
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Marcelo Richter Fernandez

Contratação Ótima para Comercialização de Energia Elétrica

Dissertação de mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energia Elétrica.

Orientadores:

Christiano Lyra Filho;
Leontina Maria Viana Graziadio Pinto;

Campinas, SP
Dezembro 2010

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

F391c

Fernandez, Marcelo Richter

Contratação ótima para comercialização de energia elétrica / Marcelo Richter Fernandez. --Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientadores: Christiano Lyra Filho, Leontina Maria Viana Graziadio Pinto.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Portfólio. 2. Mercado livre. 3. Comercialização. 4. Energia elétrica. I. Lyra Filho, Christiano. II. Pinto, Leontina Maria Viana Graziadio. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Título em Inglês: Optimal contracts allocation for electric energy trading

Palavras-chave em Inglês: Portfolio, Free market, Energy trading, Electric energy

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Paulo Sérgio Franco Barbosa, Paulo Augusto Valente Ferreira

Data da defesa: 22/12/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Marcelo Richter Fernandez

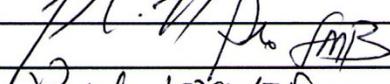
Data da Defesa: 22 de dezembro de 2010

Título da Tese: "Contratação Ótima para Comercialização de Energia Elétrica"

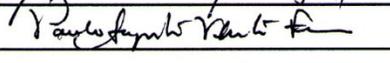
Prof. Dr. Christiano Lyra Filho (Presidente):



Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa:



Prof. Dr. Paulo Augusto Valente Ferreira:



DEDICATÓRIA

Ao meu querido irmão Tiago (*in memoriam*) sempre presente.....

AGRADECIMENTOS

À Família Elektro, especialmente aos amigos Braun, Bruno, Max, Mazzon, Sérgio, Ziglio, e aos amigos Luiz Otavio e Pascon, pelo apoio e incentivo ao longo dos anos;

Aos amigos da Engenho pelo suporte;

À UNICAMP e à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação por todo o apoio institucional;

Ao Christiano, meu orientador, pela paciência e companheirismo na caminhada;

À Leontina, minha co-orientadora, pela inspiração e confiança;

À toda minha família, em especial, meus pais Davi e Heliana pelo exemplo, dedicação e carinho;

À Ana Beatriz, minha afilhada, que trouxe vida e alegria...

À Fabíola, companheira sempre presente... por acreditar, motivar, insistir e ainda sorrir...

À Clara, minha filha, por encher nossas vidas de luz, por nos fazer descobrir o amor imenso e imortal e pelas vezes que me fez acordar enquanto a ninava!

RESUMO

Este trabalho propõe o desenvolvimento de metodologia para a operação de um portfólio de contratos de compra e venda de energia elétrica no ambiente de contratação livre utilizando conceitos de otimização, em especial de programação linear, matemática financeira e estatística, além de considerar também as regras de comercialização de energia do setor elétrico brasileiro.

Isso permite que comercializadores maximizem seus resultados financeiros pela alocação ótima de seus contratos de compra e venda de energia. Além disso, permite a simulação de cenários alternativos de consumo, variações de preços de curto prazo e opções de contrato. A partir dessas informações, os agentes de comercialização de energia elétrica podem realizar comparações entre as várias alternativas de operações no mercado de energia; podem também comparar essas ações com outras propostas de investimentos.

Estudos de casos ilustram a aplicação da metodologia a cenários reais do sistema elétrico brasileiro. A análise desses resultados permite avaliar benefícios alcançados e sugere possibilidades de desdobramentos.

ABSTRACT

This work proposes the development of a new approach for the operation of electric energy contracts in the Brazilian free market. It uses concepts of linear optimization, financial mathematics, statistics and considers the Brazilian free market regulation.

The methodology allows traders to maximize their profits by using the optimal allocation for each energy contract. It also allows traders to simulate trading with different scenarios of energy consumption by the customers, spot market prices, future market prices and long term contracts. Results allow investors to compare energy trading options with other alternatives for investments.

Case studies illustrate the application of the proposed methodology to real world scenarios; benefits are also evaluated.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	- 1 -
1.1. ORGANIZAÇÃO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	- 1 -
1.2. CONFIGURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	- 6 -
1.3. O RISCO HIDROLÓGICO	- 9 -
1.4. OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	- 12 -
1.5. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	- 16 -
2. METODOLOGIAS DE OTIMIZAÇÃO PARA ABORDAGEM DO PROBLEMA	- 21 -
2.1. EVOLUÇÃO DOS MÉTODOS	- 21 -
2.2. PROBLEMAS NÃO LINEARES	- 22 -
2.3. PROGRAMAÇÃO LINEAR	- 24 -
2.5. MÉTODO DE PONTOS INTERIORES	- 28 -
3. CONCEITOS PARA AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS	- 31 -
3.1. AVALIAÇÃO FINANCEIRA	- 31 -
3.2. VALOR ESPERADO	- 35 -
4. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL	- 37 -
4.1. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	- 37 -
4.2. DECISÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	- 43 -
5. SOLUÇÕES DO PROBLEMA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	- 47 -
5.1. MODELAGEM SIMPLIFICADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	- 48 -
5.1.1. COMPRA DE ENERGIA	- 48 -
5.1.2. VENDA DE ENERGIA	- 53 -
5.1.3. MÉDIA MÓVEL	- 56 -
5.1.4. LIQUIDAÇÃO DO MÊS ATUAL	- 59 -
5.1.5. DÉFICIT DE ENERGIA NO PATAMAR PESADO	- 61 -
5.1.6. EXPOSIÇÃO FUTURA	- 64 -
5.1.7. FUNÇÃO OBJETIVO	- 66 -
5.2. MODELAGEM FINANCEIRA PARA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	- 71 -
5.2.1. COMPRA DE ENERGIA	- 71 -
5.2.2. VENDA DE ENERGIA	- 73 -
5.2.3. EXPOSIÇÃO FUTURA	- 73 -

5.2.4.	FUNÇÃO OBJETIVO	- 75 -
5.3.	VALOR ESPERADO PARA PLD	- 76 -
6.	ESTUDO DE CENÁRIOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	- 79 -
6.1.	CASO BASE	- 80 -
6.2.	BAIXO CONSUMO	- 82 -
6.3.	ALTO CONSUMO	- 84 -
6.4.	CASO BASE COM AVALIAÇÃO FINANCEIRA	- 86 -
6.5.	VALOR ESPERADO	- 88 -
7.	INFLUÊNCIA DO PLD	- 93 -
7.1.	CORRELAÇÃO ENTRE PLD E OS RESULTADOS	- 93 -
8.	APLICAÇÃO DO MODELO A UM CASO REAL	- 99 -
8.1.	CASO REAL	- 99 -
9.	CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO	- 103 -
9.1.	CONSIDERAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	- 104 -
10.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	- 105 -

1. INTRODUÇÃO

O Setor elétrico de cada país é vital para a consolidação e crescimento da economia e do bem estar de sua população. Ele permite desde a simples iluminação interna de um ambiente até o automatismo de complexos sistemas computadorizados.

Seu desenvolvimento está ligado, basicamente, a aplicação de recursos provenientes de investimentos de longo prazo. Sejam eles recursos públicos, privados ou mistos.

Ao longo deste capítulo, abordaremos a organização do setor elétrico brasileiro procurando descrever os papéis de cada instituição ou agente no desenvolvimento da estratégia, operação técnica, operação comercial além de relatar um breve histórico sobre a evolução do setor nos últimos anos.

Falaremos ainda sobre a matriz de produção de energia elétrica no Brasil, sua distribuição, regras básicas de mercado, dificuldades e complexidade da operação.

1.1. ORGANIZAÇÃO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Setor Elétrico possui grande importância para o crescimento econômico brasileiro. Por isso, decisões de mudanças vêm sendo tomadas inspiradas na experiência internacional e controladas por políticas regulatórias de maneira a produzir um ambiente competitivo na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

O movimento de reestruturação, desverticalização e desregulamentação vem ocorrendo não apenas no Brasil, mas em todo o mundo pelo menos nos últimos 20 anos (Deng & Xu 2009). Este movimento vem sendo acompanhado da introdução de Mercados Atacadistas de energia o do surgimento de preços com possibilidade de grandes variações em curto espaço de tempo.

No Brasil, após 1993, com a Lei no. 8.631, foi extinta a *equalização tarifária*¹ vigente até aquele momento e, em substituição a ela, foram criados contratos de suprimento de energia entre geradores e distribuidores. Em continuidade ao processo de reestruturação e com a promulgação da Lei no. 9.074 de 1995, novas classes de agentes no setor elétrico foram criadas:

- Produtor Independente de Energia Elétrica: pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida por sua conta e risco;
- Consumidor Livre: consumidores que podem optar por contratar seu fornecimento de energia elétrica no todo, ou em parte, com produtor independente de energia elétrica;

Com o intuito de assegurar a oferta de energia para um mercado crescente, estimular investimentos privados no setor com redução dos riscos e permitir a expansão da geração, transmissão e distribuição, em 1996 foi implantado o “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro”. Esse projeto teve por finalidade a desverticalização das empresas, dividindo-as em 3 segmentos: Geração, Transmissão e Distribuição, sendo que Transmissão e Distribuição, por serem considerados monopólios naturais, mereceram especial atenção.

Para que esta estratégia fosse completada, foi necessária a criação de uma agência reguladora com autonomia. Surge a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Sua responsabilidade é a de proporcionar equilíbrio entre os agentes e a sociedade por meio da criação e aperfeiçoamento das regras e fiscalização do cumprimento das mesmas. Estas regras devem ser passíveis de implementação ou execução e devem garantir o equilíbrio para que investimentos, públicos ou privados, sejam atraídos e aplicados no setor.

¹Tarifas iguais para todo o país, independente do local de consumo da energia e das condições de entrega. A continuidade do negócio era mantida por um mecanismo onde as empresas superavitárias transferiam recursos para as empresas deficitárias.

Criou-se um operador do sistema elétrico que atuasse de forma independente (ONS), com responsabilidade de coordenar e controlar as operações das instalações de geração e transmissão de energia elétrica conectadas ao Sistema Interligado Nacional.

Também fez-se necessária a criação de um ambiente para a realização de compra e venda de energia elétrica. Surgiu, então, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, cuja administração ficou sob responsabilidade do ASMAE (Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica) e em seguida do MAE. Sua missão era viabilizar a comercialização de energia elétrica no sistema interligado nacional além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações de comercialização de curto prazo.

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Este novo modelo tinha por objetivo aperfeiçoar a reestruturação do setor elétrico brasileiro e foi impulsionado por questões do próprio mercado como o risco país, necessidade de expansão, grandes variações dos preços em um sistema de base hidráulica, atuação dos agentes em *self dealing*², tratamento de energias provenientes de fontes ainda não competitivas entre outras.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de um agente responsável pelo planejamento do setor elétrico de longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética - EPE), de um com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE), e de um órgão de assessoramento da Presidência da República (Conselho Nacional de Política Energética – CNPE) responsável pela formulação de política e diretrizes para o uso de energia. Também houve a criação e de uma instituição para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, relativas à comercialização de

² Self Dealing é um termo usado no setor elétrico para denominar as contratações de energia elétrica feitas bilateralmente entre distribuidores e geradores de um mesmo grupo empresarial.

energia elétrica no sistema interligado: a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

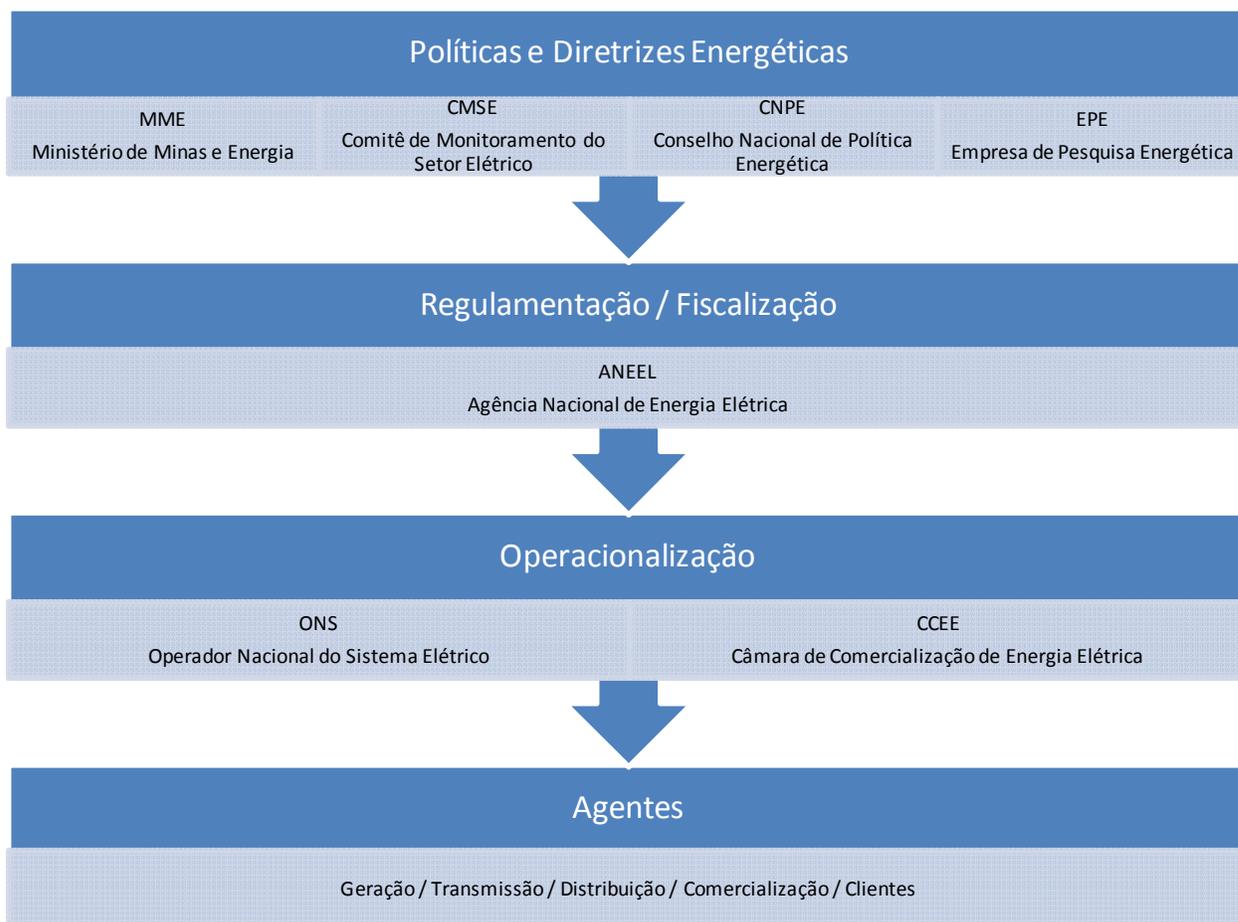


Figura 1 - Organização do Setor Elétrico no Brasil

Estas instituições operam com sinergia dentro de suas atribuições. O Ministério de Minas e Energia (MME) estabelece as políticas energéticas de longo prazo, sempre orientado pelos estudos elaborados pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) que consideram, avaliam e propõem ações para equilibrar o balanço energético nacional.

Com esta determinação de longo prazo, fica como atribuição da ANEEL a regulamentação técnica de maneira que as políticas sejam passíveis de implementação por agentes públicos e privados. Além das determinações de longo prazo vindas do Ministério, a ANEEL também recebe constantemente informações operativas e lida com o dia a dia do setor.

No modelo vigente a partir de 2004, aparecem como executores das regras a CCEE e o ONS que trabalham de forma coordenada. Ambos são órgãos independentes que visam operar o sistema. O primeiro com foco econômico-financeiro e o segundo com foco técnico-operacional.

Ambos também são fontes de informação para a elaboração de políticas de curto, médio e longo prazo e ainda servem como apoio técnico para a ANEEL. O ONS, por exemplo, alimenta tanto a EPE quanto a ANEEL sobre as necessidades de reforços operativos no sistema, nível de reservatórios para a geração de energia, o consumo realizado frente às expectativas e projeções de consumo e capacidade de geração.

É também o ONS que estabelece a programação mensal, semanal, diária e horária de geração de energia. Também autoriza ou não a manutenção de usinas, coordena as paradas de máquinas, manutenção de linhas de transmissão, subestações e, em caso de extrema necessidade, até o corte de carga.

Particularmente no Brasil, usinas de grande porte (acima de 30 MW de potência instalada) são necessariamente despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) de forma centralizada. Os despachos de geração seguem uma programação mensal que é apresentada a todos os agentes em reuniões periódicas e levam em consideração as restrições de cada usina, nível de reservatório, inflexibilidade, indisponibilidade e aspectos de segurança, além de todas as condições operativas de transporte e armazenamento de energia.

1.2. CONFIGURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No Brasil, temos um número muito grande de agentes de geração de energia elétrica. Especificamente no ano de 2010, temos basicamente mais de 1.100 agentes de geração atuando no país divididos nas seguintes categorias:

- Auto-produtores de Energia Elétrica: pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas e consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo;
- Produtores Independentes de Energia Elétrica: pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida;

No total, são 2.185 empreendimentos em operação no país que detêm uma capacidade de 108 GW de potência instalada entre unidades geradoras Eólicas, Hidrelétricas, Fotovoltaicas, Termelétricas e Nucleares.

Os principais empreendimentos de geração no Brasil, e que são despachados centralizadamente pelo ONS, estão representados em 162 unidades hidráulicas, 142 Termelétricas e 2 Termonucleares. Apesar do número pequeno de empreendimentos (cerca de 15% do total existente), o montante de energia destes agentes corresponde a mais de 90% de toda a capacidade de geração nacional.

Para que seja possível efetuarmos uma comparação entre as capacidades produtivas de cada empreendimento, utilizamos o conceito de Energia Assegurada ao invés da potência nominal instalada.

A Energia Assegurada do sistema elétrico brasileiro é a máxima produção que pode ser mantida continuamente por um empreendimento, simulando as vazões com base em históricos e assumindo um baixo risco (5%) de não atendimento a carga. A energia assegurada de uma usina hidrelétrica é a fração, a ela alocada, da energia assegurada do sistema. É também através da energia assegurada que calcula-se a energia máxima que

pode ser comercializada pelas usinas hidrelétricas, também chamada de garantia física da usina.

Já para as usinas termelétricas, podemos assumir como garantia física a sua capacidade máxima de geração descontando o número de horas no ano em que cada uma de suas máquinas ficou indisponível, seja para manutenção preventiva, seja para reparo.

Existem dois índices usados para esta medição. Eles são conhecidos como Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Indisponibilidade Programada (IP). Com base nestes índices, conseguimos encontrar o Fator de Carga típico de cada usina.

$$A(x) = \left(1 - \frac{b(x)}{100}\right) \times \left(1 - \frac{c(x)}{100}\right) \quad \forall x \quad \text{(II)}$$

onde:

x representa cada usina;

$A(x)$ é o fator de capacidade de cada usina;

$b(x)$ é a taxa de indisponibilidade forçada (TEIF) de cada usina; e

$c(x)$ é a taxa de indisponibilidade programada (IP) de cada usina.

Em usinas termelétricas, ao multiplicarmos o Fator de Carga pela Potência Máxima da Usina, temos uma medida que pode ser comparada à garantia física de uma usina hidrelétrica. A equação (II) nos mostra como pode ser calculada a garantia física de uma usina termelétrica.

$$D(x) = P(x) \times A(x) \quad \forall x \quad \text{(II)}$$

onde:

$D(x)$ corresponde à garantia física da usina termelétrica em questão; e $P(x)$ é a potência instalada de máquinas da usina.

Ao avaliarmos os dados de entrada para o modelo de otimização da operação do Setor Elétrico, obtemos todas as informações sobre as capacidades de geração hidráulica e térmica. Obtemos também os índices de indisponibilidade de cada usina e a projeção de consumo de energia em cada submercado do Brasil.

Já as garantias físicas de cada usina hidrelétrica pode ser encontrada em resoluções específicas no acervo de resoluções da ANEEL.

De posse destas informações, podemos tabular a quantidade de energia disponível para a operação do setor elétrico e é possível traçar um gráfico de energia assegurada para o país.

No presente estudo, chamaremos este gráfico (Figura 2) de Balanço de Energia Assegurada.

Balço de Energia Assegurada Caso Base - Janeiro 2010

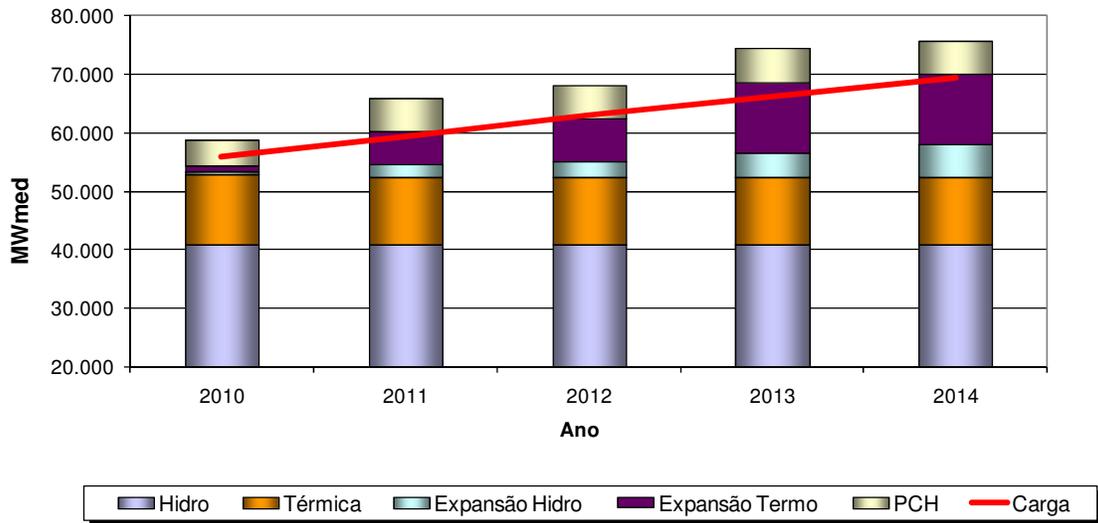


Figura 2 - Projeção de Consumo e Disponibilidade de Energia Assegurada

Note que a Figura 2 indica as projeções de energia disponíveis no sistema, já considerando o cronograma de entrada em funcionamento das usinas ao longo dos anos, e também uma projeção do consumo. As previsões de entrada em funcionamento de cada máquina das usinas são determinadas com base em documentos de acompanhamento e fiscalização da execução de obras das usinas. Este acompanhamento é feito pela ANEEL e disponibilizado na internet para todos os agentes.

1.3. O RISCO HIDROLÓGICO

Se observarmos a matriz nacional de produção de energia elétrica (Figura 2), constataremos que os grandes responsáveis pela geração de energia no país são

geradores hidráulicos. Assim, o acompanhamento da possibilidade de geração hidrelétrica e disponibilidade de água nos reservatórios é essencial para a previsão de preços de energia e estimativas dos riscos de déficits.

Além disso, os agentes de geração hidráulica não são “proprietários” de sua programação de geração. Isso porque seus estoques de combustível (água armazenada) não podem ser controlados individualmente. Essa característica amplia, e muito, o risco associado ao negócio.

Como forma de mitigar o risco dos negócios de energia, foi introduzido ao setor o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Basicamente, este mecanismo realoca energia entre os agentes de geração hidráulica de maneira que todos atinjam pelo menos seu valor de garantia física mensalmente. Assim, esse risco passa a ser compartilhado por todos os agentes.

