

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

TESE DE DOUTORADO

**A INSERÇÃO DE RISCOS E INCERTEZAS EM METODOLOGIAS
PARA A AVALIAÇÃO DE CUSTOS DE ENERGIA
E POTÊNCIA ELÉTRICA DE CENTRAIS GERADORAS**

Autor: **Alexandre Cesar Mendes Moreira**

Orientador: **José Tomaz Vieira Pereira**

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL
DA TESE DEFENDIDA POR _____

_____ E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM _____



ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

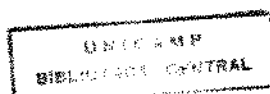
TESE DE DOUTORADO

**A INSERÇÃO DE RISCOS E INCERTEZAS EM METODOLOGIAS
PARA A AVALIAÇÃO DE CUSTOS DE ENERGIA
E POTÊNCIA ELÉTRICA DE CENTRAIS GERADORAS**

Autor: Alexandre Cesar Mendes Moreira

Orientador: José Tomaz Vieira Pereira

**Trabalho apresentado à Coordenação de Pós-Graduação da
Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a
obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.**



UNIDADE	BC
N.º CHAMADA	7/UNICAMP
N.º	M813i
V.º	1
TRAB. DE	27/11/96
PROD.	6671 DG
C	☐
D	☒
PREÇO	84,100
DATA	27/11/96
N.º CPD	

CM.00095019.8

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

M813i

Moreira, Alexandre Cesar Mendes

A inserção de riscos e incertezas em metodologias para a avaliação de custos de energia e potência elétrica de centrais geradoras / Alexandre Cesar Mendes Moreira. -- Campinas, SP: [s.n.], 1993.

Orientador: José Tomaz Vieira Pereira.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia - Avaliação de riscos. 2. Energia elétrica - Custos. 3. Termoeletricidade. 4. Usinas termoeletricas. 5. Centrais elétricas. 6. Desenvolvimento energético. 7. Turbinas a gás. 8. Combustíveis diesel. I. Pereira, José Tomaz Vieira. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

Tese de: Doutorado

Título: A Inserção de Riscos e Incertezas em Metodologias para a Avaliação de Custos de Energia e Potência Elétrica de Centrais Geradoras

Autor: Alexandre Cesar Mendes Moreira

Orientador: José Tomaz Vieira Pereira

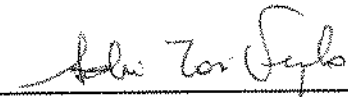
Aprovado por:



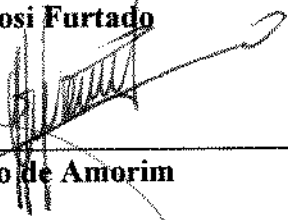
Prof.Dr. José Tomaz Vieira Pereira, Presidente



Prof.Dr. Afonso Henriques Moreira Santos



Prof.Dr. André Tosi Furtado



Prof.Dr. Sebastião de Amorim



Prof.Dr. Sérgio Valdir Bajay

Campinas, 07 de Julho de 1993.

**Dedico à minha esposa,
meus filhos e
meus pais.**

AGRADECIMENTOS

A Deus.

Ao Grupo de Energia, Engenharia e Consultoria, nas pessoas de seus sócios e funcionários.

Aos amigos da turma de Pós-Graduação em Planejamento Energético da UNICAMP.

À minha irmã Cristina e família.

Aos amigos José Benedito Guimarães, Osmar Tomé e Lourival Salles de Almeida Neto.

Aos professores que me ensinaram desde o curso primário.

Ao amigo e professor orientador.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - A Eletricidade, o Desenvolvimento e as Peculiaridades Locais

1.1. A importância da eletricidade para a região	01
1.2. A importância das pequenas centrais	03
1.3. Algumas considerações sobre o efeito escala nos custos da eletricidade	04
1.4. Economia: um imperativo nos primeiros estágios da eletrificação	07
1.5. Situações que determinam a disponibilidade de energia elétrica	08
1.6. Possíveis agentes motores para acionamento dos geradores elétricos	10
1.7. Fatores que afetam a escolha do agente motor	11
1.8. Conveniência de obtenção de conselho competente	17
1.9. Perspectiva da instalação	17

CAPÍTULO 2 - O Estado da Arte dos Principais Tipos de Centrais para Geração Descentralizada

2.1. Introdução	19
2.2. Centrais geradoras a Diesel	19
2.3. Centrais geradoras com turbina a vapor	39
2.4. Centrais geradoras que se utilizam da turbina a gás	56
2.5. Pequenas centrais hidroelétricas	74

CAPÍTULO 3 - Natureza e Componentes dos Custos de Centrais Elétricas

3.1. Considerações preliminares	89
3.2. Principais requisitos necessários à instalação de uma central elétrica	96
3.3. Custos de centrais térmicas que se utilizam de motores Diesel	100
3.4. Custos de centrais térmicas a vapor	108
3.5. Custos de centrais térmicas que utilizam turbina a gás	115
3.6. Custos de pequenas centrais hidroelétricas	123
3.7. Estimativas de custos de centrais	127
3.8. Metodologias para estimativas de custos de centrais	131
3.9. Uma metodologia mais realista para estimativa de custos de projetos energéticos	167

CAPÍTULO 4 - Principais Variáveis de um Fluxo de Caixa que Influem na Atratividade de um Empreendimento Energético

4.1. Considerações preliminares	194
4.2. Metodologia adotada	194
4.3. Execução	196
4.4. A repercussão do tempo de realização de um investimento na atratividade econômica de um empreendimento	214
4.5. A influência da variação das taxas de juros na atratividade econômica de um empreendimento	241
4.6. A repercussão das possíveis variações dos investimentos na atratividade econômica de um empreendimento	246
4.7. A repercussão da variação do tempo de financiamento sobre a receita líquida necessária à viabilidade econômica de um empreendimento	251

CAPÍTULO 5 - Avaliação de Riscos e Incertezas

5.1. Considerações preliminares	258
5.2. Tarifa mínima de atratividade	267
5.3. Elementos básicos necessários à tomada de decisão	274

CAPÍTULO 6 - Conclusões

Referências Bibliográficas	285
-----------------------------------	------------

RESUMO

O estudo apresenta uma sequência de informações úteis à avaliação econômica de centrais elétricas e sugere um agrupamento e tratamento de dados sobre seus custos, considerando as incertezas e os riscos envolvidos.

São propostos métodos estatísticos tanto para estimativas de custos de energia e potência de centrais elétricas, quanto para a análise econômica propriamente dita.

As metodologias são práticas e inserem a possibilidade de avaliação dos riscos econômicos envolvidos na realização de empreendimentos de geração de energia elétrica.

ABSTRACT

This work shows a sequency of informations which are useful to economic analysis of power plants, offering a data treatment on its costs, considering uncertain and risks involved.

uncertain and risks

Statistical methods are proposed for estimation of energy costs and power of plants.

The methods are practical and give a way to analyse economic risks involved in business of electrical energy generation.

OBJETIVO

Não têm sido poucos os casos em que os custos estimados para empreendimentos energéticos, particularmente em geração de energia elétrica, tenham diferido muito dos custos efetivamente praticados. O setor elétrico brasileiro já coleciona casos absurdos, tais como Balbina, Angra I e, pelos indicativos, Angra II não será diferente. A escassez de informações sobre empreendimentos similares no Brasil, a falta de profissionais habilitados, conscientes e capazes de avaliarem as incertezas destes empreendimentos, têm sido fatores que contribuem para que os riscos não sejam percebidos ou mensurados adequadamente.

O presente estudo pretende inserir nas análises de viabilidade econômica de empreendimentos energéticos, as incertezas envolvidas e os riscos correspondentes. Embora com enfoque para geração de energia em pequena escala, este estudo se aplica a todos os empreendimentos, energéticos ou não. Do ponto de vista da microeconomia, o estudo é dirigido principalmente para as centenas de empreendimentos de geração de energia elétrica espalhados pelo Brasil, que vão desde as pequenas centrais hidroelétricas até as térmicas em geral, sendo que, no contexto macroeconômico, este estudo valoriza centrais de pequeno porte, devido à sua simplicidade, rapidez de construção e, principalmente, por não ter riscos danosos à economia nacional, tais como os provocados pelos grandes empreendimentos.

O estudo apresenta algumas considerações sobre o suprimento energético de cidades ou pequenas regiões, observando a sua importância, bem como apresenta

as alternativas energéticas mais usuais com suas vantagens e desvantagens em termos gerais e em termos de seus custos típicos. Neste ponto, são apresentadas metodologias de estimativas de custos e, finalmente, são mostradas e analisadas as incertezas econômicas com a consequente apresentação de metodologias que incluem os riscos e incertezas nas análises de viabilidade econômica.

LISTA DE FIGURAS

2.1.	A Eópila de Hero	40
2.2.	Primeiro projeto de turbina	40
3.1.	Faixa de custos típicos de centrais Diesel em US\$/kW	103
3.2.	Custos fixos típicos de centrais diesel	105
3.3.	Custos variáveis típicos de centrais a Diesel	107
3.4.	Faixa de custos típicos por kW de centrais a vapor alimentadas a carvão	110
3.5.	Custos fixos típicos de centrais a vapor alimentadas a carvão	112
3.6.	Custos variáveis típicos de centrais térmicas alimentadas com carvão	114
3.7.	Faixa de custos típicos de centrais que utilizam a turbina a gás	118
3.8.	Custos fixos típicos de centrais que utilizam turbina a gás	121
3.9.	Custos variáveis típicos de centrais que utilizam a turvina a gás	122
3.10.	Custo aproximado por kW em função do investimento e do fator de utilização para pequenas centrais hidroelétricas	126
3.11.	Limites de custos por faixas de capacidade das centrais Diesel	151
3.12.	Relação entre potência instalada e custo	154
3.13.	Distribuição triangular	177
4.1.	Representação gráfica de um fluxo de caixa típico	195
4.2.	Influência do tempo de financiamento na receita líquida necessária	203
4.3.	Influência do tempo de investimento na receita líquida necessária	206
4.4.	Influência do tempo de financiamento na receita líquida necessária	209
4.5.	Influência de uma relação $N/N_0 = 10$ na receita líquida necessária	211
4.6.	Influência do tempo de investimento na receita líquida necessária	237
4.7.	Influência do tempo de investimento na receita líquida necessária	238
5.1.	Variação probabilística da RLN — <i>incertezas + imprevistos</i>	262
5.2.	Variação probabilística da RLN — "	264
5.3.	Variação probabilística da RLN — "	266

LISTA DE TABELAS

2.1.	Perda de potência nominal	34
2.2.	Empresas montadoras de grupos Diesel	38
2.3.	Típicas faixas de consumo de calor e rendimentos percentuais com turbina a vapor com condensadores	54
2.4.	Histórico de potências instaladas no Brasil	75
2.5.	Categorias de centrais hidroelétricas	80
2.6.	Classificação com relação à queda	80
3.1.	Custos de potência de centrais Diesel	102
3.2.	Custos típicos de centrais a gás	117
3.3.	Influências dos fabricantes e compradores na especificação dos grupos diesel	134
3.4.	Preços típicos obtidos junto a fabricantes incorporando valores apresentados em concorrências públicas para a região Amazônica US\$ (01/91)	137
3.5.	Custos de grupos Diesel elétricos no Peru - 1985	138
3.6.	Duração média de projetos e desenhos de engenharia	145
3.7.	<u>Duração de potência</u> de UTE's a Diesel <i>→ Relação de potência e custo de ...</i>	150
3.8.	Relação entre custo e altura (m) de uma central <i>hidráulica</i>	162

LISTA DE QUADROS

2.1.	Vantagens x desvantagens das centrais com turbinas a vapor	43
2.2.	Resumo das características gerais da turbina a gás	61

CAPÍTULO 1

A ELETRICIDADE, O DESENVOLVIMENTO E AS PECULIARIDADES LOCAIS

1.1 A IMPORTÂNCIA DA ELETRICIDADE PARA A REGIÃO

Não é difícil constatar o papel desempenhado pela eletricidade em prol do crescimento econômico e bem estar da população. Em países altamente industrializados, a eletricidade representa uma base de sustentação vital na manutenção da estrutura social e econômica representando, entretanto, de 1 a 2% das Receitas Nacionais Brutas (PNB) em dispêndios apenas¹. Não se sabe exatamente a correlação entre eletrificação e produtividade, embora exista uma íntima ligação entre as mesmas. Por simplicidade, pode-se dizer que a eletrificação representa uma sólida e necessária base para a expansão da produção e quando convenientemente associada a outros fatores de produção pode, sem dúvida, contribuir fortemente para o progresso local. Não se pode pensar em instalar uma indústria sem a garantia de um abastecimento de energia elétrica.

Apesar do crescente consumo de eletricidade, tanto a nível nacional como internacional, não há, mesmo com os programas de conservação e otimização do uso, sinal de saturação na demanda. Em termos de suprimento, embora os custos de geração de energia elétrica sejam cada vez mais elevados, não se pode pensar em saturação diante do atual modelo de desenvolvimento social e econômico. Pode-se observar, entretanto, que existe nos países mais desenvolvidos uma tendência de ligeiros declínios nas taxas anuais de crescimento [ref. 1].

No Brasil isto é válido para os estados mais

¹ Está-se referindo a toda receita obtida com a venda de energia elétrica, dividida pelo PNB.

desenvolvidos, mas, para outros, a tendência certamente não é essa e sim de crescimento das taxas.

Em vastas áreas no mundo prevalece um estilo de vida próprio em que seus habitantes desconhecem parte ou todos os benefícios que a eletricidade pode trazer. O desenvolvimento econômico e social destas regiões poderia ser bastante acelerado com o acesso à eletricidade. Como estímulo em potencial à industrialização, a eletricidade mantém um lugar destacado, já que sua importância para possibilitar e acelerar a produção é dominantemente maior que o seu custo. Também convém lembrar que a eletricidade é de primordial importância para o conforto, lazer, saúde e bem estar de um modo geral.

Especificamente em locais isolados, são extremamente importantes a conservação de alimentos perecíveis e os meios de comunicação, que dependem fortemente da eletricidade.

Historicamente, os principais fatores que retardaram a eletrificação em países em desenvolvimento (caso do Brasil) foram:

- a) Falta de recursos;
- b) Apreciação insuficiente de sua importância social e econômica;
- c) Falta de uma fonte de energia barata e farta (petróleo, gás, carvão, etc.);
- d) Falta de recursos humanos especializados para operação e manutenção das centrais.

Em regiões isoladas, onde existem comunidades recém emergentes em que a população está esparsamente distribuída, existe o problema de se estabelecer um suprimento de energia elétrica de modo pioneiro e isto, sem dúvida, é um desafio a ser vencido. Como exemplos de comunidades recém emergentes, citam-se locais com concentração de exploração de minerais, madeira ou seringa. A cidade de Presidente Figueiredo é um caso típico que surgiu

recentemente devido às suas minas de cassiterita. Neste caso é evidente que a riqueza mineral é que gerou o interesse de se criar uma infraestrutura capaz de promover a extração do minério e, sob este aspecto, a eletricidade foi bastante determinante.

Existem outros municípios que possuem outras vocações e, em todas estas, está presente a necessidade de um abastecimento seguro de eletricidade. A questão da produção de pescado e agrícola é prejudicada pela escassez de frigoríficos, pois em regiões quentes e de transporte deficitário geralmente existe a necessidade de armazenagem da produção. Assim, a ampliação da capacidade de produção de energia elétrica em regiões isoladas é vital para o seu desenvolvimento sócio-econômico.

1.2 A IMPORTÂNCIA DAS PEQUENAS CENTRAIS

Embora mais e mais comunidades sejam alcançadas pela eletricidade a partir de grandes usinas hidrelétricas, através dos sistemas interligados, cresce no Brasil cada vez mais a importância das pequenas centrais geradoras em trabalhos de eletrificação pioneira ou mesmo de complementação ou substituição de outras já existentes. Em várias regiões do país não existem os citados sistemas interligados e, mesmo que tivesse uma grande usina hidrelétrica, seria muito difícil distribuir esta energia para municípios distantes. Nesse sentido, as pequenas centrais assumem um papel ainda mais importante e consistem na solução para atender as necessidades de algumas regiões.

Historicamente no Brasil, as pequenas centrais serviram para atender as necessidades primeiras das cidades e, com o crescimento da demanda nestas cidades, houve necessidade de se instala centrais de maior porte, mais sofisticadas e eficientes, havendo inclusive a interligação elétrica entre cidades. Quando isto acontecia, frequentemente

as pequenas centrais eram desativadas e, quando não sucateadas, eram removidas para centros menores ou mais remotos. Mesmo em países altamente desenvolvidos, as pequenas centrais têm uma importante função em locais remotos. No Brasil existem vastas regiões com baixíssimas densidades demográficas (condições adversas ao estabelecimento primário de redes elétricas), cujos municípios permanecerão eletricamente isolados por longo tempo.

Além das necessidades coletivas das comunidades, as quais normalmente são satisfeitas por um abastecimento distribuído a partir de uma central de geração, também existirão consumidores individuais em potencial, tais como: fazendas e indústrias, cujas necessidades podem ser satisfeitas a partir de pequenas centrais geradoras.

O objetivo final é tornar a eletricidade disponível a todas as comunidades urbanas e rurais e, neste sentido, sabe-se que este é um processo oneroso e lento. No entanto, o uso intensivo de pequenas usinas certamente consiste em excelente alavanca no processo de desenvolvimento econômico. É conveniente esclarecer que, atualmente, as pequenas centrais a diesel abastecem a maioria dos sistemas isolados, entretanto, como isto não ocorre de forma muito ajustada às necessidades e interesses dos municípios, os custos têm sido elevados e, muitas vezes, ocorre desabastecimento.

1.3 ALGUMAS CONSIDERAÇÕES SOBRE O EFEITO ESCALA NOS CUSTOS DA ELETRICIDADE

A pretensão de tornar a eletricidade acessível às comunidades e ainda fornecê-la de forma barata é um problema para as pequenas centrais elétricas, pois os custos de capital e o custos de produção da energia (operação e manutenção), são muito sensíveis à escala. Quanto menor a usina, seja de que tipo for, mais onerosa será a

eletricidade por ela gerada. Podem existir algumas excessões como, por exemplo, construção de grandes quantidades de usinas padronizadas, mas isto ainda não ocorre no Brasil. Assim, as comunidades e indústrias que necessitam de pequenas escalas de eletrificação estão, geralmente, menos aptas a pagar altos preços pela eletricidade, já que seus níveis de desenvolvimento econômico são normalmente baixos.

Este problema é praticamente inevitável, embora possa muitas vezes ser camuflado por meio de subsídios diretos ou indiretos. Geralmente, pode-se atribuir ao efeito escala a responsabilidade pelo retardamento da implantação e crescimento da eletrificação.

Conforme estudos realizados [ref. 2], nos países desenvolvidos e em desenvolvimento, constatou-se que em comunidades recém-eletrificadas, com modestas demandas, estas cresceram em taxas suficientes para dobrar a demanda inicial no período de 4 a 5 anos (15 a 19% ao ano) e redobrar nos próximos 5 ou 6 anos (12 a 15% ao ano).

O crescente consumo de eletricidade provocará um duplo benefício:

- 1º) A disponibilidade de eletricidade propiciará novas condições para desenvolvimento econômico local, o que tenderá a aumentar o poder aquisitivo da população como um todo.
- 2º) Quanto maior a relação demanda/geração de energia, menor será o custo por [kwh], fato que, além de ser desejável por si só, tenderá a estimular a demanda ainda mais.

Considerando que, uma vez estabelecida, a eletrificação contém as sementes de seu próprio crescimento e, portanto, de melhoria da economia, é essencial que ocorra planejamento e que alguns cuidados² sejam observados:

² Referem-se a uma política energética, porém estão intimamente associados ao efeito escala, pois existem casos em que a própria política energética é que propicia o efeito escala e em outros é o efeito escala que limita a política energética.

- 1 - As taxas cobradas pela eletricidade fornecida não podem ser exorbitantes e nem muito reduzidas, a ponto de não capitalizar as empresas produtoras;
- 2 - Deve haver perspicácia em ampliar a capacidade geradora a uma taxa suficiente para satisfazer a crescente demanda;
- 3 - Garantir reparos e manutenção necessária com sobressalentes e assistência técnica competente.

Atualmente, pode-se dizer que no Brasil as tarifas de energia elétrica estão muito baixas e provocando a descapitalização do setor elétrico nacional e como as tarifas são estabelecidas pelo DNAEE/ELETROBRÁS a primeira preocupação fica bastante diluída. Quanto à segunda, há necessidade de investimentos maiores e aqui vê-se novamente que as tarifas praticadas estão emperrando o crescimento do setor elétrico. O terceiro caso também implica em gastos e as empresas geradoras devem ter esta responsabilidade desde que haja um mínimo de retorno de capital através das tarifas praticadas.

É interessante o fato de que em quase todas as comunidades existem setores para os quais a eletricidade, mesmo a um preço relativamente alto, ainda é a melhor opção. Isto ocorre, principalmente, no caso das indústrias dado que, com poucas exceções, o custo da eletricidade representa apenas uma fração, normalmente, inexpressiva do custo total de produção ou do produto final. Verifica-se, portanto, ser a indústria uma espinha dorsal dos consumidores dos primeiros estágios da eletrificação.

Fica patente que a economia de escala está diretamente associada à industrialização e, a médio e longo prazo, ficaria muito difícil um planejamento energético sem a definição de uma política industrial. Atrelada à política industrial, revela-se fundamental a política agrícola e pesqueira como capazes de implementar as potencialidades locais.

1.4 ECONOMIA: UM IMPERATIVO NOS PRIMEIROS ESTÁGIOS DA ELETRIFICAÇÃO

A principal dificuldade para a eletrificação está em sua fase inicial, sendo essencial que os custos sejam corrigidos em função dos recursos disponíveis. A falta de capital é, normalmente, um obstáculo mais sério à eletrificação do que a falta de energéticos, sendo mais importante reduzir os dispêndios de capital, do que desperdiçar recursos para obtenção de altas eficiências nas centrais geradoras. É evidente que a economia nas centrais deve ser estendida aos sistemas de distribuição.

Não apenas sofisticacões, mas também a própria intensificação do uso dos recursos locais deve ocorrer de forma moderada durante os primeiros estágios de eletrificação. Um padrão inferior, em termos de confiabilidade de fornecimento de energia deve ser tolerado, bem como a aceitação, em certas circunstâncias, de que a disponibilidade ocorra apenas em algumas horas do dia ou da noite. Convém que também sejam obtidas as seguintes condições:

- uso de maquinário simples, de modo que possa ser operado e mantido por pessoas de limitado treinamento técnico.
- padronização da usina e dos equipamentos.

Condições como estas são necessárias para que ocorra não apenas redução dos custos de capital, como também dos custos de produção. Isto, sem dúvida, ajudará a eletrificação a transpor as dificuldades dos primeiros anos, quando o poder aquisitivo é baixo e, desta forma, possibilitar o surgimento de benefícios mais duradouros.

Com o passar do tempo, a população se adapta aos benefícios da eletricidade e, conseqüentemente, torna-se mais exigente quanto aos seus benefícios. Nesse processo, terá ocorrido um crescimento econômico que deverá

fazer frente à implantação de novas melhorias. O empreendimento deverá passar, suavemente, de um estágio primitivo para um estágio mais sofisticado, quando então os refinamentos poderão ser justificados e custeados.

Também convém mencionar que qualquer forma de taxação, como bens de capital na forma de serviços, impostos sobre vendas de máquinas, impostos outros sobre estabelecimentos e empreendimentos, etc., inevitavelmente retardará o crescimento da eletrificação.

Muito embora a política fiscal do governo possa favorecer tais formas de taxações, normalmente, será de interesse local, estadual e até nacional relaxar esta política para gerações em pequena escala, pelo menos ao longo dos primeiros anos que sucedem as suas instalações.

1.5 SITUAÇÕES QUE DETERMINAM A DISPONIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

No processo de eletrificação de um novo núcleo populacional as seguintes situações poderão ocorrer:

a) Frequentemente ocorre que o proprietário (público ou privado) de uma indústria estabelecida perto ou em um município, considera ser vantajoso instalar uma central elétrica com capacidade que exceda seu próprio consumo, de forma a poder servir ao público geral da vizinhança. Isto pode ser benéfico para o proprietário e para a comunidade vizinha já que suas necessidades combinadas podem possibilitar que se tire vantagem do efeito de escala.

Deste modo, a indústria poderá dispor do capital necessário e o público, não obstante, poderia comprar esta energia. É interessante salientar que o fornecimento público local é iniciado virtualmente como uma venda ou como um benefício à comunidade de seus empregados, mas no caso de

um grande crescimento, pode, a própria indústria, se tornar consumidora da concessionária estadual, já que esta pode se sentir atraída para o local.

O comentário a ser feito é que a indústria cria condições de geração própria, porque isto é, para ela, bastante compensador. Há situações em que é de seu interesse fornecer energia para a vizinhança, caso contrário dificilmente conseguiria fixar seus próprios empregados.

b) Uma outra configuração de desenvolvimento é simplesmente o inverso do processo anterior, isto é, um fornecimento público é iniciado para satisfazer as necessidades sentidas de uma comunidade e, uma vez estabelecida, atrai novas indústrias pela mera disponibilidade de energia elétrica.

Poucas cidades grandes, mesmo em países de parques desenvolvimentos, carecem de eletricidade de alguma forma, embora às vezes ela possa ser cara, restrita e inconfiável. As áreas a serem supridas pelas redes públicas, na maior parte, serão municípios secundários ou comunidades rurais. Os primeiros frequentemente se tornarão centros administrativos, os quais terão uma demanda de energia elétrica básica para as necessidades domésticas de um setor pequeno, mas relativamente próspero de cidadãos, para requerimentos burocráticos e institucionais, comércio, pequenas indústrias, etc.

Para se justificar a construção ou instalação de uma pequena planta de geração é necessário ter, inicialmente, um consumo mínimo per capita. Em áreas rurais, onde o nível de renda é bem mais baixo que o caso anterior, raramente a eletricidade pode, a princípio, pagar por si mesma. Assim, deve-se depositar a confiança, pelo menos, nos anos iniciais em alguma forma de subsídio do governo ou de proprietários mais prósperos. Microcentrais, frequentemente, bastarão para a eletrificação primária destas áreas e pode

ser aconselhável para algumas fontes o fornecimento diário apenas de algumas horas.

c) Um outro possível desenvolvimento é o que leva a eletricidade de forma pioneira ou para complementação ou substituição à comunidades próximas de outras cidades dotadas de excedentes de energia elétrica e que poderão ser interconectadas eletricamente. Aqui o fator principal é a distância, pois a economia em transmissão e distribuição pode muitas vezes superar os gastos em geração própria.

d) O último caso que pode existir é a criação de uma cidade ou comunidade em torno de uma grande planta geradora de energia elétrica proveniente de alguma fonte primária existente no local.

As pequenas centrais elétricas são requeridas, principalmente, no caso b, mas frequentemente também podem ser requeridas no caso a.

1.6 POSSÍVEIS AGENTES MOTORES PARA ACIONAMENTO DOS GERADORES ELÉTRICOS

Os geradores elétricos podem ser acionados por qualquer dos seguintes agentes motores:

- a) O motor diesel
- b) O motor a gasolina
- c) A turbina a gás
- d) A turbina a vapor
- e) Motor alternativo a vapor (locomóveis)
- f) Turbina hidráulica
- g) Turbina eólica

Existem também outros meios de se gerar eletricidade, tais como:

- Célula de combustível
- Célula solar
- Célula termoiônica
- Termopar
- etc.

porém, nenhum deles ainda é economicamente atrativo, exceto em alguns campos altamente especializados. Estes dispositivos estarão fora do escopo deste estudo.

Os primeiros cinco agentes motores relacionados anteriormente são coletivamente classificados como centrais térmicas. Estas centrais normalmente são supridas por combustíveis fósseis sólidos, líquidos ou gasosos, conforme a conveniência.

O uso da energia nuclear é aqui excluído dado que centrais deste tipo ainda não são econômicas em pequenas faixas de capacidades.

A exploração das diferenças de temperatura entre rios para acionamento de centrais térmicas ou entre a superfície e o fundo do mar, parece não ser interessante pelo baixo rendimento e alto custo.

Foram citados os agentes motores que podem realmente ser utilizados em regiões isoladas do país, mas no caso da turbina a gás esta começou a ganhar força após as recentes descobertas de petróleo e gás natural no estado.

1.7 FATORES QUE AFETAM A ESCOLHA DO AGENTE MOTOR

A escolha será governada pela análise de fatores técnicos, econômicos e sociais, dos quais os mais importantes são [ref.3]:

- a) Custo de capital por [kW] instalado.
- b) Natureza da carga.
- c) Disponibilidade e custo do combustível.

- d) Conservação de moeda estrangeira.
- e) Custos de operação e manutenção.
- f) Condições físicas locais.
- g) Recursos humanos.
- h) Padronização.
- i) Atividades econômicas interrelacionadas.
- j) Benefício social.
- k) Segurança nacional.
- l) Impacto ambiental.

a) Custo de Capital por kW

É necessário compará-lo, na mesma base, com outros projetos alternativos [ref. 4], considerando a entrega da energia no local requerido. Por exemplo, onde um remoto esquema hidrelétrico está sendo comparado com um esquema térmico local, é necessário carregar o primeiro com o custo de transmissão da energia a partir de um ponto de geração (conforme determinado pelas características geográficas) e o custo relativo da perda de potência incorrida na transmissão. Só então seria justificável comparar o custo da energia hidráulica entregue com aquele da energia térmica gerada próximo à carga.

b) Natureza da Carga

A demanda máxima, a demanda mínima e o fator de carga³ influenciarão no porte da instalação e nos custos de produção por [kWh] gerado.

³ Os termos "fator de carga" e "fator de central" são definidos como a seguir:

Fator de Carga: a razão da carga média pela carga máxima, durante um período especificado de tempo.

Fator de Central: a razão da carga média pela capacidade da central.

Quando a central estiver totalmente carregada, mesmo por uma curta fração do tempo especificado, os dois fatores serão iguais.

A escolha do agente motor deve ocorrer após analisada a disponibilidade dos combustíveis possíveis, seu custo (inclusive de transporte), suas características físicas e químicas (especialmente seus valores caloríficos), como também a lei local de tarifação.

A energia eólica pode ser considerada como uma forma de combustível "livre" no sentido de que ela pode ser ganha por meio de dispêndios de capital e não por compra gravimétrica ou volumétrica; quer dizer, o baixo custo variável do combustível é substituído pelos custos adicionais fixos. Os combustíveis de produto residual, onde o produtor do resíduo também é o produtor da energia também incorrem em custos adicionais fixos na forma de central de armazenagem e tratamento, mas neste caso pode haver um elemento de custo variável na coleta do resíduo. Quando se estiver considerando quais combustíveis estarão "disponíveis" será necessário pensar tanto no futuro quanto no presente. As fontes que podem estar desaparecendo ou as que podem ser interrompidas por eventos políticos ou econômicos devem ser cuidadosamente ponderadas com relação a alternativas mais confiáveis, embora talvez mais custosas, antes de se tomar decisões irrevogáveis. Deve-se praticar precaução semelhante no assunto de futuras expectativas de preço do combustível.

d) Redução de Custos em Moedas Estrangeiras

Em países em desenvolvimento recente, a geração de energia elétrica sempre envolverá uma certa quantia de dispêndios em moeda estrangeira, particularmente para a compra da central geradora e frequentemente também para a decorrente compra de combustível. Pode ser convencional optar por uma forma de geração de energia que não seja a mais barata, mas que exigirá menor dispêndio estrangeiro em investimento de capital e/ou em futuros

dispêndios de combustível. Durante a preparação de estimativas de custos em projetos de energia alternativa, é necessário projetar tais estimativas em moeda "nacional" e "estrangeira".

e) Custos de Operação e Manutenção

Além do combustível, a operação das centrais elétricas - termo e/ou hidroelétricas - implica também em custos de manutenção e reparos da central; depósitos diversos e de óleo de lubrificação; pessoal de operação e custos de administração e gerência. Estes custos operacionais diferem consideravelmente de acordo com o tipo da instalação. O objetivo é a determinação do custo operacional para que as comparações entre alternativas sejam feitas na mesma base.

f) Condições Físicas Locais

A potência de eixo de um motor diesel ou de uma turbina a gás é sensível à altura acima do nível do mar e também à temperatura. Motores a diesel e a vapor normalmente requerem água de refrigeração, ao passo que as turbinas a gás podem ser operadas em lugares áridos. O rendimento e os custos de capital de uma central de turbina a vapor dependem da quantidade e temperatura da água disponível. Desta forma se verá que as condições locais podem até um certo ponto influenciar na escolha do agente motor para instalações térmicas. Para instalações de energia eólica e hidrelétricas a importância das condições locais é óbvia.

g) Potencial Humano Técnico

Nenhuma central elétrica pode ser operada e mantida em bom estado sem pessoal técnico habilitado e em regiões isoladas pode, a princípio, ser necessário importar pessoas habilitadas que possam, não só operar e manter a

central, mas também treinar o pessoal local. Onde houver escassez de potencial humano-técnico, uma central muito simples, ou até uma central automática, terá especial mérito.

h) Padronização

A padronização de máquina pode representar economia e melhorar a confiabilidade de abastecimento, dado que a variedade de equipamentos sobressalentes seria reduzida e o pessoal técnico ficaria inteiramente familiarizado com a central onde quer que ela seja instalada. A política de padronização tem um certo risco inerente em colocar um único fornecedor numa posição monopolista, porém raramente se experimenta o sabor deste problema. A adoção de duas formas padrão pode ser uma opção razoável para se garantir as vantagens da competição.

i) Atividades Econômicas Inter-relacionadas

Poderia acontecer que se quizesse demonstrar que um tipo particular de agente motor fosse capaz de produzir eletricidade ao custo mais baixo, mas que a seleção deste agente motor pudesse ter repercussões em qualquer outro lugar que poderia torná-lo preferível, a partir de um ponto de vista econômico nacional total, para selecionar algum outro método de geração. Por exemplo, a escolha de uma central de turbina a gás ou a diesel poderia afetar adversamente a indústria de mineração de carvão. Entretanto, considerações deste tipo são mais prováveis de afetar as grandes instalações de central elétrica, ao invés das pequenas.

j) Benefício Social

A instalação de uma pequena central deve requerer mão-de-obra local direta e indireta. Assim, é muito

importante a consequente geração de empregos e também a melhoria de conhecimentos a serem introduzidos pela implantação de centrais. Como exemplo, cita-se o caso de pequenas usinas a lenha que, além de propiciar a geração de empregos, gerará também conhecimentos sobre plantio, seleção e gerenciamento florestal.

k) Segurança Nacional

Existem no Brasil muitas regiões fronteiriças que devem ser constantemente guardadas, e neste sentido, os agentes motores devem ser analisados sob os ângulos de gerar a maior ocupação possível, além, é claro, de unidades móveis ou semi-móveis e de agentes motores que não dependam muito de incertezas de fornecimento de combustível para os locais em análise.

l) Impacto Ambiental

O Brasil é um país bastante visado pelos ecologistas, visto que possui o maior parque florestal do mundo. Neste sentido, estudos de impactos ambientais causados por instalações de pequenas centrais são imprescindíveis e qualquer alternativa visando a conservação deve ser considerada.

m) Considerações Técnicas

Dos casos considerados anteriormente, alguns são puramente econômicos e alguns se relacionam com condições sociais, políticas e locais. Resta, entretanto, um grande número de considerações técnicas as quais são tratadas à parte, muito embora estes assuntos técnicos sejam principalmente da responsabilidade dos engenheiros. Algumas de suas informações podem ser relevantes para os administradores que possam estar envolvidos com decisões

quanto ao tipo de central geradora que seja mais adequada ao local em que se pretenda instalá-la. Deve haver garantia de qualidade técnica associada a um custo compatível.

É bastante comum que o administrador possua uma visão um tanto restrita em termos técnicos e o engenheiro uma visão também restrita em termos econômicos e financeiros. Assim o ideal é uma solução de compromisso entre o custo e qualidade técnica exigida.

1.8 CONVENIÊNCIA DE OBTENÇÃO DE CONSELHO COMPETENTE

A escolha do agente motor mais adequado requer estudo cuidadoso, envolvendo estimativas dos dispêndios de capital e dos custos de produção para cada tipo de instalação considerada. Não há dúvidas que a avaliação dos custos no estágio preliminar apresenta muitas dificuldades, embora a escolha da instalação não necessariamente seja feita somente por considerações de custo, já que estas podem ter que ser modificadas por circunstâncias dominantes, geralmente observando critérios políticos. Os custos, não-obstante, são de grande importância. Podem ocorrer casos onde os custos da geração com um tipo alternativo poderão diferir marginalmente apenas. É fortemente recomendado que se procure um conselho competente formado de consultores idôneos ou que se recorra a firmas de consultoria, antes de se tomar qualquer decisão, exceto onde houver uma competente engenharia local com a necessária experiência.

1.9 PERSPECTIVA DA INSTALAÇÃO

Embora este estudo seja primariamente preocupado com pequenas centrais geradoras, é instrutivo primeiro fazer um amplo exame de centrais elétricas de todos os tamanhos a fim de se descobrir a configuração das tendências técnicas e econômicas e logo, obter o que pode

ser adequadamente descrito como "perspectiva da instalação".

Além do mais, é aconselhável para aqueles cujas necessidades imediatas possam ser satisfeitas por pequenas centrais ter alguma idéia das centrais maiores que provavelmente serão de interesse nos anos futuros. Na sequência seguem as características técnicas e econômicas de vários tipos de central geradora e, portanto, discussões, a despeito do tamanho, a fim de revelar a natureza e extensão dos efeitos de escala referidos anteriormente e para certificar-se da faixa de utilidade de cada tipo de central.

CAPÍTULO 2

O ESTADO DA ARTE DOS PRINCIPAIS TIPOS DE CENTRAIS PARA GERAÇÃO DESCENTRALIZADA

2.1 INTRODUÇÃO

O Brasil possui regiões, com municípios distantes entre si, cujo consumo de energia elétrica não atinge as marcas de locais mais desenvolvidos. Isto naturalmente está atrelado ao próprio estágio de desenvolvimento local, sendo necessários maiores estudos sobre os tipos de centrais que melhor se adequam às condições locais.

Os quatro tipos de centrais que abordaremos a seguir são as mais adequadas para geração de pequeno porte, que é a ênfase deste estudo. Serão apresentadas as principais características destas centrais, visando sempre destacar suas vantagens, desvantagens e adequabilidade.

2.2 CENTRAIS GERADORAS A DIESEL

2.2.1 BREVE HISTÓRICO E ASPECTOS GERAIS

Em 1898, Rudolf Diesel experimentou carvão em pó em uma máquina de combustão interna, tendo desenvolvido a ignição por compressão. Esta experiência teve melhores resultados com o uso de óleo, o que deu origem ao nome.

Assim, os grupos geradores a diesel nasceram do emprego do motor diesel como acionador primário do gerador e atualmente estão disponíveis em quase todos os tamanhos e em uma faixa bastante ampla de potência. Até o início da década de 60 seu limite de capacidade era restrito entre 5 ou 6 [MW], mas desde 1965 tem aparecido unidades geradoras a

Diesel de até 18 cilindros, 13 [MW]⁴, desenvolvendo 1000 hp por cilindro. A limitação do tamanho foi primeiro imposta pela necessidade de se adotar velocidades bem baixas para grupos de maior porte, e isto significava máquinas pesadas e muito volumosas. Porém, projetos modernos estão possibilitando adotar velocidades mais altas, com o resultado de que centrais mais potentes podem ser construídas sem que seu tamanho físico seja inconvenientemente grande.

O motor a Diesel geralmente se adapta à combustão de óleos destilados leves, mas motores de velocidades alta e média podem ser aprovados para certos gases. Motores a Diesel de cerca de 1500 [kW] ou mais podem ser adaptados para queimarem óleos residuais pesados médios (os quais são geralmente muito mais baratos do que óleos destilados leves) desde que a velocidade não seja excessiva. Ao passo que o uso destes combustíveis mais pesados e mais baratos tinha, até recentemente, sido confinado a motores de baixa velocidade, por exemplo, 250 [rpm] ou menos. A tendência moderna é que motores de velocidade mais alta possam aceitar tais combustíveis. Desta forma, pode-se usar sobre toda a faixa de centrais Diesel uma larga variedade de combustíveis.

O motor Diesel pode ser rapidamente ligado e levado ao funcionamento, sendo eficiente e confiável, com baixos custos iniciais e ainda com baixas perdas de inatividade. Tendo manutenção adequada, funcionará por longos períodos e terá baixas taxas de desgaste. Caso a mão de obra especializada seja escassa, poderá ser adaptado, para operação automática ou semi-automática, através de controle remoto ou por sensor no caso de falha da rede, ou pode-se prover de automação plena para partida, sincronização e paralização dos grupos Diesel de acordo com a demanda local.

⁴ Existem unidades de até 40 MW da Sulzer para aplicações navais.

A manutenção pode ser simplificada pela provisão de peças de fácil substituição, possibilitando o recondicionamento longe da central geradora. Os períodos de construção são curtos e uma central elétrica a Diesel pode, portanto, ser rapidamente ampliada pela adição de unidades convenientemente dimensionadas para satisfazer as crescentes demandas.

Os motores Diesel de alta velocidade, leves e compactos são adequados para locais remotos ou de difícil acesso e pode-se usar as centrais elétricas móveis a Diesel montadas em cavaletes, trailers ou bancos para propósitos temporários ou de emergência, tal como fornecimento de potência para grandes obras de engenharia civil ou para suplementação de sistemas de abastecimento de eletricidade que estejam temporariamente com pouca energia.

Na região Norte, as unidades a Diesel, facilmente transportáveis, são importantes para qualquer tipo de atividade que se pretenda iniciar dentro da floresta, principalmente quando estas atividades implicam em permanência prolongada, como por exemplo nos casos de acampamentos ligados à prospecção de petróleo.

Com tantas vantagens, não é surpreendente que o motor a Diesel seja a forma mais comum de agente motor para pequenas centrais elétricas instaladas, com capacidades totais de até 20 ou 30 [MW]. Para capacidades mais altas, a turbina a vapor pode ser economicamente mais atrativa, dependendo do preço e qualidade dos combustíveis disponíveis. O recente aumento de tamanho dos conjuntos individuais de geração a Diesel quase certamente elevará a "fronteira de competição" entre o motor Diesel e a turbina a vapor, maior que a faixa de 20 a 30 [MW], a qual tem sido até aqui bastante geral.

O motor a Diesel, às vezes, tende a ser algo barulhento, e, portanto, é aconselhável adotar certas precauções em áreas residenciais.

Para um entendimento adequado do motor a Diesel, é necessário considerar vários fatores técnicos referentes a este tipo de agente motor. Estes fatores serão tratados a seguir.

2.2.2 VELOCIDADE

Os grupos Diesel para geração de energia são obtíveis em uma ampla faixa de velocidade, entre 100 e 1800 [rpm] [ref. 5].

Baixa velocidade: de 100 a 277 [rpm].

Média velocidade: de 300 a 600 [rpm].

Alta velocidade: de 720 a 1800 [rpm].

Os grupos de alta velocidade são de projetos mais compactos e, portanto, possuem um menor peso por kilowatt do que os grupos de baixa velocidade. Um motor de 120 [rpm] pode pesar tanto quanto 85 [kg/kW], ao passo que um motor de 1800 [rpm] pode pesar até 7 [kg/kW]. Considerações semelhantes de peso se aplicam ao gerador, bem como ao motor. Isto quer dizer que o grupo elétrico a Diesel de alta velocidade custa menos por kilowatt, não só em termos de preço fabricante, mas também em custos de transporte, fundações e de construção. Por outro lado os grupos de baixa velocidade tendem a ter rendimento ligeiramente mais alto, a consumirem menos óleo de lubrificação, ter taxa de desgaste mais baixa e consequentemente ter menos gastos em reparos e manutenção, serem mais seguros e poderem funcionar por períodos mais longos entre as manutenções. Por exemplo, um motor de 450 [rpm] provavelmente pode funcionar por, pelo menos, duas vezes o número de horas entre as manutenções principais, que um motor de 750 [rpm].

A escolha de velocidade será uma questão de compromisso entre estes "prós" e "contras" de acordo com as

circunstâncias que prevalecerem. Para a geração de corrente alternada sem o uso de transmissão, a velocidade, claro, deve ser adequada para produção de eletricidade na frequência requerida, isto é, para grupos acoplados diretos, ela deve ser uma fração inteira de 3600 [rpm] para 60 ciclos; porém, isto ainda deixa uma escolha muito ampla de velocidades disponíveis. O critério mais importante é a velocidade do pistão ao invés da velocidade rotacional, já que este é quem principalmente influencia as várias considerações mecânicas mencionadas anteriormente. Uma velocidade média do pistão de 9 [m/s] às vezes é considerada como limite superior aceitável, embora possa-se verificar muitos motores dando bons serviços a valores mais altos; alguns usuários preferem restringir a velocidade do pistão a um número mais baixo.

O resultado geral destas considerações é que motores de grande potência tendem a serem operados a velocidades rotacionais baixas e vice-versa. Não obstante, pode não haver correlação estritamente lógica entre capacidade em kilowatt e velocidade rotacional sem se levar em conta o número de cilindros, já que a adição de mais cilindros idênticos a um motor aumentará a potência sem afetar a velocidade do pistão. A relação do diâmetro do cilindro pelo tempo do cilindro também é relevante para a determinação de velocidades rotacionais aceitáveis. Para instalação de serviço contínuo, especialmente onde não haja necessidade urgente de se restringir pesos ou dimensões da instalação, muitos usuários do Diesel preferem adotar velocidades cuidadosamente baixas, porém a tendência em anos recentes, tem sido para a adoção de velocidades mais altas; pois alguns consideram que as vantagens do menor peso por [kW] excedam as desvantagens associadas. Essas desvantagens estão sendo corrigidas com a utilização de materiais e projetos mais adequados.

Pode-se até argumentar que os reparos mais frequentes de um motor Diesel de alta velocidade são

compensados, pelo menor custo das peças de reposição, devido ao seu tamanho mais reduzido.

Até recentemente a tendência geral para instalações em operação contínua era:

- a. Utilização de grupos de alta velocidade para potências de até 500 [kW].
- b. Utilização de grupos de baixa velocidade para potências de 4000 [kW] ou mais se estiver utilizando óleo Diesel.
- c. Utilização de grupos de baixa velocidade, se estiver utilizando óleo pesado, independentemente da potência.
- d. Utilização de grupos de velocidade média para os outros casos.

Conforme citado anteriormente, a configuração está mudando rapidamente e hoje se encontram instalações em serviço contínuo com potências superiores a 4530 [kW]⁵ operando com sucesso a velocidade de 900 [rpm] e existem também instalações com potências de 13 [MW] operando com 400 [rpm], muito embora utilizando combustíveis residuais. A capacidade dos motores de velocidade média em queimar combustíveis pesados é sem dúvida um dos maiores avanços tecnológicos recentes pelos quais os motores Diesel passaram.

Para serviços intermitentes ou de emergência, onde a compacticidade de projeto e baixos custos de capitais são de maior importância que os baixos custos de operação por [kWh] gerado, velocidades de até 1800 [rpm] são bastante comuns para algumas centenas de kilowatts.

Atualmente na Europa, já se utilizam velocidades de até 2600 rpm, empregando um redutor para

⁵ A empresa francesa Duvant Crepelle produz uma linha de motores em versões destinadas a produção de energia elétrica, com cilindros em V na faixa de 830 a 4530 kVA, 60 Hz com 900 rpm.

1800 rpm, para satisfazer a frequência de 60 Hz. Esta inovação propiciou conseqüente redução de peso para uma mesma potência, isto é, com um aumento de eficiência. Modernamente, a relação peso/potência é o maior indicativo da qualidade do motor, superando a máxima de que os motores mais pesados e com baixas cargas possuem maior vida útil e poucas manutenções.

2.2.3 CICLOS DE OPERAÇÃO

Os motores a Diesel podem ser:

- a. Dois tempos.
- b. Quatro tempos.

Vantagens do motor tipo a:

- é fisicamente mais simples e desta forma reduz os problemas de válvulas;
- é mais compacto em termos de requerimento de peso e espaço por kilowatt gerado;
- tem bom rendimento para baixas velocidades.

Vantagens do motor tipo b:

- tem maior rendimento para velocidades médias e altas;
- menor consumo de combustível.

Consequentemente, a tendência geral é que o motor Diesel dois tempos seja quase universalmente adotado nas instalações de grande capacidade (geralmente excedendo 2500 [kW]). Com grupos de menor capacidade a prática varia entre um fabricante e outro, embora para capacidades inferiores a 1000 [kW] predomine o motor Diesel de quatro tempos.

2.2.4 COMBUSTÍVEL

Pode-se usar uma larga faixa de óleos combustíveis, de baixa volatilidade, em motores Diesel, desde os óleos destilados leves com peso específico de 0,835 [kg/l] (19600 [BTU/lb], de poder calorífico superior, de baixa viscosidade (34 Seg REDWOOD No 1 à 100°F) até óleo pesado com 0,97 [[kg/l] (19600 [BTU/lb] de poder calorífico superior, de alta viscosidade (3500 seg REDWOOD No 1 à 100°F)).

Uma das desvantagens da utilização de óleos pesados é o aparecimento de cinzas após a sua combustão, isto provoca uma série de problemas e para evitá-los, uma série de medidas têm de ser tomadas.

Para motores de alta velocidade e para a maioria dos motores de média velocidade, apenas os óleos de melhor qualidade devem ser usados. Atualmente, os combustíveis pesados podem ser usados em motores com capacidades superiores a 1500 [kW] e mesmo assim se a velocidade for aceitavelmente baixa. Até pouco tempo atrás, apenas os motores de baixa velocidade eram capazes de queimar óleos pesados porém, como dito anteriormente, já existem vários motores de médias velocidades operando com estes combustíveis. Nem todos os fabricantes aceitarão a queima de óleos mais pesados em seus motores, particularmente se o conteúdo de vanádio for elevado.

É evidente que os óleos pesados são mais baratos do que os óleos leves (de fato, pode-se ter óleo combustível com preços inferiores ao da metade do preço do óleo Diesel), porém, eles têm as seguintes desvantagens:

- a. seu poder calorífico é mais baixo. O PCI dos óleos pesados é normalmente cerca de 6 a 7% mais baixo que o correspondente ao óleo Diesel;

- b. seu uso envolve equipamentos e capital adicional. São requeridos materiais especiais para as camisas das válvulas e dos cilindros. São necessários aquecedores para se reduzir a viscosidade, para possibilitar o manuseio, e são necessárias centrífugas e filtros para limpar os óleos relativamente pesados de impurezas. Requer-se um sistema duo de suprimento de combustível porque o motor tem que ser ligado em óleo leve. O aumento proporcional no desembolso de capital pode ser tanto quanto cerca de 7% onde estiver concernida uma instalação de um ou dois motores, mas a porcentagem tenderá a cair com o número de grupos instalados, pois haverá uma certa quantidade de equipamentos comuns (efeito escala);
- c. eles podem conter elementos nocivos (enxofre, sódio e vanádio em particular) os quais atacam as válvulas e os cilindros. As quantidades destes elementos podem variar enormemente entre um combustível e outro - mesmo dentro da classificação dos óleos pesados. A presença deles necessita de atenção mais frequente nos motores, especialmente as válvulas, e o custo de reparos e manutenção pode ser muito maior do que se fosse usado óleo Diesel. Às vezes, pode ser até necessário instalar uma unidade adicional para cobrir a disponibilidade reduzida da instalação;
- d. requer-se mais óleo lubrificante, não só durante o funcionamento, mas também para cobrir mudanças mais frequentes devido à contaminação. A questão surge pois quando é melhor se usar o óleo pesado em preferência ao óleo Diesel. Dois problemas estão aqui envolvidos: primeiro, aquele da possível conversão de uma instalação Diesel existente para queimar óleo pesado ao invés do óleo Diesel usado anteriormente; segundo, aquele de uma instalação inteiramente nova. A principal diferença entre

estes problemas é que com uma instalação existente a velocidade já estará determinada, ao passo que com uma nova instalação haverá liberdade de escolha quanto à velocidade. A conversão de um grupo existente para queimar óleo pesado só será praticável se a velocidade for suficientemente baixa e aceitável ao fabricante. Se o fabricante fosse aceitar responsabilidade somente se a velocidade fosse, por exemplo, 250 [rpm] ou menos, então a conversão seria limitada somente a grupos muito grandes; mas se ele fosse aceitar uma velocidade um tanto mais alta, então a conversão de unidades menores poderia ser possível. Com uma nova instalação usando óleo pesado é aconselhável especificar no início uma velocidade mais baixa do que teria sido aceitável para um grupo usando óleo Diesel, e isto, claro, aumenta os custos capitais, bem aparte dos custos de "adaptação". Às vezes, se alega que o uso de combustível pesado pode ser justificado apenas quando seu preço é metade, ou menos o óleo Diesel; porém, qualquer regra empírica deste tipo é uma enganosa simplificação. Se o fator da central for alto, um diferencial mais estreito de preço poderia justificar o uso de combustível mais pesado, já que a altos fatores de instalação, o custo do combustível formará uma grande proporção nos custos totais de produção. O diferencial de preço econômico para um dado fator da central, também dependerá de preços absolutos do combustível, bem como dos preços relativos.

Em geral, o uso de combustível pesado pode no presente ser justificado apenas para grupos de cerca de 1500 [kW] ou mais, onde uma velocidade adequadamente cuidadosa tenha sido adotada, onde o fator da central seja bastante alto e onde o diferencial de preço entre os combustíveis alternativos seja suficientemente atrativo. Como já reportado, a mais importante tendência recente nas térmicas a

Diesel é a capacidade do motor de média velocidade (e não meramente o motor de baixa velocidade) em queimar óleos combustíveis residuais baratos. Em complemento ao grupo de 400 [rpm], 13 [MW] referido anteriormente, existem outros grandes, como por exemplo, de 8 [MW] funcionando a 450 [rpm]. Ambos motores queimam óleos pesados e existem outros motores menores que fazem o mesmo a velocidades ainda mais altas. Pode-se esperar que no futuro o limite do tamanho, inferior ao qual pode-se usar os óleos combustíveis residuais, tenderá a cair.

Uma decisão de queimar óleos pesados deve ser tomada somente em consulta com os fabricantes da instalação e levar em consideração as expectativas de carga, as qualidades e preços relativos dos combustíveis alternativos, as garantias de performance dos fabricantes e os preços das instalações de várias velocidades.

Onde houver uma refinaria de petróleo, grandes quantidades de combustível residual podem ser inevitavelmente produzidas como produto complementar ao óleo Diesel. Em tais casos, o preço do óleo pesado pode ser atrativamente baixo. Existem, é claro, graus intermediários do combustível, entre os extremos dos óleos pesados e do óleo Diesel de alto grau, os quais podem valer a pena averiguar. Existe uma faixa bastante larga de preços dos óleos combustíveis entregues aos usuários, pois os custos de transporte (particularmente o transporte doméstico) podem variar consideravelmente. O valor da capacidade de armazenagem disponível, também pode influenciar consideravelmente os preços do combustível, já que uma baixa capacidade necessitará de frequente reabastecimento.

Além de óleos de vários graus, certos gases podem ser usados para acionamento de motores Diesel de alta e média velocidade. Deste modo, gases naturais e industriais, metano e GLP podem ser utilizados. Os motores Diesel podem operar com óleo e/ou gás. O óleo deve sempre ser usado

para ignição de tais motores e também pode ser usado como combustível sobressalente. Para funcionamento normal, pode-se usar apenas o gás para motores ottolizados se seu poder calorífico for suficientemente alto; senão pode-se usar uma mistura de óleo e gás (6 a 10% de óleo normalmente, embora mais com gases de poder calorífico muito baixo).

2.2.5 SOBREALIMENTAÇÃO

Os motores Diesel podem ser:

- a. De aspiração natural;
- b. Turbo alimentados.

Um motor turbo alimentado [refs. 6 e 7] é suprido de um compressor de ar (normalmente, um insuflador giratório acionado por meio de uma pequena turbina a gás, a qual tem a sua potência derivada dos gases de escape do motor Diesel), o qual possibilita que uma carga mais pesada de ar e, portanto, de combustível, entre no cilindro. A adição de um refrigerador de ar aumenta o peso da carga do cilindro. Pelo ajuste de um turbo alimentador e de um refrigerador de ar pode-se elevar a saída de potência de um motor em cerca de 50% e o rendimento pode ser melhorado em cerca de 3,5 a 4%. Já que o custo incremental do turbo alimentador, em desembolso de capital e em custos de lubrificação e manutenção são mais altos, normalmente é razoavelmente compensado pelas vantagens citadas. A turbo alimentação quase sempre será uma proposição rentável, exceto para pequenos motores. De fato quase todos os motores Diesel de 100 [kW] ou mais são turbo alimentados, e a tendência moderna é de adotar a turbo alimentação a uma crescente proporção em motores cada vez menores.

Os motores turbo alimentados são mais lentos em resposta a mudanças de carga. Este fato só é importante

onde for necessário o controle de tensão e frequência dentro de estreitas faixas.

2.2.5.1 ANÁLISE DA SOBREALIMENTAÇÃO

Num motor Diesel quatro tempos, para se aumentar a sua potência efetiva sem alterar as dimensões, pode-se tentar as seguintes soluções:

- aumentar a rotação n ;
- aumentar a pressão média efetiva P_{me} , conforme se observa na equação:

$$N_e = K * P_{me} * n \quad [CV] \quad (2.1)$$

O aumento da rotação não é possível, pois o motor é projetado para funcionar a uma determinada rotação, assim como os componentes mecânicos estarão projetados para um certo valor. Portanto, só resta a segunda opção, que é o aumento da superfície útil do diagrama de trabalho a partir do aumento da pressão média efetiva.

Nos motores estacionários, o procedimento mais utilizado para a sobrealimentação é a que emprega turbo compressores acionados pelos gases de escape. A velocidade máxima dos turbo compressores não costuma ser superior a 20000 [rpm]; a pressão normal de trabalho oscila entre 1,4 a 1,6 [kgf/cm²]. Quando se desejam pressões maiores deve-se intercalar um refrigerador de ar comprimido, entre o turbo e o motor, pois do contrário o ar chegaria demasiado quente ao cômodo de admissão. A temperatura dos gases de escape ao entrar na turbina varia de 500 a 550 [°C]. Nos motores sobrealimentados, a temperatura de escape e a combustão dentro do cilindro é mais perfeita e não se prolonga até o coletor de escape.

O grupo turbo compressor se adapta,

automaticamente, à carga do motor, porque ao aumentar a quantidade de combustível injetado em dado momento, aumentam também a quantidade dos gases de escape. Portanto, ao receber mais quantidade de gases de escape, a turbina tende a acelerar-se e o soprador proporciona mais quantidade de ar e a uma pressão mais elevada. Assim, a cada variação da carga do motor, corresponde uma velocidade bem determinada do grupo de sobrealimentação e esta velocidade se alcança automaticamente.

2.2.5.2 VANTAGENS DA SOBREALIMENTAÇÃO

- 1 - Menor consumo de combustível, dado que a combustão é melhor;
- 2 - Melhor rendimento, visto que a maior quantidade de ar introduzida no cilindro se realiza aproveitando a energia dos gases de escape, que no motor normal se perde na atmosfera;
- 3 - Maior duração do motor, já que a combustão é mais suave e o excesso de ar disponível serve para refrigerar a parte superior do êmbolo e da câmara de combustão;
- 4 - Menor espaço ocupado (esta vantagem pode ser decisiva no caso de se dispor de pouco espaço para a instalação).

2.2.6 REFRIGERAÇÃO

Exceto para grupos pequenos de alta velocidade é necessário fornecer motores Diesel para geração de energia com equipamentos de refrigeração à água. Para evitar a obstrução nas passagens de água pelo motor, a água de refrigeração primária circula em circuito fechado. O calor é removido da água de refrigeração primária ou por meio de um

radiador refrigerado por ventilador ou por meio de água secundária. Existem outras maneiras de se refrigerar um motor Diesel, mas sem dúvida a refrigeração direta é mais econômica de se instalar, embora seja a mais extravagante em água.

Cerca de 11 a 14% do conteúdo calorífico do combustível é dissipado através das paredes dos cilindros [ref. 8]. Para os casos de micro grupos Diesel (30 [kW] ou menos) é conveniente dispensar a água e utilizar refrigeração a ar, provendo o motor de aletas. Em outros casos pode-se ter radiadores refrigerados por ventiladores nos circuitos primários, os quais são razoavelmente econômicos para pequenas unidades.

2.2.7 FATORES DE SOBRE CARGA E PERDA DE CAPACIDADE NOMINAL

A potência nominal de um motor Diesel normalmente é fornecida pelos fabricantes para altitudes inferiores a 150 [m] acima do nível do mar e para uma temperatura ambiente que não exceda 29°C. No caso de motores refrigerados a ar (radiador refrigerado por ventilador) a água na saída do radiador deve assumir uma temperatura máxima de 24°C. Se um motor Diesel operar fora de suas condições de projeto, o mesmo sofrerá uma redução na sua capacidade nominal e o grau de redução é alvo de negociação entre o comprador e o fabricante. Adiante são apresentados alguns números percentuais típicos de redução da capacidade nominal de motores Diesel em função de alguns parâmetros físicos.

Um outro fator muito importante é a umidade, a qual, se for excessiva, pode reduzir de 4 a 5% a potência nominal do motor Diesel.

Estas correções podem cumulativamente chegar a proporções bem altas, e elas exercem o efeito de aumentar o custo capital por kilowatt efetivo. Numa situação de 1350 [m] acima do nível do mar, com uma temperatura ambiente de 43°C e uma temperatura da água de refrigeração de 29°C, por exemplo,

a perda de capacidade nominal poderia chegar ao seguinte (agravando as correções de umidade):

- motores de aspiração natural - 19%;
- motores turbo comprimido - 17,5%;
- motores turbo carregados com refrigeração a ar - 13%.

O mais importante é que sejam feitas correções apropriadas para condições nas padronizações com consultas aos fabricantes. A seguir é apresentado na tabela 2.1 as reduções de potências nominais [ref. 9].

	Motores de As- piração Natural	Motores Turbo Comprimido	Motores Turbo com Refrigeração a Ar
ALTITUDE	PERCENTAGENS %		
Para cada 300 [m] acima de 500 [m]	3,5	2,5	2,5

Tabela 2.1 - Perda de Potência Nominal

A maioria dos motores Diesel são capazes de serem operados a 10% acima de sua classificação contínua para um certo tempo máximo durante cada período de 24 horas. Este tempo máximo é normalmente de duas horas de acordo com a prática americana e de uma hora de acordo com a prática européia.

2.2.8 RENDIMENTO

O Diesel é o mais eficiente dos agentes motores com baixo consumo relativo de combustível. Já foi mencionado que o rendimento de um Diesel é influenciado até um certo ponto pela velocidade do motor, se o motor é sobrealimentado ou naturalmente aspirado. Ele é um pouco

influenciado pela escolha de combustível ou pelo tamanho do motor em si. O rendimento varia com a carga para qualquer motor dado, porém menos do que com turbinas a gás ou turbinas a vapor; em qualquer caso esta variação está pouco acima da faixa de carga média à plena, particularmente com motores turbo aspirados.

Isto torna o Diesel bastante utilizado para serviços de carga variável (embora a cargas muito leves o rendimento se deteriore rapidamente, em comum com outros agentes motores). A menos que um Diesel esteja muito sub-alimentado, nenhum destes fatores considera uma faixa muito ampla de rendimentos médios, e normalmente se verifica que o rendimento médio de uma instalação de geração acionada a Diesel residirá entre 31 e 37% (com base no poder calorífico e kilowatt/horas gerados). O número mais alto que poderia ser esperado se refere a uma instalação de baixa velocidade, refrigerado à água, turbo aspirado e razoavelmente grande; o mais baixo se refere à uma pequena instalação com aspiração natural e de alta velocidade. Os rendimentos ótimos em carga econômica seriam mais altos do que estes números médios - de 33 a 39%. Motores de velocidade média, de dois tempos poderiam consumir talvez de 4 a 5% mais combustível do que motores de quatro tempos da mesma velocidade e potência. Onde o fator de carga for muito baixo, os rendimentos usuais médios podem ser consideravelmente mais baixos do que os números citados acima. Para micro grupos da faixa de 15 a 30 [kW], o rendimento médio pode ser tão baixo quanto de 24 a 25%. Onde houver uma demanda de um suprimento de vapor ou água quente para propósitos de aquecimento ao processo, é possível recuperar uma grande quantia de calor que seria de outro modo desperdiçado nos gases de escape e na água de refrigeração do motor. Uma bem projetada central de recuperação de calor residual pode às vezes assegurar 75% ou mais de rendimento. Somente às vezes, entretanto, haverá uma suficiente demanda local de calor para justificar tal uso

altamente eficiente do combustível; nem onde existir tal demanda, necessariamente estará coincidente com a demanda de eletricidade.

A carga igual ou superior a 75% da capacidade do motor propicia rendimentos mais elevados e, portanto, este ponto deve ser buscado para cargas variáveis, fazendo-se uma divisão de potências entre máquinas em operação, isto é, se uma carga varia entre 200 kW e 400 kW, deve-se prever o paralelismo de dois grupos de 250 kW cada, pois se tivesse previsto um grupo de 500 kW, no período de baixa carga, o rendimento deste grupo seria muito baixo. No caso anterior, bastaria desligar um dos grupos que o rendimento seria relativamente bem mais elevado.

2.2.9 PARALELISMO

A tendência atual de paralelismo entre vários grupos Diesel na formação de potências instaladas globais mais elevadas, substituindo-se assim os grandes motores, está em franco desenvolvimento. Entretanto, a realidade nacional ainda cria alguns obstáculos, pois, enquanto que nos países mais desenvolvidos se utilizam de microprocessadores para controle, no Brasil existem desconfianças quanto a assistência técnica, custos de manutenção e disponibilidade de componentes eletrônicos.

Assim como ocorreu com os dispositivos de proteção (relés), os sistemas eletrônicos de controle devem ser competitivos em relação aos custos dos controles eletromecânicos. Mesmo que isto se torne realidade, no Brasil, principalmente pela falta de assistência técnica local ou pelos altos custos de uma assistência técnica não local.

2.2.10 REQUERIMENTOS DE ESPAÇO

A relação entre o tamanho de uma central Diesel e a potência instalada dependerá da classificação e número de unidades da central, sua velocidade e o método de se carregar os cilindros. Grupos de grande capacidade ocupam menos área de solo por kilowatt do que grupos de menor capacidade do mesmo tipo funcionando a mesma velocidade. Por outro lado, motores de alta velocidade ocupam menos espaço de solo do que motores de baixa velocidade. Já que grupos de grande capacidade geralmente funcionam a velocidades mais baixas do que os grupos de pequena capacidade, estas duas tendências tendem a se cancelarem uma a outra até um certo ponto. As edificações completas da central geradora a Diesel (sem recuperação de calor residual e exclusivo de equipamentos de armazenagem externa) poderiam requerer de cerca de 0,08 a 0,14 [m²/kW] instalado para capacidades de mais ou menos 200 [kW], ou de 0,5 a 0,9 [m³/kW]⁶. Centrais muito pequenas, entretanto, poderiam requerer espaço de edificação até cerca de 0,2 a 0,3 [m²/kW] e tanto conteúdo cúbico quanto as estações maiores. Centrais móveis podem ser acomodadas em espaços mais restritos.

2.2.11 A DISPONIBILIDADE DE GRUPOS DIESEL NO MERCADO

No Brasil, as faixas de potências obtíveis junto a fabricantes nacionais variam de 5 a 440 kVA por unidade. É evidente que esta faixa se eleva pelo paralelismo destas unidades e que ainda existe a possibilidade de se encontrar modelos importados de potências bem maiores.

Exceto pela associação da Maxion e Negrini, fabricantes de motores Diesel e geradores, respectivamente, que se uniram para a fabricação de grupos geradores de 3 a

⁶ Valores médios extraídos de catálogos de fabricantes.

110 kVA, o que realmente predomina no mercado nacional são montadoras, que compram separadamente motores de diversos fabricantes.

A seguir é apresentada a tabela resumo das principais empresas montadoras e seus produtos.

EMPRESA	MERCADO MOTOR DIESEL	FAIXA DE POTÊNCIA INDIVIDUAL	UNIDADES EM PARALELO
Equipamentos Betova	FORD, CUMMINS, YAMMAR e MWM	5 a 400 kVA	2000 kVA
HOOS máquinas e motores	CUMMINS, SCANIA e MERCEDES	3 a 440 kVA	2800 kVA
TRANSMET Com. e Ind.	CUMMINS, PERKINS e MERCEDES	6 a 440 kVA	2640 kVA
BERT KELLER Máq. Modernas	FORD e CUMMINS	Até 170 kVA	-
Bordaco Com. e Ind.	FORD, CUMMINS, YAMMAR, MWM e SCANIA	3 a 440 kVA	2200 kVA
POLIDIESEL	YAMMAR, AGRALE, SCANIA, FORD, MWM e CUMMINS	3 a 440 kVA	-

Tabela 2.2 - Empresas Montadoras de Grupos Diesel

Como já foi citado, existe ainda a possibilidade de importação, fato que já é praticado pela HOOS Máquinas e Motores que dispõe dos motores Diesel MTU importados.

Mesmo se utilizando de fornecedores nacionais, o Brasil apresenta dificuldades em termos de assistência técnica, pois, o custo diário de técnico especializado em grupos geradores varia de 300 a 450 US\$, não incluindo despesas de estadia. Isto ocorre fundamentalmente em virtude da carência de profissionais especializados em assistência técnica de grupos geradores em todo o Brasil e naturalmente este problema é mais grave no Amazonas, que é um estado

distante dos centros de produção dos citados grupos.

Com a recente entrada em vigor da Lei do Consumidor, a venda de grupos geradores deverá ser acompanhada com uma série de informações técnicas necessárias a um bom projeto de geração. É evidente que estas informações deverão ser solicitadas e devem abranger fundamentalmente a características técnicas do produto e dados sobre a sua operação e manutenção.

2.3. CENTRAIS GERADORAS COM TURBINA A VAPOR

2.3.1. BREVE HISTÓRICO E ASPECTOS GERAIS

Em torno da metade do século I, Hero de Alexandria desenvolveu um equipamento semelhante a um esguicho rotativo, que consistia de uma esfera oca que girava em torno de um eixo horizontal, impelida por jatos de vapor que saíam de dois tubos curvos, presos na própria esfera. O vapor que alimentava a esfera, através do próprio eixo de rotação, era gerado num caldeirão. No ano de 1629, Giovanni Branca desenvolveu um outro tipo de máquina a vapor que utilizava um jato de vapor sobre as palhetas de uma roda, propiciando a sua rotação.

As Figuras 2.1. e 2.2., a seguir, ilustram os aparelhos citados.



Figura 2.1 - A Eópila de Hero. Considerado o primeiro aparelho com o qual se conseguiu transformar a pressão do vapor em energia mecânica. É bem provável que essa tenha sido a primeira demonstração da reação a jato.

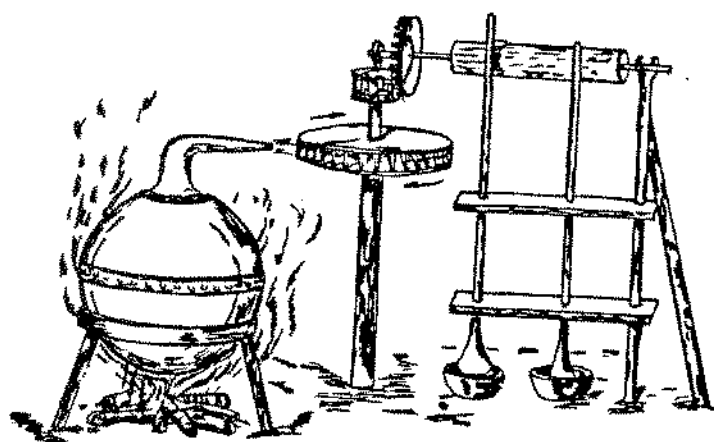


Figura 2.2 - Possivelmente, foi feito por um engenheiro italiano, chamado Giovanni Branca. A vantagem de se usar uma grande velocidade de rotação e uma engrenagem demultiplicadora foi aparentemente descoberta em 1629.

Em 1831, W. Avery produziu as primeiras turbinas a vapor já com algum significado comercial. Foram construídas 50 máquinas para uso em serrarias.

Coube a Sir Charles Parsons, na Inglaterra, em 1884, a invenção da moderna turbina a vapor. Houve sucesso nas aplicações práticas e o seu modelo original já utilizava múltiplos estágios.

Outros nomes também foram importantes no desenvolvimento das turbinas a vapor, tais como Carl de Laval, C. E. Rateau, C. G. Curtis e muitos outros anônimos que prestaram seus serviços.

No início do século XX, as turbinas a vapor

começaram a ser utilizadas na geração de energia elétrica, passando assim por um rápido desenvolvimento.

Naturalmente que nesta época os tamanhos das instalações e o rendimentos não eram lá estas coisas, entretanto havia uma preocupação constante neste sentido. Assim, houve um aumento contínuo da pressão e da temperatura do vapor de alimentação, tanto que na década de 30, 80 bar e 480°C, eram pressões e temperaturas típicas e na década de 40, estes valores passaram para 120 bar e 560°C respectivamente. Na década de 50, os valores típicos já eram de 340 bar e 600°C.

Em termos mais atuais, a geração de energia elétrica tem desenvolvido a aplicação de ciclos combinados (turbina a gás - turbinas a vapor), em função da obtenção de um melhor rendimento. A elevação da pressão e temperatura esbarra no desenvolvimento tecnológico dos materiais empregados, não só nas turbinas como nos demais componentes do ciclo térmico. Isto, sem dúvida, limita o progresso tecnológico das turbinas a vapor.

Um outro fator importante é o custo das centrais térmicas que está esbarrando em novos dispêndios de capital referentes ao controle de poluentes.

A tecnologia da turbina a vapor está plenamente consolidada, pois, conforme acaba de ser visto, há mais de um século que se vem acumulando experiências devido aos desenvolvimentos ocorridos com as turbinas a vapor. Existem usinas termoelétricas desde o final do século passado, e, portanto este tipo de aplicação também está consolidada, o que assegura um elevado grau de confiabilidade.

Em termos de custos de manutenção, as termoelétricas que se utilizam de turbinas a vapor, apresentam valores por kWh geralmente competitivos com os casos das termoelétricas que empregam turbinas a gás ou motores diesel. É evidente que isto vai depender do tipo de combustível

utilizado.

A capacidade de queimar qualquer tipo de combustível (sólido, líquido e gasoso) é que dá ao conjunto (turbina + caldeira) um grande campo de aplicação, principalmente para os combustíveis sólidos ou para os combustíveis líquidos pesados (óleos pesados).

No Brasil, em termos de desenvolvimento tecnológico, as centrais que se utilizam da turbina a vapor já se encontram bastante consolidadas, principalmente em faixas de potências aplicáveis às áreas isoladas do país. Isto se deve fundamentalmente ao grande mercado do setor sucro-alcóoleiro, que se utiliza de turbinas a vapor na faixa de 3 a 6 MW, para cobrir as necessidades de vapor de processo e de energia.

A seguir será apresentado um quadro resumo das vantagens e desvantagens das centrais que se utilizam da turbina a vapor em relação a outras centrais térmicas.

VANTAGENS	- Tecnologia consolidada, inclusive no Brasil. - Possibilidade do uso de qualquer combustível. - Vida útil de 40 anos. - Custo de manutenção atrativo em US\$/kWh.
DESVANTAGENS	- Tempo de construção relativamente longo (1 a 2 anos). Em condições adversas, pode ser maior. - Tempo de partida elevado e resposta lenta a variações de carga. - Geralmente não são atrativas economicamente para instalações de pequeno porte. - Não pode ser removida de um local para outro - Requer grandes quantidades de água. - Ocupa maiores espaços que os outros tipos de centrais. - Os requerimentos de construção civil são consideravelmente maiores, relativamente a outras centrais. - Eficiência térmica baixa relativamente aos outros tipos de centrais. - Dificuldade de operação em cargas parciais.

Quadro 2.1 - Vantagens x Desvantagens das Centrais com Turbinas a Vapor

É evidente que estas vantagens e desvantagens acabam sendo traduzidas em termos de custos mais ou menos atrativos.

A posição da central de turbina a vapor em comparação com outras centrais térmicas, no que tange aos custos de capital e rendimento, depende fundamentalmente da escala e parcialmente das condições locais. Pequenas centrais de turbina a vapor são relativamente de baixos rendimentos e

elevados custos de capital, mas, para capacidades mais elevadas, ocorre uma melhoria em ambos os aspectos. É evidente que o combustível tem aqui um papel muito importante, tendo em vista os custos de operação. No caso da lenha, que é um combustível local e renovável, o interior do país reserva para a turbina a vapor uma posição de destaque. A decisão de se utilizar turbina a vapor no Estado se prende de forma prioritária aos possíveis combustíveis a serem utilizados e, em princípio, a lenha tem sido bastante considerada, devendo-se levar em consideração aspectos relacionados ao manejo florestal e meio ambiente.

Em termos de gastos na construção, a turbina a vapor requer gastos mais elevados do que para uma central com turbina a gás de mesma capacidade. Em ambos os casos, os gastos de capital dependerão das condições locais, tais como:

- disponibilidade de água;
- qualidade do combustível;
- condições climáticas;
- disponibilidade e transporte do combustível.

Para as grandes instalações, as várias desvantagens das centrais com turbina a vapor tendem a ser ultrapassadas, sendo compensadas pelas vantagens econômicas, que se tornam crescentemente atrativas, conforme a capacidade instalada se eleve. Embora em muitas partes do mundo a central de turbina a vapor possa competir com as centrais a diesel, somente se a capacidade instalada for superior a 20 MW, a capacidade da primeira em utilizar combustíveis sólidos pode viabilizá-la economicamente, em capacidades bem menores, devido à existência de combustíveis nativos mais baratos.

As observações anteriores se aplicam a centrais a vapor de condensação que produzem apenas eletricidade. As centrais de vapor para processo ou com cogeração requerem considerações em separado.

Na região Norte, além da lenha, pode haver possibilidade de utilização de outros combustíveis mais baratos, tais como os óleos ultra-viscosos. Mas, em princípio, o maior destaque cabe à lenha devido não só a seu preço, mas também à mão de obra local exigida e a não exigência de transporte a grandes distâncias.

A seguir serão apresentados alguns aspectos técnicos relevantes para este estudo das centrais de turbina a vapor.

2.3.2 VELOCIDADE

Para a geração de corrente alternada, a velocidade das turbinas acopladas diretamente deve, é claro, ser uma fração integral da velocidade síncrona, isto é, 3000 ou 1500 rpm para suprimento de 50 ciclos; 3600 ou 1800 rpm para suprimento de 60 ciclos. Para grupos de 5 MW de capacidade ou menos, entretanto, as velocidades mais altas da turbina são mais convenientes ao projetista por razões técnicas e a engrenagem se torna necessária. As típicas velocidades rotacionais de turbinas a vapor para grupos de engrenagem são de 5000 rpm para um grupo de 5 MW e de 10000 rpm para um grupo de 750 kW. Para grupos acoplados diretamente, a velocidade síncrona (3000 ou 3600 rpm) é economicamente preferível à meia velocidade síncrona (1500 ou 1800 rpm), exceto para máquinas grandes com baixas pressões de admissão. Isto se deve, principalmente, ao maior volume e peso das máquinas de baixa velocidade. Às vezes são necessárias turbinas de meia velocidade síncrona, onde volumes muito grandes de vapor de escape têm que ser manuseados, já que a área necessária do anel de escape pode ser obtida somente pelo aumento do diâmetro da turbina, e isto não pode ser feito sem esforço excessivo das pás a menos que a velocidade rotacional seja reduzida.

Com a convencional turbina a vapor, existe um

"estator" com pás fixas e um "rotor" com pás móveis. O vapor flui axialmente de uma extremidade da turbina para a outra, passando alternadamente através de pás fixas e móveis. Existe uma interessante variante da turbina a vapor, conhecida como projeto de Ljungstrom, que não tem estator (exceto às vezes, para os estágios de baixa pressão), mas, dois rotores funcionando em direções opostas. O vapor entra no sistema de pá da turbina a partir do meio e flui radialmente para fora. Permitindo-se que cada rotor gire à velocidade síncrona, por exemplo, 3000 rpm, pode-se obter uma velocidade rotacional relativa entre os dois sistemas de pás de duas vezes a velocidade síncrona, por exemplo, 6000 rpm. Esta alta velocidade relativa resulta num projeto extremamente compacto e eficiente. Cada rotor está diretamente acoplado a um alternador de metade da capacidade nominal total da máquina, e os dois alternadores são sincronizados um com o outro. Deste modo, a velocidade de cada motor pode ser mantida ao mesmo valor, embora no sentido oposto.

2.3.3 CONDIÇÕES DO VAPOR

O rendimento de uma turbina [ref. 10] a vapor dependerá bastante da pressão e temperatura do vapor suprido a ela. Altas temperaturas e pressões são tendenciosas a altos rendimentos, mas elas também são tendenciosas a altos custos capitais. Assim, a escolha de condições do vapor é em grande parte uma questão de compromisso entre estes interesses conflitantes. Com pequenas turbinas não é econômico usar pressões e temperaturas muito altas, mas com centrais de vapor de tamanhos maiores torna-se crescentemente vantajoso adotar valores maiores. Como grosseira aproximação pode-se tomar que, para um dado tipo de máquina (arranjo de cilindro, etc), o consumo de combustível será reduzido em 1% para cada 16°C de temperatura do vapor e mais 1% para cada 10% de aumento da pressão do vapor. Para quaisquer condições

do vapor, o consumo de combustível também é reduzido em cerca de 0,5% para cada dobro do tamanho do grupo. Na faixa muito grande de capacidade torna-se econômico reaquecer o vapor após ele ter se expandido parcialmente através da turbina antes de readmissão aos estágios inferiores de pressão da turbina. O reaquecimento não só resulta em rendimento melhorado, mas também reduz o desgaste nas pás da turbina pela secagem do vapor que de outro modo estaria tão úmido na extremidade de pressão baixa que causaria severa erosão. O custo do reaquecimento não é normalmente justificado, exceto para turbo-grupos muito grandes de cerca de 100 MW ou mais.

2.3.3.1 PRESSÃO

Comercialmente, existem turbinas que operam com pressões desde 20 kgf/cm² até 340 kgf/cm², condição supercrítica. A classificação conforme as pressões de trabalho de uma turbina a vapor é:

Baixa	- até 2	kgf/cm ²
Média	- de 2 a 40	kgf/cm ²
Alta	- de 40 a 170	kgf/cm ²
Muito alta	- de 170 a 225	kgf/cm ²
Supercrítica	- acima de 225	kgf/cm ²

Nas pressões supercríticas, a transição de água para vapor ocorre sem haver uma mudança brusca no volume específico. Nesta condição de trabalho existe uma economia de combustível devido ao aumento de eficiência, entretanto, existem custos de capital exigidos. A caldeira, todo o sistema de transmissão de vapor e as turbinas capazes de operarem nesta condição assumiram custos muito elevados, diluindo assim, as vantagens energéticas. Atualmente, a tendência é a operação pouco abaixo da pressão supercrítica.

2.3.3.2 TEMPERATURA

As turbinas operam desde 200°C até 600°C, nas centrais menores e menos sofisticadas e centrais de maior porte, respectivamente. A limitação de 600°C é imposta pela caldeira, a qual poderia apresentar problemas de corrosão. Isto poderia ser resolvido, mas o custo seria impraticável.

2.3.4 CONTRAPRESSÃO

O desempenho da turbina a vapor é sensível à contra-pressão. Uma turbina a vapor que descarrega na atmosfera é muito ineficiente, mas a provisão de um condensador (que possibilite que a turbina descarregue num vácuo) pode reduzir o consumo de combustível em talvez 40%. A contra-pressão no condensador dependerá dos equipamentos de refrigeração disponíveis (veja seção seguinte), e a contra-pressão econômica ótima só pode ser determinada fazendo-se um estudo das condições locais. As vantagens econômicas da contra-pressão reduzida têm que ser ponderadas contra os custos de equipamentos de refrigeração mais caros - maiores condensadores, bombas, tubos e talvez torres de refrigeração.

À despeito da ineficiência da descarga à atmosfera, existem certas circunstâncias onde pode ser preferível agir assim.

2.3.5 EQUIPAMENTOS DE REFRIGERAÇÃO

Exceto onde as turbinas descarregarem na atmosfera, são requeridas grandes quantidades de água de refrigeração para passar através dos condensadores das plantas de vapor. A quantidade de água desta forma requerida numa estação convencional varia muito, sendo que o volume necessário por MW gerado diminui com o aumento da capacidade

das centrais. Quando uma estação estiver localizada perto de um rio, um estuário ou a beira-mar, normalmente será econômico bombear a totalidade desta água através do condensador e descargá-la fora (em um ponto onde a descarga aquecida não se misturará com a admissão fria). Às vezes não é conveniente localizar uma estação próxima a um grande corpo de água natural; ou onde isto puder ser feito, as condições físicas do solo podem, às vezes, ser tais que o custo das obras de admissão e descarga seja muito alto. Sob estas condições, a água de refrigeração pode ser circulada continuamente através do condensador e através de uma torre de refrigeração, e os requerimentos de água serão desta forma reduzidos meramente a "composição", que pode ser de apenas 1,5 a 2,5% da quantidade circulada. Onde for possível a refrigeração com água do rio, a relação entre a quantidade de água e o vácuo obtido dependerá da temperatura natural do rio.

A refrigeração por meio de torres de refrigeração, normalmente será mais cara em dispêndio de capital do que por meio de água do rio direta, e dará um vácuo pior. Portanto, deve-se preferir a refrigeração direta, porém pode não haver locais adequados disponíveis especialmente para grandes estações.

O tamanho do condensador também influenciará o vácuo obtível. Para grupos muito pequenos frequentemente vale restringir o tamanho do condensador ao invés de procurar um vácuo muito alto; uma contra-pressão de $1/4$ a $1/3$ de uma atmosfera pode até bastar. Condensadores são quase invariavelmente do tipo superfície, as únicas exceções sendo onde não se requer recuperação de água de adução (como em central geotérmica) ou onde o condensado é refrigerado numa torre de refrigeração seca. Para estes casos excepcionais pode-se usar um condensador tipo jato, no qual o condensado e a água de refrigeração se misturam. Os condensadores a jato são mais baratos do que os condensadores de superfície e eles possibilitam que se mantenha uma menor diferença de

temperatura terminal.

Desta forma será visto que o custo de uma central a vapor, bem como seu desempenho, será influenciado por diversos fatores complexos relacionados ao sistema de refrigeração, principalmente o tipo de refrigeração e as condições climáticas. Na região Norte, não se pode pensar em torres de refrigeração, devido à abundância de água e também devido ao seu custo elevado de refrigeração.

2.3.6 AQUECIMENTO DA ÁGUA DE ADUÇÃO

O rendimento de um ciclo de vapor pode ser melhorado pelo sangramento de pequenas quantidades de vapor a sucessivos pontos numa turbina, e pelo uso do vapor sangrado para aquecer a água de adução durante sua passagem do condensador para o economizador da caldeira. A parte das considerações de rendimento, é aconselhável aquecer a água de adução a fim de evitar corrosão no economizador, o que resultaria da condensação no lado de fora dos tubos se a água de adução fosse admitida a uma temperatura mais baixa do que o ponto de orvalho do gás combustível. A quantidade de vapor sangrado e o número de pontos de extração, ou estágios de sangria é determinada pelas considerações termodinâmicas e econômicas. Para grupos menores de 10 MW, normalmente são adotados menos de 3 estágios de aquecimento de adução, e absolutamente nenhuma para grupos muito pequenos ou onde o combustível seja extremamente barato ou os fatores de carga muito baixos. Quanto mais alta temperatura de admissão do vapor para a turbina, mais alta será a temperatura à qual pode-se elevar a água de adução, mas a temperatura de alimentação final deve ser selecionada a um número que não resulte num economizador muito caro, já que para um dado rendimento a área de superfície do economizador aumentará conforme a temperatura de entrada de alimentação se eleva. A temperatura final da água de adução exerce uma apreciável

influência sobre o rendimento do ciclo.

2.3.7 COMBUSTÍVEL E MÉTODO DE DISPARO

Embora quase qualquer combustível possa ser queimado em caldeira para gerar vapor para uso em turbinas, o custo capital da planta pode ser consideravelmente afetado pela natureza do combustível escolhido.

Para queimar carvão é necessário equipar a caldeira com grelhas mecânicas ou, como é mais comum com centrais médias ou grandes, providenciar pulverizadores. No último caso, frequentemente também é necessário providenciar planta de trituração e secagem. As estações de queima de carvão requerem elaborados equipamentos de manuseio e armazenagem, planta de remoção de cinzas e às vezes (especialmente com combustível pulverizado), equipamento de extração de poeira.

O óleo combustível é mais barato de manusear e armazenar do que o carvão, e o equipamento de disparo é simples. Não é necessário planta de cinzas.

Algumas centrais são projetadas para disparo duplo de combustível para maior flexibilidade; isto também pode afetar os custos capitais.

Os produtos vegetais residuais (por exemplo, bagaço, cascas que caem no chão, casca de arroz, palha, etc) são às vezes queimados em caldeiras para suprimento de vapor à pequenas plantas de vapor. Estes combustíveis requerem equipamentos de armazenagem muito volumosos e meios especiais de disparo.

Um outro aspecto do combustível é o risco de explosões da fornalha durante queima de gás, óleo ou carvão pulverizado quando a chama se perdeu e então foi restaurada. É muito importante que os auxiliares da caldeira sejam adequadamente treinados para evitar este perigo.

A escolha do combustível dependerá

fundamentalmente das seguintes condições:

- disponibilidade local;
- preço;
- custos de capital;
- conservação de moeda estrangeira;
- fator de carga;
- tecnologia de manuseio;
- fator de escala.

Muitas vezes, o caminho escolhido considera, primeiramente, o combustível, para depois adequar o tipo de central. É evidente que a escolha do combustível passa por uma seleção de aspectos favoráveis ou não. Assim, a decisão do uso de um determinado combustível requer uma minuciosa análise dos custos envolvidos atendendo um nível de confiabilidade aceitável.

2.3.8 RENDIMENTO

O rendimento de uma turbina a vapor depende principalmente do tamanho da central, das condições do vapor, da contra-pressão e dos arranjos de aquecimento da água de adução. Conforme explicado nos itens 2.3 e 2.6, as condições do vapor e os arranjos de adução-aquecimento tendem a depender do tamanho da central, e como explicado no item 2.4, a contra-pressão é função dos equipamentos de refrigeração, quer dizer, do tamanho e tipo do condensador, quantidade e temperatura da água de refrigeração e, indiretamente, das condições climáticas. Desta forma, o rendimento da turbina depende principalmente das condições da água de refrigeração e do tamanho da planta.

O rendimento total de uma central depende não só da planta do turbo-alternador, mas também da planta da caldeira e, dentro de limites, pode ser variado pelo

projetista de acordo com a quantia de superfície de aquecimento embutida. O rendimento da caldeira e o preço da caldeira são, desta forma, interdependentes, onde os custos de combustível são altos, ou onde o fator de carga é alto, vale a pena instalar uma planta de caldeira mais cara, porém mais eficiente.

O rendimento, é claro, dependerá da carga da central. Muitos turbo-alternadores são projetados para dar rendimento ótimo à cerca de 80% de carga, embora grupos de carga base destinados a funcionarem continuamente à saída plena (por exemplo, para estações geotérmicas) possam ser projetados para dar desempenho ótimo à 100% de carga.

Um critério de rendimento é a taxa de calor - expresso em BTU ou Kcal por kilowatt-hora gerado ou enviado. As taxas de calor de turbo-alternadores são normalmente expressos em termos de energia gerada e as taxas de calor da central total, em termos de energia enviada (de forma a cuidar das diferenças de consumo auxiliar da central, durante comparação de uma central com outra).

CLASSE DO TURBO-GERADOR			TÍPICA FAIXA DE CONSUMO DE CALOR DA ESTAÇÃO	FAIXA CORRESPONDENTE DE RENDIMENTO (aproximado)
kW			BTU/kWh enviada	Porcentagem
Micro	0 a	100	45.000 a 30.000	7,5 a 11,5
Pequena	100 a	1.000	35.000 a 18.000	10 a 19
Média	1.000 a	10.000	20.000 a 14.000	17 a 24,5
Grande (a)	10.000 a	50.000	15.500 a 11.000	22 a 31
Grande (b)	50.000 a	100.000	12.500 a 10.000	27 a 34
Muito Grande	Mais de	100.000	11.000 a 8.500	31 a 40

Tabela 2.3 - Típicas faixas de consumo de calor e rendimentos percentuais com turbina a vapor com condensadores.

Os números da Tabela 2.3 representam médias anuais bastante típicas, tolerando cargas parciais e etc. O consumo de calor em qualquer central particular dependerá da fabricação e tipo da planta, natureza do combustível, natureza das variações de carga, arranjos de refrigeração e condições climáticas.

2.3.9 REQUERIMENTOS DE ESPAÇO

O espaço de construção requerido para acomodar uma central de vapor pode variar bastante de acordo com o tipo de construção, quer dizer se a planta é completamente

alojada ou se parte da planta é de construção "externa". As centrais que têm sido construídas praticamente com sua totalidade exposta ao céu, são comparativamente raras e são confinadas a locais onde o clima seja favorável. Centrais com planta de caldeira externa, entretanto, são mais frequentemente encontradas. Os requerimentos de construção de estações de caldeira/turbina a vapor completamente alojadas normalmente variam de cerca de $0,14 \text{ m}^2$ por kilowatt instalado para pequenas centrais à cerca de $0,02 \text{ m}^2$ por kilowatt para centrais muito grandes, respectivamente e os números para centrais muito pequenas poderiam ser apreciavelmente maiores.

A área total de uma central de vapor, incluindo a armazenagem de combustível, desvios, sistema de água de refrigeração e assim por diante, pode variar enormemente. Onde a terra é cara, a área local pode, às vezes, com projeto cuidadoso, ser reprimida a cerca de 4 ou 5 vezes as áreas de construção citadas acima, mas onde a terra é barata pode ser possível um layout mais conveniente e espaçoso de talvez 10 ou 20 vezes a área de construção.

2.3.10 DISPONIBILIDADE DOS MERCADOS EM TERMOS DE CENTRAIS A VAPOR

Existe uma variedade de modelos e tipos de turbinas a vapor, caldeira e acessórios, adequados a uma ou outra aplicação específica, com potências variando desde algumas centenas de kW até algumas centenas de MW.

O mercado internacional é relativamente muito mais ativo que o interno, pois no Brasil a geração hidroelétrica é predominante, em oposição ao quadro geral da maioria dos outros países. Entretanto, quando se pensa em escalas de geração adequadas às demandas típicas de energia elétrica do interior do país, pode-se dizer que o Brasil possui um bom leque de fornecedores, desde os componentes,

até o sistema "turn key".

As principais empresas que produzem a turbina a vapor no Brasil são:

- Equipe Indústria Mecânica Ltda;
- Turbinas S.A;
- General Electric do Brasil;
- Dedini S.S;
- Texas S.A.

A empresa AKZ, por exemplo, já acumula um total de 704 turbinas instaladas, incluindo 48 turbinas instaladas na União Soviética, Jamaica e República Dominicana. As principais demandas provêm dos setores sucroalcooleiros e de papel e celulose.

Como no exemplo, os outros fabricantes também acumulam muitas experiências propiciando assim, um bom estágio tecnológico no país.

2.4 CENTRAIS GERADORAS QUE SE UTILIZAM DA TURBINA A GÁS

2.4.1 BREVE HISTÓRICO E ASPECTOS GERAIS

Em 1648, um livro descrevia um dispositivo que consistia de um catavento instalado dentro de uma chaminé, montado sobre um eixo, o qual através de uma engrenagem girava um espeto em uma churrasqueira. Seu autor foi o conhecido Leonardo da Vinci.

Em 1791, foi patenteado, pelo inglês John Barber, a primeira turbina a gás com muitas características das modernas turbinas. Em função das dificuldades da época, suas idéias não puderam vingar em razão de problemas estruturais.

Em 1853, Tournaire descreveu o conceito de uma turbina a gás. Apesar do domínio teórico, o trabalho

experimental só foi desenvolvido em 1872 pelo alemão Stolze, que projetou e construiu uma turbina com base nas idéias de Tournaire. Esta consistia de um compressor axial, uma turbina axial montada sobre um eixo, um trocador de calor e uma câmara de combustão. Embora este dispositivo não tenha desenvolvido nenhuma potência, ele foi a base dos desenvolvimentos futuros.

Em 1884, John Parsons, na Inglaterra, patenteou uma turbina que consolidou a turbina a gás moderna. Sua patente descrevia a idéia básica do compressor axial, a queima do combustível no ar comprimido e a expansão dos gases quentes na turbina para geração de potência no eixo. Em 1895, nos Estados Unidos da América, Charles Curtis também obteve a patente.

Em 1903, os irmãos Armengaud construíram a primeira turbina a gás a desenvolver potência de eixo. Para tal, se utilizaram das leis de Carnot, Gibbs e Maxwell (leis termodinâmicas) e do desenvolvimento dos compressores multiestágios. A esta altura os rendimentos eram baixíssimos (em torno de 3%).

Turbinas a gás de 2000 kW foram fabricadas em 1933 e nesta época o destaque era a aplicação na propulsão de aviões. A propulsão turbojato permitiu os primeiros vãos em torno de 1939 graças às contribuições de Frank Whittle e Von Ohain. Desde então, o desenvolvimento das turbinas a gás apoiado firmemente em objetivos militares, teve avanços espetaculares, atingindo altos rendimentos e elevada confiabilidade.

Durante os quinze primeiros anos, após a 2ª grande guerra, o desenvolvimento da turbina a gás para aplicações industriais passou por várias etapas. Muitos fabricantes desenvolveram modelos que não foram totalmente bem sucedidos e a reputação das turbinas a gás despencou, a despeito de excelentes máquinas produzidas. Os modelos mal sucedidos foram retirados do mercado e os fabricantes

passaram a se dedicar em modelos mais consolidados com aplicações em vários campos.

Os geradores para a turbina a gás são ora produzidos em grandes tamanhos, bem em excesso de 150 [MW], porém, pode-se também obter várias máquinas de menor porte dentro da faixa de potência na qual são feitas as centrais diesel.

Existem centrais de "ciclo aberto" e "ciclo fechado". O último tipo tem a vantagem de manter a turbina livre de depósitos de resíduos contaminantes, porém ele tem alto custo capital e é restrito à faixa de potência de muito pouca aplicação; pode-se considerar que este tipo está fora do escopo deste estudo. É a central de ciclo aberto que mais frequentemente consegue atratividade na geração de energia. Estas centrais de ciclo aberto podem ser construídas a um grau variável de complexidade, de acordo com os pesos relativos associados ao custo capital por um lado, e rendimento pelo outro. Centrais sofisticadas podem ser supridas de recuperadoras, inter-refrigeradores ou reaquecimento, ao passo que as centrais mais simples consistem de um simples ciclo direto do compressor, câmara de combustão e turbina. As diferenças nos custos de capital são dependentes das variações dos rendimentos e o tipo de central mais adequada para uma tarefa particular, dependerá principalmente do preço do combustível e do esperado fator da central.

Além da faixa das pequenas centrais que são a principal preocupação deste estudo, é interesse registrar que nos anos recentes tem havido considerável desenvolvimento em vários países na produção de centrais baratas de rendimento moderado, usadas, principalmente, para alimentação de cargas com curta duração e para serviços auxiliares de emergência, embora, com adequada redução de capacidade nominal, elas também possam ser usadas para serviço contínuo. Estas centrais possuem capacidade de mais ou menos

15 a 20 [MW] e consistem de um ou mais motores a jato de aeronave padrão, cujos gases de escape são passados através de uma específica turbina de força (frequentemente referida como "turbina expansora") acionando um alternador. O motor a jato, desta forma, atua simplesmente como um gaseificador para suprir a turbina expansora, cuja totalidade de saída pode ser usada para geração de potência. Com outros tipos de central de turbina a gás, a maior parte da potência da turbina é absorvida no acionamento do compressor. Pelo uso de motores de avião produzidos em série é possível obter uma instalação relativamente barata. Além do mais, pela colocação em paralelo de vários destes motores para alimentar uma turbina simples, uma ampla faixa de saídas de potência é obtível.

Por exemplo, já na década de 60, nos Estados Unidos foi comissionada uma central de 121 [MW], usando-se não menos de 8 motores de avião a jato e apenas uma turbina expansora. Os fabricantes desta central também produziam um tipo de 15 [MW] que consistia de um motor simples montado axialmente com sua turbina expansora associada. Devido à necessidade na aviação de se restringir o peso combinado do motor mais seu combustível, os aeromotores a jato são projetados para uma maior relação de compressão (cerca de 10:1) e desta forma têm um rendimento maior do que a do tipo de terra, turbina de eixo simples.

Com vários motores a jato alimentando uma simples turbina de potência, é possível substituir um motor dentro de algumas horas, desta forma simplificando o problema da manutenção da central. Também, com carga de pico, em centrais de turbina a gás do tipo de motor de aeronave, às vezes, é arranjado para que o alternador seja usado como um condensador síncrono, quando não requerido para geração de energia. O motor a jato em associação com uma turbina expansora, pode ser ligado e plenamente carregado bem rapidamente, mais rapidamente do que outros tipos de turbo geradores a gás.

Pelo menos um fabricante já adotou um motor padrão de aeronave "turbo-prop" diretamente acoplado a um alternador.

As centrais de turbina a gás, auto-contidas de ciclo aberto, com suas próprias câmaras de combustão são feitas em todos os tamanhos até mais ou menos 40 [MW]. Em tamanhos maiores o campo é no presente mantido pelas combinações turbina a gás/motor do avião; por exemplo, a central de 121 [MW] referida acima.

A despeito da conveniência inerente da turbina a gás para atender as cargas de pico, ela também tem um útil escopo para geração contínua de energia - especialmente onde o combustível for barato, os fatores de carga forem baixos ou a água for escassa. Em campos de óleo, onde o gás excedente às vezes é consumido nas chaminés, ou perto de refinarias de óleo onde existem combustíveis baratos adequados, a turbina a gás pode ser usada economicamente para gerar potência à base de um alto fator de carga.

Como nos motores Diesel, às vezes é possível aumentar a utilização total da energia de calor do combustível - a uma proporção em torno de 75% - por meio de recuperação do calor residual a partir dos gases de escape (cogeração).

A seguir, é apresentado o Quadro 2.2 o qual resume as principais características das turbinas a gás [ref. 11].

Combustível	Pode utilizar uma grande variedade de combustíveis líquidos e gasosos
Tamanho	É extremamente compacta, possuindo a maior relação kW/m^3
Transporte	Pode ser facilmente removível de um lugar para outro
Operação	Possui funcionamento suave e sua operação é muito simples
Tempo de partida	Pode ser ligada e carregada com grande rapidez
Equipam. auxiliar	Possui poucos equipamentos auxiliares
Refrigeração	Seus requerimentos de água de refrigeração são quase desprezíveis
Rendimento	Seu rendimento é apenas moderado, mas pode ser elevado com dispêndios de capital

Quadro 2.2 - Resumo das características gerais da turbina a gás

Naturalmente, em uma central térmica a gás, é a turbina a gás o seu principal componente. Assim, várias destas características gerais podem ser diretamente extensiva à própria central e outras acabam acarretando complementações específicas.

O fato da turbina a gás ser compacta, faz com que os custos das obras civis correspondentes (edificação e fundações) se tornem atrativos e permite também que a central possa ser facilmente transportada. Desta forma, pode ser imputado à compactidade da turbina a gás, a facilidade com que estas centrais têm de ser móveis.

Como foi mencionado no Quadro 2.2, a turbina a gás necessita de pouquíssima água de refrigeração, conseqüentemente esta pode ser instalada próxima ao centro de carga, sem depender de locais de ribeira ou de estuário e, naturalmente, os custos de refrigeração também são muito

baixos.

Para um melhor entendimento do campo de aplicação das turbinas a gás, diversos fatores técnicos serão abordados a seguir.

2.4.2 ELABORAÇÃO DE CICLO

A potência de saída e o rendimento de uma turbina a gás podem ser melhorados pela introdução de certos aperfeiçoamentos no ciclo. Estes aperfeiçoamentos podem ser isolados ou combinados em variáveis graus de complexidade. Primeiro, existe "reaquecimento", o qual envolve a introdução de uma segunda carga de combustível nos gases após eles terem se expandido parcialmente na turbina. O propósito é elevar a potência de saída e, às vezes, também melhorar o rendimento pela elevação da temperatura média de combustão. Este ganho em rendimento é, entretanto, possível apenas se a relação de compressão for suficientemente alta. Segundo, o ar pode ser refrigerado em um ou mais estágios intermediários de compressão de forma a melhorar o rendimento de compressão. Terceiro, parte do calor dos gases de escape pode ser recuperado num dissipador de calor e retornado ao ar antes de entrar na câmara de combustão. O grau ao qual este aperfeiçoamento pode ser justificado depende de fatores econômicos e de considerações de projeto. A inter-refrigeração pode normalmente ser justificada apenas para conjuntos de classificação de mais ou menos 10 [MW]. A recuperação afeta o tempo requerido para partida de uma turbina a gás. Por exemplo, ao passo que uma turbina de ciclo aberto simples (não do tipo do motor a jato) pode ser operada a plena carga em torno de 5 a 12 minutos, uma planta recuperativa talvez precisaria de 3 ou 4 vezes mais tempo.

2.4.3 ARRANJO DO EIXO

A turbina a gás pode ser do tipo eixo único ou eixo múltiplo. Com o tipo eixo único, monta-se uma turbina a gás e seu compressor no mesmo eixo, e o gerador elétrico é acionado diretamente ou através de engrenagem daquele eixo. Uma turbina a gás de dois eixos tem duas unidades de turbina separadas: uma é diretamente acoplada ao compressor de ar e a outra - ou turbina de potência - é mantida num eixo separado, o qual funciona à uma velocidade diferente e aciona o gerador elétrico. O tipo de eixo único é mecanicamente mais simples, pode ser operado até uma velocidade razoavelmente grande, tem menos mancais e tem melhor resposta de regulação à mudanças de carga, mas o tipo de dois eixos dá melhor rendimento à carga parcial.

Melhorias no desempenho podem às vezes ser introduzidas dividindo-se o compressor em duas ou mais unidades funcionando a velocidades diferentes, e isto significa o uso de três ou mais eixos. Uma variante bem compacta do arranjo de multieixos é o acionamento de eixo concêntrico, no qual dois compressores e suas turbinas de acionamento associados são montados coaxialmente sobre dois eixos, um passando através do outro de forma que a turbina externa aciona o compressor externo e a turbina interna aciona o compressor interno. As combinações de motor a jato/turbina expansora são, claro, de plantas de eixo múltiplo. Cada motor a jato pode ter um ou dois eixos (concêntricos), enquanto a turbina expansora e o gerador elétrico são montados em um outro.

2.4.4 VELOCIDADE

A turbina a gás é essencialmente uma máquina de alta velocidade. Seu importante componente, o compressor de ar, também é uma máquina de alta velocidade. Com pequenas

plantas de até mais ou menos 2000 [KW] a velocidade da turbina de potência excederá as convenientes velocidades síncronas do alternador, 3600 [rpm] para 60 ciclos e 3000 [rpm] para 50 ciclos de suprimento, e é necessário adotar um acionamento de engrenagens. A velocidade e arranjo do eixo de qualquer turbo-gerador a gás em particular serão escolhidos pelos projetistas dos fabricantes e formarão um aspecto intrínseco da planta. Os fabricantes não oferecerão, como acontece com as plantas a diesel, uma ampla faixa de velocidades alternativas para os usuários escolherem ponderando os méritos rivais de grupos de alta e baixa velocidade.

2.4.5 FAIXA DE TAMANHOS

Ao passo que fabricantes de Diesel normalmente podem oferecer um grande número de plantas de várias classificações, novamente pelo uso de diferentes números de arranjos de cilindros de diferentes tamanhos, os fabricantes de turbina a gás terão menos modelos para oferecer. Desta forma, com turbinas a gás haverá menor liberdade para casar o tamanho da planta ao serviço requerido, e isto, às vezes, significará que as turbinas a gás podem ter de operar ligeiramente longe de suas cargas de rendimento ótimo. Entretanto, com uma carga em expansão, isto normalmente é de significância secundária.

2.4.6 COMEUSTÍVEL

As turbinas a gás de ciclo aberto podem ser operadas na mesma ampla faixa de combustíveis que os Diesel, quer dizer, com gás natural, metano, certos gases industriais ou de produtos residuais (tais como de alto forno, gases de despejo ou de refinarias), óleos destilados leves e até em óleos pesados. Os combustíveis líquidos são convertidos em

forma gasosa, para aceitação pela turbina a gás, queimando-os em ar comprimido numa câmara de combustão, a qual forma um componente essencial da planta da turbina a gás. O problema principal com os óleos residuais surge de seu conteúdo de cinzas. A quantidade de cinzas deve ser baixa e, quimicamente, não deve conter ingredientes nocivos, que rapidamente danificarão as pás da turbina. Se uma turbina a gás é operada a uma temperatura razoavelmente baixa, certas formas de cinza podem aparecer nas pás como um depósito duro, que é difícil de remover e que provocará um rápido declínio do rendimento; porém, se funcionar a uma alta temperatura a cinza pode se formar como um fluido e as pás serão eventualmente destruídas. Em alguns casos, entretanto, a cinza pode ser removida pela lavagem. A adição de silício em quantidade adequada, a um combustível pesado tem o efeito de elevar o ponto de fusão da cinza, a qual pode ser compelida a passar pela turbina sem ser depositada nas pás.

O vanádio, sódio e enxofre são ingredientes particularmente danosos e, alguns combustíveis residuais que contêm estes elementos, não devem ser usados em turbinas a gás. Onde o vanádio somente está presente em quantidades apreciáveis, é aconselhável limitar a temperatura de entrada da turbina a 900°F (482°C) de forma que ele possa ser removido por lavagem com água. É claro que esta limitação afeta adversamente o rendimento. Combustíveis pesados, livres do vanádio, sódio e enxofre podem geralmente ser usados com segurança em turbinas a gás de todos os tamanhos, mas os fabricantes devem sempre serem supridos de amostras de combustível ou análises certificadas e não se deve usar nenhum combustível sem sua aprovação. Os combustíveis residuais geralmente devem ser usados apenas se as turbinas puderem ser paralizadas frequentemente (talvez após cerca de 300 horas de operação) para limpeza, e o custo desta manutenção pode, às vezes, compensar os benefícios de se usar um combustível mais barato.

As turbinas a gás podem ser arranjadas para disparo duplo com combustíveis alternativos onde isto for considerado aconselhável. Como nos motores Diesel, é necessário, durante a consideração do uso de óleos pesados "versus" leves, levar em conta o poder calorífico mais baixo do primeiro, a necessidade de capital para aquisição do adicional para manuseio de óleos pesados, "sujos", e a incorrência de custos de manutenção mais altos. Dos combustíveis mais comuns, o gás natural é geralmente considerado como melhor combustível para uma turbina a gás, com óleo destilado leve ou querosene de aviação como o próximo preferível. Com combustíveis mais pesados, pode-se esperar que o custo de reparos e de manutenção se eleve rapidamente. Os combustíveis sólidos podem ser usados apenas com plantas de ciclo fechado.

A escolha de combustível, claro, será função da disponibilidade local, do preço e do esperado fator de carga nas plantas; um combustível mais caro, se efetuar economias nos custos de manutenção ou se der confiabilidade melhorada, pode ser justificado quando o fator de carga é baixo. Como na planta Diesel, a escolha de combustível deve ser feita somente após se fazer um estudo individual de expectativas de preços e de carga.

2.4.7 TEMPERATURA DA ENTRADA DA TURBINA

O rendimento de uma turbina a gás é sensível à temperatura do gás na entrada. Quanto mais quente, mais eficiente. As temperaturas de entrada normalmente variam de $\pm 650^{\circ}\text{C}$ a $\pm 900^{\circ}\text{C}$, embora se encontre temperaturas mais baixas com plantas mais velhas e às vezes sejam impostas pela pobre qualidade do combustível. A razão pela qual a turbina a gás apareceu no cenário industrial, tanto tempo depois da turbina a vapor, foi que não se poderia encontrar metais adequados para as pás da turbina para resistir às altas

temperaturas que são necessárias para se conseguir rendimentos aceitáveis. Os avanços na metalurgia removeram, em grande parte, este obstáculo, porém, ainda existem limites às temperaturas de entrada permissíveis, as quais normalmente são restritas, para plantas de operação contínua, para cerca de 700°C, embora alguns fabricantes aceitem 790°C para plantas que utilizem combustíveis de alta qualidade. Alguns fabricantes já estão aceitando acima de 980°C. A temperatura permissível depende do material usado na pá, da composição química do combustível, do serviço operacional da planta e das preferências individuais dos fabricantes. As temperaturas de entrada da turbina são afetadas até um certo ponto pela taxa de compressão do ar, a qual, normalmente, é de 3 a 6 atmosferas para um turbina de eixo simples e de 10 a 20 atmosferas para uma turbina de eixo duplo, porém, mais pela razão de ar/combustível. Normalmente, a quantia de ar que é comprimida e admitida na câmara de combustão é quatro ou cinco vezes a quantia requerida para suportar a combustão plena do combustível. Isto é necessário para se evitar a geração de temperaturas excessivas na câmara de combustão. As turbinas a gás de ciclo fechado normalmente trabalham a pressão muito mais alta do que as plantas de ciclo aberto, 40 a 60 atmosferas, descarregando de 4 a 6 atmosferas e a temperatura de entrada de $\pm 700^{\circ}\text{C}$.

2.4.8 FATORES DE PERDA DE CAPACIDADE NOMINAL

A turbina a gás é ainda mais sensível do que o motor Diesel pelas condições locais. A saída de uma turbina a gás normalmente é especificada para operação de nível do mar e para uma temperatura de ar ambiente de 15°C. A redução da densidade do ar com a elevação da temperatura e altitude provoca uma diminuição no peso do ar que entra na câmara de combustão e, portanto, na quantidade de combustível que pode ser queimado sem exceder a temperatura de entrada permissível

da turbina, de forma que a saída de potência deve cair. Para cada 300 metros de altitude acima do nível do mar, uma turbina a gás tem uma redução da capacidade nominal em cerca de 3,5% e, para cada 10°C de temperatura ambiente acima de 15%, ela deve ser reduzida da capacidade nominal em cerca de 10% ou mais. Inversamente, em tempo frio é possível obter uma saída mais alta de uma turbina a gás, desde que ela esteja acoplada a um alternador suficientemente grande. Este aspecto é considerado como uma vantagem em lugares onde a demanda de inverno de eletricidade excede a demanda de verão. Outros fatores que afetarão a saída máxima de uma turbina a gás são a qualidade do combustível utilizado e o arranjo da tubulação para o ar de entrada e para os gases de escape; tubulações longas ou complexas induzirão altas perdas de pressão e desta forma reduzirão a saída de potência.

À parte destes fatores, os quais afetarão a saída máxima que poderia ser obtida de uma turbina a gás, existem outros fatores que afetarão a saída máxima aconselhável. Uma turbina que é esperada a funcionar continuamente, com um grande número de horas entre os reparos, não deve alimentar cargas elevadas, como uma turbina idêntica usada para serviços de emergência ou de carga de pico. O número de partidas e paradas programadas também influenciará a carga máxima aconselhável a ser imposta sobre uma turbina a gás; assim, também será a qualidade do combustível usado e a vida requerida da planta. O grau recomendado de perda de capacidade nominal requerida para tolerar estas várias circunstâncias variará entre um fabricante e outro, e de acordo com o projeto da planta. O principal fator técnico de limite que deve ser considerado é o "tempo de duração" das partes submetidas a altas temperaturas, as rodas e as pás da turbina. Grupos de longa duração podem se projetados para uma vida (sem reforma) acima de 100000 horas e grupos de vida curta para, talvez, somente

10000 horas. O propósito de redução da capacidade nominal é de reduzir as temperaturas de trabalho e desta forma prolongar a vida sem que haja necessidade de reforma.

Um fabricante de uma turbina associada com um motor a jato de aeronave simples classifica sua planta à 12,4 [MW] para carga de pico e 8,7 [MW] para carga contínua, uma redução de 30%, ambas na base de 15°C de temperatura ambiente. Um outro fabricante de um tipo semelhante de planta requer apenas uma redução de 20%. Nestes casos, o grau de redução da capacidade nominal está ligado a um período especificado entre as revisões (por exemplo, no segundo caso citado acima ele é para 10000 horas para carga de pico e 8000 horas para carga contínua). Entretanto, o número de partidas também pode influenciar a classificação de uma planta de turbina a gás. Por exemplo, um fabricante sugere os seguintes tempos entre revisões para um número correspondente de partidas para uma unidade de 20 [MW]:

1800 horas entre revisões/1800 partidas

2400 horas entre revisões/1500 partidas

8000 horas entre revisões/ 10 partidas

O período entre as revisões pode ser prolongado somente se o número de partidas for reduzido.

Ao se fixar o serviço máximo de uma turbina a gás, é aconselhável procurar a orientação dos fabricantes, na luz do esperado regime de carga, arranjo da planta e as condições climáticas locais. Com todos os fatores complexos mencionados, será entendido que se designará classificações máximas bastante diferentes às plantas idênticas instaladas em locais diferentes para cumprir serviços diferentes.

2.4.9 RENDIMENTO

Termodinamicamente, um motor de calor pode conseguir altos rendimentos somente se a temperatura da admissão de calor for alta e se a temperatura da rejeição de calor for baixa. A turbina a gás de ciclo simples satisfaz o primeiro requerimento, mas não o segundo, e a principal fonte de perdas neste tipo de planta está nos gases de escape. O uso de recuperadores pode reduzir estas perdas e elevar o rendimento, porém o gasto de se fazer isto só pode ser justificado às vezes. Em geral, é verdadeiro dizer que o rendimento de uma planta de turbina a gás pode variar sobre uma faixa bem ampla de acordo com o tamanho da planta, temperatura de entrada da turbina e grau de sofisticação do ciclo. Como com outras centrais, é possível negociar dispêndios de capital para economia de combustível. Os rendimentos totais (baseados no poder calorífico líquido e Kilowatt horas enviados) normalmente residem entre 15 e 23% para plantas de ciclo aberto simples e entre 21 e 27% para plantas de ciclo aberto recuperativo. Rendimentos ainda maiores, até 32 ou 33%, são obtíveis a partir de elaboradas plantas de dois ou três eixos com inter-refrigeradores, recuperadoras e reaquecimento (as plantas de ciclo fechado também podem atingir rendimentos de até cerca de 33%). Desta forma, será visto que um alto grau de sofisticação pode resultar em rendimentos os quais se aproximam daqueles obtíveis a partir de plantas Diesel, porém nem sempre é econômico objetivar rendimentos que excedam cerca de 25%.

O rendimento é sensível à temperatura ambiente, às perdas de pressão na tubulação de ar e gás, à carga da planta. Máquinas com turbinas compressoras separadas (eixo múltiplos) dão rendimentos de carga parcial relativamente melhor do que máquinas de eixo simples, porém as turbinas a gás geralmente têm desempenho de carga parcial relativamente pior do que os Diesel, particularmente a cargas

muito leves. Embora a altitude afete a saída, ela tem pequeno efeito sobre o rendimento.

2.4.10 RESPOSTA DE CARGA

Devido à carga armazenada de gás na câmara de combustão, a turbina a gás é mais lenta para responder a variações de carga do que o motor Diesel, com o resultado de que a regulação é menos sensível e as variações de frequência transitórios tenderão a ser maiores. Isto é assim, particularmente, com máquinas de eixo múltiplo mas, normalmente, é apenas uma pequena desvantagem. Entretanto, para lidar com repentina perda de carga, os gases são, às vezes, despejados como resíduo no meio de uma derivação em torno da turbina. Às vezes, também, o disjuntor do gerador é intertravado com o suprimento de combustível para a câmara de combustão, de forma que a abertura do disjuntor automaticamente cortará o suprimento de combustível, desta forma, contrariando a tendência da turbina de se acelerar.

2.4.11 REQUERIMENTOS DE ESPAÇO

As turbinas a gás são muito leves e compactas e requerem apenas as fundações mais simples nos tamanhos menores de grupo de geração. O peso por HP varia amplamente de acordo com a fabricação, tipo de planta e classificação de carga. Expressos em termos de classificação contínua, os pesos da turbina a gás, compressor e câmara de combustão podem variar de menos de 0,454 kg/HP até cerca de 5 kg/HP de acordo com a fabricação. Normalmente, pode-se esperar que o espaço de solo requerido para uma completa central geradora de turbina a gás resida entre 0,93 e 0,09 [m²] por kilowatt instalado, e o conteúdo cúbico da estação de força poderia residir entre 0,2 a 0,4 [m³] por kilowatt instalado, porém as plantas móveis são obtíveis para espaço e área ainda menor.

2.4.12 DISPONIBILIDADE DOS MERCADOS EM TERMOS DE CENTRAIS QUE UTILIZAM DA TURBINA A GÁS

O mercado internacional é extremamente competitivo em termos de centrais que se utilizam da turbina a gás e cobre um grande número de modelos de turbinas numa faixa de potência que varia entre 180 kW a 140000 kW, com velocidades de 53000 a 3000 rpm respectivamente.

Para fins deste estudo as máquinas de interesse vão desde 180 kW (53000 rpm) a 45000 kW (5400 rpm). Essas turbinas tem sido muito aplicadas para geração de energia elétrica em concessionárias, em cogeração industrial, para acionamento de compressores em refinarias, etc. As câmaras de combustão individuais são integradas ao corpo da turbina e, em geral, podem queimar GLP, óleo combustível de baixa viscosidade. A temperatura máxima dos gases de entrada destas turbinas varia de 800°C a 1100°C, respectivamente, para as unidades menores e maiores. Em termos de rendimento, este varia de 18 a 35% sendo este último referente às maiores.

No Brasil, várias empresas se capacitam a fornecer centrais que se utilizam da turbinas a gás, entretanto, sabe-se que as turbinas em si, são todas importadas devido à falta de tecnologia. O índice de nacionalização de uma central completa varia de um fornecedor para outro.

As empresas que se declaram aptas para o atendimento deste mercado são:

- Asea Brown Boveri
- CBC
- Caterpillar
- General Eletric
- Hispano Suiza
- Konesberg
- Dresser Power
- Mecânica Pesada

- Rolls Royce
- Star Business
- Westinghouse
- CEC - STR

Estas empresas ou consórcios possuem o mesmo leque de modelos e faixas de potência que suas matrizes no exterior e, portanto, basta que as mesmas sejam acionadas, para o pleno atendimento do mercado nacional.

2.4.13 A OPORTUNIDADE PRESENTE

As recentes descobertas de gás natural no país e os novos desenvolvimentos que vêm ocorrendo com a turbina a gás, justificam a necessidade de considerar a possibilidade de geração de energia elétrica, utilizando-se a turbina a gás. Além disso, como já foi dito, existe a possibilidade de queima de outros combustíveis.

Não há dúvida de que a pretensão deste estudo é considerar esta hipótese de geração de energia, porém, é também necessário que maiores estudos sejam realizados, sobretudo no que se refere a:

- tecnologia da turbina a gás;
- adaptação local, carga e transporte;
- custos de capital;
- custos de operação;
- combustíveis de melhores aplicações (neste caso convém analisar a garantia de suprimento e a qualidade do combustível);
- etc.

2.5 PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS

2.5.1 BREVE HISTÓRICO E ASPECTOS GERAIS

A primeira usina hidroelétrica implantada no Brasil foi em Diamantina (MG), em 1883. Chamava-se usina Ribeirão do Inferno e fornecia energia elétrica para atividades de Mineração, através de dois geradores de 6 kW cada.

Em 1886, também para fins de Mineração, inaugurou-se a usina hidroelétrica Ribeirão dos Macacos de propriedade da "CIE DES MINES D'OR DU PARIS", localizada em Honório Bicalho, atual município de Nova Lima (MG). A potência instalada era de 370 kW.

Em 1888, foi fundada a Companhia Mineira de Eletricidade em Juiz de Fora (MG) e em 1889 foi inaugurada a primeira hidroelétrica brasileira para atendimento público. A usina chamava-se "Marmelos-zero" e possuía dois geradores de 125 kW cada.

Em 1900, a potência instalada nas usinas hidroelétricas brasileiras já era de 5500 kW.

A partir deste mesmo ano, as hidroelétricas se difundem rapidamente e várias localidades passam a ser atendidas por companhias de eletricidade.

A seguir, é apresentada na Tabela 2.4, um histórico da potência instalada no Brasil até 1952.

ANOS	POTÊNCIA INSTALADA [kW]		
	TÉRMICA	HIDRÁULICA	TOTAL
1883	52	—	52
1889	3.143	1.475	4.618
1900	6.585	5.500	12.085
1910	21.996	137.864	159.860
1920	77.825	279.378	357.203
1930	148.752	630.050	778.802
1910	231.531	1.009.346	1.243.877
1941	242.243	1.019.015	1.261.258
1942	247.022	1.060.646	1.307.668
1943	248.273	1.067.063	1.315.438
1944	257.239	1.076.969	1.334.208
1945	261.806	1.079.827	1.341.633
1946	280.738	1.134.245	1.414.983
1947	282.973	1.251.164	1.534.137
1948	291.780	1.333.516	1.525.335
1949	304.331	1.430.850	1.735.191
1950	316.830	1.536.177	1.883.007
1951	355.190	1.584.756	1.939.946
1952	372.388	1.602.627	1.975.015

Tabela 2.4 - Histórico de potências instaladas no Brasil.

As pequenas centrais hidroelétricas no Brasil, como em outros países, foram implantadas para suprirem cargas isoladas como algumas poucas dezenas de kiloWatts, sendo que por ocasião da implantação das primeiras, era a demanda sempre inferior à capacidade de suprimento.

Conforme o Manual de Pequenas Centrais Hidroelétricas da ELETROBRÁS, em 1941, o Brasil contabilizava 888 pequenas centrais em operação com menos de 1000 kW.

As centrais hidroelétricas, tal como os outros

tipos de centrais, apresentaram aumentos sucessivos em suas capacidades instaladas.

Quando o Brasil começou se preparar para entrar em fase de industrialização nas décadas de 40 e 50, ocorreu o planejamento e construção das centrais de médio e grande porte.

Em 1963, quando então o governo brasileiro recebeu um estudo encomendado da "Canambra Engeneering Consultants Limited", as centrais de pequeno porte foram deixadas de lado pelo fato de que seus custos eram consideravelmente mais elevados e haviam aproveitamentos de médio e grande porte extremamente atrativos em termos econômicos. Era, então, o efeito de escala o principal inimigo das PCH's. Entretanto, o esgotamento dos grandes e médios aproveitamentos, os crescentes custos associados aos novos aproveitamentos, os impactos ambientais e sociais e os altos investimentos necessários motivaram a retomada dos estudos de PCH's.

Em meados da década de 70, a ELETROBRÁS e demais concessionárias fomentaram estudos que envolveram escolas de engenharia, fabricantes tradicionais de equipamentos afins e empresas de engenharia consultiva. Como resultado, foram redigidos manuais de projetos e construções para pequenas centrais. Este passo pode ser considerado como a retomada das PCH's no Brasil.

A hidroeletricidade pode ser aproveitada, principalmente, em regiões de relevo adequado e com elevados índices pluviométricos. A existência de cursos d'água perenes representam, em termos de potencial de geração de energia elétrica, uma excelente oportunidade para a instalação de centrais hidroelétricas.

Mesmo que uma região apresente um grande potencial hidroelétrico, isto não significa que seus aproveitamentos sejam economicamente viáveis. Como exemplo, o interior do país possui um elevado potencial hidroelétrico e

embora com cursos d'água com grandes volumes de água, muitos apresentam um relevo não muito adequado, ou seja, com baixas quedas. Isto é tendencioso a altos custos de investimentos.

As vantagens de uma central hidroelétrica são muitas e principais são:

- não causa poluição;
- utiliza uma energia renovável e perene;
- seu "combustível", a água é praticamente gratuito;
- possui tecnologia consolidada;
- possui baixos custos de operação e manutenção;
- seus custos de construção possuem elevada participação da moeda nacional;

Suas desvantagens não podem ser generalizadas e, portanto, devem ser consideradas caso a caso. Neste contexto, a área inundada específica de um aproveitamento pode ser considerada como uma desvantagem, pois isto pode muitas vezes representar elevados custos ambientais, sociais e de investimentos.

Em relação ao acionador primário, "Turbina Hidráulica", pode-se dizer que a mesma é simples, eficiente, confiável e durável. Pode ser facilmente operada e requer pouca manutenção, geralmente, com baixos custos.

Os custos de investimentos dependem fortemente do local do aproveitamento que é determinado pelas características naturais, o que faz com que muitas vezes haja necessidade de transmitir esta energia. Os custos de transmissão devem ser incorporados aos custos da central, visto que é necessário comparar a alternativa hidroelétrica com as alternativas térmicas e de carga. Isto muitas vezes pode ser uma grande desvantagem.

O tempo de construção de uma central

hidroelétrica em relação às opções térmicas também é elevado e a disponibilidade energética é variável entre períodos secos e de chuva. Uma outra desvantagem pode surgir quando os históricos de vazões, relativos ao local do aproveitamento não são conhecidos ou são insipientes às necessidades de projeto.

Uma visão do atendimento energético do mercado pode muitas vezes ser empregada, fazendo com que se instale uma potência compatível com o mesmo. Entretanto, como é a natureza que determina a potencialidade hidroenergética, muitas vezes é esta potencialidade que determina o mercado. Este último ponto de vista representa uma visão desenvolvimentista e, portanto, o fato de que uma hidroelétrica possa muitas vezes ser realizada superando as necessidades de carga, não pode ser considerada como desvantagem. É bom lembrar que em outros tipos de centrais a capacidade instalada é projetada para se adequar as necessidades das cargas e isto nem sempre é possível no caso das hidroelétricas.

Os projetos hidroelétricos podem tomar muitas formas em suas concepções básicas, na quantidade e tipo de turbinas e nas obras civis. Assim, é conveniente esclarecer os aspectos técnicos mais relevantes, o que será feito na sequência.

2.5.2 HIDROLOGIA

Todos os prognósticos sobre as vazões em um determinado sítio hidrológico são feitos estatisticamente e a quantidade de água disponível necessita assim de uma previsão precisa, incluindo a vazão média e também as suas prováveis variações de estação do ano e de ano a ano.

As medições necessárias devem ser realizadas em postos pluviométricos selecionados adequadamente ao longo dos cursos d'água principais e seus afluentes.

Para que se tenha uma maior confiabilidade na série hidrológica seria desejável que fossem conhecidas as vazões ao longo de 30 anos ou mais. Quanto maior este período, mais confiável estatisticamente serão os projetos hidrelétricos. Na realidade, isto raramente será possível, pois a maioria dos estados têm dado pouca importância ao estabelecimento dos postos pluviométricos necessários à exploração futura destes recursos naturais. Como este tempo é longo e os políticos em geral são imediatistas, o que se vê na prática são muitos possíveis aproveitamentos, sem os dados hidrológicos compatíveis com riscos menores.

Usualmente, quando os dados hidrológicos disponíveis são insuficientes e existe uma certa urgência na realização do empreendimento hidroelétrico, é possível empregar em tais casos algumas aproximações das vazões esperadas por analogia às áreas de captações vizinhas nas quais tais dados estejam disponíveis, permitindo-se tolerâncias para as diferentes configurações de terrenos, geologia, vegetação e precipitação pluvial. Estas configurações, geralmente, são conhecidas, caso contrário, o ponto de partida deverá ser o conjunto de informações sobre as chuvas (estas informações são conhecidas na maioria das vezes). Por estas informações e pelo uso de fórmulas de recorrência que relacionam a precipitação pluviométrica com o escoamento em função da geologia local e vegetação é possível obter alguma aproximação.

Quando isto é feito, deve haver um processo de checagem que inclui os dados hidrológicos disponíveis ou coletar alguns durante o período do estudo. Assim, mesmo a experiência recomenda uma margem de segurança que se refere apenas a uma exploração parcial do sítio hidrológico.

2.5.3 CLASSIFICAÇÃO DA CENTRAIS

O Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PNPCH), lançado pelo DNAEE e ELETROBRÁS em 1982, reconhece as seguintes categorias de centrais.

POTÊNCIA (kW)	CLASSIFICAÇÃO
até 100	Microcentrais hidroelétricas
de 100 a 1000	Minicentrais hidroelétricas
de 1000 a 10000	Pequenas centrais hidroelétricas

Tabela 2.5 - Categorias de Centrais Hidroelétricas

Com relação à queda, estas centrais podem ser classificadas como mostrado na Tabela 2.6:

ALTURA (m)	CLASSIFICAÇÃO ⁷
acima de 200 m	alta queda
de 20 a 200 m	média queda
abaixo de 20 m	baixa queda

Tabela 2.6 - Classificação com relação a queda

As centrais também se classificam como segue:

- a) centrais a fio d'água, quando a vazão mínima do rio é igual ou maior que a água necessária à potência instalada.
- b) centrais de acumulação, com regularização diária. Quando a vazão mínima é menor que a água necessária à potência instalada.

Esta classificação [ref. 13] se refere à capacidade de regularização do reservatório e o fato de no

⁷ [ref. 14]

item b anterior ter-se referido à regularização diária é porque se consideram volumes reduzidos de armazenagem de água no reservatório, entretanto, em regiões muito planas isto não é válido.

2.5.4 ENERGIA PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA

Em esquemas fio d'água ou em esquemas com pouca armazenagem de água, a potência gerada poderá variar consideravelmente com as estações e a energia firme que pode ser gerada durante o ano todo é conhecida como energia primária. Esta energia firme estará limitada à vazão mínima da época de seca. No caso de um esquema de armazenamento, a energia primária será maior, conforme a sua capacidade de armazenagem de água proveniente da estação chuvosa, a qual é usada para complementar a vazão natural da época de seca.

Além da energia primária, existe uma energia que pode ser gerada além dela, ou seja, uma energia excedente sazonal definida como energia secundária. Esta energia somente estará disponível em algumas partes do ano.

2.5.5 POTENCIAL ENERGÉTICO

Para se obter energia útil da água, é necessário uma vazão e uma queda disponível. A quantia de energia que pode ser extraída de qualquer vazão e queda particulares é dado pela seguinte fórmula:

$$P = 9,81 Q \cdot H \cdot \mu \quad [\text{kW}] \quad (2.2)$$

Onde:

Q - vazão em m^3

H - queda disponível em metros

μ - rendimento total da turbina e gerador

Naturalmente, existem as perdas por atrito nas tubulações e turbinas o que faz com que a queda disponível seja menor que a queda aparente.

O rendimento μ normalmente varia entre 70 e 90%, obtendo-se o limite superior somente a plena carga.

2.5.6 PERDAS DE ÁGUA

Devido à evaporação e infiltração podem existir estas perdas, mas com boas condições geológicas e pequenos espelhos d'água estas perdas são relativamente pequenas.

2.5.7 SEDIMENTAÇÃO

Alguns rios transportam grandes quantidades de sedimentos especialmente durante suas cheias. Se o silte é abrasivo poderão ocorrer severos desgastes nos rotores das turbinas hidráulicas e a deposição cumulativa de silte num reservatório pode gradualmente reduzir a sua efetiva capacidade de armazenagem de água. Onde isto for possível deve-se avaliar os custos estimados de produção de energia considerando-se uma tolerância correspondente. Os custos de limpeza geralmente são muito elevados e se isto ocorre periodicamente, pode comprometer seriamente a viabilidade econômica do sítio hidrológico.

2.5.8 TIPOS DE TURBINAS HIDRÁULICAS

No início da utilização da energia hidráulica o objetivo era transformar diretamente a energia potencial em energia mecânica, sem passar por sua transformação em energia de pressão. A máquina que se empregava era a roda d'água, cujo conjugado motor era produzido unicamente pelo peso da água contida em compartimentos da sua parte periférica, com que se

transformava diretamente a energia potencial em mecânica.

Uma turbina hidráulica é fundamentalmente diferente de um roda d'água, porque na turbina, a energia é utilizada na forma de pressão e esta pressão é sempre maior que a atmosférica.

As turbinas basicamente são de dois princípios de funcionamento:

a) Turbinas de ação ou impulsão

São turbinas que seus rotores trabalham à pressão atmosférica e suas pás são acionadas por choque direto da água sobre suas pás. Empregam a ação das pás sobre a água para variar a direção da velocidade.

b) Turbinas de reação

São turbinas que utilizam a variação da magnitude da velocidade (aceleração) para exercer uma força sobre as pás. Os rotores correspondentes trabalham com pressões inferiores à atmosférica.

Na realidade não existem turbinas puramente de reação, porque parte da energia sempre ocorrerá na forma de choque da água com as pás dos rotores.

As turbinas de ação podem ser dos tipos:

- roda Pelton;
- turbina Michell-Banki.

As turbinas de reação podem ser dos tipos:

- hélice (inclinação das pás é fixa);
- Francis.

Turbina Pelton:

As turbinas Pelton consistem de um rotor que gira à pressão atmosférica, movendo-se devido ao impacto de jatos d'água em sua pás, provenientes de tubulações.

O número de componentes deste tipo de turbina é muito reduzido em relação aos outros tipos de turbinas, estando limitado ao rotor e à tubulação.

O rendimento geralmente é elevado 90% ou mais, sendo que o rendimento varia muito pouco com a carga. Podem funcionar com até 20% da carga nominal. Pode ter um ou mais injetores.

Pode ser usada para quedas de 100 a 1700 m, sendo que a vazões muito pequenas para este último valor. É pouco aplicado para baixas quedas.

Turbina Michell-Banki:

A turbina Banki é de uma classe mais ou menos intermediária entre a roda Pelton e a turbina Francis. A água golpeia o rotor duas vezes, primeiro para dentro e, então, para fora, descarregando a partir do lado oposto. Dividindo-se a turbina em dois compartimentos à 1/3 da extensão do rotor. O fluxo pode ser usado em terços e pode desta forma trabalhar numa ampla faixa de vazão sem variação excessiva do rendimento. As turbinas Banki podem lidar com quedas que variam de 2 a 200 metros e com vazões entre 10 litros a 5 m³/s. A correspondente faixa de saída de potência é de 1 a 1000 kW. O rendimento médio situa-se em torno de 70%.

TURBINA FRANCIS:

As turbinas Francis são clássicas em suas utilizações para grandes aproveitamentos hidroelétricos, mas encontram também grande aplicabilidade em pequenas centrais. Como já foi dito, são turbinas de reação e podem ser com caixa aberta para quedas menores que 10 metros e com caixa

espiral para quedas maiores.

Pequenas unidades geralmente operam com o eixo na posição horizontal por facilidades de instalação e manutenção do gerador correspondente. Quando se opera com o eixo vertical, o gerador fica instalado acima do nível máximo da água de jusante.

TURBINAS HÉLICE:

As turbinas hélice são geralmente aplicáveis para altas vazões e baixas quedas (na faixa de 2 a 18 m). Seu campo de aplicação abrange turbinas de 50 a 5000 kW.

Uma variante deste tipo de turbina é o tipo Kaplan, que pode variar a potência de saída através da regulação da abertura de suas pás.

Para instalações de baixa queda foi desenvolvido uma forma de turbina hélice muito conveniente, compacta e barata, conhecida como grupo "bulbo". Esta é uma máquina de fluxo axial, diretamente acoplada a um alternador numa câmara impermeável submersa, sendo a máquina toda montada ou na própria represa ou num tubo sifão que passa sobre a represa. Este tipo de turbina foi originalmente desenvolvido, numa forma adaptada para fluxo reversível, para o projeto francês no Rio Rance, porém se verificou que o projeto básico era particularmente adaptável para instalações de pequena escala. Pequenos grupos bulbo, operando a velocidades que variam de 150 a 500 rpm, são disponíveis para operação sob quedas que variam de 2 a 15 metros, e desenvolvem de 50 a 500 kW. Para centrais de baixa queda onde existem variações bem amplas de queda ou carga, a turbina Kaplan é útil, esta é uma turbina hélice com pás móveis, possibilitando que elas sejam assentadas a tal ângulo que se obtenha o melhor rendimento possível para as quedas disponíveis e carga. Outros tipos de turbinas hidráulicas também são disponíveis, as quais são tendenciosas a "Layouts" compactos e relativamente baratos, envolvendo um mínimo de

obras de engenharia civil.

O tipo mais adequado à cada aplicação merece um estudo de especialistas, os quais estarão aptos a selecionar qual o tipo, potência e número de turbinas para cada aproveitamento específico.

2.5.9 POTÊNCIA E ENERGIA DE UM APROVEITAMENTO HIDROELÉTRICO

É necessário considerar separadamente a saída de energia (kWh) e a saída de potência (kW).

A saída de kWh que pode ser gerada num determinado período de tempo que dependerá da quantidade total de água turbinada durante este período e da queda disponível. O valor desta energia deve ser especificado em base estatística considerando períodos secos, médios ou chuvosos num período mínimo de um ano.

A potência gerada em (kW) deve variar entre o valor correspondente a uma vazão estável e com um fator de carga 100% (valor mínimo) e (o valor máximo) correspondente a capacidade de armazenagem, capacidade instalada e pela capacidade da carga em absorver esta potência.

Para centrais de baixa queda (geralmente, do tipo fio d'água) não existe flexibilidade na escolha do fator de carga. Assim, ao contrário das centrais com regulação, uma central de baixa queda requer geralmente grandes vazões com baixas velocidades e isto implica em custos mais elevados em termos de US\$/kW. Para justificar tais centrais é necessário operá-las a altos fatores de carga.

2.5.10 FATOR DE CARGA

O ideal em uma central hidroelétrica é que toda a sua energia gerada possa ser consumida pela carga, considerando a sua máxima capacidade de geração.

Como as cargas geralmente variam ao longo do

dia, existem sobras que não podem ser faturadas. Isto ocorre porque as centrais são construídas para atender um valor previsto de carga e, se este valor é menor que o previsto e não é possível armazenar água, a energia é jogada fora na forma de água.

Assim, o fator de carga afeta fortemente a receita de operação da central hidroelétrica.

2.5.11 DESENVOLVIMENTOS SEQUENCIAIS DE LOCAIS

Quando existem muitos sítios hidrológicos, torna-se necessário priorizá-los conforme as suas atratividades econômico-financeiras, técnicas e políticas. Outras considerações também podem ser feitas, tais como:

- gastos em moedas estrangeiras;
- outras alternativas energéticas locais;
- mercado local para consumo de energia;
- tempo de construção;
- etc.

2.5.12 DISPONIBILIDADE DO MERCADO EM TERMOS DE CENTRAIS HIDROELÉTRICAS

O Parque Nacional de fabricantes de equipamentos para pequenas centrais hidroelétricas é relativamente bom. O atendimento ao mercado tem sido realizado na maioria da vezes por empresas genuinamente nacionais e com tradição, principalmente, no fornecimento de turbinas e outros equipamentos hidromecânicos.

Entre os vários fabricantes podem-se citar três já bem conhecidos:

- Wirz - Funciona desde 1920 no Rio Grande do Sul.
- Hidráulica Industrial - Funciona desde 1950 em Santa Catarina.

- Jomeca - Funciona desde 1925 em São Paulo.

É de conhecimento geral entretanto, que a Indústria Nacional necessita de maior desenvolvimento tecnológico na área, principalmente no que se refere à regulação e aos rendimentos das turbinas.

No Brasil existem fabricantes nacionais de pequeno e médio porte com uma boa experiência em pequenas turbinas francis, outros, entretanto, através de licenças de fabricantes europeus que dispõem de maior experiência no ramo têm colocado à disposição do mercado máquinas mais modernas. Existem também multinacionais que dispõem do "Know-How" de suas matrizes no exterior e são capazes de atender qualquer porte de centrais.

Outra possibilidade para o mercado é a importação integral dos equipamentos prontos e para isto basta que os fabricantes realizem o fornecimento ligado à abertura de crédito bancário no exterior.

Com relação à engenharia de projetos e construção de hidroelétricas, o Brasil possui uma das melhores do mundo e, portanto, capaz de atender às necessidades próprias.

CAPÍTULO 3

NATUREZA E COMPONENTES DOS CUSTOS DE CENTRAIS ELÉTRICAS

3.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

Por ocasião de uma tomada de decisão a respeito do tipo de central elétrica que se pretende adotar para se gerar energia elétrica, um dos principais fatores de influência é, sem dúvida, o custo. É evidente que a escolha pode passar por circunstâncias dominantes, tais como considerações técnicas, políticas ou mesmo financeiras.

Em princípio, poder-se-ia dizer que é muito difícil fornecer uma indicação exata da magnitude dos custos envolvidos, sejam os de capital (investimentos) ou os de operação e produção de centrais geradoras de energia elétrica. Isto ocorre porque existem vários tipos possíveis de centrais e para cada tipo existem muitas variantes. Assim, cada tipo e suas variantes diferirão de caso para caso, pois são diversos os fatores que influenciam os seus custos correspondentes.

Na realidade existem faixas de custos de energia elétrica em termos de US\$/kW ou US\$/MWh, respectivamente para os custos de investimentos e custos operacionais. Um exame detalhado dos casos revelaria que os custos de produção teriam uma ampla faixa de variação e os custos de investimentos ou custo de instalação teriam uma menor faixa relativamente ao primeiro.

Para uma maior compreensão, as comparações de custos entre um projeto e outro deverão ter as suas composições de custos conhecidas. Neste caso a confiabilidade é bem maior.

O que acaba de ser citado pode ser facilmente visualizado, através da comparação entre uma central Diesel e

uma central hidroelétrica. Na primeira o custo operacional será extremamente elevado em função do consumo do óleo Diesel e na segunda, o custo operacional é extremamente baixo, pois o combustível é a água.

Em termos de investimento, o custo da hidroelétrica será maior que o custo da central Diesel, mas não na proporção dos custos operacionais.

Quando se comparam custos de centrais em operação há alguns anos, com custos estimados para centrais novas, surgem algumas dificuldades devido as variações dos custos de capital e trabalho envolvidos no empreendimento. Estes variam consideravelmente de tempos em tempos, de um local para outro e de governo para governo.

No caso do Brasil dos últimos tempos, caracterizado por uma série de dificuldades econômicas, tem havido frequentes variações de preços e custos em termos relativos. Mais particularmente, a divisão capital e trabalho tem sido cada vez variável, fazendo com que a participação do primeiro seja crescente em detrimento do segundo. Isto significa que mesmo em curto prazo, os esperados custos fixos, variam em sua amplitude e em sua estrutura percentual, devido fundamentalmente à variação de preços relativos. Isto naturalmente pode ser agravado em virtude de que no Brasil, além da economia estar desorganizada, existem outros problemas associados a práticas imorais e descabidas na administração da verba pública.

Os custos de uma central antiga podem diferir muito dos custos estimados para uma nova central, mesmo que as condições de execução das mesmas sejam muito semelhantes. De fato, no Brasil que teve a sua moeda drasticamente desvalorizada nos últimos anos, os custos de produção que são cotados numa base de encargos de capital reconhecido sobre o custo depreciado da central, podem passar uma impressão enganosa e geralmente muito otimista. Isto ainda é uma prática usual no país, isto é, se uma usina que

custou a 10 anos atrás 500 US\$/kw ou que produzia sua energia na base de 10 mills/kwh, diz-se que a mesma era muito barata, sem se questionar a relação da economia da época com a economia de hoje.

Uma outra dificuldade é a falta de padronização contábil, isto é, diferentes proprietários adotam diferentes sistemas de contabilização dos custos, com diferentes avaliações de bens e taxas de interesse.

Considerando-se ainda a extensão do território nacional e as zonas de incentivos fiscais, pode-se facilmente verificar a forte variação de custo dos transportes e encargos legais.

É bom ficar bem claro que os problemas anteriormente citados são relativamente complexos e, em termos econômicos, as explicações remetem a um estudo mais aprofundado que deve considerar, em relação às usinas antigas, os seguintes elementos:

- Natureza do investimento;
- A escala do investimento;
- A variação da taxa de interesse real de um investimento para outro;
- O tipo do modelo de depreciação: se linear, geométrico ou outro qualquer;
- O local da instalação;
- etc.

Assim, os custos que são citados servem apenas para mostrar as ordens de grandezas envolvidas e a configuração de suas variações em termos dos parâmetros básicos usados. Não se alega nenhuma universalização ou mesmo regionalização dos custos e também não se pode sugerir que os mesmos sejam médios. Entretanto, a fim de que seja possível discernir algum tipo de composição de custos, convém admitir-se condições idênticas nos seguintes aspectos:

- 1 - Não considerar impostos ou encargos de importação de situações prodominantemente conjunturais;
- 2 - Não considerar variações da capacidade nominal de uma usina devido à altitude, umidade e temperatura;
- 3 - Deve se considerar uma mesma taxa de interesse em % ao ano;
- 4 - Devem ser consideradas usinas elétricas, possuindo grupos geradores do mesmo porte e mesma performance.

Quando a usina se encontrar muito distante dos fabricantes haverá um fator de multiplicação ditado principalmente pelo custo do transporte. O estágio de desenvolvimento do local remoto também pode sugerir um outro fator, pois muitas vezes não existe mão-de-obra local, até para a construção civil.

É possível que, muitas vezes mesmo que o custo de uma usina remota seja o dobro ou o triplo da mesma usina instalada em um outro local qualquer, o interesse político e econômico, visto pelo lado do aproveitamento de suas riquezas locais, seja mais relevante para a usina remota [ref. 15]. Esta visão incorpora os benefícios sociais à análise econômica, visto que a técnica econômica convencional não é capaz de vislumbrar tais benefícios.

A região amazônica é um exemplo típico da necessidade de se conjugarem os benefícios sociais aos econômicos. Assim, é extremamente difícil comparar apenas pela ótica dos benefícios econômicos, as usinas instaladas em regiões remotas com as instaladas em regiões não remotas.

Os custos de capital ou de produção podem ser enganosos e diz-se que os custos típicos de uma usina, representam apenas uma indicação aproximada, não lhes cabendo algumas atribuições que não lhes são de direito. Certos custos típicos são utilizados às vezes para inviabilizar certas usinas, mas isto é uma forma muito simplista, pois não compara os benefícios sociais.

3.1.1 CUSTOS DE INVESTIMENTOS

Estes custos referem-se a todos os investimentos incorridos desde a fase de projeto até o instante em que se inicia a operação da central.

Também conhecidos como custos de capital, estes consistirão dos seguintes componentes:

- 1) Custos de equipamentos e materiais: estes compreendem os custos de todos os equipamentos da central, a nível F.o.b.;
- 2) Custos de construção civil: compreendem os custos de fundações, edificações e todas as possíveis obras civis necessárias à construção da central;
- 3) Custos de transporte incluindo fretes, seguros e encargos de carga e descarga;
- 4) Custos de terra: são os custos de aquisição dos terrenos para a obra e a operação da central;
- 5) Custos de engenharia: referem-se aos custos de projetos, especificações, inspeções, supervisões, comissionamento e planejamento geral do projeto e da obra;
- 6) Juros durante a construção;
- 7) Custos de seguros durante a construção;
- 8) Custos outros: são custos tais como os de contingências, seguros e reserva técnica;
- 9) Custos com impostos indiretos e taxas alfandegárias.

3.1.2 CUSTOS DE PRODUÇÃO

Também conhecidos como custos operacionais, estes apresentam as seguintes componentes:

- a) juros do financiamento total de capital ou interesse do investimento;
- b) aluguéis, taxas ou impostos pagos de forma periódica;

- c) salários e obrigações sociais sobre o trabalho;
- d) serviços de manutenção e reparos;
- e) óleo lubrificante;
- f) água de consumo da central;
- g) combustível no caso de centrais térmicas;
- h) administração;
- i) depreciação dos bens de capital a uma taxa fixada pela vida útil esperada.

Os custos de produção são expressos em US\$/kWh ou mills/kWh e seus componentes podem ser de dois tipos:

- Custos fixo: é o custo incorrido ano a ano independentemente da energia gerada.
- Custo variável: é o custo que varia em função da energia gerada.

Dos componentes dos custos de produção citados é o custo do combustível o mais fácil de ser entendido como custo variável e os componentes juros, depreciação, aluguéis, taxas ou impostos e salários são claramente custos fixos.

Quanto aos custos de manutenção e reparos, existe uma certa relação com o tipo de central, assim, numa central térmica a gás ou Diesel, pode-se considerá-los como custo variável e numa hidrelétrica ou numa térmica a vapor como custos fixos.

Naturalmente, que esta classificação de custos fixos e variáveis pode muitas vezes causar algum tipo de dificuldade, pois a fronteira não é muita clara. Assim, por exemplo, o custo de administração que é claramente um custo fixo muitas vezes é tratado como uma percentagem dos custos de produção (Fixos + variáveis).

No caso de uma central hidroelétrica todos os custos de produção podem ser tratados como custos fixos, pois como não existe custo de combustíveis, o peso dos demais

custos variáveis são desprezíveis.

Os custos de produção sempre estão relacionados com os fatores de carga da central e com o fator de utilização que são definidos a seguir:

$$F_{uc} = \frac{\text{kWh gerados por ano}}{8760 \times \text{capacidade instalada em kW}} \quad (3.1)$$

onde: F_{uc} é o fator de utilização da central
8760 é o número de horas de ano.

Este fator pode também ser expresso em bases mensais, semanais ou semestrais. O importante é que ele dá uma idéia do grau de produtividade da central. A base anual se deve a prática usual de se tomar os custos em bases anuais.

$$\text{Fator de carga} = F_{ca} = \frac{E}{p_1 t_1 + p_2 t_2 + \dots + p_n t_n} \quad (3.2)$$

Onde:

- E - é o número de kWh produzido num período especificado (mês, ano e etc.)
- p_i - são as potências nominais das unidades geradoras ;
- t_i - são os tempos totais durante os quais cada unidade geradora i está funcionando durante o período especificado

Este fator serve para medir a utilização média da central em operação. No caso de existir apenas uma unidade geradora na central, os fatores de carga e utilização serão iguais.

3.1.3 PORTE E PADRONIZAÇÃO DAS CENTRAIS

Como já referido anteriormente, as pequenas centrais possuem geralmente custos por kilowatt instalados bem mais altos comparativamente aos custos referentes às centrais de maior porte. Este fato só pode ser minimizado através da padronização dos equipamentos eletromecânicos. Esta padronização incentivaria a produção em série e, por conseguinte, também haveria um fator de escala para as diversos conjuntos de pequenas centrais.

A seguir, serão descritos os principais complementos necessários às centrais Diesel, centrais a vapor, centrais a gás e centrais hidroelétricas, além é claro, de seus específicos agentes motores. Naturalmente, que estes complementos implicam em custos de capital e de produção de energia.

Para centrais de pequeno porte é essencial que estes custos sejam limitados, já que não devem ser exigidas elaborações nos seus graus de sofisticação.

3.2 PRINCIPAIS REQUISITOS NECESSÁRIOS À INSTALAÇÃO DE UMA CENTRAL ELÉTRICA

Além de seus respectivos agentes motores, as centrais elétricas requerem certos equipamentos auxiliares e outros trabalhos específicos conforme o caso. Este fato implica em custos adicionais, os quais devem ser considerados durante as estimativas dos custos dos Kilowatts instalados e dos Kilowatt-hora produzidos. De forma simplificada, serão abordados na sequência os principais complementos necessários.

3.2.1 OBRAS CIVIS

Seja qual for o tipo de central, há necessidade de protegê-las contra as ações do tempo. Assim, pelo menos algumas partes das centrais devem ser abrigadas e outras podem, eventualmente ser instaladas a céu aberto. Evidentemente que, quanto mais abrigada forem as partes de uma central, maiores serão os seus custos.

Por necessidade de redução dos custos das obras civis, tem havido uma tendência geral na adoção de construções externas quando possível, mas isto depende fundamentalmente do clima. O mais comum são centrais semi-abrigadas.

No caso das centrais hidroelétricas a natureza das suas obras civis são muito diferentes das centrais térmicas e os custos das obras civis dependerão fortemente da concepção do projeto e do próprio local onde a mesma será instalada. As turbinas e seus respectivos geradores podem ser abrigados dentro da própria barragem, ou podem ser abrigados em uma edificação em separado que pode variar desde um edifício até um simples abrigo rudimentar.

Este último caso é praticado para micro-centrais. Pode-se dizer que as obras civis necessárias e seus respectivos custos para centrais de mesma capacidade instalada, são bem maiores e variados para as hidroelétricas. A participação percentual do custo das obras civis no custo total de uma central também é maior para o caso das hidroelétricas.

A construção semi-abrigada de centrais a vapor possui geralmente a caldeira quase que a céu aberto e os turbogeradores e equipamentos elétricos abrigados, enquanto que, em centrais Diesel ou a gás, os agentes motores podem ser cobertos por abrigos abertos em suas laterais e somente os equipamentos elétricos e os de controle são totalmente abrigados. Este tipo de abrigo não é recomendável para locais

de ventos fortes.

A principal limitação para a colocação de grupos de geração a céu aberto surge das necessidades de manutenção, onde as desmontagens e montagens ficariam prejudicadas. As subestações sim, são na maioria das vezes a céu aberto.

Em pequenas centrais o que é mais geral, são os grupos de geração completamente abrigados em construções bem simples e baratas.

3.2.2 EQUIPAMENTOS E COMPLEMENTOS AFINS

Toda central requer equipamentos de controle, equipamentos para serviços auxiliares, estradas de acesso, às vezes, pontes, etc. O custo de todos estes complementos pode ser muito elevado podendo até inviabilizar economicamente o empreendimento.

Os complementos e facilidades necessários a qualquer central, variará bastante conforme o tipo e o porte da central, porém, alguns dos itens mais importantes são relacionados a seguir.

Facilidades Locais Gerais:

- a) terra;
- b) direitos sobre a água;
- c) estradas;
- d) tanques de armazenamento de óleo;
- e) pátio de armazenamento de combustíveis;
- f) silos para armazenagem de resíduos vegetais;
- g) pequenos complementos.

Os itens a, c e e são aplicáveis a todos os tipos de centrais, enquanto o item b se aplica à hidroelétricas, os itens e e f se aplicam às centrais a vapor

que queimam combustíveis sólidos e o item d às térmicas a vapor com caldeira a óleo.

Equipamento Auxiliar:

- a) equipamento de partida;
- b) sistema de refrigeração (bombas, filtros, tubulações e etc.);
- c) equipamento de manuseio de combustíveis (lenha, carvão e etc.);
- d) secadores de combustíveis;
- e) planta de extração de resíduos da combustão;
- f) planta de tratamento de água;
- g) equipamentos de filtragem de óleos lubrificantes.

As aplicações destes itens são excludentes às hidroelétricas e Diesel, exceto pelos itens g, a e b respectivamente.

Equipamento Elétrico:

- a) transformadores de força;
- b) cabos;
- c) barramentos;
- d) disjuntores;
- e) chaves;
- f) quadros de comando;
- g) para-raio;
- h) transformadores de corrente;
- i) transformadores de potencial.

Estes itens naturalmente são aplicáveis a todos os tipos de centrais.

Serviços e Equipamentos Diversos:

- a) peças de reposição;
- b) almoxarifado;
- c) oficina;
- d) ferramentas;
- e) equipamento contra incêndio;
- f) abastecimento de água;
- g) iluminação;
- h) guindaste e talha.

Estes itens também são aplicáveis a todos os tipos de centrais e o que varia é o grau de sofisticação.

Estas relações estão simplificadas e não incluem integralmente os equipamentos auxiliares e os equipamentos que normalmente são fornecidos conjuntamente com os equipamentos principais das centrais.

Esta idéia geral tem por intuito mostrar que o grau de sofisticação de uma central pode variar em muito e que os custos correspondentes possuem diversos componentes específicos.

3.3 CUSTOS DE CENTRAIS TÉRMICAS QUE SE UTILIZAM DE MOTORES DIESEL

3.3.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

As centrais Diesel apresentam grande aplicabilidade em qualquer região do planeta e em termos de regiões isoladas a sua importância é vital. Pretende-se assim apresentar uma visão geral do problema do estabelecimento de níveis de custos de potência e energia para este tipo de central.

Diferentemente dos outros tipos que serão abordados neste estudo, as centrais Diesel estão instaladas e

operando praticamente em todas as regiões isoladas. Esta situação sem dúvida representa uma boa fonte de informações sobre a experiência local. Entretanto, é preciso considerar cada caso em função das peculiaridades do local da instalação.

Os principais fatores que afetam os custos de uma central Diesel são:

- capacidade instalada;
- regime de operação;
- aspectos de projeto da central.

Outros fatores, tais como velocidade, ciclo de combustível, refrigeração, arranjo, local da instalação, clima, distância dos centros fabricantes, etc., também afetam os custos destas centrais.

3.3.2 CUSTOS DOS KILOWATTS INSTALADOS

A identificação de faixas de custos típicos para este tipo de central é possível escolhendo-se algumas condições comuns para estas centrais, pois seria inconveniente tomarem-se condições muito amplas. Assim, optou-se por um meio termo, onde se acredita que 80% das centrais teriam seus custos abrangidos pela faixa obtida.

Conforme estudo realizado em 1988 e apresentado no 1º Congresso Brasileiro de Planejamento Energético realizado na UNICAMP, sob o título de "custos de centrais Diesel", refeito e atualizado para janeiro de 1990 foram obtidas as seguintes faixas:

POTÊNCIA	US\$/kW
240	700 - 1050
500	660 - 870
1000	575 - 750
2000	525 - 690
3000	535 - 700
4000	590 - 740
5000	655 - 820

Tabela 3.1 - Custos de
potência de centrais Diesel

Estes valores foram obtidos a partir de preços de fabricantes e revendedores e não incluem os custos de obras civis, engenharia, montagens, transporte, juros durante a construção e custos eventuais.

No estudo feito pela ONU, intitulado Small Power System's de 1968, acham-se também algumas curvas típicas de custos de centrais Diesel, as quais, para efeito de enriquecer o estudo, foram atualizadas para janeiro de 1990.

A seguir, é apresentada a Figura 3.1 a qual mostra as tendências gerais de custos.

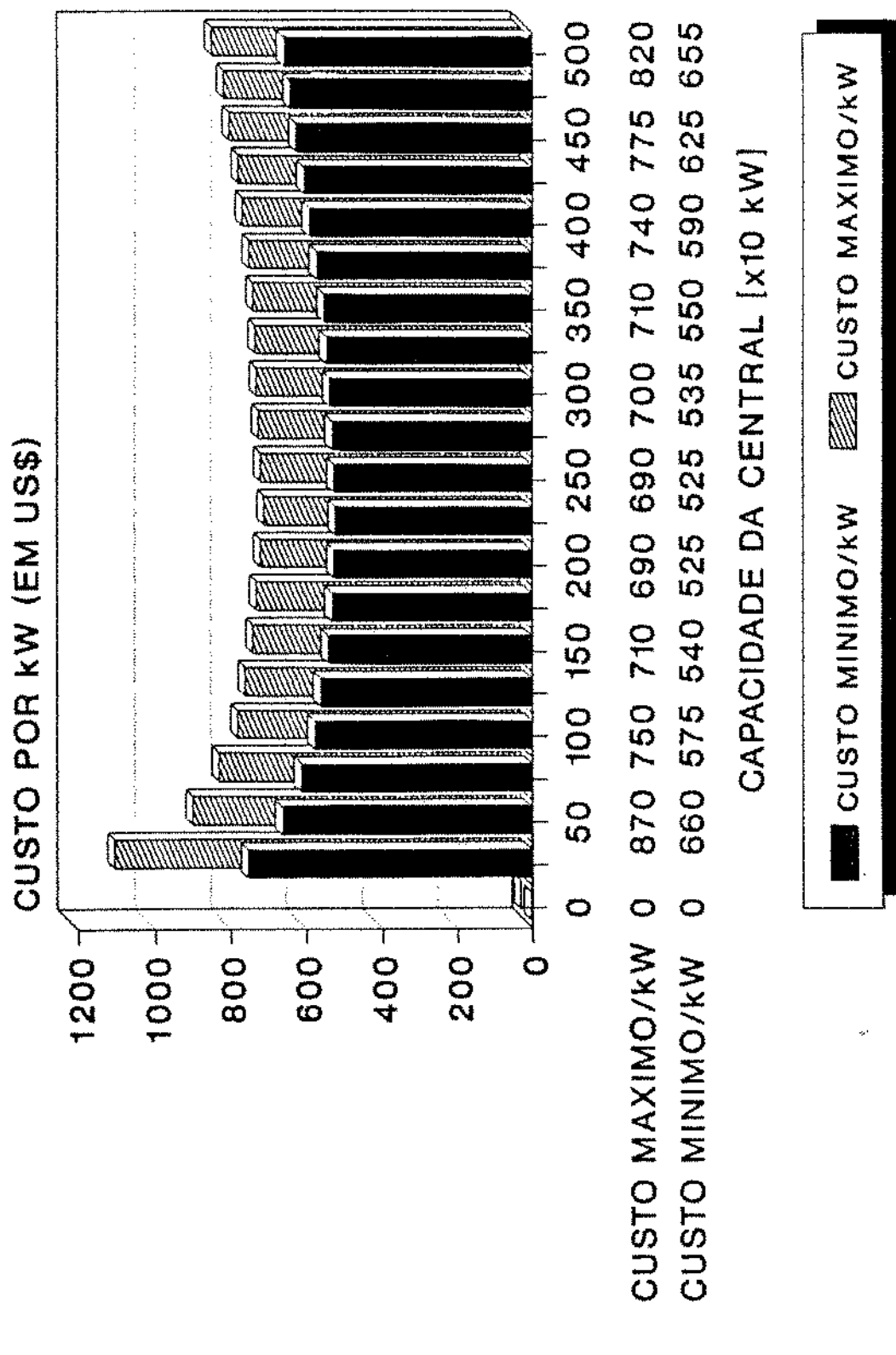


Figura 3.1 - Faixa de Custos Típicos de Centrais Diesel em US\$/kW

3.3.3 CUSTOS DOS KILOWATTS HORA GERADOS

Como em todos os tipos de centrais é necessário reconhecer os custos fixos e variáveis que compõem os custos de produção:

a) Custos Fixos de Produção

Normalmente, o tempo de construção de uma central Diesel variará fundamentalmente em função de seu porte e sofisticação de projeto, porém, para efeito do estudo algo entre 6 a 12 meses atende o intervalo entre o projeto e a operação da central. Deste modo, é necessário determinar os juros durante a construção. É evidente que em sistemas "turn key" é possível reduzir este tempo consideravelmente, porém, o custo deve ser bem avaliado.

Os encargos de capital além do JDC (Juros Durante a Construção), que são função da taxa de juros e do tempo de financiamento devem ser devidamente determinados e inseridos como custos fixos. Outro encargo de capital é a depreciação, normalmente em função de uma vida útil de 10 anos e 15 anos. Aos componentes de custo fixo somam-se ainda os custos de salários e encargos sociais relativos à operação e gerência.

A figura 3.2 dá uma idéia da magnitude destes custos.

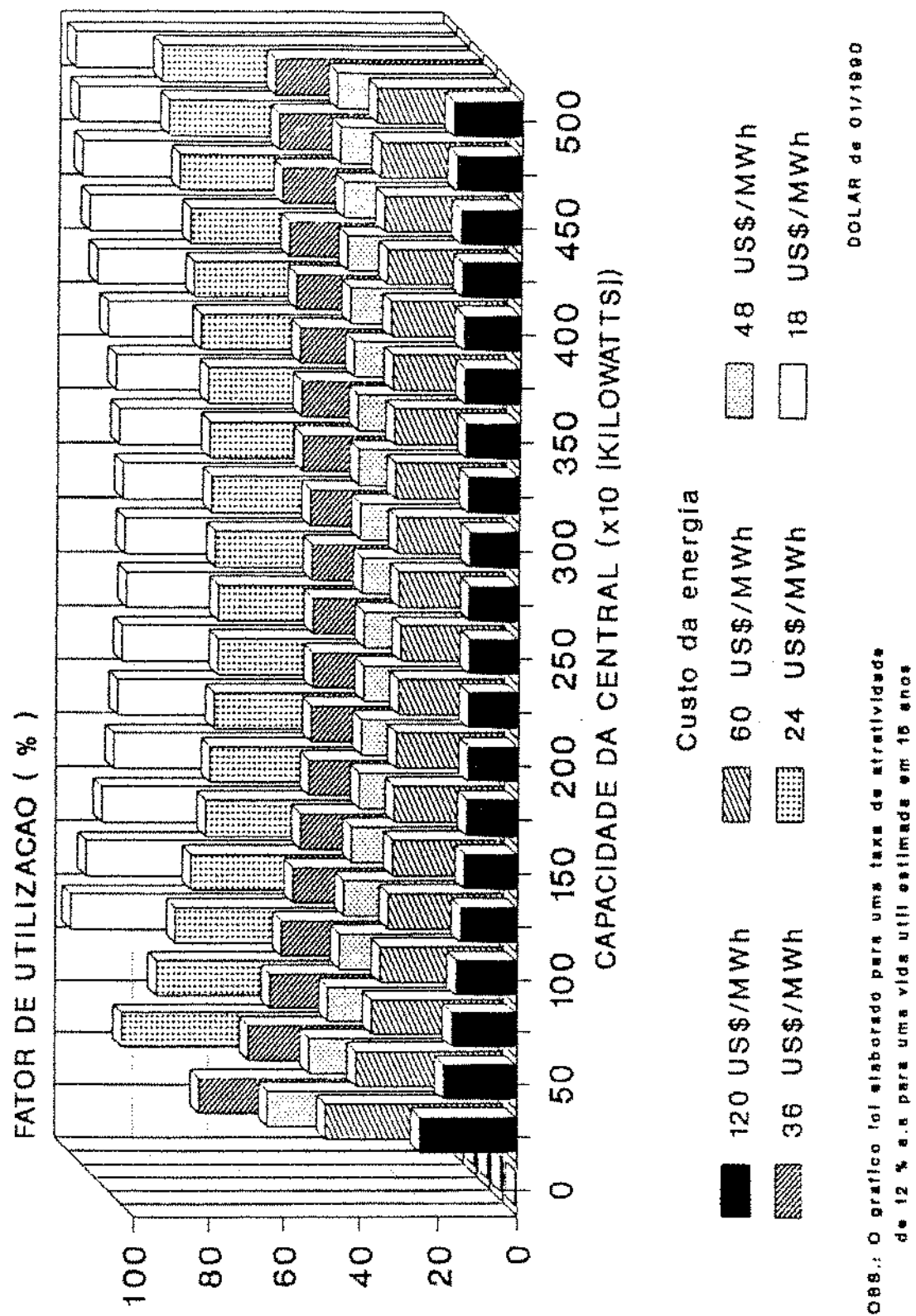


Figura 3.2 - Custos Fixos Típicos de Centrais Diesel

b) Custos Variáveis de Produção

Sem dúvida é o combustível que determina a maior parte do custo variável. Outros, tais como custo do óleo lubrificante, custo de reparos e manutenção são relativamente pequenos e podem ser considerados de forma percentual em relação ao custo do combustível. A figura 3.3 mostra algumas faixas de custos típicos e possui seus valores referentes ao dólar de janeiro/90.

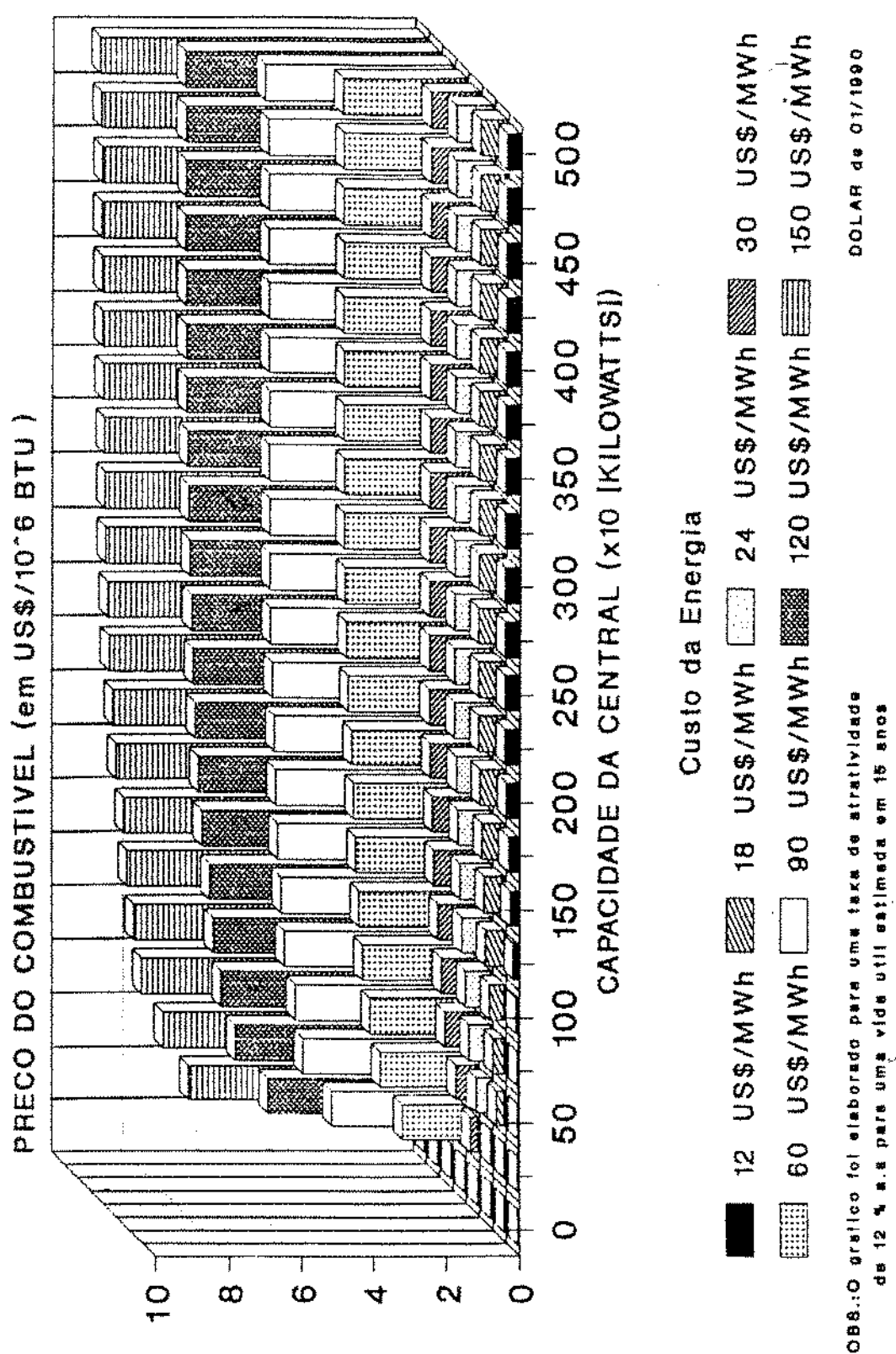


Figura 3.3 - Custos Variáveis Típicos de Centrais a Diesel

c) Custos de Produção

Estes são formados pela soma dos custos fixos e custos variáveis e podem ser obtidos extraindo-se valores das curvas anteriores para diversos preços de combustíveis e fatores de utilização.

3.4 CUSTOS DE CENTRAIS TÉRMICAS A VAPOR

3.4.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

Os principais fatores que afetam os custos de uma central térmica a vapor (CTV) são:

- a) capacidade instalada em kW;
- b) tipo de combustível;
- c) sistema de refrigeração.

Outros fatores, tais como velocidade, condições do vapor, aquecimento de água de adução, requerimentos de espaço estão intrinsecamente associados ao porte da central em termos de capacidade. Fatores do tipo, local da instalação, condições de clima e transporte, afetam indiretamente os custos das centrais, dificultando o estabelecimento de correlações entre os custos totais das centrais e os custos dos fatores citados (a, b, c). Evidentemente, existem certos custos típicos e tendências de custos razoavelmente definidos ou, pelo menos, com maiores chances de discernimento.

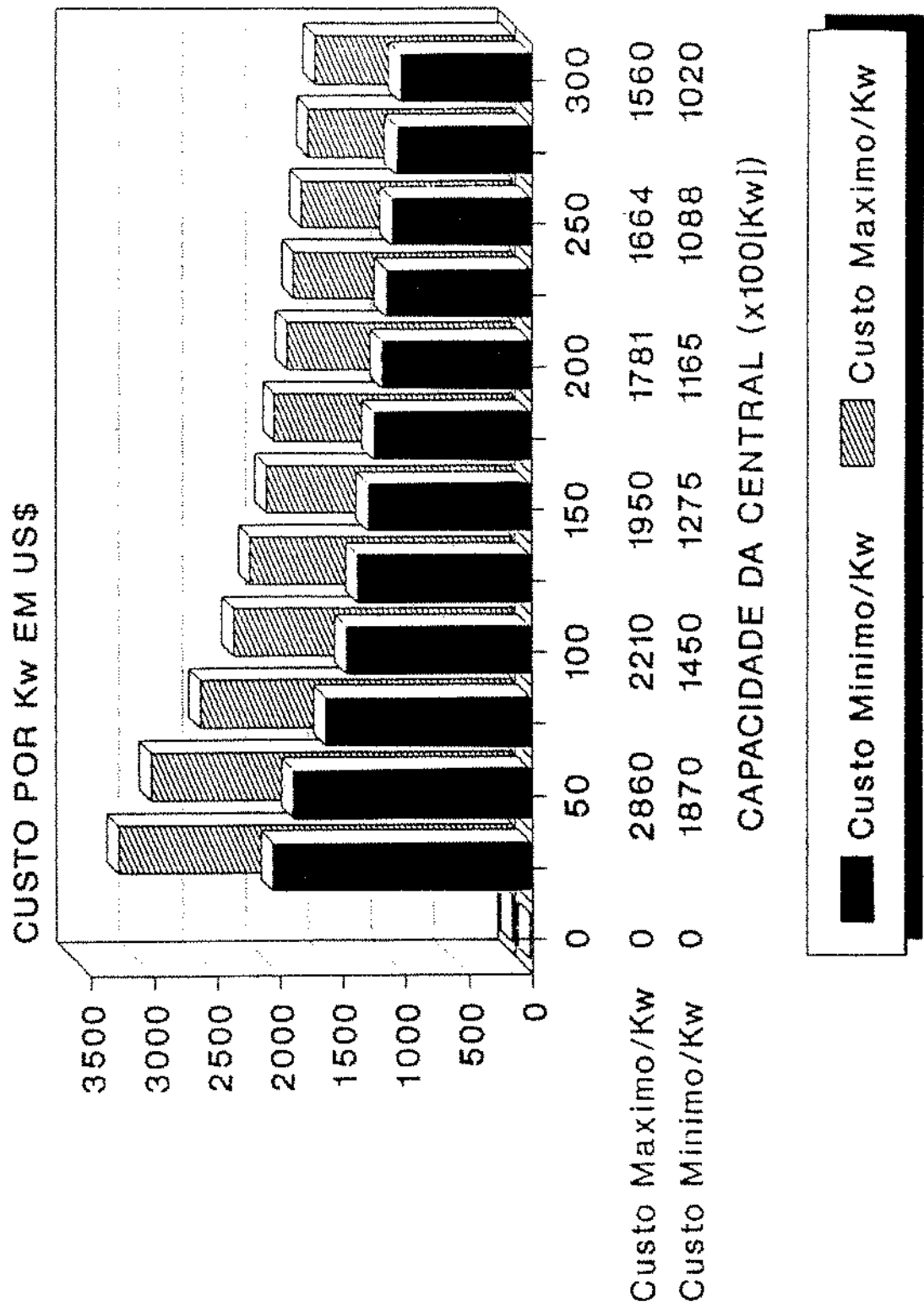
3.4.2 CUSTOS DOS KILOWATTS INSTALADOS

A identificação de custos típicos não é, sem dúvida, uma tarefa simples, entretanto, a experiência internacional já possibilitou boa quantidade de informações,

as quais, para efeito de fornecer uma idéia aproximada dos custos típicos, se fundamentou nos combustíveis mais utilizados na Europa e nos EUA, ou seja, o carvão mineral e o óleo combustível.

Em termos de pequenas centrais térmicas a referência [ref. 2] apresenta um bom estudo de custos de investimentos, sendo que os mesmos foram atualizados para janeiro/90.

A seguir, é apresentada a Figura 3.4, a qual mostra o comportamento típico dos custos de investimentos para CTV's completas.



DOLAR DE 01/1990

Figura 3.4 - Faixa de Custos Típicos por kW de Centrais a Vapor Alimentadas a Carvão

3.4.3 CUSTOS DOS KILOWATTSORA GERADOS

Os custos de produção podem ser divididos em:

- a) fixos;
- b) variáveis.

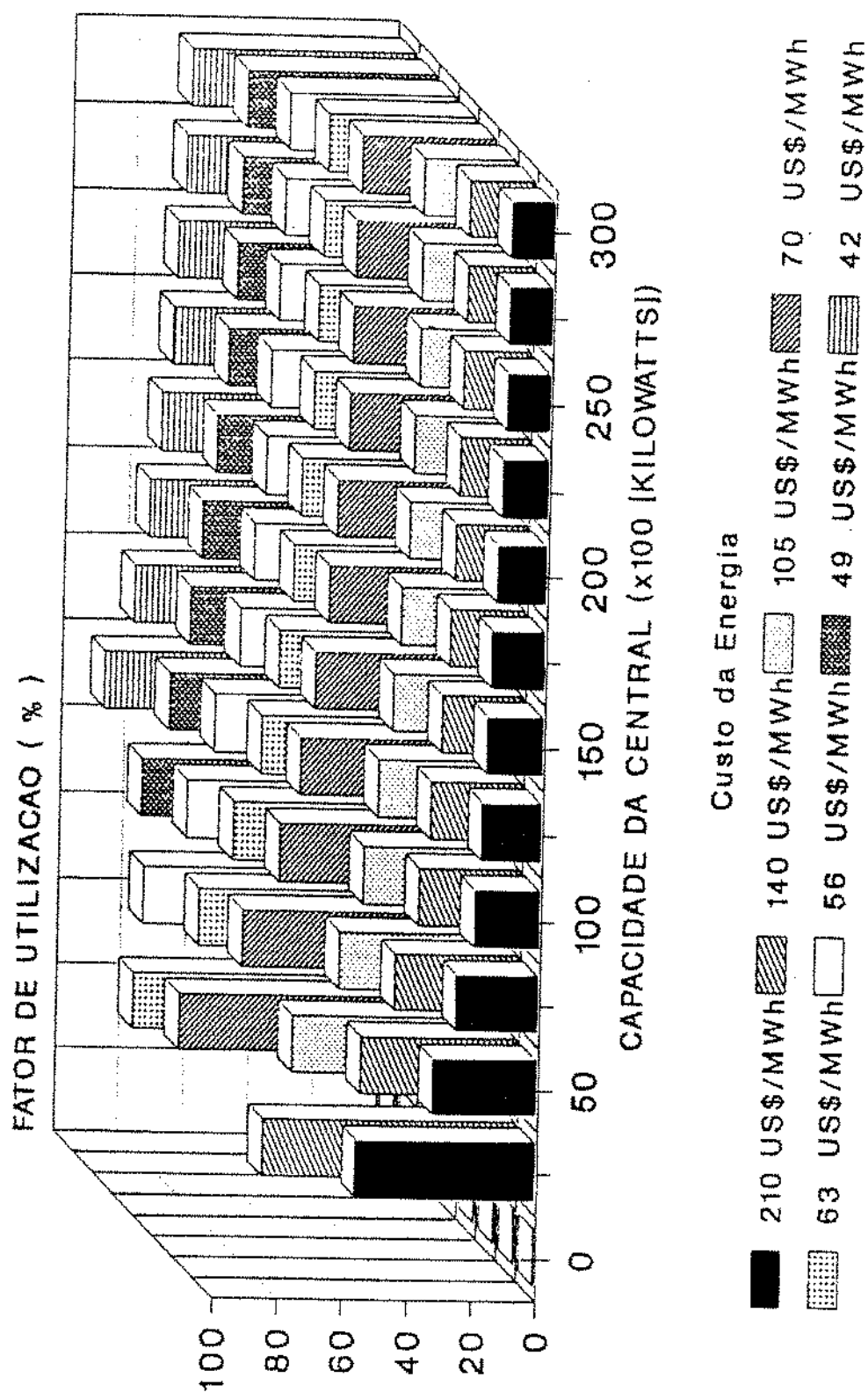
a) Custos Fixos de Produção

Estes custos consistem de:

- custos de capital;
- salários e encargos trabalhistas referentes à operação;
- manutenção e reparos;
- despesas administrativas.

Aos custos de capital devem ser agregados os juros durante a construção, os quais naturalmente variam pela taxa em si e pelo tempo de construção. Além disso, existem os custos de depreciação que variam em função da expectativa de vida útil. Contabilmente é mais usual se estimar uma vida útil de 20 a 25 anos, embora na prática possa chegar a 35 anos.

A seguir é apresentada a Figura 3.5, a qual mostra o comportamento típico dos custos fixos de produção para centrais térmicas a vapor alimentadas a carvão mineral em função do fator de utilização da central.



OBS.: o gráfico foi elaborado para um taxa de atratividade de 12% a.a e uma vida útil estimada em 25 anos

DOLAR DE 01/1990

Figura 3.5 - Custos Fixos Típicos de Centrais a Vapor Alimentadas a Carvão

b) Custos Variáveis de Produção

Para CTV's, estes custos dependem fundamentalmente do tipo de combustível utilizado e do seu preço. O tipo de combustível implica na eficiência da combustão e dos equipamentos auxiliares necessários.

Neste caso, os custos de manutenção e reparos são tratados como fixos, uma vez que as caldeiras devem sofrer manutenções periódicas independentemente da quantidade de vapor gerado.

A seguir são mostrados na Figura 3.6 os custos típicos para CTV's a carvão mineral em função do preço do combustível.

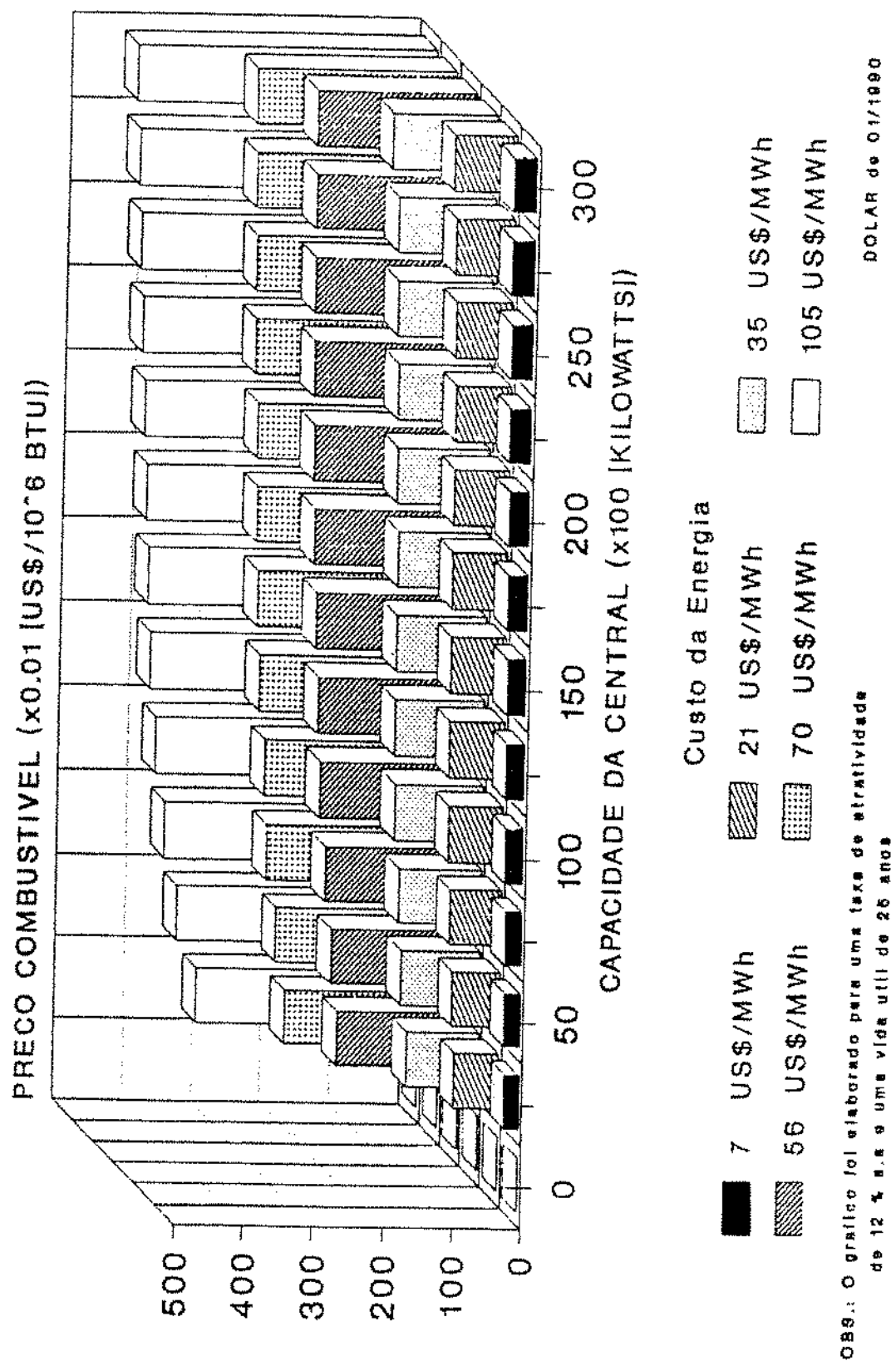


Figura 3.6 - Custos Variáveis Típicos de Centrais Térmicas Alimentadas com Carvão

De posse dos custos fixos e dos custos variáveis, obtém-se, pela sua simples soma, os custos de produção. De forma aproximada isto pode ser feito utilizando as duas figuras anteriores para simular diversas situações possíveis.

3.5 CUSTOS DE CENTRAIS TÉRMICAS QUE UTILIZAM TURBINA A GÁS

3.5.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

O Brasil tem muito pouca tradição no uso de turbinas a gás e disseminar a aplicabilidade das mesmas tem sido uma tarefa difícil. Uma das razões é sem dúvida a falta de dados sobre custos consolidados, obtidos de instalações existentes. Alia-se ao que foi dito à quase inexistência de publicações técnicas nacionais de especialistas ou de pessoas experientes. Em contra partida, está disponível uma considerável quantidade de dados sobre custos internacionais, entretanto, a relação entre os custos de capitais das centrais que se utilizam da turbina a gás e as suas respectivas capacidades instaladas em [kW] não permite extrapolações, uma vez que a faixa de variação desta relação é muito ampla. A explicação é simples, tendo em vista as inúmeras variantes técnicas da central como, por exemplo, o arranjo de eixo, a recuperação de calor, o tipo de combustível utilizado, o regime de carga e o local da instalação, fica difícil construir uma base comum para estabelecer comparações de custos mais plausíveis.

Em função da complexibilidade e seleção dos materiais requeridos desejáveis à melhoria da eficiência da central, há uma clara tendência de que as centrais de melhor performance energética (rendimento) e operacional apresentem maiores custos. Outro ponto já bastante explorado é a escala, isto é, centrais de maior porte tendem a ser mais baratas que as de menor porte em termos de US\$/kW. Naturalmente, estas

tendências podem ser afetadas, visto que, por ser o mercado de turbinas a gás relativamente limitado e novo, este faz com que os preços se tornem algumas vezes ilógicos.

A utilização de turbinas aeroderivadas para a geração de energia elétrica (forma estacionária) tem propiciado um mercado bem mais extrativo e dinâmico em termos econômicos, entretanto, ressalva-se que nem sempre este tipo de turbina produzida em série seja a mais apropriada para o propósito requerido, embora tenha excelente aplicação para atendimento de cargas de pico. Apenas para exemplificar em 1984 a Rolls-Royce [ref. 19] iniciou a comercialização da turbina Spey com 12,1 MW e 33,9 % da eficiência na versão estacionária, visto que sua aplicação para fins aeronáuticos ocorreu no fim da década de 60.

No Brasil, sem dúvida, começa a intensificação de aplicações de turbinas a gás e isto propicia uma maior disputa pelo mercado e a consequente redução dos custos das mesmas.

3.5.2 CUSTOS DOS KILOWATTS INSTALADOS

Conforme já foi salientado, os custos de uma central que se utiliza da turbina a gás não são facilmente determinados, visto que além das informações serem poucas, a suas consistências podem ser questionadas.

A literatura técnica consultada, apresenta sempre os custos totais da central, sem que sejam apresentados os seus componentes e isto se deve fundamentalmente ao fato de que as faixas de variações dos custos dos componentes são muito grandes e qualquer análise desagregada seria desaconselhável, visto que haveria uma multiplicação de incertezas.

Para os EUA, segundo Larson [ref. 16], o custo de uma central térmica a gás está em torno de 750 US\$/kW para potências instaladas da ordem de 20 MW. No Brasil, Almeida

[ref. 17], apresenta um custo de 625 US\$/kW para uma potência instalada de 4 MW. Para uma definição mais precisa seria necessário se conhecer todos os componentes de custo, fato que como se sabe, não é simples. Uma solução razoável para a questão foi sugerida por Trinkenreich [ref. 18], o qual sugere uma faixa de custos entre 400 a 1000 US\$/kW.

Em termos mais gerais, abrangendo a faixa de potência de interesse deste estudo foi na referência X que se obteve um bom banco de dados sobre custos de investimentos para instalações completas. Este estudo original é de 1968 e os valores estão atualizados para janeiro de 1990. A seguir, são apresentados os limites inferiores e superiores para algumas potências típicas instaladas.

POTÊNCIA INSTALADA [MW]	CUSTO MÍNIMO US\$/kW	CUSTO MÁXIMO US\$/kW
1	400	1200 ⁸
5	380	960
10	360	800
20	300	500

Tabela 3.2 - Custos típicos de centrais a gás

Podem ocorrer custos acima do limite superior, principalmente em função da complexidade do ciclo, do regime de carga, do clima e do fabricante.

Há também que se considerar um aspecto de grande repercussão sobre os custos, isto é, o da localização que remete a diferentes custos de transportes, o que faz com que os custos típicos sofram variações ainda maiores.

A Figura 3.7 permite uma melhor visualização da tabela anterior.

⁸ A margem de incerteza muito grande, principalmente, para centrais de pequeno porte

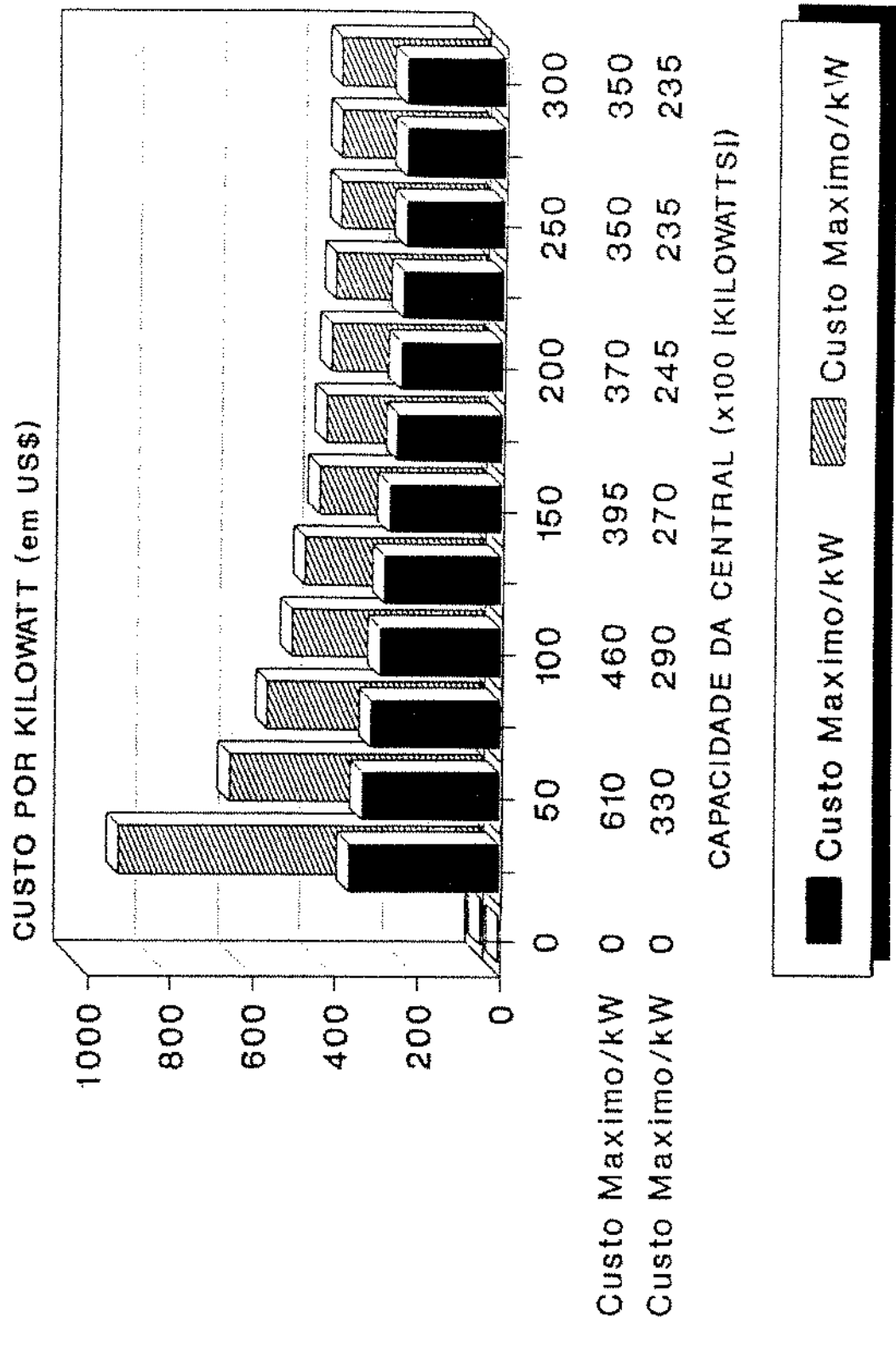


Figura 3.7 - Faixa de Custos Típicos de Centrais que Utilizam a Turbina a Gás

As estimativas de custos de investimentos no Brasil são ainda mais difíceis devido à imensidão do país (necessidade de regionalizar os custos) e também pela pouca experiência neste tipo de central.

3.5.3 CUSTOS DOS KILOWATTSORA GERADOS

Os custos de produção da energia expressos em US\$/kWh possuem um componente fixo e outro variável, tomando-se como referência a carga, isto é, fixo se é independente da carga e variável se é dependente.

Assim, o componente fixo total dos custos de produção consistirá de:

- encargos de capital (juros e amortização do investimento);
- salários e encargos trabalhistas referentes à operação;
- despesas administrativas.

Em termos do componente variável dos custos, tem-se na prática, que sua maior parte é relativa ao combustível, que varia tanto pelo consumo, quanto pelo custo do mesmo. Assim, tanto a variação de consumo, tanto a variação no preço provocam uma grande faixa de variação neste componente de custo. No Brasil, que existe uma inflação persistente e um controle do dólar "livre", a variação do custo do combustível em dólar é muito grande.

Em termos de gás natural, no Brasil, o seu preço para uso energético oscilou entre 100 a 200 US\$/10³ m³ nos últimos anos. Isto significa uma igual variação⁹ no custo do kWh gerado.

Conforme referência 1, alguns custos típicos são mostrados a seguir:

⁹ Desprezando-se os outros custos variáveis

		Custos de energia ¹⁰
Centrais de ciclo aberto simples	-	60 a 95 mills/kWh
Centrais de ciclo aberto recuperado	-	55 a 70 mills/kWh

OBS: Custo do combustível igual a 2,5 US\$/10⁶ BTU

O componente variável total dos custos de produção compõe-se de:

- custo do combustível;
- custo de manutenção e reparos;
- custo de óleo lubrificante.¹¹

Os custos de manutenção são relevantes quando periodicamente são refeitas as palhetas da turbina e isto depende do combustível utilizado e da própria orientação do fabricante.

As Figuras 3.8 e 3.9 mostram os custos típicos em termos de seus componentes fixos e variáveis.

¹⁰ Estes valores estão atualizados para 01/90

¹¹ São muito pequenos e podem ser desprezados

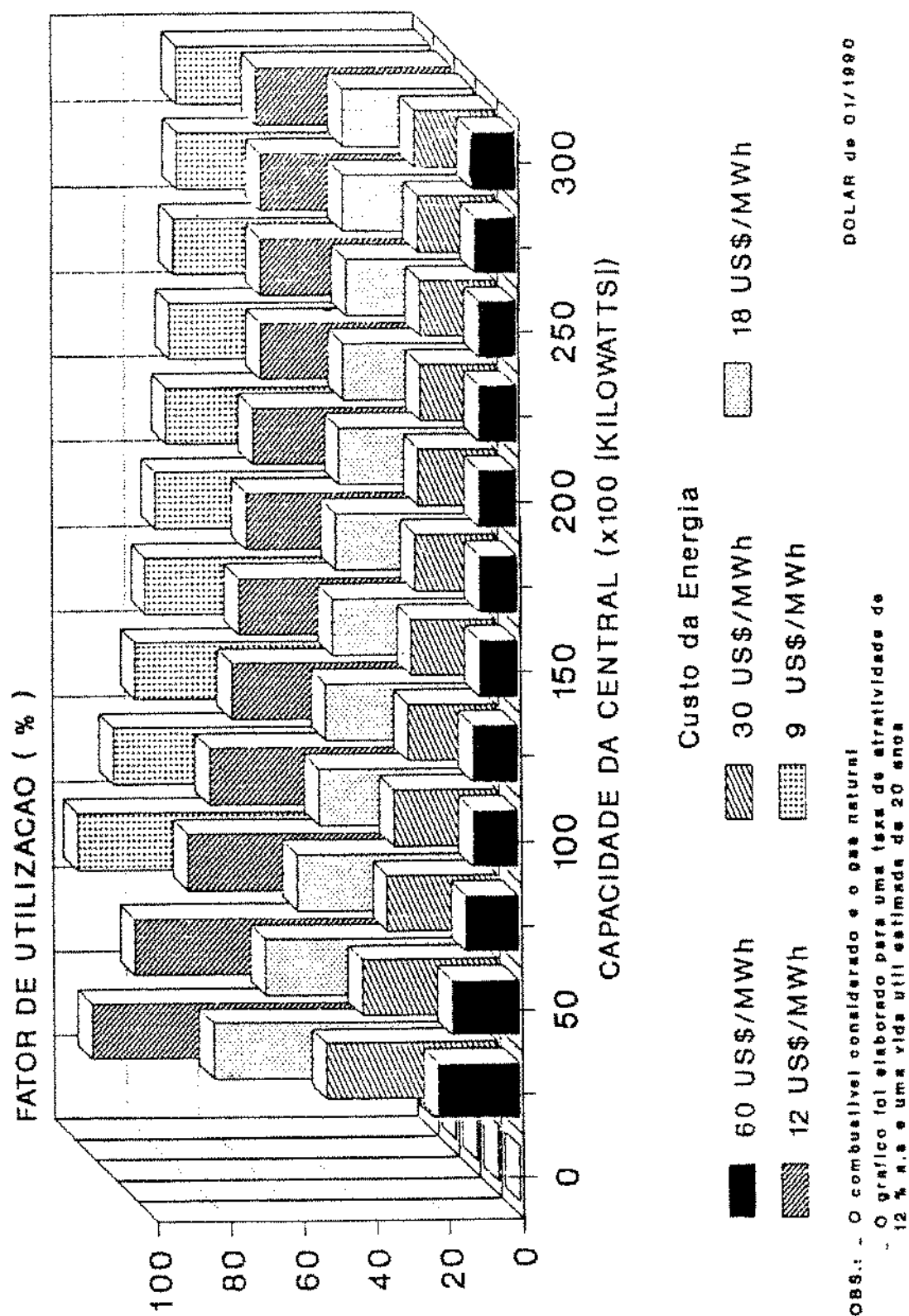


Figura 3.8 - Custos Fixos Típicos de Centrais que Utilizam Turbinas a Gás

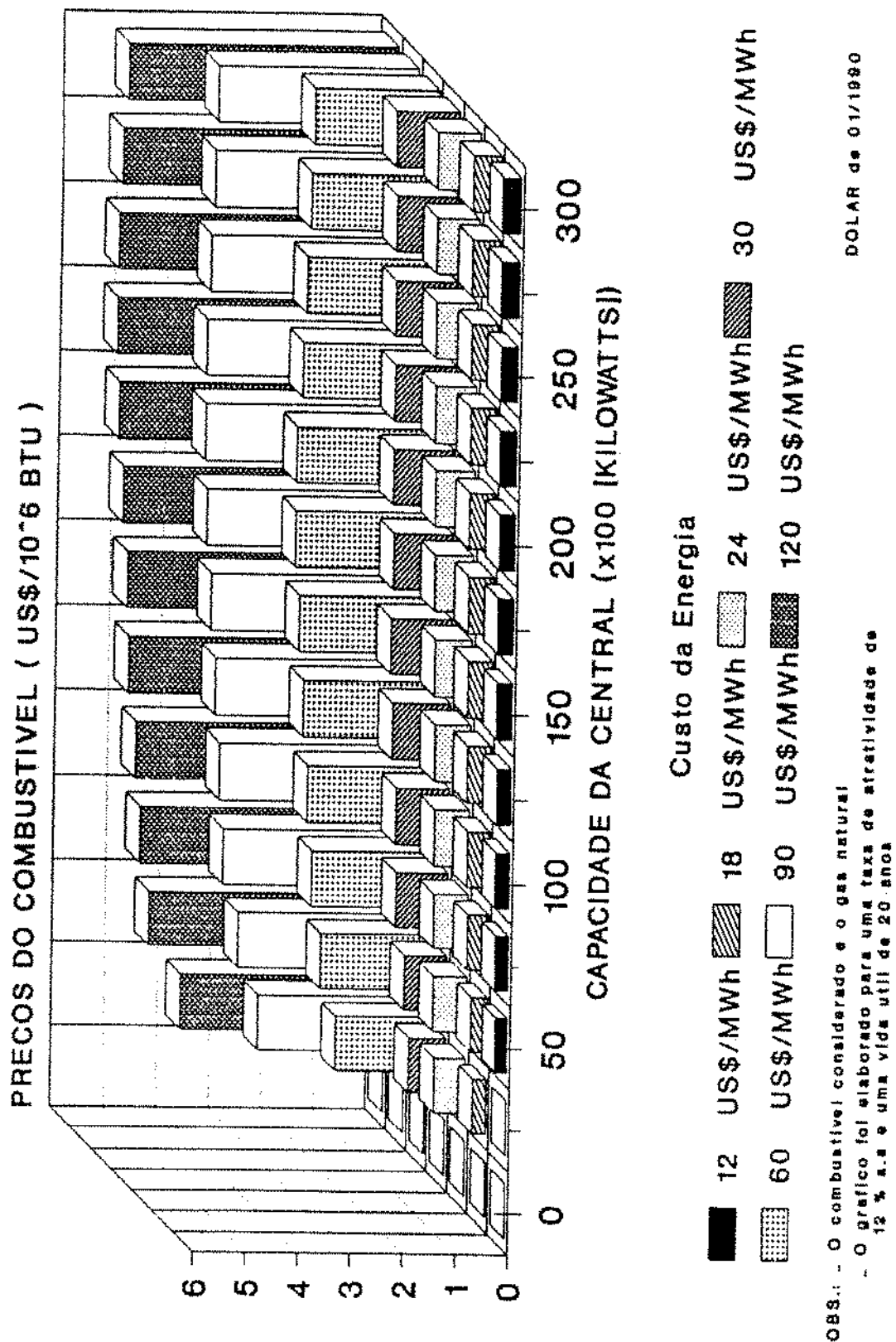


Figura 3.9 - Custos Variáveis Típicos de Centrais que Utilizam Turbina a Gás

3.6 CUSTOS DE PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS

3.6.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

Os custos de PCH's são extremamente variáveis, fundamentalmente em função de:

- local;
- fator de utilização;
- concepção de projeto.

Alguns locais mais favoráveis podem ter custos da ordem de 400 US\$/kW e outros podem ter valores da ordem de 4000 US\$/kW. Esta faixa de variação ocorre naturalmente em casos extremos, como por exemplo, ao se comparar uma central de alta queda localizada na região sudeste e uma de baixa queda localizada na região norte. Isto, naturalmente, poderia provocar comparações indevidas, entretanto, a competência técnica e econômica de profissionais que atuam nesta área, admite com naturalidade estes números. Por ser um país imenso, o Brasil possui regiões totalmente distintas e comparações de custos só tem sentido quando apresentam bases semelhantes. Assim, existe um consenso entre os profissionais da área que qualquer custo em termos de US\$/kW deve ser avaliado em função do local, podendo ser atrativo em qualquer um dos extremos citados.

3.6.2 CUSTOS DOS KILOWATTS

A experiência nacional já recolheu uma boa capacitação para efeito de fornecer uma idéia aproximada dos custos típicos de PCH's, fundamentando principalmente em centrais de média e alta queda. Com relação as PCH's de baixa queda, pode-se dizer que a experiência ainda não é

suficiente.

Como contribuição a este tema, será apresentada uma metodologia de estimativa de custo que fornece uma curva de custos típicos em função da potência instalada e altura de queda. Isto será mostrado no capítulo IV.

3.6.3 CUSTOS DE KILOWATTORA

Em termos de custos de capital estimados é possível se estimar os custos de produção numa base paramétrica, incluindo os juros durante a construção.

Numa outra parte deste estudo, a questão dos juros durante a construção será devidamente tratada, entretanto, antecipa-se que por ser o tempo de construção relativamente longo, seu efeito é desastroso.

O fato de possuir uma vida útil na maioria das vezes superior a 50 anos e por não utilizar combustível, torna a opção hidroelétrica bastante atrativa, embora possua custos de investimentos elevados relativamente às opções térmicas.

Em comparações com as opções térmicas, os custos das linhas de transmissão de energia elétrica devem ser incluídas no custo da central, tendo em vista as suas localizações geralmente distantes dos centros de carga.

De um modo geral, os custos de produção são predominantemente compostos pelos encargos de capital e os custos de investimentos em US\$/kW possuem significado limitado, sendo que a ênfase deve ser dada ao custo do kWh em US\$/kWh. É evidente que para um país pobre como o nosso, cujo pensamento político vigente é imediatista, tem-se visto um comportamento antagônico ao futuro deste país, com ênfase apenas para o investimento em US\$/kW.

Sobre o custo dos kWh, pode ser assustador, principalmente para elevadas taxas de juros. Mesmo com uma

taxa de juros de 5 % a.a, uma central que leva 8 anos para ser construída, terá o custo kWh incrementado em aproximadamente 20 %, já que os custos de produção são mais ou menos diretamente proporcionais ao dispêndio de capital.

Além dos custos de capital (juros e depreciação), existem os custos de operação e manutenção, administração e outros. Estes somados formam os custos de produção. Estes custos, exceto os de capital, sabidamente são muito menores relativamente às centrais térmicas e normalmente são da ordem de 1,5 a 2 % do custo total de investimento ao ano.

A Figura 3.10. mostra os custos de produção típicos em função dos investimentos e fator de utilização.

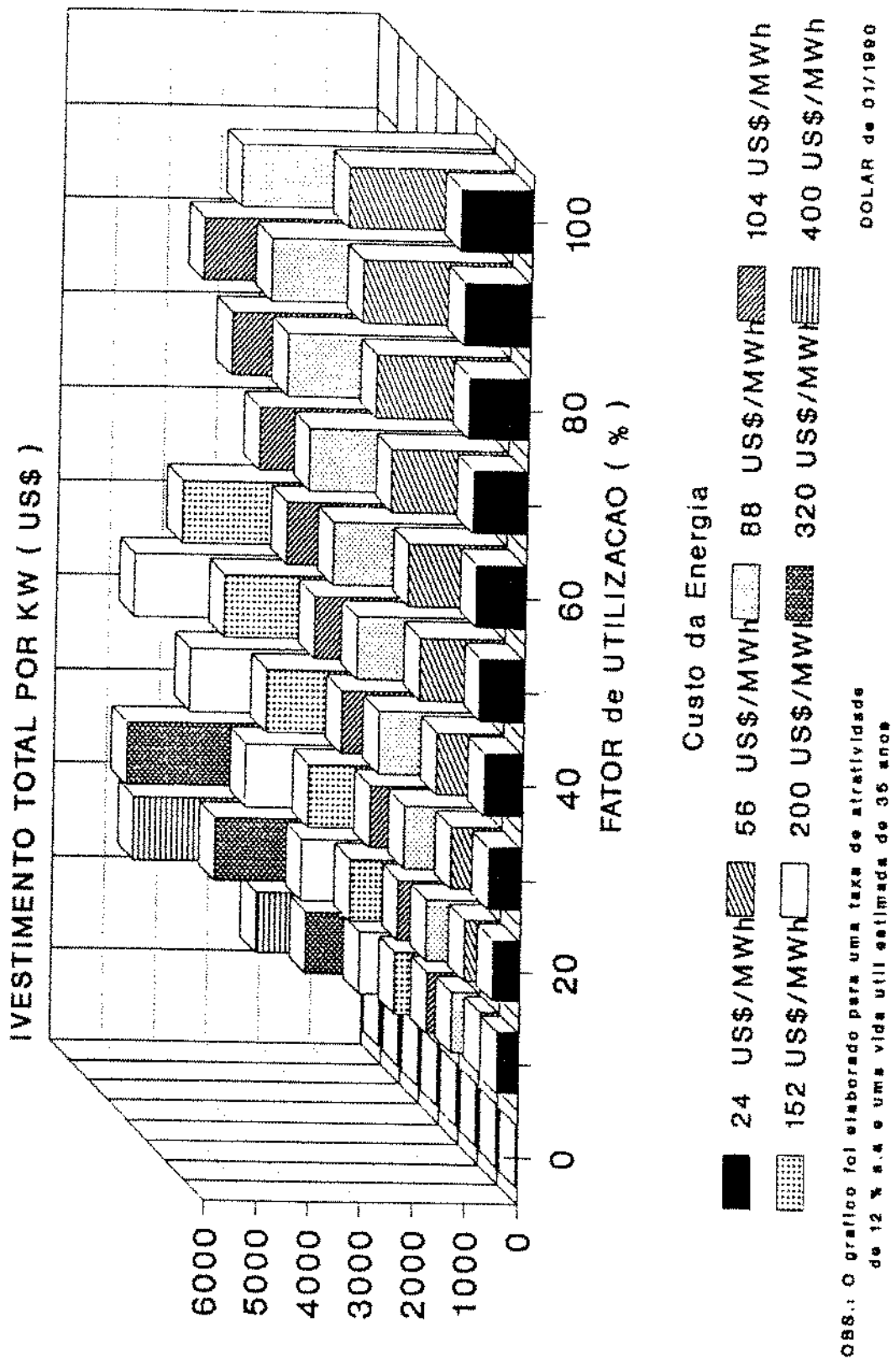


Figura 3.10 - Custo Aproximado do KW em Função do Investimen-
to e do Fator de Utilização para Pequenas Cen-
trais Hidroelétricas

3.7 ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CENTRAIS

As informações sobre custos de centrais apresentadas anteriormente servem para abalizar, de forma aproximada, possíveis comparações de custos entre os tipos de centrais, situando-se os patamares de custos citados em bibliografias especializadas, podendo também serem utilizadas como referências para estimativas de custos de centrais.

Sabe-se que as estimativas de custos são realizadas antes da definição do projeto da central e, em alguns casos, é sem dúvida a estimativa que define o tipo de projeto. Quanto mais definido o projeto de engenharia, mais confiável será a estimativa de custo. