

## **A Estratégia de Mercado das Geradoras Hidrelétricas: Uma Análise à luz da Teoria das Restrições\***

Hydro Power Plants Strategies: An Analysis using the Theory of Constraints

Rafael Borges Morch<sup>1</sup>  
Alessandra de Barros Correia<sup>2</sup>  
André Luís da Silva Leite<sup>3</sup>  
Cláudio Rocha Bueno<sup>4</sup>  
Samuel Cogan<sup>5</sup>

### **Resumo**

Dado o grande número de rios e bacias, o setor elétrico brasileiro é constituído por um grande número de usinas hidrelétricas, que geram a maior parte (80%) da energia do país. Desta forma, é importante que seja feito um planejamento adequado deste tipo de geração, levando em consideração as restrições às quais as usinas estão sujeitas, dado o fato de as bacias hidrográficas serem interligadas e a necessidade de otimização do sistema. Para a Teoria das Restrições, os esforços da empresa devem visar a maximização de seu resultado global, concentrando-se na gestão das restrições. Assim, o objetivo deste estudo é demonstrar por meio de uma abordagem quantitativa o efeito desta teoria nas estratégias das empresas de geração hidrelétrica. Primeiramente, foi realizada uma pesquisa bibliográfica e documental. Em seguida, apresenta-se uma simulação numérica com a aplicação da Teoria das Restrições para se evidenciar os principais impactos na avaliação do desempenho perante as decisões tomadas. Conclui-se que, dadas as características do setor elétrico brasileiro, a decisão estratégica da empresa é a escolha do nível ótimo de contratação.

**Palavras-chave:** Teoria das Restrições; Setor elétrico; geração de energia; usina hidrelétrica.

### **Abstract**

Due to the large number of rivers and basins, almost 80% of the electricity generated in Brazil comes from hydroelectric power plants. Thus, the Brazilian Electricity Industry is integrated and the System Operator aims to optimize its operation and planning, especially concerning the balance

---

\* Artigo recebido em 02.07.2008, aprovado em 22.09.2009

<sup>1</sup> Mestre em Ciências Contábeis, Professor da FACC/UFRJ. Endereço: Av. Pasteur, 250 Rio de Janeiro/RJ, CEP: 22290240 E-mail: rafael.morch@gmail.com.

<sup>2</sup> Graduada em Ciências Contábeis, E-mail: abarros@uninet.com.br

<sup>3</sup> Doutor em Engenharia da Produção, Professor da Unisul, E-mail: andre.leite@unisul.br.

<sup>4</sup> Graduado em Ciências Contábeis, Técnico de Furnas, E-mail: crbueno@furnas.com.br.

<sup>5</sup> Doutor em Engenharia da Produção, Professor da FACC/UFRJ, E-mail: scogan@facc.ufrj.br.

between wet and dry seasons. So, an appropriate planning, for hydro generators, must be done, taking into consideration the hydroelectric power plants constraints. According to the Theory of Constraints (TOC), the company efforts should aim the optimization of their global result, focusing on the management of the constraints. So, the goal of this paper is to demonstrate the effect of this Theory on the hydroelectric power generation through an application of a quantitative approach. Firstly, we did a bibliographical and documental research. Secondly, we did a numeric simulation with the application of the TOC, to show the major impacts in the performance measure of decision making. As a result, we conclude that in this kind of industry, the strategy for the firms is to estimate an optimal level of contracts.

**Keywords:** Theory of Constraints; electricity industry; energy generation; hydroelectric power plant.

## 1 Introdução

A energia elétrica é condição básica para o desenvolvimento sócio-econômico de qualquer nação. Como o Brasil é dotado de um grande número de rios, e bacias, interdependentes, a maior parte da eletricidade gerada no país, aproximadamente 85%, é de fonte hidráulica. O processo histórico de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro constituiu-se na construção de grandes usinas hidrelétricas. Conjuntamente, grandes reservatórios eram também constituídos de modo a possibilitar a regularização da geração de eletricidade entre os períodos seco e úmido (LEITE e SANTANA, 2006).

Restrições ambientais instituídas com a promulgação da Constituição de 1988 reduziram a capacidade de se fazer grandes reservatórios. As recentes reformas pelas quais passou o setor elétrico brasileiro (1996, no governo FHC, e 2004, no governo Lula) modificaram expressivamente o cenário, criando um setor com matriz energética híbrida, ou seja, hidrotérmico. Porém, mesmo com a introdução de novas fontes energéticas – e.g. gás, óleo – ainda há expressiva predominância da matriz hidráulica, dado os custos reduzidos comparativamente ao de outras tecnologias. Além do mais, o objetivo da operação do sistema é garantir a maior produção de energia ao menor custo possível, ou seja, otimizando a geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, bem como o transporte pela rede de transmissão com a máxima segurança, para que diferentes empresas distribuidoras a façam chegar aos consumidores.

Dadas as características físicas do setor elétrico, especialmente a não-estocabilidade da eletricidade e a otimização econômica do despacho hidrotérmico, a programação e a operação de geração de usinas, hidrelétricas e térmicas, harmonizam-se com a segurança operativa das redes de transmissão. E, para isso, levam-se em conta as restrições das usinas hidrelétricas e termelétricas e as restrições do sistema de transmissão. As geradoras de eletricidade não têm poder direto de decisão sobre sua produção. Esta é determinada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), órgão independente, responsável pelo despacho de eletricidade, ou seja, pela decisão de produção das usinas. O critério de despacho do ONS é por ordem de mérito, i.e., da unidade geradora de menor custo para a de maior custo. Porém, enfatiza-se, as decisões estratégicas sobre geração de eletricidade são exógenas às firmas.

As restrições operativas das usinas hidrelétricas afetam a sua produção de energia e o volume dos seus reservatórios, pois são decorrentes: de limites no uso múltiplo da água (para

abastecimento, saneamento, navegação e irrigação), de pré-requisitos ambientais e do controle de cheias, necessário para proteger de enchentes, as populações ribeirinhas.

Mediante tal situação, surgiu a motivação para este estudo, cujo objetivo é demonstrar por meio de abordagem quantitativa, que a teoria das restrições pode ser empregada na análise das estratégias das empresas de geração hidrelétrica – campo de estudo dotado de alta complexidade –, como uma forma de otimizar a produção. Para que esse objetivo seja alcançado, foi desenvolvido um estudo explicativo com delineamento bibliográfico e experimental.

A pesquisa explicativa tem como objetivo mostrar os fatores para a ocorrência de fenômenos (GIL, 1996). Esse tipo de estudo aprofunda o conhecimento da realidade porque explica a razão, o “porquê” das coisas.

Há mais de vinte anos que o enfoque da teoria das restrições (TOC – *Theory of Constraints*) vem sendo objeto de estudo de vários pesquisadores. Contudo, estudos aplicados ao segmento de energia elétrica e, mais especificamente, ao da geração hidrelétrica, não têm sido difundidos. Por isso, a presente pesquisa de acordo com sua natureza, segundo Silva e Menezes (2001), caracteriza-se como aplicada uma vez que objetiva gerar conhecimentos para aplicação prática dirigida à solução dos problemas específicos do segmento de geração hidrelétrica: gerenciar as restrições existentes no uso do potencial hidráulico dos reservatórios para uma maior maximização do lucro.

Quanto ao delineamento da pesquisa, sua base bibliográfica, permitiu uma compilação do que é a geração hidrelétrica para o setor elétrico, com as suas principais características e importância para a sociedade como insumo para os meios de produção bem como um *overview* da TOC. Sua base experimental é suportada pelos conceitos básicos da TOC empregados em simulações com dados hipotéticos envolvendo as restrições do segmento de geração hidrelétrica.

Embora o setor elétrico seja extremamente complexo, este trabalho se restringe a abordar a operação das empresas geradoras, sem levar em conta restrições físicas do sistema. Partiu-se para uma abordagem quantitativa que consiste na análise das restrições no contexto do subsistema sudeste/centro-oeste (SE/CO) do Sistema Interligado Nacional – SIN<sup>i</sup>, controlado pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

## **2 Conceito: A Teoria das Restrições**

A TOC foi desenvolvida na década de oitenta pelo físico israelense Eliyahu Goldratt. Resumidamente, a ênfase fundamental das idéias do autor é o alcance do que ele denomina de meta da organização, ou seja, toda organização prioriza ganhar mais dinheiro através de uma adequada gestão de produção (GUERREIRO, 1999).

Segundo Guerreiro (1999), Goldratt estabelece que a TOC deve definir parâmetros que auxiliam a medição do grau de alcance dessa meta, denominados medidas operacionais, listadas a saber: a) ganho ou *throughput* (G) - corresponde ao índice no qual o sistema gera dinheiro através das vendas. Representa a diferença entre as vendas reais e o custo do material direto, sendo este, nesse modelo, considerado como a única despesa variável; b) Inventário (I) - corresponde a todo o dinheiro que o sistema investe na compra de coisas que o sistema pretende vender; e c) Despesas

Operacionais (DO) - corresponde a todo dinheiro que o sistema gasta para transformar inventário em ganho.

O modelo de decisão proposto pela TOC envolve cinco etapas cujo objetivo é o de focalizar a atenção do gerente nos recursos restritos. Esses recursos restritos são os fatores inibidores do crescimento do lucro e podem ser mensurados pelo processo decisório composto das seguintes etapas: a) 1º passo - Identifique as restrições do sistema; b) 2º passo - Decida como explorar as restrições do sistema; Obtenha o melhor resultado possível dentro dessa condição; c) 3º passo - Subordine qualquer outro evento à decisão anterior; d) 4º passo - Elevar as restrições do sistema; e d) 5º passo - Se, nos passos anteriores, uma restrição for quebrada, volte ao passo 1, mas não deixe que a inércia se torne uma restrição do sistema (COGAN, 2007).

O conceito chave da TOC baseia-se no conceito de restrição, ou seja, o fator que restringe a atuação do sistema como um todo. Em essência, restrição significa qualquer obstáculo que limita o melhor desempenho do sistema em direção à sua meta; é o fator que determina o desempenho de todo o sistema, sendo denominada de gargalo.

A proposta de Goldratt (1989), para a tomada de decisão sem a determinação de custos, enfoca o mundo dos ganhos, rejeitando a determinação de custos; ele critica o fato dos gerentes, por muitos e muitos anos, administrarem as empresas enfatizando o mundo dos custos. Rejeita os rateios e direcionadores dos custos fixos, clamando ser impossível sua distribuição corretamente. Explica que para a determinação dos preços não é preciso conhecer os custos - os preços são determinados pelo mercado. A maximização do ganho é, portanto, a prioridade. A redução do inventário (segunda prioridade) e a redução das despesas operacionais (terceira prioridade) fazem parte do elenco de suas recomendações.

Santos *et al* (2006) destacam que podem ser encontrados dois tipos de restrição:

a) A primeira física, ou seja, restrição de recurso que engloba mercado, fornecedor, máquinas, materiais, pedido, projeto e pessoas - sendo um gargalo um caso particular de restrição que tem capacidade insuficiente. Portanto, recurso gargalo seria aquele cuja capacidade é inferior à sua demanda. Ao contrário, recurso não-gargalo é aquele cuja capacidade é maior que a sua demanda, portanto não restringe a atuação do sistema.

b) A segunda é a restrição de política que é formada por normas, procedimentos e práticas usuais do passado, que restringe a empresa de aumentar seus lucros. As políticas são, no geral, respostas a uma problemática ocorrida há muito tempo e são quase sempre aceitas e seguidas sem questionamentos. As restrições resultantes dessas políticas podem ser de difícil identificação, no entanto, quando identificadas não são fáceis de ser elevadas.

Nas companhias, conforme Holmen (1995), sempre existe uma restrição em cada produto, que limita sua receita. A restrição pode ser uma limitação interna na capacidade de produção, ou pode ser externa, como uma falta de pedidos de clientes, limitações logísticas ou disponibilidade de materiais. Ressalta ainda, que há três tipos de recursos: recursos gargalos, recursos não-gargalos e recursos com capacidade restritiva.

Como recurso gargalo considera-se qualquer elemento que limita a produção do sistema, ou seja, o elemento que impede o aumento de ganhos do sistema. Recurso não-gargalo é o elemento do sistema cuja capacidade de produção é superior ao do recurso gargalo. Por fim, o

recurso com capacidade restrita é um recurso que ainda não é gargalo até o presente momento, mas se não for gerenciado convenientemente poderá se tornar um gargalo.

O modelo de produção proposto pela TOC é denominado de Tambor-Pulmão-Corda (TPC). Ele parte do princípio de que para construir um plano de produção deve-se, primeiramente, identificar as principais restrições que interferem no resultado da empresa, pois a partir daí, o fluxo de produção será ajustado. Para a TOC, os recursos restritivos devem estar sincronizados aos demais recursos não restritivos, procurando sempre o objetivo principal da empresa que é ganhar dinheiro hoje e sempre. Segundo Guerreiro (1999):

O Tambor é entendido como o elemento que dita o ritmo da produção. Os pulmões são inventários na forma de intervalos de tempo, localizados em posições estratégicas, com o objetivo de proteger o programa de produção contra potenciais interrupções de processo de produção. (...)

A corda é um mecanismo que força todos os elementos do sistema a não ultrapassar o ritmo definido pelo tambor, mesmo quando a capacidade não esteja sendo totalmente utilizada.

Assim, esta teoria revela-se uma importante ferramenta para se avaliar produtos, recursos produtivos e atividades que impactam na capacidade do sistema em gerar lucro (CIA, 1998).

### **3 O Setor Elétrico Brasileiro**

Seguindo uma tendência verificada em inúmeros países, a reforma do setor elétrico brasileiro, iniciada nos anos 90, teve como objetivo central introduzir um ambiente de competição e aumentar a participação privada nos investimentos do setor, na medida em constatava-se o fim do modelo de financiamento público. O propósito inicial das reformas era criar um sistema no qual a competição e os preços definidos no mercado *spot* estimulassem novos investimentos - da geração à distribuição (NEWBERY, 2005).

Uma característica importante da reforma do setor elétrico no Brasil, e também em outros países, foi a desverticalização das empresas, ou seja, a separação dos três segmentos de atuação: geração, transmissão e distribuição. A desverticalização visa prevenir o comportamento predatório e, dado o livre acesso à rede, aumentar o número de competidores no segmento de geração. A proposta de reestruturação da indústria de energia elétrica no Brasil na década de 1990 foi semelhante à inglesa, principalmente no que diz respeito aos mecanismos de incentivo à competição e à eficiência produtiva (LEITE e SANTANA, 2006).

Historicamente, o Projeto do Código das Águas, que marca o começo da regulamentação do setor elétrico no Brasil, embora iniciado em 1906 e concluído em 1907, pelo jurista e professor Alfredo Valladão, só foi promulgado em 10 de julho de 1934, no governo de Getúlio Vargas, através do Decreto nº 26.234. O Código de Águas, como ficou denominado esse decreto, estabelecia o prazo de concessão em trinta anos, podendo ser ampliado a cinquenta, desde que houvesse investimentos significativos.

Em 1938, o Decreto-Lei nº 852 estabeleceu a necessidade de autorização ou concessão, por parte do Governo Federal, para a construção de linhas de transmissão e redes de distribuição.

O Decreto-Lei nº 1.284 de 1939, cria o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, cujas atribuições eram: realizar estatísticas, prover a interligação dos sistemas, regulamentar o Código das Águas e pesquisar as questões tributárias relacionadas à energia elétrica. A autorização para aproveitamentos termelétricos é exigida em 1940.

Somente através do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, é que o Código das Águas foi regulamentado. Ratificando o Código de Águas, o Decreto que o regulamentou, estabelecia que a tarifa seria determinada pelo custo, adicionada de uma remuneração mínima de 10% ao ano (GANIM, 2003).

Nos anos e décadas seguintes, diversas legislações foram instituídas na tentativa de aprimorar o modelo do setor elétrico, algumas com sucesso e outras não, refletindo que o setor enfrenta uma base legalista muito forte, refletindo uma restrição política inerente.

Complementando os aspectos regulamentares, tem-se que na primeira metade do século 20, a geração e distribuição de energia no Brasil foram concedidas às empresas privadas, em sua maioria estrangeiras, que construíram um sistema de geração, quase todo baseado em fontes hidrelétricas.

Entretanto, a partir da década de 1940, o crescimento industrial e a urbanização fizeram a demanda por energia crescer muito e as empresas deixaram de atender as necessidades. Os “apagões” e os períodos de racionamento eram freqüentes quando os níveis dos reservatórios estavam baixos.

Entre as décadas de 1960 a 80, foram feitos muitos investimentos públicos para construir grandes usinas hidrelétricas e linhas de transmissão, através do controle do sistema elétrico pela Eletrobrás, que passou a fazer planos de longo prazo para ampliar a oferta de energia. Destaca-se, neste caso, a construção de grandes reservatórios que garantiam o abastecimento das usinas hidrelétricas, mesmo após longos períodos de pluviosidade adversa. Porém, na década de 1980, as empresas do setor elétrico – além de outros setores de infra-estrutura – sofreram graves problemas financeiros, pois, visando à manutenção das taxas de inflação, o governo impedia o aumento de suas tarifas na mesma magnitude das taxas de inflação. Isto implicou expressiva capacidade de investimento com capital próprio no setor. Paralelamente, segundo Pires *et al.* (2002), foram reduzidos os investimentos públicos no setor. Como consequência, o Brasil chegou à primeira metade da década de 1990 com um sistema de geração que atendia às suas necessidades, com certa folga para permitir crescimento. Entretanto, a capacidade de investimentos – quer público quer das empresas – estava esgotada.

Assim, ao longo da década de 90, o governo decidiu reestruturar o setor tendo como metas primordiais: permitir e incentivar a participação privada em investimentos no setor, introduzir elementos de competição, reduzir as tarifas e melhorar os serviços. Porém, esta reforma apresentou expressivas falhas, principalmente de planejamento e execução. Em verdade, desde o início do processo houve erros significativos. Destaca-se o fato de que, embora o discurso à época afirmasse que as privatizações seriam precedidas da estruturação de um sistema regulatório adequado, a venda de duas empresas distribuidoras (Escelsa e Light) ocorreu antes da implementação da ANEEL.

Além disso, o cronograma das reformas e do processo de privatização sofreu atrasos. No que tange às privatizações, elas não foram alvo de consenso da sociedade, e também político, sobre sua real necessidade, como coloca Peci (2007). E as privatizações foram acompanhadas de inconsistências significativas nas novas regras contratuais. Aspectos referentes às cláusulas de contratos de concessões e aos contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras encerravam potenciais fontes de conflitos de interesses entre os agentes (CORREA *et al.*, 2006).

As conseqüências deste primeiro movimento de reforma são conhecidas, com destaque para a crise de energia de 2001, resultado direto da falta de planejamento e de investimentos na expansão do sistema (HUBNER e REZENDE, 2007). Destaque-se, entretanto, que os investimentos públicos no setor elétrico começaram a diminuir em 1987 (PIRES *et al.* 2002). Porém, a principal prova de falha do desenho institucional proposto foi o racionamento de eletricidade proposto em maio de 2001 (PINTO JR. *et al.*, 2007).

Em 2004, o governo promulgou a Lei 10.848, que instituiu novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro, cujos principais objetivos são a garantia de suprimento de eletricidade e a modicidade tarifária.

Neste modelo, além da obrigatoriedade da desverticalização, o mercado brasileiro de energia elétrica foi dividido em dois ambientes de comercialização, com lógicas e estruturas distintas. O primeiro, que visa a abrigar os consumidores cativos, é denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O segundo, para assegurar a concorrência e a liberdade efetiva dos consumidores livres (Consumo acima de 3 MW e/ou 0,5 MW adquiridos de fontes renováveis), é intitulado como Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACL, os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, definindo-se preços, volumes, prazos e cláusulas de *hedge*. Ou seja, no ACL, só podem participar os chamados consumidores livres, que são aqueles que podem escolher seu fornecedor.

Os contratos de suprimento de energia no ACR, onde participam como demandantes somente as distribuidoras de energia elétrica, que obrigatoriamente devem assinar contratos para fornecimento de 100% da demanda prevista, podem variar entre duas modalidades de contratos:

- Os contratos de quantidade de energia, nos quais os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos geradores, arcando eles com todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada;
- Os contratos de disponibilidade de energia, em que os riscos da variação de produção em relação à energia assegurada (placa) são alocados ao pool e repassados aos consumidores regulados.

Em suma, por um lado as distribuidoras devem estar 100% contratadas. Por outro, às geradoras cabe, dentre suas principais decisões estratégicas, decidir o nível ótimo de contratos e, por conseqüência, o volume de energia que está disposta a vender no mercado *spot*, com o risco da exposição ao PLD – preço de liquidação das diferenças.

Com efeito, por um lado o governo retomou para si a responsabilidade pelo planejamento setorial, por meio da criação da Empresa de Pesquisa Energética. Por outro lado, introduziu competição, via leilões, e criou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que é

responsável pela liquidação das diferenças. Ou seja, tem como uma de suas funções promover a medição e o registro dos dados relativos às operações de compra e venda de energia elétrica.

Importante ainda esclarecer acerca do critério de despacho realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O sistema considerado pelo ONS é constituído de cerca de 70 reservatórios. Para reduzir a sobrecarga computacional e para representar sua interdependência hidrológica, eles são agregados em reservatórios equivalentes. Quatro subsistemas são então representados pelos seus correspondentes reservatórios equivalentes, nos quais as principais características são a capacidade de geração e o fluxo de energia. Esses quatro subsistemas são denominados de sub-mercados (Sudeste/Centro-Oeste; Sul; Nordeste e Norte), e são caracterizados, principalmente, pelas restrições de transmissão entre eles.

O critério de despacho é por ordem de mérito (SILVA, 2001). Ou seja, da unidade geradora com tecnologia mais barata – no caso brasileiro, as hidrelétricas – até a unidade com tecnologia mais cara, capaz de satisfazer a demanda.

No caso do setor elétrico brasileiro, o preço da energia é função da natureza da indústria de eletricidade, i.e., da disponibilidade de água nos reservatórios e no nível de precipitação pluviométrico. Em sistemas predominantemente hidráulicos, o preço da energia tende a ser pouco volátil no curto prazo e mais volátil no médio prazo. Isto porque, no curto prazo, os reservatórios transferem energia das horas de carga baixa para as de ponta, modulando a oferta e reduzindo a volatilidade dos preços. Enquanto que, no médio prazo, o preço da energia é mais volátil porque os sistemas hidráulicos são desenhados visando garantir a oferta de carga em condições hidrológicas adversas.

Por fim, visando concluir esta seção, ressalta-se o fato de que as usinas geradoras não detêm capacidade de intervenção direta no seu nível de produção em um dado momento. O Operador é o responsável pelo despacho de eletricidade, cabendo às usinas declarem disponibilidade para gerar energia quando comandadas pelo operador. Neste sentido, as estratégias das empresas geradoras hidrelétricas serão examinadas na próxima seção.

#### **4 Aplicação da TOC na Geração Hidrelétrica**

No Brasil, a eletricidade gerada em usinas hidrelétricas responde por, aproximadamente, 76% da capacidade instalada, e é da ordem de 80% se forem considerados os empreendimentos em construção, o que torna esse tipo de geração, a mais relevante do Brasil.

A geração de energia elétrica em usinas hidrelétricas depende do volume de água armazenada em seus reservatórios e das afluições de água provenientes de chuva, ou seja, cada usina tem a restrição de produção ligada à capacidade de seu reservatório, no caso das usinas que têm reservatório, e ao volume de afluição dos rios. Porém, às restrições operativas individuais somam-se as previsões de afluição futura, que fazem parte dos critérios de decisão do ONS (SILVA, 2001).

Quanto mais água estocada, maior será a energia armazenada, entretanto, não se pode ter certeza de que as afluições serão sempre regulares no futuro, o que implica a necessidade do gerenciamento das bacias hidrográficas através do manuseio ideal das usinas que nela se encontram, tarefa desempenhada pelo ONS, a partir de cálculos realizados por modelos computacionais, utilizando programação dinâmica estocástica dual.



Como várias usinas podem estar localizadas numa mesma bacia hidrográfica ou num mesmo rio, a produção de uma pode ser reduzida para que outra não fique ociosa, portanto, há que se otimizar a produção de energia de forma a atingir a produção ideal do sistema. A incerteza da afluência de água no futuro faz com que a decisão de se gerar mais energia nas usinas hidrelétricas seja um exercício de estratégia, baseado em cálculos complexos, como por exemplo, a programação dinâmica estocástica, levando-se em conta o comportamento do sistema a cada dia, semana, mês e ano.

Um aumento na produção nas usinas hidrelétricas hoje pode significar uma diminuição na capacidade de produção no futuro, enquanto que, uma diminuição exagerada na produção hoje pode significar vertimento no futuro, ou seja, desperdício de potencial elétrico.

O sistema, portanto, apresenta quatro tipos de restrição: de **volume**, que deriva da **afluência**, de **demanda** e de **defluência**, que é a necessidade de se manter o sistema como um todo em perfeito funcionamento.

Assim, pode ser concluído que a água (tanto armazenada quanto fluente) é o principal fator restritivo para a geração hidrelétrica, em função da incerteza de afluências, o que torna necessário otimizar o sistema de forma a garantir o fornecimento contínuo e firme de energia. Os custos fixos e variáveis não sofrem variações significativas com relação à produção das usinas, uma vez que os principais custos estão relacionados com pessoal e manutenção que são efetuadas de forma contínua; pode ser encontrado também outras restrições, tais como: as de uso múltiplo dos reservatórios, como por exemplo, o uso de hidrovias; e as restrições ambientais.

A receita pode variar de acordo com a energia demandada no mercado: se a energia consumida for maior que a energia contratada, então a geradora estará positiva, e no caso inverso, estará negativa.

Conforme informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE:

As diferenças positivas e negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo.

Pelo exposto, depreende-se que: se de um lado o gerenciamento da produção por parte da empresa é pouco flexível, ficando o ONS responsável por esse papel, por outro, o gerenciamento dos contratos torna-se um fator importante de gerenciamento para empresas buscarem a maximização dos lucros.

#### **4.1 Caso das Usinas Geradoras do Subsistema das Regiões SE/CO**

O sistema hidrelétrico tem como característica básica o acoplamento espacial, ou seja, várias usinas de diferentes empresas podem estar num mesmo rio ou bacia em posição à jusante ou à montante, o que as tornam interdependentes em termos de afluência de água em seus reservatórios (ARTEIRO, 2006).

Alterações nos níveis dos reservatórios redundam normalmente em variações no Custo Marginal de Operação (CMO) e no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), preço da energia no mercado de curto prazo. Como exemplo, pode ser mencionado uma usina hidrelétrica localizada à montante, que ao atingir o nível de 55% do seu reservatório, ocasiona uma redução de 9% no armazenamento máximo da região SE/CO. Como consequência, usinas termelétricas entrariam em funcionamento e a tarifa tenderia a se elevar. Isso porque o CMO que é base para formação do preço *spot*<sup>ii</sup>, ou PLD, no Mercado Regulado de Energia (MRE), nas usinas termelétricas é, geralmente, maior que o hidrelétrico.

Por meio de estudos que levam em consideração o nível dos reservatórios, pluviosidade e alterações climáticas de vários períodos passados, além do potencial e da eficiência energética de cada usina, o ONS determina uma quantidade de energia assegurada para cada usina. Esta é o lastro para a contratação de cada empresa, ou seja, as empresas devem contratar a venda de sua energia até o limite do total assegurado de suas usinas.

Essa energia assegurada é o lastro para a contratação de cada empresa, ou seja, as empresas devem contratar a venda de sua energia até o limite da energia assegurada de suas usinas. Desta forma, as empresas devem buscar um ponto ótimo de contratação, que signifique estar contratada num percentual ideal da sua energia assegurada a um bom preço, e ter uma diferença positiva entre o montante contratado e a energia alocada na CCEE, gerando mais ganhos para empresa:  $(\text{Montante Contratado} \times \text{Preço Contratado}) + (\text{Energia Alocada na CCEE} - \text{Montante Contratado} \times \text{Preço Spot})$ .

Para exemplificar a TOC na geração hidrelétrica, foram utilizados dados hipotéticos, de usinas hidrelétricas localizadas numa determinada bacia hidrográfica da região SE/CO, que refletirão as regras de comercialização vigentes no Brasil. Foi feita uma simulação de operação com geração hidrelétrica num determinado rio onde estão instaladas cinco usinas hidrelétricas pertencentes a três empresas distintas: Alfa, Beta e Omega; com suas respectivas energias asseguradas, seus preços e a porcentagem de energia contratada sobre a assegurada. Duas usinas termelétricas também serão consideradas para dar subsídios aos nossos cálculos. Nesse exemplo, é considerada uma demanda única de energia por mês de 1.250 GWh, e um preço no PLD (Há, na CCEE, três patamares de preço: pesado, leve e médio), conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Maximização do Lucro numa Situação sem Restrições

Usinas	Custos Operacionais	Energia Assegurada média (em MWh)	Empresa	Total Energia Assegurada (por Empresa)	Energia Contratada (Preço)	Energia Contratada (%)
<b>Hidrelétricas</b>						
UHE-Alfa1	100	420.000	Alfa	720.000	135	70%
UHE-Beta1	95	530.000	Beta	730.000	135	70%
UHE-Beta2	85	200.000	Delta	220.000	135	70%
UHE-Alfa2	110	250.000				
UHE-Delta1	80	180.000				
<b>Total UHE</b>	<b>470</b>	<b>1.580.000</b>		<b>1.670.000</b>		
<b>Termelétricas</b>						
UTE-Alfa1	250	50.000				
UTE-Delta1	310	40.000				

<b>Total UTE</b>	<b>560</b>	<b>90.000</b>				
<b>Total Geral</b>	<b>1.030</b>	<b>1.670.000</b>		<b>1.670.000</b>	<b>135</b>	<b>70%</b>

Fonte: Elaborado pelos autores.

Diante da situação apresentada na tabela 1, foram projetados quatro trimestres levando em consideração que a geração ocorrerá, prioritariamente, a partir da usina que tiver o menor custo de operação, e dentro de uma razoabilidade do ponto de vista do volume útil do reservatório. Essa decisão de gerar quando e quanto, como citado anteriormente, é do ONS.

No caso proposto, a intenção é a de demonstrar a maximização do lucro numa situação hipotética de restrição de água nos reservatórios, por isso, a decisão de usar na geração uma quantidade arbitrada é, todavia, razoável. Complementado a análise, na tabela 2, foram utilizados preços e contratos iguais para as diferentes empresas, variando apenas a geração de energia durante os trimestres.

Tabela 2 - Maximização do Lucro numa Situação com Restrição de Geração

Usina	1º e 2º Trim		3º Trim		4º Trim	
	Volume Útil do Reservatório	Energia Gerada (em MWh)	Volume Útil do Reservatório	Energia Gerada (em MWh)	Volume Útil do Reservatório	Energia Gerada (em MWh)
UHE-Alfa1	100%	294.000	60%	350.000	50%	350.000
UHE-Beta1	96%	530.000	53%	470.000	43%	470.000
UHE-Beta2	95%	140.000	45%	170.000	36%	170.000
UHE-Alfa2	94%	160.000	37%	100.000	29%	100.000
UHE-Delta1	85%	126.000	27%	70.000	19%	70.000
UTE-Alfa1		-		50.000		50.000
UTE-Delta1		-		40.000		40.000
<b>Total</b>		<b>1.250.000</b>		<b>1.250.000</b>		<b>1.250.000</b>

Fonte: Elaborado pelos autores.