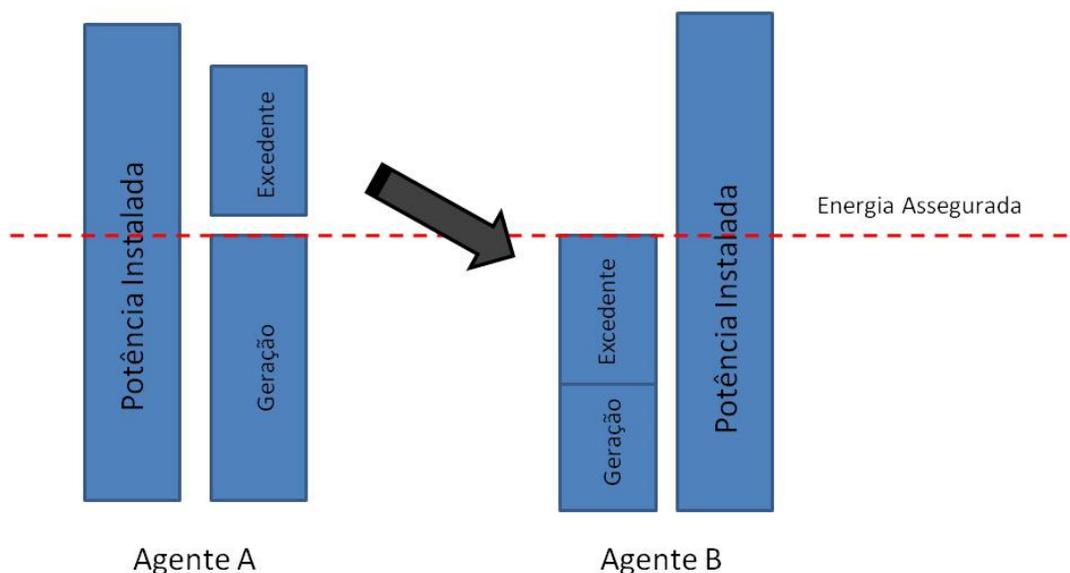


Figura 3 - Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

A Figura 3 mostra o funcionamento do MRE. O “Agente A”, em determinado mês, gerou mais do que sua garantia física. Esse Excedente é, então, alocado para o “Agente B”, cuja geração efetiva foi menor do que sua garantia física. Desta forma, a exposição de ambos os agentes ao mercado de curto prazo é nula e, por esta geração cedida, o “Agente A” é ressarcido pelo “Agente B” a um preço fixo que cobre os custos operacionais de geração.

Este preço fixo é denominado Tarifa de Energia de Otimização (TEO). A TEO visa cobrir os custos incrementais referentes à produção de energia elétrica transacionada no MRE, ou seja, os custos incorridos na produção de energia elétrica acima da garantia física das usinas hidrelétricas, incluindo a compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

Em dezembro de 2008, a Tarifa de Energia de Otimização, que serve para valorar a energia transferida entre os agentes participantes do MRE, foi estabelecida em R\$ 8,18/MWh. Posteriormente, foi redefinida em R\$ 8,51/MWh pela Resolução Homologatória 926 em dezembro de 2009.

O Custo do MRE para cada agente pode ser expresso pela equação (III) a seguir:

$$E(x)_t = [F(x)_t - G(x)_t] \times Q_t \quad \forall x, \forall t \quad \text{(III)}$$

onde:

t representa o mês corrente;

$E(x)_t$ representa o custo da energia trocada no MRE no instante t ;

$F(x)_t$ representa a garantia física da usina x no instante t ;

$G(x)_t$ representa a geração medida da usina x no instante t ; e

Q_t representa a tarifa de energia de otimização (TEO) no instante t .

1.4. OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Conforme já mencionado, a matriz de energia elétrica nacional é composta em sua maioria absoluta por empreendimentos hidráulicos. Além de políticas nacionais históricas de incentivo a esta fonte de energia, há também uma grande quantidade de bacias hidrográficas espalhadas por todo o território nacional.

Contudo, não basta apenas a presença de água para garantir um bom aproveitamento hídrico. É preciso que a topografia da região também seja favorável, ou seja, é preciso que haja desníveis ao longo do percurso dos rios que permitam a construção de barragens para aproveitamento máximo da queda d'água.

O custo e o impacto ambiental de construção de usinas em locais com relevos desfavoráveis são muito grandes e podem, inclusive, inviabilizar economicamente a construção do empreendimento.

Neste aspecto, as regiões Sudeste e Centro-Oeste são privilegiadas. Tanto pela disponibilidade de rios quanto pelos relevos. Estes pontos associados ao desenvolvimento histórico da economia da região ao longo dos anos fizeram com que fossem viabilizados diversos empreendimentos a fim de atender o crescente consumo de energia local.

A implantação de usinas ocorre ao longo do curso dos rios. Para fins de controle e operação, as usinas em cascata no rio são representadas conforme a Figura 4:

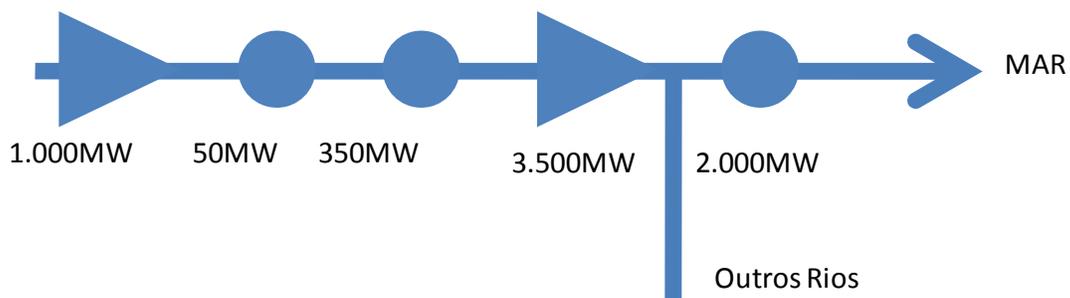


Figura 4 - Exemplo de diagrama de usinas hidráulicas

Cada uma das usinas é representada por um círculo (usinas fio d'água³) ou um triângulo (usinas com reservatório⁴). As linhas retas representam rios afluentes e indicam o curso do rio.

No exemplo da Figura 4, nota-se que a operação torna-se um problema de otimização cuja função objetivo deve ser a operação do sistema com o menor custo possível. E sua restrição é que toda a carga deve ser atendida.

Mesmo antes de todo o processo de privatização, os ativos de geração ao longo do curso dos rios podiam pertencer a diferentes empresas. E com o processo de privatização do setor, esta questão ficou ainda mais evidenciada. Concessionárias detentoras dos ativos passaram a ser de grupos e consórcios distintos com estratégias também distintas e possivelmente contrárias.

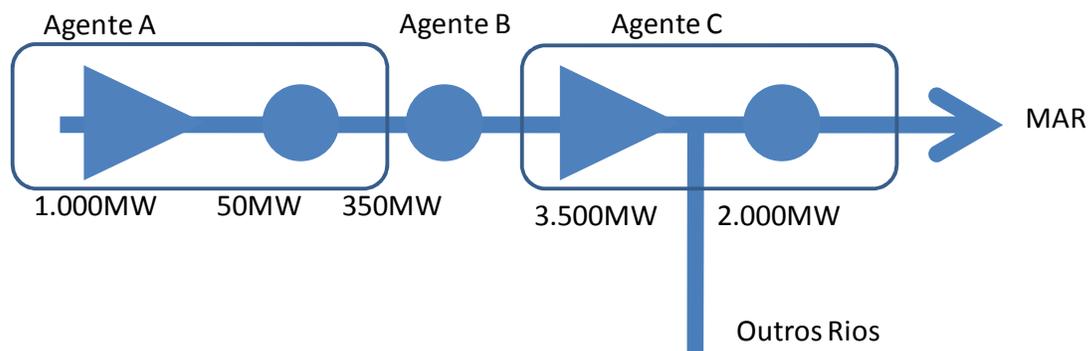


Figura 5 - Exemplo de diagrama de usinas hidráulicas e seus controladores

Esta aspecto poderia configurar um risco tanto ao processo de privatização quanto à valorização dos ativos nas cascatas dos rios. Como temos ao longo da cascata grupos distintos, um agente com capacidade de armazenamento poderia simplesmente diminuir

³ Usinas fio d'água não possuem capacidade de armazenamento de água. Todo volume de água que chega precisa ser turbinado ou vertido.

⁴ Usinas com reservatório possuem capacidade de armazenamento para tentar equalizar a vazão de água e otimizar a operação do sistema como um todo.

ou parar a vazão água ou até mesmo liberar volumes de água superiores à capacidade de geração das demais usinas na cascata.

Além deste risco, ainda há toda uma questão de uso de água para outros fins como captação de água para saneamento básico, irrigação e etc.

Essa nova configuração gerou a necessidade da criação de um agente independente de operação do sistema. Este agente deve ser totalmente isento de interesses e sua atribuição deve ser puramente técnica para garantir a operação com o menor custo possível.

Por isso o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) foi criado como uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, e tornou-se o responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Sua composição inclui os chamados membros associados e membros participantes. Os Associados são os agendados de geração despachados centralizadamente, agentes de transmissão e distribuidoras de energia. Os membros participantes são o Ministério de Minas e Energia, Conselhos de Consumidores, Agentes não despachados centralizadamente e pequenas distribuidoras de energia elétrica ou cooperativas de eletrificação.

A operação física do sistema elétrico pode ser explicada pela inter-relação entre os agentes do setor. Temos agentes de geração espalhados por todo o território nacional que injetam potência nas redes de transmissão.

Estas, por sua vez, conectam as centrais geradoras de energia aos pontos de consumo. Os pontos de consumo podem ser Grandes Clientes conectados direto ao sistema de transmissão ou podem ser Consumidores conectados às distribuidoras.

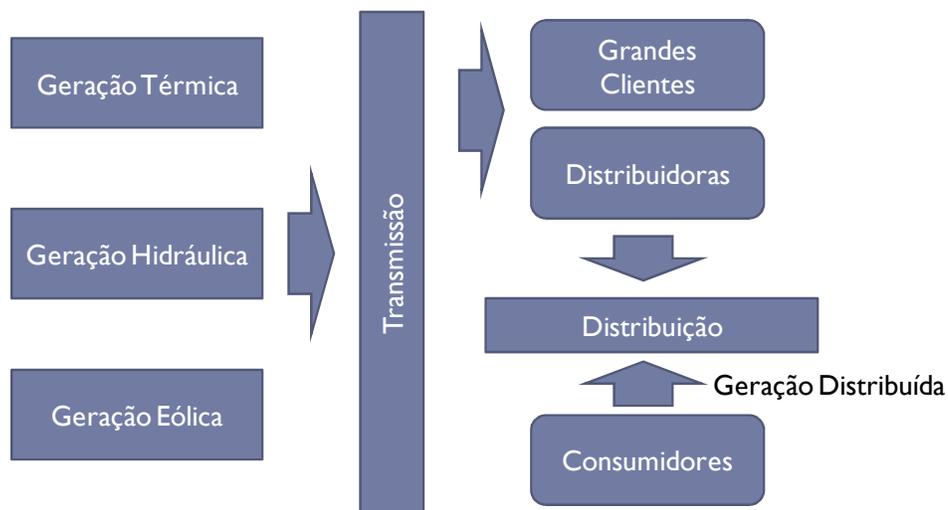


Figura 6 - Configuração física do setor elétrico

A Figura 6 mostra a forma com que as unidades geradoras estão conectadas aos centros consumidores, seja por meio de conexões ao sistema de transmissão, seja por meio de distribuidoras de energia.

Também é importante salientar que ainda há outra forma de geração muito comum principalmente no interior do estado de São Paulo. São pequenas centrais geradoras de energia para cogeração que são conectadas diretamente nos sistemas de distribuição de energia. São as chamadas gerações distribuídas.

As unidades de cogeração conectadas no sistema de distribuição trazem ganhos para a operação. Ganhos no sentido de reduzir a necessidade de transmissão de energia a longas distâncias (refletindo diretamente nas perdas do sistema e da concessionária) e também possibilitam a operação em ilhas isoladas nos casos de falha do sistema.

Há uma especial atenção ainda para este nicho de geradores por parte dos agentes de comercialização. Isso porque normalmente estas unidades usam combustíveis renováveis e que contam com um importante incentivo do governo.

Este incentivo é dado pela aplicação de descontos nas tarifas do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição. Descontos esses que também são repassados para os Clientes Livres que adquirem energia destes empreendimentos.

1.5. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres.

Em países cujos mercados já foram totalmente liberalizados, temos agentes contratando energia para períodos futuros variados. Desde um dia até anos a frente. Normalmente, nestes mercados, os agentes podem dar lances para compra de volumes de energia entregues para cada hora do dia seguinte (Huisman, Mahieu & Schlichter 2008).

No Nordpool (Nordic Power Exchange), por exemplo, é possível encontrar contratos diários de até 9 dias a frente, semanais de até 6 semanas a frente, mensais com até 6 meses a frente, contratos quadrimestrais e anuais (Kettunen, Salo & Bunn 2010).

Tipicamente na Europa, a grande maioria dos contratos de compra e venda de energia elétrica é negociada em termos de longo prazo. Normalmente de 1 a 3 anos no futuro. Em outros países europeus como Alemanha e o Reino Unido, os produtos comercializados em contratos de longo prazo passam a ter seus valores aumentados à medida que o contrato se aproxima do início do fornecimento (Kettunen, Salo & Bunn 2010).

Pelas regras vigentes no Brasil, as distribuidoras estão impedidas de vender Energia Elétrica para os Consumidores Livres. Por conceito, a distribuidora deve sempre

tratar seus clientes com isonomia, independente de seu perfil de consumo, classe social ou produtiva, nível de tensão e etc.

E por definição, consumidores livres podem negociar livremente e bilateralmente condições, prazos e preços de energia. Nesta linha, os consumidores classificados como livres passaram a adquirir energia diretamente de geradores ou comercializadores onde as negociações são feitas de acordo com estratégia e interesses particulares (prazos, volumes, flexibilidade, preço e outros) de cada um.

Importante ressaltar que a relação entre consumidores livres, comercializadores e geradores é meramente contratual, ou seja, estes consumidores permanecem conectados às redes das concessionárias locais e ainda arcam com os custos da disponibilização da infra-estrutura de distribuição ou transmissão.

É nesta etapa do processo que o projeto apresentado se fixa. Saber analisar as reais necessidades de compra de energia, preços, condições e conhecer a melhor maneira de contratar é extremamente importante para a sobrevivência das empresas.

Para que um consumidor seja atraído pelo mercado livre, é necessário que o custo total (energia + transporte) seja inferior à tarifa aplicada pelas distribuidoras. Além disso, o preço da energia deve cobrir ainda o risco de ficar fora do mercado regulado e sofrer as oscilações de mercado.

Fica evidente o risco num cenário macro-econômico instável como o ocorrido no segundo semestre do ano de 2008, onde uma forte crise econômica mundial reduziu o crédito disponível e acabou afetando fortemente a economia de países com alto grau de consumo. Nesta situação, consumidores do mercado livre tiveram que arcar com os custos de um contrato de compra de energia de longo prazo sem o respectivo consumo. Como resultado, suas sobras eram liquidadas à preço muito abaixo dos contratos.

Este risco também pode estar no sentido inverso. Em um cenário econômico favorável ao aumento da produção e exportação de bens, os consumidores no mercado livre precisariam buscar novos contratos de energia com comercializadores ou geradores.

Naturalmente, com uma maior procura por contratos, a tendência dos preços é de elevação. Isso pode tornar os custos de produção muito altos e impedir o crescimento do consumidor.

Os custos e receitas obtidas com a comercialização são calculados mensalmente quando ocorre a liquidação financeira na CCEE. A liquidação financeira de cada agente pode ser expressa pela equação (IV) a seguir:

$$I(y)_t = \sum_{h=1}^H [M(y)_{t,h} - N(y)_{t,h}] \times O_{t,h} \quad \forall y, \forall t, \forall h \quad \text{(IV)}$$

onde:

y representa o agente cadastrado na CCEE (CCEE);

h representa o instante horário do mês t ;

H representa o número de horas do mês t ;

$I(y)_t$ representa o custo decorrente contabilização do agente y no mês t ;

$M(y)_{t,h}$ representa a energia medida no intervalo h no ponto de consumo do agente y no mês t ;

$N(y)_{t,h}$ representa a energia alocada dos contratos de compra do agente y no intervalo h do mês t ; e

$O_{t,h}$ representa o valor do PLD no intervalo h do mês t .

Uma vez que o consumidor opta pelo mercado livre, este deve comunicar sua distribuidora local e denunciar seu contrato de fornecimento de energia elétrica. Este consumidor partirá de apenas um contrato (contrato de fornecimento de energia) para um modelo em que terá seu custo dividido em duas partes: uso do sistema de distribuição ou transmissão e compra de energia.

Para os contrato de uso do sistema de distribuição ou transmissão, os consumidores continuarão sob as regras do setor elétrico, estabelecidas pela agência

reguladora, com tarifas reguladas, reajustadas e revistas conforme cronograma estabelecido pela ANEEL.

Já os contratos de Compra de Energia são totalmente negociados entre as partes. Não há qualquer interferência do órgão regulador, concessionária ou qualquer outra instituição. Apenas uma necessidade de que seja feito por agentes autorizados e que esteja devidamente registrado no sistema de contabilização da CCEE.

O próximo capítulo apresenta uma breve revisão dos conceitos de otimização que serão usados neste trabalho para definir as melhores alternativas para comercialização de energia.

2. METODOLOGIAS DE OTIMIZAÇÃO PARA ABORDAGEM DO PROBLEMA

Neste capítulo, teremos uma breve discussão sobre otimização. Exploraremos alguns algoritmos utilizados para encontrar soluções de problemas lineares e também falaremos um pouco sobre os problemas de otimização não lineares.

O conhecimento de metodologias de otimização é importante para que seja possível criar uma modelagem de portfólio para a comercialização de energia, capaz de maximizar os ganhos financeiros a partir de contratos de curto, médio e longo prazos.

2.1. EVOLUÇÃO DOS MÉTODOS

Para começarmos a discussão sobre otimização, é importante entendermos a origem desta palavra. O dicionário Michaelis define otimização como o processo pelo qual se determina o valor ótimo de uma grandeza. E ótimo é o ponto onde se obtém a melhor resposta a um estímulo.

Otimizar, então, passa a ser a aplicação de métodos em modelos matemáticos em busca da determinação das melhores soluções possíveis para a tomada de decisão. Esse processo iniciou-se historicamente ainda antes de 1940 com a aplicação dos métodos do Gradiente de Newton. Estes métodos tinham grande custo computacional e seu foco estava relacionado com a busca de uma solução factível para o modelo.

Em seguida, entre 1947-1949 aparecem os conceitos de Programação Linear de Dantzig e Kantorovich e surge o Método Simplex (Dantzig). Este tornou possível o encontro de soluções para problemas bastante complexos dentro da programação linear.

A partir de 1951, começam a surgir as condições gerais de otimalidade (Karush/Kuhn-Tucker) e os métodos de Métrica Variável (Davidon) dando origem à Programação Não-Linear.

Os conceitos de otimização tornaram-se princípios para análise de muitas decisões de alta complexidade e/ou problemas de alocação de recursos.

A modelagem matemática exata para problemas do dia a dia é extremamente difícil. Porém, os resultados de aproximações podem ser direcionadores estratégicos e permitir que decisões sejam tomadas reduzindo o risco de erro.

Atualmente é muito comum investidores procurarem a teoria de elaboração de portfólios para que possam reduzir seus riscos de operação sem necessariamente reduzir o prêmio pago pela operação ou, em outras palavras, sem reduzir sua margem (Galvani & Plourde 2009). Tanto que há muitas publicações sobre a administração e otimização de portfólios, entre os quais podemos citar Xu et al. 2006, Huisman, Liu & Wu 2007, Huang & Wu 2008, Mahieu & Schlichter 2008, Deng & Xu 2009, Galvani & Plourde 2009, Muñoz et al. 2009, Kettunen, Salo & Bunn 2010.

Um bom portfólio de investimentos deve diversificar o seu risco (Huang & Wu 2008). Normalmente, avalia-se o risco através do método da variância média (Markowitz 1952; Luenberger 1998).

2.2. PROBLEMAS NÃO LINEARES

Problemas não lineares são assim chamados porque a sua função objetivo ou alguma de suas restrições é dada por uma equação não linear como no exemplo a seguir:

$$\begin{aligned} \text{Min } f(x) \quad & \mathbf{(V)} \\ \text{s.a. } x \in & \alpha \end{aligned}$$

onde $f(x)$ é uma função não linear.

Também caracterizam problemas não lineares as funções que possuem descontinuidades.

Por conta da não-linearidade, a busca pela solução passa a ser mais complexa. Além disso, garante-se que os algoritmos chegam nos pontos ótimos da função apenas se estivermos lidando com funções convexas. Caso contrário, os algoritmos podem parar no primeiro ponto de inflexão da curva.

Existem condições e métodos de avaliação da curvatura da função para que seja possível, antes mesmo de avaliar os resultados, saber se o problema convergirá para um ótimo global ou se há riscos de paradas em ótimos locais.

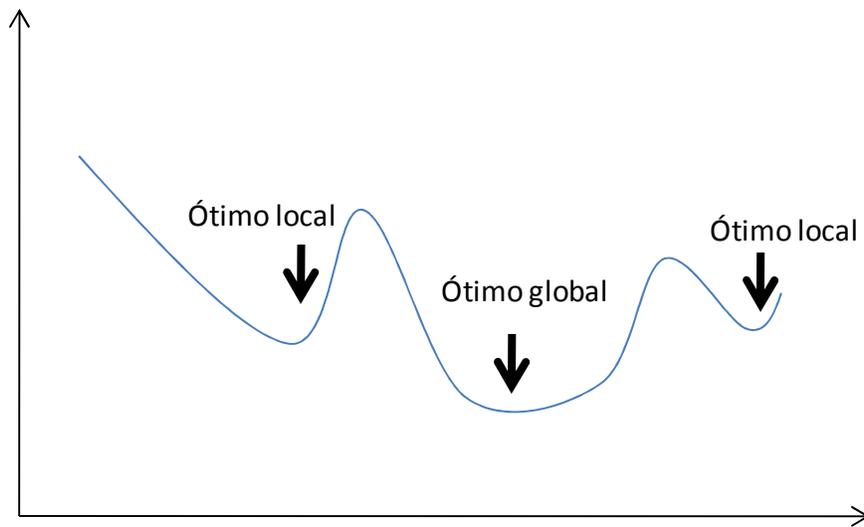


Figura 7 - Pontos ótimos em uma função não-linear

Os problemas não-lineares podem ser classificados como restritos e irrestritos. A partir daí, existem métodos de descida na função. Podemos citar Fibonacci, Gradiente, Newton, Quase-Newton, Newton Modificado, Direções Conjugadas.

Como o presente estudo está centrado e modelado como um problema linear, não exploraremos a fundo os conceitos de otimização para funções não-lineares ou ainda conceitos de linearização de funções.

2.3. PROGRAMAÇÃO LINEAR

Um problema de programação linear é um problema cuja função objetivo é linear e as variáveis e restrições também são equações ou inequações lineares. As formas dos problemas podem variar, porém, podem ser representados na forma vetorial como nas equações (VI) e (VII):

$$\text{Min } c^T x \quad \text{(VI)}$$

sujeito à

$$Ax = b; \quad x \geq 0 \quad \text{(VII)}$$

onde:

x é um vetor coluna n -dimensional ;

c^T é um vetor linha n -dimensional;

A é uma matriz $m \times n$ dimensional;

b é um vetor coluna m -dimensional; e

$x \geq 0$ garante que cada componente de x é não negativo.

Geralmente, os problemas não apresentam soluções básicas de início. Contudo, é importante que tenhamos pelo menos uma solução básica factível para resolver problemas de programação linear até porque, por definição, a solução ótima de um problema linear é sempre atingida em uma solução básica (Luenberger 1984).

À medida que a tecnologia avança no sentido de maior capacidade de processamento e tecnologias computacionais, os problemas de otimização também

avançam no grau de complexidade. Atualmente, não é difícil encontrar problemas que contam com milhares de variáveis e/ou milhares de restrições para a solução.

Para Luenberger, é possível distinguir os problemas atuais em três classes de problemas: pequena escala (com até 5 variáveis ou restrições), escala intermediária (com mais do que cinco e menos do que cem variáveis ou restrições) e de grande escala com mais de cem variáveis ou restrições). Esta classificação se dá em função do número de variáveis ou restrições presentes no modelo.

2.4. MÉTODO SIMPLEX

O primeiro método de solução para problemas de otimização linear foi o simplex. Este modelo foi proposto por Dantzig em 1947 e permitiu uma incrível expansão e desenvolvimento na programação matemática (Passos 2009).

O Método Simplex baseia-se no princípio de que se um problema escrito na sua forma padrão possui uma solução ótima, então, existe uma solução básica factível que também é ótima (Luenberger 1984).

A idéia deste método é proceder de uma solução básica factível da restrição de um problema para outra, de tal maneira que o valor da função objetivo sempre decresça até que o mínimo seja atingido. O mínimo está exatamente no ponto onde nenhum dos possíveis caminhos leva a uma redução do valor da função objetivo.

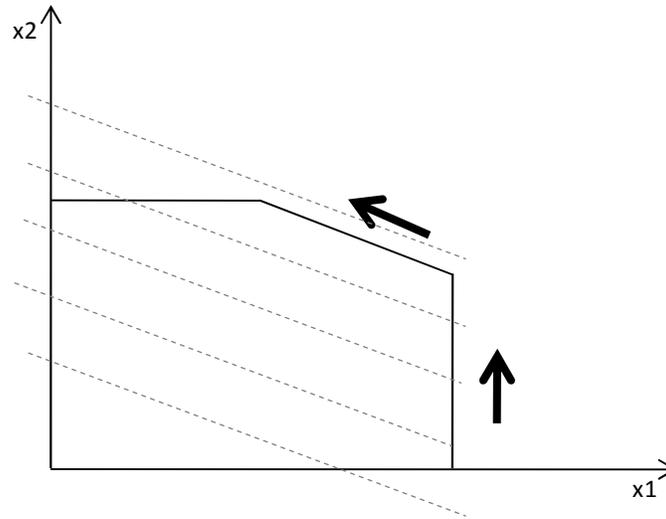


Figura 8 - Busca pela solução no Simplex

Prosseguindo conforme Figura 8, em determinado momento encontramos um ponto de ótimo local para a função. Na maioria dos casos de otimização, a solução ótima não necessariamente precisa ser um ótimo global. Porém, quando falamos de problemas de programação linear, temos certeza que a solução também é um ótimo global.

Conforme discutido anteriormente, sabemos que é preciso considerar apenas soluções básicas factíveis para encontrarmos o ponto ótimo de uma função. O Método Simplex se concentra em variáveis individuais e sua relação com o sistema de equações lineares.

O algoritmo de solução do Método Simplex pode ser resumido da seguinte maneira:

Seja a_{ij} o elemento da linha i e da coluna j da matriz A , tomar uma base factível de partida I e definir o conjunto das J variáveis não básicas;

- Seja $K_1 = \left\{ j \in J / \hat{c}_j > 0 \right\}$ onde K_1 representa o conjunto de coeficientes positivos da função objetivo:
 - Se $K_1 \neq \emptyset$, então $x_j = A_j^T b = \hat{b}$ é a solução ótima. Fim;
- Escolha da variável para entrar na base:
 - Se $K_1 \neq \emptyset$, então calcule $\hat{c}_s = \max_{j \in K_1} \hat{c}_j$;
 - \hat{c}_s é o maior coeficiente da função objetivo e x_s será a variável não básica que entra na base;
- Teste de solução ilimitada:
 - Determinar o conjunto $K_2 = \left\{ i \in I / a_{is} > 0 \right\}$;
 - Verificar a linha de bloqueio, ou seja, se $k_2 = \emptyset$, então $z \rightarrow +\infty$ e a solução é ilimitada. Fim;
- Escolha a variável para sair da base:
 - Se $k_2 = \emptyset$, então calcule $\min_{e \in k_2} \left(\frac{b_i}{a_{is}} \right) = \frac{b_r}{a_{rs}}$
 - Retirar x_s da base;
- Pivotar em relação a a_{rs} , transformando novamente na forma preparada, ou seja, transformar o pivô a_{rs} em 1 e toda coluna s em zero.
- Retornar ao início;

Este método está baseado no fato de que o valor ótimo de um programa linear, se finito, está sempre associado a uma solução básica factível.

2.5. MÉTODO DE PONTOS INTERIORES

Enquanto o método Simplex resolve problemas de programação linear buscando os pontos extremos da região factível do problema, em 1984 Karmarkar propôs um método de busca de solução pela movimentando-se ao longo do interior da região factível. Por isso, foi chamado de método dos pontos interiores.

Segundo Wright, a publicação de Karmarkar foi a mais significativa contribuição para programação linear desde o método simplex (Wright 1996).

Ainda para Wright, o grande avanço se deu porque o trabalho de Karmarkar era de complexidade polinomial e dizia ter obtido resultados excelentes para programas de larga escala com muitas variáveis e restrições, sendo assim mais eficiente do que o simplex.

Apesar destes resultados nunca terem sido confirmados, o método inspirou uma outra revolução nas pesquisas de programação linear e o método continua sendo objeto de estudos ainda hoje.

A principal diferença entre o método de pontos interiores e o método simplex é que enquanto o simplex atua no problema visitando as bordas (pontos extremos) da região factível, o método dos pontos interiores busca a solução movendo-se por dentro da região factível (Wright 1996).

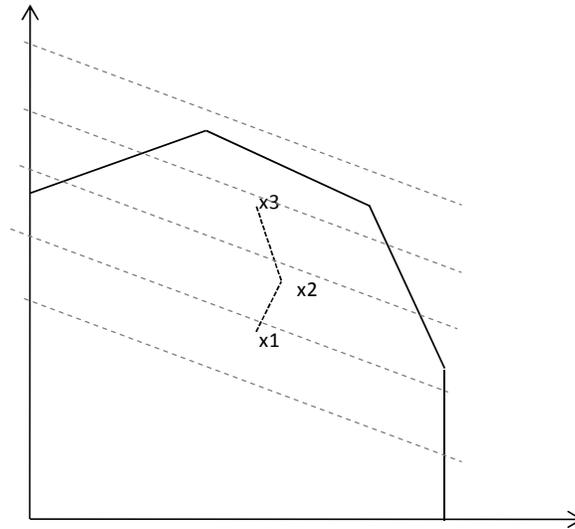


Figura 9 - Busca pela Solução no Método dos Pontos Interiores

Um dos métodos para otimização através de pontos interiores é o afim escala. Segundo Bertsimas & Tsitsiklis (1997), ele é o mais próximo do método simplex, pois iniciado o processo iterativo próximo a um ponto extremo, ele se move pela fronteira da região factível.

O método afim escala foi apresentado inicialmente em 1967 por Dikin e revisto posteriormente por Barnes, Vanderbei, Meketon e Freedman em 1985 que propuseram o método afim escala (primal) para resolver problemas de programação linear primais em sua forma padrão e conseguiram provar convergência do método (Wright 1996).

Wright ainda descreve que as idéias principais de Karmarkar estão centradas nos princípios de que se o ponto está no centro do politopo, então faz sentido seguir a direção de máxima descida (gradiente) da função objetivo na busca do valor mínimo da função e que é possível aplicar uma transformação ao espaço de tal maneira que o problema não seja modificado e deixando o ponto em questão no centro ou muito próximo a ele.

Já para o método dual afim escala, seu princípio é bastante similar ao método dual simplex, partindo de uma solução dual para o problema e dando passos em direção ao ponto ótimo aumentando o valor da função objetivo.

Basicamente, tanto o método dual quanto o primal do mesmo problema possuem propriedades de convergência similares e o esforço computacional para cada iteração também é muito próximo. O esforço se concentra na inversão de matrizes com exatamente a mesma estrutura (Fang & Puthenpura 1993).

3. CONCEITOS PARA AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS

Para configurarmos um problema voltado ao mundo dos negócios, é preciso aplicar os conceitos discutidos anteriormente sobre o funcionamento do setor elétrico e métodos de otimização na esfera da matemática financeira.

Neste capítulo, exploraremos alguns aspectos de modelagem para tornar o problema mais completo e tentar mitigar alguns riscos para a tomada de decisão sob a ótica de negócio. Apresentaremos um resumo das ferramentas matemáticas mais usadas para análise de investimento, mensuração de risco, avaliação de retorno financeiro sobre capital investido e comparação entre opções de investimento.

Também é relevante para o investidor mitigar e tentar quantificar todos os riscos associados à decisão. Normalmente, quanto maior o risco de uma decisão, maior o prêmio⁵ pago pelo risco. Após a apresentação dos modelos matemáticos para definição de contratações ótimas, faremos também uma discussão sobre as variáveis com maior grau de incerteza, para que as decisões possam ser baseadas em um conjunto de cenários que reflitam os aspectos mais importantes sob a ótica do analista.

3.1. AVALIAÇÃO FINANCEIRA

As decisões tomadas por cada empresa devem estar atreladas a avaliações financeiras que tentam compatibilizar os retornos financeiros de aplicações em processos ou projetos distintos.

Ainda nesta linha, é importante que também possamos mensurar o quanto uma oportunidade de comercialização de energia é interessante como investimento para a empresa. Isso porque uma vez feita a opção pela compra ou venda de energia, gera-se

⁵ Prêmio deve ser interpretado como a distinção dada como encorajamento por trabalhos ou méritos, ou seja, a recompensa advinda de uma decisão arriscada.

uma obrigação contratual que pode ser de curto, médio ou longo prazo. E isso implica em estabelecimento de garantias, risco de inadimplemento entre outros.

Uma forma de avaliação de investimentos é o estudo de fluxo de caixa. Então, para cada decisão tomada, avalia-se exatamente quando e como serão feitas as movimentações financeiras do caixa da empresa.

Uma maneira bastante simples e conhecida para isso é o diagrama de fluxo de caixa ao longo do tempo, representado pela Figura 10, abaixo:

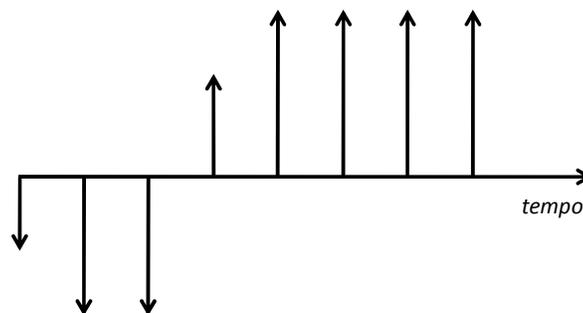


Figura 10 - Diagrama de fluxo de caixa

A avaliação, então, começa pela alocação de cada uma das movimentações financeiras que ocorrerão durante todo o período de estudo. No exemplo da Figura 10, cada seta apontando para baixo indica um desembolso financeiro ao longo do tempo. Analogamente, cada seta para cima indica um pagamento pelo investimento feito.

Usualmente, as setas são desenhadas em escala, permitindo uma avaliação visual do investimento em questão. Quando comparamos diversas possibilidades de investimentos em um mesmo intervalo de tempo, apenas pela figura fica possível escolher qual o mais atrativo.

Contudo, quando estamos estudando possibilidades de investimentos de períodos distintos, com fluxos de caixa completamente diferentes, é preciso uma avaliação mais detalhada.

Outra questão que precisa ser discutida é que no mercado financeiro há inflação e juros sobre capital. Adicionalmente a esses fatores, também há pessoas ou empresas interessadas em investir. Em outras palavras, é possível captar recursos financeiros no mercado e reinvesti-los em um negócio.

Como há uma infinidade de produtos financeiros disponíveis no mercado, é preciso cautela e recomenda-se a preparação de um estudo mais complexo. Esse estudo busca permitir uma maior segurança de recebimento dos lucros de cada operação.

Uma forma de permitir esta avaliação econômica é a precificação do investimento. A precificação pode ser obtida tentando avaliar quanto cada uma das movimentações custaria se ocorressem todas no mesmo instante (Luenberger 1998).

Há mecanismos de se projetar estes valores para o final do período (valor futuro) ou ainda trazê-los todos para o início do período (valor presente). É mais comum, no ambiente empresarial, a utilização do valor presente. Até pela sensibilidade do investidor sobre o quanto vale cada uma das movimentações.

O cálculo do valor presente de um investimento ou de uma negociação considera a aplicação de uma taxa de desconto mensal ou anual, dependendo do estudo. Normalmente, esta taxa deve ser o suficiente para cobrir a taxa básica de juros da economia e um risco associado ao investimento no país. Essa consideração é feita por investidores nacionais ou estrangeiros.

A utilização desta taxa permite que os investidores possam comparar as possibilidades de investimentos em diversos países com situações políticas distintas, sempre em conformidade com o apetite ao risco do investidor.

Para uma análise mais completa, usa-se também um conceito chamado valor presente líquido (VPL) que considera basicamente o saldo líquido para cada período de apuração.

$$VPL = k_0 + \frac{k_1}{1+r} + \frac{k_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{k_n}{(1+r)^n} \quad \text{(VIII)}$$

onde:

k_n representa o saldo de valor de desembolso ou de retorno financeiro (fluxo de caixa) em cada instante;

r representa a taxa de desconto aplicada no problema; e

n é o período de estudo podendo representar meses ou anos, dependendo da taxa de desconto aplicada.

Outro conceito importante para avaliação do fluxo de caixa é a Taxa Interna de Retorno (TIR). A TIR está intimamente relacionada com o fluxo de caixa total da operação e, sua concepção, possibilita identificarmos qual a taxa de desconto que faria com que o valor presente da operação fosse nulo. Um ponto importante sobre este conceito é que a taxa interna de retorno é definida sem a aplicação de qualquer taxa referenciada.

O cálculo da TIR, por tratar-se de uma equação polinomial, muitas vezes não possui uma solução analítica simples. Ela pode requerer algoritmos computacionais para sua determinação. Contudo, ainda é um cálculo simples e normalmente fornece pelo menos uma raiz real e várias raízes complexas. Felizmente, para um fluxo de caixa composto por uma série de fluxos positivos ao longo do tempo, a solução para o polinômio está associada a apenas uma raiz real.

A taxa interna de retorno calculada para um determinado investimento pode ser comparada a taxa mínima de retorno para o investidor. Caso a TIR seja superior a taxa mínima, significa que o investimento é prudente. A TIR também pode ser usada para

medir o lucro obtido pelo investimento. Já seu desvio pode ser considerado como nível de risco do investimento (Muñoz et al. 2009).

Também é possível compararmos as taxas internas de retorno para cada opção de investimento que temos. Neste caso, a TIR estaria associada apenas ao fluxo de caixa de cada aplicação. Isso permite que sejam comparadas alternativas com períodos distintos de carência. Se avaliássemos apenas o valor presente líquido ao final da operação, teríamos certamente uma distorção em função do período analisado.

Algumas opções de investimento são de simples identificação tanto dos desembolsos quanto dos recebimentos ao longo do período de avaliação. Porém, na maioria das vezes, temos cenários que precisam ser avaliados e quantificados. Aplicamos, então, a sensibilidade dos cenários com suas respectivas probabilidades de ocorrência.

3.2. VALOR ESPERADO

O valor esperado de uma variável aleatória é a medida da posição central para a variável aleatória. A expressão matemática para o valor esperado de uma variável aleatória é dada pela equação a (IX) seguir:

$$E(x) = \mu = \sum xf(x) \quad \text{(IX)}$$

onde:

μ representa o valor esperado de uma variável aleatória;

$f(x)$ representa a probabilidade correspondente a cada valor passível de ser assumido pela variável aleatória; e

x representa a variável aleatória.

A equação (IX) mostra que para se calcular o valor esperado de uma variável aleatória discreta, é preciso multiplicar cada um dos seus valores pela sua correspondente probabilidade e somá-los.

É importante atentar que a somatória das probabilidades de valores para cada variável aleatória seja 1,00 (100%). Caso contrário, os valores ficam distorcidos e o resultado certamente estará comprometido.

Um bom portfólio de contratos de comercialização de energia deve ser construído com base em sensibilidades de variações de mercado de energia, tendências de hidrologia futura, simulações de preços e suas projeções além de conhecimentos sobre mercado global.

4. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

Neste capítulo, procuraremos discutir as particularidades das regras de comercialização do setor elétrico brasileiro assim como as dificuldades que surgem e trazem risco à comercialização.

Também serão abordados os aspectos operacionais e expressões usadas no dia a dia de um agente comercializador de energia.

Falaremos, ainda, sobre situações que podem trazer grandes prejuízos ao agente que operam no ambiente de contratação livre de energia elétrica e que requerem um cuidado especial.

Ficará fácil entender o motivo pelo qual existem empresas comercializadoras de energia elétrica sendo que os clientes poderiam comprar a energia diretamente nos pontos de geração e ainda porque há uma grande demanda por consultores no mercado.

4.1. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Uma vez no ambiente de livre contratação, o consumidor deverá ter, obrigatoriamente, em suas instalações o padrão de medição de energia conforme determinação da CCEE, ter seu ponto de consumo modelado na câmara, aportado garantias e algum conhecimento sobre como operar junto à CCEE.

Além dos clientes livres, temos a classe de agentes comercializadores. Estes agentes são empresas especializadas no setor elétrico que passam a auxiliar os clientes em todos os aspectos das regras até como forma de atrair novos consumidores para o mercado livre de energia.

Essas empresas podem atuar em qualquer local do sistema interligado nacional sem ao menos ter pontos de consumo declarados. Todo o trâmite com esta classe fica por conta de contratos firmados e registrados na CCEE.

Para exemplificar a atuação desta nova classe, redesenhamos a Figura 6, agora com a presença desta nova classe de agentes conforme abaixo:

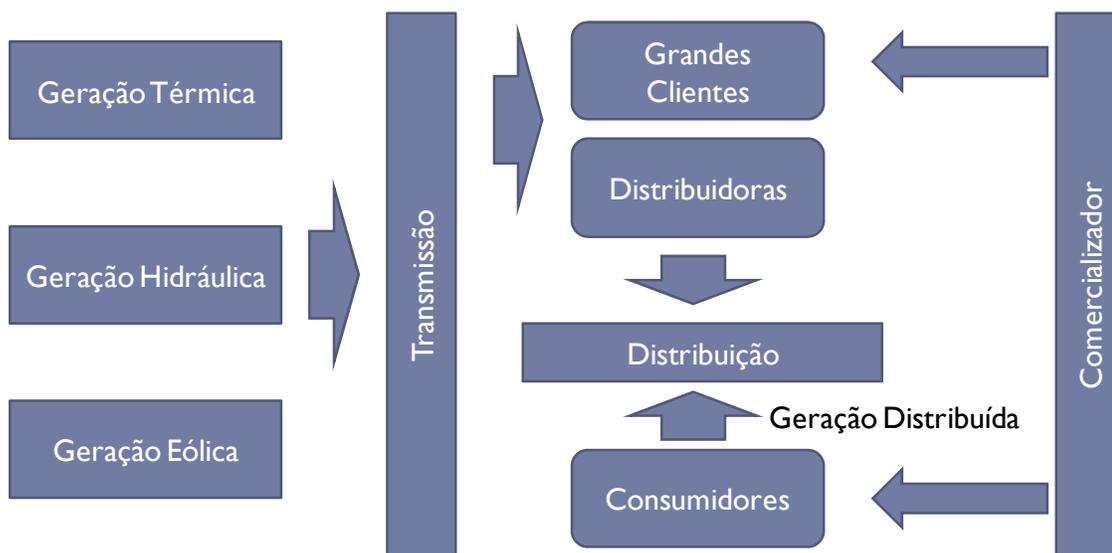


Figura 11 - Atuação do comercializador no setor elétrico

Pela Figura 11 percebemos que o cliente sempre permanecerá conectado na sua distribuidora de energia local ou na rede de transmissão. E os contratos de uso do sistema de distribuição (CUSD) ou contratos de uso do sistema de transmissão (CUST) permanecem.

Quando o consumidor migra para a categoria de cliente livre, ele passa a negociar apenas a sua parcela de energia. A distribuidora local deixa de ser a responsável pelo suprimento de energia do cliente e os comercializadores passam a atuar como facilitadores da negociação. Facilitadores até mesmo por conta do grau de complexidade

embutido nas operações do mercado livre e nas obrigações legais passíveis de penalizações.

Uma vez no mercado livre, o consumidor precisa ser associado à CCEE e deve informar, mensalmente, todos os contratos de fornecimento de energia celebrado com cada agente de mercado e seu consumo medido em cada ponto. De posse destes dados, a CCEE pode realizar a contabilização e apurar as diferenças.

As diferenças entre valores contratados e consumo medido são contabilizadas em base horária, ou seja, para cada hora do mês em apuração, a CCEE verifica a exposição positiva ou negativa de cada agente de mercado e precifica esta diferença à preço de liquidação de diferenças (PLD).

O preço de liquidação de diferenças é bastante volátil⁶ e calculado semanalmente para três patamares de consumo: leve (horários de baixo consumo), médio (horários de consumo médio) e pesado (horário de concentração de consumo onde normalmente estão os picos de carga no sistema). Estes patamares são classificados nas regras de mercado para dias úteis e dias não úteis.

Esta volatilidade está correlacionada com a situação hidrológica do sistema interligado. Além disso, o sistema foi projetado de maneira a suprir a carga mesmo em condições adversas de hidrologia. Isto faz com que a maior parte da carga seja suprida com energia hidroelétrica, causando uma queda do PLD. Contudo, em situações de risco para o suprimento de energia, o custo marginal da operação aumenta muito rápido e o PLD pode atingir o preço teto em curto espaço de tempo (Street et al. 2009).

Uma forma de percebermos a volatilidade dos preços de liquidação das diferenças é avaliando o seu preço médio. A curva da Figura 12 foi calculada levando em consideração a quantidade de horas em cada patamar ao longo do histórico de Maio de 2003 a Setembro de 2010.

⁶ Volatilidade de preços é uma expressão utilizada no setor elétrico para exprimir a sua grande variação em curtos espaços de tempo.

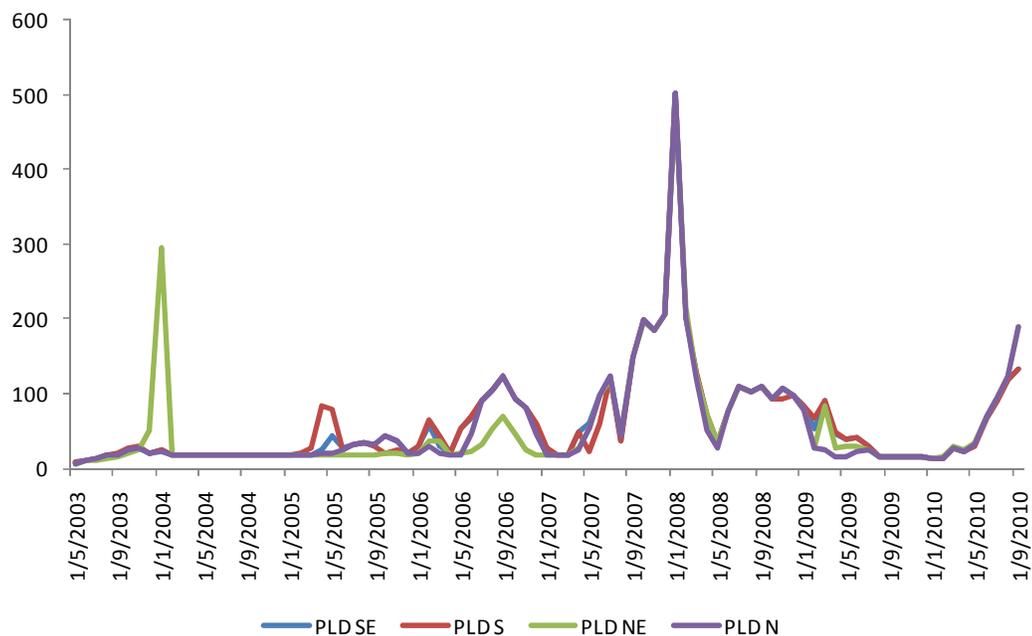


Figura 12 - Histórico de PLD médio por submercado

Em dias úteis, os horários são classificados da seguinte forma:

DIAS ÚTEIS	
Horário	Tipo
00:00 – 06:59	Leve
07:00 – 18:59	Médio
19:00 – 21:59	Pesado
22:00 – 23:59	Médio
DIAS NÃO ÚTEIS	
Horário	Tipo
00:00 – 17:59	Leve
18:00 – 22:59	Médio
23:00 – 23:59	Leve

Tabela 1 - Patamares de carga

Esta variação de preços ao longo do dia constitui um risco e uma oportunidade para o mercado livre de energia. Agentes que conseguem modular seu consumo nos dias e horários onde não há patamar pesado de consumo podem conseguir uma renda extra aos seus negócios. Com o mesmo consumo de energia, os agentes podem “jogar” com o horário e garantir que seu custo global seja diminuído.

Já agentes com perfil de carga menos preparados para o mercado podem ter seu custo global aumentado se o seu pico de consumo se der no momento de patamar de carga pesado. A

Figura 13 mostra o risco ao qual o agente de mercado está sujeito.

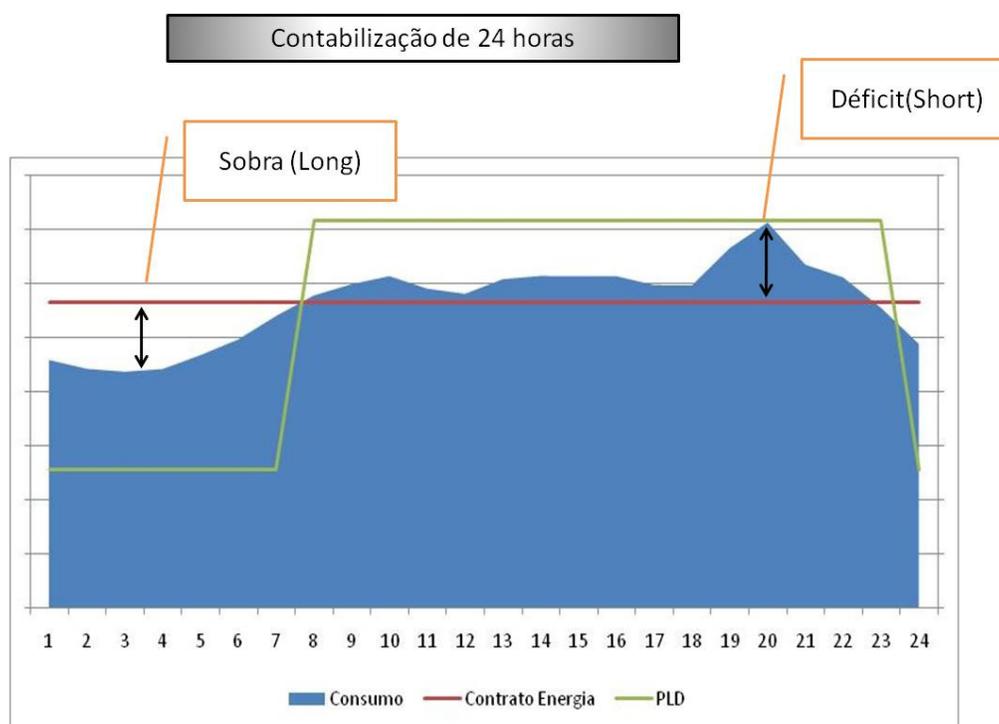


Figura 13 - Contabilização horária

Neste caso, especificamente, o agente de consumo está com seu perfil de carga crescente ao longo do dia e seu pico de consumo está alocado justamente no patamar pesado de carga.

Há, portanto, uma sobra de contratos alocados ao longo das primeiras horas do dia, o que deixa o consumidor com um saldo positivo na contabilização das primeiras 6 horas do dia (Posição *long*).

Analogamente, este agente está com déficit de contrato de energia nos demais horários (Posição *short*).

O gráfico da Figura 13 nos mostra ainda a variação do PLD ao longo do dia. Fica claro que o saldo deste balanço não é positivo. Mesmo que a compra de energia tenha sido exatamente igual ao consumo diário (expressos em MWh), há uma exposição financeira neste caso. Os horários em que o consumidor tem sobra de energia, o PLD está baixo e quando há déficit de energia, o PLD está alto.

Historicamente, não temos visto grandes variações dos preços ao longo dos patamares. Entretanto, de uma semana para outra os preços podem atingir variações muito significativas conforme condições hidrológicas do momento.

Estas variações que fogem ao controle dos agentes de mercado embutem ao negócio de comercialização de energia um risco muito grande.

Este risco não está associado apenas ao mercado brasileiro. Nos mercados liberais também há o risco de alocação de energia ao longo do dia e, como há volatilidade nos preços, os *traders*⁷ procuram mitigar o risco de variação nos preços de curto prazo buscando alocações inteligentes nos contratos de curto, médio e longo prazo e hedge⁸ (Huisman, Mahieu & Schlichter 2008).

⁷ Nomenclatura dada ao profissional que atua nas negociações de ações em bolsa. Também comum no setor elétrico para profissionais que atuam nas mesas de negociação de comercialização de energia elétrica.

⁸ Hedge é o termo usado para mecanismos financeiros de restrição ou limitação de perdas.

4.2. DECISÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Pelo já discutido, a comercialização de energia embute alguns riscos aos negócios de grandes consumidores e a decisão de partir para a negociação bilateral não é fácil.

Além dos aspectos já apresentados, ainda temos algumas regras de mercado que podem impor penalizações severas aos agentes. Principalmente para os agentes que praticam especulação na busca de ganhos mais significativos.

Como o sistema elétrico é dimensionado para atender o pico de consumo, foram introduzidas regras ao mercado como forma de evitar práticas especulativas.

Atualmente, todos os agentes atuantes no mercado livre devem necessariamente ter a média dos 12 últimos meses de contratos de compra de energia maior ou igual a média móvel dos 12 últimos meses de consumo ou, para agentes comercializadores, maior ou igual a sua média dos contratos de venda de energia. No caso de agentes de geração, a compra de energia é substituída pelo volume de geração medido.

Na mesma linha de raciocínio, picos de consumo sem cobertura de contratos também são penalizados. Aqui, temos um novo mercado que se estabelece. Agentes de geração vendendo seus picos de geração para cobrir os picos de consumo de agentes sem lastro.

Normalmente, a comercialização de potência para picos de consumo é feita em leilões particulares, freqüentemente organizados pelos próprios agentes de comercialização como mais um negócio.

É extremamente complexa a determinação do consumo mensal de energia de cada ponto de carga. Isso fez com que houvesse também o surgimento de uma nova forma de negociação entre agentes. Os contratos com limites superiores e inferiores de consumo para suprir, principalmente, clientes com cargas sazonais.

Esta foi a forma que o mercado encontrou para atrair grandes consumidores com perfis de carga sazonal. Esta parcela de grandes consumidores é bastante significativa, fazendo inclusive com que o perfil das concessionárias de energia seja também sazonal devido à participação destes consumidores na carga total das distribuidoras.

Os contratos com limites máximo e mínimo de compra e venda permitiram que alguns agentes de comercialização pudessem negociar o consumo exato de seus clientes livres. Neste caso, todo o risco de uma variação de consumo ficaria com o comercializador. Este, por sua vez, consegue diluir o risco financeiro de uma operação como essa por meio de contratos de opções, de clientes com perfis de consumo complementares e de portfólios de contratos bastante heterogêneo.

Agentes de Comercialização que se utilizam dos portfólios de contratos além de conseguir preços mais competitivos, ainda conseguem negociar as sobras de seus contratos de compra no mercado de curto prazo (também chamado de Spot). Esta prática ainda não pode ser atribuída aos clientes livres ou distribuidoras de energia.

Entretanto, os agentes de distribuição possuem mecanismos de mitigação da sazonalidade. Os distribuidores podem sazonalizar seus contratos de compra de energia conforme sua curva de sazonalidade de consumo prevista.

Para agentes de geração, conforme mencionado anteriormente, no lugar de Contratos de Compra de Energia, a contabilização é feita com base na geração medida na saída de cada usina e o volume máximo de comercialização permitido é o valor de sua garantia física atribuída pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Os geradores, apesar de não controlarem sua geração, conhecem a sazonalidade das bacias hidrográficas em que atuam. Por isso, podem fazer suas estimativas de disponibilidade de recursos e projeções de geração bem próximas da realidade. E para complementar, podem diluir seus riscos com os demais agentes da mesma classe.

Fica clara a necessidade de muita negociação entre os agentes. Distribuidoras precisam negociar com geradores a sazonalização de suas cargas, comercializadores

precisam de opções para poder sazonalizar o consumo de sua carteira de clientes e clientes livres precisam de lastro em contrato para cobrir seus perfis de carga.

Isso apenas reforça a importância e a necessidade de um bom portfólio de contratos de energia para atuar de forma eficiente no mercado.

5. SOLUÇÕES DO PROBLEMA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A otimização de um portfólio pode ser considerada como um problema de alocação de capital. Neste estudo, a interpretação correta seria a alocação de recursos em ativos financeiros (contratos de compra e venda de energia).

O conceito no qual este trabalho se fundamenta é que cada uma das obrigações assumidas pelo agente de comercialização é independente, ou seja, uma obrigação de contratação não está necessariamente associada à outra. Tampouco uma opção de compra de energia de longo prazo precisa estar associada a uma obrigação de venda para o mesmo período.

Apesar de parecer uma simplificação grosseira, ela pode ser adotada sem qualquer prejuízo para o resultado do problema. Isso porque as regras atuais de comercialização de energia prevêm uma liquidação mensal sempre onde é feito um balanço de todas as sobras e déficits no intuito de zerar as diferenças entre os agentes. E estrategicamente, nenhum comercializador de energia informa ao cliente de onde vem a energia que ele está entregando.

A simplificação implica diretamente no resultado do modelo, uma vez que não se corre o risco de alocar recursos em um ativo e este simplesmente se perder. O pior cenário possível seria investir em um contrato de longo prazo com preços elevados e ser obrigado a liquidar as diferenças com o PLD no valor mínimo.

O foco deste trabalho estará na modelagem de um portfólio de contratos para buscar a configuração ótima de compra e venda de energia e ainda permitir que um agente de comercialização de energia possa fazer simulações e avaliar sua exposição ao risco.

Para isso, utilizaremos informações de contratos de uma comercializadora de energia atuante no mercado nacional. Algumas informações e nomes foram modificados

para preservar os termos de confidencialidade e estratégia de mercado. Tudo seguindo as políticas de privacidade da empresa, de seus clientes ou fornecedores.

A elaboração do problema será discutida em três etapas. A primeira com a formulação direta do problema para avaliarmos e criticarmos o modelo em questão. A segunda onde traremos o conceito financeiro para a decisão do modelo. Para a terceira, trabalharemos com valores esperados para a variável de PLD futura que possui uma incerteza associada. Ao final, cabe uma avaliação das diferentes convergências de soluções.

Os modelos de otimização passam necessariamente por avaliações das opções de compra de energia, venda de energia, regras de comercialização do setor elétrico como a média móvel do saldo de contratos, simulação da liquidação de compra e venda de energia para o mês corrente do estudo, penalidades por falta de lastro no patamar pesado e a exposição das decisões futuras de contratação.

5.1. MODELAGEM SIMPLIFICADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Chamaremos de modelagem simplificada a solução para o problema de alocação ótima dos contratos. Nesta abordagem, consideraremos que as decisões tomadas ao longo do tempo têm o mesmo peso da decisão tomada no instante t_0 inicial. Também consideraremos que conhecemos a melhor estimativa de PLD ao longo de todo o período.

5.1.1. COMPRA DE ENERGIA

Para que um agente de comercialização possa atuar no setor, é preciso que este tenha em sua carteira um conjunto de contratos de compra de energia celebrado com outros comercializadores ou geradores.

Neste estudo, estaremos usando uma carteira de contratos que expressa as condições de mercado. A Tabela 2 mostra a listagem de contratos de compra de energia negociados livremente no mercado:

Código	Fornecedor	Período de Suprimento		Volume Contratado		Variação		Preço 2007
		Início	Fim	MWh	MW med	Take or Pay	Volume Máximo	
1	COMERCIALIZADOR I	jan-2004	dez-2006	0	10,75	90,00%	110,00%	87,42
2	COMERCIALIZADOR II	jan-2004	dez-2006	0	11,79	85,00%	115,00%	81,33
3	GERADOR A	jan-2004	dez-2005	10686	0	90,00%	110,00%	18,90
4	GERADOR B	jan-2003	dez-2004	11354	0	100,00%	100,00%	77,01
5	COMERCIALIZADOR III	fev-2004	dez-2006	2204	0	90,00%	110,00%	73,32
6	COMERCIALIZADOR IV	mar-2004	dez-2006	3740	0	85,00%	115,00%	69,62
7	GERADOR C	mar-2004	dez-2006	24043	0	85,00%	110,00%	18,90
8	GERADOR D	jan-2005	dez-2005	0	12,71	85,00%	115,00%	58,40
9	GERADOR E	mai-2004	dez-2004	0	3,12	80,00%	120,00%	60,45
10	GERADOR F	jan-2005	dez-2006	0	3,12	85,00%	115,00%	18,90
11	GERADOR H	jul-2004	dez-2007	0	30,16	70,00%	130,00%	77,53
12	GERADOR I	jan-2005	dez-2007	0	27,74	85,00%	115,00%	68,05
13	COMERCIALIZADOR V	jun-2004	nov-2004	116	0			58,40
14	COMERCIALIZADOR VI	out-2004	dez-2006	0	13,87	80,00%	120,00%	60,45
15	COMERCIALIZADOR VII	dez-2004	dez-2005	116	0			18,90
16	COMERCIALIZADOR VIII	fev-2004	dez-2010	0	16,99	80,00%	120,00%	67,84
17	COMERCIALIZADOR IX	jun-2005	dez-2005	0	6,93	85,00%	115,00%	58,40
18	COMERCIALIZADOR X	jun-2005	dez-2005	20803	0	85,00%	110,00%	60,45
19	GERADOR J	jul-2005	jul-2005	2311	0			18,90
20	GERADOR K	jan-2006	dez-2010	0	6,93	85,00%	115,00%	62,50
21	GERADOR L	jan-2006	dez-2007	0	12,48	95,00%	105,00%	64,55
22	CURTO PRAZO	jan-2006	dez-2010	11557	0	0,00%	100,00%	18,90

Tabela 2 - Contratos de compra de energia

Neste exemplo, utilizaremos distintos contratos de compra de energia com geradores e outros comercializadores. Estes contratos possuem data de início e fim de suprimento de energia, volume negociado, limites superiores e inferiores de compra mensal e seus respectivos preços variados.

O volume disponível no contrato pode ser expresso em MWh (Mega-Watt-hora) ou MWmed (Mega-Watt-médio). Ambas as medidas são utilizados pelos agentes no mercado. Contudo, para a modelagem proposta, todos os montantes devem estar expressos em MWh.

$$s(z)_t = s(z)_t^* \times H_t \quad \forall t, \forall z \quad \text{(X)}$$

onde:

z representa cada contrato de compra de energia;

$S(z)_t$ representa o volume de energia contratada expresso em MWh (mega-watt-hora) no mês t ;

$S(z)_t^*$ representa o volume de energia contratada expresso em MWmed (mega-watt-médio); e

H_t representa o número de horas do mês t .

De forma análoga, os contratos podem ser transformados em MWmed pela equação (XI):

$$s(z)_t^* = \frac{S(z)_t}{H_t} \quad \forall z, \forall t \quad \text{(XI)}$$

Os contratos firmados em MWmed já permitem uma pré-sazonalização já que estão atrelados ao número de horas de cada mês de sua vigência.

Outro ponto importante é a tolerância à variação de consumo mínimo e máximo, expressos na tabela como *Take or Pay*⁹ e *Volume Máximo* respectivamente. A modelagem do portfólio deverá levar em consideração justamente esta variação de modo que sua compra seja sempre a de menor custo possível. Trata-se de uma restrição que deve ser embutida no modelo.

Os contratos são dispostos ao longo de todo o período de estudo considerando seus períodos de início, fim e volumes. Contudo, para cada mês de estudo, o sistema deverá respeitar a condição descrita na equação (XII):

⁹ Take or Pay é a expressão utilizada em comercialização de energia para indicar o valor mínimo financeiro previsto em contrato, independente da quantidade de energia consumida.

$$\underline{s(z)_t} \leq s(z)_t \leq \overline{s(z)_t} \quad \forall t, \forall z \quad \text{(XII)}$$

onde:

$s(z)_t$ representa o volume assumido para o contrato z no instante t ;

$\underline{s(z)_t}$ representa o limite inferior de opção para o contrato z no instante t ; e

$\overline{s(z)_t}$ representa o limite superior de opção para o contrato z no instante t .

A equação (XII) é modelada como uma restrição ao modelo porque não é possível alterar as condições contratuais ao longo do tempo. Mesmo que o agente esteja disposto a pagar um sobre-preço para aumentar ou reduzir os volumes fora dos limites estipulados, esta condição não é possível. Qualquer variação deste aspecto deve, necessariamente, ser tratada como um aditamento ao contrato inicial ou ainda uma negociação bilateral de curto prazo.

Com as informações de cada contrato, podemos montar uma tabela de restrições mensais para cada um dos contratos. Esta tabela permite com que o analista responsável pela tomada de decisão consiga visualizar exatamente cada uma das decisões de compra e tenha certeza de que o modelo garantiu que todos os pontos foram atendidos.

A Tabela 3 exemplifica como as restrições devem ser inseridas para cada mês de estudo e para cada contrato. Ainda temos informações de preço de contratos na mesma tabela. Esta informação é importante para termos o custo associado à decisão de volume contratado.

Código	Data	Minimo (MWh)	≤	Valor (MWh)	≤	Maximo (MWh)	Preço (R\$/MWh)	TOTAL (R\$)
11	jan-2007	13.593	≤	13.593	≤	25.244	R\$ 77,53	R\$ 1.053.855,99
12	jan-2007	15.178	≤	15.178	≤	20.534	R\$ 68,05	R\$ 1.032.835,68
16	jan-2007	8.749	≤	8.749	≤	13.124	R\$ 67,84	R\$ 593.562,01
20	jan-2007	3.794	≤	3.794	≤	5.134	R\$ 62,50	R\$ 237.150,00
21	jan-2007	7.633	≤	7.633	≤	8.437	R\$ 64,55	R\$ 492.738,55
22	jan-2007	0	≤	10000	≤	10000	22,62	R\$ 226.200,00
11	fev-2007	12.277	≤	22.801	≤	22.801	R\$ 77,53	R\$ 1.767.758,43
12	fev-2007	13.709	≤	18.547	≤	18.547	R\$ 68,05	R\$ 1.262.136,96
16	fev-2007	7.903	≤	11.854	≤	11.854	R\$ 67,84	R\$ 804.180,79
20	fev-2007	3.427	≤	4.637	≤	4.637	R\$ 62,50	R\$ 289.800,00
21	fev-2007	6.895	≤	7.620	≤	7.620	R\$ 64,55	R\$ 491.901,98
22	fev-2007	0	≤	10000	≤	10000	30	R\$ 300.000,00
11	mar-2007	13.593	≤	25.244	≤	25.244	R\$ 77,53	R\$ 1.957.161,12
12	mar-2007	15.178	≤	20.534	≤	20.534	R\$ 68,05	R\$ 1.397.365,92
16	mar-2007	8.749	≤	13.124	≤	13.124	R\$ 67,84	R\$ 890.343,01
20	mar-2007	3.794	≤	5.134	≤	5.134	R\$ 62,50	R\$ 320.850,00
21	mar-2007	7.633	≤	8.437	≤	8.437	R\$ 64,55	R\$ 544.605,77
22	mar-2007	0	≤	10000	≤	10000	40	R\$ 400.000,00
11	abr-2007	13.154	≤	24.430	≤	24.430	R\$ 77,53	R\$ 1.894.026,89
12	abr-2007	14.688	≤	19.872	≤	19.872	R\$ 68,05	R\$ 1.352.289,60
16	abr-2007	8.467	≤	12.701	≤	12.701	R\$ 67,84	R\$ 861.622,27

Tabela 3 - Limites de compra de energia

Cada uma das opções de contrato em cada mês passa a ser uma variável do problema e o sistema de otimização passa a controlá-las individualmente de maneira a chegar ao resultado ótimo.

Vale ressaltar que a decisão de alocação dos volumes para cada contrato de compra de energia deve constar na função objetivo. O valor da decisão também é apresentado na Tabela 3 e pode ser calculado conforme equação (XIII) abaixo:

$$K(y)_{z,t} = \sum_{z=1}^Z \left(\sum_{h=1}^H s(z)_{h,t} \times U(z)_{h,t} \right) \quad \forall y, \forall z, \forall t, \forall h \quad \text{(XIII)}$$

onde:

Z representa o número de contratos ativos para o mês t do agente y;

$K(y)_{z,t}$ representa o custo de compra de energia do agente y no mês t; e

$U(z)_{h,t}$ representa preço da energia para o contrato z na hora h do mês t.

Como o problema de contratação ótima é um problema de otimização restrita, as variáveis acima devem estar todas limitadas no intervalo de cada contrato. Neste ponto, estamos falando de cada uma dos contratos para cada mês de apuração do estudo.

5.1.2. VENDA DE ENERGIA

De forma análoga à compra de energia, temos os contratos de venda de energia que podem ser tanto para clientes livres, geradores ou outros comercializadores de energia elétrica. A seguir a tabela com os contratos de venda de energia:

Código	Fornecedor	Período de Suprimento		Volume Contratado		Variação		Preço 2007
		Início	Fim	MWh	MW med	Take or Pay	Volume Máximo	
1	Cliente 1	nov-2002	dez-2006	7500		7500	8500	90,22
2	Cliente 2	nov-2003	dez-2010	2250		0,9	1,1	77,93
3	Cliente 3	jan-2004	dez-2006	2817		0,9	1,1	93,24
4	Cliente 4	jan-2004	dez-2007		10,2	0,85	1,15	84,66
5	Cliente 5	jan-2004	dez-2007		23,15	0,9	1,1	77,07
6	Cliente 6	jan-2004	dez-2006	2000		0,85	1,15	89,21
7	Cliente 7	fev-2004	dez-2010	2050		0,9	1,1	77,93
8	Cliente 8	mar-2004	dez-2006	1400		0,9	1,1	99,3
9	Cliente 9	mar-2004	dez-2006	15000		0,85	1,15	94,22
10	Cliente 10	mar-2004	dez-2006	3000		3000	4100	87,23
11	Cliente 11	abr-2004	dez-2006	2000		0,85	1,15	88,15
12	Cliente 12	jul-2004	dez-2007		7,7	0,75	1,25	86,94
13	Cliente 13	jul-2004	dez-2007		16	0,75	1,25	86,94
14	Cliente 14	out-2004	dez-2006		10,274	0,85	1,15	94,23
15	Cliente 15	fev-2005	dez-2010		5,47	0,85	1,15	76,84
16	Cliente 16	fev-2005	dez-2010		8,83	0,85	1,15	76,84
17	Cliente 17	jun-2005	dez-2010		6,5	0,8	1,1	74,7

Tabela 4 - Contratos de venda de energia

Pela Tabela 4 também podemos perceber que as informações de contratos de venda de energia são as mesmas dos contratos de compra de energia. Existem volumes de contratos expressos em Mega-Watt-hora, volumes contratados em Mega-Watt-médio, inícios e fins de contrato variados, limites mínimos e máximos de contrato e preços diferentes.

O portfólio de compra e de venda de energia deve permitir ao agente comercializador utilizar as condições distintas de maneira a alocar a melhor quantidade de cada contrato buscando sempre a competitividade frente aos demais players do mercado.

Os contratos de venda de energia também permitem a elaboração de uma tabela contendo as opções de venda de energia. Nos mesmos moldes apresentados na Tabela 3 onde colocamos informações sobre limites de cada contrato e seus retornos. Porém, neste caso, não é possível atribuir variáveis de venda ao problema. Estas informações dependerão do consumo ou da decisão de cada cliente. O agente de comercialização é um mero expectador da decisão do cliente, desde que sejam respeitados os limites do contrato.

Como o foco deste estudo é permitir que o trabalho sirva como um direcionador na tomada de decisão, é possível e saudável trabalhar com diferentes cenários para descobrir qual o montante de risco embutido em cada operação antes de realizá-la. Empresarialmente, esta possibilidade passa a trazer segurança em cada operação permitindo que os agentes assumam certo grau de risco sem comprometer a sustentabilidade de seu negócio ou de seus parceiros.

Neste estudo de Portfólio de Contratação Ótima, trabalharemos com três cenários. São eles:

- **Limite Mínimo:** Neste cenário, o problema passa a considerar a pior situação contratual, ou seja, todo o consumo dos clientes atendidos pelo agente de comercialização está no menor patamar contratado e os contratos de opção são chamados sempre no menor valor possível (take or pay);
- **Limite Máximo:** Neste cenário, o problema considera que todos os clientes usaram a totalidade contratada e os contratos de opção também foram chamados no valor máximo;
- **Cenário de Venda:** Este cenário contempla a melhor projeção de consumo de cada cliente atendido pela comercializadora e também a melhor projeção de opção para cada

agente. Neste cenário, foram avaliadas as condições mercadológicas de cada cliente, projeção de PIB, e outros indicadores macro-econômicos. Obviamente neste cenário os limites máximo e mínimo de cada contrato devem ser respeitados;

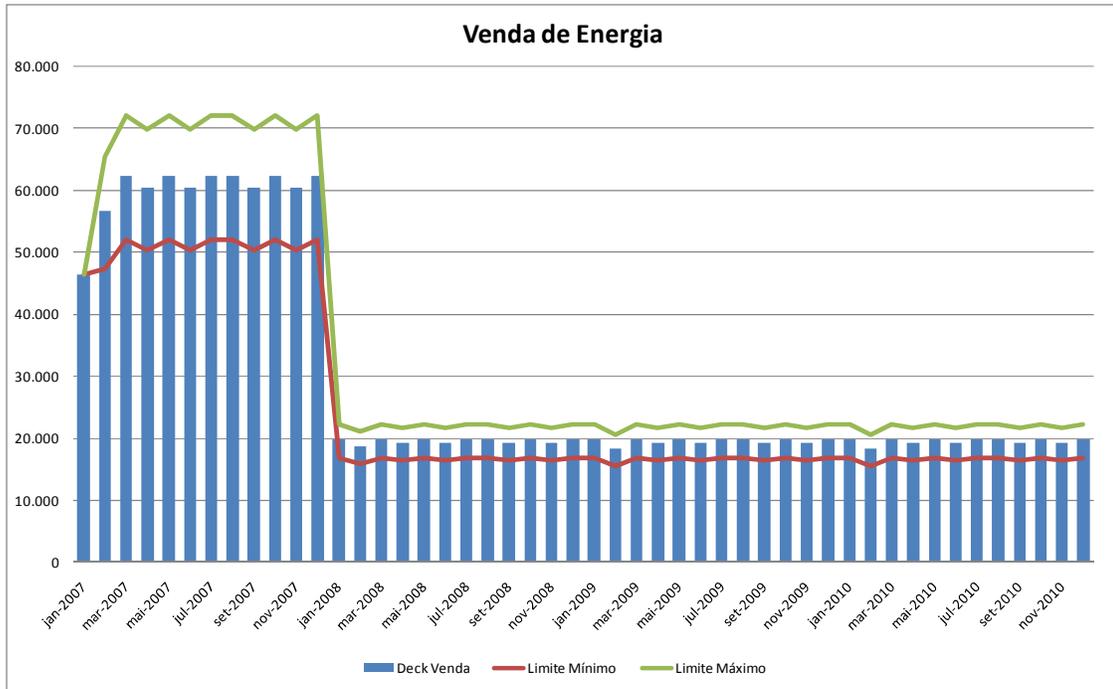


Figura 14 - Volume vendido e limites de compra

A Figura 14 mostra a composição dos três cenários mencionados. Na modelagem o sistema buscará apenas atender os requisitos expressos no deck venda onde encontra-se a projeção de consumo da carteira de clientes do agente comercializador. Para aumentar o grau de precisão da solução, o agente deverá atualizar este cenário à medida que novos dados de medição ou informações setoriais, econômicas ou dos próprios clientes forem disponibilizados.

5.1.3. MÉDIA MÓVEL

Outra restrição imposta ao modelo de contratação é garantir que a regra da média móvel dos últimos 12 meses, definida na legislação, seja cumprida. Isso posto, temos que garantir que o modelo contemple esta restrição na tomada de decisão.

A equação da restrição para garantir que a média móvel seja respeitada deve ser expressa em termos da compra e venda passada e futura. Isso porque a decisão adotada no instante t_0 afeta as decisões futuras. Vejamos a seguir na equação (XIV):

$$\sum_{t=-11}^0 \left(\sum_{z=1}^Z \left(\sum_{h=1}^H s(z)_h \right)_z \right)_t \geq \sum_{t=-11}^0 \left(\sum_{w=1}^W \left(\sum_{h=1}^H v(w)_h \right)_w \right)_t \quad \forall t, \forall z, \forall h \quad \text{(XIV)}$$

onde:

w representa cada contrato de venda de energia do agente y ;

W representa o total de contratos de venda de Energia do agente y ; e

$v(w)_{t,h}$ representa o volume de energia vendida em cada contrato w no mês t .

A restrição expressa na equação (XIV) pode ser transformada em um custo associado à função objetivo para que seja possível que o agente opte pela violação da restrição até certa tolerância. Esta adequação é fundamental para que o modelo seja flexível às variações de mercado.

Reescreveremos a equação (XIV) conforme (XV) a seguir:

$$\sum_{t=-11}^0 \sum_{z=1}^Z \sum_{h=1}^H s(z)_{h,z,t} - \sum_{t=-11}^0 \sum_{w=1}^W \sum_{h=1}^H v(w)_{h,w,t} = \Phi(y)_t \quad \forall h, \forall z, \forall t \quad \text{(XV)}$$

onde:

$\Phi(y)_t$ representa a Exposição do Agente y no mês t .

A média móvel é contabilizada apenas por agente. Isso permite que o modelo possa escolher configurações distintas para os contratos em cada mês sem que haja qualquer acréscimo de penalidades.

No modelo proposto, todas as restrições são apresentadas em uma tabela para cada ano do estudo. A diferença neste ponto é que também são analisados os resultados dos últimos 11 meses com o intuito de diminuir a exposição a penalidades.

Caso o agente tenha um apetite ao risco, o modelo pode contemplar certa tolerância de exposição. Esta variável pode trazer alguns ganhos financeiros em operações principalmente quando há grande volatilidade nos preços semanais.

A equação (XV) passa a ser escrita conforme abaixo:

$$\Phi(y)_t \geq -\Delta(y)_t \times \sum_{t=-11}^0 \sum_{w=1}^W \sum_{h=1}^H v(w)_{h,w,t} \quad \forall t, \forall w, \forall z, \forall h \quad \text{(XVI)}$$

onde:

$\Delta(y)_t$ representa a tolerância à exposição que pode ser assumida pelo agente y em cada mês t do estudo.

Note que toda a tolerância deve estar calculada com base no volume de venda de energia ou carga registrada para o agente. Exatamente como a regra de penalização está desenhada.

Outro ponto interessante é que o agente pode criar uma tolerância à exposição para cada período do estudo. Com isso, pode assumir maiores ou menores riscos futuros e tentar maximizar os ganhos financeiros.

Em situações onde não haja histórico de operações, o modelo pode simplesmente assumir valor zero para cada mês sem que o resultado final afete o modelo.

Mês	Compra (MWh)	Venda (MWh)	Diferença (MWh) (Venda - Compra)	<=	TOLERÂNCIA (MWh)
janeiro-2007	58.948	46.333	-12.615	<=	0
fevereiro-2007	134.407	102.948	-31.459	<=	0
março-2007	216.880	165.168	-51.712	<=	0
abril-2007	297.016	225.520	-71.495	<=	0
maio-2007	379.489	287.741	-91.748	<=	0
junho-2007	459.624	348.093	-111.531	<=	0
julho-2007	542.097	410.313	-131.784	<=	0
agosto-2007	624.570	472.533	-152.036	<=	0
setembro-2007	704.705	532.885	-171.820	<=	0
outubro-2007	787.178	595.106	-192.072	<=	0
novembro-2007	867.313	655.458	-211.855	<=	0
dezembro-2007	949.786	717.678	-232.108	<=	0
janeiro-2008	919.096	691.121	-227.976	<=	0
fevereiro-2008	870.717	653.282	-217.434	<=	0
março-2008	816.501	610.837	-205.664	<=	0
abril-2008	764.035	569.761	-194.274	<=	0
maio-2008	709.820	527.316	-182.504	<=	0
junho-2008	656.191	486.240	-169.951	<=	0
julho-2008	591.976	443.795	-148.181	<=	0
agosto-2008	527.760	401.350	-126.411	<=	0
setembro-2008	465.294	360.274	-105.020	<=	0
outubro-2008	401.079	317.828	-83.250	<=	0
novembro-2008	338.612	276.752	-61.860	<=	0
dezembro-2008	274.397	234.307	-40.090	<=	0

Tabela 5 - Média móvel

A Tabela 5 mostra como são alocados os contratos de compra e venda e energia e a aplicação da restrição no modelo.

Neste caso, verifica-se que o modelo não admite qualquer tolerância ao risco de penalidades. Esta informação é expressa pela coluna tolerância da tabela.

5.1.4. LIQUIDAÇÃO DO MÊS ATUAL

O mês corrente do estudo precisa de um tratamento diferenciado do modelo em relação ao que ocorre nos outros meses (futuros e passado). No mês corrente a contabilização se dá de maneira horária e também será avaliado cada patamar do mês para identificar possíveis aplicações de penalidades ao agente.

A modelagem começa na identificação da curva de carga horária do agente. Nesta curva de carga, consideram-se todos os contratos de venda de energia modulados de acordo com a carga dos clientes, Contratos de venda *flat*¹⁰ ao longo do mês, contratos com venda modulada e também as perdas, quando aplicável.

Em seguida, quebra-se o consumo horário em patamares (Leve, Médio e Pesado) conforme Tabela 1.

É importante ressaltar que o consumo deve estar ligado a melhor projeção de venda que, neste exemplo, refere-se ao deck de venda.

¹⁰ A expressão flat é usada para identificar contratos cujos valores horários são iguais ao longo de todo o período

$$V(y)_{h,t} = v(w)_{h,t} + w(y)_{h,t} + m(y)_{h,t} \quad \forall h, \forall t \quad \text{(XVII)}$$

onde:

$V(y)_{h,t}$ representa a venda horária de energia do agente y ;

$w(y)_{h,t}$ representa a venda total de energia horária flat para o contrato w do agente y ; e

$m(y)_{h,t}$ representa a venda total de energia modulada no intervalo de hora h para o agente y .

Na equação (XVII), podemos alocar uma variável ao modelo de maneira que ele tome a melhor decisão de venda de energia. Essa informação é muito relevante para que o agente possa assumir o risco de efetuar vendas de energia de seu portfólio à pares ou outros clientes ou, ainda, simplesmente esperar a liquidação destes volumes pelo PLD.

Os contratos de compra de energia também devem ser alocados em intervalos horários. Como a grande maioria dos contratos de compra de energia entre agentes de comercialização e agentes geradores tem modulação flat, podemos assumir que a compra de energia é composta pela somatória das decisões de compra no mês atual dividida pela quantidade de horas de cada mês.

$$S(y)_t = \frac{\sum_{z=1}^Z \left(\sum_{h=1}^H s(z)_h \right)_z}{H_t} + Y(y)_{h,t} \quad \forall z, \forall h, \forall y \quad \text{(XVIII)}$$

onde:

$S(y)_t$ representa o volume de compra total do agente y para o mês de referência t ; e

$Y(y)_{h,t}$ representa o volume total de compra de energia modulada para o agente y no instante de hora h do mês de referência t .

Os valores de compra de energia também precisam ser alocados em cada um dos patamares da Tabela 1 de maneira que consigamos fazer um balanço da quantidade de energia comprada e vendida e avaliar a exposição em cada patamar do mês de maneira individualizada.

Cada uma das exposições é valorada ao PLD daquela hora. Logo, se determinado agente tem sobra de contratos em uma hora, passa a ter direito a um crédito financeiro para aquele instante de tempo. Se no momento seguinte tiver uma exposição negativa, passa a ter um débito financeiro.

Como cada intervalo horário possui um preço diferente, o modelo precisa saber exatamente como alocar os contratos de compra e venda de energia de maneira a obter o melhor resultado possível.

É possível também alocar contratos de curto prazo com condições distintas (flat ou modulada) para que o modelo indique qual a melhor contratação. Normalmente, no final de cada mês, agentes apresentam suas sobras e déficits no mercado com o intuito de liquidar as diferenças e evitar grandes variações nas suas médias móveis. As simulações com distintos contratos podem trazer ganhos financeiros ao agente.

Ainda dentro da liquidação mensal, é preciso avaliar se a decisão tomada pelo modelo pode ou não trazer penalidades por déficit de energia no patamar pesado. Esta restrição de mercado não deve ser tratada como uma restrição ao modelo, mas sim como uma penalidade na função objetivo.

5.1.5. DÉFICIT DE ENERGIA NO PATAMAR PESADO

Ainda dentro da apuração mensal, a regra do setor obriga os agentes a cobrir seu consumo no patamar pesado de carga. Como este patamar é o mais crítico em termos de

estabilidade e segurança para a operação, qualquer exposição negativa, independente da demanda coincidente do setor, passa a ser penalizada.

Como resultado, surge um novo mercado disposto a comercializar as sobras de geração neste período por baixo preço, porém, com expectativa de crescimento à medida que o valor da penalidade e o consumo passam a aumentar.

Se avaliarmos esta penalidade do ponto de vista de negócios, podemos interpretá-la não como uma restrição ao sistema, mas sim como uma penalidade para a função objetivo. Desta forma, permitiremos que o próprio modelo decida quanto o agente poderá ficar exposto.

A contabilização da penalidade no patamar de carga pesado traz uma dificuldade para sua avaliação. É preciso apenas penalizar as exposições negativas no intervalo. Como estamos falando de intervalos de 3 horas seguidas para cada dia útil, é preciso fazer uma mini-contabilização. Aqui usaremos um artifício matemático para permitir esta modelagem conforme descrito na equação (XIX):

$$J(y)_{\omega,t} - S(y)_{\omega,t} + \delta_{\omega,t} - \alpha_{\omega,t} = 0 \quad \text{(XIX)}$$

onde:

ω representa cada patamar pesado do mês de referência t ;

$J(y)_{\omega,t}$ representa o volume de energia comprada em cada patamar pesado ω do mês de referência t para o agente y ;

$S(y)_{\omega,t}$ representa o volume de energia vendida ou consumida em cada patamar pesado ω do mês de referência t para o agente y ;

$\delta_{\omega,t}$ representa o déficit de energia em cada patamar pesado ω do mês de referência t ; e

$\alpha_{\omega,t}$ representa a sobra de energia em cada patamar pesado ω do mês de referência t .

Esta modelagem pode ser interpretada como um balanço energético em cada patamar pesado do mês corrente. As variáveis de déficit ($\delta_{\omega,t}$) e sobra ($\alpha_{\omega,t}$) passam a ser

variáveis do sistema que o algoritmo de otimização deverá calcular para manter a restrição da equação (XIX).

Ainda sobre a equação de balanço, como ela é modelada com a restrição de que a equação deve ser zero para cada patamar e as variáveis de déficit e sobre possuem sinais contrários, garantimos que ambas nunca serão variáveis básicas ao mesmo tempo, logo, nunca teremos $(\delta_{\sigma,t})$ e $(\alpha_{\sigma,t})$ diferentes de zero ao mesmo tempo.

Os volumes de compra e venda de energia no patamar pesado devem conter exatamente os valores atribuídos pelas variáveis de compra do sistema e a melhor projeção de venda de energia respectivamente.

Pelo modelo atual, não há diferenciação entre os valores de penalidade para cada patamar do mês. Portanto, podemos facilmente adicionar o montante financeiro da penalidade à função objetivo.

$$B(y)_t = \sum_{\sigma=1}^{\Omega} (\delta_{\sigma,t}) \times C_t \quad \text{(XX)}$$

onde:

$B(y)_t$ representa o valor total das penalidades acumuladas no mês t por déficit no patamar pesado para o agente y ;

C_t representa a tarifa de penalidade por déficit de energia no patamar pesado para cada mês de referência t ; e

Ω representa a quantidade de patamares pesados do mês de referência t .

Note que a tarifa de penalidade (C_t) para o patamar pesado pode conter desde a tarifa regulada até um valor expressivo de maneira a direcionar o sistema a não assumir penalidades, penalizando e muito o valor da função objetivo. Caso o agente não tolere

qualquer penalidade, podemos incluir uma nova restrição ao sistema que garanta valores nulos ao déficit de cada patamar.

5.1.6. EXPOSIÇÃO FUTURA

Discutimos a restrição da média móvel dos 12 últimos meses presente em toda a contabilização. Abordamos ainda como fazer para transformar a restrição em uma penalidade à função objetivo para tornar o modelo mais próximo à realidade de cada agente.

Como estamos trabalhando com um modelo que deve garantir a perenidade do negócio, é fundamental garantirmos que não teremos soluções inconseqüentes. E uma maneira simples de reduzirmos significativamente este risco é trabalhar com períodos de estudo longos. Como sugestão para este trabalho, usamos todo o período de contratação que vingou de 2007 até 2010.

Essa abordagem garante que o modelo entenda que toda a resposta dada terá impactos futuros no negócio. Então, o modelo tentará chegar ao melhor valor para a função objetivo sem prejudicar os próximos meses de negócio.

O cálculo da exposição em cada mês de estudo é dado pela equação (XXI):

$$\sum_{z=1}^Z \left(\sum_{h=1}^H V(z)_{y,t,h} \right) - \sum_{w=1}^W \left(\sum_{h=1}^H S(w)_{y,t,h} \right) - \gamma_{y,t} + \lambda_{y,t} = 0 \quad \forall t \quad \text{(XXI)}$$

onde:

$\gamma_{y,t}$ representa o volume de energia na posição *long* do agente *y* no mês de referência *t*; e $\lambda_{y,t}$ representa o volume de energia na posição *short* do agente *y* no mês de referência *t*.

A equação (XXI) é uma equação de balanço e nos dá diretamente o resultado da contabilização do mês. Caso haja uma sobra de energia, teremos um valor associado à variável *long* ($\gamma_{y,t}$) e um valor nulo associado à variável *short* ($\lambda_{y,t}$). Caso haja um déficit de energia, teremos um valor associado à variável *short* $\lambda_{y,t}$ e valor nulo associado à variável *long* $\gamma_{y,t}$. Caso os volumes de compra e venda de energia sejam equivalentes, ambas as variáveis ficarão com valores nulos.

Da mesma forma que a equação de balanço dos patamares (XIX), também garantimos que as variáveis *long* ou *short* nunca assumirão valores diferentes de zero ao mesmo tempo por estarem modeladas como uma restrição e possuírem sinais contrários.

A Tabela 6 exemplifica como foram alocados os contratos futuros para cada mês do período de estudo.

Mês	Compra (MWh)	Venda (MWh)	SHORT	LONG	BALANÇO	=	ZERO	PLD (R\$/MWh)	CUSTO FUTURO (R\$)	EXPOSIÇÃO
dezembro-2006	109.665	94.460	0	15.205	0	=	0	18		-15.205
janeiro-2007	58.948	62.220	3.273	0	0	=	0	35	R\$ 114.542,40	3.273
fevereiro-2007	54.211	56.615	2.404	0	0	=	0	30	R\$ 72.129,60	2.404
março-2007	58.948	62.220	3.273	0	0	=	0	28	R\$ 91.633,92	3.273
abril-2007	57.369	60.352	2.983	0	0	=	0	35,20608208	R\$ 105.026,78	2.983
maio-2007	58.948	62.220	3.273	0	0	=	0	45	R\$ 147.268,80	3.273
junho-2007	80.135	60.352	0	19.783	0	=	0	88	-R\$ 1.653.875,52	-19.783
julho-2007	73.427	62.220	0	11.207	0	=	0	90	-R\$ 958.160,88	-11.207
agosto-2007	58.948	62.220	3.273	0	0	=	0	42,28484866	R\$ 138.383,09	3.273
setembro-2007	57.369	60.352	2.983	0	0	=	0	42,28484866	R\$ 126.144,16	2.983
outubro-2007	58.948	62.220	3.273	0	0	=	0	42,28484866	R\$ 138.383,09	3.273
novembro-2007	57.369	60.352	2.983	0	0	=	0	42,28484866	R\$ 126.144,16	2.983
dezembro-2007	58.948	62.220	3.273	0	0	=	0	42,28484866	R\$ 138.383,09	3.273
janeiro-2008	22.544	19.775	0	2.769	0	=	0	42,28484866	-R\$ 111.217,95	-2.769
fevereiro-2008	21.735	18.777	0	2.958	0	=	0	42,28484866	-R\$ 118.815,01	-2.958
março-2008	22.544	19.775	0	2.769	0	=	0	42,28484866	-R\$ 111.217,95	-2.769
abril-2008	22.139	19.276	0	2.863	0	=	0	48,81291674	-R\$ 132.773,09	-2.863
maio-2008	23.883	19.775	0	4.108	0	=	0	64,90193253	-R\$ 253.276,42	-4.108
junho-2008	19.594	19.276	0	318	0	=	0	76,19689995	-R\$ 23.036,46	-318
julho-2008	19.775	19.775	0	0	0	=	0	76,8021184	R\$ 0,00	0

Tabela 6 - Exposição futura

A função objetivo deve considerar o volume financeiro resultante da exposição de cada mês do período de estudo. Para isso, há uma coluna na Tabela 6 que calcula o custo futuro de cada decisão do modelo. Estes valores podem ser positivos ou negativos dependendo da exposição assumida e são somados à função objetivo.

Importante frisar que todos os custos são calculados com base numa expectativa de PLD futura. Neste estudo, não abordaremos as metodologias de projeção deste preço, porém, estes valores podem afetar diretamente o resultado do estudo.

5.1.7. FUNÇÃO OBJETIVO

Em um problema de otimização, a elaboração da função de forma correta é fundamental para a avaliação do problema e a tomada de decisão. Por isso, grande parte do esforço deve estar concentrada na sua modelagem e interpretação.

Primeiramente deve-se ter claro que variáveis podem influenciar a decisão, quais regras devem ser interpretadas como restrições, quais devem ser transformadas em penalidades e o que é dado de entrada ou ponto de partida para avaliação.

No atual problema, pudemos escolher dentre duas possíveis saídas para a modelagem. Uma previa a redução dos custos de comercialização e a outra o aumento do resultado final. Estas duas saídas podem ser interpretadas como a solução “primal” e “dual” do problema. Seguindo a padronização, partiu-se para uma modelagem que reduzisse o custo de comercialização.

Como este problema envolve um agente de comercialização, sabemos que toda a energia a ser vendida deve ser adquirida por meio de contratos de compra de energia. Conforme mencionado anteriormente, os contratos de compra de energia possuem prazos, preços e volumes diferenciados. Passa a ser parte do problema, então, a alocação ótima dos custos decorrentes da decisão de compra de energia.

Podemos escrever a equação do custo de compra de energia conforme (XXII) a seguir:

$$\Lambda(y) = \sum_{t=1}^T K(y)_t \quad \forall t, \forall y \quad \text{(XXII)}$$

onde:

$\Lambda(y)$ representa o custo total de compra de energia para todo o período de estudo do agente y ;

T representa o número de meses futuros do estudo.

Como o modelo é responsável pela alocação dos volumes de cada contrato de energia ao longo do período de estudo, temos a equação (XIII) que nos dá o custo associado a cada volume de contrato para um determinado mês. Para a função objetivo, o modelo deve contemplar o custo de cada mês, calculado pela equação (XXII).

Associado à decisão de compra de energia em cada mês temos também o custo da exposição no momento da contabilização de energia transacionada. Essa exposição, conforme explicado anteriormente, é dependente dos volumes projetados e vendidos.

Outra variável que também impacta diretamente no custo da exposição é a projeção do PLD. O custo vindo das exposições de cada mês é calculado pela equação (XXIII):

$$\bar{\Gamma}(y) = \sum_{t=1}^T \left[\left(\sum_{w=1}^W v(w)_t - \sum_{z=0}^Z s(z)_t \right) \times \bar{O}_t \right] \quad \forall t, \forall tw, \forall z \quad \text{(XXIII)}$$

onde:

$\bar{\Gamma}(y)$ representa o custo da exposição futura do agente y ; e

\bar{O}_t representa o PLD médio do mês t .

Este custo de exposição é calculado para todo o período exceto para o mês atual de apuração. Isso porque a contabilização deve ser avaliada em patamares horários de maneira que o modelo possa assumir a melhor posição na liquidação do mês em questão.

O custo da exposição no mês atual da pode é calculado pela equação (XXIV) a seguir:

$$\underline{\Gamma}(y) = \sum_{h=1}^H \left(\left(\sum_{w=1}^W v(w)_w - \sum_{z=1}^Z s(z)_z \right) \times O_h \right) \quad \forall h, \forall w, \forall z \quad \text{(XXIV)}$$

onde:

$\underline{\Gamma}(y)$ representa o custo de exposição do mês corrente t do estudo; e O_h representa o valor horário do PLD.

A função objetivo deverá conter o custo de exposição total do modelo. Esse custo passa a ser calculado pela equação:

$$\Gamma(y) = \underline{\Gamma}(y) + \bar{\Gamma}(y) \quad \text{(XXV)}$$

onde:

$\Gamma(y)$ representa o custo da exposição total do agente y para o estudo.

É possível que o modelo assuma também vendas de energia no mercado de curto prazo ou de longo prazo. Os volumes passíveis de comercialização de portfólio podem ser encontrados por meio de simulações sucessivas de cenários de venda.

Já nas vendas de curto prazo, como o tempo de tomada de decisão é muito curto, é preciso que o próprio modelo indique previamente quais volumes devem ou não ser negociados.

Com esta abordagem, o resultado final nos dará também uma quantidade de energia passível de venda. Isso permite que os traders percorram o mercado em busca de contratos atrelados ao valor do PLD médio do mês.

O PLD médio do mês é calculado como a média de todos os preços ponderada pela quantidade de horas em cada patamar.

Para embutirmos esta avaliação no problema, a venda passa a ser modelada como um custo de venda de energia que pode assumir valores negativos ou zero, conforme equação (XXVI):

$$L(y) = -\sum_{t=1}^T (l(y)_t \times \bar{O}_t) \times \ell_t \quad \forall t, \forall y \quad \text{(XXVI)}$$

onde:

$L(y)$ representa o custo de venda de energia flat para o Agente y ;

$l(y)_t$ representa o montante de Energia Flat vendida em cada mês t ; e

ℓ_t representa o fator redutor para o agente y em cada mês t .

O Fator Redutor (ℓ_t) é preciso para que o modelo não assuma compras de curto prazo para vender também no curto prazo. Teoricamente, pela conjuntura do mercado, esta comercialização teria resultado financeiro nulo porém aumentaria os custos de operacionalização da comercialização para o agente. Idealmente o Fator Redutor (ℓ_t) deve tender a 100%.

Mesmo contemplando esta variável na decisão do modelo, temos que frisar que a comercialização de curto prazo deve constar em todo o período de estudo sempre acarretando um fator redutor na sua valoração.

Outro custo importante para o cálculo da função objetivo é o de Penalidade por Lastro de Potência. Este custo já foi tratado no item 5.1.5 Déficit de energia no patamar pesado.

A função objetivo passa a ser descrita conforme (XXVII):

$$\text{Min } L(y) + \Gamma(y) + \sum_{t=1}^T K(y)_{z,t} + B(y) \quad (\text{XXVII})$$

sujeito à:

$$\underline{s(z)}_t \leq s(z)_t \leq \overline{s(z)}_t \quad \forall t, \forall z \quad (\text{XXVIII})$$

Esta função objetivo nos permite definir a melhor alocação dos contratos de compra e venda de energia para um determinado agente de comercialização em cada mês. O modelo ainda permite que a empresa tenha uma visão sistêmica de sua posição futura e associar sua decisão ao plano estratégico da empresa.

A inclusão destas informações no plano estratégico da empresa certamente envolverá e necessitará de uma avaliação financeira das decisões apontadas pelo modelo. Isso porque o custo do capital investido não é igual para todos os períodos. Existem fatores como inflação ou o custo da oportunidade de investimento em outros itens. Assim, faz-se necessária uma complementação com este foco.

5.2. MODELAGEM FINANCEIRA PARA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Já discutimos alguns aspectos da matemática financeira que são largamente utilizados no mercado para subsidiar investidores em sua tomada de decisão.

Como o objetivo deste trabalho é permitir que analistas de mercado atuantes no setor elétrico possam tomar suas decisões de comercialização baseadas nos resultados de um portfólio de contratação, também é necessário o desenvolvimento da ferramenta considerando estes aspectos.

Pela robustez e forma com que foi desenvolvida a modelagem do problema de contratação ótima de energia elétrica, fica relativamente simples uma conversão dele para que as avaliações sejam feitas de forma alinhada com os investidores.

Para iniciarmos a modelagem financeira, é preciso que tenhamos uma taxa de desconto já definida. Esta taxa, na maioria das vezes, é calculada com base em dois índices de conhecimento internacional: SELIC e risco país. Para este estudo, estaremos adotando uma taxa de 17,75%.

Neste capítulo serão abordados apenas os itens que diferem da modelagem simplificada de comercialização de energia.

5.2.1. COMPRA DE ENERGIA

Para a carteira de contratos de compra de energia, assumiremos exatamente a mesma contratação do agente. Ela está expressa na Tabela 2. Com base nesta tabela e nas equações (X) e (XI), elaboraremos uma nova tabela contendo todas as opções de contrato para cada mês de estudo.

Codigo	Data	Minimo (MWh)	<=	Valor (MWh)	<=	Maximo (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	CUSTO a Valor Presente (R\$)
11	jan-2007	13.593	=<=	13.593	<=	25.244	R\$ 77,53	R\$ 1.053.855,99
11	fev-2007	12.277	=<=	12.277	<=	22.801	R\$ 77,53	R\$ 938.996,98
11	mar-2007	13.593	=<=	13.593	<=	25.244	R\$ 77,53	R\$ 1.025.544,35
11	abr-2007	13.154	=<=	13.154	<=	24.430	R\$ 77,53	R\$ 979.040,37
11	mai-2007	13.593	=<=	13.593	<=	25.244	R\$ 77,53	R\$ 997.993,31
11	jun-2007	13.154	=<=	13.154	<=	24.430	R\$ 77,53	R\$ 952.738,64
11	jul-2007	13.593	=<=	13.593	<=	25.244	R\$ 77,53	R\$ 971.182,41
11	ago-2007	13.593	=<=	13.593	<=	25.244	R\$ 77,53	R\$ 958.048,29
11	set-2007	13.154	=<=	13.154	<=	24.430	R\$ 77,53	R\$ 914.604,96
11	out-2007	13.593	=<=	13.593	<=	25.244	R\$ 77,53	R\$ 932.310,51
11	nov-2007	13.154	=<=	13.154	<=	24.430	R\$ 77,53	R\$ 890.034,27
11	dez-2007	13.593	=<=	13.593	<=	25.244	R\$ 77,53	R\$ 907.264,17
12	jan-2007	15.178	=<=	15.178	<=	20.534	R\$ 68,05	R\$ 1.032.835,68
12	fev-2007	13.709	=<=	13.709	<=	18.547	R\$ 68,05	R\$ 920.267,66
12	mar-2007	15.178	=<=	15.178	<=	20.534	R\$ 68,05	R\$ 1.005.088,75
12	abr-2007	14.688	=<=	14.688	<=	19.872	R\$ 68,05	R\$ 959.512,34
12	mai-2007	15.178	=<=	15.178	<=	20.534	R\$ 68,05	R\$ 978.087,24
12	jun-2007	14.688	=<=	14.688	<=	19.872	R\$ 68,05	R\$ 933.735,23
12	jul-2007	15.178	=<=	15.178	<=	20.534	R\$ 68,05	R\$ 951.811,12
12	ago-2007	15.178	=<=	15.178	<=	20.534	R\$ 68,05	R\$ 938.938,97

Tabela 7 - Limites de compra de energia com custo a valor presente

Esta nova tabela é similar à Tabela 3 e também respeita as restrições apresentadas na equação (XII). Ela serve para limitar os volumes que podem ser assumidos em cada mês de estudo.

A diferença, contudo, está na forma com que o custo da operação é calculado. É preciso que os custos associados às decisões sejam trazidos a valor presente. E essa operação é realizada utilizando-se a equação (VIII). Com base nisso, podemos reescrever a equação (XIII) considerando a taxa de desconto da conforme equação (XXIX) a seguir:

$$K^*(y) = \sum_{t=1}^T \left(\frac{K(y)_{z,t}}{(1+i)^t} \right) \quad \forall t, \forall z, \forall i \quad \text{(XXIX)}$$

onde:

* $K(y)$ representa o custo de compra de energia trazido a valor presente; e i representa o custo de compra de energia trazido a valor presente.

A restrição contratual descrita na equação (XII) permanece inalterada. Isso porque ela trata apenas dos volumes máximo e mínimo de cada contrato de longo prazo assumido.

5.2.2. VENDA DE ENERGIA

A venda de energia é utilizada no modelo apenas como um balizador da necessidade de alocação de compra. Também não há qualquer decisão que dependa do agente. Trata-se apenas da realização de valores projetados dentro da melhor estimativa do agente.

Como a função objetivo não contempla o faturamento do mercado de energia do agente comercializador, o resultado financeiro da venda de energia não tem qualquer influência na tomada de decisão para o modelo. Portanto, não há qualquer sentido em converter as equações de venda de energia na ótica da avaliação financeira.

5.2.3. EXPOSIÇÃO FUTURA

Ainda no conceito financeiro, é importante que o modelo também traga os valores decorrentes da exposição futura (posição *long* e *short*) para o valor presente. Para isto, é necessário fazer uma adaptação na equação (XXIII) de tal maneira que seja aplicada a taxa de desconto do agente para cada mês futuro.

A equação passa a ser escrita conforme (XXX):

$$\bar{\Gamma}^*(y) = \sum_{t=1}^T \frac{\left[\left(\sum_{w=1}^W v(w)_t - \sum_{z=0}^Z s(z)_t \right) \times \bar{O}_t \right]}{(1+i)^t} \quad \forall t, \forall tw, \forall z, \forall i \quad \text{(XXX)}$$

onde:

$\bar{\Gamma}^*(y)$ representa a Exposição Futura do agente y trazido a valor presente.

Analogamente, a Tabela 6 também pode ser complementada com o custo da exposição trazido ao valor presente conforme abaixo:

Mês	Compra (MWh)	Venda (MWh)	SHORT (MWh)	LONG (MWh)	BALANÇO = ZERO	PLD (R\$/MWh)	CUSTO FUTURO (R\$)	CUSTO - VALOR PRESENTE (R\$)
janeiro-2007	58.948	62.220	3.273	0	0 = 0	22,62	R\$ 74.027,12	
fevereiro-2007	54.211	56.615	2.404	0	0 = 0	17,59	R\$ 42.291,99	41.720,04
março-2007	58.948	62.220	3.273	0	0 = 0	17,59	R\$ 57.565,74	56.019,25
abril-2007	57.369	60.352	2.983	0	0 = 0	49,36	R\$ 147.250,75	141.356,99
maio-2007	62.220	62.220	0	0	0 = 0	59,96	R\$ 0,00	-
junho-2007	70.135	60.352	0	9.783	0 = 0	97,15	-R\$ 902.915,99	(843.490,69)
julho-2007	72.473	62.220	0	10.253	0 = 0	122,53	-R\$ 1.193.443,18	(1.099.819,18)
agosto-2007	48.948	62.220	13.273	0	0 = 0	39,27	R\$ 521.216,57	473.831,96
setembro-2007	70.135	60.352	0	9.783	0 = 0	149,53	-R\$ 1.389.737,80	(1.246.308,60)
outubro-2007	72.473	62.220	0	10.253	0 = 0	198,13	-R\$ 1.929.787,79	(1.707.217,55)
novembro-2007	70.135	60.352	0	9.783	0 = 0	185,11	-R\$ 1.720.419,74	(1.501.413,52)
dezembro-2007	72.473	62.220	0	10.253	0 = 0	204,93	-R\$ 1.996.019,84	(1.718.372,63)
janeiro-2008	19.775	19.775	0	0	0 = 0	502,45	R\$ 0,00	-
fevereiro-2008	18.777	18.777	0	0	0 = 0	200,52	R\$ 0,00	-
março-2008	19.775	19.775	0	0	0 = 0	124,7	R\$ 0,00	-
abril-2008	19.276	19.276	0	0	0 = 0	68,8	R\$ 0,00	-
maio-2008	19.775	19.775	0	0	0 = 0	34,18	R\$ 0,00	(0,00)
junho-2008	19.276	19.276	0	0	0 = 0	76,2	R\$ 0,00	-
julho-2008	19.775	19.775	0	0	0 = 0	108,42	R\$ 0,00	-
agosto-2008	19.775	19.775	0	0	0 = 0	102,79	R\$ 0,00	-
setembro-2008	19.276	19.276	0	0	0 = 0	109,93	R\$ 0,00	-
outubro-2008	19.775	19.775	0	0	0 = 0	92,43	R\$ 0,00	0,00
novembro-2008	19.276	19.276	0	0	0 = 0	106,14	R\$ 0,00	-
dezembro-2008	19.775	19.775	0	0	0 = 0	96,97	R\$ 0,00	-

Tabela 8 - Exposição futura a valor presente

Para cada mês é aplicada a equação (XXX) e a coluna Custo - Valor presente é embutida na função objetivo ao invés da coluna Custo Futuro.

5.2.4. FUNÇÃO OBJETIVO

Após a adaptação dos custos de compra de energia e da exposição futura, ambas com aplicação das devidas taxas de desconto para trazer todos os custos e receitas à valor presente, é preciso também adaptar a função objetivo do problema para que esta contemple os novos valores.

A equação (XXV) que trata do custo de exposição total do agente passa a ser escrita conforme abaixo:

$$\Gamma^*(y) = \underline{\Gamma}(y) + \overline{\Gamma}^*(y) \quad (\text{XXXI})$$

Reescreveremos a equação (XXVII) conforme abaixo:

$$\text{Min} \quad L(y) + \Gamma^*(y) + K^*(y)_{z,t} + B(y) \quad (\text{XXXII})$$

Após esta adaptação, a resposta poderá ser avaliada em conjunto com outras opções de investimento pelo agente. Isso garante uma compatibilidade para comparação da operação de comercialização com outras opções. Entretanto, esta decisão está baseada em um único cenário de PLD futuro.

Como existe certo grau de incerteza nestes preços, é preciso embutir no modelo sensibilidades de cenários de preços. Estes cenários podem ser elaborados considerando expectativas de hidrologia e de disponibilidade de unidades geradoras.

5.3. VALOR ESPERADO PARA PLD

O conhecimento do PLD é fundamental para que a decisão do modelo seja precisa. Como os valores de preços futuros não são simples de se obter, podemos fazer alguns ajustes no modelo de maneira que ele considere o conceito estatístico de valor esperado.

Por definição, o valor esperado, ou média, de uma variável aleatória é a medida da posição central para a variável aleatória. A expressão matemática para o valor esperado de variável aleatória é dado pela equação (XXXIII):

$$\mu = \sum xf(x) \quad (\text{XXXIII})$$

onde:

μ representa o valor esperado de uma variável aleatória;
 x representa cada valor assumido pela variável aleatória; e
 $f(x)$ representa a probabilidade correspondente.

No modelo atual de comercialização, a maioria das operações de compra e venda de energia são feitas entre a última semana do mês corrente e a primeira semana do mês subsequente. Por isso, o PLD horário do mês atual é praticamente todo conhecido. Para o PLD futuro, podemos traçar diversos cenários de preço e o modelo se ajustará conforme.

A equação (XXIII) passa a ser escrita conforme (XXXIV):

$$\bar{\Gamma}^*(y) = \sum_{t=1}^T \left[\frac{\left(\sum_{w=1}^W v(w)_t - \sum_{z=0}^Z s(z)_t \right) \times \sum \bar{O}_t f(\bar{O}_t)}{(1+i)^t} \right] \quad \forall t, \forall tw, \forall z, \forall i \quad \text{(XXXIV)}$$

onde:

$f(\bar{O}_t)$ representa a probabilidade de cada \bar{O}_t em cada mês de estudo t ; e $\sum \bar{O}_t f(\bar{O}_t)$ representa o valor esperado do PLD para cada mês de estudo t .

O conceito também pode ser aplicado para a modelagem simplificada exposta no item 5.1 Modelagem simplificada de comercialização de energia. Neste caso, a equação (XXX) passa a ser escrita conforme abaixo:

$$\bar{\Gamma}(y) = \sum_{t=1}^T \left[\left(\sum_{w=1}^W v(w)_t - \sum_{z=0}^Z s(z)_t \right) \times \sum \bar{O}_t f(\bar{O}_t) \right] \quad \forall t, \forall tw, \forall z \quad \text{(XXXV)}$$

O restante da formulação do problema não se altera.

Com os três conceitos discutidos neste capítulo, podemos preparar estudos de simulação de portfólios, estudos para avaliação de viabilidade de alocação de investimentos na comercialização de energia elétrica e também podemos traçar cenários para os valores futuros de PLD.

É interessante salientar que a resposta do sistema pode variar de acordo com a escolha da modelagem. Contudo, como o usual é encontrarmos empresas com volumes de compra e venda em seus portfólios muito próximos, as variações ficam praticamente imperceptíveis.

Em seguida, traçaremos cenários de comercialização de energia e analisaremos com cuidado os resultados finais. Estes cuidados são fundamentais para toda e qualquer modelagem de problemas de otimização.

6. ESTUDO DE CENÁRIOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

O tratamento do problema de comercialização de energia elétrica no Brasil foi implementado usando-se planilhas do Microsoft Excel e o código de otimização linear (solver) *What's Best*, desenvolvido pela Lindo Systems.

What's Best é um *add-in*¹¹ para o Microsoft Excel que permite a construção de modelos de otimização em larga escala sem a necessidade de programação em nenhuma linguagem. Esta ferramenta conta com algoritmos de otimização para funções lineares e não lineares. E justamente por funcionar no Excel, permite que algumas etapas operacionais de tabulação de dados seja automatizada através de macros, facilitando o desenvolvimento de cenários e a sua avaliação.

No presente estudo, modelamos a função objetivo como linear. Isto permite que cheguemos sempre num ponto ótimo que, por definição, também é chamado de: ótimo global da função. O método para busca da solução usado pelo solver do *What's Best* é o Simplex.

Esta forma de implementação nos permite analisar os resultados de forma mais simples e também nos dá um alto grau de liberdade em realizar simulações e entender um pouco melhor qual o impacto de cada variável no problema.

Elaboraremos 5 casos de estudo e analisaremos cada um deles ao longo deste capítulo. Os casos compreendem variações de consumo dos clientes da carteira do agente de comercialização, comparação com a modelagem que utiliza aspectos de matemática financeira e, por fim, um estudo com diversos cenários de PLD com suas respectivas probabilidades.

¹¹ Add-in é um programa de computador usado para adicionar funções a outros programas maiores, provendo alguma funcionalidade especial ou muito específica.

6.1. CASO BASE

Para a rodada inicial, recebemos informações de mercado de uma comercializadora de energia de porte médio no setor. Os dados obtidos são baseados em contratos vigentes do período de Janeiro/2007 até Dezembro/2010. Como a intenção é obter o maior grau de precisão possível, trabalharemos com todo o intervalo de contratos para o estudo.

Os dados iniciais do problema de compra e venda de energia já foram apresentados anteriormente na Tabela 3 e na Tabela 4 respectivamente. Também como dados de entrada no modelo, inserimos os valores realizados de PLD do mês de início de estudo (Janeiro/2007) obtidos no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Para os meses seguintes do período de estudo, usaremos uma proposta de preço médio com grande variação. Como o intuito do estudo é analisar e avaliar o comportamento do modelo à grandes variações, essa proposta de PLD futuro nos permite avaliar se as decisões apontadas pelo modelo são aderentes às decisões de analistas de mercado.

A tolerância à exposição de mercado (contratos de venda de energia superiores aos contratos de compra de energia) foi calibrada inicialmente para que fosse zerada. Essa seria uma atitude de aversão total ao risco da variação do PLD frente a projeção de saída do NEWAVE.

O valor de penalidade por déficit em lastro de potência no patamar pesado também é dado de entrada do modelo. Neste estudo, usou-se R\$ 10,00 / MWh. Este valor está alinhado com os valores praticados na mesma época (Janeiro de 2007).

De posse de todos os dados de entrada, efetuamos a primeira rodada e os resultados foram inseridos em um gráfico de decisões ao longo do tempo conforme segue:

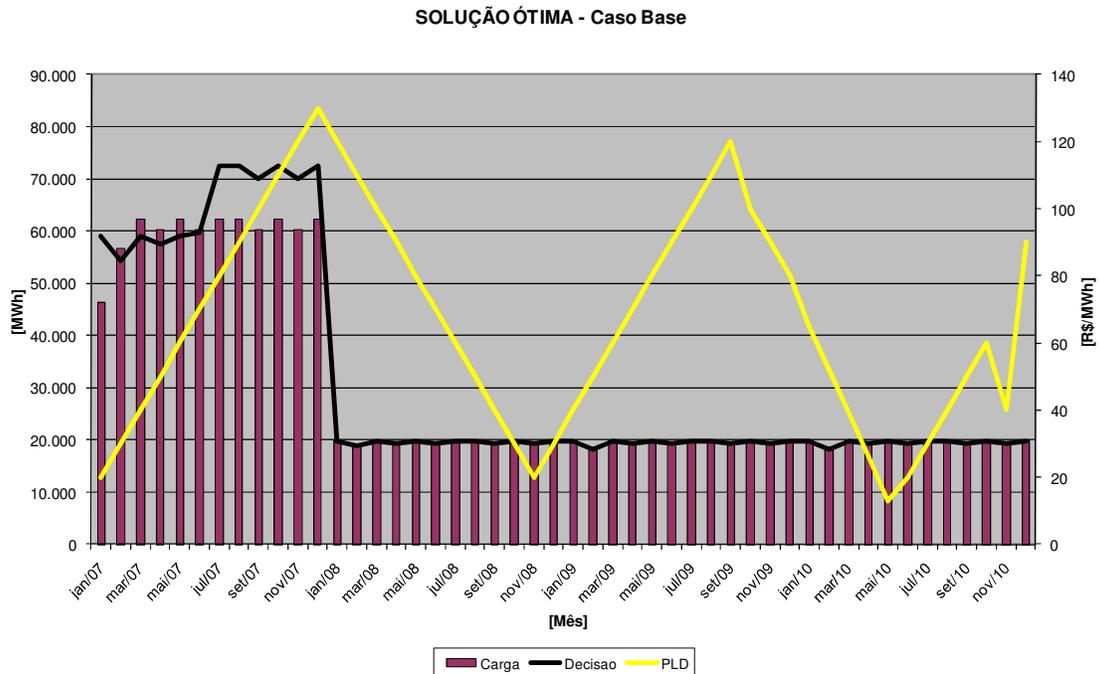


Figura 15 - Caso Base

Analisando o resultado do modelo (Figura 15), podemos perceber que há pontos em que a decisão de compra de energia é bem superior ao contrato de venda de energia, e que há momentos em que a decisão de compra é até inferior. Isso pode ser explicado pela curva de expectativa de PLD ao longo do período de estudo cujo eixo de valores é o secundário e seus valores estão expressos em R\$/MWh.

De imediato, é possível notar que o modelo faz a opção de contratação máxima e utiliza as sobras de energia (diferença entre a compra e venda de energia) de maneira sistêmica nos pontos onde os valores do PLD superam os valores médios ponderados do custo da decisão de compra de energia.

O modelo ainda define quais são os meses em que é possível ficar exposto na restrição da média móvel sem que haja uma penalidade (primeiros meses do estudo). Esta exposição é compensada logo em seguida por um período bastante grande de sobra de contratos.

Outro aspecto importante para a análise é a verificação de cada restrição imposta ao modelo. Pela configuração inicial proposta, o modelo não pode violar os limites de exposição ou a regra da média móvel. Podemos alternar em cada equação do modelo e verificar que todas elas estão sendo satisfeitas.

A função objetivo passa a ter o seu ponto ótimo com um valor de aproximadamente R\$ 90 milhões. Apesar de ser um valor muito significativo, este valor não é o mais importante para a comercialização. Isso porque há um grau de incerteza na possibilidade da comercialização de curto prazo e também na variação futura do PLD. Os analistas de mercado, então, vão basear suas tomadas de decisão na configuração proposta pelo resultado do modelo.

No portfólio de contratos do agente comercializador, também há chance de variação no consumo dos clientes. Todavia, há uma certa proteção por conta de limites mínimos de venda. Para tanto, é uma boa prática simular cenários de baixo consumo destes clientes.

6.2. BAIXO CONSUMO

Neste cenário, busca-se identificar o comportamento do modelo a uma expectativa de baixo consumo dos clientes atendidos pela comercializadora. Então, deixamos de usar valores de projeção baseados em métodos estatísticos e análise de séries temporais e colocamos apenas os valores de *Take or Pay*. Os valores mínimos assumidos em contrato para a carga podem ser visualizados também na Tabela 4 - Contratos de venda de energia.

Neste cenário, serão mantidas todas as condições iniciais descritas no Caso Base. Exceto pela carga projetada. A figura a seguir demonstra os resultados da rodada do modelo:

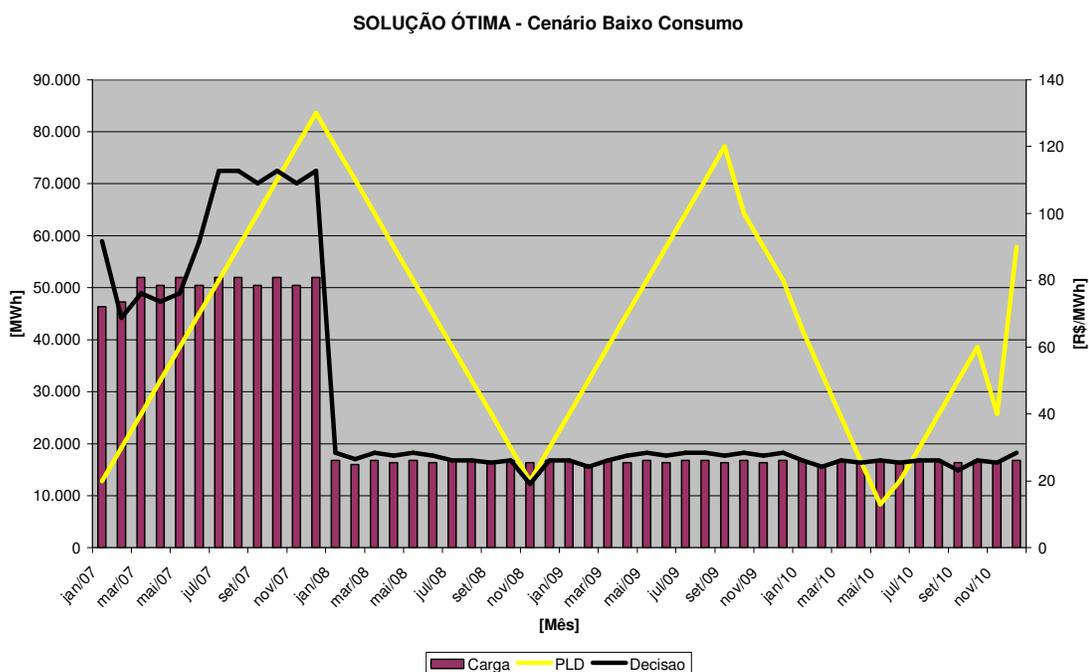


Figura 16 - Cenário de baixo consumo

Podemos notar neste cenário um comportamento semelhante ao Caso Base ao longo do período de estudo. Em uma análise mais detalhada, vemos que o modelo toma praticamente as mesmas decisões para a curva projetada de valores do PLD.

De início, onde a projeção de PLD é mais baixa, o modelo opta pela exposição negativa e compensa a variação ao longo dos meses em que o PLD está com índices superiores ao preço médio ponderado da compra de energia em contratos de longo prazo.

O modelo tenta ainda maximizar o retorno financeiro da decisão buscando atrasar ao máximo a compensação para o período em que há grande volume de energia sobrando dos contratos de longo prazo.

Ao longo do período de estudo, há também exposições positivas e negativas assumidas pelo modelo. As decisões estão sempre atreladas à expectativa do PLD ao

longo dos meses, tanto de exposição negativa quanto a compensação ou exposição positiva.

Seguindo a mesma linha, é importante também avaliar o comportamento do modelo para situações onde o consumo da carteira de clientes chega aos limites máximos previstos nos contratos. Propomos, então, um cenário de alto consumo.

6.3. ALTO CONSUMO

Na busca de identificar a relação existente entre a decisão assumida pelo modelo com a projeção de consumo dos clientes, traçamos um terceiro cenário que alta expectativa de consumo.

A exemplo do cenário anterior, foram alteradas apenas as projeções de consumo dos clientes parando sempre no limite máximo permitido por contrato de venda de energia.

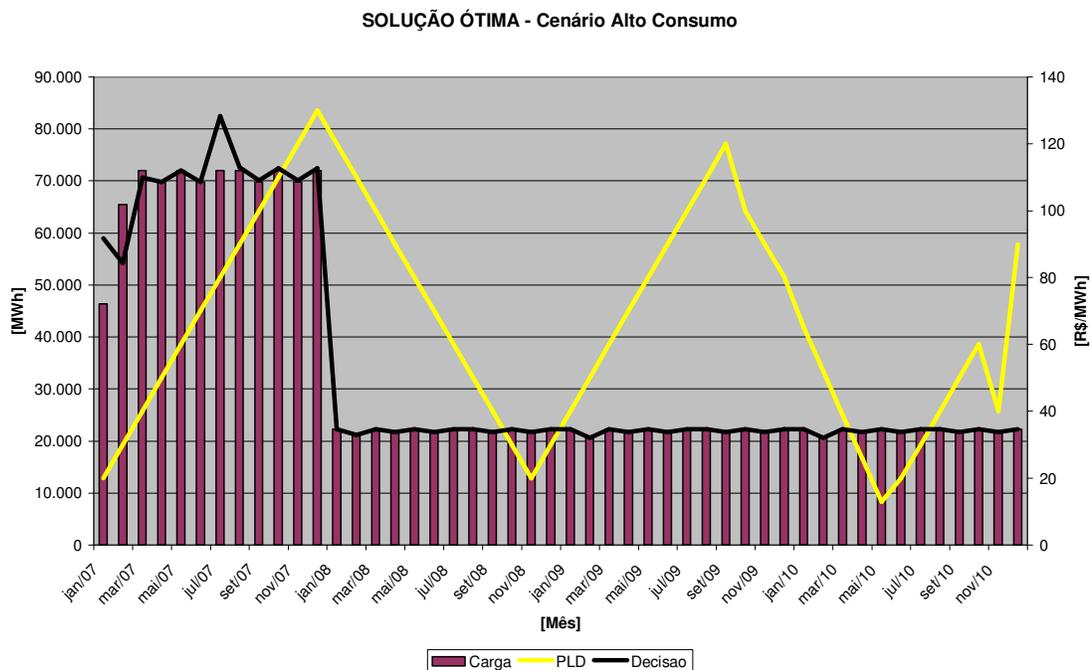


Figura 17 - Cenário de alto consumo

Note que o modelo decide uma exposição negativa (*short*) para o agente no início do período de estudo e compensa esta exposição a partir de Junho/2007. Ao verificar a curva de preços projetada para o PLD, notamos que o modelo não procura compensar a exposição negativa nos meses de pico do preço. Isso ocorre porque temos uma série de contratos com preços fixos terminando ao final do ano de 2007. Como não é possível compensar os volumes nestes meses, o modelo opta por antecipar a compensação e garantir o ganho financeiro com a operação.

A princípio, a pior situação seria a de consumo alto dos clientes. Porém, é preciso lembrar que num cenário de alto consumo, os ganhos de contrato são certos já que há preços pré-estabelecidos e o risco do agente é praticamente nulo.

Pelos três cenários apresentados, podemos concluir que as restrições são aderentes às regras de comercialização e que o modelo é confiável. Porém, há que se considerar que toda transação tem um custo associado. Logo, dificilmente algum

investidor faria a opção de postergar ganhos sem que esta postergação pague um prêmio. Por isso faremos uma nova avaliação considerando uma avaliação financeira.

6.4. CASO BASE COM AVALIAÇÃO FINANCEIRA

Até o momento, estudamos o comportamento do modelo em situações de sobras e déficits de contratos. Assumimos, para isso, que o custo do dinheiro é o mesmo ao longo de todo o período de 4 anos, o que no mercado não é verdade.

É preciso analisarmos o comportamento do problema quando colocamos em foco uma avaliação financeira para que possa ser comparável a outras expectativas de investimento.

Para isso, traçamos o cenário Caso Base (nos mesmos moldes do item 6.1 Caso base) com uma taxa de desconto aplicada de 17,75% ao ano. Esta taxa, conforme mencionado anteriormente, contempla o valor da taxa básica de juros no país acrescido do risco e do custo de oportunidade de outro investimento.

Todas as receitas e custos para o todo o período de estudo serão trazidos a valor presente. Para tanto, usaremos os conceitos explorados na seção 3.1 Avaliação Financeira.

O resultado obtido com a rodada do modelo pode ser observado na Figura 18 a seguir:

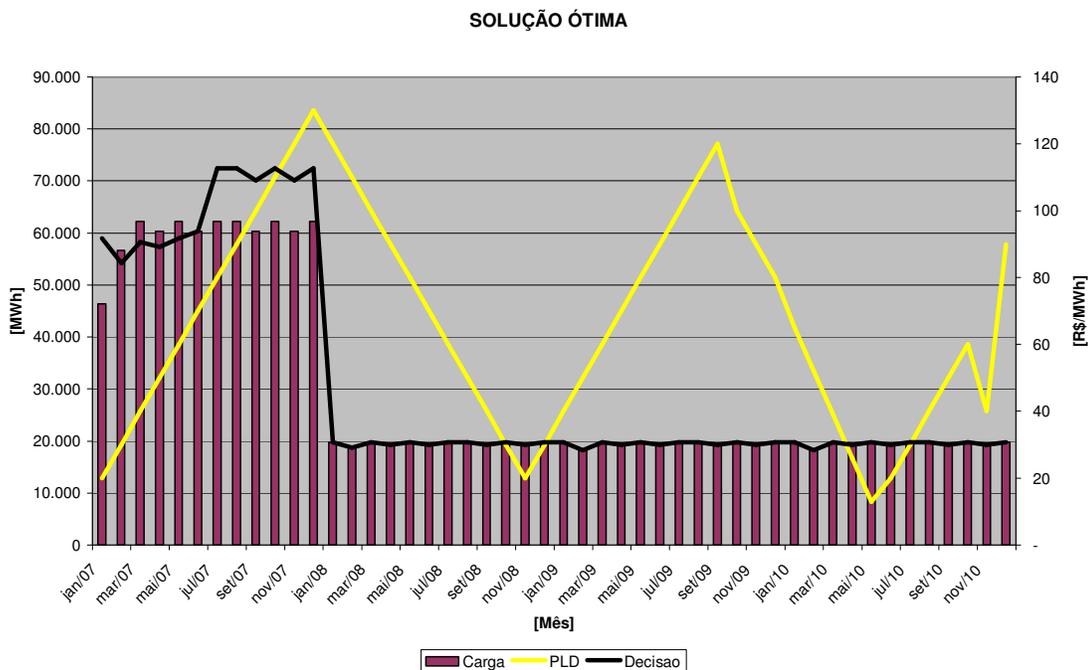


Figura 18 - Caso base com abordagem financeira

As decisões de compra e energia são afetadas diretamente pelo tempo em que elas ocorrem. Como tudo é descontado a uma taxa bastante significativa, a tendência do modelo é de optar por adiantar todas as receitas no curto prazo e colocar as despesas para o longo prazo.

Comparando-se os resultados obtidos neste modelo com o resultado obtido no item 6.1 Caso base, percebemos que praticamente não há diferença na solução. A explicação para isso está na variação do PLD que é bem mais significativa para o resultado final da função objetivo do que a aplicação da taxa de desconto (PLD variando de R\$ 18,00/MWh até R\$ 130,00/MWh).

Outro aspecto que influencia o resultado é a diminuição acentuada dos volumes de contrato de energia a partir de Janeiro/2008 no modelo. A redução dos volumes de compra e venda também causam uma diminuição da capacidade de manobra, tornando a variação da decisão por conta da avaliação financeira praticamente imperceptível.

Até o momento, vimos que as variações de cenários de carga podem influenciar o resultado final da função objetivo, porém, dificilmente impactarão fortemente na tomada de decisão porque há uma proteção dada pelos limites máximos e mínimos do contrato.

Vimos também a modelagem contemplando avaliação financeira é importante para que as simulações de contratos podem ser comparadas às outras opções de investimentos. E que esta modelagem influencia pouco na decisão por conta de seu peso na função objetivo.

Todas estes cenários nos indicam que a grande variável influenciadora na decisão do modelo é o PLD. E que esta variável, apesar de ter valores mínimos e máximos estabelecidos em lei, podem fazer com que a estratégia tenha que ser totalmente alterada para curto, médio e longo prazo.

Uma maneira de tentar proteger a operação apontada pelo modelo é a de criar diversos cenários de PLD. Estes cenários devem conter desde sensibilidades de expectativas de vazões, passando por projeções de consumo em cada submercado, até avaliações dos cronogramas de obras de ampliação, repotencialização de usinas ou mesmo ingresso de novas usinas no sistema.

Apresentaremos, a seguir, os resultados considerando cenários de PLD com suas respectivas probabilidades dentro da modelagem proposta no item 5.3 Valor esperado para PLD.

6.5. VALOR ESPERADO

Para avaliarmos o comportamento do modelo frente às incertezas de PLDs futuros, implementamos as equações discutidas no capítulo anterior contendo adaptações para cenários e suas probabilidades.

Para este caso, o modelo foi rodado com um total de 8 cenários de preços. Contudo, não há qualquer limitação do ponto de vista da modelagem do problema para inserção de mais cenários.

A Figura 19 a seguir demonstra o grau de variação dos cenários de PLD.

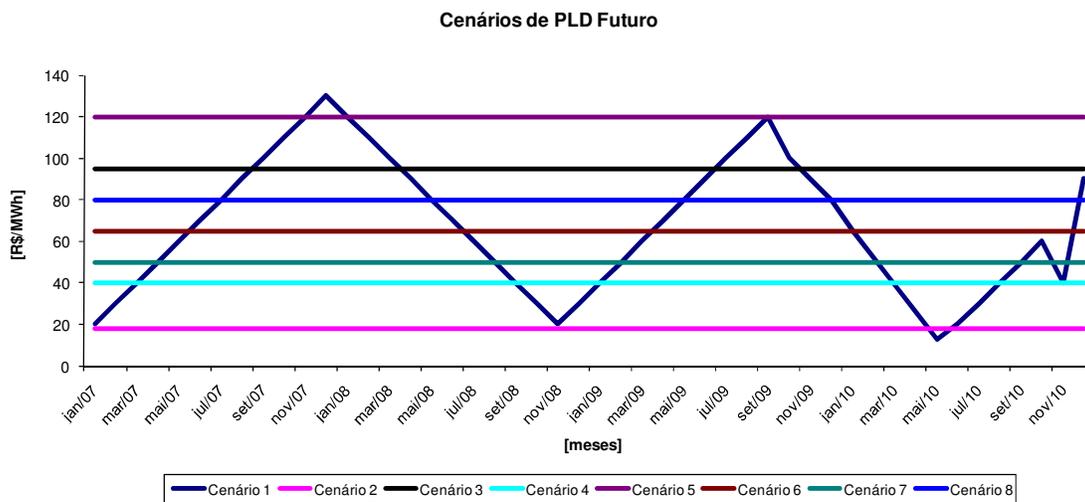


Figura 19 - Cenários de PLD

Estes cenários são fictícios e foram criados para simular situações críticas de PLD.

Para que o modelo possa trabalhar com os cenários de PLD, é preciso identificar quais são as probabilidades associadas a cada cenário de preços. No caso deste estudo, estamos adotando como premissa que os cenários são todos equiprováveis. Isso porque não temos qualquer indício ou informação de que um cenário é mais realista do que outro.

Para incluir esta avaliação de cenários, precisamos alterar apenas a etapa de avaliação dos preços futuros. Isso se espelha nos valores associados ao custo da exposição futura (discutido em 5.1.6 Exposição Futura).

O resultado da rodada do modelo pode ser visualizado na figura a seguir:

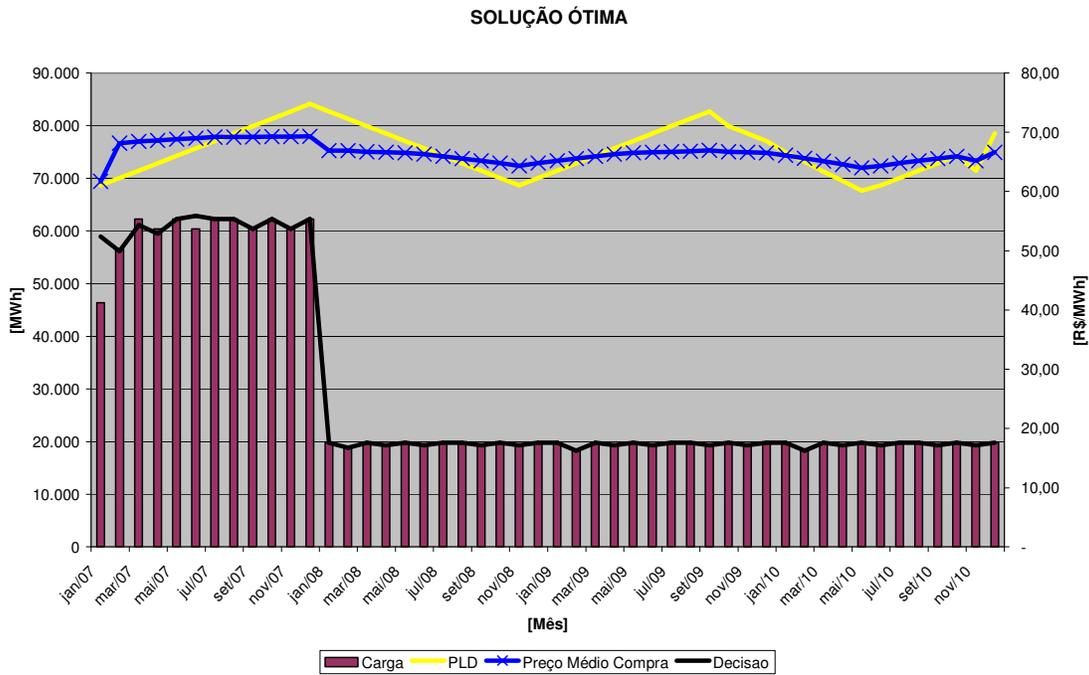


Figura 20 - Caso base com cenários de PLD

Podemos verificar que o modelo procura sempre explorar as condições do preço futuro para decidir se há a possibilidade de ganhos com a exposição. Neste caso, especificamente, percebemos que o valor do PLD projetado não se diferencia muito do custo de compra de energia dos contratos já firmados. Isso porque os cenários têm um efeito de atenuação na variação do PLD.

Como há risco nas decisões de comercialização, o modelo automaticamente assume valores muito próximos a zero para toda a exposição. Isso ainda aliado a uma diminuição das margens de comercialização do portfólio de contratos da comercializadora em questão.

Se compararmos a Figura 15 - Caso Base, a Figura 18 - Caso base com abordagem financeira e a Figura 20 - Caso base com cenários de PLD, percebemos que a grande diferença na decisão assumida pelo modelo está intrinsecamente ligada a variação do PLD.

7. INFLUÊNCIA DO PLD

Neste capítulo discutiremos os reflexos da variação do PLD no modelo de otimização proposto. Apesar de termos outras variáveis desconhecidas, podemos perceber que a projeção de PLD futura pode influenciar significativamente a decisão apontada pelo modelo.

Como utilizamos um intervalo de estudo que se inicia em janeiro de 2007 e se estende até dezembro de 2010, temos o conhecimento da maioria dos PLDs realizados e podemos compará-los aos PLDs projetados para o mesmo período.

Faremos, ainda, uma avaliação da influência do PLD no resultado da função objetivo. Mesmo ela não sendo o principal item de avaliação para a tomada de decisão, é um indicador importante para entendermos e explicarmos o comportamento do modelo.

7.1. CORRELAÇÃO ENTRE PLD E OS RESULTADOS

Um dos principais dados de entrada do problema de comercialização de energia é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Com base na expectativa futura do PLD, o modelo acaba convergindo para uma solução ou apontando para outra completamente oposta. No âmbito da comercialização de energia, conhecer ou ser capaz de realizar projeções muito próximas dos dados realizados pode fazer a diferença.

Para tentarmos avaliar qual o real impacto que uma variação do PLD ao longo do período de estudo pode trazer ao modelo, faremos um estudo de correlação entre os possíveis valores que podem ser assumidos pelo PLD com os valores resultados da função objetivo.

Como grande parte do período de estudo proposto para o problema já se encerrou, podemos coletar as informações de PLD reais da região Sudeste/Centro Oeste e compará-las com os dados de saída do modelo NEWAVE, conforme Figura 21.

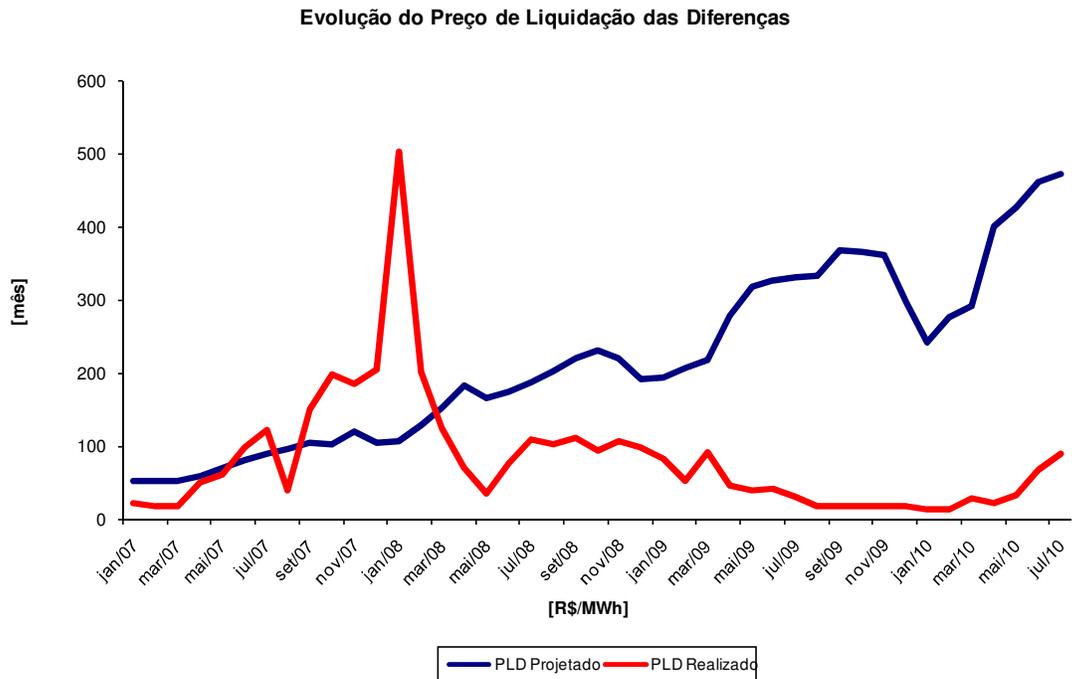


Figura 21 - PLD projetado e Realizado

Ao compararmos a projeção dos preços com o histórico realizado, percebemos que o comportamento dos preços é bastante difícil de prever e também possui variações ao longo do tempo que influenciam no resultado e podem dificultar a avaliação do comportamento da modelagem.

Uma forma bastante simples de retirar este efeito sem prejudicar a análise dos resultados foi de projetar uma série de PLDs em uma função que represente certa variação, porém, de maneira controlada conforme mostram a tabela e gráfico a seguir:

Mês de Referência	PLD Projetado	PLD Realizado	Mês de Referência	PLD Projetado	PLD Realizado
jan/07	20,00	22,62	jun/08	70,00	76,2
fev/07	30,00	17,59	jul/08	60,00	108,42
mar/07	40,00	17,59	ago/08	50,00	102,79
abr/07	50,00	49,36	set/08	40,00	109,93
mai/07	60,00	59,96	out/08	30,00	92,43
jun/07	70,00	97,15	nov/08	20,00	106,14
jul/07	80,00	122,59	dez/08	30,00	96,97
ago/07	90,00	39,27	jan/09	40,00	83,64
set/07	100,00	149,53	fev/09	50,00	52,08
out/07	110,00	198,13	mar/09	60,00	90,87
nov/07	120,00	185,11	abr/09	70,00	46,46
dez/07	130,00	204,93	mai/09	80,00	39
jan/08	120,00	502,45	jun/09	90,00	40,84
fev/08	110,00	200,42	jul/09	100,00	30,43
mar/08	100,00	124,7	ago/09	110,00	16,31
abr/08	90,00	68,8	set/09	120,00	16,31
mai/08	80,00	34,18	out/09	100,00	16,31

Tabela 9 - Comparativo entre PLD projetado e realizado

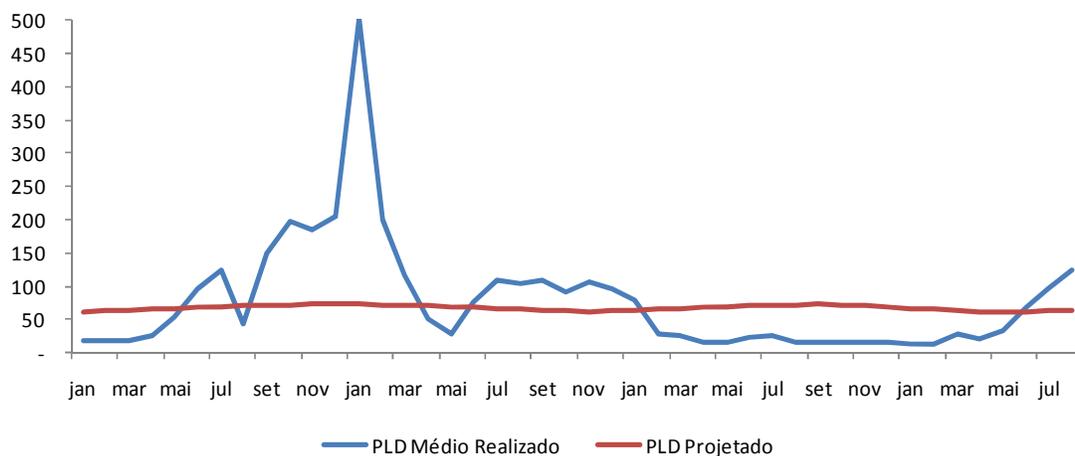


Figura 22 - Comparativo entre PLD projetado e realizado

Os valores projetados foram utilizados para a avaliação do comportamento do modelo em situações de preços superiores aos dos contratos de compra de energia e situações de preços inferiores.

Para avaliarmos a correlação existente entre a solução dada pelo modelo matemático e a variação do PLD, tomaremos um valor de PLD para todo o período de estudo, partindo do mínimo (R\$ 16,31/MWh) e chegando ao máximo (R\$ 633,37/MWh). Isso sempre variando a uma escala de R\$ 16,31 a cada rodada do modelo.

A Tabela 10, a seguir, mostra os resultados obtidos em seguidas rodadas do modelo com os PLDs constantes ao longo do tempo:

PLD [R\$]	Função Objetivo [R\$MM]	PLD [R\$]	Função Objetivo [R\$MM]
16,31	R\$ 77,32	326,2	R\$ 73,78
32,62	R\$ 83,17	342,51	R\$ 72,34
48,93	R\$ 88,97	358,82	R\$ 70,91
65,24	R\$ 94,39	375,13	R\$ 69,48
81,55	R\$ 95,24	391,44	R\$ 68,05
97,86	R\$ 93,81	407,75	R\$ 66,62
114,17	R\$ 92,38	424,06	R\$ 65,19
130,48	R\$ 90,95	440,37	R\$ 63,76
146,79	R\$ 89,52	456,68	R\$ 62,33
163,1	R\$ 88,09	472,99	R\$ 60,89
179,41	R\$ 86,66	489,3	R\$ 59,46
195,72	R\$ 85,23	505,61	R\$ 58,03
212,03	R\$ 83,79	521,92	R\$ 56,60
228,34	R\$ 82,36	538,23	R\$ 55,17
244,65	R\$ 80,93	554,54	R\$ 53,74
260,96	R\$ 79,50	570,85	R\$ 52,31
277,27	R\$ 78,07	587,16	R\$ 50,87
293,58	R\$ 76,64	603,47	R\$ 49,44
309,89	R\$ 75,21	619,78	R\$ 48,01

Tabela 10 - Variação da função objetivo em relação ao PLD

Como o período de estudo é relativamente grande (48 meses completos) e os volumes de contratos também são expressivos, o resultado da função objetivo que contempla as decisões de compra e venda para cada mês também acaba sendo um valor elevado. Por isso, a Tabela 10 tem seus valores expressos em milhões de reais.

Para uma melhor análise de correlação, colocaremos as informações acima em forma de gráfico conforme segue:

Correlação - Função Objetivo x PLD

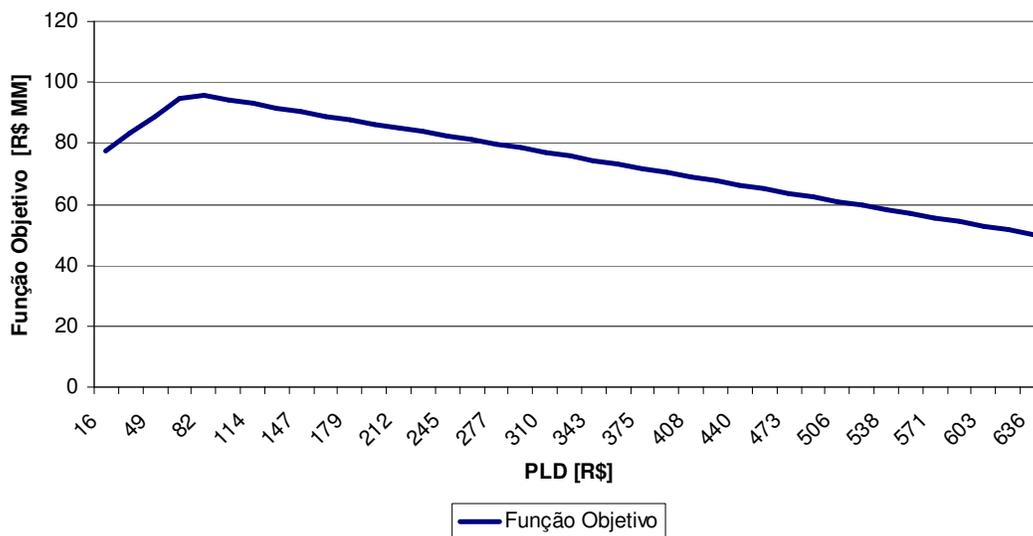


Figura 23 - Variação da função objetivo em relação ao PLD

Pelo gráfico acima, podemos perceber que há um ganho na função à medida que o PLD aumenta. Porém, percebemos também que a partir da faixa de R\$ 85/MWh, a função começa a decrescer suavemente.

Este comportamento pode ser explicado pela lógica do modelo. Com PLD assumindo valores bem abaixo dos valores de contratos de longo prazo já assumidos pelo agente, teremos uma comercialização "pobre". Isso quer dizer que o modelo fará sempre a opção pelo mínimo de cada contrato e optará pela complementação da venda em contratos também de curto prazo.

Como no mercado as negociações são sempre feitas tendo como margem um valor percentual sobre o PLD médio do mês, quando este assume valores baixos, o resultado financeiro da comercialização também fica prejudicado. É possível perceber que, à medida que o PLD aumenta, o valor da função objetivo aumenta também.

Já que partimos para uma variação do PLD linear, percebemos também um aumento da função objetivo praticamente linear. Este resultado já podia ser esperado, uma vez que também estamos lidando com um problema cuja proposta de modelagem é linear. Além deste detalhe, o modelo também toma decisões praticamente iguais para valores de PLD inferiores a média do custo de compra de contratos de longo prazo.

Ao ultrapassarmos a barreira de R\$ 65/MWh, podemos perceber que a curva toma um formato diferente. Isso decorre de decisões de compra diferentes e também acaba influenciando no custo médio de compra. Acima deste valor, alguns contratos de longo prazo passam a ter valores mais interessantes do que os praticados em negociações de curto prazo.

Em seguida, a curva começa a decair. Isso ocorre praticamente a um PLD de R\$ 82/MWh. Isto porque nenhum dos contratos de compra de energia vigentes possui preços superiores aos de R\$ 80/MWh. Nesta situação o modelo entende que o agente deve optar pelos valores máximos de contrato e negociar as sobras na liquidação ou em negócios de curto prazo.

Como o modelo prevê penalização para a comercialização pura e simples de curto prazo (compra no curto prazo para venda no curto prazo), naturalmente a função objetivo migrará para a simples liquidação. Contudo, esta é apenas uma parametrização do modelo que pode ser alterada dependendo do apetite ao risco do agente. Sua variação acaba apenas alterando a inclinação da curva a partir do decréscimo da função objetivo.

O decréscimo da função até o valor teto do PLD pode ser explicado basicamente pelo alto custo da exposição. Quando o modelo atinge o seu máximo de comercialização, ou seja, todos os contratos com opção máxima, todo o resto fica por conta da liquidação ou venda no curto prazo. Neste caso, ao aumentar o PLD, aumenta-se o custo da exposição e esta pode assumir valores muito mais significativos do que a própria comercialização de longo prazo. Isso acaba distorcendo o valor da função objetivo.

8. APLICAÇÃO DO MODELO A UM CASO REAL

Uma maneira de conhecermos o potencial da ferramenta proposta é testá-la em casos reais e comparar as operações propostas pelo modelo às decisões tomadas pelos traders no mesmo período.

Neste capítulo, aplicaremos a modelagem proposta em um mês atípico onde os principais dados de entrada que podem afetar significativamente o modelo variaram significativamente. Nesta situação, a resposta do modelo deve ser diferente da “solução trivial” e será base para a discussão da aplicabilidade do modelo em situações reais do setor elétrico brasileiro.

8.1. CASO REAL

Para testarmos o modelo, reproduziremos os dados do mês de dezembro do ano de 2006. É comum termos variação do perfil de consumo dos clientes neste mês por conta da redução do ritmo produtivo, aplicação dos estoques gerados nos últimos meses e início de férias coletivas.

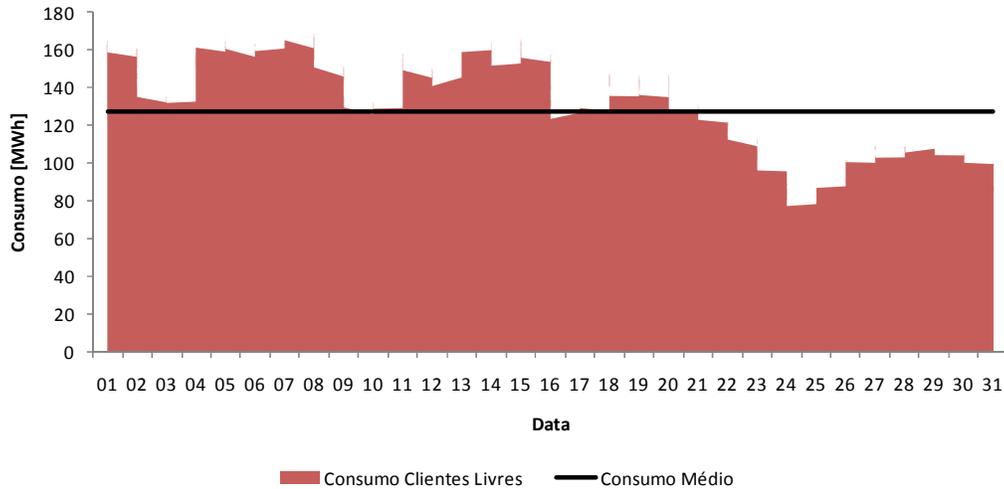


Figura 24 – Perfil de Carga em dezembro/2006

Na Figura 24 podemos perceber a queda no consumo ao longo das horas do dia. Por si só, o consumo com este perfil já embute certo risco à comercialização porque há vários períodos em que o agente ficará exposto com posição *short* no início do mês e *long* no final do mês e seu consumo fechou em 94.459 MWh.

Esta exposição pode ser vantajosa ou não dependendo do perfil do PLD. A figura abaixo mostra o PLD horário para o mesmo período:

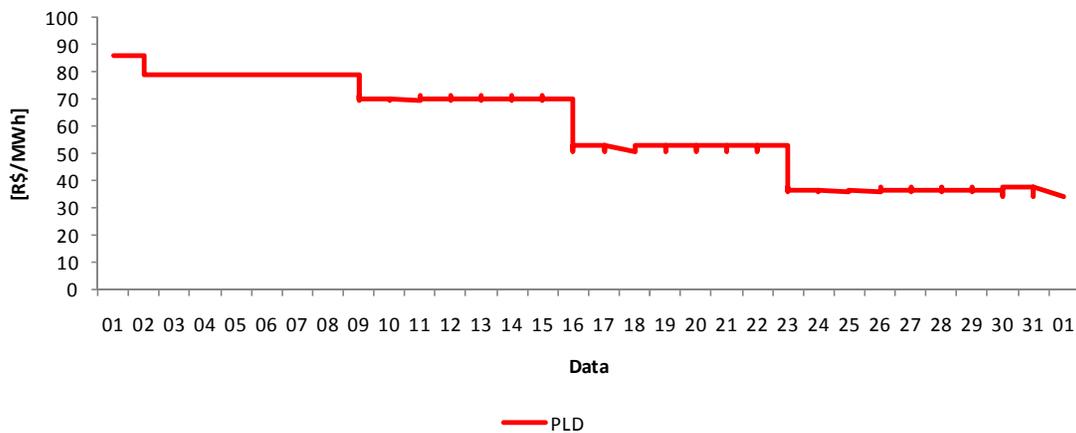


Figura 25 – Perfil do PLD em dezembro/2006

Com os perfis apresentados na Figura 24 (carga) e Figura 25 (PLD), percebemos que a exposição do agente não será vantajosa, haja visto que nos períodos de déficit de contratos de compra de energia, o PLD está alto e nos períodos de sobra, o PLD está baixo. Lembrando que no momento da contabilização de dezembro/2006, os dados horários de consumo dos clientes já eram conhecidos sendo desnecessárias avaliações de cenários de carga.

A solução trivial para o mês está baseada na comparação entre os preços dos contratos de compra de energia e o PLD médio, que no mês de dezembro de 2006 fechou com o valor de R\$ 58,75/MWh no sudeste.

As operações de curto prazo estão todas lastradas no PLD médio do fechamento do mês adicionando-se um ágil que consideraremos de 10%. Portanto, contratos de curto prazo seriam fechados no valor de R\$ 64,63/MWh.

A tabela a seguir mostra os contratos e suas respectivas opções de contratação de energia:

Fornecedor	Período de Suprimento		Volume Contratado		Variação		Preço 2007
	Início	Fim	MWh	MW med	Take or Pay	Volume Máximo	
COMERCIALIZADOR I	jan-2004	dez-2006		9,30	90,00%	110,00%	74,77
COMERCIALIZADOR II	jan-2004	dez-2006		10,20	85,00%	115,00%	74,77
COMERCIALIZADOR III	fev-2004	dez-2006	1.650		90,00%	110,00%	75,09
COMERCIALIZADOR IV	mar-2004	dez-2006	2.800		85,00%	115,00%	75,84
GERADOR C	mar-2004	dez-2006	18.000		85,00%	110,00%	75,56
GERADOR F	jan-2005	dez-2006		2,70	85,00%	115,00%	72,8
GERADOR H	jul-2004	dez-2007		26,10	70,00%	130,00%	77,53
GERADOR I	jan-2005	dez-2007		24,00	85,00%	115,00%	68,05
COMERCIALIZADOR VI	out-2004	dez-2006		12,00	80,00%	120,00%	59,62
COMERCIALIZADOR VIII	fev-2004	dez-2010		14,70	80,00%	120,00%	67,84
GERADOR K	jan-2006	dez-2010		6,00	85,00%	115,00%	62,5
GERADOR L	jan-2006	dez-2007		10,80	95,00%	105,00%	64,55
CURTO PRAZO	jan-2006	dez-2010	10.000		0,00%	100,00%	64,63

Tabela 11 – Portfólio de compra de energia

Analisando apenas os preços de energia, optaríamos pelos volumes máximos dos contratos com o Comercializador VI, Gerador K e Gerador L e mínimos dos demais, o que totalizaria um volume de compra de 95.354MWh.

A diferença entre o volume de compra e de venda (895 MWh) seria totalmente vendida a contratos de curto prazo flat pelo valor de R\$ 64,63/MWh totalizando uma receita de R\$ 57.800.

Além dos contratos de curto prazo, esta operação ainda seria liquidada na base horária pela CCEE e traria um custo de R\$ 220.742 e um custo total de operação de R\$ 6,87 milhões.

Ao rodarmos o modelo, tivemos uma resposta diferente. As opções do modelo foram pelos volumes máximos nos contratos com o Comercializador VI, Comercializador VIII, Gerador K, Gerador L e ainda compra de energia no curto prazo pagando o ágil de 10% totalizando um volume de compra de 109.655 MWh.

Ainda pelo modelo, liquidaríamos toda a energia na CCEE totalizando trazendo uma receita de R\$ 620.053 e um custo total de operação de R\$ 7,02 milhões.

A diferença no mês de dezembro de 2006 entre a solução trivial e a solução proposta pelo modelo está em mais de R\$ 150 mil. Contudo, ao analisarmos a expectativa de ganho futura, o modelo converge para um custo global de operação com receita de R\$ 2,164 milhões enquanto as operações triviais conduziriam o mesmo agente para a receita de R\$ 1,759 milhões. Além disso, a solução trivial ainda traria um custo adicional de R\$ 6,4 mil em penalidades por déficit de lastro de energia no patamar pesado.

Esta receita extra de R\$ 411 mil está associada a avaliação das futuras operações além da avaliação horária do custo de cada operação. E sem o modelo, fica inviável o desenho de todos os cenários possíveis antes de tomar as decisões.

9. CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO

O mercado livre de energia elétrica está bastante consolidado no País; de fato, é fundamental para a competitividade das indústrias num cenário globalizado. O trabalho desenvolvido contribui para a obtenção de boas alternativas de comercialização.

Apresentamos a composição do setor elétrico brasileiro bem como suas regras para a comercialização no ambiente de contratação livre. Com base nestas regras, foi proposta uma modelagem matemática para permitir a alocação ótima do portfólio de contratos de um agente. Sua contribuição principal foi o desenvolvimento de metodologia para fornecer aos investidores avaliações quantitativas otimizadas para cenários alternativos de condições mercadológicas, com verificação de ganhos financeiros potenciais em cada operação e maximização dos resultados.

Além da especificidade de abordar as características de comercialização de energia no Brasil, o trabalho trouxe uma inovação ao considerar a operação ótima de contratos, tema que até então não havia sido abordado na ampla literatura internacional sobre riscos na comercialização de energia.

Os estudos de casos realizados permitem concluir que o modelo proposto para a operacionalização da comercialização de energia elétrica é consistente, no sentido de propor soluções adequadas ao problema. Assim, pode auxiliar as decisões de compra e venda de agentes comercializadores de energia elétrica em empresas brasileiras.

A partir das análises de cenários, percebemos também que há variáveis macroeconômicas externas que podem influenciar o resultado das decisões sobre comercialização de energia. Contudo, grande parte delas não traz um risco significativo para o agente, por conta dos mecanismos de proteção (limites máximos e mínimos estabelecidos em cada contrato).

Por outro lado, os valores dos PLDs futuros, que são informações de entrada para o processo de otimização, podem influenciar muito a decisão final.

Por fim, observamos que o mais importante para a tomada de decisões é o volume associado a cada contrato para a comercialização, e não os valores específicos atingidos pelas funções objetivo associadas aos cenários estudados. Assim, garantimos que cada decisão estará sempre alinhada com a estratégia futura da empresa.

9.1. CONSIDERAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Segundo o "Relatório de Informações ao Público - Análise Anual 2009" da CCEE, em 2009 cerca 15,3% de toda a energia elétrica consumida no país foi proveniente de contratos de comercialização no ambiente livre. Como a energia elétrica é insumo para os produtos industrializados, é necessário o monitoramento das condições de mercado de energia elétrica.

O trabalho desenvolveu um modelo que permite simulações de possibilidades de contratação e avaliações da posição diante de incertezas futuras. Contudo, não foram explorados riscos associados a cada decisão.

Nessa linha, o trabalho pode ser complementado com análises de sensibilidade baseadas nas variáveis duais do problema. Isso daria uma idéia de "peso" de cada restrição no resultado final do modelo. Esta análise pode auxiliar na mitigação de riscos associados que estão fora de controle dos analistas, como a projeções de carga e PLD.

Outra questão que pode ser objeto de complementação para o estudo é a modelagem da divisão do Brasil em 4 submercados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). A comercialização entre os submercados é permitida, porém os agentes devem assumir os riscos decorrentes das diferenças de PLDs, já que toda a energia é necessariamente liquidada dentro de cada submercado.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Adler, I., Resende, M. G. C. & Veiga, G. 1989, 'An implementation of Karmarkar's Algorithm for linear programming', *Mathematical Programming*, vol. 44, pp. 297-335.

Anderson, David R., Sweeney, Dennis J. & Williams, Thomas A. 2003, *Estatística Aplicada à Administração e Economia*, Pioneira Thomson Learning, São Paulo.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Banco de Informações de Geração. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>>. [20 de março de 2010].

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Fiscalização dos Serviços de Geração. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>>. [20 de março de 2010].

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Informações Técnicas, Lei 9.074. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei19959074.pdf>>. [20 de março de 2010]

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Informações Técnicas, Nota Técnica 128/2009-SEM/ANEEL. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2009385.pdf>>. [27 de dezembro de 2010]

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Informações Técnicas, Resolução Homologatória 755. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2008755.pdf>>. [29 de maio de 2010]

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Informações Técnicas, Resolução Homologatória 926. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2009926.pdf>>. [29 de maio de 2010]

ABRACEEL - Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica <<http://www.abraceel.com.br>>. [20 de março de 2010]

Bertsimas, Dimitris & Tsitsiklis, John N., 1997 *Introduction to Linear Optimization* Athena Scientific, Belmont.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Relatório de Informações ao Público - Análise Anual 2009. Disponível em <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Relatorios_Publico/Anual/relatorio_anual_2009_2.pdf>

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Regras de Comercialização - Vigente. Disponível em <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=83bba5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. [20 de março de 2010].

Deng, Shi-Jie & Xu, Li 2009, 'Mean-risk efficient portfolio analysis of demand response and supply resources', *Energy*, vol. 34, pp. 1523-1529.

Fang, S. & Puthenpura, S. 1993, *Linear Optimization and Extensions – Theory and Algorithms*, Prentice Hall, New Jersey.

Galvani, V. & Plourde, A. 2009, 'Portfolio diversification in energy markets', *Energy Economics*, vol. 32, pp. 257-268.

Hadley, G. 1963 *Linear Programming 2nd edn.*, Addison-Wesley, USA.

Huang, Y. & Wu, J. 2008, 'A portfolio risk analysis on electricity supply planning', *Energy Policy*, vol. 36, pp. 627-641.

Huisman, Ronald, Mahieu, Ronald & Schlichter, Felix 2008, 'Electricity portfolio management: Optimal peak/off-peak allocations', *Energy Economics*, vol. 31, pp. 169-174.

Liu, Min & Wu, Felix F., 'Risk management in a competitive electricity market', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 29, pp. 690-697.

Karmarkar, N. 1984, 'A New Polynomial-Time Algorithm for Linear Programming', *Combinatorica*, vol. 4, pp. 373-375.

Kettunen, Janne, Salo, Ahti & Bunn, Derek W. 2010, 'Optimization of Electricity Retailer's Contract Portfolio Subject to Risk Preferences', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 117-128.

Kreyszig, Erwin 1993, *Advanced Engineering Mathematics* 7th edn., John Wiley & Sons, New York.

Luenberger, David G. 1984 *Introduction to Linear and Nonlinear Programming* 2nd edn., Addison-Wesley Publishing, New York.

Luenberger, David G. 1998 *Investment Science*, Oxford University Press, Oxford.

Muñoz, José I., la Nieta, Agustín A. S., Conteras, Javier & Bernal-Agustín, José 2009, 'Optimal investment portfolio in renewable energy: The Spanish case', *Energy Policy*, vol. 37, pp. 5273-5284.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico em <<http://www.ons.org.br>> [20 de março de 2010].

Passos, A. N., *Estudos em Programação Linear*, Dissertação de Mestrado, Instituto de Matemática, Computação e Estatística – UNICAMP.

Pinto, L., Fernandez, M., Macêdo, L.H. & Szczupak, J. 2007, 'Building the Optimal Contract Portfolio under Non-Probabilistic Uncertainties', *Powertech 2007*, paper 504.

Spivey, W. A. & Thrall, Robert M. 1970 *Linear Optimization*, Holt, Rinehart and Winston New York.

Street, A., Barroso, L. A., Flach, B., Prereira, M. V. & Granville, S. 2009, 'Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, pp. 1136-1144.

Wright, Stephen J. 1996, *Primal-Dual Interior-Point Methods*, SIAM Publications, Philadelphia.

Xu, Jun, Lush, Peter B., White, Frederick B., Ni, Ernan & Kasivinswanathan, Krishnan 2006, 'Power Portfolio Optimization in Deregulated Electricity Markets with Risk Management', *IEEE Transactions on power systems*, vol. 23, pp. 1653-1662.