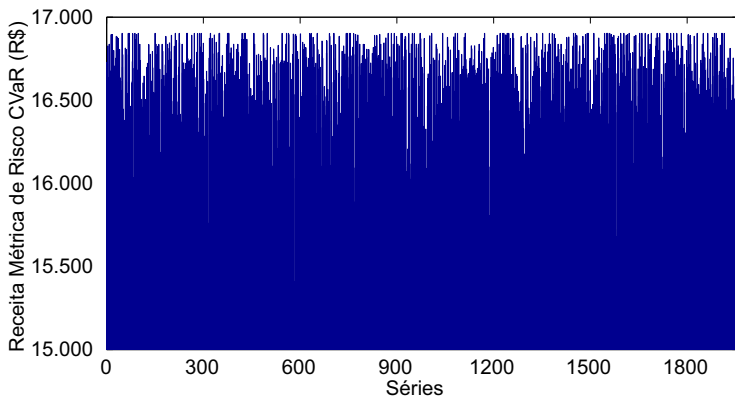


Figura 5.12 – Valores de $\text{CVaR}_{95\%}$ resultantes de cada uma das 2000 séries.

A Figura 5.13, por sua vez, apresenta os valores da máxima receita que seria obtida em cada série inicial averiguada. Neste mesmo contexto, a Figura 5.14 mostra os valores de receita média, enquanto que a Figura 5.15 apresenta a receita mínima.

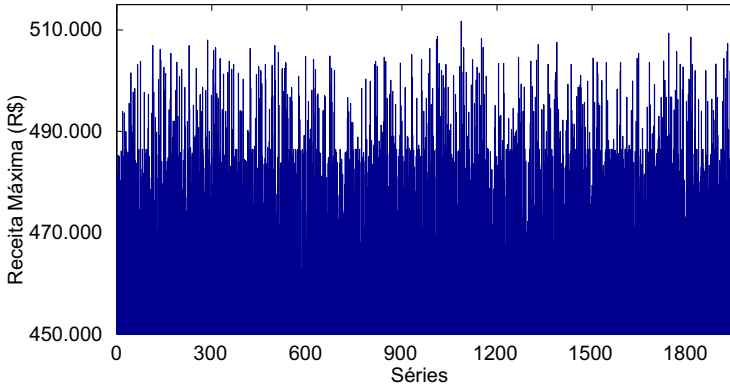


Figura 5.13 – Valores de máxima receita para cada série inicial considerando os 2000 cenários aos quais a série inicial foi exposta.

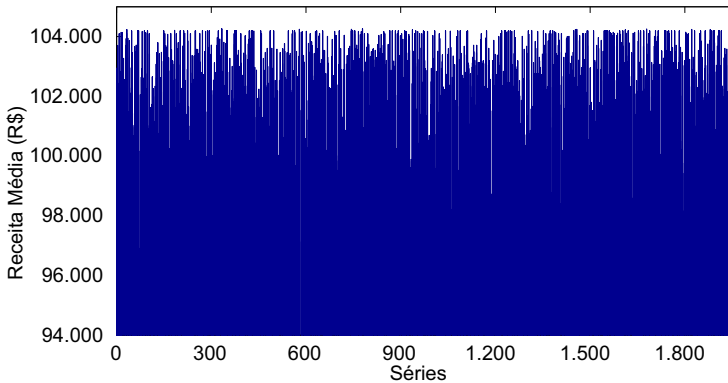


Figura 5.14 – Valores médios das receitas para cada série inicial considerando os 2000 cenários aos quais a série inicial foi exposta.

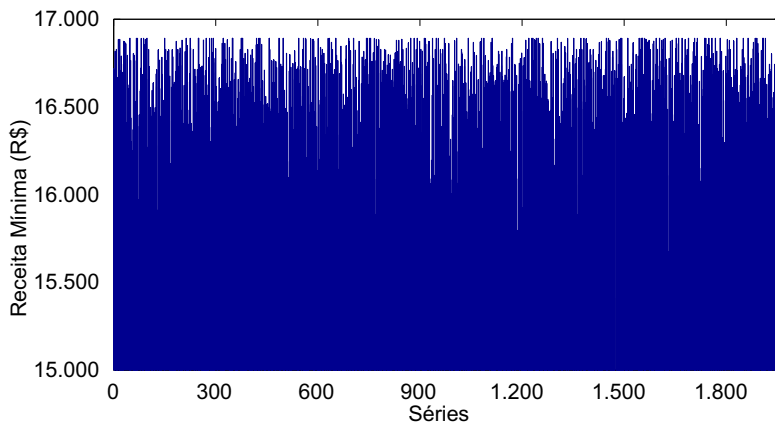


Figura 5.15 – Valores de receita mínima para cada série inicial considerando os 2000 cenários aos quais a série inicial foi exposta.

Com base nestas informações, averigua-se as séries que apresentaram melhor desempenho frente as figuras de mérito pré-determinadas. Concluí-se então que a série 579 é a que apresenta o melhor desempenho frente às demais, e, portanto está será empregada como base para a proposição do perfil de sazonalização da energia assegurada o gerador objetivo. Na Tabela 5.4 apresentam-se os índices das figuras de mérito para esta série escolhida.

Tabela 5.4 – Figuras de mérito para a série que obteve melhor desempenho frente as demais séries iniciais.

Receita Métrica de Risco CVaR	Receita Mínima	Receita Média	Receita Máxima
R\$ 16.899,25	R\$ 16.889,10	R\$ 104.253,38	R\$ 486.144,86

A Figura 5.16, assim como a Tabela 5.5, apresentam os valores de energia assegurada que a série escolhida obteve como resultado do problema de otimização não-linear. Estes valores quando confrontados com os índices de geração e de PLD resultaram outros possíveis cenários. Contudo, com a submissão desta série para estes distintos cenários obteve-se os melhores índices de receitas máxima, média e

mínima, juntamente com a métrica CVaR em comparação as demais séries iniciais averiguadas.

Tabela 5.5 – Energia assegurada para a série proposta.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Energia assegurada (Mwmed)	114,92	103,23	102,76	100,34	99,67	99,27
	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Energia assegurada (Mwmed)	99,09	96,78	96,04	95,74	96,01	96,13

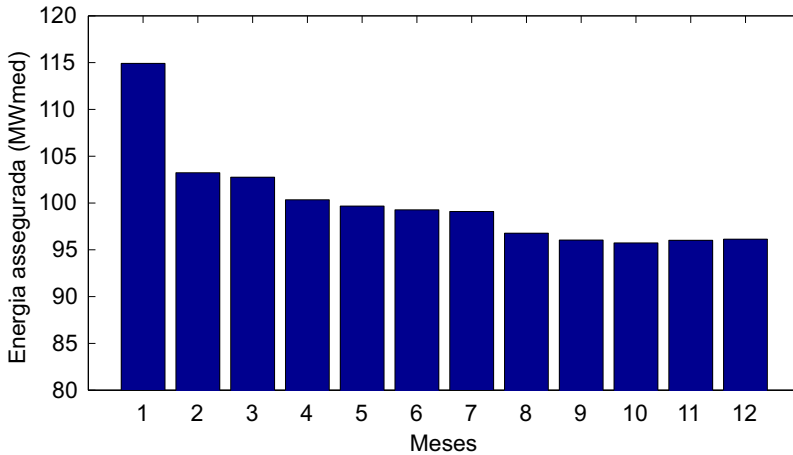


Figura 5.16 – Valores de energia assegurada que a série escolhida propôs.

5.5 ANÁLISE DO CRUZAMENTO DE 2000 SÉRIES ENTRE SI COM CONTRATO

Nesta seção, será averiguada a proposição de 2000 séries de valores de PLD e de geração do sistema, as quais serão confrontadas com as demais 2000 séries, porém, neste caso, o modelo de otimização considerará a hipótese do gerador com contrato em sua energia assegurada

nominal. Ressalta-se que optou-se pela modalidade de contrato por quantidade de energia. Neste tipo de contrato, o gerador objetivo assume todos os riscos no caso de não ocorrer a entrega de energia, sendo assim, no caso de gerar abaixo da energia fixada em contrato o gerador terá que comprar o débito no mercado de curto prazo (mercado *spot*), e no caso de geração acima do contrato, o gerador poderá vender o excesso no mercado de curto prazo.

Para estes testes será empregado o modelo de otimização proposto no Capítulo 4, o qual está representado em (4.9) para a resolução do problema não-linear. Para a análise do cruzamento entre as séries é utilizada a formulação descrita em (5.2).

5.5.1 Contrato de 100% da energia assegurada nominal

Neste momento será analisado a proposta de energia assegurada sazonalizada obtida pelo modelo de otimização cuja formulação engloba um contrato. Nesta abordagem considera-se que o agente gerador comercializou, em contrato, o montante de 100% da sua energia assegurada nominal à um valor pré-fixado de R\$ 120,00 por MW.

Nesta abordagem de contratos, o gerador objetivo possuirá uma receita fixa de R\$12.000,00 mensais proveniente do contrato, com a complementação desta no mercado de curto prazo, de acordo com a energia assegurada sazonalizada que foi proposta.

A Tabela 5.6 apresenta o perfil de energia assegurada sazonalizada proposta pelo modelo de otimização.

Tabela 5.6 – Energia assegurada sazonalizada mensal para a série escolhida considerando contrato na modalidade de 100% da energia assegurada nominal.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Energia assegurada (MWmed)	104,47	104,21	103,73	101,3	100,62	100,23
	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Energia assegurada (MWmed)	100,05	97,72	96,98	96,67	96,95	97,07

As informações acerca da energia assegurada também estão ilustradas na Figura 5.17.

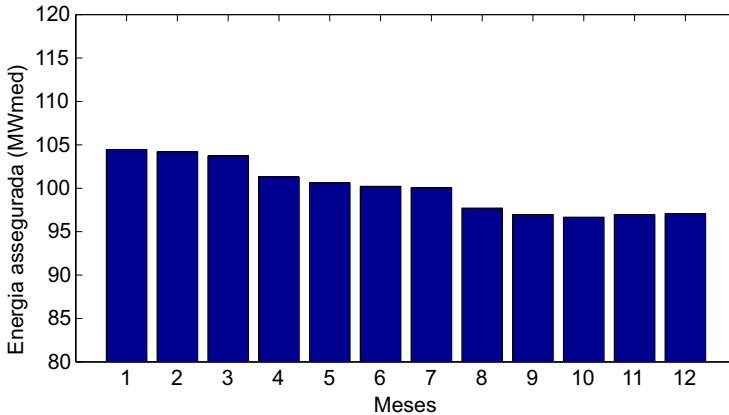


Figura 5.17 – Valores de energia assegurada que a série escolhida propôs.

A Tabela 5.7 apresenta uma previsão das energias que serão processadas no mercado de curto prazo. A resolução do problema de otimização afirma que no primeiro semestre do ano deverá ocorrer despacho acima da energia assegurada nominal, enquanto que no segundo semestre a complementação de geração deverá ser proveniente do mercado de curto prazo. É importante ressaltar que esta é somente uma previsão da quantidade de energia que será processada no mercado de curto prazo, já que a energia alocada ao gerador objetivo dependerá da quantidade de geração do sistema, e este despacho é resultante de uma operação do ONS.

Tabela 5.7 – Previsão de energias que serão processadas no mercado de curto prazo com base na energia assegurada sazonalizada.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Energia (MW) Comprar/Vender Spot	4,47	4,21	3,73	1,3	0,62	0,23
	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Energia (MW) Comprar/Vender Spot	0,05	-2,28	-3,02	-3,33	-3,05	-2,93

A estratégia empregando contrato é mais conservadora em comparação à opção de comercialização da energia apenas no mercado de curto prazo. Com a restrição contratual o gerador objetivo possui uma renda fixa mensal, o que resulta em uma margem de segurança para este agente. Contudo, no caso do não cumprimento deste contrato o gerador fica exposto ao mercado de curto prazo. Na hipótese de uma geração abaixo do esperado, assim como PLD com valores elevados, o gerador terá prejuízos financeiros pois terá que comprar o déficit de energia do contrato ao preço do PLD vigente.

5.5.2 Contrato de 90% da energia assegurada nominal

Nesta abordagem considera-se que o agente gerador comercializou, em contrato, o montante de 90% da energia assegurada nominal deste à um valor pré-fixado de R\$ 120,00 por MW. Neste caso, o gerador objetivo possuirá renda fixa de R\$10.800,00 mensais proveniente de contratos com a complementação desta no mercado de curto prazo, de acordo com a energia assegurada sazonalizada que foi proposta.

Após a execução das rotinas de otimização não-linear e posteriormente da otimização linear, tem-se um conjunto de séries que apresentam melhor desempenho em comparação as demais segundo as figuras de mérito pré-estabelecidas. Os valores de energia assegurada propostos pela série que obteve o melhor desempenho constam na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Energia assegurada sazonalizada mensal para a série escolhida considerando contrato na modalidade de 90% da energia assegurada nominal.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Energia assegurada (MWmed)	109,43	103,75	103,27	100,85	100,17	99,78
	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Energia assegurada (MWmed)	99,59	97,27	96,54	96,23	96,51	96,63

A Figura 5.18 apresenta o perfil de energia assegurada sazonalizada

zada proposta pelo modelo de otimização.

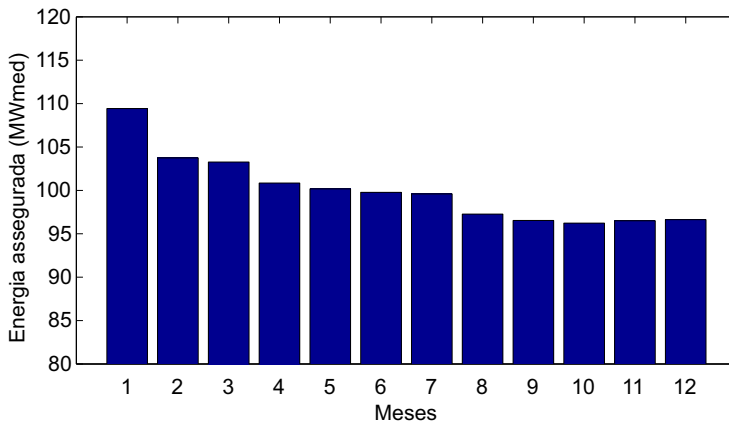


Figura 5.18 – Valores de energia assegurada que a série escolhida propôs.

A Tabela 5.9 demonstra os valores estimados de energia que serão processados no mercado curto prazo. É importante ressaltar que estes dados são uma previsão, uma vez que a energia alocada será resultante de uma operação do ONS. Com base nestes resultados, observa-se novamente que o modelo de otimização resulta, para o primeiro semestre do ano, os maiores índices de venda no mercado de curto prazo, pois se acredita que neste período do ano o PLD estará mais elevado. Por outro lado, para o segundo semestre do ano, o perfil de sazonalização resultante propôs menores índices de venda no mercado *spot*.

Tabela 5.9 – Previsão de energias que serão processadas no mercado de curto prazo com base na energia assegurada sazonalizada.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Energia (MW) Comprar/Vender Spot	19,43	13,75	13,27	10,85	10,17	9,78
	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Energia (MW) Comprar/Vender Spot	9,59	7,27	6,54	6,23	6,51	6,63

Em comparação à opção de 100% da energia assegurada nominal comercializada em contrato, neste caso, tem-se mais liberdade em construir um perfil de sazonalização da energia assegurada do gerador objetivo. Neste caso, a receita fixa mensal, estabelecida em contrato, é menor que no caso de 100% de contratação. Porém, diminui-se o risco de exposição ao mercado de curto prazo para o cumprimento do contrato, ou seja, tem-se uma postura mais conservadora por parte do agente. Esta conclusão é resultante da opção de comercialização de 90% da energia assegurada nominal deste agente em contrato, e neste sentido, esta estratégia viabiliza maior flexibilidade na manipulação dos 10% excedentes, os quais serão manipulados diretamente no mercado de curto prazo.

5.6 CONCLUSÃO

Neste capítulo apresentou-se os resultados numéricos obtidos com a solução do problema de otimização da energia assegurada de um agente gerador hidrelétrico. Ressalta-se que o emprego de séries sintéticas no auxílio da resolução do problema viabilizou escolher um perfil de geração para a concepção da estratégia de sazonalização ponderando uma métrica pertinente de risco financeiro.

Destaca-se que duas possibilidades foram averiguadas acerca da presença de contrato de energia assegurada do gerador objetivo: (i) Gerador objetivo comercializando toda a sua energia assegurada sazonalizada no mercado de curto prazo, e portanto a energia valorada ao PLD vigente; (ii) Gerador objetivo com contrato de comercialização de fração ou a totalidade da sua energia assegurada, o qual optou-se pela modalidade de contrato por quantidade de energia. Neste tipo de contratação, o gerador objetivo assume todos os riscos no caso de não ocorrer a entrega de energia, sendo assim, no caso de gerar abaixo da energia fixada em contrato o gerador terá que comprar o débito no mercado de curto prazo, e no caso de geração acima do contrato, o gerador poderá vender o excesso no mercado de curto prazo.

Concluí-se, que para ambas as possibilidades de contrato que foram averiguadas, a estratégia de sazonalizar a energia assegurada do gerador objetivo propiciou a maximização da receita.

6 CONCLUSÃO

A gestão e planejamento da operação do SEB é um problema de elevada complexidade, sendo este considerado um amplo campo de investigação acadêmica. As usinas elétricas pertencentes ao SEB, quando na modalidade de despacho centralizado, não possuem controle acerca do montante de geração de energia elétrica, pois a gestão destas informações é resultante de uma operação pelo ONS. A decisão do ONS, acerca de quais e como serão despachadas é baseada na minimização dos custos operacionais e marginais considerando os índices de afluências, os níveis de reservatórios de água, os preços ofertados pelas usinas termelétricas e as restrições operacionais.

No ambiente de comercialização os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres e distribuidores de energia elétrica buscam estratégias próprias com vistas a minimização de seus custos e por consequência, a maximização das receitas.

Sob o ponto de vista de um agente gerador que possui uma usina hidrelétrica, na modalidade de despacho centralizado, poderá sazonalizar a energia assegurada desta com vista a maximização da receita. Neste contexto, o agente gerador poderá alocar uma menor fração da energia hidrelétrica total gerada pelo sistema em um dado mês para, assim, receber uma maior fração da energia hidrelétrica total gerada em outro mês do mesmo ano.

A flexibilidade contratual da sazonalização, que consiste no processo de dividir as quantidades anuais de um contrato de fornecimento de energia elétrica em montantes mensais, pode ser utilizada por uma empresa comercializadora que pretende maximizar seus ganhos por meio de operações descasadas. A escolha do perfil ideal de sazonalização por parte do agente comercializador, que geralmente impõe esta condição contratual, possibilita ao mesmo alcançar lucros acima da margem normal. Por outro lado, a escolha de um perfil de sazonalização inadequado poderá acarretar em elevados prejuízos financeiros.

Neste sentido, neste trabalho elaborou-se um modelo de otimização para avaliar estratégias de sazonalização da energia assegurada de um gerador hidrelétrico.

Admitindo uma margem de risco pertinente é possível criar um perfil de sazonalização da energia assegurada de um agente gerador hidrelétrico visando a maximização da receita. O modelo de otimização foi concebido considerando séries de PLD e de geração do sistema.

A concepção, implementação e análise dos resultados do problema de otimização propiciou a conclusão das seguintes informações:

- Em primeiro lugar, observa-se que os valores de receita obtidos com a estratégia de sazonalização para o gerador objetivo foram superiores àqueles que optaram pela sazonalização *flat*. Assim, este resultado preliminar apresenta desempenho satisfatório na resolução do problema de otimização.
- A inserção da métrica de gestão de risco CVaR no problema de otimização propiciou averiguar e identificar um perfil de sazonalização viável e factível no intuito de maximização da receita do gerador objetivo.

A avaliação da série candidata na concepção da estratégia de sazonalização considera alguns critérios pré-definidos. Estes critérios são empregados para que se propicie a seleção de uma série que possua um perfil robusto, ou seja, que se comporte de maneira satisfatória quando submetido à distintos cenários de PLD e geração do sistema. A escolha da série tem como critérios possuir receita elevada, não obstante quando esta é submetida para outros índices de PLD e de geração, também deverá apresentar elevados índices de receita nestes diferentes casos, assim como elevados valores de mínima, média e máxima receita, bem como, elevados índices da métrica de risco CVaR.

De forma global concluí-se que o modelo proposto neste trabalho demonstrou desempenho satisfatório, uma vez que foi possível identificar um perfil de sazonalização da energia assegurada. A concepção desta estratégia e a seleção deste perfil de geração foi baseada na re-

solução de um problema de otimização não linear, implementado no software MATLAB empregando o comando *fmincon*.

Sugestões para Trabalhos Futuros

O Mercado de Curto Prazo, no Brasil, é dividido em quatro Sub-mercados: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Os períodos secos e úmidos destes submercados não são coincidentes e por consequência o PLD destes também é diferente. Neste sentido, como sugestão para trabalhos futuros indica-se averiguar a sazonalização entre os submercados de energia elétrica que compõe o sistema interligado nacional.

A presença de fontes alternativas de energia elétrica como eólica e solar, juntamente com usinas hidrelétricas na composição de uma carteira de ativos já foi alvo de pesquisa acadêmica (FONSECA, 2009; LIMA, 2012). Contudo, empregando a modelagem proposta neste trabalho, assim como, os dados estocásticos de PLD, bem como, dados históricos de afluências, radiação solar, dentre outros, propiciaria o desenvolvimento de um trabalho acadêmico relevante.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2013. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em 24 de Maio de 2013.
- ARFUX, G. A. B. *Gerenciamento de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica com uso de Instrumentos Derivativos: Uma Abordagem via Teoria de Portfólios de Markowitz*. Florianópolis: Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – LABPLAN/UFSC, 2004.
- ARFUX, G. A. B. *Definição de Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica via Métodos de Otimização Estocástica e Análise Integrada de Risco*. Florianópolis: Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – LABPLAN/UFSC, 2011.
- ARTZNER, P.; DELBAEN, F. Coherent measures of risk. *Mathematical Finance*, v. 9, p. 203–228, 1998.
- AZEVEDO, A. T.; OLIVEIRA, A. R. L.; FILHO, S. S. Modelo de otimização a usinas individualizadas para o planejamento energético da operação via métodos de pontos interiores. In: *XXXVII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional - SBPO*. [S.l.: s.n.], 2005.
- CCEE. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. 2013. Disponível em <http://www.ccee.org.br>. Acessado em 20 de Outubro de 2013.
- DAHLGREN, R.; LIU, C.-C.; LAWARRÉE, J. Risk assessment in energy trading. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2, p. 503–511, 2003.
- FONSECA, F. R. *Estratégias de sazonalização da garantia física de PCHs em portfólios PCH e biomassa*. Rio de Janeiro: Dissertação de mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2009.
- JORION, P. *Value at Risk: The New Benchmark For Controlling Market Risk*. [S.l.]: Chicago: Irwin, 1997.
- KAHN, E. P. Numerical techniques for analyzing market power in electricity. *The Electricity Journal*, v. 11, n. 6, p. 34–43, jul. 1998.
- LIMA, F. R. *Decisão de sazonalização para otimizar carteira de contratos com hidrelétricas e eólicas no Brasil*. Rio de Janeiro: Dissertação de mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012.

LIU, M.; WU, F. F. Risk management in a competitive electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 29, n. 9, p. 690–697, nov. 2007.

MEHROTRA, S. On implementation of a primal-dual interior point methods. *SIAM Journal on Optimization*, v. 2, n. 4, p. 575–601, 1992.

MME. *Ministério de Minas e Energia*. 2013. Disponível em <http://www.mme.gov.br>. Acessado em 18 de Novembro de 2013.

NAKAMURA, M.; NAKASHIMA, T.; NIIMURA, T. Electricity markets volatility: estimates, regularities and risk management applications. *Energy Policy*, v. 34, n. 14, p. 1736–1749, set. 2006.

OLIVEIRA, M. F. D.; ARFUX, G. A. B.; TEIVE, R. Risk management in the commercialization activity in brazil - an approach by using markowitz, VaR and CVaR. In: *Transmission Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–6.

ONS. *Operador Nacional do Sistema*. 2013. Disponível em <http://www.ons.org.br>. Acessado em 10 de Julho de 2013.

PEREIRA, M. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 11, n. 3, p. 161–169, 1989.

PEREIRA, M.; BARROSO, L.-A.; ROSENBLATT, J. Supply adequacy in the brazilian power market. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*. [S.l.: s.n.], 2004. p. 1016–1021 Vol.1.

PEREIRA, M.; PINTO, L. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, v. 52, p. 359–375, 1991.

QUEIROZ, A. K. *Sistema de Suporte às Estratégias de Comercialização de Energia Elétrica*. Florianópolis: Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – LABPLAN/UFSC, 2010.

ROCKAFELLAR, T.; URYASEV, S. Optimization of conditional value at risk. *The Journal of Risk*, v. 2, n. 3, p. 21–41, 2000.

SILVA, E. L. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. 2ª Edição: Florianópolis-SC, 2012.

- SIMÕES, M. D. P. *Decisão de sazonalização de contratos de fornecimento de energia elétrica através da otimização da medida Ômega*. Rio de Janeiro: Dissertação de mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2009.
- SOKELI, C. T. *Modelo de sazonalização da energia assegurada de usinas hidrelétricas utilizando algoritmos genéticos*. São Paulo: Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2008.
- SOUZA, F. C. de; LEGEY, L. F. L. Dynamics of risk management tools and auctions in the second phase of the brazilian electricity market reform. *Energy Policy*, v. 38, n. 4, p. 1715–1733, abr. 2010.
- VANDERBEI, R. J.; SHANNO, D. F. *An interior-point algorithm for nonconvex nonlinear programming, Technical Report*. 1997.
- VEHVILAINEN, I.; KEPPO, J. Managing electricity market price risk. *European Journal of Operational Research*, v. 145, n. 1, p. 136–147, fev. 2003.
- VENTOSA, M. et al. Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, v. 33, n. 7, p. 897–913, maio 2005.
- WRIGHT, S. J. Primal-dual interior point methods. *SIAM Publications*, v. 2, n. 4, 1996.
- XPRESS-MP. *Linear Programming Solver by Dash Optimization*. 2013. Disponível em <http://www.dashoptimization.com>. Acessado em 30 de Setembro de 2013.

Apêndice A – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O Brasil apresenta ampla extensão territorial e observam-se distintos índices pluviométricos em cada região deste no decorrer do ano. Neste sentido haverá variações hidrológicas relevantes durante o ano, pois identificam-se períodos secos e úmidos, os quais são não coincidentes. Neste contexto, uma região quando no período seco poderá armazenar água e os seus respectivos agentes geradores poderão despachar abaixo da média, enquanto que a outra região, sob o período úmido, poderá produzir energia acima da média no intuito de equilibrar esta demanda, respeitando as restrições operativas do sistema.

Em função destas informações, destaca-se um mecanismo utilizado para a comercialização da energia produzida por agentes com geração hidrelétrica, o qual é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O MRE propicia que todas as usinas participantes deste recebam seus níveis de energia assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física do sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles agentes que geraram acima de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo. Em função disso, o MRE possui o objetivo de compartilhar o risco hidrológico no âmbito do sistema interligado.

Desta forma, o MRE funciona como um mecanismo de proteção obrigatório entre os geradores hidrelétricos. Para cada período de comercialização um gerador receberá uma energia proporcional a geração total de todas as usinas participantes do MRE, e essa proporção será a razão entre essa geração total e a soma das garantias físicas (energia assegurada) de todas as usinas.

Outro fator que levou à concepção do MRE é a existência de várias usinas em cascata, em que o ótimo individual não necessariamente corresponde ao ótimo conjunto. Em função de que está sendo considerado somente a modalidade de despacho centralizado, neste caso, a água é de todos e o seu uso não é decidido pelo proprietário da usina, o MRE minimiza e compartilha entre os perfis de geração dos agentes o risco de venda de energia em longo prazo.

Ressalta-se também que o gerador somente receberá o valor total de sua garantia física em cada período de comercialização caso os demais geradores participantes do MRE gerem acima da energia alocada nominal. Assim, caso a geração seja maior, é alocada uma energia excedente, definida como energia secundária.

Por exemplo, em um determinado intervalo de apuração, no âmbito do SIN, a geração total hidráulica foi de $E_m^{aloc,total} = 40.000$

MWmed enquanto que a garantia física de todos os agentes foi de $E_m^{asseg,total} = 50.000$ MWmed. Assim, conforme (A.1) a energia alocada que cada agente receberá corresponderá a 80% de sua própria garantia física. Com base nesta garantia física ajustada define-se o fator GSF, para este exemplo, como 0,8 e este valerá para todos os agentes pertencentes ao MRE no período vigente.

$$GSF_m = \frac{E_m^{aloc,total}}{E_m^{asseg,total}} \quad (A.1)$$

Neste contexto, uma determinada usina com 100 MWmed terá a sua garantia física ajustada para 80 MWmed devido o GSF menor do que 1 (neste caso 0,8). Nesta situação, caso este agente gerar somente 70 MWmed, a diferença entre a sua geração e a sua garantia física ajustada deverá ser complementada, compulsoriamente, pelo MRE. A aquisição desta energia no MRE é valorada segundo a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), a qual em princípio cobre os custos de operação e manutenção necessários para esta geração adicional, além da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos, segundo Módulo 4 : Garantias Físicas, Regras de Comercialização – disponível em (CCEE, 2013).

Ainda considerando o mesmo índice de GSF, contudo, se a geração de um agente for maior que a garantia física, haverá um excedente, a energia secundária, a qual será distribuída entre as usinas pertencentes ao MRE.

A alocação de energia das usinas com excedente de geração em relação à sua garantia física para aquelas que apresentaram déficit de geração em relação à garantia física é realizada, prioritariamente, entre usinas localizadas em um mesmo submercado. Caso houver excedente remanescente em um submercado, este é disponibilizado para usinas situadas em submercados deficitários, até o preenchimento dos seus níveis de garantia física (CCEE, 2013).

Pode-se verificar que a energia disponível para a comercialização no mercado de curto prazo (mercado *spot*) é o resultado da geração do agente e da energia que este recebe ou cede ao MRE. Se o sistema for deficitário ($GSF < 1$) então o agente possuirá menos energia para comercializar e terá que comprar no mercado de curto prazo, mesmo que o agente tenha despachado um volume de energia igual a sua garantia física do mês. Desta forma, o gerador fica com o risco de pagar o preço do mercado *spot*.

Quando o GSF reduz ou eleva igualmente a garantia física de todas as usinas, independentemente da geração individual, há redução

do risco hidrológico, e essa é a função primordial do MRE.

A Figura A.1 apresenta, para a hipótese de que GSF é inferior a unidade, a composição da garantia física ajustada. Nesta ilustração considerou-se que um determinado agente efetivou o despacho abaixo de sua garantia física ajustada e, portanto, este deverá adquirir no MRE o restante de energia para a composição do montante a ser disponibilizado para venda.

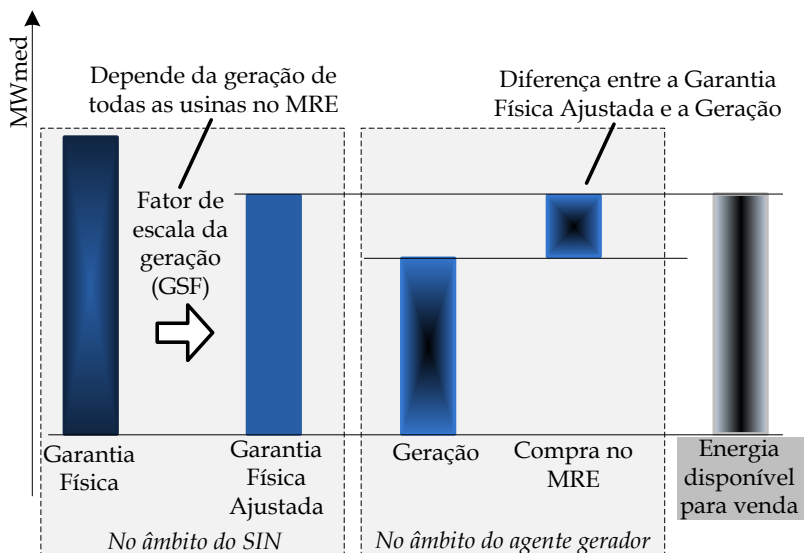


Figura A.1 – Hipótese em que GSF menor que 1.

A Figura A.2, por outro lado, considera que no âmbito do sistema interligado ocorreu geração total acima da garantia física deste, e, portanto no âmbito do SIN haverá a energia secundária. Nesta mesma ilustração, considerou-se que um determinado agente efetivou o despacho abaixo de sua garantia física ajustada e, portanto, este deverá recorrer ao MRE para a complementação do montante a ser disponibilizado para venda.

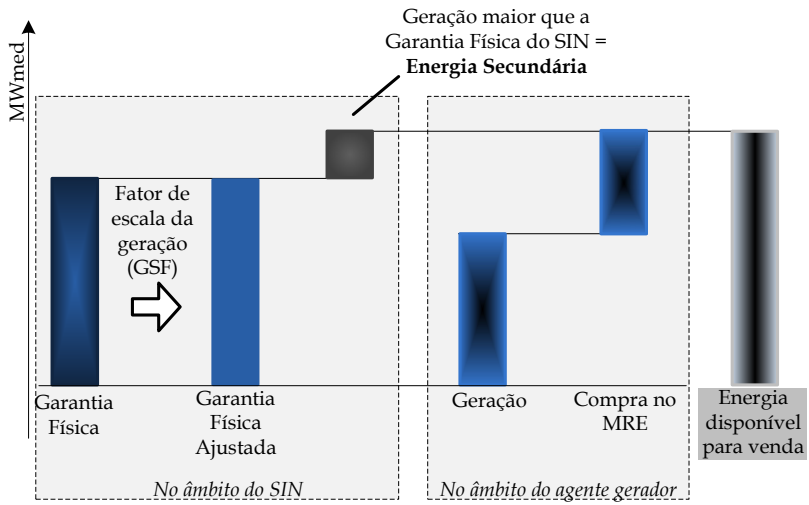


Figura A.2 – Hipótese em que GSF maior que 1.

Apêndice B – Implementação dos Algoritmos no MATLAB

B.1 PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR

Para a programação não-linear será empregada a função *fmincon*, a qual é dada por:

$$\begin{aligned} \min f(\mathbf{x}) \\ \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \end{aligned}$$

Sujeito a:

$$\mathbf{c}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \quad (\text{Restrições não lineares de desigualdade}) \quad (\text{B.1})$$

$$\mathbf{c}_{eq}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (\text{Restrições não lineares de igualdade}) \quad (\text{B.2})$$

$$\mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{b} \quad (\text{Restrições lineares de desigualdade}) \quad (\text{B.3})$$

$$\mathbf{A}_{eq}\mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq} \quad (\text{Restrições lineares de igualdade}) \quad (\text{B.4})$$

$$\mathbf{l}_b \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{u}_b \quad (\text{limites inferiores e superiores}) \quad (\text{B.5})$$

O comando *fmincon* do software MATLAB propicia a solução do problema de otimização tanto de programação linear quanto não linear. Assim, dada uma aproximação inicial \mathbf{x}_0 , isto é, o comando determina um ponto que minimiza $f(\mathbf{x})$ e verifica todas as restrições descritas empregando para tal um dos algoritmos pré-estabelecidos. Neste contexto, foi configurado que o comando *fmincon* executasse o algoritmo de pontos interiores, realizando a maximização da função objetivo com restrições não lineares.

A função objetivo, assim como, as restrições lineares ou não, deverão ser descritas individualmente em arquivos M-files. Em síntese, o problema de otimização apresenta 24 variáveis de decisão.

B.1.1 Função Objetivo

O arquivo para a função objetivo é denominado de *objfun.m* e possui a seguinte descrição interna:

```
function f = objfun(Energia)
dadosPLD; % carrega um perfil com dados de PLD
f = - PLD * (Energia(1:12))';
```

B.1.2 Restrição Não-linear

O arquivo para restrição não linear é denominado de *confun.m* e possui a seguinte descrição interna:

```

function [c, ceq] = confun(Energia)
c = [];
dadosEassegY % carrega dados do Gerador Y
dadossistemaGT % carrega um perfil com dados do GT

ceq=[Energia(1)*Energia(13)+Energia(1)*EassegY(1)-Energia(13)*GT(1);
Energia(2)*Energia(14)+Energia(2)*EassegY(2)-Energia(14)*GT(2);
Energia(3)*Energia(15)+Energia(3)*EassegY(3)-Energia(15)*GT(3);
Energia(4)*Energia(16)+Energia(4)*EassegY(4)-Energia(16)*GT(4);
Energia(5)*Energia(17)+Energia(5)*EassegY(5)-Energia(17)*GT(5);
Energia(6)*Energia(18)+Energia(6)*EassegY(6)-Energia(18)*GT(6);
Energia(7)*Energia(19)+Energia(7)*EassegY(7)-Energia(19)*GT(7);
Energia(8)*Energia(20)+Energia(8)*EassegY(8)-Energia(20)*GT(8);
Energia(9)*Energia(21)+Energia(9)*EassegY(9)-Energia(21)*GT(9);
Energia(10)*Energia(22)+Energia(10)*EassegY(10)-Energia(22)*GT(10);
Energia(11)*Energia(23)+Energia(11)*EassegY(11)-Energia(23)*GT(11);
Energia(12)*Energia(24)+Energia(12)*EassegY(12)-Energia(24)*GT(12); ];

```

B.1.3 Rotina Principal

A rotina principal, por sua vez, define inicialmente as demais informações:

O ponto inicial de convergência $e0 = [\mathbf{100 \ 100 \ \dots \ 100}]_{1 \times 24}$

Além disso, a definição das restrições lineares de igualdade na forma $(A_{eq} \mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq})$ é dada por:

$$A_{eq} = \left[\begin{array}{cccc} \mathbf{0} & \mathbf{0} & \dots & \mathbf{0} \end{array} \right]_{1 \times 12} \quad \left[\begin{array}{cccc} \mathbf{1} & \mathbf{1} & \dots & \mathbf{1} \end{array} \right]_{1 \times 12} \quad \Big]_{1 \times 24}$$

$$\mathbf{b}_{eq} = \mathbf{1200}$$

Enquanto que as restrições lineares de desigualdade são vazias, ou seja, define-se estas como:

$$\mathbf{A} = [\]$$

$$\mathbf{b} = \mathbf{0}$$

E, finalmente, os limites inferiores e superiores são definidos por:

$$\mathbf{lb} = [\mathbf{0 \ 0 \ \dots \ 0}]_{1 \times 24}$$

$$\mathbf{ub} = \mathbf{150} [\mathbf{1 \ 1 \ \dots \ 1}]_{1 \times 24}$$

Com bases nestas informações é necessário inserir as definições do algoritmo empregado, ou seja, parametrizar o comando *fmincon* com o algoritmo de pontos interiores e também chamar a função de otimização com suas respectivas restrições.

```

options = optimset('Algorithm','interior-point','Display','off');
[Energia, fval] = fmincon(@objfun, e0, [], [], Aeq, beq, lb, ub, ...
@confun, options);

```

```

Receita = - fval;
EalocX = Energia(1:12);
EassegX = Energia(13:24);

```

Com a parametrização destas informações, o comando *fmincon* estará apto a executar a otimização da função objetivo, com as res-

pectivas restrições lineares ou não, que englobam o problema proposto neste trabalho.

B.2 PROGRAMAÇÃO LINEAR

A programação linear determina a solução do problema de otimização linear. Neste caso, em função do tempo de processamento, optou-se por não utilizar solver. Esta rotina propicia a determinação de energia alocada ao gerador objetivo $E_m^{aloc,X}$, considerando a energia assegurada sazonalizada $E_m^{asseg,X}$ proveniente da otimização não linear. Com base na energia alocada, tem-se uma receita anual com base em um perfil de geração, bem como de PLD. A robustez da energia assegurada proposta é averiguada com esta exposição propiciada pela rotina de otimização linear, conforme descrito no corpo da presente dissertação.

Assim, para o caso desta rotina de otimização linear, tem-se a seguinte descrição no software MATLAB:

```

dadosPLD % carrega um perfil com dados do PLD
dadossistemaGT % carrega um perfil com dados do GT
dadosEassegX % carrega um perfil com dados EassegX
dadosEassegY % carrega dados EassegY

EalocX(1)=(EassegX(1)/(EassegX(1)+EassegY(1)))*GT(1);
EalocX(2)=(EassegX(2)/(EassegX(2)+EassegY(2)))*GT(2);
EalocX(3)=(EassegX(3)/(EassegX(3)+EassegY(3)))*GT(3);
EalocX(4)=(EassegX(4)/(EassegX(4)+EassegY(4)))*GT(4);
EalocX(5)=(EassegX(5)/(EassegX(5)+EassegY(5)))*GT(5);
EalocX(6)=(EassegX(6)/(EassegX(6)+EassegY(6)))*GT(6);
EalocX(7)=(EassegX(7)/(EassegX(7)+EassegY(7)))*GT(7);
EalocX(8)=(EassegX(8)/(EassegX(8)+EassegY(8)))*GT(8);
EalocX(9)=(EassegX(9)/(EassegX(9)+EassegY(9)))*GT(9);
EalocX(10)=(EassegX(10)/(EassegX(10)+EassegY(10)))*GT(10);
EalocX(11)=(EassegX(11)/(EassegX(11)+EassegY(11)))*GT(11);
EalocX(12)=(EassegX(12)/(EassegX(12)+EassegY(12)))*GT(12);

if EalocX > 150
EalocX = 150;
end

if EalocX < 0
EalocX = 0;
end

Receita = EalocX * PLD;

```