



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS**



CUSTO MARGINAL NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

CRISTIANO RAUBER

Florianópolis - S.C.

2005

CRISTIANO RAUBER

CUSTO MARGINAL NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

Monografia submetida ao Departamento de Ciências Econômicas para a obtenção de carga horária na disciplina CNM 5420 – Monografia

Área de pesquisa: Economia da Energia

Palavras-Chave: Custo marginal
Confiabilidade da rede elétrica
Expansão e operação da rede elétrica

Orientador: Profº Ms. João Randolfo Pontes

Florianópolis, 2005.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO SÓCIOECONÔMICO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota **9,5** ao acadêmico Cristiano Rauber na disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

Professor Ms. João Randolfo Pontes
Presidente

Professor Eraldo Sérgio B. da Silva
Membro

Professor Luiz Augusto Finger Maluf
Membro

Os caminhos que percorremos nem sempre são claros, por mais luz que haja às vezes para encontrar a direção precisamos ser guiados. A esses agradeço, pois tenho a certeza de estar encontrando meu caminho, em especial a minha família, aos professores, a Universidade como um todo e ao meu orientador Prof.º Pontes.

Cristiano Rauber

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo analisar o papel e a importância do custo marginal para as decisões que ocorrem no âmbito da indústria de energia elétrica brasileira, em particular, quanto à expansão da rede elétrica e a gestão da operação e manutenção do sistema de geração, transmissão e de distribuição, premissas importantes para a elaboração das estratégias de crescimento das empresas. Os fundamentos e conceitos mais importantes dos custos tratados na teoria microeconômica tradicional foram utilizados para avaliar o papel dos custos na otimização da escala de produção de curto e de longo prazo. Buscou-se enfatizar as curvas de custo, suas características básicas e mecanismos que permitem determinar o nível ótimo de produção, assim como facilitar o entendimento de como as empresas determinam suas políticas de preços. Procurou-se também analisar como o custo marginal é tratado pelas empresas, Ministério de Minas e Energia e Agência de Regulação (ANEEL), na elaboração do planejamento da expansão de longo prazo, definição das tarifas de transmissão e de distribuição e quantificação dos preços de energia ofertados em leilões de energia. O trabalho considera também as alterações mais recentes sobre a regulação do setor e das especificidades da indústria de energia elétrica brasileira, oportunidade em que busca demonstrar como o custo marginal é utilizado dentro desse contexto. Conclui-se que a elaboração e o acompanhamento dos custos marginais na indústria de energia elétrica é de fundamental importância, por ter um impacto direto sobre os preços de um dos insumos produtivos mais utilizados no país: a energia elétrica.

SUMÁRIO

Lista de Figuras.....	IX
Lista de Quadros.....	X
Lista de Tabelas.....	XI
Lista de Abreviaturas e Siglas.....	XI
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	11
1.1 Problemática	11
1.2 Objetivos.....	13
1.2.1 Geral	13
1.2.2 Específicos.....	14
1.3 Metodologia.....	14
1.4 Estrutura	15
CAPITULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1 Papel e importância dos custos nas decisões empresariais	16
2.2 Conceitos fundamentais de custos.....	17
2.2.1 Custos de oportunidade	18
2.2.2 Custos das transações econômicas	19
2.2.3 Custos de investimentos	20
2.3 Custos de produção	22
2.3.1 Classificação genérica dos custos de produção	23
2.3.2 Funções de Custo.....	23
2.3.3 Função de custo no curto prazo	24
2.3.4 Curvas de custo no curto prazo.....	26
2.3.5 Relação entre as curvas de custo no curto prazo	27
2.3.6 Função de Custo no Longo Prazo.....	28
2.3.7 Curvas de custo no longo prazo.....	29
2.3.8 Relação entre as curvas de custo no longo prazo	30
2.4 Economias e deseconomias de escala	32
2.5 Custo marginal.....	33
2.5.1 Custo marginal na otimização da produção e nos preços.....	34
2.6 Concorrência perfeita	34
2.6.1 Maximização do lucro e equilíbrio no curto prazo.....	35
2.6.2 Equilíbrio a curto prazo em concorrência perfeita	37
2.6.3 Equilíbrio a longo prazo em concorrência perfeita	39
2.6.4 Custos constantes e custos crescentes	41

CAPÍTULO 3 - CUSTO MARGINAL NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA	44
3.1 Fundamentos básicos.....	44
3.2 Custo marginal de operação da rede elétrica.....	46
3.3 Custo marginal de expansão da rede elétrica	47
3.4 Custo marginal no sistema de transmissão	49
3.5 Custos marginais na distribuição da rede elétrica	52
3.6 Aplicação dos custos marginais no sistema tarifário.....	54
CAPÍTULO 4 – APLICAÇÃO DO CUSTO MARGINAL NA INDÚSTRIA ELÉTRICA BRASILEIRA	60
4.1 Mudanças globais no mercado brasileiro de eletricidade.....	60
4.1.1 Estrutura institucional e agentes presentes na IEE	61
4.1.2 Indicadores atuais da IEE	62
4.2 Operação do sistema elétrico no curto prazo.....	65
4.2.1 Característica do processo produtivo de energia no Brasil.....	65
4.3 Mercado atacadista de energia elétrica	70
4.3.1 Formação do PLD, contabilização e liquidação	72
4.3.2 Problemas com assimetria de informações.....	74
4.4 Determinação da expansão de energia elétrica a longo prazo.....	75
4.5 Custo marginal na distribuição e formação de tarifas no Brasil	84
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO	91
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Relação entre negócios e custos.....	21
Figura 02 – Curvas de custo no curto prazo.....	27
Figura 03 – Curvas de custo no longo prazo.....	35
Figura 04 – A maximização do lucro pela abordagem marginal.....	36
Figura 05 – O equilíbrio a curto prazo no ponto onde o custo marginal iguala-se ao preço.....	37
Figura 06 – O equilíbrio de mercado a curto prazo e o lucro ou prejuízo da firma.....	38
Figura 07 – O ajustamento a longo prazo do tamanho da instalação.....	39
Figura 08 – O ajustamento de equilíbrio a longo prazo de uma atividade em concorrência perfeita.....	40
Figura 09 – O equilíbrio a longo prazo no preço de oferta em uma atividade em concorrência perfeita sujeita a custos constantes.....	42
Figura 10 – O equilíbrio a longo prazo e o preço de oferta num setor em concorrência perfeita, sujeito a custos crescentes.....	43
Figura 11 - Condição de otimalidade de expansão da rede elétrica.....	49
Figura 12 – Determinação do CMCp da Transmissão.....	50
Figura 13 – Custos marginais da transmissão.....	51
Figura 14 – Comparação dos custos marginais e médios em função do nível de produção.....	56
Figura 15 – Fluxograma da determinação das tarifas de aplicação por custos marginais...57	
Figura 16 – Diagrama da passagem dos custos às tarifas de aplicação.....	59
Figura 17 – Novo modelo institucional do setor elétrico.....	61
Figura 18 – Sistema Elétrico Brasileiro interligado.....	63
Figura 19 – Consumidores Livres de energia elétrica.....	64
Figura 20 – Processo de decisão para sistemas hidro-térmicos.....	66
Figura 21 – Energia disponível para o mercado <i>spot</i> (MAE).....	71
Figura 22 – Relação das informações do <i>Newave</i> com o <i>Decomp</i>	76
Figura 23 – Etapas do planejamento e operação energética e despacho do sistema.....	77
Figura 24 – Histórico do custo marginal de curto prazo.....	79
Figura 25 – Histograma do CMO da região sudeste, 2000-2005.....	80

Figura 26 – Comportamento dos custos marginais no equilíbrio oferta demanda.....	81
Figura 27 – Histograma do CMO – Submercado sudeste.....	82
Figura 28 – Resumo do processo de cálculo das tarifas de uso.....	85
Figura 29 – Atividades de distribuição e comercialização.....	86

LISTA DE QUADROS

Quadro 01 – Oferta de geração disponível 2003-2012.....	83
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Preços Semanais – Período de 18/06/05 a 24/06/05.....	73
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACE – Associação Brasileira dos Consumidores de Energia
ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica
ABRAGE – Associação Brasileira de Geradores
ABRAGET – Associação Brasileira de Geradores Térmicos
ABRATE – Associação Brasileira dos Transmissores
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
APINE – Associação dos Produtores Independentes de Energia
APMPE – Associação de Pequenos e Médios Produtores de Energia
CBICE – Comissão Brasileira de Investidores em Energia Elétrica
CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
IEE – Indústria de Energia Elétrica
MAE – Mercado Atacadista de Energia ou Mercado *Spot*
MME – Ministério de Minas e Energia
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
MWh – Megawatt – Hora
ONS – Organizador Nacional do Sistema
SIN – Sistema Interligado Nacional

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 Problemática

As mudanças internacionais das economias e as inovações tecnológicas induziram os dirigentes públicos brasileiros a proporem um novo rumo para a economia brasileira. A partir dos anos 90 a economia sofreu o impacto de diferentes maneiras: privatização, novos arranjos institucionais e novos mecanismos que afetaram o comportamento dos diversos setores e agentes econômicos.

A abertura da economia trouxe significativas mudanças no comportamento dos agentes econômicos, Estado e consumidores. A concorrência internacional entre as economias trouxe como fundamento o conjunto dinâmico das inovações tecnológicas, novos arranjos institucionais, a desregulamentação dos mercados etc. Tal contexto tornou evidente a necessidade dos mercados e agentes econômicos repensarem a forma mais adequada de responder às pressões dos mercados competitivos.

Alguns setores industriais da economia nacional passaram de um ambiente protegido por barreiras protecionistas para uma forma de competição quase plena. Este quadro vem exigindo uma nova organização industrial que torne as indústrias mais eficientes e permita ao Estado encontrar soluções que incentivem a expansão da economia.

As indústrias foram obrigadas a se modernizarem levando a uma nova dinâmica em suas relações, devido ao processo de desverticalização do controle da cadeia produtiva e pela inserção num sistema mais competitivo. Nesse sentido, novas formas de gestão foram introduzidas com vistas à reestruturação dos sistemas produtivos.

No Brasil, a Lei n. ° 8.987/95 que aprovou a Lei das Concessões introduziu grandes modificações na regulação do setor elétrico brasileiro. As principais mudanças propostas foram no sentido de adicionar novas normas para outorga e prorrogações nas concessões de geração, transmissão e distribuição, criação de consumidores livres de energia, além dos julgamentos de novas licitações serem considerados os critérios de menor valor de tarifa juntamente com a melhor oferta financeira (KEGLER, 2001. p. 13).

Lotero (1999) afirma que “as mudanças que estão acontecendo na estrutura de mercado e na tecnologia mudaram radicalmente a visão sobre os benefícios e custos da

regulação extensiva do mercado de energia elétrica”. Com o passar do tempo vem ocorrendo uma redução gradual da regulamentação do setor.

Diante desse processo de mudanças o Estado busca rever a forma de interação com os setores industriais, passando a ter um papel fundamental no processo de regulação dos mercados. Um dos objetivos tem sido no sentido de introduzir políticas que levem os agentes econômicos a se prepararem para enfrentar a economia internacional, nos padrões exigidos pelos mercados mais competitivos.

Novas políticas, formas diferenciadas de regulação e modernos mecanismos de financiamento passaram a ser decisivos para o sucesso dos setores industriais nesse novo ambiente competitivo. Assim, um grande desafio foi posto ao Estado: romper com a visão tradicional de proteger setores improdutivos e abrir linhas inovadoras para expandir a economia e aumentar a eficiência dos recursos alocados.

Este fundamento levou o governo brasileiro a promover grandes modificações na indústria de energia elétrica através da desverticalização dos negócios de geração, transmissão e distribuição. O modelo monopolista regional que vigorou por mais de 60 anos levou o Estado a um grande déficit público, tornando-se insustentável para manter a expansão da rede elétrica no país.

Este quadro levou os agentes econômicos a pressionarem por novos mecanismos capazes de garantirem a expansão da oferta de energia elétrica. As principais decisões tomadas foram no sentido de promover a criação do mercado atacadista de energia (MAE) - coordenado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) -, aprovação do organizador nacional do sistema (ONS), definição de preços/tarifas pelo uso sistêmico dos modelos de cálculos do custo marginal e equilíbrio de Nash, novos mecanismos de regulação e fiscalização, novas formas de financiamento etc.

Os principais motivos que demandam uma forma inovadora de regulação advém do fato de garantir a expansão da geração e a qualidade na transmissão e distribuição de energia elétrica, ao mesmo tempo em que busca garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, onde a filosofia perseguida foi a de desverticalização entre geração, transmissão e distribuição, com reflexos significativos sobre os custos (LOTTERO, 1999, p. 50).

Segundo Kegler (2001), o Estado busca o objetivo de garantir a expansão da oferta de geração com confiabilidade e baixo custo ao estimular a entrada do capital privado no setor, assumindo parte da indústria existente através das privatizações ou participando da expansão da geração, transmissão ou distribuição.

A busca de uma maior eficiência na alocação dos recursos vem sendo objeto das políticas energéticas que têm introduzido mecanismos para investir também em fontes alternativas de energia como a biomassa, células de combustíveis, termoelétricas etc.

Para Vinhaes (2001, p. 4) “em geral o objetivo da reforma do setor tem sido, principalmente, introduzir a competição naqueles segmentos não caracterizados como monopólio natural, com base na tese de que as empresas atingem maiores níveis de eficiência quanto mais estejam submetidas à concorrência”.

A indústria de energia elétrica tem um papel vital no desenvolvimento econômico por permitir que as indústrias administrem com maior eficiência seus processos produtivos. Para o caso específico do Brasil, a produção de energia tem se concentrado em usinas hidroelétricas que apresentam menores custos de expansão e apresentam características fundamentais de recursos renováveis.

As últimas alterações do setor, bem como sua nova forma institucional foram introduzidas com o Decreto n. ° 5.163/04 que regulamenta a comercialização de energia elétrica e os processos de outorga da geração elétrica e pela Lei n. ° 10.848/04 que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

Dentro desse contexto, o objetivo central do presente trabalho é examinar como o custo marginal é utilizado na operação do sistema elétrico e a definição dos programas de expansão da oferta de energia elétrica, além de sua utilidade no estabelecimento dos preços finais aos diversos tipos de tarifas de consumo.

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Analisar os fundamentos do custo marginal e sua aplicação na expansão e operação do sistema elétrico brasileiro.

1.2.2 Específicos

- Identificar os principais fundamentos que estruturam a concepção do custo marginal na literatura econômica;
- Analisar a importância do custo marginal para a indústria de energia elétrica em geral;
- Examinar como o custo marginal é utilizado na definição do programa de expansão da oferta de energia elétrica;
- Examinar a sistemática de procedimentos utilizados no estabelecimento das tarifas das empresas de transmissão e de distribuição de eletricidade no Brasil.

1.3 Metodologia

Para atingir o primeiro objetivo de identificar os principais fundamentos que estruturam a concepção do custo marginal e servem de base teórica para o presente trabalho recorre-se a Microeconomia. A principal teoria microeconômica utilizada de suporte a fundamentação teórica foi a Teoria dos Custos, e alguns aspectos da Teoria de Produção, analisados sob a ótica da concorrência perfeita por englobarem os aspectos mais relevantes da caracterização do custo marginal dentro das características do objeto em estudo.

Para atender ao segundo objetivo foram utilizados livros técnicos pertinentes ao setor assim como as leis e decretos que o regulamentam, procurando salientar aonde é feito o uso do custo marginal dentro do setor de energia elétrica e quais as suas funções. Algum material também foi retirado de artigos recentes devido à atualidade do tema. Cabe ressaltar que não foram encontradas muitas fontes técnicas pertinentes ao setor, ficando restrito a análise de um número reduzido de obras.

No tocante ao terceiro objetivo de avaliar como o custo marginal é utilizado na definição do programa de expansão da oferta de energia elétrica os principais materiais utilizados foram as leis e decretos que regulamentam o setor elétrico e consultas aos *sites* e publicações dos principais órgãos relacionados ao Setor, como Ministério de Minas e Energia, ANEEL e CCEE.

Para alcançar o quarto objetivo de examinar a sistemática de procedimentos utilizados no estabelecimento das tarifas das empresas de transmissão e de distribuição de eletricidade no Brasil, foi utilizada a Resolução pertinente, expedida pelo órgão regulador ANEEL, com vistas de demonstrar quais os grupos tarifários existentes e o uso do custo marginal na definição dos diferentes tipos de consumidores.

1.4 Estrutura

Além desse capítulo introdutório que expõe a problemática que se insere o objeto de pesquisa e apresenta os objetivos do estudo bem como sua metodologia, o trabalho conta com mais quatro capítulos. O segundo capítulo destaca os conceitos mais conhecidos de custos, além de apresentar a teoria dos custos para a fundamentação teórica do trabalho. O terceiro capítulo demonstra como o custo marginal é utilizado dentro da indústria de energia elétrica e quais são suas aplicações práticas. No quarto capítulo é apresentado como o setor de energia elétrica brasileiro utiliza os conceitos de custo marginal para sua operação e expansão. Por fim o quinto e último capítulo apresenta as conclusões.

CAPITULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Papel e importância dos custos nas decisões empresariais

Os custos exercem um papel fundamental nas decisões empresariais, permitindo uma avaliação correta dos investimentos, contratações de financiamento, substituição dos equipamentos, aumento da capacidade de produção, dentre outras etc.

Permite aos responsáveis pelas políticas empresariais orientar as análises das melhores alternativas de produção com o uso combinado de insumos de produção. Facilita, por outro lado, a escolha da melhor alternativa que otimiza o sistema de produção, a logística, a rentabilidade dos ativos e a definição de preços. Segundo Porter (1985, p. 57) os custos podem orientar as empresas a aumentarem suas vantagens competitivas, exercendo uma forte influência sobre a estrutura industrial.

Para Henderson e Quandt (1988, p. 69), “o economista supõe que os problemas de combinações ótimas de insumos já tenham sido resolvidos, e conduz sua análise da firma em termos de rendimentos e custos expressos como funções da produção”. Desse modo, cabe ao empresário a responsabilidade de analisar seus custos de forma a selecionar a produção que maximize seu lucro.

Pontes (2005) conclui que “nos governos em geral, os custos são elementos de extrema importância, seja para a elaboração de estratégias e políticas públicas, seja para a elaboração do planejamento público e orçamento empresarial”, ainda na opinião do mesmo autor “os custos são fatores imprescindíveis em todas as decisões de natureza econômica e financeira. Ao tomar a decisão de realizar um determinado investimento o dono do capital ou os acionistas estarão preocupados com o tamanho do custo do projeto que será construído”, sendo assim, os custos afetam o funcionamento do mercado, através de sua repercussão nos preços das mercadorias, podendo, inclusive, criar enormes barreiras ao desenvolvimento das economias.

Algumas características peculiares do setor de energia elétrica merecem destaque por influenciar na formação dos custos. Ao se referir sobre as conseqüências das economias de escala do setor, Lotero (1999, p. 41) considera que:

Ademais existe alguma economia de escala no nível de unidade e planta de geração, como assim também economias multi-plantas associadas com

a coordenação econômica de instalações de geração dispersas. Estas economias surgem de alimentar cargas flutuantes e por manter a confiabilidade no fornecimento de um produto cuja demanda varia amplamente hora por hora, sendo, além disso, não armazenável e para o qual não existe tecnologia economicamente disponível que permita sinalizar adequadamente os consumidores com preços *spot* e então ajude no balanço entre geração e demanda em tempo real.

Apesar das várias considerações sobre a importância da análise dos custos, uma opinião parece merecer destaque: que a ausência do conhecimento da formação e comportamento dos custos de produção torna a empresa passível de perder suas posições no mercado em que atua. Nesse sentido é de suma importância para toda a atividade econômica o conhecimento dos custos de produção e os efeitos destes sobre a economia como um todo. Existe, no entanto, uma variedade de concepções de custos utilizados pelas empresas quando se procura tomar decisões para viabilizar e planejar seu crescimento.

2.2 Conceitos fundamentais de custos

2.1.1 Custos

O entendimento sobre o significado da palavra custo, está associado ao gasto com a aquisição tanto de matérias para produção, como para a compra de equipamentos necessários para o início do processo produtivo. Na verdade os custos aparecem muito antes de iniciar o processo produtivo, existem os custos de implantação do projeto, os custos com pesquisas de mercado, custos de transação, de oportunidade, custos sociais e enfim os custos privados.

Nas palavras de Martins (1995, p. 24), o custo é um “gasto relativo à bem ou serviço utilizado na produção de outros bens ou serviços”, implicando que o custo só vai aparecer no momento da utilização dos fatores de produção, o que é incorreto levar ao pé da letra, pois na verdade os custos aparecem muito antes, como já citado, desde o início do processo de formação da empresa, aonde nas pesquisas de mercado e na escolha da alocação dos insumos já incorrem determinados custos ao investidor.

Os próximos itens procuram esclarecer um pouco do entendimento sobre as várias definições de custos e a forma como geralmente aparece, sobre os olhos dos responsáveis pelo seu controle e acompanhamento.

2.2.1 Custos de oportunidade

As definições de custos vão diferir no processo de produção, classificados como custos sociais ou custos privados. Os custos sociais estariam relacionados aos custos implícitos ou de oportunidade e os custos privados seriam os custos explícitos ao processo produtivo.

Os custos implícitos ou de oportunidade são muito discutidos na literatura econômica, por serem parte do processo de análise do economista na busca pela melhor alocação dos fatores de produção.

Para Pindick e Rubinfeld (1999, p. 218), é necessário antes da determinação dos custos, saber o que se entende por custo e quais os itens deveriam ser incluídos em sua análise. Os autores começam por diferir custo econômico de custo contábil, aonde o primeiro contará com os custos explícitos, exemplo, mão-de-obra, salários custos de materiais, e também com os custos implícitos ou ditos de oportunidade que seria a remuneração do insumo se utilizado para outra função, já para a definição de custo contábil, seria somente contados os custos explícitos deixando de lado a análise dos custos implícitos ao processo produtivo.

Para Ferguson (1994, p. 231), a definição de custo social seria “o custo alternativo ou de oportunidade da produção de uma mercadoria X é o montante da mercadoria Y que deve ser sacrificado, a fim de que os recursos sejam alocados para produzir X em vez de Y. Este é o custo social de produção de X”.

Miller (1981, p. 189), define o custo de oportunidade ou social como “o valor do recurso em seu melhor uso alternativo”, fazendo referência que nesta definição não importa quem esta utilizando os fatores de produção.

Opinião semelhante se encontra na definição Garófalo & Carvalho (1986, p. 231), “estes custos de oportunidade efetivamente retratam o valor de (ou a despesa com) um recurso produtivo em seu melhor uso alternativo, interna ou externamente à empresa, bem como o sacrifício de outra opção de uso factível ao mencionado recurso”.

Já Awh (1976, p. 190), difere ligeiramente das outras opiniões sobre os custos de oportunidade, ao defender a idéia de que os custos de oportunidade englobam tanto os custos implícitos como os explícitos e afirmando que “os custos de oportunidade ou alternativos de qualquer iniciativa têm que se compor de todas as oportunidades ou alternativas sacrificadas, sejam implícitas, sejam explícitas”.

2.2.2 Custos das transações econômicas

O conceito de Custo de Transação deriva da abordagem teórica da Nova Economia Institucional, considerado por Santana e Oliveira (2000) como o principal referencial teórico utilizado para análise das mudanças na estrutura de governança da indústria elétrica, sendo utilizada para avaliar e explicar a forma como acontece a transição da estrutura de governança no setor de energia elétrica, onde a coordenação daria lugar à competição e às relações contratuais.

Os custos de transação foram inicialmente definidos por Coase (*Apud*: LOTERO 1999 p. 96), como sendo os “custos de descobrir quais são os preços relevantes com que cada indivíduo ou firma se defrontaria para obter os produtos de que necessita e custo de negociar contratos separados em cada transação”.

North (*Apud*: LOTERO 1999 p. 96), define como:

Custos de transação os que estão sujeitos todas operações de um sistema econômico, e complementa afirmando que o custo de transação decorre dos altos custos de informação e do fato de que as partes de uma transação detêm informações de forma assimétrica sobre os objetos das transações, o qual é o ponto de partida para explicar o oportunismo.

Para Joskow (*Apud*: LOTERO 1999 p. 97) os custos de transação é descrito da seguinte maneira:

Os custos das transações incluem os seguintes: custo de negociar e escrever contratos com todas as contingências; custos de monitorar o desempenho contratual; custos de fazer cumprir as promessas contratuais e custos associados com as possíveis falhas das promessas contratuais. Em cada caso estes custos podem incluir os custos de adquirir e processar informação, custos legais, custos organizacionais e custos associados com comportamento ineficiente (no sentido neoclássico) de preço e produção.

Já Dietrich (*Apud*: LOTERO 1999 p. 97), afirma que os custos ocorrem *ex ante* e *ex post* as transações.

Os custos de transação *ex ante* são os custos de planejar, negociar e resguardar um acordo. Os custos de transação *ex post* incluem: (1) os custos de mal adaptação, em geral incorridos quando as transações se afastam do alinhamento com os requerimentos contratuais; (2) os custos de barganhar, incorridos quando são feitos esforços bilaterais para corrigir alinhamentos *ex post*; (3) os custos associados com o

estabelecimento e funcionamento das estruturas de governança, às quais são remetidas as disputas e (4) os custos das garantias de assumir compromissos seguros.

Enfim para Hall (*Apud*: LOTERO 1999 p. 97), o consenso sobre os custos de transação dão-se nos seguintes fatores:

(1) Oportunismo é um conceito central no estudo dos custos de transação; (2) o oportunismo é especialmente importante para a atividade econômica que envolve investimentos específicos para a transação em capital humano e físico; (3) o processamento eficiente da informação é um conceito importante e relacionado e (4) a avaliação dos custos de transação é um empreendimento comparativo institucional.

Os custos de transação são importantes na hora das decisões de investimento conforme a opinião dos autores citados, pois estes custos se compõem principalmente do quesito oportunidade, mesmo não sendo objeto do trabalho.

Faz-se necessário uma breve descrição por sua relevância, uma vez que também indicam se as oportunidades de investimento no setor elétrico são mais viáveis em termos de retorno financeiro ou não diante das outras possibilidades de investimentos existentes e também por ser este corpo teórico que explica de que forma se dão as modificações no setor, principalmente nas questões contratuais e institucionais.

2.2.3 Custos de investimentos

No momento em que se decide fazer um investimento, analisar o mercado para construir uma planta industrial, um processo de produção e auferir receita após o início do processo produtivo, surgem os primeiros custos associados ao investimento.

O conhecimento e a habilidade empresarial do investidor neste processo de gerenciamento de custos poderá fazer a grande diferença entre o sucesso da empresa ou seu fracasso, por isso se torna de extrema importância conhecer e saber como se comportam os custos, tanto nas etapas iniciais como no decorrer do processo produtivo.

Os custos dos investimentos segundo Pontes (2005), podem ser encontrados nas seguintes etapas do projeto: na implantação do empreendimento ou do projeto, na estrutura de capital, na fabricação do produto e na logística, entrega e atendimento ao cliente.

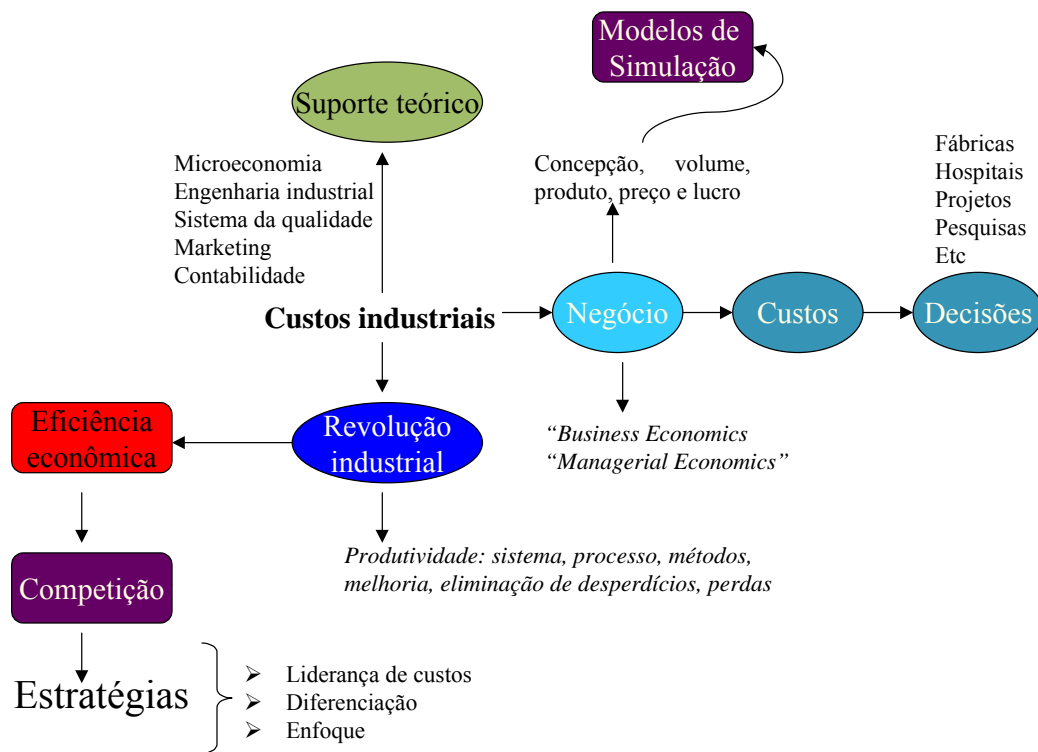
Os custos do empreendimento ou projeto se referem aos custos de terrenos, construção civil, engenharia, máquinas e equipamentos, desenhos industriais, administração etc., que vão variar em valor de acordo com o tamanho da planta industrial. Sua determinação vai depender dos estudos de mercado que são realizados previamente indicando as características da demanda e do produto que será lançado;

Os custos de estrutura de capital são taxas, comissões, juros e dividendos, decorrentes dos empréstimos bancários e capital acionário, necessários para financiar a capacidade produtiva e ou capital de giro inicial, necessários para a implantação do empreendimento e gerenciamento do sistema produtivo e de vendas;

Os custos de fabricação do produto são os custos de matérias primas, embalagens, remuneração da mão-de-obra, os sejam os custos variáveis e demais custos indiretos como manutenção, seguros, combustível, seguros e outras despesas gerais;

Por fim surgem os custos de logística, entrega e atendimento ao cliente: que se referem aos custos de transporte, armazenamento, entregas, marketing, comercialização dos produtos, suporte, atendimento e pós-vendas (PONTES, 2005).

Figura 01 – Relação entre negócios e custos



Fonte: Pontes(2005)

A figura 01 demonstra aonde os custos incidem no processo de formulação de um investimento, começam na formulação do negócio com as devidas alocações de insumos, dada à quantidade desejada de produção e as projeções de demanda, e se estendem até o desenvolvimento e operação da planta.

Conforme exposto na figura 01 o acompanhamento dos custos possibilita avaliação do desempenho empresarial através dos custos industriais, tendo como suporte teórico a Microeconomia, Engenharia Industrial, Contabilidade, etc., com objetivo de adequar a produção em vista de melhor produtividade, eliminar despesas entre outros benefícios.

Assim a Eficiência Econômica é planejada se levando em conta estratégias de competições, sendo uma das possibilidades a liderança em custos.

Esses custos também servem para análise de investimento com o objetivo de formular e quantificar as melhores oportunidades de negócios, e somente depois de verificado a viabilidade econômica é que ocorre a decisão por investir.

Em Fortunato et al. (1990, p. 92), os principais componentes de custos de uma usina hidrelétrica seriam, o investimento na usina, juros durante a construção da usina que seria uma função do cronograma de desembolsos financeiros, operação e manutenção da usina seriam os custos associados a exploração da usina, mão-de-obra, despesas com manutenção e custos de combustível que no caso das hidrelétricas seriam os *Royalties* pagos pelo uso da água.

2.3 Custos de produção

Os custos de produção se compõem dos custos sociais e dos privados, onde os custos sociais se referem aos custos de oportunidade conforme explicitados no item 2.2.2 e ao custo que a produção de determinado bem impõe a sociedade, a exemplo de Ferguson (1994, p. 231) “custo que uma sociedade suporta quando seus recursos são usados para produzir uma determinada mercadoria”.

Os custos privados de produção serão analisados no decorrer deste item se fazendo uso da Teoria Microeconômica com o objetivo de demonstrar uma função de custo simples (produção de um único produto), e derivar suas curvas de custos visando o esclarecimento da forma como surge o Custo Marginal, parte essencial para a compreensão do presente trabalho.

Os custos de produção são associados aos dispêndios gastos na produção de uma mercadoria qualquer; dentre os vários conceitos de custos de produção pode-se destacar o de Simonsen, 1968 (*Apud*: GARÓFALO & CARVALHO, 1986, p.231), que conceitua o custo de produção de uma quantidade de mercadoria qualquer, “como o total das despesas incorridas na combinação mais econômica dos fatores através da qual se pode obter a quantidade estipulada do produto.”

2.3.1 Classificação genérica dos custos de produção

Os custos totais de produção são genericamente definidos como a somatória dos custos fixos de produção com os custos variáveis de produção.

Os custos fixos de produção podem ser definidos conforme Pindyck & Rubinfeld (1999, p. 221), “como os gastos com manutenção da fábrica, seguro e talvez um número mínimo de funcionários”, e ainda nas palavras de Garófalo & Carvalho (1992, p. 231), “correspondem à parcela dos custos totais que independe da quantidade produzida pela empresa; constituem em outras palavras, os dispêndios com fatores de produção fixos”.

Os custos variáveis de produção são definidos como a parcela de custos totais que variam de acordo com o volume de produção, à medida que a quantidade produzida aumenta a parcela de custos variáveis também sofre acréscimos (GARÓFALO & CARVALHO, 1992, p. 232), para Pindyck & Rubinfeld (1999, p. 221), “incluem gastos com mão-de-obra, salários e matérias-primas – são custos que aumentam quando o volume cresce”.

2.3.2 Funções de Custo

Uma função implica na relação entre variáveis matemáticas, em que há uma variável explicada (dependente) por outras variáveis denominadas explicativas (independentes).

Desta maneira uma função custo de uma empresa expressará a relação entre a quantidade produzida e os preços pagos pelas quantidades utilizadas dos insumos de produção¹, expressos em sua função produção e necessários para a obtenção do produto

¹ Henderson & Quandt (1988, p. 69) “O termo *função de custo* é usado para denotar o custo expresso como função da produção. O termo *equação de custo* é usado para denotar o custo expresso em termos de quantidades e preços de insumos”.

final, sendo assim cada função produção de uma empresa terá sua função custo e se alterando a produção da empresa necessariamente ocorrerá à alteração da função custo (GARÓFALO & CARVALHO, 1992, p. 232).

Vale destaque à observação de Henderson & Quandt (1988, p. 69), que freqüentemente os economistas consideram que as combinações ótimas de insumos já estejam resolvidas, bastando para sua análise os rendimentos e custos expressos em funções matemáticas de produção.

Existem dois tipos de funções que geralmente se fazem uso na Teoria dos Custos no campo de análise Microeconômica, que são as funções de custos no curto prazo e as funções de custo no longo prazo.

Para Awh (1979, p. 202), a função de custo no curto prazo tem um ou mais insumo de produção em quantidades fixas, exemplo uma determinada fábrica que produza um produto hipotético qualquer e não possa alterar seu tamanho. Então neste caso os custos variáveis seriam os insumos de produção como matéria-prima, trabalho, etc. e os custos de insumos fixos seriam o tamanho da planta da fábrica que não pode variar no curto prazo.

Nas palavras do mesmo autor, no longo prazo a função de custo descreve quando todos os insumos podem variar livremente, inclusive o tamanho da fábrica, assim o empresário tem a possibilidade de ao longo do tempo adaptar os níveis de produção para um melhor desempenho empresarial, podendo utilizar para seu planejamento as curvas de custo médio no longo prazo (AWH, 1979, p.202).

Garófalo & Carvalho (1992, p. 232), alertam que as diferenças entre as curvas de custo no curto e longo prazo existem em termos de condições e não propriamente em períodos de tempo, onde de fato a diferença estará associada a existência ou não de insumos fixos na produção.

2.3.3 Função de custo no curto prazo

Em uma função custo de curto prazo se pressupõe que ao menos um elemento seja fixo, neste caso será considerado como elemento fixo o tamanho da planta, e os outros elementos variáveis (insumos de produção), assim a empresa só poderá aumentar ou diminuir sua produção atuando sobre os fatores variáveis, como mão-de-obra, matéria-prima, por exemplo.

Para a função custo de curto prazo foram adotados os métodos de Garófalo & Carvalho (1992, p.233), aonde a formulação das curvas de custo será dada pelas três relações abaixo:

$$q = f(x_1, x_2) \quad (I)$$

A equação I representa a função produção de uma empresa considerando apenas dois fatores de produção, aonde a quantidade será em função dos fatores produtivos x_1 e x_2 .

$$C = P_{x1} * x_1 + P_{x2} * x_2 + b \quad (II)$$

A equação II, resultara na isocusto dado os preços dos fatores P_{x1} , P_{x2} e conhecendo as quantidades utilizadas de cada fator, x_1 e x_2 , sendo que o elemento “b” na equação representa a parcela de custos fixos.

Dadas essas relações se percebe que a função custo dependerá essencialmente da quantidade produzida e pela parcela de custos fixos que independem da quantidade.

A relação destas expressões matemáticas resulta numa única equação custo de curto prazo expressa por:

$$CT_{cp} = f(x_1, x_2) + b \quad (III)$$

A equação III demonstra que no curto prazo as variações nos custos totais da empresa, dado que o tamanho da fábrica seja fixo, será expressa em função da quantidade produzida mais a parcela de custos fixos.

Pode se obter uma combinação custo-produção para a equação III, segundo, Henderson & Quandt (1988, p. 70), da seguinte maneira:

(1) seleciona-se um ponto no caminho de expansão, (2) substituem-se os valores correspondentes dos níveis de insumo na função produção, para obter o nível correspondente de produção, (3) multiplica-se as quantidades de insumo pelos seus respectivos preços para obter o custo variável total desse nível de produção, e (4) soma-se os custos fixos.

2.3.4 Curvas de custo no curto prazo

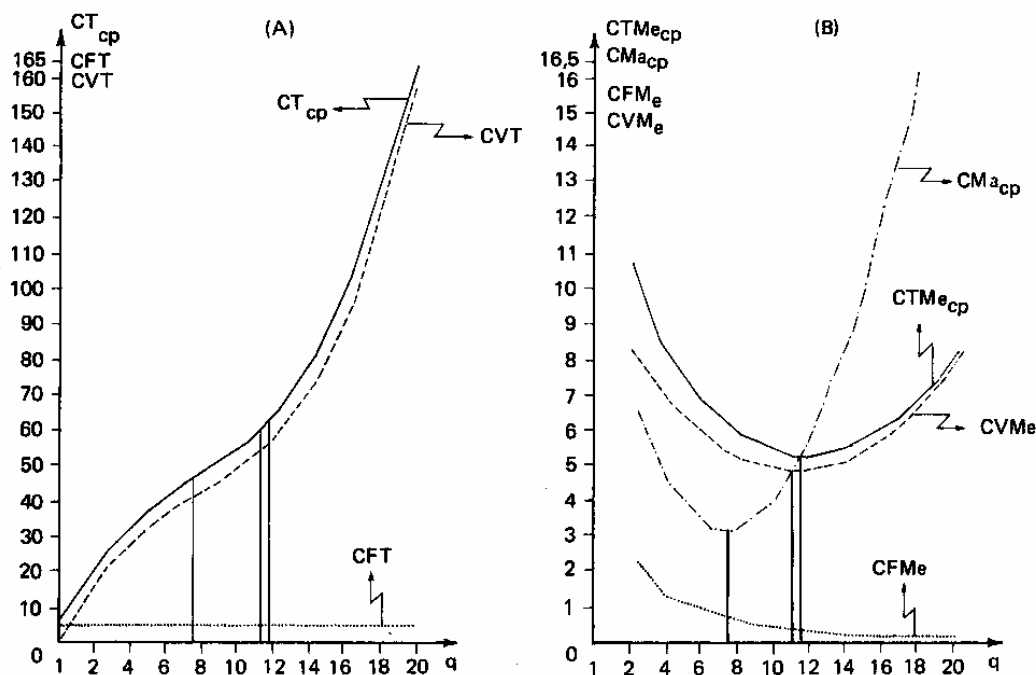
As curvas de custos no curto prazo que podem ser deduzidas a partir das relações acima são:

- **Custo Total (CT):** Para Ferguson (1994) a curva de custo total no curto prazo vai depender de duas preposições: “(a) as condições físicas de produção e os preços unitários dos insumos determinam o custo de produção associado em cada nível possível de produção; e (b) o CT pode ser dividido em dois componentes, Custo Fixo (CF) e Custo Variável (CV)”.
- **Custo Variável Total (CVT):** O custo variável total no curto prazo será dado pelo preço dos insumos de produção multiplicado pelas quantidades dos insumos variáveis utilizados no processo produtivo.
- **Custo Fixo Total (CFT):** No curto prazo de acordo com o exposto este item não altera seu valor e permanece constante independentemente da quantidade produzida.
- **Custos Médios:** Os custos médios serão obtidos pela divisão dos custos totais pelas quantidades produzidas, formando assim as curvas de custo total médio (CTM) ou custo unitário, custo variável médio (CVM) e custo fixo médio (CFM), este último será menor quanto mais for produzido devido a seu valor permanecer constante ao longo da produção.
- **Custo Marginal (CMg):** O custo marginal de curto prazo resulta diretamente da curva de custo total, reflete na inclinação de sua curva as relações entre as variações dos custos totais com a variação da quantidade produzida (HAVEMAN & KNOFF, 1972, p. 106), já em Garófalo & Carvalho (1992, p. 242), “o Cmg é a própria derivada do CVT, uma vez que, sendo o CFT constante, sua derivada será, por definição, nula.”

2.3.5 Relação entre as curvas de custo no curto prazo

O maior interesse no estudo das curvas de custo são as relações e as formas de como elas afetam o custo total de produção da empresa, influenciando nos preços, planejamento e decisões de investimento.

Figura 02 – Curvas de custo no curto prazo



Fonte: Garófalo & Carvalho (1992, p. 246)

A figura 02 descreve o comportamento das curvas de custo no curto prazo, onde o eixo das abscissas é formado pelas quantidades produzidas e o eixo das coordenadas representa os custos em valores monetários.

No quadro (A) situado à esquerda da figura, estão representados os custos totais, a curva de custo total (CT_{cp}) e a curva de CVT se “deslocam conjuntamente e são, de certo modo, paralelos. Ou seja, as inclinações das curvas são iguais para qualquer nível de produto (FERGUSON, 1994, p. 236)”, enquanto a curva CFT é paralela ao eixo das coordenadas, pois independentemente do nível de produção seu valor sempre será fixo no curto prazo.

No quadro (B), são demonstradas as curvas derivadas da função de custo total em relação à quantidade.

As curvas de CTMcp e CVMcp tem formas de Us, pois obedecem a Lei dos Rendimentos Decrescentes, aonde inicialmente representam rendimentos crescentes atingem um ponto de mínimo custo e após começam a apresentar um rendimento decrescente. A distância entre elas não é mais paralela devido à diferença entre elas ser o CFMcp que é decrescente em relação à quantidade por ser derivado do CFT, resultando que qualquer aumento da quantidade produzida reduz seu valor, conseqüentemente à distância entre as curvas de CTMcp e CVMcp.

A curva CMg, guarda estreita relação com as outras curvas médias, em geral também possui forma de U, se localizando abaixo das curvas de CTMcp e CVMcp antes de seus pontos de mínimo, então se eleva cruzando ambas as curvas nos pontos de mínimos² e após se eleva acima das outras curvas, para Miller (1981, p. 198), “sempre que o custo marginal for crescente, será maior que os custos médios; sempre que o custo marginal for decrescente, será menor que os custos médios”.

2.3.6 Função de Custo no Longo Prazo

Em uma função custo de longo prazo todos os insumos de produção inclusive o tamanho da planta são considerados variáveis, Ferguson (1994, p. 246), “o longo prazo é um horizonte de planejamento, refere-se ao fato de que os agentes econômicos podem planejar e escolher muitos aspectos de curto prazo nos quais eles operarão no futuro”.

Para a função custo de longo prazo se escolheu o método de Henderson & Quandt (1988, p.74), aonde a formulação das curvas de custos será dada pelas relações abaixo:

$$q = f(x_1, x_2, k) \quad (IV)$$

$$C = P_1x_1 + P_2x_2 + f(k) \quad (V)$$

$$\lambda(x_1, x_2, k) = 0 \quad (VI)$$

A equação IV, implica que a quantidade produzida será em função dos insumos x_1 , x_2 e do tamanho da planta da empresa, nesse caso representado por k .

² A demonstração matemática da forma como o CMg cruza os CTMcp e CVMcp em seus pontos de mínimos pode ser obtida em Henderson & Quandt (1988, p.386).

A equação V representa a isocusto implicando que se os preços dos fatores P_{x1} , P_{x2} forem dados, o custo vai variar em função do tamanho da planta (k) e da utilização das quantidades dos insumos x_1 e x_2 para cada respectiva quantidade a produzir no referido tamanho de planta escolhido.

A equação VI representa o caminho de expansão que é uma função implícita aonde se supõe que o empresário agindo racionalmente sempre escolherá um ponto aonde dado à quantidade produzida e as combinações de insumos ele obterá os menores custos unitários por produto.

“Podem-se usar duas relações acima para eliminar x_1 e x_2 , e o custo total pode ser expresso como função de nível de produção e do tamanho da planta (HENDERSON & QUANDT, 1988)”:

$$CTL_p = f(q, k) + f(k) \quad (VII)$$

Na equação VII que representa a função de custo total no longo prazo, os custos fixos são funções crescentes do tamanho da planta representada na equação pela expressão $f(k)$.

2.3.7 Curvas de custo no longo prazo

As curvas de custos no longo prazo que podem ser deduzidas a partir das relações acima são:

- **Custo Total (CTL_p):** Para Henderson & Quandt (1988, p. 74), a curva de custo total no longo prazo será em função do nível de produção, sendo que cada nível de produção seja produzido numa empresa de tamanho ótimo. “A CTL_p é construída a partir de pontos das curvas de custo curto prazo. Como k é continuamente variável, a curva de custos a longo prazo tem um e apenas um ponto em comum com cada uma das infinitas curvas de custo a curto prazo”.
- **Custo Médio (CMeL_p):** O custo médio será obtido pela divisão dos custos totais pelas quantidades produzidas, aonde o custo médio mínimo para um dado volume de produção é alcançado numa empresa do mesmo tamanho,

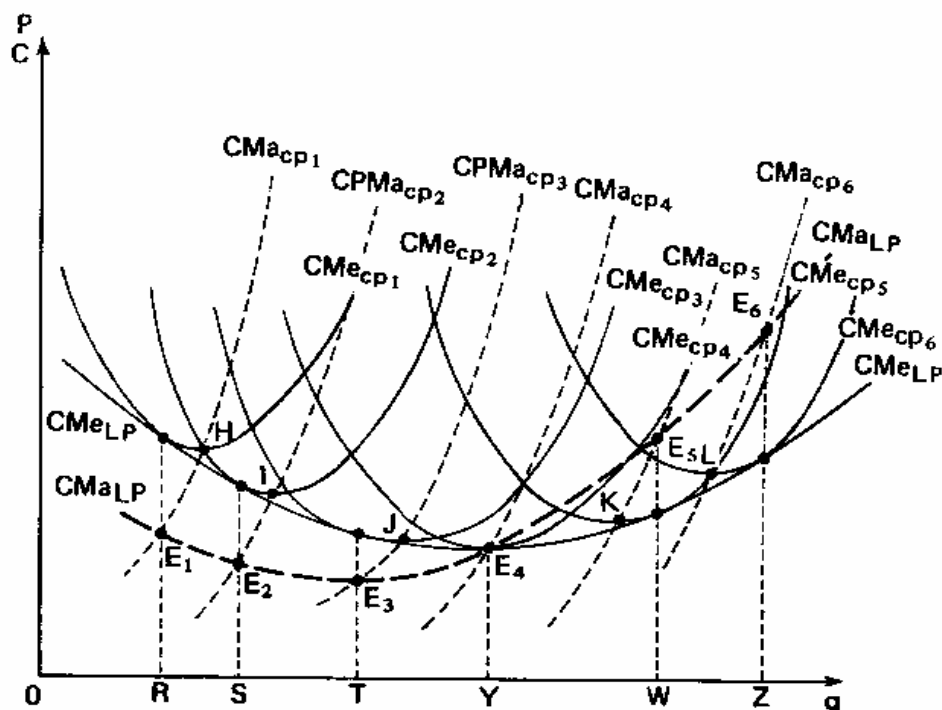
ao mesmo nível de ao qual o custo total é mínimo (Henderson & Quandt, 1988, p. 75). Outra forma de obter o CMe_{LP} é construindo a envoltória das curvas de CM_{ecp} , aonde não necessariamente a tangência será nos pontos de mínimos das curvas de curto prazo.

- **Custo Marginal (CM_{gLP}):** O custo marginal de longo prazo pode ser obtido pela derivada do CTL_{LP} com relação ao nível de produção, ou a partir das curvas de CM_g de curto prazo. Importante frisar que conforme demonstrado a seguir a curva de CM_{gLP} não será uma curva envelope dos CM_g de curto prazo (Henderson & Quandt, 1988, p. 76).

2.3.8 Relação entre as curvas de custo no longo prazo

As curvas de custo no longo prazo são de suma importância para o planejamento da expansão da produção, o que é o objeto do presente trabalho, uma vez que se pretende caracterizar a forma pela qual a curva de CM_{gLP} vai influenciar na decisão de expansão e preços do setor de geração de eletricidade no Brasil.

Figura 03 – Curvas de custo no longo prazo



Fonte: Garófalo & Carvalho (1992, p.254).

A figura 03 é um exemplo de como se comportam as curvas de custo no longo prazo, para a determinação das curvas de longo prazo foram considerados 6 níveis de produção com suas respectivas curvas de curto prazo, contendo no eixo das abscissas as quantidades produzidas e no eixo das coordenadas os custos em valores monetários para cada nível de quantidade produzida.

A curva de CMeLp tem as mesmas características da curva de CTLp, uma vez que seu valor nada mais é do que o quociente entre CTLp e a quantidade produzida, ainda de acordo com a figura 03, a curva de CMeLp pode ser traçada como uma curva envoltória das curvas CMecp.

A curva envoltória CMeLp como se pode observar não tangencia as curvas de CMecp em seus pontos de mínimos, isso ocorre como explica Garófalo & Carvalho (1992, p. 251), por:

O comportamento da curva de CMeLp, que de início se apresenta decrescente, pode ser explicado em funções de que, preliminarmente, a ampliação do tamanho das plantas cria economias de escala de produção para a empresa, implicando redução do CMeLp. Não obstante, após ser atingida a escala ótima da planta, se continuar o processo de ampliações sucessivas da dimensão, surgirão as deseconomias de escala de produção, implicando a elevação dos custos unitários de curto prazo para cada uma das novas dimensões dessa planta e, mais conseqüentemente, a curva de CMeLp será ascendente.

A curva CMgLp é tecnicamente definida como “o lugar geométrico dos pontos das curvas de custo marginal de curto prazo que correspondem ao tamanho ideal da planta da empresa para cada nível de produção, Garófalo & Carvalho (1992, p. 253).”

Ao contrario das curvas de CMeLp e CTLp a curva de CMgLp não se caracteriza como uma curva envoltória das curvas de CMgcp, apesar de ser possível a derivar a partir dessas.

O CMgLp é a taxa de variação do custo total supondo todos os custos dos fatores variáveis, aonde partes das curvas de CMgcp podem se situar abaixo da curva de CMg Lp.

Ferguson (1994, p. 256), “no longo prazo, os custos podem ser reduzidos de um montante maior, por que os insumos são ajustados otimamente. Portanto, a variação no custo total a longo prazo é maior que a variação do custo total a curto prazo e, conseqüentemente, o custo marginal a longo prazo excede seu correlato no curto prazo”.

Ainda para o mesmo autor a definição da relação entre as curvas de CMgLp e CMeLp seria: “a curva de CMeLp mostra o custo mínimo unitário de produção de cada nível possível de produção; a curva CMgLp mostra o montante mínimo pelo qual o custo é

aumentado quando a produção se expande e o montante máximo que pode ser poupado quando a produção diminui”.

2.4 Economias e deseconomias de escala

As economias e as deseconomias de escala começam a serem percebidas pelo comportamento dos custos no longo prazo, as possibilidades de sua percepção ocorrem através da Elasticidade de escala, que vai indicar a variação percentual ocorrida na quantidade produzida, em decorrência de uma variação proporcional do coeficiente de escala (GARÓFALO & CARVALHO, p. 255).

Em termos infinitesimais, utilizando a notação de derivada, a elasticidade de escala é expressa pela seguinte equação:

$$E_e = (\partial q / \partial v) * (v / q) \quad (\text{VIII})$$

A equação VIII demonstra a elasticidade de escala como sendo a derivada da quantidade numa função produção, dividida pela derivada do coeficiente de escala, sendo o quociente desta divisão multiplicado pelo quociente da divisão do coeficiente de escala (v) pela quantidade produzida (q).

A elasticidade de escala também é igual à soma das elasticidades do produto total em relação a cada um dos fatores (GARÓFALO & CARVALHO, 1992, p. 257).

Quando a $E_e > 1$, existem rendimentos crescentes de escala ou economia de escala, sendo a $E_e = 1$, ocorrem rendimentos ou economias constantes de escala e para $E_e < 1$, ocorrem rendimentos ou deseconomias de escala. Para Garófalo & Carvalho (1992, p. 257), a elasticidade de escala demonstra o comportamento do produto total ao longo de uma linha reta, que passa pela origem dos eixos cartesianos, atravessando o mapa de produção sob a hipótese de a dimensão da planta estar variando, aonde esta linha reta pode representar o caminho de expansão numa função produção homogênea.

A ocorrência destas economias de escala ou deseconomias de escala esta atrelada ao próprio processo de produção, estando relacionados com os formatos das curvas de custo total médio de longo prazo.

As causas de economias de escala podem ser simplificadas como, indivisibilidade do equipamento e da própria planta, indivisibilidade de financiamento, preços reduzidos dos fatores, benefícios organizacionais e especialização do trabalho.

Por outro lado as causas das deseconomias de escala pode ser a perda da eficiência em decorrência da complexidade produtiva, custos crescentes de fatores não produtivos e o desenvolvimento de funções subsidiárias, como exemplo despesas jurídicas.

2.5 Custo marginal

Este item tem por objetivo dar uma breve conceituação do custo marginal, procurando somente mostrar o entendimento do custo marginal na opinião dos autores citados.

Para Ferguson (1994, p. 239), o “custo marginal é o acréscimo de custo total atribuível ao acréscimo de uma unidade na produção” admitindo que no curto prazo somente os custos variáveis alteram o valor, o custo marginal poderia ser obtido por sucessivas subtrações do custo variável.

Pindick & Rubinfeld (1999, p. 221), definem custo marginal como “o aumento de custo ocasionado pela produção de uma unidade adicional do produto”, e quando o custo fixo não sofre variação, “o custo marginal é apenas o aumento no custo variável ocasionado por uma unidade extra do produto”.

Já Garófalo & Carvalho (1986, p. 242), conceituam o custo marginal em “caracteriza-se por ser a variação do custo total decorrente da variação da produção”. Entendem também que no caso da variação ocorrer somente nos custos variáveis, o custo marginal poderá ser obtido tanto através da função do custo total, como através dos custos variáveis totais, que são obtidos pelo quociente entre os custos variáveis e a quantidade produzida.

Miller (1981, p. 195) define “como a variação nos custos totais quando há variação de uma unidade na taxa de produção. Afirmado de outra maneira, o custo marginal é igual à variação no custo total por variação de uma unidade do produto”.

2.5.1 Custo marginal na otimização da produção e nos preços

O custo marginal tem um papel muito importante no que se refere à otimização da produção e formação dos preços, seu uso é utilizado tanto no curto como no longo prazo em auxílio as decisões empresariais a respeito do volume de produção e planejamento da estrutura da planta.

O uso do custo marginal também se torna relevante para o planejamento mediante a escolha da estrutura de mercado, pois seu comportamento é peculiar para cada estrutura de mercado, seja ela em concorrência perfeita, monopólio ou oligopólio.

A filosofia básica da reestruturação do setor elétrico brasileiro foi a de não regular de maneira a proporcionar um serviço elétrico com determinados custos, mas sim, com o objetivo de gerar a competição entre as firmas que apresentam um mesmo preço para o produto (RUDNICK, 1996, *apud* LOTERO, 1999, p. 49).

Dentro do setor de energia elétrica somente a Geração de energia tem condições de assumir a estrutura de mercado em concorrência perfeita ainda nas palavras de Lotero, a geração é um segmento potencialmente competitivo não existindo mais economia de escala, aonde pequenas plantas podem produzir aos mesmos custos que as grandes, inserindo assim a competição.

Dentro desta visão somente será apresentada à estrutura de preços e equilíbrio em um mercado de concorrência perfeita.

2.6 Concorrência perfeita

Para Ferguson (1994, p. 277), “quatro importantes condições vão definir a concorrência perfeita, aonde estas condições em conjunto garantem um mercado livre e impessoal, no qual as forças da demanda e oferta ou receita e custos determinam a alocação de recursos e a distribuição de receitas”.

A primeira condição é que exista no mercado um grande numero de pequenas empresas não podendo nenhuma exercer influência sobre o preço, sendo que do ponto de vista dos vendedores requer que cada produtor não possa influenciar o preço através de variações na produção.

Em segundo é que o produto deve ser homogêneo, significando dizer que os compradores são indiferentes quanto à firma que compram o produto.

A livre mobilidade dos recursos é a terceira condição para a existência da concorrência perfeita, aonde todos os recursos podem entrar e sair facilmente do mercado, não existindo patentes, o trabalho é móvel tanto geograficamente como entre cargos, etc.

A quarta e última condição é que todos os agentes possuem conhecimento perfeito sobre o mercado, onde os consumidores terão pleno conhecimento dos preços, os produtores de seus custos e os trabalhadores de seu salário.

A definição final sobre concorrência perfeita dada por Ferguson (1994, p. 279) é a seguinte:

A concorrência perfeita é um modelo econômico de um mercado, tendo as características seguintes: cada agente econômico é tão pequeno em relação ao mercado que não pode exercer influência perceptível no preço. O produto é homogêneo e há livre mobilidade de todos os recursos, incluindo livre e fácil entrada e saída de empresas e todos os agentes econômicos no mercado gozam de completo e perfeito conhecimento.

2.6.1 Maximização do lucro e equilíbrio no curto prazo

O equilíbrio de mercado que é um curto intervalo de tempo onde os insumos não podem variar, devido a restrições como estoques, transporte, etc., fazendo assim com que a oferta seja fixa.

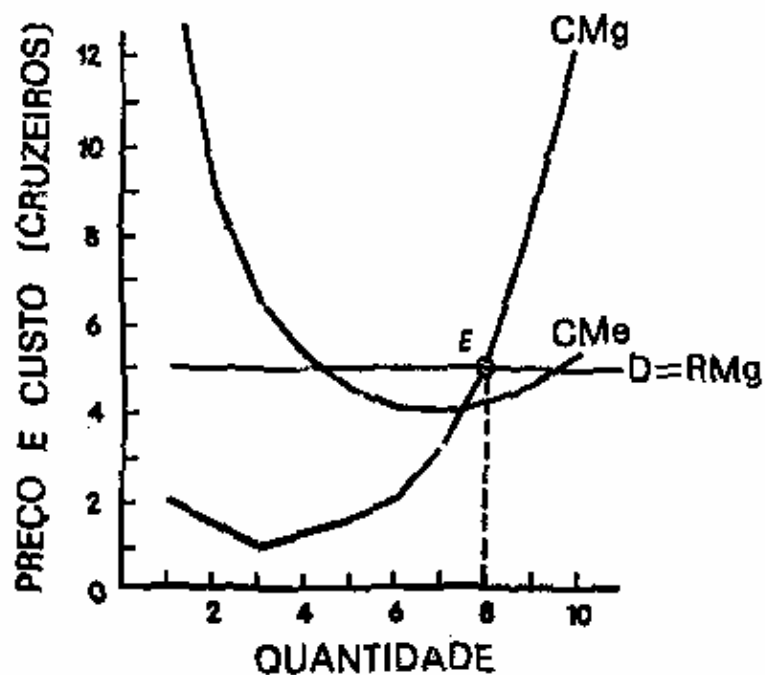
Como a oferta será fixa durante o período de mercado a curva de oferta será dada pela soma das ofertas individuais das firmas, assim a demanda por si só vai determinar o preço de equilíbrio, que vai diferir do curto e longo prazo aonde a interação entre oferta e demanda defini as quantidades de equilíbrio.

No curto prazo as variações na produção poderão ser dadas somente pelos insumos variáveis tendo como limite as condições impostas pelos insumos fixos, se cada firma ajusta a produção para obter um máximo lucro, o mercado ou setor também ajusta para atingir o equilíbrio.

A maximização do lucro pode ser obtida tanto pela abordagem da Receita Total x Custo Total como pela Abordagem marginal, mas como nas próprias palavras de Ferguson (1994, p. 284) “o enfoque renda total – custo total é útil, mas não nos conduz a uma interpretação analítica do comportamento do empresário”, será dada ênfase à abordagem marginal.

Antes de tudo se faz necessário conceituar a Receita Marginal (Rmg) que é definida como a variação na receita total devido ao acréscimo de uma unidade vendida e é calculada com auxílio da função de demanda do consumidor (FERGUSON. 1994, p. 123).

Figura 04 – A maximização do lucro pela abordagem marginal

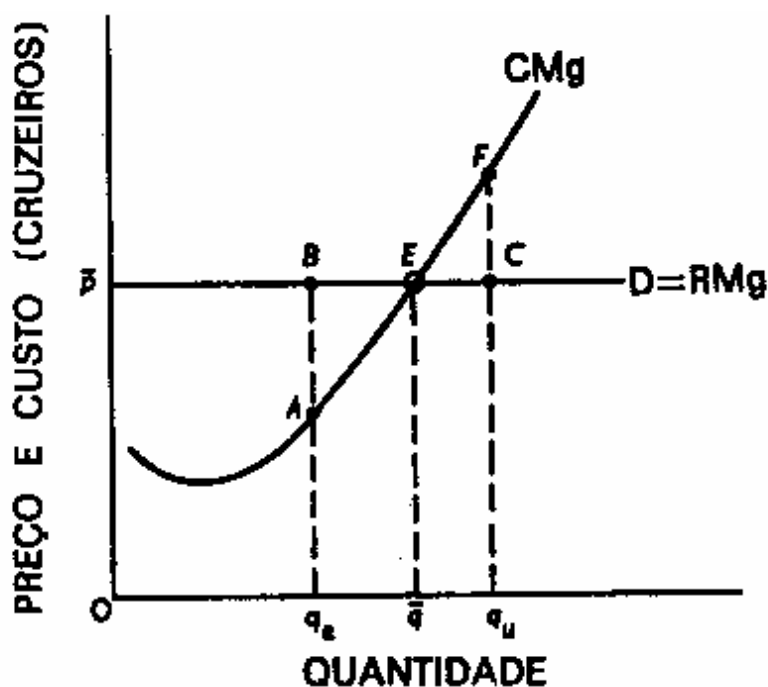


Fonte: Ferguson (1994, p. 286)

Como mostra a figura 04, o equilíbrio a curto prazo é alcançado no ponto E, nesse ponto a Rmg é igual ao Cmg, assim se a Rmg é igual ao preço (P) para um produtor em concorrência perfeita o equilíbrio será alcançado quando o $P=Cmg$. O teorema que prova esta preposição nas palavras de Ferguson é:

A receita marginal é o acréscimo da receita total, devido ao aumento de uma unidade nas vendas, enquanto o custo marginal é o acréscimo do custo total resultante do aumento de uma unidade de produção. Assim, torna-se evidente que o lucro cresce quando a receita marginal excede o custo marginal e diminui quando o custo marginal excede a receita marginal. O lucro deve, portanto atingir seu ponto de máximo quando são iguais a receita marginal e o custo marginal.

Figura 05 – O equilíbrio a curto prazo no ponto onde o custo marginal iguala-se ao preço



Fonte: Ferguson (1994, p. 287)

A Figura 05 demonstra o equilíbrio no curto prazo no ponto E com o preço (p) e a quantidade produzida (q), igualando a Rmg ao CMg . Se a empresa estivesse operando no ponto F seus custos marginais cresceriam mais do que a sua receita marginal. Como consequência diminuiria o seu lucro ou aumentaria seu prejuízo.

Ao contrário, se a empresa estivesse sobre o ponto A, a receita marginal cresceria mais que os custos marginais dessa forma aumentaria seu lucro ou diminuiria seu prejuízo. Segundo Ferguson (1944, p. 288) “uma firma em concorrência perfeita atinge seu equilíbrio ou lucro máximo no curto prazo, produzindo o nível de produção fixado, para o qual o custo marginal se iguala ao preço fixo de mercado”.

2.6.2 Equilíbrio a curto prazo em concorrência perfeita

Para chegar ao equilíbrio no curto prazo em concorrência perfeita é preciso entender como se forma a curva de oferta do setor, que pode ser explicada da seguinte forma (Ferguson, 1994, p. 293).

Se os preços dos fatores variam em resposta a uma variação na quantidade de fatores usada no setor, a curva de oferta do setor não é uma

soma horizontal das curvas de custo marginal de todas as firmas. A curva de custo marginal de cada firma se desloca quando os preços dos fatores variam. Porém, a curva de oferta do setor é perfeitamente determinada – é a soma das quantidades oferecidas por todas as firmas, a qual é determinada pela curva de custo marginal correspondente ao conjunto dos preços dos fatores, em vigor.

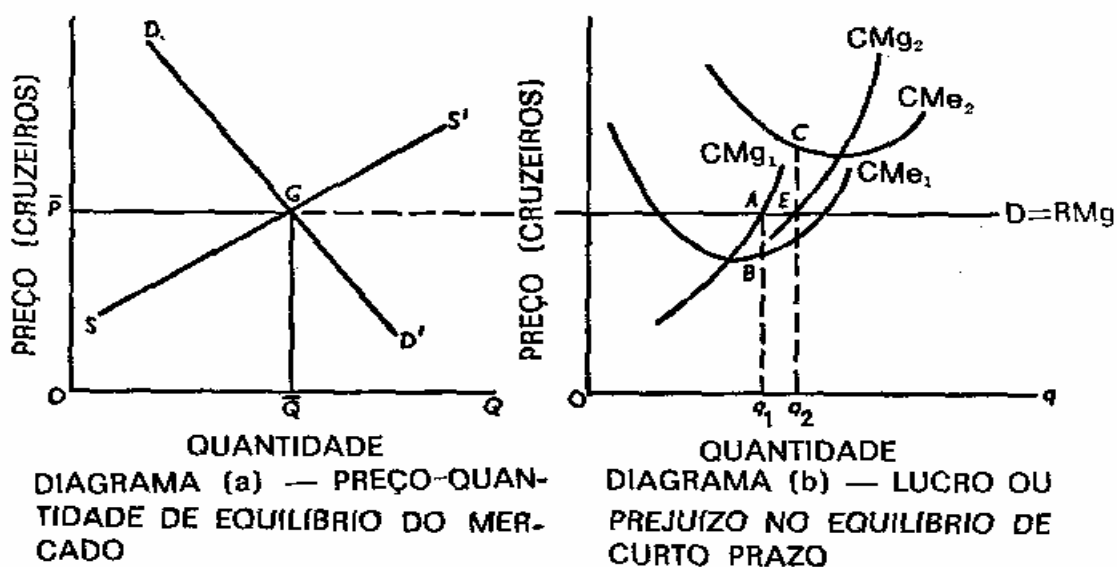
De acordo com a figura 06, o equilíbrio de mercado é atingido no ponto G do diagrama (a), aonde as curvas de oferta e demanda são iguais, indicando assim uma quantidade produzida de (OQ) unidades por um preço (O_p).

Como o preço é igual ao custo marginal no equilíbrio resulta que se a empresa estiver operando sobre as curvas de custos CMg_1 e CMe_1 no diagrama (b), como seus custos médios estão abaixo do preço de mercado obterá um lucro econômico puro representado pelo segmento AB.

Essa situação tende a atrair novas empresas para o setor, se com a entrada dessas empresas os custos dos fatores de produção sobem, as curvas de custo do setor sobem para CMg_2 e CMe_2 , a quantidade produzida será indicada pelo ponto E do diagrama (b), ocorrendo assim que os custos médios do setor vão estar acima do preço de mercado, ocasionando um prejuízo representado pelo segmento CE.

Nesta nova situação algumas empresas iriam sair do setor ou somente operar até a depreciação de seus ativos fixos.

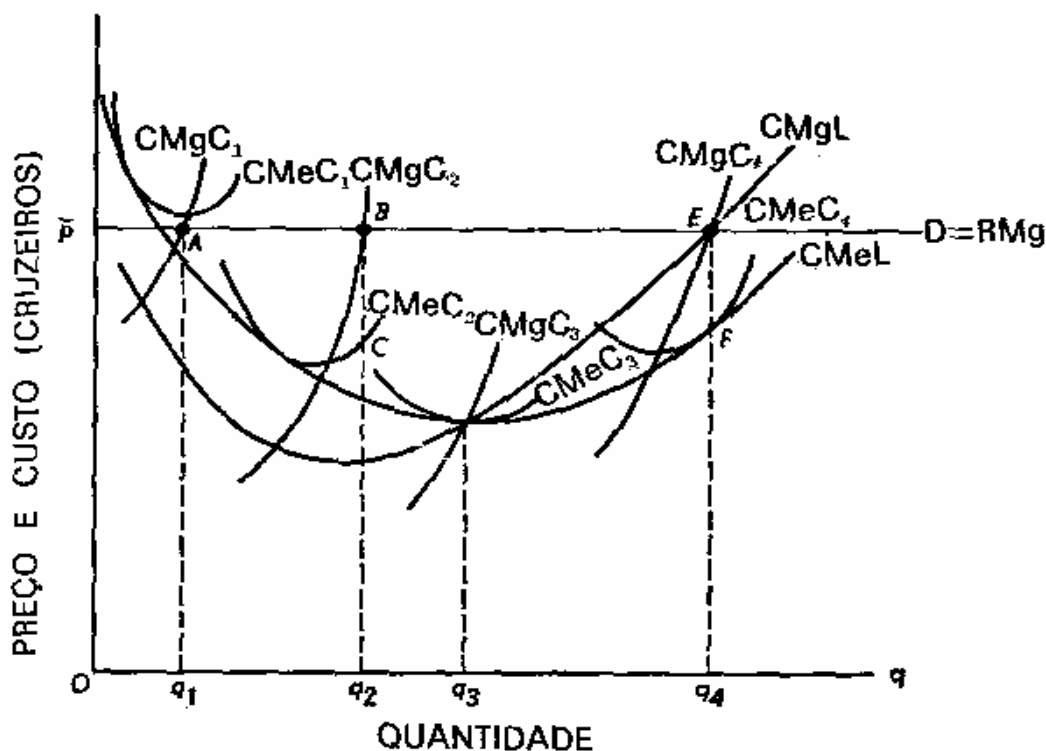
Figura 06 – O equilíbrio de mercado a curto prazo e o lucro ou prejuízo da firma



2.6.3 Equilíbrio a longo prazo em concorrência perfeita

No longo prazo todos os insumos são considerados variáveis, assim sendo, o empresário pode ajustar sua produção e seu tamanho de planta de forma a atingir a maximização dos lucros, e a reposta de firmas no setor será dada pela motivação do lucro.

Figura 07 – O ajustamento a longo prazo do tamanho da instalação



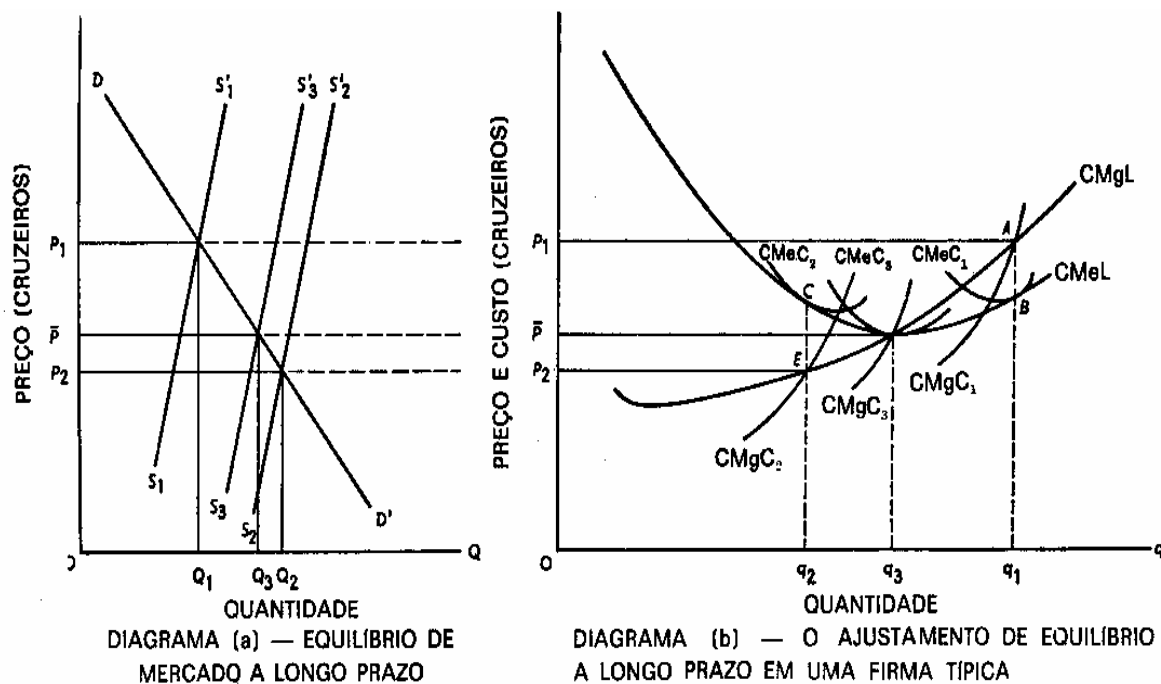
Fonte: Ferguson (1994, p. 299).

A figura 07 mostra como funciona o ajustamento da planta no longo prazo por uma firma individual, se a empresa opera nas curvas de custo CMg_1 e Cme_1 o equilíbrio é alcançado no ponto A, sendo que esta situação resultaria em prejuízo. Se decidisse aumentar a sua produção de modo a alcançar o CMg_2 e Cme_2 o empresário obteria um lucro econômico puro representado pelo segmento BC, agora o melhor ponto para ajustamento da planta é o ponto E, indicando que a produção se daria com as curvas de custo CMg_4 e Cme_4 , pois neste local tanto a curva de custo marginal de longo prazo como a curva de custo marginal de curto prazo interceptam a linha da receita marginal, indicando assim que no ponto E é aonde ocorre a maximização do lucro.

Para Ferguson (1994, p. 299) a lógica desta explanação está em:

O custo marginal a longo prazo mostra o acréscimo do custo total atribuível ao aumento de uma unidade na produção, depois que o tamanho da instalação seja ajustado de forma a produzir o nível de produção ao mínimo custo por unidade. A receita marginal, ou demanda, mostra o acréscimo na receita atribuível ao aumento de uma unidade nas vendas. Portanto, pelo familiar argumento, o lucro máximo é obtido pela produção do nível de produção na instalação de tamanho tal, que o custo marginal a longo prazo se iguale ao preço para onde o custo marginal a curto prazo relevante se iguale ao preço.

Figura 08 – O ajustamento de equilíbrio a longo prazo de uma atividade em concorrência perfeita



Fonte: Ferguson (1994, p. 301).

De acordo com a figura 08, se cada indústria é idêntica e a demanda é representada pela linha DD' no diagrama (a), juntamente com a oferta S_1S_1' , o preço e quantidade de equilíbrio levariam as curvas de custo C_{mgL} e C_{meL} , tendo como equilíbrio o ponto A, nesta situação a empresa obtém um lucro econômico puro indicado pelo segmento AB.

Essa situação de lucro econômico puro atrairá outras empresas ao setor, digamos que após a entrada das novas empresas a curva de oferta se desloque para S_2S_2' , fazendo que o preço caísse e a quantidade aumentasse, logo o novo equilíbrio seria dado pelo ponto

E, aonde o C_{mg2} intercepta a linha de preço, neste ponto as empresas teriam prejuízo representado pelo segmento EC, por seus custos marginais estarem abaixo dos custos médios.

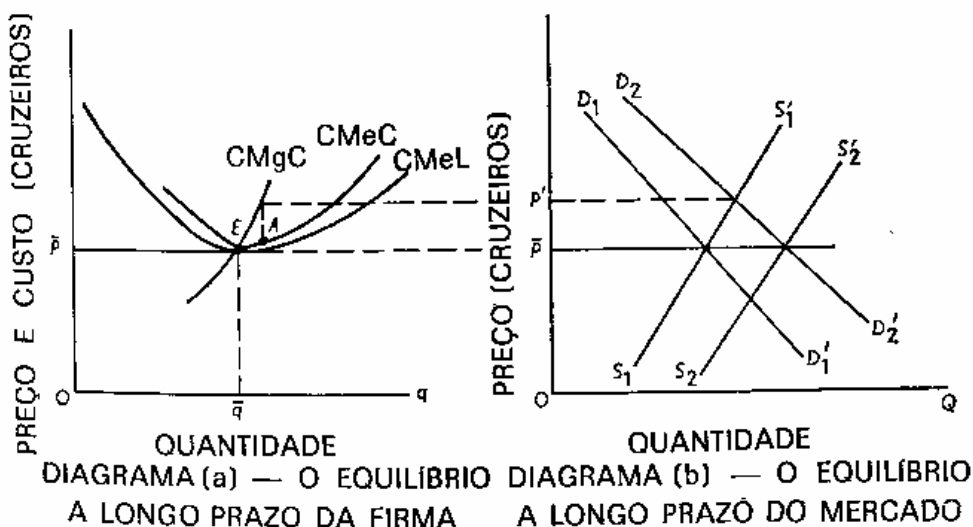
Dada a nova situação algumas empresas abandonariam o setor, se com isso a curva de oferta se desloca para $S3S3'$, ocasiona um novo equilíbrio de preços por quantidade, que fará as curvas de custos se deslocarem para C_{mg3} e C_{me3} , atingindo assim o ponto aonde tanto o custo marginal de curto prazo quanto o custo marginal de longo prazo interceptam a linha de preços, e inclusive a linha de custo médio a longo prazo em seu ponto de mínimo. Este é o equilíbrio a longo prazo em concorrência perfeita.

Na definição de Ferguson (1994, p. 303) “em concorrência perfeita, há uma tendência das firmas para entrar ou sair, até que cada firma existente não obtenha nem lucro puro e nem prejuízo puro”, e o “equilíbrio, no longo prazo, para uma firma em concorrência perfeita, ocorre no ponto onde o preço se iguala ao mínimo custo médio a longo prazo. Neste ponto, o custo total médio mínimo a curto prazo se iguala ao custo total médio a longo prazo e os custos marginais a curto e longo prazo são iguais”.

2.6.4 Custos constantes e custos crescentes

No longo prazo se os custos dos insumos forem constantes ou seja, qualquer quantidade demandada de insumos não altera o seu valor, o equilíbrio será como demonstrado na figura 09.

Figura 09 – O equilíbrio a longo prazo no preço de oferta em uma atividade em concorrência perfeita sujeita a custos constantes



Fonte: Ferguson (1994, p. 305).

A figura 09 ilustra o processo de ajustamento a longo prazo em um setor com custos constantes, no diagrama (a) esta representada as condições dos custos de uma firma no curto e longo prazo, enquanto no diagrama (b) está representada as curvas de oferta e demanda do setor.

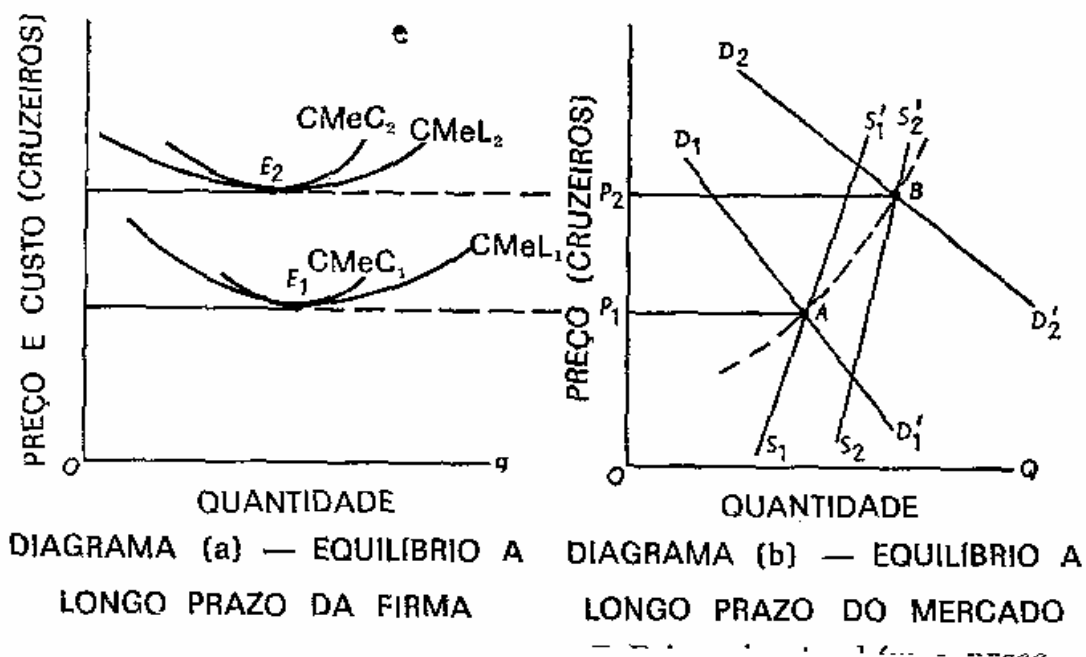
Suponha que a empresa inicialmente opere no ponto E sobre o diagrama (a), onde as curvas de custo marginal e custo médio a longo prazo se encontram, formando assim o equilíbrio e maximizando o lucro da empresa, se a demanda se deslocar para a curva D_2D_2' no diagrama (b), ocorre um novo ponto de equilíbrio aonde a empresa passa a ter um lucro econômico puro e ocorre uma elevação do preço.

Dado esta hipótese e como os custos dos insumos não aumentam com a quantidade demandada pelas empresas ocorre que mesmo entrando novas empresas no setor devido ao lucro econômico puro, não vai haver um aumento dos custos médios de curto prazo, logo se pode concluir que como não ocorre a elevação dos custos dos insumos o preço a longo prazo é constante.

Para Ferguson (1994, p. 309) “o importante a enfatizar é que nos setores de custo constante, novas firmas entram, até que o preço retorne ao nível mínimo imutável de custo médio de longo prazo”.

Já nos setores de custos crescentes a maneira como ocorre o ajustamento é um pouco diferente e será representado pela figura 10.

Figura 10 – O equilíbrio a longo prazo e o preço de oferta num setor em concorrência perfeita, sujeito a custos crescentes



Fonte: Ferguson (1994, p. 308).

Se a demanda se desloca para D_2 a D_2' o preço também sobe, logo as empresas passam a apresentar um lucro econômico puro, atraindo para o setor novas empresas e demandando uma quantidade maior de fatores de produção. Agora como os preços dos insumos sobem pela maior quantidade demanda os custos vão subir tanto para as empresas já instaladas como para as que pretendem entrar, assim o equilíbrio se descolca para o ponto E_2 do diagrama (a), fazendo com que as curvas de custos subam para $CmeC_2$ e $CmeL_2$, conseqüentemente a curva de oferta do setor também se desloca para a direita em S_2 a S_2' .

A conclusão que se chega é que em um setor com custos crescentes um aumento na produção ocasionara um aumento de preços a longo prazo.

CAPÍTULO 3 - CUSTO MARGINAL NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Fundamentos básicos

A indústria de energia elétrica tem algumas características diferentes das demais indústrias em virtude do tipo de produto ofertado. Um dos princípios básicos refere-se ao fato de não haver possibilidades de estocagem da eletricidade, sendo a demanda instantânea à oferta. Outro elemento importante refere-se ao fato de que os investimentos são de longo prazo e dependentes de alta tecnologia.

Os negócios desta indústria podem ser divididos basicamente em quatro partes: a geração onde é realizada a transformação das matérias-primas em energia, o transporte da energia em alta e alta-extra tensão que são os meios de transmissão, a distribuição da rede em baixa tensão e a comercialização de energia.

Cada etapa do setor de energia depende de investimentos específicos para a obtenção de um produto final de qualidade e de confiabilidade, razão pela qual a regulação da indústria tem tratamento diferente a cada tipo de segmento (FORTUNATO et al., 1990, p. 26). Para Álvares (1962), “A eletricidade consiste em cargas infinitesimais, chamadas elétrons e estas partículas são forçadas a se locomover em uma mesma direção e sentido, daí resultando a corrente elétrica”.

Ainda segundo o autor:

Uma carga elétrica é uma coisa quantitativamente definida (*definite quantitative thing*), como a inércia, o peso ou volume de um corpo. Estas cargas têm existência contínua, tal como um pedaço de ferro ou um copo d'água. A eletricidade, que é uma só consequência da conversão da energia, pode apresentar a forma estática, que é a eletricidade em repouso, e a forma dinâmica, que esta última é a eletricidade considerada em movimento.

Como se observa, existem detalhes que operacionalizam a organização da tecnologia de produção, transmissão e distribuição de eletricidade numa economia. Outro fator de elevada importância que solidifica e fundamenta a organização desta indústria está relacionada com os procedimentos operacionais da rede elétrica, sendo necessário, portanto, de um corpo de conceitos básicos como se observa a seguir:

- a) **as unidades elétricas:** são medidas através da tensão ou voltagem (V), a corrente ou amperagem (A) e a resistência (W ohm). O instrumento que mede essas grandezas elétricas é o multímetro, aparelho de extrema utilidade quando se trabalha com circuitos elétricos;
- b) **a corrente elétrica:** é a quantidade de elétrons que passa pelo fio durante um segundo, podendo ser contínua como a das pilhas e baterias (CC ou DC) ou alternada como a que temos nas tomadas em casa (CA ou AC). A corrente alternada é a produzida no gerador (magneto) das motos e algumas vezes utilizada no farol;
- c) **resistência elétrica:** é uma restrição à passagem de corrente através de um condutor. Todos os condutores elétricos quando percorridos por uma corrente possuem alguma resistência elétrica. A resistência elétrica causa o aquecimento dos condutores mas ela é também benéfica. Os fusíveis ao serem percorridos por uma corrente acima do seu valor nominal se aquecem e se fundem interrompendo o circuito e em muitos casos é a resistência que determina a quantidade de corrente que fluirá por um circuito. Para medirmos a resistência de um componente devemos soltar seus fios isolando o componente do resto do circuito;
- d) **potência elétrica:** é dada em Watts (W). É a medida da energia gasta por um período de tempo para realizar algum trabalho. Medida pela fórmula $P=VA$; $P=V^2/R$; $P=A^2R$;
- e) **circuito elétrico:** O circuito elétrico compõe-se de todos os componentes onde a corrente flui. Os componentes em um circuito elétrico podem ser ligados em série ou em paralelo. No circuito em série há somente um caminho disponível para a corrente que deve percorrer todos os componentes. No circuito em paralelo a corrente percorre cada componente independentemente, sendo que cada um desses componentes pode ter um valor de corrente e funcionamento independente dos demais.

Nesse contexto, pode-se inferir que é de elevada importância o conhecimento do comportamento dos custos de expansão, operação e manutenção de uma rede elétrica, cuja demanda pelo produto afeta praticamente toda a economia nos mais diversos segmentos.

Para este caso, a conceituação e o uso dos custos marginais são levemente modificadas para que reflitam as adaptações necessárias ao entendimento da complexidade da indústria de eletricidade.

3.2 Custo marginal de operação da rede elétrica

O custo marginal de operação (CMO) na indústria de energia elétrica é o equivalente ao custo marginal de curto prazo na literatura econômica, onde somente serão considerados como custos marginais de operação os custos que se somarem ao custo total para atender um acréscimo de demanda, sem que ocorra a necessidade de novos investimentos em usinas de geração.

Para Kegler (2001, p. 22) inicialmente cabe destacar que os custos marginais quanto ao aspecto do prazo tem que ser analisado com as seguintes características:

Na teoria de custo marginal, os termos curto e longo prazo, referem-se às ações adotadas para atender ao acréscimo de demanda e não aos horizontes de planejamento. Quando o sistema é operado de forma ótima e se desenvolve de modo igualmente ótimo, verifica-se uma igualdade entre o custo marginal de curto prazo e o custo marginal de longo prazo.

Fortunato et al., (1990, p. 97), “entende-se por custo marginal a relação entre acréscimo de custo total no sistema de geração, necessário para suprir um incremento do mercado de energia elétrica, este custo é usualmente expresso em unidades monetárias (\$/Mwh)”. O conceito de custo marginal nas palavras do mesmo autor é “utilizado no planejamento da expansão e da operação de sistemas gerados em duas áreas principais: estudos de tarifação e critérios de suprimento e operação ótima do parque gerador”.

Araújo (2001, p. 35-66), ao discursar sobre a tarifação de preços em monopólios em especial para o caso do setor elétrico conclui que:

Cabe um último comentário quanto à aplicação de regras de tarifação a custo marginal. O próprio conceito exigiria que este fosse o custo marginal de curto prazo, refletindo os custos incorridos no fornecimento de uma unidade adicional. Num sistema em equilíbrio, ou no qual não existam indivisibilidades, isto não leva a dificuldade. Entretanto, caso existam indivisibilidades e a demanda varie no tempo, a aplicação estrita do conceito pode levar a flutuações e descontinuidades. Neste caso, é necessário distinguir custos marginais de curto prazo (instalações fixas) e de longo prazo (expansão ótima da capacidade para fornecer uma

unidade adicional). Na prática, este segundo conceito é o mais utilizado para tornar mais estáveis e previsíveis os preços.

Para Fortunato et al. (1990, p. 97), “o custo marginal de curto prazo é o custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender a um acréscimo de carga no sistema através dos meios já existentes, isto é, sem adicionar novas fontes geradoras ao mesmo”.

A possibilidade de se atender a um aumento de demanda sem a construção de novas usinas geradoras num sistema hidrotérmico, decorre de uma diminuição dos vertimentos das usinas hidroelétricas (custo zero), uma maior geração nas usinas termoelétricas existentes ou finalmente por um aumento do déficit esperado (FORTUNATO et al., 1990, p. 97).

O custo marginal de operação é diferenciado no planejamento em função do tempo e das incertezas na representação das condições operativas. Assim o custo marginal de operação calculado mensalmente com representação determinística das afluências é o custo marginal de curto prazo (KEGLER, 2001, p. 24).

O custo marginal de operação ao se considerar que um sistema é planejado e operado de forma ótima para atender aumentos de demanda é caracterizado pela ausência dos produtores quanto aos seguintes fatores: utilização de recursos com custos unitários maiores aos empregados naquele instante, redução de confiabilidade no sistema (cortes de carga em contingência) e cortes em regime normal de operação (acionamento, redução de tensão) (KEGLER, 2001, p. 22).

Se qualquer fator citado acima ocorrer no momento em que é necessário atender um aumento da demanda, o sistema deixa de operar de forma ótima ocasionando uma variação no valor do custo marginal de operação.

3.3 Custo marginal de expansão da rede elétrica

O custo marginal de expansão (CMexp.) é caracterizado como um aumento de capacidade de geração do sistema, esse aumento de capacidade só pode ocorrer no longo prazo. Assim o custo marginal de expansão é o equivalente ao custo marginal de longo prazo na literatura econômica.

O aumento da capacidade de geração instalada ocorre através da implantação de novas hidroelétricas ou ainda através da implantação de usinas termoelétricas, que

apresentam um maior custo de produção por utilizarem combustíveis fósseis que não são renováveis como a matéria-prima para seu produto.

A geração elétrica brasileira é fundamentalmente hidroelétrica, quando ocorre uma diminuição nos reservatórios ou situação de racionamento, fazendo com que a energia contratada seja maior que a energia produzida, a demanda é abastecida com energia das termelétricas, como essas fazem uso de combustíveis fósseis ocorre um aumento de custo no curto e no longo prazo.

Segundo Silva e Finardi (1999, *apud* KEGLER, 2001, p. 27):

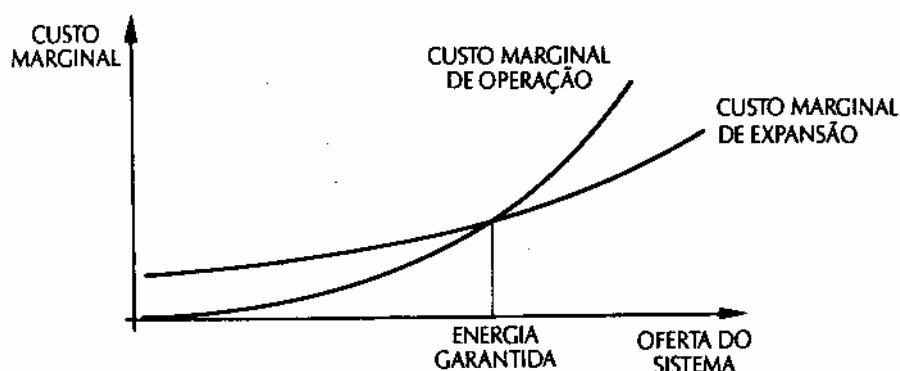
A característica mais evidente de um sistema composto por usinas hidrelétricas e termelétricas é a possibilidade de utilização da energia “grátis”, armazenada nos reservatórios, para atender a demanda, evitando desta maneira gasto com combustíveis com unidades térmicas. Entretanto, a disponibilidade de energia hidrelétrica está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Isto introduz uma dependência entre a decisão operativa de hoje e os custos operativos no futuro.

A definição dada por Fortunato et al. (1990, p. 98) ao custo marginal ou de expansão “É o custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender um acréscimo de carga no sistema através da incorporação ao mesmo de uma nova usina geradora”. Como o sistema elétrico brasileiro tem a predominância da geração hidro, existe sempre a necessidade de uma avaliação sócio-econômica das alternativas possíveis com uma complementação de usinas térmicas.

A diferença entre o CMO e o CMexp permite determinar a forma mais econômica de suprir os acréscimos de demanda de energia. Logo, se o custo marginal de operação for menor que o custo marginal de expansão é mais viável atender aos acréscimos de demanda através dos meios já existentes, sem a necessidade de acrescentar novas usinas geradoras ao parque produtor (FORTUNATO et al., 1990, p. 98).

O equilíbrio ocorrerá quando os custos marginais de operação e expansão forem iguais conforme pode ser visualizado na Figura 11 a seguir:

Figura 11 - Condição de otimalidade de expansão da rede elétrica



Fonte: Fortunato et al., 1990, p. 98.

A Figura 11 mostra que o sistema de geração elétrica será otimizado no momento em que os custos marginais de operação e expansão se igualam, sendo possível visualizar o momento em que é necessário acrescentar novas fontes geradoras, que fica a direita do ponto de equilíbrio, onde o CMO é maior que o CMexp..

3.4 Custo marginal no sistema de transmissão

No contexto da indústria de energia elétrica o sistema de transmissão cumpre o papel de transporte da mercadoria, adquirindo o produto em um ponto e entregando em outro ponto do sistema, adquirindo assim personalidade de um agente econômico que compra em um lugar mais barato para vender em outro por um preço superior.

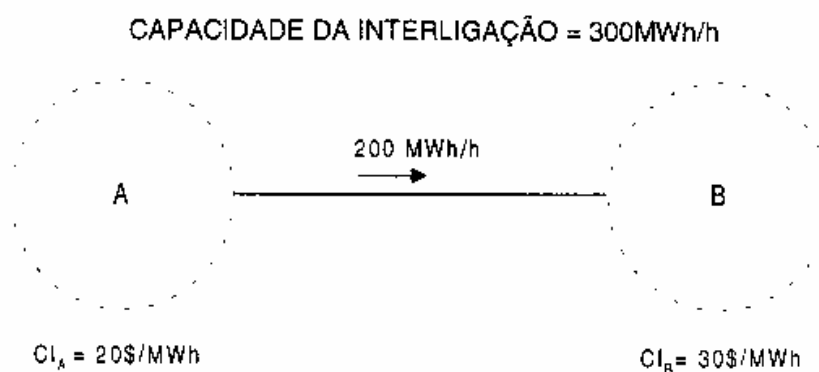
Os custos de um sistema de transmissão podem ser compostos de linhas de transmissão, transformadores e a devida mão-de-obra de sua instalação, outros custos associados à transmissão são de natureza do serviço, como perdas de transmissão, respeito dos limites dos equipamentos e instalações (SILVA, 2001, p. 88).

Segundo Silva (2001, p. 88) a interpretação dos custos nas suas formas marginais de curto e longo prazo apresenta algumas simplificações e estes custos podem ser razoavelmente identificados. Para o autor, o custo marginal de curto prazo é o custo incremental em se atender um aumento de demanda quando a capacidade de transmissão é fixa, sendo este composto também por custos de reposição, congestionamentos e custos de interrupção da transmissão e ou geração.

Os custos marginais de curto prazo no sistema de transmissão são afetados, por exemplo, quando há uma das restrições das apontadas, o que faz com que ocorra uma diminuição da energia ofertada. Como existe a necessidade de se manter a igualdade entre a demanda e a oferta, implica que outra fonte deverá suprir este déficit muitas vezes por um custo superior.

Estes custos podem ser medidos através das perdas de oportunidades que incorre aos consumidores, como por exemplo, prejuízos resultantes de uma determinada indústria que tem seu processo produtivo interrompido ou pelo custo adicional de gerar energia através de uma fonte com maiores custos de produção.

Figura 12 – Determinação do CMCp da Transmissão

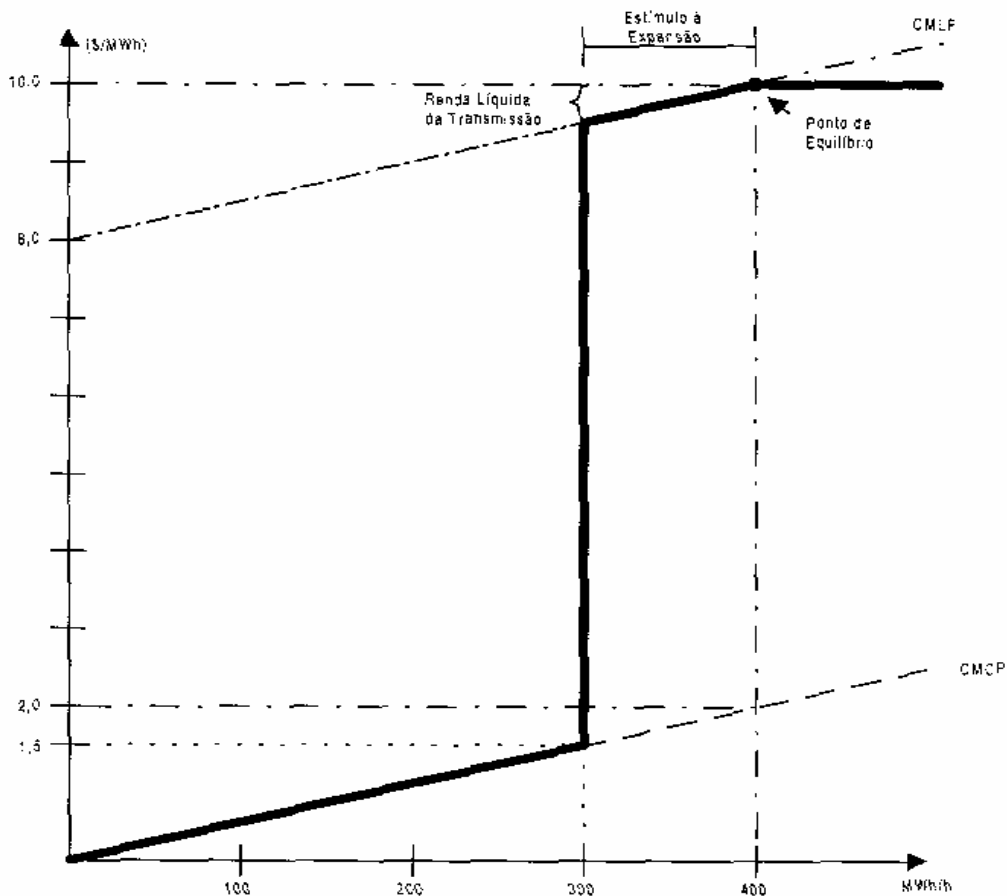


Fonte: Silva, 1990, p. 89.

A Figura 12, demonstra um exemplo de como uma restrição de transmissão afeta o CMCp, se a área B precisar importar 200 MWh/h da área A, com um custo incremental de 20 \$/MWh e as perdas na transmissão forem de 10 MWh/h, o custo extra será dado por $(10 \times 20) / 200$ que será igual 1\$/MWh, que será o custo marginal de curto prazo da transmissão (SILVA, 2001, p. 89).

O custo marginal de longo prazo na transmissão será o custo para atender a um aumento de demanda quando a capacidade da transmissão também pode variar, como a demanda necessita ser atendida totalmente o CMLp será composto pelos custos de reposição de perdas e de congestionamento mais os custos de ampliação da capacidade de transmissão (SILVA, 2001, p. 88).

Figura 13 – Custos marginais da transmissão



Fonte: Silva, 2001, p. 92.

A figura 13 apresenta os custos marginais no sistema de transmissão, enquanto o fluxo for menor que 300 \$/MWh, o único custo que incorre é de recuperação das perdas, sendo que a partir deste ponto haverá a necessidade de expansão do sistema de transmissão.

Os consumidores de B estão dispostos a pagar somente a diferença de 10 \$/MWh pelo transporte de energia, resultando numa capacidade de 400 MWh. Logo, no intervalo de 300 a 400 MWh, haverá agentes econômicos com interesse de investir na transmissão.

Segundo Silva (2001, p. 93), se conclui que no equilíbrio de mercado, que ocorre no ponto onde a transmissão é de 400 MWh, a renda bruta adquirida com a transmissão se iguala ao custo total de transmissão, e a renda líquida será nula.

3.5 Custos marginais na distribuição da rede elétrica

Uma rede elétrica de distribuição refere-se ao conjunto de instalações de distribuição, de um ou mais proprietários, com tensão inferior a 230kV ou instalações em tensão igual ou superior, quando especificamente definidas pela ANEEL (1999).

Para efeito de cálculo do custo marginal da geração e distribuição de energia elétrica é preciso considerar se a rede está sendo feita em corrente alternada senoidal. Isto significa que a tensão e a corrente variam ao longo do tempo em forma de uma função senoidal e a variação por unidade de tempo, isto é, a frequência, é constante. No Brasil adotou-se a frequência padrão de 60 Hz embora em alguns países usam o padrão de 50 Hz. (ANEEL, 1999).

São bastante fortes as razões para o uso da corrente alternada e não da contínua. Geradores e motores de corrente alternada são muito mais simples e eficientes. Correntes contínuas não podem ter suas tensões facilmente convertidas (aumentadas ou reduzidas). Na realidade, é preciso transformá-las em alternadas, converter com transformadores e transformar novamente em contínuas. Também podem ser usados conjuntos motores-geradores. Para as alternadas, basta apenas o transformador.

A corrente contínua apresenta uma vantagem, torna as perdas na transmissão menores. Para distâncias e potências muito altas pode ser economicamente viável a transformação em contínua na geração e o processo inverso no destino.

Além disso, por razões de eficiência, a geração é sempre feita em forma trifásica. Significa que os condutores não serão dois, mas sim três, cujas tensões ou correntes estão igualmente deslocadas entre si em relação ao tempo.

As orientações técnicas para se calcular o custo marginal de expansão da rede de distribuição está relacionada com as capacidades resultantes de medição dos níveis de tensão, estimulado pela carga de demanda dos consumidores a uma migração de suas instalações para estes níveis tensão.

Para a ANEEL (1999):

O fato de o CIMLP ser zero ou negativo sinaliza que a empresa não faz mais investimentos nestes níveis e uma migração indesejada poderia comprometer toda uma política de expansão delineada. Ocorrendo estas situações, tratamentos estatísticos devem ser utilizados visando dar coerência aos sinais econômicos obtidos.

A determinação do custo marginal da rede de distribuição deve levar em consideração não apenas as especificações técnicas do sistema, mas o valor total do investimento previsto a ser alocado no ano de entrada de operação da obra e as taxas de depreciação previstas em lei (TURVEY & ANDERSON, 1977). Nesse sentido é preciso definir as funções que correlacionam valores históricos de agregados de obras e MVA ou MWh instalados. As variáveis explicativas podem ser tanto o MVA instalado quanto o consumo de energia faturado ao longo dos anos, já as variáveis explicadas, ou seja, os agregados de obras podem ser km de rede, transformadores, *bays* de linha e *bays* de transformação.

Turvey & Anderson (1977) consideram que para cada agregado de obra, calcula-se o custo médio de desenvolvimento anual ou o custo marginal de expansão. Este custo resulta do produto da derivada pelo custo unitário anualizado do referido agregado. Para anualizar o custo unitário dos agregados é utilizado uma taxa que é obtida pela soma da TMA com as taxas de operação, de manutenção e da depreciação econômica dos ativos avaliados.

Outro fator importante refere-se à definição correta da caracterização de carga, pois a inviabilidade prática da construção de tarifas a partir da análise do comportamento individual da curva de carga dos consumidores e das instalações de transformação de tensão torna necessária a definição de um número conveniente de curvas de carga típicas.

Estas curvas de carga devem representar a totalidade dos consumidores e das instalações de transformação de tensão da concessionária. As medições das curvas de carga dos consumidores e de instalações de transformação de tensão, consideradas neste estudo tarifário, passam por um tratamento estatístico para formar curvas típicas, relevantes para o estabelecimento da responsabilidade dos consumidores nos custos ao longo da rede de distribuição de energia. Esta etapa é dividida em três fases: a) identificação de curvas características; b) agregação de curvas de carga e c) ajustes das tipologias ao mercado (ANEEL, 1999).

Uma análise detalhada do incremento da demanda em relação à curva de duração de carga em um determinado período, de ponta ou fora de ponta, permite avaliar os valores adicionais de consumo de energia. Em um sistema gerador puramente termoeletrico, esse consumo adicional de energia pode ser suprido através de uma maior utilização da última unidade geradora colocada em operação para o atendimento da curva de carga antes de ocorrer o incremento da demanda.

Supõe-se que as unidades geradoras do sistema são colocadas em operação seqüencialmente, na ordem crescente de seus custos de combustíveis. Assim, o CMLP de energia fora de ponta, corresponderá a um incremento de carga fora do período de ponta, equivalente ao custo de combustível da unidade eficiente menos.

Nesse contexto, deve-ser levar em conta também os fatores de perdas de transmissão onde o custo marginal de energia de um consumidor do tipo j , em um período horo-sazonal u , é calculado a partir do correspondente CMLP, adicionado das perdas até o ponto de conexão do consumidor. Utiliza-se aqui a equação do tipo:

$$CE_{ju} - (\mu u^P + \mu u^{A0}) * (1 + Tu^P) * Eu/D \quad (IX)$$

Onde:

CE_{ju} – custo de energia no posto u

μu^P = custo de energia de produção no posto u

μu^{A0} = custo de energia da rede A0 – interconexão – no posto u

Tu = taxa de perda no posto u desde o ponto de conexão do cliente até a produção

Eu = consumo de energia do cliente do tipo j , no posto u

D = demanda de potência do cliente no posto u (TURVEY & ANDERSON, 1977).

Um outro aspecto fundamental a ser considerado deve-se ao fato de que o fornecimento de eletricidade pode diferir de uma região a outra, de um consumidor para outro. Assim, a análise econômica das tarifas começam pela estimativa dos custos marginais ou custos de desenvolvimento do fornecimento de eletricidade. Como os custos marginais diferem também de hora, lugar e tensão, sua estrutura deve considerar os diferentes níveis de custos que estão associados (TURVEY & ANDERSON, 1977).

3.6 Aplicação dos custos marginais no sistema tarifário

O significado de sistema tarifário em energia elétrica consiste em estabelecer tabelas de preços que correspondam aos diferentes tipos e níveis de consumo de energia. Segundo Fortunato et al. (1990, p. 186), podem-se identificar ao menos quatro critérios

utilizados nos cálculos de tarifas: a) critério de livre competição, b) critério do serviço pelo custo, c) através de critérios especiais e d) através dos custos marginais.

Os custos marginais como referencia para a geração das tarifas de energia é válido pelo fato que permite uma receita suficiente para o financiamento da expansão e tem a capacidade de levar em conta os verdadeiros custos incorridos para a adição de uma unidade a mais do produto para cada consumidor específico.

A tarifação através de custos marginais possibilita diferenciar os consumidores que forçam o sistema exigindo níveis de transmissão e potência mais elevada, ocasionando um custo maior de geração do que consumidores que apenas utilizam a energia elétrica normalmente (FORTUNATO et al., 1990, p. 187). Para a tarifação através dos custos marginais a idéia básica é que cada tipo de consumidor cubra os custos relativos ao seu consumo.

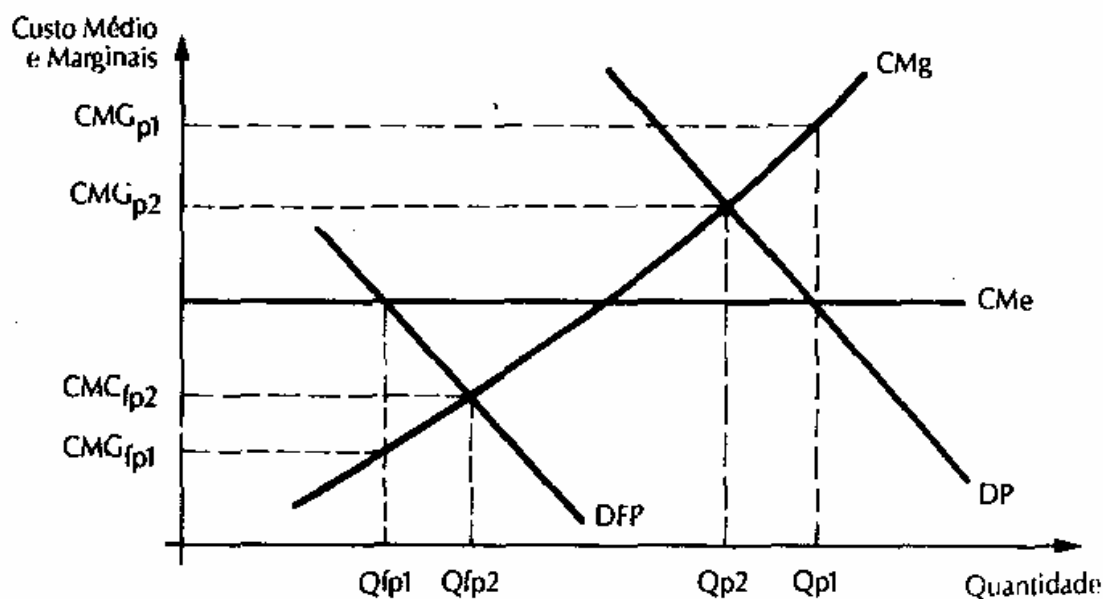
Para Fortunato et al. (1990, p. 197), se o sistema estiver em equilíbrio o custo marginal de expansão será igual ao custo marginal de operação, caracterizando que o sistema opera no ponto de custo médio mínimo.

Estando o sistema fora de equilíbrio, os custos marginais de curto prazo ou custos marginais de operação, não serão mais um parâmetro adequado para a tarifação. Nas palavras do mesmo autor: “Como ele reflete os custos operativos do sistema, o preço da energia elétrica sofreria fortes oscilações no sentido positivo, até que fosse adicionada capacidade de geração ao sistema, fazendo-o retornar a situação de equilíbrio”, e para resolução desse problema é tomado como base o uso do custo marginal de expansão ou de longo prazo.

Isto posto, implica que quanto mais recursos forem necessários para a expansão do sistema, maiores serão as tarifas cobradas dos consumidores, diferente da tarifação pelos custos médios que não garantem a expansão do sistema.

Outro aspecto relevante quanto ao uso dos custos marginais é a possibilidade de diferenciar os consumidores em horários de ponta e fora de ponta. Dos consumidores do horário de ponta são cobrados os custos operacionais mais os custos dos investimentos, por esses aumentarem a necessidade de geração do sistema, enquanto dos consumidores fora do horário de ponta somente são cobrados os custos de operação.

Figura 14 – Comparação dos custos marginais e médios em função do nível de produção



Fonte: Fortunato et al. (1990, p. 199).

A figura 14 demonstra a forma como acontece o processo de diferenciação de tarifas, a curva de custo marginal (CMg) é crescente com o aumento da quantidade produzida. As curvas de demanda do horário de ponta e fora de ponta são representadas por DFP e DP, respectivamente, e a curva de custo médio (CMe) é constante por supor que o sistema esta operando no ponto ótimo ou seja com custos médios mínimos.

Se o preço cobrado fosse de acordo com os CMe, a curva de demanda DFP, consumiria a quantidade Q_{fp1} com os custos marginais CMG_{fp1} respectivos e a curva de demanda DP, consumiria Q_{p1} com os custos CMG_{p1} .

Se as tarifas definidas forem através do custo marginal serão inferior ao CMe para DFP e superior para DP, como consequência, os consumidores de DFP serão incentivados a deslocarem seu consumo para a quantidade Q_{fp2} com os custos CMG_{fp2} e os consumidores de DP serão incentivados a reduzirem seu consumo para Q_{p2} com os custos CMG_{p2} .

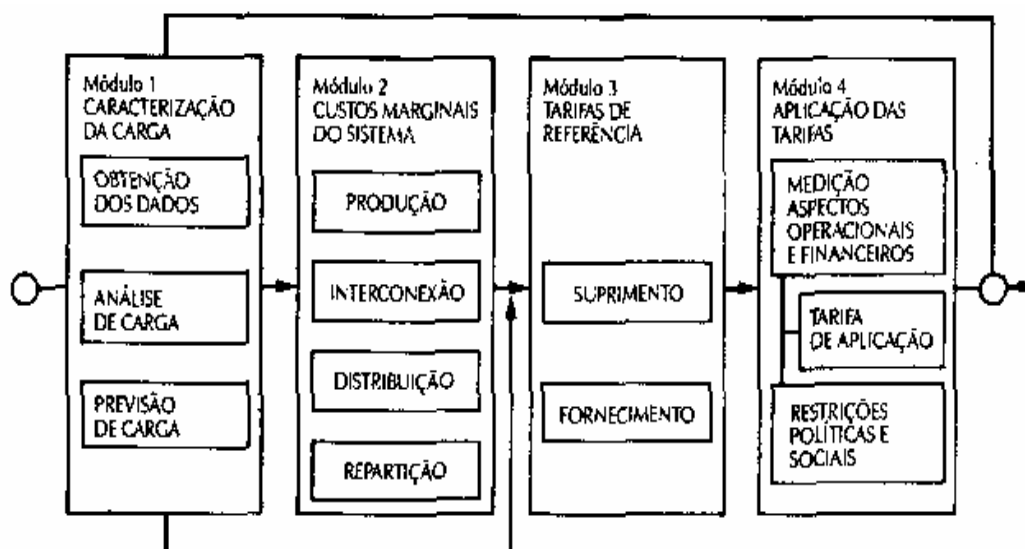
As vantagens de tarifas diferenciadas para os dois grupos são uma maior horizontalização da curva de carga do sistema, diminuindo as necessidades de investimentos para adicionar potencia ao horário de ponta, através da tarifação pelos custos marginais ainda é possível diferenciar os consumidores pela época do ano (seco/úmido), e

por região geográfica (FORTUNATO et al., 1990, p. 198). Dessa forma é possível encontrar a maneira como os custos incidem nas tarifas elétricas.

Os princípios que norteiam as tarifas através dos custos marginais são: a neutralidade que é manter a tarifa tão mais próxima do custo possível, a igualdade que é a capacidade de tarifar consumidores de características semelhantes da forma mais igualitária possível e a eficácia que é a melhor combinação possível das fontes de recursos combinados com seus respectivos custos.

A figura 15 a seguir apresenta de forma simplificada a obtenção de tarifas através dos custos marginais, sendo que para este enfoque se faz necessário a suposição do perfeito conhecimento do comportamento de carga e custos.

Figura 15 – Fluxograma da determinação das tarifas de aplicação por custos marginais



Fonte: Fortunato et al. (1990, p. 200)

A primeira etapa é a caracterização da carga e potência dos diversos consumidores, através da coleta de dados e análise de comportamento do consumo, servindo para definir a responsabilidade dos custos na geração, transmissão e comercialização dos diferentes consumidores.

Na segunda etapa são calculados os custos marginais de operação e expansão da produção, depois são obtidos os custos marginais das linhas de interconexão que servem para levar a produção até os grandes centros consumidores, estando o custo destes associados a equipamentos das subestações e linhas troncos. Se existirem muitas

descontinuidades nas séries históricas é levado em conta os custos incrementais médios de longo prazo.

Na malha de repartição que serve para conectar consumidores de maior porte ou subestações de distribuição em subestações de alta tensão, os custos marginais podem ser obtidos através dos custos médios de longo prazo.

Na distribuição que envolve o fornecimento a consumidores urbanos e rurais como não existem descontinuidades significativas nos níveis de tensão é aplicada as “Leis de Quantidades e Obras” para o cálculo dos custos marginais.

Para a terceira etapa é calculada a tarifa de referência aonde os custos marginais são agregados a períodos horo-sazonais, sendo considerados parâmetros para as tarifas.

Nas palavras de Fortunato et al (1990, p. 202):

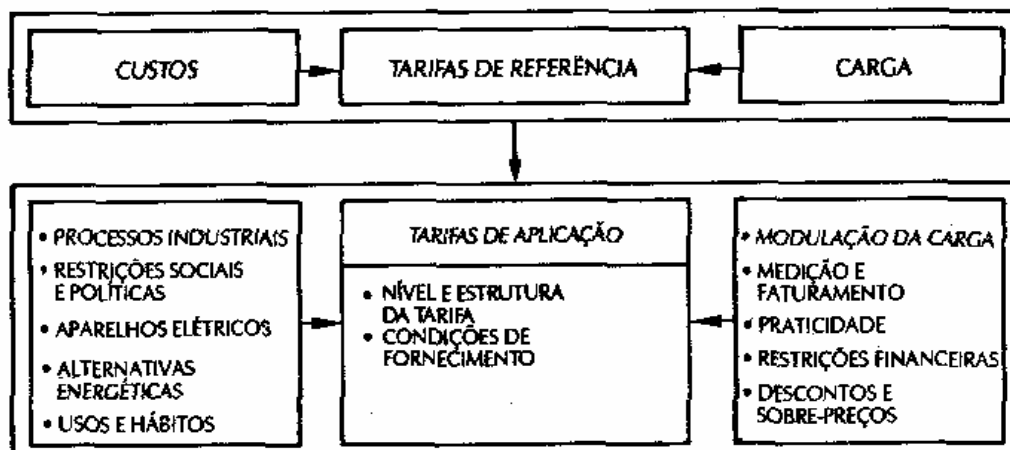
A necessidade de representar através da estrutura tarifária os custos incorridos no sistema para garantir a capacidade de fornecimento aos consumidores, faz com que a demanda contratada seja o segundo parâmetro da tarifa. O nível de preço de demanda associado a cada segmento horo-sazonal reflete a economia nos custos de expansão que pode ser obtida pelo deslocamento da carga, servindo de informação para determinar mudanças de comportamento dos consumidores.

Assim, fica caracterizada uma forma de tarifa binômia, com preços e demanda de energia diferenciados conforme os períodos, sempre buscando atingir os princípios básicos de neutralidade, igualdade e eficácia (FORTUNATO et al., 1990, p. 202).

A definição exata de tarifa de referência nas palavras do autor é: “A tarifa de referência é definida como uma função linear dos parâmetros de serviço – consumo e demanda, através de uma estrutura de preços de demanda e consumo em cada segmento horo-sazonal, que reflete os custos dos fornecimentos”.

A quarta e última etapa descrita na Figura 15 é a definição das tarifas de aplicação onde são levados em conta na estrutura de preços fatores como: restrições políticas, sociais e financeiras; estímulo a mudança de comportamento dos consumidores; nível de compreensão de diversos agentes do mercado e praticidade de medição e faturamento.

Figura 16 – Diagrama da passagem dos custos às tarifas de aplicação



Fonte: Fortunato et al., (1990, p. 204).

A Figura 16 apresenta um diagrama esquemático da formação das tarifas de aplicação, sendo composta pelos custos (1) com processos industriais, aparelhos elétricos, restrições sociais e políticas, alternativas energéticas e usos e hábitos, mais o fator de carga, (2) que vai resultar da modulação da carga, medição e faturamento, praticidade, restrições financeiras e desconto e sobre-preços.

Após a definição das tarifas de referência conforme a estrutura tarifária e as condições de fornecimento serão cobrados de cada tipo de consumidor sua tarifa de aplicação.

CAPÍTULO 4 – APLICAÇÃO DO CUSTO MARGINAL NA INDÚSTRIA ELETRICA BRASILEIRA

4.1 Mudanças globais no mercado brasileiro de eletricidade

A reestruturação do setor elétrico teve seu marco inicial com a promulgação da Lei n. ° 9.074/95, mais conhecida como Lei das Concessões que estabelece norma para a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos.

Com a Lei n. ° 9.427/96 foi criada a ANEEL (Agência Nacional de energia elétrica) responsável pela regulamentação do setor com o objetivo de fiscalizar a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica de acordo com as políticas do Governo (KEGLER, 2001, p. 16).

Em 1998 foi instituído o Operador Nacional do Sistema (ONS), que tem como objetivo “garantir o funcionamento do sistema eletro-energético em conformidade com padrões de qualidade e confiabilidade estabelecidos, devendo, para isso, utilizar os recursos do sistema da melhor forma possível, de modo a garantir uma operação ao mínimo custo (SILVA, 2001, p. 21)”.

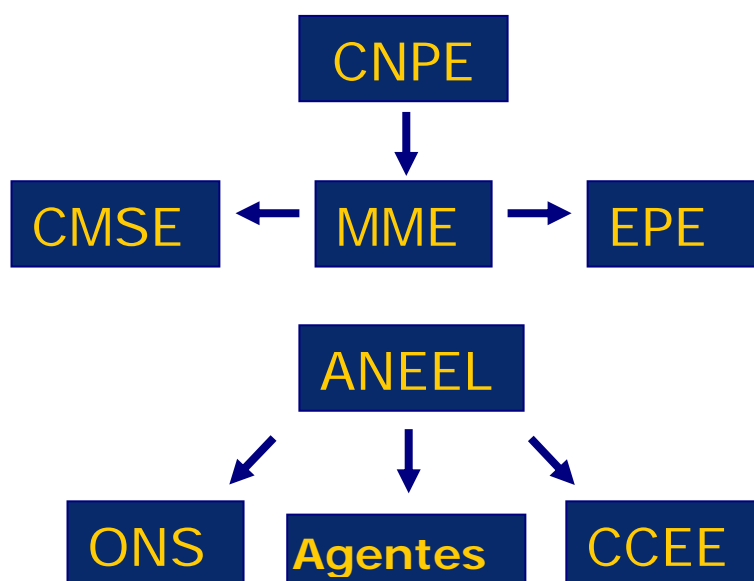
As mudanças mais recentes no âmbito da indústria de energia elétrica (IEE) foram dadas pela Lei n. ° 10.848/04 que dispõe sobre a comercialização da energia. O Decreto n. ° 5.177/04 substituiu os fundamentos do mercado atacadista de energia (MAE) pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), enquanto o Decreto n. ° 5.163/04 busca regulamentar a comercialização de energia e o processo de outorga de permissões de geração de energia elétrica. A CCEE tem por objetivo viabilizar a comercialização de energia elétrica no sistema interligado nacional (SIN).

De acordo com Silva (2001, p. 21) a reestruturação da IEE respeitou os aspectos técnicos e econômicos quanto à regulação das condições de fornecimento de eletricidade. A regulação técnica tratou dos aspectos da expansão da geração, transmissão e distribuição, qualidade do fornecimento e dos serviços de transmissão, enquanto a regulação econômica objetivou os aspectos de controle de preços na transmissão, distribuição e consumidores cativos, a mitigação da prática de poder de mercado e o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes.

4.1.1 Estrutura institucional e agentes presentes na IEE

Com a promulgação da Lei n.º 10.848/04 e do Decreto n.º 5.177/04 a IEE passou de por uma nova estruturação, tendo havido uma nova configuração institucional em que os agentes que participam do mercado dentro deste contexto terão as seguintes relações, conforme pode ser visualizado na Figura 17 a seguir:

Figura 17 – Novo modelo institucional do setor elétrico



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia elétrica (2005)

O fluxograma institucional apresentado na Figura 17 tem como hierarquia máxima o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que homologa a política energética de acordo com as demais políticas públicas. As diretrizes do CNPE são repassadas ao Ministério de Minas e Energia (MME), o qual se responsabiliza pela formulação e implementação das políticas nos diversos segmentos energéticos: petróleo, eletricidade, gás natural, biomassa etc.

O MME tem sobre seu controle direto o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que monitora as condições de atendimento e as ações preventivas para a segurança do suprimento, enquanto a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) busca definir a matriz energética e o planejamento da expansão do setor elétrico na geração e transmissão. O funcionamento do mercado conta com as instituições presentes na parte abaixo da Figura 17, A ANEEL, ONS, CCEE e os agentes de mercado.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem a responsabilidade de regular e fiscalizar o comportamento geral dos agentes econômicos envolvidos, zelando pela qualidade dos serviços prestados, universalização do atendimento e pelo estabelecimento de tarifas para consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes de Comercialização (CCEE, 2005).

O Operador Nacional do Sistema (ONS), por sua vez, é responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no sistema elétrico interligado. A CCEE é responsável pela administração de contratos, liquidação do mercado de curto prazo e administração dos Leilões de Energia.

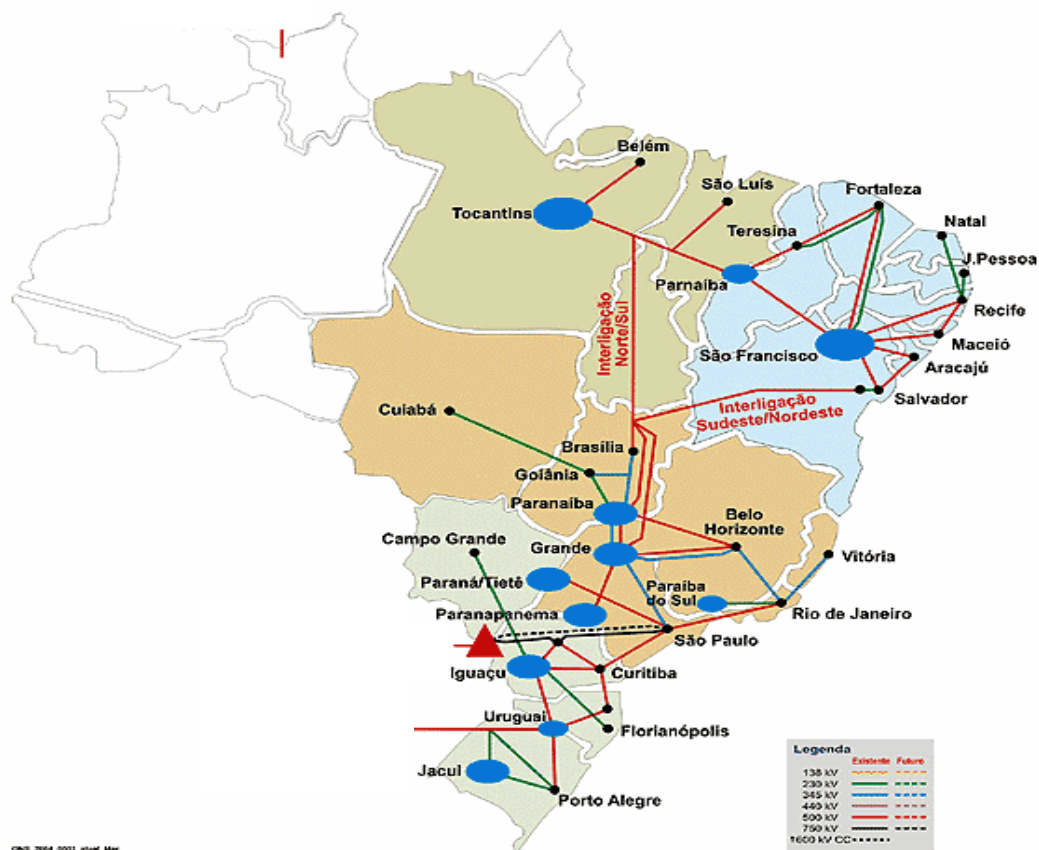
Por último, surge a presença dos agentes econômicos que, de acordo com as informações disponibilizadas pela CCEE, os principais agentes presentes no mercado de energia elétrica com suas respectivas associações que são:

- ❑ ABRAGE – Geradores (hidrelétricas)
- ❑ ABRAGET – Geradores Termelétricas
- ❑ ABRATE – Transmissores (grandes)
- ❑ APINE – Produtores Independentes
- ❑ APMPE – Pequenos e Médios Produtores
- ❑ ABRACEEL – Comercializadores
- ❑ CBIEE – Investidores
- ❑ ABRACE – Grandes Consumidores

4.1.2 Indicadores atuais da IEE

A disposição do Sistema Interligado Nacional (SIN) é demonstrada na Figura 18 a seguir. A principal evidência que deve ser observada é a maneira como são conectados os sistemas, principalmente na interligação Sudeste/Nordeste e a Norte/Sul, mostrando claramente as distâncias regionais das bacias hidrográficas com as dimensões continentais e a interdependência regional do sistema como um todo. Esse quadro propicia ao SIN uma capacidade de transferência de energia de uma região para outra, dentro dos limites da capacidade de transferências das linhas de transmissão.

Figura 18 – Sistema Elétrico Brasileiro interligado



Fonte: ONS – Dados relevantes 2003 (*apud* CCEE, 2005).

O número de agentes presentes no mercado até 06/05/05 é de 538 (quinhentos e trinta e oito) agentes, sendo 361 (trezentos e sessenta e um) consumidores livres, 43 (quarenta e três) distribuidores, 20 (vinte) geradores, 58 (cinquenta e oito) produtores independentes, 44 (quarenta e quatro) comercializadores, 11 (onze) auto-produtores e 1 (um) importador.

O consumo de cada região em relação ao consumo total nacional de energia elétrica em 2003 ficou assim distribuído: a região Norte consumiu 6,6%, a região Nordeste 14,5%, a região Sudeste/Centro-Oeste 61,7% e a região Sul 17,3% (ONS, *apud* CCEE, 2005).

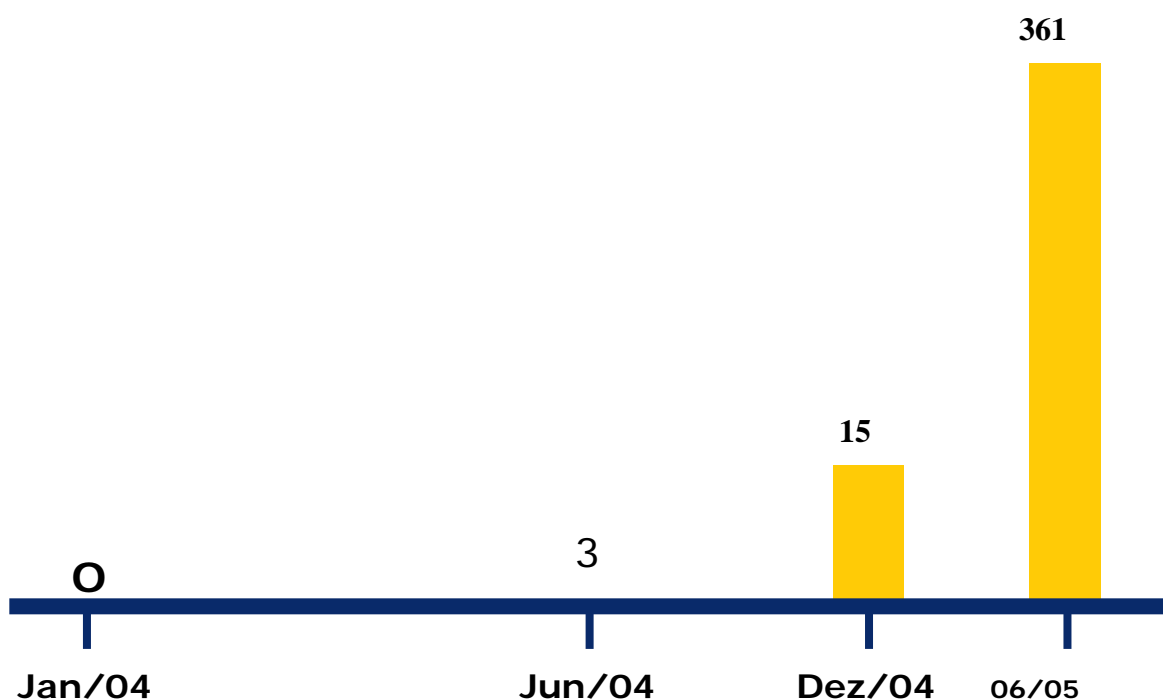
De acordo com o Decreto n.º 5.163/04, os agentes distribuidores em 2005, terão que atender 100% de seus consumidores através de energia elétrica negociada em leilões (Art. 2) realizados no ambiente de contratação regulada. As aquisições de energia serão realizadas através de leilões de energia dos empreendimentos existentes; leilões de energia

de novos empreendimentos de geração e leilões de ajuste (energia proveniente de empreendimentos existentes) (Art. 11 a 16) (CCEE, 2005).

Já no ambiente de contratos livres as operações de compra e venda de energia elétrica, envolvem: agentes concessionários; permissionários e autorizados de geração; comercializadores; importadores; exportadores e consumidores livres (Art. 47), onde as relações são pactuadas livremente por contratos bilaterais (Art. 47) e os consumidores livres serão agentes da CCEE, podendo ser representados, para fins de contabilização e liquidação, por outros agentes (Art. 50) (CCEE, 2005).

Por fim, cabe destacar a evolução dos agentes na classe de consumidores livres, que podem negociar suas compras de energia através de contratos bilaterais. De acordo com a Figura 19 a seguir, em dezembro de 2004, existiam somente 15 (quinze) consumidores nessa classe, evoluindo para o expressivo número de 361 (trezentos e sessenta e um) em maio de 2005 (CCEE, 2005).

Figura 19 – Consumidores Livres de energia elétrica



Fonte: CCEE (2005).

Os leilões de energia de empreendimentos já existentes no final de dezembro de 2004, totalizaram 973 (novecentos e setenta e três) contratos para o período de 2005 a 2014, negociando um volume total de 1.19 bilhão de MWh negociado entre 12 (doze)

vendedores e 35 (trinta e cinco) compradores, movimentando uma quantia total de R\$ 74.740 (setenta e quatro, setecentos e quarenta) bilhões (CCEE, 2005).

4.2 Operação do sistema elétrico no curto prazo

A operação do sistema elétrico brasileiro é uma atividade desenvolvida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), conforme o Estatuto aprovado pela ANEEL, através da Resolução Normativa n.º 328/04. No art. 2º, o ONS tem como objetivo executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN).

Ainda no art. 2º, o ONS deverá executar suas atividades com vistas: a) promover a otimização da operação do sistema visando o menor custo, respeitando os critérios de qualidade e confiabilidade exigidos; b) garantir que todos os agentes do setor tenham acesso a rede de transmissão de maneira não-discriminatória; c) contribuir para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise as melhores condições operativas futuras.

Importante salientar ainda que de acordo com esta Resolução, o ONS, tem como uma das atribuições o planejamento e programação da operação e o despacho centralizado da geração com vistas à otimização do sistema (art. 3º, I), e deve manter acordo operacional com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), visando atender as condições de relacionamento técnico-operacional entre as duas entidades (art. 3º, VIII, § 3º, I).

A relação entre o ONS e a CCEE é de suma importância, pois o primeiro coleta e analisa as informações de forma a otimizar o sistema e a segunda tem por finalidade a comercialização, gestão e liquidação dos contratos de energia elétrica.

4.2.1 Característica do processo produtivo de energia no Brasil

A IEE brasileira é considerada hidro-térmica, ou seja, composta por usinas hidroelétricas e termoelétricas. As usinas hidroelétricas têm como insumo de produção a água e sua produção varia com a quantidade de água armazenada em seus reservatórios. Já as termoelétricas têm como insumos de produção combustíveis fósseis e seu volume de

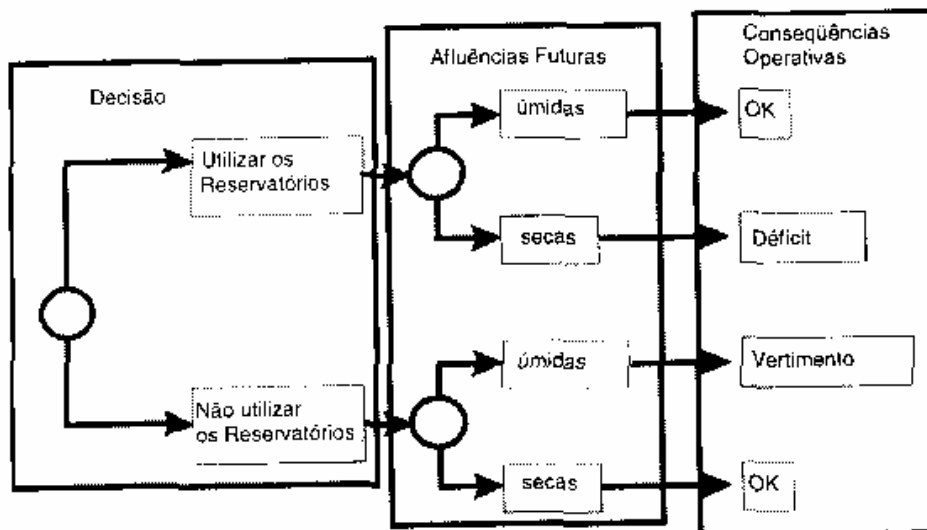
produção fica restrito a condições técnicas dos equipamentos³, e ao custo de combustível utilizado (carvão, gás, energia nuclear).

De acordo com Silva (2001, p. 37), os sistemas hidro-térmicos são acoplados no tempo, de modo que para a tomada de decisões de agora, tem que se considerar as conseqüências futuras, observando o impacto sobre os custos de combustíveis futuros e eventuais déficits de água.

Um modelo de decisão é apresentado na Figura 20, onde o processo envolve três fases distintas: a primeira é a da decisão; a segunda é a observação das aflúências futuras e a terceira o exame das conseqüência operativas. Por exemplo, digamos que a decisão seria utilizar a água dos reservatórios. Se as aflúências futuras forem úmidas a conseqüência operativa será OK. Numa posição contrária, se as aflúências forem secas a conseqüência operativa será um déficit de água gerando uma diminuição da energia hidráulica disponível.

Desta forma a decisão de agora tem impacto direto sobre os custos futuros, sendo a função do ONS o acompanhamento das informações para otimizar o sistema dentro dos menores custos possíveis.

Figura 20 – Processo de decisão para sistemas hidro-térmicos



Fonte: Silva (2001, p. 37).

³ Maiores informações sobre as características e restrições técnicas dos processos de produção estão disponíveis em Silva (2001) e Fortunato et Al (1990).

Para Silva (2001, p. 38), “a característica mais evidente de um sistema composto por usinas hidroelétricas e termoelétricas é a possibilidade da utilização de energia grátis, armazenada nos reservatórios, para atender a demanda, evitando desta maneira gastos de combustível com as unidades térmicas”.

As decisões levam em conta a utilização da água dos reservatórios ou a produção de energia através das termoelétricas. Assim, é preciso analisar as funções de custo imediato (FCI) que medem os custos de geração térmica no momento presente e a função de custo futuro (FCF) que está associada ao custo esperado de geração térmica no futuro e os riscos de déficits de água nos reservatórios (SILVA, 2001, p. 39).

A curva FCI aumenta à medida que diminui a utilização de recursos hidráulicos, sendo que a curva FCF diminui com o aumento da água armazenada, pois aumenta a quantia disponível de energia hidráulica no futuro.

Com as curvas FCI e FCF é possível determinar o valor da água armazenada, de forma que o uso ótimo será no ponto que minimiza a soma dos custos imediatos e futuros. Para Silva (2001, p. 40) “as usinas termoelétricas têm um custo operativo direto, já as usinas hidroelétricas têm um valor indireto, associado à oportunidade de economizar combustível deslocando uma térmica hoje ou no futuro”.

Estas decisões operativas vão impactar os custos marginais de operação, que como demonstra Silva (2001, p. 40), em sistemas hidro-térmicos, particularmente no Brasil, existe uma alta volatilidade dos custos marginais, por motivos dos riscos como falta de água e limites das transmissões entre mercados.

Essa volatilidade pode expor os agentes a riscos muito grandes pela possibilidade de não produzir energia para vender ou cumprir seu contrato de energia contratada e ou ter que pagar muito caro por ela. Por esta razão, o sistema elétrico brasileiro é operado através de um modelo de despacho centralizado a cargo do ONS.

No modelo denominado *tight pool*, o despacho será determinado no preço ofertado pelos geradores termoelétricos e pelo custo do déficit que pode ser computado como o custo que incorre a sociedade pelo não suprimento de energia elétrica, e a sua correta avaliação se torna relevante pelo fato de ser apontado como o responsável pela crise energética brasileira no ano de 2001⁴.

Esse modelo incorpora o valor implícito da água armazenada no momento do despacho possibilitando uma otimização a mínimo custo, onde o preço no Mercado

⁴ www.ilumina.org.br – Estudos especiais do custo do déficit – acesso em 07/06/2005.

Atacadista de Energia (MAE) será dado pelo uso do recurso com maior custo (SILVA, 2001, p. 41).

Além do valor da água, poderia influenciar o preço no MAE, o preço da utilização da termoelétrica, que formará preço quando a energia hidráulica disponível não for suficiente, e pelo custo do déficit que formará preço somente nos momentos de déficit de energia no sistema.

O papel do ONS dentro das características do SIN com seus quatro subsistemas interligados com predominância da energia hidroelétrica, será o de operação ótima do sistema, observando os limites de transmissão, de forma a obter os melhores ganhos de sinergias possíveis.

A avaliação das possibilidades de atendimento a demanda do sistema, ou melhor, a decisão sobre os custos futuros ou imediatos pela utilização das águas dos reservatórios ou usinas termoelétricas é feita com o auxílio de modelos matemáticos para determinação da programação e despacho da geração do sistema (SILVA, 2001).

Para determinar o risco de déficit o ONS utiliza uma metodologia determinística para os próximos dois anos, em virtude dos grandes reservatórios de água e probabilística para os próximos cinco anos (SANTOS, 2004).

Pela metodologia determinística são calculadas as curvas de aversão ao risco que servem como instrumento para monitorar as condições de atendimento das diferentes regiões do país. Essas curvas indicam os níveis mínimos dos reservatórios para que em períodos de regime hidrológico desfavorável o sistema seja atendido sem racionamento (SANTOS, 2004).

Como modelo probabilístico, o ONS utiliza o software NEWAVE para planejamento da operação do sistema a médio prazo. Este sistema utiliza duas mil séries de vazões hidrológicas coletadas ao longo de 72 (setenta e dois anos) para gerar o despacho ótimo com mínimos custos (SANTOS, 2004).

As informações são disponibilizadas como riscos de déficits, que é calculado pela divisão do número de séries que causaram déficits pelas duas mil séries pesquisadas, resultado dado em percentual, sendo que o critério utilizado pelo SIN é de um risco de déficit de 5 (cinco) % (SANTOS, 2004). Quando ocorrem riscos de déficits as informações do ONS são repassadas ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Apesar desses mecanismos de mercado o custo marginal ainda é muito volátil. Portanto, para diminuir o risco hidrológico que correm os agentes, foi desenvolvido o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O MRE nada mais é que um mecanismo onde as hidroelétricas procuram trocar a energia excedente em uma determinada região para outra, onde ocorre a falta de energia, motivo pelo qual o sistema pode através de controle central desenvolver sinergias com a otimização do sistema, esbarrando na capacidade das linhas de transmissão e níveis hidrológicos. Com essas informações é possível verificar a lógica da operação do sistema brasileiro de energia, através dos dados da demanda de energia.

Com base nessas informações, o ONS calcula a forma mais econômica de despacho considerando os riscos hidrológicos, ou seja, quanta energia além da produzida por hidroelétricas será disponibilizada através de termoeletricas.

Após determinado o despacho de energia para equilibrar a demanda, as usinas hidroelétricas são obrigadas a disponibilizar a sua energia garantida, caso seus reservatórios estejam baixos, impossibilitada de cumprir sua oferta, ela irá comprar a energia de outra hidroelétrica que esteja produzindo acima de sua energia garantida, essa compensação de produção se dá através do MRE (SANTOS, 2004).

Aqui há de se observar que entram em cena as restrições de transmissão de energia, que apesar do SIN estar totalmente interligado, possibilitando o escoamento de energia de uma região superavitária para outra deficitária, o limite que isso pode ocorrer esbarra nas restrições técnicas e disponibilidades de linhas de transmissão.

De acordo com Santos (2004), a correta operação do sistema pelo ONS, através das possibilidades de transferências de energia pelo SIN, pode gerar ganhos de eficiência ou sinergia através de investimentos evitados, substituição de energia termoeletrica por energia hidráulica, reserva de potência compartilhada, vertimentos evitados, controle de cheias e controle do nível dos reservatórios de água.

Ainda segundo o autor, os ganhos que essa eficiência já proporcionou são ganhos sinérgicos da ordem de 25% (da energia assegurada) que equivale em faturamento anual a R\$ 8 (oito) bilhões, e uma economia de investimento na ordem de R\$ 68 (sessenta e oito) bilhões na geração. As formas pela quais estas decisões vão impactar o custo marginal de operação serão através do valor da água nos reservatórios, pelo custo das termoeletricas ou através dos custos dos déficits de energia.

4.3 Mercado atacadista de energia elétrica

O mercado atacadista de energia é amparado no Decreto n.º 5.163/2004 que regulamenta a comercialização de energia elétrica. No art. 1, § 2º, o ambiente de comercialização de energia elétrica é entendido como:

Ambiente de contratação regulada (ACR) é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos e Ambiente de contratação livre (ACL) e o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (Decreto n.º 5.163/04, art. 1).

De acordo com o art. 4, o CNPE deverá propor critérios de garantia para adequar o equilíbrio entre a confiabilidade do fornecimento e a modicidade de tarifas e preços. Com essas informações o MME determinará a forma dos cálculos das garantias físicas dos empreendimentos de geração a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O ACR é regulamentado pelo capítulo II, do Decreto n.º 5.163/04, onde cada agente de distribuição participante do SIN deverá contratar, através de leilões, a energia elétrica de geração existente ou de novos empreendimentos.

Os leilões serão coordenados pelo MME que definirá os montantes de energia a ser contratada com base nos estudos de otimização técnico-econômica do parque hidrotérmico do SIN, bem como as estimativas dos custos correspondentes (art.12).

Importante salientar que será a EPE que informará ao MME o mínimo de energia hidrelétrica a ser contratada através do ACR, sendo que a diferença poderá ser comercializada no ACL.

Nos editais dos leilões que são realizados pela ANEEL (art. 20, Decreto 5.163/04), deverão conter estudos de viabilidade técnica, impacto ambiental e principalmente o valor do custo marginal de referência calculado pela EPE, dentre outros.

De acordo com o art. 21, § 2º, “o custo marginal de referência, expresso em Reais por MWh, será estabelecido como sendo a maior estimativa de custo de geração dos empreendimentos a serem licitados, considerados necessários e suficientes para o atendimento da demanda conjunto do ACR e ACL”.

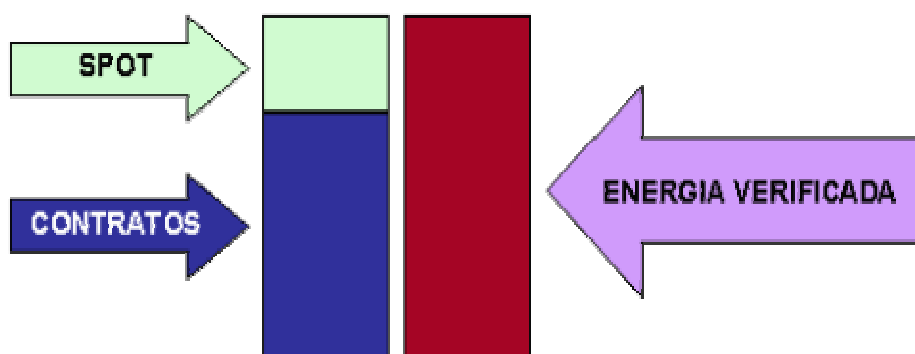
Os contratos celebrados entre os agentes no ACR são contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), que são registrados junto a CCEE e homologados pela ANEEL.

O capítulo III, do mesmo decreto, regulamenta o ambiente de contratação livre (ACL), em seus art. 47 e 48, diz que a contratação de operações de compra e venda de energia serão livremente pactuadas por contratos bilaterais, cujo consumidor ou união de consumidores com carga demandada igual ou maior que 500 KW, podem optar por comprar energia elétrica no ACL.

No art. 54, os contratos para o uso das redes de transmissão e distribuição deverão ser celebrados entre os agentes consumidores e o ONS, no caso de sua rede estar vinculada às linhas de transmissão básica ou com o agente de distribuição, caso a linha esteja conectada a sua rede de distribuição.

A Figura 21 apresenta como se processa a contabilização das transações realizadas no MAE, que é baseada nas diferenças entre as energias contratadas no ACR e o total de energia verificada no sistema.

Figura 21 – Energia disponível para o mercado *spot*(MAE)



Fonte: CCEE (2005)

As empresas que fazem parte do MAE registram na CCEE as quantias de energia contratada e os dados de medições. Dessa forma, a CCEE obtém a quantidade de energia disponível, a quantidade a ser consumida e a diferença resultante, poderá ser comercializada no MAE ao preço PLD (preço de liquidação de diferenças), dentro de cada sub-mercado e para cada patamar de carga (leve média e pesada).

4.3.1 Formação do PLD, contabilização e liquidação

O capítulo IV, do Decreto n.º 5.163/04 regulamenta a formação do PLD e a forma de contabilização e liquidação das transações no MAE.

O art. 56 do decreto citado determina que todos os contratos de compra e venda entre os agentes no ACR ou no ACL sejam registrados na CCEE.

O art. 57 determina que “a contabilização e liquidação mensal no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD”.

Ainda no mesmo artigo o PLD será publicado pela CCEE com periodicidade antecipada semanal tendo como base o custo marginal de operação, que será limitado por preços máximos e mínimos.

O PLD deveser observar:

[...]

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

II - as necessidades de energia elétrica dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;

IV - o custo do déficit de energia elétrica;

V - as restrições de transmissão entre submercados;

VI - as interligações internacionais; e

VII - os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica. (art. 57, § 1º, Decreto 5.163/04).

Este artigo também determina os valores máximos e mínimos do PLD definidos pela ANEEL, sendo que o “valor máximo levará em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado (art. 57, § 2º)” e o “valor mínimo será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties (art. 57, § 3º)”.

Na divulgação do PLD serão considerados os critérios acima para cada submercado, sendo que esses são definidos pela presença de restrições de transmissão dentro do SIN, levando em conta os ajustes das quantidades por um fator de perdas nas transmissões.

O art. 58 diz que para a contabilização e liquidação de energia elétrica, serão identificadas as quantidades comercializadas no mercado através de contratos e as liquidadas ao PLD no MAE, sendo que a liquidação no mercado de curto prazo será em base mensal.

A CCEE ainda pode prover um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares⁵.

De acordo com a regulamentação da comercialização de energia tanto no mercado ACR como no ACL, os custos marginais são utilizados como balizadores para os preços de energia, no ACR é utilizado o custo marginal de referência calculado pela EPE, para ser utilizado como referência dos preços nos leilões de energia elétrica.

No ACL através dos custos marginais são definidos os preços máximos e mínimos para o PLD e o custo marginal de operação será o valor do PLD para a liquidação da energia disponível no MAE.

A tabela 01 apresenta os preços para os submercados e referidas potências para a semana de 18/06/05 a 24/06/05 com base na CCEE.

Tabela 1 – Preços Semanais – Período de 18/06/05 a 24/06/05

Sudeste/Centro Oeste		Sul		Nordeste		Norte	
Pesada	31,22	Pesada	27,63	Pesada	18,33	Pesada	31,22
Média	31,52	Média	27,24	Média	18,33	Média	30,52
Leve	29,72	Leve	26,88	Leve	18,33	Leve	29,72

Fonte: CCEE, valores expressos em R\$/MWh.

Fica demonstrada a importância da formação e acompanhamento dos custos marginais e a sua aplicação no mercado atacadista de energia e nos contratos de ACR, sendo que as suas variações influenciam os preços de curto e longo prazo.

Algumas restrições ao processo de comercialização e influência dos custos marginais nos preços de energia serão apresentadas a seguir.

⁵ Os conceitos e classificação dos custos ancilares podem ser obtidos na obra de Silva, 2001.

4.3.2 Problemas com assimetria de informações

Este item é baseado nas informações de Santana (2005), no artigo estratégia de geração a mínimo custo e assimetria de informações, que tem como objetivo demonstrar que as assimetrias de informações podem levar a ineficiência do mercado.

De acordo com Santana (2005), escolha do tipo de leilão não é uma tarefa trivial, pois os leilões devem assegurar o atendimento da demanda ao mínimo custo e de forma confiável, a estabilidade dos preços e que estes sinalizem de forma correta a expansão da capacidade instalada.

No Brasil, “o mercado atacadista funciona sem *bid* de preços por parte das empresas de geração, a não ser para usinas termelétricas flexíveis, isto é, cujo despacho acontece por ordem de mérito de seus preços (Santana, 2005)”.

Como a maioria da geração ocorre através de hidroelétricas o atendimento a mínimo custo só acontece com o despacho centralizado e com preços endógenos, que segundo Santana, quer dizer que o preço do mercado *spot* é o próprio custo marginal de curto prazo.

Como o sistema é de base hidrelétrica, a incerteza quanto aos níveis dos reservatórios no futuro adquire um importante papel no processo de minimização dos custos de operação, por considerar se no presente utiliza energia dos reservatórios ou das termoelétricas.

A incerteza leva a elaboração de estratégias que considerem a minimização de custos de arrependimento, em escolher entre a energia dos reservatórios ou de termoelétricas, que pode ser influenciada pela aversão ao risco (Santana, 2005).

Quanto ao uso da rede de transmissão para o despacho ótimo, as externalidades associadas ao uso das redes através do princípio da seleção adversa, resultam em ganhos adicionais para as termelétricas que não estavam programadas no despacho ótimo, devido a restrições de transmissão (Santana, 2005).

A conclusão de Santana (2005), é que num modelo de formação de preços, que tem na minimização dos custos de operação sua mais importante característica, o uso da seleção adversa, adotando uma conduta defensiva na “formulação da estratégia de geração (isto é, sem exposição aos preços do mercado *spot*, mas com desperdício de energia), afeta a eficiência do sistema, em razão da manutenção do preço *spot* artificialmente baixo, criando barreiras à entrada no segmento de geração”.

4.4 Determinação da expansão de energia elétrica a longo prazo

Pela Lei n. ° 10.847/04 ficou autorizado à criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com a finalidade de prestar serviços para estudos e planejamento do setor elétrico e das outras fontes de combustíveis, como carvão, gás, etc.

No art. 4, VII compete a EPE, “elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo”.

O Decreto n. ° 5.163/04 em seu art. 20, também incumbe a EPE do cálculo dos preços marginais de referências nos leilões de energia, para ser usado como parâmetro para o valor da energia comercializada nos leilões, na forma de contratos bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)

Para o planejamento da expansão da geração e transmissão a EPE utiliza os mesmos softwares que o ONS utiliza para a otimização do sistema e diminuição dos riscos hidrológicos e que o CCEE utiliza para produzir o PLD, com as devidas adaptações para resultarem num custo marginal que será utilizado de referência para a expansão da oferta de energia.

Para Silva (2001, p. 47), as etapas de um planejamento energético pela complexidade são divididas em problemas menores e depois coordenados entre si, sendo que os principais softwares utilizados são o *Newave* (longo prazo) e *Decomp* (médio prazo), tanto para o ONS, como para a CCEE e para a EPE.

Os estudos de longo prazo são de um horizonte de cinco anos com base mensal, aonde se determinam os totais de geração térmica e hidráulica, os custos marginais de operação e custo marginal esperado num horizonte qualquer (SILVA, p. 48).

Com o Plano de Expansão Decenal, a encargo da EPE, é possível conhecer as projeções de demanda e configuração do sistema, que utilizados como dados de entrada no *Newave*, através de um processo de otimização irá calcular as funções de custos futuros (FCF).

Essas funções de custos futuros geradas pelo *Newave* juntamente com os dados dos geradores e consumidores propicia ao ONS a otimização do despacho e controle do sistema no curto prazo, faz isso comparando o benefício do uso imediato da água ou benefício futuro de seu armazenamento (SILVA, 2001, p. 38).

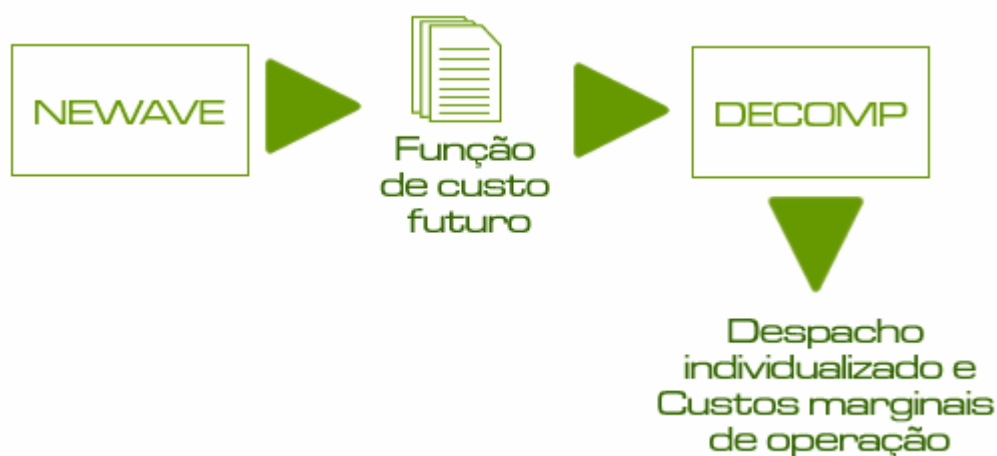
Para o planejamento e operação no médio prazo são utilizados os mesmos métodos anteriores, mas os resultados são em bases semanais e diferenciados para cada submercado, que através da função FCF, define o despacho ótimo e as alocações de energia elétrica e hidráulica.

Para estes cálculos é utilizado o software *Decomp*, que precisa das FCF geradas pelo *Newave* e das informações disponibilizadas pelo ONS, como projeções semanais de afluições e demanda e os preços de produção das termoeletricas para obter seus resultados.

De acordo com a CCEE os “principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os custos marginais de operação para cada estágio e patamar de carga”, que atualmente são divididos em Pesada, Média e Leve conforme tabela 01, item 4.3.1.

Um modelo simples de como se relacionam estes softwares pode ser visualizado pela figura 22.

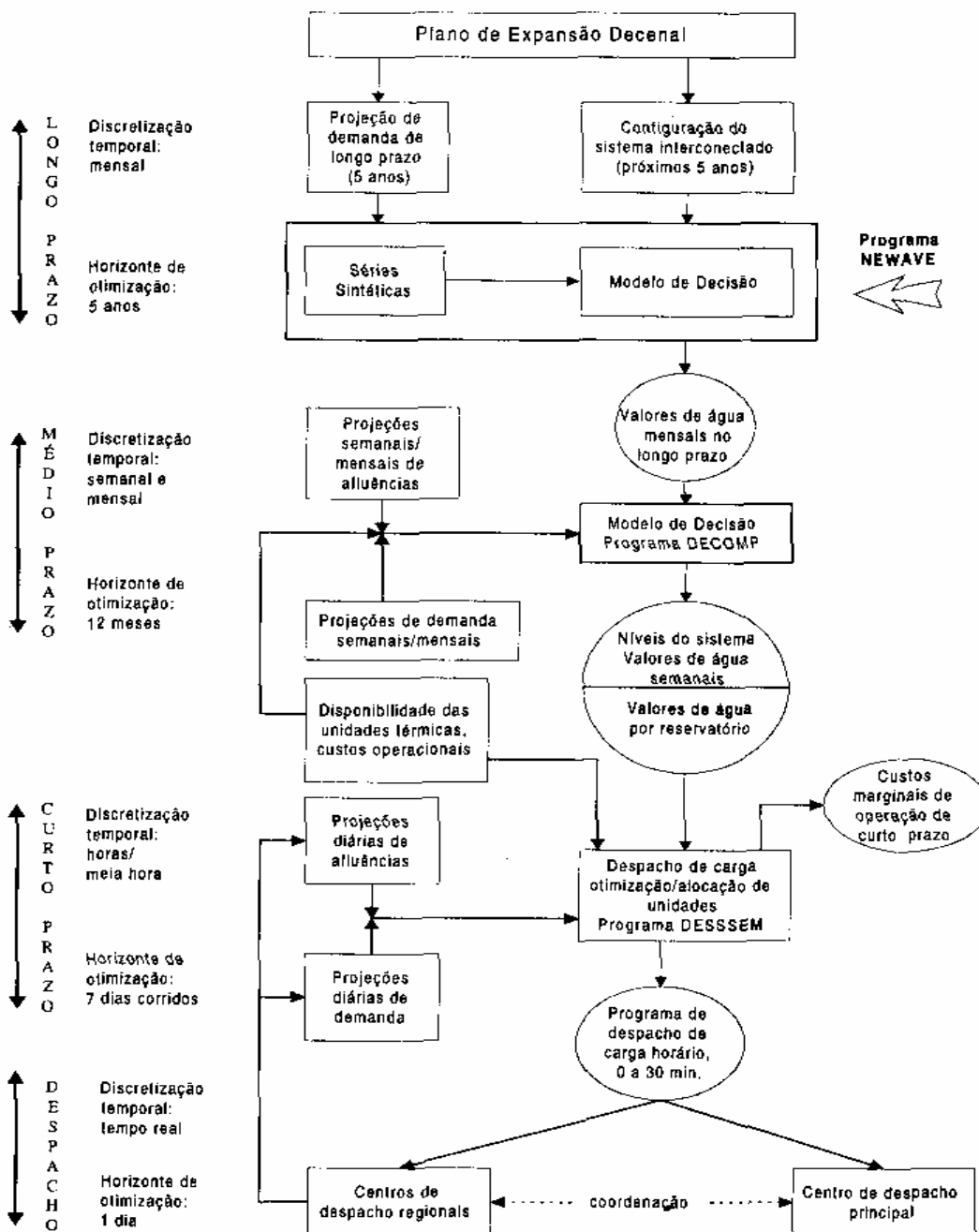
Figura 22 – Relação das informações do *Newave* com o *Decomp*



Fonte: CCEE.

Um modelo completo de como o sistema elétrico é planejado foi detalhado por Silva (2001, p. 49), que vai desde a elaboração do Plano de Expansão Decenal até a coordenação dos despachos por região.

Figura 23 – Etapas do planejamento e operação energética e despacho do sistema



Fonte: Silva (2001, p. 50)

O planejamento do setor elétrico brasileiro inicia-se com as projeções de dados através do Plano de Expansão Decenal a encargo da EPE, subordinando-se as homologações do Ministério de Minas e Energia.

Através dos dados do plano decenal são feitas as projeções de longo prazo que contempla um horizonte de 5 anos, com as projeções de demanda e configurações do sistema serão produzidos os dados necessários ao software *Newave*, que vai gerar os valores mensais da água.

Esses valores mensais da água serão utilizados num horizonte de médio prazo (12 meses) conjuntamente com as projeções das afluências semanais e mensais, com as projeções de demanda semanais e mensais e finalmente com as disponibilidades térmicas e custos operacionais para servirem de dados de entrada no software *Decomp*.

O *Decomp* por sua vez vai gerar os níveis do sistema e valores de água por reservatório propiciando o despacho ótimo através da melhor alocação das unidades produtivas no curto prazo.

Na configuração atual do setor elétrico, a EPE tem um papel de suma importância, pois através de seus dados serão projetados todos os resultados do sistema, neste sentido uma correta especificação de demanda e custos se fazem necessárias para que o sistema possa operar de uma forma ótima.

Modelos computadorizados podem expressar os cálculos matemáticos mais eficazes possíveis, mas seus resultados somente serão confiáveis a partir do momento em que as variáveis sejam corretamente especificadas.

O custo marginal utilizado na expansão do setor elétrico é calculo por funções de custos futuros, que servirão de parâmetro para a comparação dos custos marginais obtidos com funções de custo imediato, que como visto no capítulo 3, item 3.3, serão utilizados para equilibrar a oferta às necessidades da demanda, tendo em vista a minimização de custos dentro dos limites de risco operativo.

Na maioria dos países o preço no mercado *spot* para compra e venda de energia é definido pelo custo marginal de curto prazo (CMO). Para os sistemas predominantemente hidráulicos como o caso brasileiro ele apresenta algumas dificuldades, uma vez que os sistemas hidrelétricos são projetados para atender o crescimento de mercado sob condições hidrológicas desfavoráveis. Contudo, na maior parte do tempo, há vertimento de água ou sobra de energia, o que implica em custos marginais muito baixos, inibindo os investidores.

Por outro lado, quando ocorre um regime hidrológico desfavorável com forte deplecionamento dos reservatórios, os custos marginais saltam de patamares próximos a zero para valores elevados e se aproximando do custo de déficit do sistema.

Assim, ao utilizar o custo marginal como uma referência para as decisões de expansão da rede elétrica, é possível admitir uma certa capacidade de armazenamento dos reservatórios dentro de padrões de regulação plurianual das bacias onde existe grande sazonalidade das aflúências dos rios. As características de períodos de seca de muita chuva podem durar vários anos ou podem ocorrer em períodos intercalados, afetando o custo marginal.

No caso brasileiro, a adoção deste padrão pode ser visto na Figura 24 a seguir, que mostra o custo marginal de curto prazo registrado no subsistema Sudeste de janeiro de 1989 até setembro de 2000:

Figura 24 – Histórico do custo marginal de curto prazo

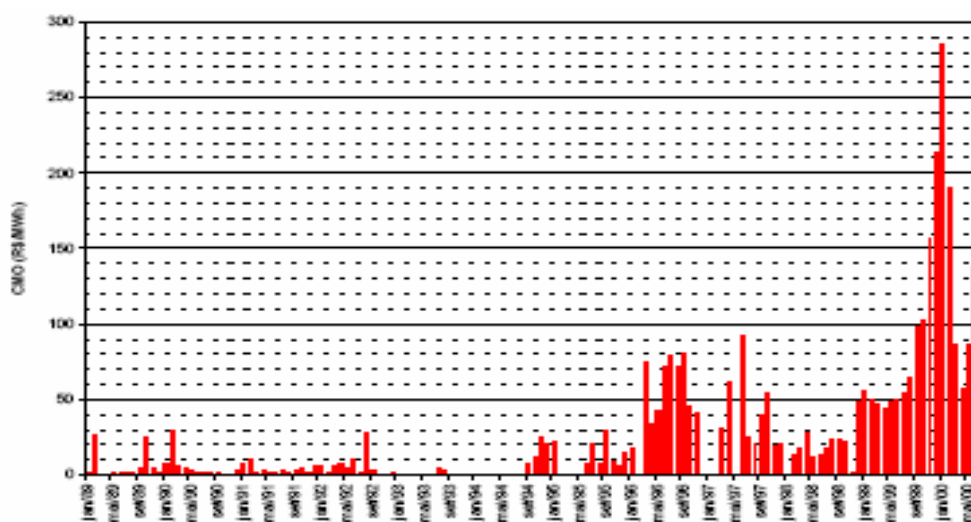


Gráfico 3.1.1 – Subsistema Sudeste
Histórico do Custo Marginal de Curto Prazo (CMO)

Fonte: Plano de Expansão Decenal 2001-2009

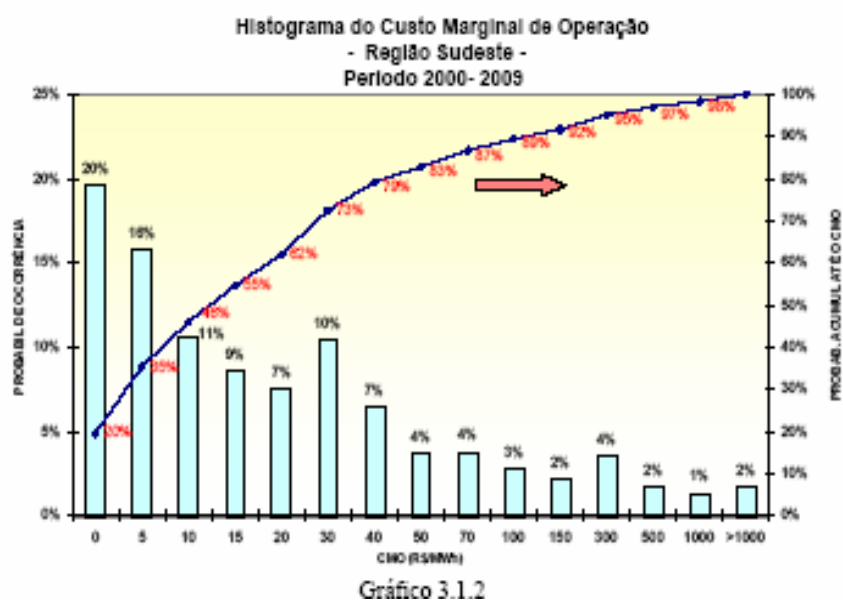
Pela figura 24 acima se percebe que o CMO está próximo de zero em 65 dos 139 meses. Desde maio de 1996 tem atingido valores elevados, resultado de uma combinação de regime de aflúências desfavorável, com escassez de investimentos na geração, o que torna a evolução de preços em uma distribuição de preços muito dispersa.

Com base nesse histórico e nas projeções que sustentam a projeção do Programa de Expansão de Energia Elétrica para o período 2001-2009, a distribuição de frequência relativa do CMOs prevista para o subsistema Sudeste brasileiro para o período janeiro 2000 a dezembro 2009 apresenta alguns elementos diferentes.

Dos 2000 cenários hidrológicos simulados para cada ano do período, 73% apresentam custos marginais menores que R\$ 30,00/MWh, 11% com custos que variam entre R\$ 30,00/MWh e R\$ 50,00/MWh. Em apenas 5% dos cenários o CMO excedeu a R\$ 300,00/MWh.

Observando a distribuição de CMOs no Figura 25 mostrada a seguir, pode-se constatar que as usinas térmicas apresentariam fortes prejuízos nos cenários de baixo custo marginal, que são os mais prováveis. Nos cenários de custo elevado, as térmicas apresentam uma alta embora pouco freqüente. No que diz as usinas hidráulicas elas apresentam receita assegurada nos períodos de baixo custo marginal e têm grande interesse em evitar a exposição aos períodos de custo elevado onde não conseguiriam cumprir plenamente seus contratos, que são baseados na energia assegurada (PINHEL, 2000).

Figura 25 – Histograma do CMO da região sudeste, 2000-2005



Fonte: Pinhel, 2000

Um outro campo de aplicação do custo marginal para avaliação e expansão da rede elétrica, refere-se a complementação de uma usina térmica em relação a uma usina hidrelétrica, tanto no que diz respeito ao custo de construção quanto o custo de operação. As usinas térmicas são utilizadas para os períodos de escassez relativa de energia, permitindo dimensionar os sistemas elétricos com menor custo de geração e com a mesma confiabilidade de operação.

Segundo Kuwabara (2002) o custo de expansão do parque gerador tende a seguir a tendência mostrada pela Figura 26 abaixo:

Figura 26 – Comportamento dos custos marginais no equilíbrio oferta demanda

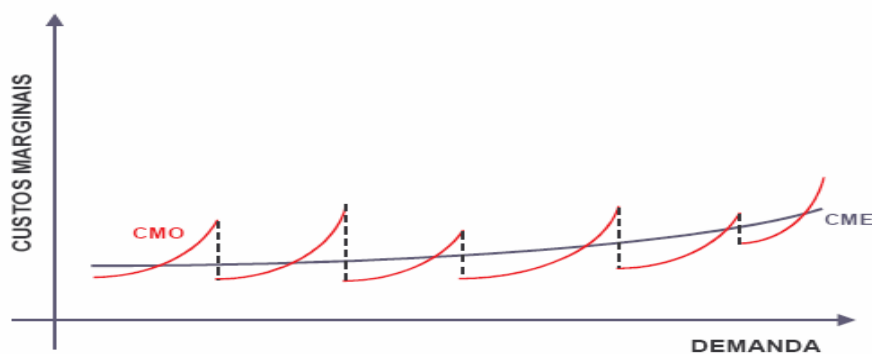


Figura 11 - Comportamento dos Custos Marginais no Equilíbrio Oferta Demanda

Fonte: Kuwabara, 2002

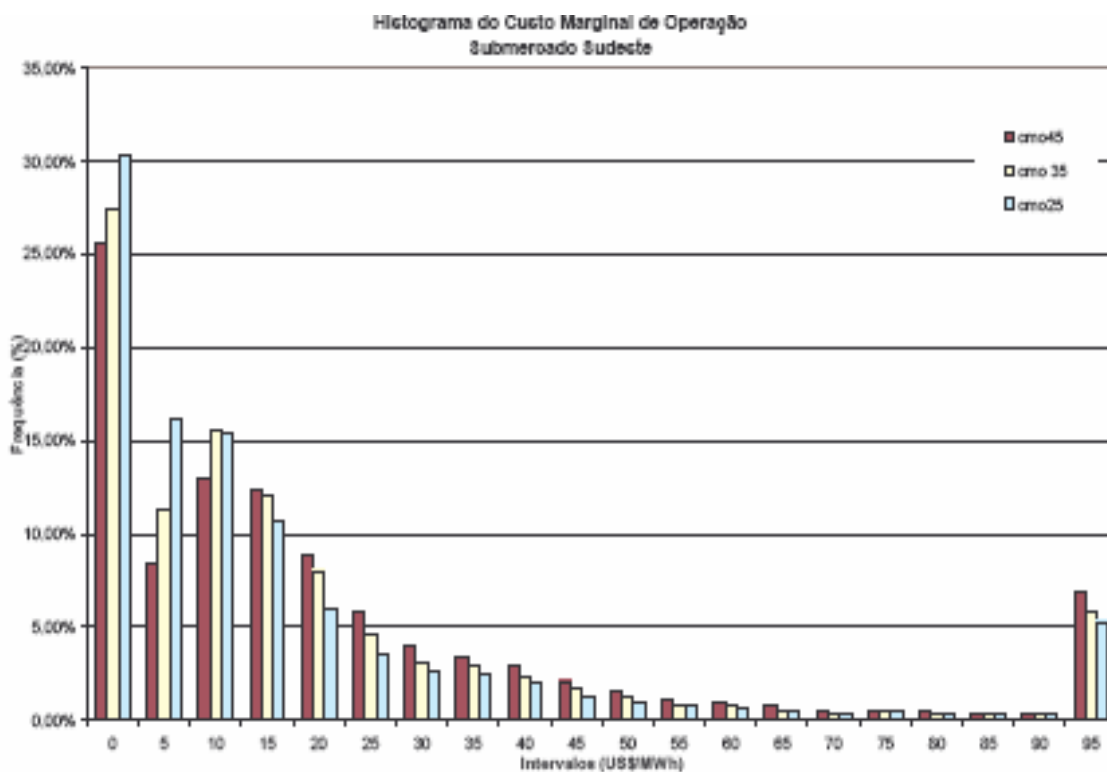
No início a demanda é atendida pelos empreendimentos mais baratos e à medida que a demanda cresce, os custos operacionais aumentam, oportunidade em que o valor esperado do custo de operação atinge um valor que compense a implantação de uma geração mais cara, ocorrendo a expansão.

Ainda para o autor:

Porém o valor a que se dispõe colocar uma nova unidade geradora é incerto, neste caso, optou-se pela análise de sensibilidade de três casos de equilíbrio oferta-demanda. Os cenários consideram três patamares de convergência do custo marginal de expansão, correspondentes a 25 US\$/MWh, 35 US\$/MWh e 45 US\$/MWh, que representam três hipóteses de equilíbrio de oferta e demanda do mercado de energia elétrica, ou seja, estes seriam os possíveis valores de implantação de novas unidades geradoras.

Pode-se concluir, portanto, que o formato da distribuição do custo marginal de operação é peculiar. A Figura 27 a seguir, permite também visualizar o histograma de alguns cenários utilizados nos mais diversos estudos de análise e expansão da rede elétrica. Observa-se que cada grupo de barras corresponde a probabilidade de ocorrência ao longo do horizonte de análise, onde o primeiro grupo corresponde a probabilidade do custo marginal de operação estar compreendido entre 0 e 5 US\$/MWh, o segundo grupo entre 5 US\$/MWh e 10 US\$/MWh, assim por diante (KUWABARA (2002));

Figura 27 – Histograma do CMO – Submercado sudeste



Fonte: Kuwabara, 2002.

Na elaboração do Plano de Expansão da Oferta para o período 2003-2012, uma série de premissas foram adotadas, permitindo apresentar de forma indicativa um elenco de empreendimentos que darão bases para sustentar a oferta de energia elétrica. Utilizando dados históricos, diretrizes governamentais, ações previstas pelos agentes privados, custos marginais de expansão e operação da rede elétrica, diversos cenários de mercado de energia elétrica foram desenvolvidos.

Para o período 2003-2012 foram utilizados os cenários de evolução do Mercado e da Carga Própria de Energia Elétrica aprovados pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado – CTEM/CCPE, que consideram três situações: a) cenário de crescimento baixo; b) cenário de crescimento médio (Cenário de Referência); e c) cenário de crescimento alto.

Em cada um dos cenários de mercado elaborados foram analisadas as condições de atendimento do Sistema com base nos empreendimentos em operação, construção e motorização. Posteriormente, para cada um desses mercados foram formulados dois cenários de expansão da oferta, denominados Cenários A e B, os quais deram base ao seguinte quadro de oferta de energia elétrica para atendimento da geração:

Quadro 01 – Oferta de geração disponível 2003-2012

Sistema Interligado Brasileiro			
Oferta de Geração Disponível ao Longo do Horizonte Decenal			
Usinas		Potência (MW)	
UHE's	Operação		68.928
	Construção/Motorização		10.243
	Com Concessão		3.773,0
	Aguardando Outorga		1.584
UTE's	Operação não PPT		6.385
	PPT	Grupo A	5.194
		Grupo B	1.343
		Grupo C	940
Importação de Energia Existente		2.178	
PROINFA	1ª Etapa		3.500
	2ª Etapa		2.745 (Mercado Baixo) 3.348 (Mercado Referência) 3.645 (Mercado Alto)
UTES a Carvão		1.700	
Angra III		1.309	
TOTAL		111.076 (Mercado Baixo) 117.473 (Mercado Referência) 130.756 (Mercado Alto)	

Fonte: MME (2002)

Para o MME/CTEM (2002):

O critério fundamental para atendimento aos requisitos de energia do mercado baseou-se no equilíbrio entre os custos marginais de operação e de expansão. Assim, para cada um dos cenários de oferta considerados, procurou-se encontrar o plano de obras que, ao longo do período analisado, acarretasse custos marginais de operação o mais próximo possível do custo marginal de expansão, numa condição que caracteriza o plano de mínimo custo.

As expansões na rede elétrica são efetuadas sempre que o custo marginal de operação mostrar-se superior ao de expansão. Logo, os empreendimentos foram alocados

na ordem inversa de seus respectivos custos de geração, exceto aqueles cujas datas de implantação já se encontram definidas. Ainda segundo o MME/CTEM:

As simulações foram realizadas com o modelo *Newave*, desenvolvido pelo CEPEL, com base em 2000 séries sintéticas de energia e 4 patamares para a função custo do déficit de energia. Em virtude dos objetivos do estudo em questão, não se adotaram formas de operação conjunturais e relativas a horizontes de curto prazo, tais como curvas de aversão ao risco.

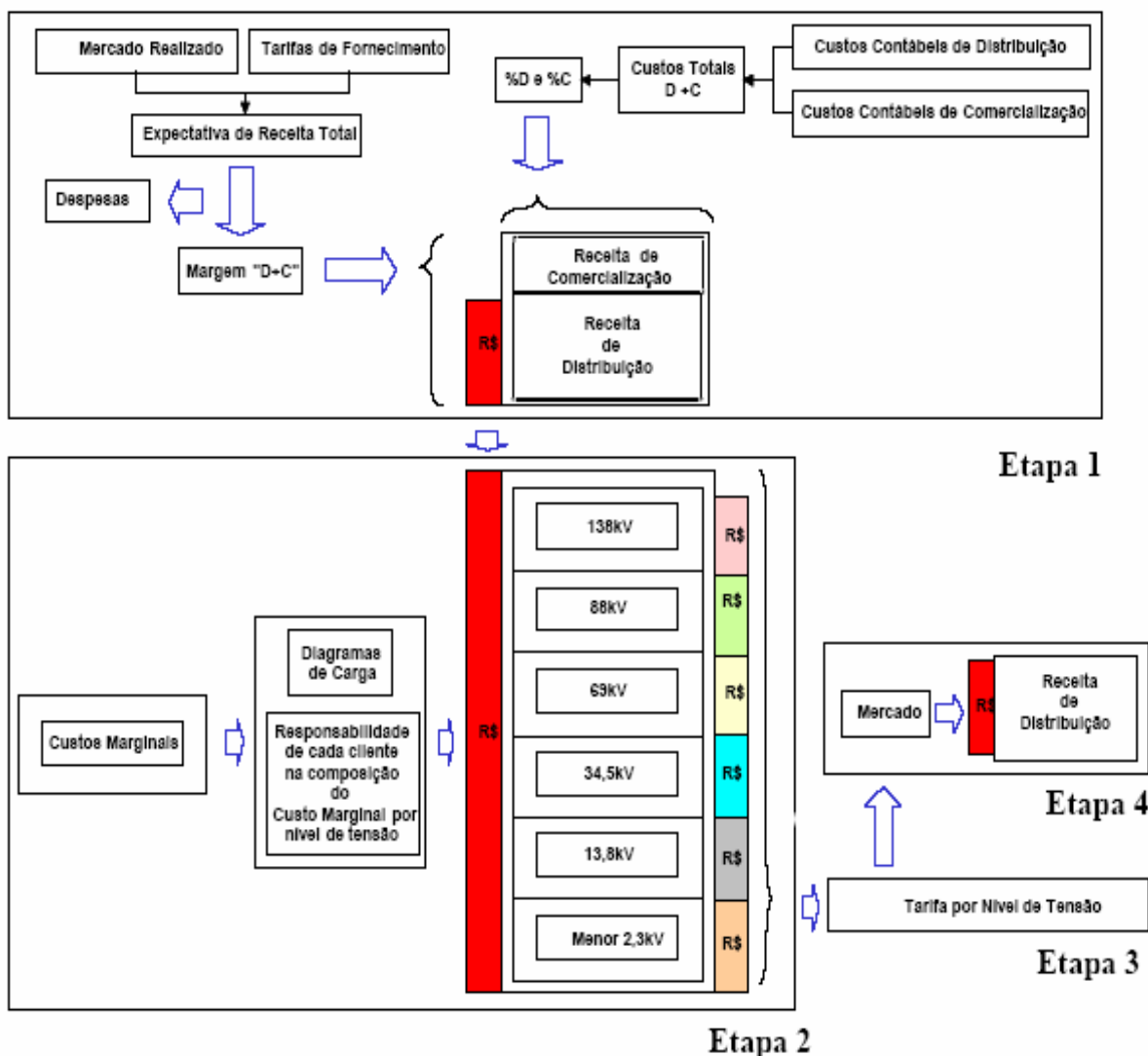
4.5 Custo marginal na distribuição e formação de tarifas no Brasil

A resolução da ANEEL n.º 286/99, estabeleceu a metodologia de cálculo das tarifas de uso do sistema de distribuição praticadas para os consumidores livres e gerados conectados ao sistema, devido à complexidade metodológica de aplicação está passando a vigorar somente em 17 de julho de 2000, com a Resolução n.º 171/2000.

Para o cálculo das tarifas de uso das redes de distribuição a Resolução procurou seguir as seguintes diretrizes:

- Estudos e justificativas de fixação dos valores atribuíveis aos serviços de distribuição, em cada nível de tensão, tendo como base as suas tarifas de fornecimento e a separação das atividades de distribuição e comercialização;
- Proposta de sinalização horária para a tarifa de uso dos sistemas de distribuição, estabelecendo por nível de tensão a relação entre os horários de ponta e fora de ponta.
- Proposta de tarifação de uso das instalações de distribuição para os barramentos com tensão entre 138 kV e 69 kV, com base na metodologia nodal, considerando as interligações com outros sistemas de distribuição e as instalações de transmissão não componentes da Rede Básica;
- Proposta de estrutura tarifária para as tarifas de uso nos demais níveis de tensão, observando os diversos tipos de consumidores, com base nos custos marginais de expansão para cada nível de tensão (ANEEL, 2001).

Figura 28 – Resumo do processo de cálculo das tarifas de uso



Fonte: ANEEL, 2001.

A figura 28 mostra o processo de cálculo das tarifas de distribuição, na etapa 1 do processo de definição de tarifas é necessário calcular o total da receita de distribuição, este total deverá ser recuperado em forma de tarifa pelo uso das redes de distribuição (parte indicada em vermelho no diagrama superior da figura 28).

O cálculo da receita de distribuição é realizado em três partes, a primeira parte é a determinação da margem de distribuição e de comercialização (D+C) na receita total, a segunda é a abertura da margem de distribuição e comercialização em suas respectivas parcelas sobre receita total e a terceira é a determinação da receita de distribuição.

Na primeira parte é obtida a receita total de fornecimento e suprimento com base no mercado de referência, que é conceituado como a receita dos últimos doze meses

anteriores ao ultimo reajuste. Essa receita será calculada para cada nível de tensão e tipo de tarifa.

Dessas receitas de fornecimento e suprimento para cada tipo de tensão e tarifa são deduzidos os custos que não são referentes ao transporte de energia (ex: encargos sociais, os pagamentos ao ONS a CCEE), determinando assim a margem de receita de D+C.

Para abertura da margem de D+C é necessário conhecer valores contabilizados como ativos e despesas operacionais para promover a correta identificação dos valores das atividades de distribuição e comercialização

Figura 29 – Atividades de distribuição e comercialização

Distribuição - D	Comercialização - C
Medição (leitura de energia e uso, aferição de equipamentos, etc.).	Pedido de fornecimento
Conexão e ligação dos usuários	Cadastro
Corte e religação	Contratos
	Faturamento
Expansão, operação e Manutenção da Rede	Atendimento a consumidores

Fonte: ANEEL, 2001.

A figura 29 apresenta as atividades inerentes à distribuição e comercialização que formarão os custos contábeis de cada atividade, definindo as parcelas da receita e custo total que cabe a distribuição e a parcela que cabe a comercialização, possibilitando assim a determinação da receita de distribuição, ultima parte da primeira etapa.

.A etapa 2 visualizada na figura 28 compreende a formulação da estrutura tarifária, sendo necessário que as tarifas recuperem as receitas para cada nível de tensão com o objetivo de manter, operar e expandir as redes de distribuição.

A ANEEL aprovou o critério das tarifas baseadas nos custos marginais de capacidade que para serem calculados necessitam das informações sobre os custos marginais de expansão da rede de distribuição e da tipologia de carga dos consumidores.

O cálculo do CMgexp é realizado por duas maneiras, baseado nos custos incrementais médios de longo prazo (CIMLp) obtidos através de estudos da expansão da

rede e a Lei de Quantidade e Obras (LQO), que é calculada a partir do histórico de dados sobre obras e consumo.

O CIMLp é calculado através das despesas totais anuais, obtidas por um fluxo de caixa anual que contemple a remuneração do investimento, depreciação, despesas operacionais e com financiamentos, que vão formar a despesa total anual do investimento.

Com a despesa total anual do investimento e projeções de demanda para os períodos do investimento, o custo incremental nada mais é do que o valor necessário anualmente para incrementar as redes para suprir a demanda.

Como os investimentos são indivisíveis e podem variar muito durante o tempo considerado é mais adequado se trabalhar com uma média, por isso resulta no CIMLp.

Essa metodologia para encontrar o custo marginal de expansão através do CIMLp esbarra somente no problema que as vezes o CIMLp pode ser zero, indicando a inexistência de investimentos nas redes dessa tensão, o que segundo a ANEEL (2001) poderia ocasionar uma fuga de consumidores dessa tensão para outra influenciando negativamente no sistema.

A LQO é uma função que correlaciona valores históricos de agregados com os MWh produzidos. Pode se obter dessa forma um conjunto de variáveis explicadas e explicativas, exemplo uma função de linhas instaladas em Km por aumento de consumo no longo prazo.

Com as LQO para cada nível da obra por tensão se obtém o custo marginal de expansão pelo produto da derivada da LQO pelo custo unitário do agregado (ANEEL, 2001)⁶

Os custos marginais calculados através dessas técnicas espelham muitas especificidades de cada empresa, logo a ANEEL adota um custo padrão para o setor, aonde o procedimento inicial é a determinação dos valores médios dos CIMLp, em seguida este valor e correlacionado com os níveis de tensão médios e determinada a função é possível obter um novo CIMLp para cada nível de tensão.

“O CIMLP obtido desta forma reflete uma tendência média do setor guardando ainda uma coerência de custo entre os níveis de tensão (ANEEL, 2001)”.

O próximo passo na definição das tarifas é a tipologia que é obtida por técnicas de amostragem probabilísticas para o universo considerado, realizada em duas etapas, a

⁶ As demonstrações matemáticas podem ser obtidas em ANEEL, 2001.

primeira é a caracterização de carga e depois o cálculo do custo marginal de expansão para cada tipo de carga.

A caracterização de carga tem por objetivo criar as curvas típicas de cada consumidor com a finalidade de obter os custos que cada tipo impõe ao longo da rede de distribuição.

Essa caracterização envolve três processos, estritamente técnicos, a) identificação de curvas características; b) agregação de curvas de carga e c) ajustes das tipologias ao mercado⁷.

A outra etapa caracterizada pelo cálculo dos custos marginais de expansão que nas palavras da ANEEL (2001):

De acordo com a teoria econômica, os custos marginais constituem um sinal adequado para orientar o consumo no sentido de uma alocação eficiente dos recursos no sistema. A utilização destes custos proporciona uma estrutura tarifária racional onde cada consumidor é responsabilizado pelo custo imputado à distribuidora para o seu atendimento.

A definição dada ao custo marginal de capacidade (CMC) pela ANEEL é: “as responsabilidades dos clientes-tipo nos custos de desenvolvimento do sistema”, sendo que a demanda é caracterizada de acordo com as cargas máximas de cada cliente o CMC reflete a contribuição de cada cliente-tipo na formação da demanda máxima da rede.

A ANEEL utiliza os custos para dois períodos tarifários para cada concessionária, um período de tarifa de ponta: 3 (três) horas consecutivas definidas em função dos horários de maior ou menor carregamento do sistema e o período de tarifa fora de ponta: 21 (vinte e uma) horas não compreendidas no intervalo de tempo do posto tarifário ponta (ANEEL, 2001).

Com os custos marginais de capacidade são definidas as Tarifas de Referência de Demanda, representadas pelas diversas cores na etapa 2 da figura 28.

A etapa 3 do processo de cálculo das tarifas de distribuição, visualizada na figura 28, compreende a elaboração das tarifas.

Com os valores dos custos marginais de capacidade se calcula uma receita teórica, através dos custos por cada nível de tensão e pelas demandas teóricas ajustadas através da tipologia de carga.

⁷ A metodologia completa usada na caracterização de carga é encontrada em ANEEL, 2001.

Essa receita teórica, ajustada aos custos reais incorridos pelas empresas (operacionais, de expansão, de remuneração e em impostos), definiria as tarifas a serem praticadas e com vistas a preservar o equilíbrio contratual das empresas, os valores ainda tem que recuperar a receita de distribuição para cada empresa.

A correção das tarifas de modo a recuperar a receita de distribuição contempla três ajustes nos custos marginais de capacidade, a) o ajuste à receita de distribuição, b) ajuste aos postos tarifários e c) ajuste a demanda faturada.

No ajuste à receita de distribuição, ajustam-se os valores dos custos marginais de capacidade de forma que a receita total seja igual à receita de distribuição mensal; esses custos ajustados serão denominados “tarifas preliminares”, que contemplam a utilização de mercados faturados, receita de distribuição e tipologia de carga.

Para o ajuste dos postos tarifários os custos de capacidade são alterados para manter as relações para cada nível de tensão das tarifas de ponta e de fora de ponta, que serão conhecidas como “tarifas preliminares P/FP”.

No ajuste à demanda faturada, serão usadas as informações dos comportamentos atípicos dos consumidores que definirão os montantes de receita faturada, que será usada para comparação com a receita de distribuição.

Existindo diferença nos valores apurados para a receita faturada e receita de distribuição, será aplicado um fator de ajuste, para multiplicar pela “tarifa preliminar P/FP”, para obter assim essa tarifa ajustada.

Enfim nessa tarifa ajustada será acrescentada a soma dos impostos para a obtenção das tarifas finais denominados “tarifas de uso”.

Na IEE brasileira existem modalidades de tarifas de uso, onde as diferença entre cada modalidade são as demandas faturadas de cada cliente que ira determinar o grupo tarifário a qual pertence.

O exemplo utilizado até o momento é com base na modalidade tarifaria horozonal azul, que diferenciará os consumidores em horários de ponta e fora de ponta e por níveis de tensão.

A IEE ainda contempla as seguintes modalidades de tarifas: a) tarifas verdes, b) convencionais e c) monômias.

A tarifa verde é estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo e energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência (ANEEL, 2001).

A tarifa convencional é estruturada para aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência independente das horas e dos períodos do ano.

Para os consumidores sujeitos a apenas as tarifas monômias, as demandas de ponta e fora de ponta adotadas são as mesmas das tipologias de carga, onde todos os consumidores são considerados fora de ponta (ANEEL, 2001)

A ANEEL para estabelecer o valor das tarifas de uso observou os seguintes aspectos, que são de suma importância:

- A grande maioria das concessionárias não apresentou tipologias oriundas de campanhas de medidas realizadas em sua área de concessão;
- A maioria dos dados de planejamento e LQO encaminhados para a ANEEL é resultado de um estudo superficial contendo significativas inconsistências;
- Existe uma grande divergência entre as concessionárias nas definições das atividades que constituem os serviços de distribuição e comercialização (ANEEL, 2001).

Esses aspectos levaram a ANEEL a considerar o período de oito anos após a publicação da Resolução ANEEL n. ° 286/99, para gradativamente adaptar as implantações das tarifas, para que essas distorções não gerassem uma alocação ineficiente dos insumos.

Neste intervalo de tempo as tarifas são regulamentadas através do art. 7º do Decreto n. ° 2.655/98 e são chamadas de tarifas do período de transição que são implantadas por valores médios dos custos marginais e percentuais de distribuição.

Para as unidades geradoras conectadas nas redes de distribuição, conforme Resolução ANEEL n. ° 286/99, a tarifa de geração de uma concessionária será a menor das tarifas de uso de distribuição praticada por ela.

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO

Este trabalho analisou os fundamentos do custo marginal na literatura econômica e sua aplicação na operação e expansão do setor elétrico brasileiro, procurou também expor a forma de obtenção das tarifas de energia elétrica para os sistemas de distribuição e comercialização através do uso dos custos marginais.

As últimas mudanças institucionais e alterações do setor elétrico brasileiro foram dadas pela Lei n.º 10.848/04 e Decreto n.º 5.163/04 que tratam da regulamentação e comercialização da energia elétrica.

Os fundamentos do custo marginal são dados pela microeconomia tradicional na teoria dos custos ao se examinar a conduta das decisões empresariais. A conduta de maximização de uma empresa necessita ser examinada com base na função de custos, face o conjunto de restrições existentes em qualquer sistema produtivo.

Ao se adotar as premissas dos custos marginais as empresas podem tomar decisões que aumentam o grau de eficiência dos recursos utilizados numa planta industrial. Escolhendo as melhores combinações de insumos pode-se proporcionar um mínimo custo de operação no curto prazo, assim com escolher as melhores combinações para a expansão da produção no longo prazo.

Com base nos fundamentos microeconômicos dos custos marginais procurou-se demonstrar a utilização de seus conceitos e aplicações no conjunto das atividades econômicas da indústria de energia elétrica no Brasil.

Como demonstrado, o ONS, para controle e operação do sistema de geração e transmissão, utiliza o custo marginal de operação com objetivo de otimizar o sistema com o mínimo custo dentro dos padrões de qualidades exigidos. No sistema hidrotérmico brasileiro, com predominância da geração hidráulica e características peculiares de interligação do sistema através da transmissão, o foco do ONS visa minimizar os custos marginais de operação do sistema, sendo este trabalho feito através do monitoramento das funções de custo imediato e futuro.

Devido ao custo marginal de operação ser composto pelo valor da água, custos das termoeletricas e custos de déficits de energia, seu valor é muito volátil, motivo pelo qual foi criado o mecanismo de realocação de energia, o MRE.

A operação do sistema no mercado atacadista de energia pela CCEE, também utiliza o custo marginal de operação para a liquidação das compras no ambiente de

mercado livre, servindo como parâmetro para os níveis máximos e mínimos e valor atual do preço de liquidação de diferenças usado para as transações no MAE.

Nos estudos e dimensionamento da expansão do sistema elétrico brasileiro a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pela elaboração e planejamento da expansão do setor, também utiliza os custos marginais como referência para as decisões de investimento em atender o crescimento do mercado projetado.

A EPE utiliza os custos marginais de expansão para elaborar os preços marginais de referência utilizados nos leilões de energia para o ambiente de contratação regulada, oportunidade em que determina o montante de energia a ser produzida por hidroelétricas e ou termelétricas no horizonte de tempo de cinco anos.

Como identificado, a definição da quantia a ser produzida de eletricidade é dada com base nos estudos de demanda do Plano de Expansão Decenal, que, com os custos declarados das usinas, servem de dados de entrada do software *Newave* para formar a função de custo futuro para cada sub-mercado e os custos marginais de operação para cada estágio e patamar de carga, dentro do horizonte escolhido.

Através da análise dos dados do plano decenal de expansão 2001-2009, a conclusão é que os custos marginais de operação apresentam tendências de cenários de baixo custo, inibindo o investimento em usinas termelétricas que dependem do valor do custo marginal de operação para determinar sua receita através da venda de energia no ambiente de contratação livre pelo preço de liquidação de diferença.

O plano decenal 2003-2012 baseou-se nos critérios dos custos marginais para a elaboração dos cenários de oferta, onde o objetivo foi encontrar o plano de obras que colocassem o custo marginal de operação o mais próximo possível do custo marginal de expansão, assim a expansão ocorrerá sempre que os custos marginais de operação forem superiores aos custos marginais de expansão e garantira a oferta de energia nos menores custos.

Na transmissão de energia os custos marginais são obtidos pelos custos necessários para incrementar as linhas de transmissão com o aumento da demanda, pelo custo de reposição e pelos custos de congestionamento e interrupções da transmissão de energia.

Verificou-se que os intercâmbios de energia entre os sub-mercados são limitados pela capacidade das linhas de transmissão e pelos níveis dos reservatórios e limites de armazenamento, influenciando assim o custo marginal de operação no curto prazo. Na

proposta tarifária do sistema distribuição, a ANEEL considera os custos marginais em cada nível de tensão para formular os diversos consumidores-tipo.

No sistema de distribuição e comercialização de energia as tarifas são baseadas nos custos marginais de capacidade, que são formados pelos custos marginais de expansão da distribuição e pela tipologia de carga dos consumidores.

Esses custos marginais de capacidade formam as tarifas de referência para cada tipo de consumidor que, com os dados de demanda futura, definem a tarifa a ser praticada para cada nível de tensão e tipo de consumidor.

Atualmente o sistema elétrico brasileiro conta com algumas modalidades de tarifas, a tarifa horosazonal azul que difere os consumidores em horário de ponta e fora de ponta; as tarifas verdes que, além da diferença das horas do dia também inclui a diferença por períodos seco e úmido; as tarifas convencionais que não diferem os consumidores em nenhuma categoria; e por fim as tarifas monômias, onde todos os consumidores são considerados fora de ponta.

O uso do custo marginal é aplicado em todos os segmentos da cadeia produtiva do setor elétrico, na geração e transmissão para definir o menor custo marginal de operação do sistema e seus custos de expansão e na distribuição e comercialização para a diferenciação dos tipos de consumidores e formulação das tarifas praticadas.

Diante do exposto conclui-se que os fundamentos e aplicações do custo marginal são de grande importância dentro do setor de energia elétrica brasileiro, onde pode ser visualizado que sua aplicação é utilizada tanto para a operação como para a expansão do sistema elétrico.

Conclui-se que a utilização dos fundamentos e aplicações dos custos marginais no setor elétrico brasileiro possibilita a operação mais eficiente e ao mínimo custo do sistema garantindo a expansão adequada desde que as informações utilizadas como as do custo do déficit, por exemplo, não contenham distorções quanto aos seus valores.

Por fim, cabe ainda ressaltar o uso dos custos marginais para a diferenciação dos consumidores e aplicações das diversas modalidades de tarifas no sistema de distribuição.

O trabalho apresenta limitações em seu desenvolvimento em virtude das dificuldades de se analisar todos os dados estatísticos que compõe a rede elétrica nacional e as constantes mudanças que sofre o novo modelo em processo de implementação. A pouca prática do pesquisador no tema em questão deixa alguns espaços para serem analisados e interpretados, o que permite afirmar que outros trabalhos a serem desenvolvidos futuramente poderão aprofundar o tema em referência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Metodologia do Cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição. Revisão das Tarifas** Publicada na Resolução ANEEL n. ° 286/99, 1999.

ARAUJO, J. L. R.H. **Modelos de Regulação de Preços na Regulação de Monopólios**. Revista Econômica, V3, nº 01, p. 35-66, junho de 2001.

AWH, R. Y. **Microeconomia, Teoria e aplicações**, Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., 1979.

BRASIL. Decreto Executivo n. ° 5.163 de 30 de julho de 1994. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências**. Publicado no D.O.U. em 30/07/2004, p. 01 – Edição Extra.

_____. Decreto Executivo n. 5.177 de 12 de agosto de 2004. **Regulamenta os arts. 4º e 5º da [lei nº 10.848](#), de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da câmara de comercialização de energia elétrica - CCEE**. Publicado no D.O.U. em 16/08/2004, p. 05.

_____. Lei Ordinária n. ° 9.074/1995 de 07 de julho de 1995. **Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências**. Publicado no D.O.U. de 08/07/1995, p. 10 – Edição Extra.

_____. Lei Ordinária n. ° 10.848/2004 de 15 de março de 2004. **Dispõe sobre a comercialização de energia**. Publicado no D.O.U. de 16/03/2004, p. 2.

CCEE – Câmara do Comércio de Energia Elétrica. **Papéis e Responsabilidades**. Disponível em: < <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/arquivos/ccee.ppt> >. Acesso em: 25 de maio de 2005.

FERGUSON, C. E. **Microeconomia**, 18ª Edição, Rio de Janeiro: Editora Forense Universitária, 1994.

FORTUNATO et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção elétrica**. Niterói: Editora Universitária, 1990.

GARÓFALO, G. L. & CARVALHO, L. C. P. **Teoria Microeconômica**, 2ª Edição. São Paulo: Editora Atlas S. A., 1992.

HAVEMAN R. H. & KNOPF K.A. **O sistema de mercado**, São Paulo: Livraria Pioneira Editora, 1972.

HENDERSON, J. M. & QUANDT, R. E. **Teoria Microeconômica, Uma abordagem Matemática**. 2ª Edição. São Paulo: Livraria Pioneira Editora, 1988.

KEGLER, V. M. **O impacto na comercialização de energia elétrica de curto prazo devido às restrições de transmissão entre os submercados sul e sudeste**. Florianópolis, 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Santa Catarina, 2001.

KUWABARA, M.S. Avaliação de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica: Custo Financeiro de Swap de Energia Variável de Hidrelétricas. Tradener, Curitiba, PR, 2002.

LOTERO, R. C. **A eficiência econômica na reestruturação do setor elétrico brasileiro: Uma abordagem através da economia dos custos de transação**. Florianópolis, 1999. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Santa Catarina, 1999.

MILLER, R. L. **Microeconomia, Teoria, questões e aplicações**, São Paulo: Makron Books, 1981.

MMME/CCPE. Plano Decenal de Expansão. Sumário Executivo 2003 - 2012. Brasília, Dezembro, 2002.

PINDYCK, R. S & RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**, 4ª Edição. São Paulo: Makron Books, 1999.

PONTES, J. R. **O mundo dinâmico dos negócios**. Florianópolis, UFSC, 2005.

PORTER, M. **Vantagem Competitiva: Criando e sustentando um desempenho superior**. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1989.

SANTANA, E. A. **Estratégia de Geração ao Mínimo Custo e Assimetria de Informações: O Caso da Operação do Mercado de Energia Elétrica do Brasil** Disponível em: < <http://www.anpec.org.br/encontro2004/artigos/A04A088.pdf> >. Acesso em: 17 de maio de 2005.

SANTANA E. A. & OLIVEIRA C. A. C. N. V. **A estrutura de governança da indústria de energia elétrica uma análise através da economia dos custos de transação**. Rio de Janeiro: Revista Economia Contemporânea, jan/jun 2000, p. 147 a 178.

SANTOS, M. F. M. **Avaliação das condições de atendimento energético do SIN**. Belo Horizonte: Feira Internacional da Indústria Elétrica e Eletrônica, Setembro de 2004.

SCHNEIDER, E., **Teoria econômica. Planos econômicos e equilíbrio na economia de circulação**. Vol.2, Editora Fundo de Cultura, 1964..

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

TURVEY, R. & ANDERSON, D. **L'Économie de l'Électricité. Essais et Études de Cas**, Economica, Paris, 1977.

VINHAES, É. A. S. **A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira: Uma avaliação da possibilidade competição através da teoria de mercados contestáveis.** Florianópolis, 1999. Dissertação (Mestrado em Economia), Universidade Federal de Santa Catarina, 1999.