A tabela 3 mostra os resultados financeiros do ano com a situação proposta:

Tabela 3 - Resultado Financeiro

Trim (*)	Preço Spot (Em R\$)	Empresa	Receita dos Contratos por Empresa	Receita no Mercado Spot por Empresa	Receita Total (a)	Custo por Empresa	Lucro por Empresa (b)	Part (**) sobre a Receita (b/a)
1º e 2º	50,00	Alfa	136.080.000		136.080.000	94.000.000	42.080.000	31%
		Beta	137.970.000	15.900.000	153.870.000	124.500.000	29.370.000	19%
		Delta	41.580.000		41.580.000	20.160.000	21.420.000	52%

		<b>Subtotal</b>	<b>315.630.000</b>	<b>15.900.000</b>	<b>331.530.000</b>	<b>238.660.000</b>	<b>92.870.000</b>	<b>28%</b>
<b>3º</b>	200,00	Alfa	68.040.000		68.040.000	58.500.000	9.540.000	14%
		Beta	68.985.000	25.800.000	94.785.000	59.100.000	35.685.000	38%
		Delta	20.790.000		20.790.000	18.000.000	2.790.000	13%
		<b>Subtotal</b>	<b>157.815.000</b>	<b>25.800.000</b>	<b>183.615.000</b>	<b>135.600.000</b>	<b>48.015.000</b>	<b>26%</b>
<b>4º</b>	500,00	Alfa	68.040.000		68.040.000	58.500.000	9.540.000	14%
		Beta	68.985.000	64.500.000	133.485.000	59.100.000	74.385.000	56%
		Delta	20.790.000		20.790.000	18.000.000	2.790.000	13%
		<b>Subtotal</b>	<b>157.815.000</b>	<b>64.500.000</b>	<b>222.315.000</b>	<b>135.600.000</b>	<b>86.715.000</b>	<b>39%</b>
<b>Total Geral</b>		<b>Alfa</b>	<b>301.320.000</b>		<b>301.320.000</b>	<b>211.000.000</b>	<b>90.320.000</b>	<b>30%</b>
		<b>Beta</b>	<b>305.505.000</b>	<b>98.250.000</b>	<b>403.755.000</b>	<b>242.700.000</b>	<b>161.055.000</b>	<b>40%</b>
		<b>Delta</b>	<b>92.070.000</b>		<b>92.070.000</b>	<b>56.160.000</b>	<b>35.910.000</b>	<b>39%</b>
			<b>698.895.000</b>	<b>98.250.000</b>	<b>797.145.000</b>	<b>509.860.000</b>	<b>287.285.000</b>	<b>36%</b>

(\*) Trim = trimestre

(\*\*) Part = participação

Fonte: Elaborado pelos autores.

Pode ser observado que a empresa Beta obteve o melhor resultado, sendo a que tem o menor custo, o principal fator para esse desempenho. Enquanto que a empresa Alfa, detentora também de uma termelétrica, obteve um resultado bem inferior, uma vez que seus custos são mais elevados. Delta obteve um resultado parecido com o de Beta devido a não utilização de sua usina termelétrica.

Conforme a análise efetuada, os custos influenciam nos resultados, mas são pouco flexíveis. Assim, a busca pelo ponto ótimo de contratação parece ser o melhor caminho para vencer a restrição de produção, imposta pela irregularidade de afluência de água nos reservatórios.

Contudo, quando são alterados os percentuais de energia contratada, permanecendo inalterados os outros fatores, pode ser percebido que os resultados alteram-se sensivelmente, conforme demonstração das simulações apresentadas nas tabelas 4 e 5.

Tabela 4 - Percentual de Contratação Máxima

Emp (*)	Receita dos Contratos por Empresa	Receita no Mercado Spot por Empresa	Receita Total (a)	Custo por Empresa	Lucro por Empresa (b)	Part (**) sobre a receita (b/a)	Nível de Contratação
Alfa	359.640.000	-	359.640.000	222.500.000	137.140.000	38%	100%
Beta	364.635.000	-	364.635.000	239.550.000	125.085.000	34%	100%
Delta	109.890.000	-	109.890.000	64.080.000	45.810.000	42%	100%
<b>Total</b>	<b>834.165.000</b>	<b>-</b>	<b>834.165.000</b>	<b>526.130.000</b>	<b>308.035.000</b>	<b>37%</b>	<b>100%</b>

(\*) Emp = empresa  
 (\*\*) Part = participação  
 Fonte: Elaborados pelos autores.

É necessário observar que essas mudanças nos contratos estão justamente ligadas ao volume útil dos reservatórios e as previsões de chuva futura, pois alteram a operação de cada usina e, conseqüentemente, influenciam nos resultados.

Na tabela 5, pode ser percebido que as empresas Alfa e Delta tendem a maximizar o lucro quando o nível de contratação for o mais alto possível (100%), e Beta maximizará quando o seu nível for menor (1,5%).

Tabela 5 - Percentual de Contratação Ideal

Emp (*)	Receita dos Contratos por Empresa	Receita no Mercado Spot por Empresa	Receita Total (a)	Custo por Empresa	Lucro por Empresa (b)	Part (**) sobre a receita (b/a)	Nível de Contratação
Alfa	388.800.000	-	388.800.000	222.500.000	166.300.000	43%	100%
Beta	3.942.000	476.025.000	479.967.000	239.550.000	240.417.000	50%	1,5%
Delta	118.800.000	-	118.800.000	64.080.000	54.720.000	46%	100%
<b>Total</b>	<b>511.542.000</b>	<b>476.025.000</b>	<b>987.567.000</b>	<b>526.130.000</b>	<b>461.437.000</b>	<b>47%</b>	<b>100%</b>

(\*) Emp = empresa  
 (\*\*) part = participação  
 Fonte: Elaborados pelos autores.

Ao ser considerado que as empresas são proprietárias apenas das usinas hidrelétricas, seus resultados melhoram, mas os níveis de contratação tendem a permanecer como no exemplo anterior, conforme tabela 6, a seguir:

Tabela 6 - Percentual de Contratação Ideal com Restrição de Propriedade

Emp (*)	Receita dos Contratos por Empresa	Receita no Mercado Spot por Empresa	Receita Total	Custo por Empresa	Lucro por Empresa	Part (**) sobre a receita	Nível de Contratação
Alfa	361.800.000	-	361.800.000	185.000.000	176.800.000	49%	100%
Beta	3.942.000	509.160.000	513.102.000	239.550.000	273.552.000	53%	1,5%
Delta	97.200.000	-	97.200.000	26.880.000	70.320.000	72%	100%
<b>Total</b>	<b>462.942.000</b>	<b>509.160.000</b>	<b>972.102.000</b>	<b>451.430.000</b>	<b>520.672.000</b>	<b>54%</b>	<b>100%</b>

(\*) Emp = empresa  
 (\*\*) Part = participação  
 Fonte: Elaborado pelos autores.

É importante ressaltar que: a energia é comercializada por empresa, e não por usina; geralmente, as empresas possuem mais de uma usina e que cada uma delas pode estar em posições distintas e sofrer mais ou menos com as restrições de água. Na análise proposta, a empresa Alfa possuía uma usina na posição à montante e outra na posição à jusante, o que a tornou mais dependente de um nível alto de contratação. A empresa Delta, também está

dependente, só que num nível muito maior em função de suas usinas estarem na posição à jusante. Como Beta possui usinas com bom potencial de geração e está numa posição predominantemente à montante pode então, ter um nível mais baixo de contratação.

Pode ainda ser destacado que no mercado brasileiro, as chamadas energias novas, são àquelas oriundas de novos empreendimentos e, devem, obrigatoriamente, ser contratadas a um percentual mínimo estabelecido em edital.

Como exemplo, pode ser citado o caso da Usina de Santo Antonio, no Rio Madeira, leiloadada recentemente, que destinou 70% da energia que irá produzir no Ambiente de Contratação Regulada – ACR. No caso de empreendimentos antigos, não há um limite mínimo de contratação. Entretanto, não é vantajoso para uma geradora ficar totalmente descontratada, e como alternativa vender sua energia apenas no mercado *spot*. Esse mercado é instável com relação à variação de preços, exemplo disso, foi à oscilação de 2007, em que os preços variaram de R\$ 17,59 à R\$ 204,93. Assim, essa oscilação poderia ocasionar prejuízos, situação essa que não aconteceria se as empresas estivessem contratadas, pois os contratos serviriam como *hedge* para as empresas em períodos de preços baixos.

Diante do exposto, buscou-se demonstrar que as empresas geradoras de energia elétrica devem tomar uma posição estratégica com relação às suas contratações de fornecimento de energia.

## **5 Considerações Finais**

É inegável a importância da Energia Elétrica para o desenvolvimento econômico. E, essa importância faz com que o setor de geração de energia se diferencie e, portanto, mereça um tratamento especial, pois como foi demonstrada, uma decisão sem planejamento pode trazer sérias consequências para o mercado tanto no curto, quanto no médio, e no longo prazo.

Nesse contexto, o ONS aparece com papel fundamental para operar e planejar o funcionamento do sistema elétrico. Por meio de programas computacionais, o operador define as usinas que serão – ou não – despachadas, não cabendo a estas nenhum tipo de intervenção, a partir do momento em que se declaram disponíveis.

Assim, dada a grande quantidade de rios e bacias, o Brasil depende predominantemente da geração de energia hidrelétrica. As empresas geradoras de energia hidrelétrica, em função da restrição: física – que é a falta de afluência de água em seus reservatórios, e, por conseguinte, da restrição política – que é o gerenciamento externo de suas operações, dependem da perfeita manutenção dos sistemas que determinam o quanto e quando se pode gerar. Assim sendo, as empresas geradoras de energia elétrica devem focar seus esforços de maximização do lucro especialmente na venda de seu produto, pela via da contratação ótima de preços e quantidades.

De acordo com a regra de otimização do sistema, as usinas à jusante devem tentar permanecer cheias, mantendo alta produtividade, valorizando assim, os grandes volumes de água que fluem por elas. Já, as usinas de à montante devem ser responsáveis pela regularização das vazões afluentes, amortecendo os picos de vazão e evitando vertimentos nas usinas que estão abaixo. Esse gerenciamento reflete com certa confiabilidade preestabelecida, uma vazão

regularizada mínima à jusante (CARNEIRO e SILVA FILHO, 2004). Estabelece-se assim, que a restrição final do reservatório depende sensivelmente da política de operação adotada e da seqüência de vazões afluentes.

Fox (1985) elenca princípios dos quais três se comparam aos resultados encontrados nesse estudo. Assim, no que diz respeito a TOC, quanto:

**I) A balancear o fluxo, não a capacidade.**

O estudo demonstra que o ONS controla a decisão de quando e quanto gerar num determinado subsistema, baseado prioritariamente na usina que tiver o menor custo de operação e dentro de uma razoabilidade do ponto de vista do volume útil do reservatório.

**II) A decisão estratégica da empresa deve ser estabelecida analisando-se todas as restrições simultaneamente.**

O estudo destaca que a energia é comercializada por empresa, e não por usina. Assim, as empresas que possuem mais de uma usina, com posições distintas num rio, sofrerão em menor ou maior grau com as restrições de afluência de água. A empresa Alfa possuía uma usina na posição à montante e outra na posição à jusante, o que a tornou mais dependente de um nível alto de contratação. A empresa Delta, também demonstrou dependência, só que num nível muito maior em função de suas usinas estarem na posição à jusante. Como a empresa Beta possui usinas com bom potencial de geração com posição predominantemente à montante evidenciou um nível mais baixo de contratação. Todo esse controle é desempenhado pelo ONS e acompanhado e/ou ajustado pelas empresas.

**III) O nível de utilização de um não-gargalo não é determinado por seu próprio potencial, mas por alguma restrição do sistema.**

O estudo ressalta que os custos influenciaram nos resultados, mas são pouco flexíveis no curto prazo. Assim, a busca pelo ponto ótimo de contratação parecia ser o melhor caminho para vencer a restrição de produção, imposta pela irregularidade de afluência de água nos reservatórios. Contudo, quando foram alterados os percentuais de energia contratada, permanecendo inalterados os demais fatores, constatou-se que os resultados alteraram-se sensivelmente.

Desta forma, o estudo mostra que, pela ótica da TOC, a otimização deve ser vista de forma ampla no sistema total de geração de energia hidrelétrica, e não isolada por usina, aliado a isso, pode ser constatado também, que as usinas à montante terão maiores custos marginais de operação em decorrência das restrições de volumes úteis, ao passo que as de à jusante terão custos marginais menores.

Finalmente, a contribuição do estudo é mostrar que a TOC auxilia as decisões estratégicas em uma indústria de rede, como o setor elétrico, especialmente no caso das usinas hidrelétricas que operam sob significativas restrições operacionais. Mostrou-se que as firmas têm pouco poder de decisão sobre sua produção, de forma que, para maximizar seu lucro, as firmas devem estimar um nível ótimo de contratação. Tal decisão é extremamente importante, já que não se alteraria no curto prazo. Em suma, a empresa deve escolher entre um volume de contratação que lhe garanta uma receita prevista e a exposição ao mercado *spot*, cuja volatilidade de preço representa um risco

potencial, mas também uma fonte de ganhos expressivos. Adicionalmente, estudos paralelos aos do ONS, devem ser feitos objetivando-se estabelecer os possíveis cenários em períodos de médio e longo prazo relativos às restrições de água no sistema, a fim de se dar subsídios para decisões sobre o nível ótimo de contratação.

## Referências

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira**. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/hotsite/hotsite\\_ver2/popUpMadeira.cfm?idTXT=1549](http://www.aneel.gov.br/hotsite/hotsite_ver2/popUpMadeira.cfm?idTXT=1549). Acesso em 25 fev. 2008.
- ARTEIRO, F. **Influência dos condicionantes ambientais e de restrições de uso múltiplo da água na operação do sistema interligado nacional**. Workshop: Influência dos Aspectos Socioambientais na Operação do Sistema Interligado Nacional. Brasília, jul/2006.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Preço Médio**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=7ccaa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>. Acesso em 20 fev. 2008.
- CARNEIRO, A. A. F. M.; SILVA FILHO, D. da. **Dimensionamento evolutivo de usinas hidrelétricas**. Revista Controle & Automação, São Carlos, v. 15, n. 4, out/dez 2004.
- CIA, J. N. de S. **Sistema de gerenciamento de liquidez sob a ótica da teoria das restrições: uma adaptação da metodologia Fleuriet**. 1998. 161 f. Tese (Doutorado em Engenharia da Produção e Sistemas de Informação) – Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 1998.
- COGAN, S. **Contabilidade gerencial: uma abordagem da teoria das restrições**. São Paulo: Saraiva, 2007.
- CORREIA, T.; MELO, E.; COSTA, A.; SILVA, A. Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. **Revista de Economia**. V.7, n.3, set/dez, 2006.
- FOX, R. E. **OPT vs. MRP: thoughtware vs. software**. Creative Output, 1985, p.265-280.
- FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. **Parque Gerador**. Disponível em: [http://www.furnas.com.br/hotsites/sistemafurnas/usina\\_hidr\\_funciona.asp](http://www.furnas.com.br/hotsites/sistemafurnas/usina_hidr_funciona.asp). Acesso em: 12 jan. 2008.
- GANIM, A. **Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares e tributários**. 1 ed. Rio de Janeiro: Editora Canal Energia, 2003.
- GOLDRATT, E. M.; FOX, R. E. **A corrida pela vantagem competitiva**. São Paulo: Instituto de Movimentação e Armazenagem de Materiais, 1989.
- GUERREIRO, R. **A Meta da Empresa: seu alcance sem mistérios**. São Paulo: Atlas, 1999.
- HOLMEN, J. S. ABC VS. **TOC: it's a matter of time**. Management Accounting, p 37-40, Jan., 1995.
- HUBNER, N.; REZENDE, S. M. **Energia elétrica: diversificar as fontes para não faltar**. Jornal Valor Econômico, em 16/08/2007. Disponível em: <http://www.clipnaweb.com.br/furnas/consulta/materia.asp?mat=191988&cliente=furnas>. Acesso em: 11 fev. 2008.
- LEITE, A.L.S.; SANTANA, E.A. Mercado de capacidade: uma alternativa para o setor elétrico brasileiro. **Revista de Desenvolvimento Econômico RDE**, Ano VIII, n. 14, 2006, p.23-33.
- NEWBERY, D. Electricity Liberalization in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design. **The Energy Journal** (European Energy Liberalization Special Issue). 2005. p.43-70.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **O setor elétrico**. Disponível em: [http://www.ons.com.br/institucional/modelo\\_setorial.aspx](http://www.ons.com.br/institucional/modelo_setorial.aspx). Acesso em: 11 fev. 2008.
- PECI, A. Reforma regulatória brasileira dos anos 90 à luz do modelo de Kleber Nascimento. **Revista de Administração Contemporânea**. V. 11, n.1, jan/mar 2007, p. 11-30.
- PEREIRA JR, Amaro Olímpio. **Modelagem da operação ótima da indústria de energia elétrica no Brasil**. 2000. 83 f. Dissertação (Mestrado em Ciências de Planejamento Energético) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.
- PINTO JR, H. (org.). **Economia da energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.
- PIRES, J. C. L., GIAMBIAGI, Fábio & SALES, André. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. **Revista do BNDES**. Rio de Janeiro, v. 9, n. 18, p. 163-204, Dez. 2002.
- SANTOS, M. F. de M. (Presidente do ONS). **Energia: mínimo custo x máxima segurança**. Jornal A Folha de São Paulo, em 03/03/2002. Disponível em: [http://www.ons.com.br/biblioteca\\_virtual/artigos\\_presidente.aspx](http://www.ons.com.br/biblioteca_virtual/artigos_presidente.aspx). Acesso em: 11 fev. 2008.



SANTOS, O. M. ; SILVA, P. D. A. ; FURTADO, K. G. ; COGAN, S. **A teoria das restrições no processo de refino de petróleo.** In: Congresso USP Controladoria e Contabilidade, 6, 2006, São Paulo. **Anais ...** São Paulo: FEA - USP, 2006.

SILVA, E. L. da; MENEZES, E. M. **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação.** Laboratório de Ensino a Distância da UFSC, Florianópolis, 2001.

SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica.** Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

---

<sup>i</sup> O SIN é formado pelas empresas de energia das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4%, da capacidade de produção de eletricidade do país, encontram-se fora do SIN.

<sup>ii</sup> O termo spot tem, no setor elétrico, o mesmo significado daquele do mercado de commodities convencionais: um mercado onde as transações são feitas com pagamento à vista e entrega no curto prazo.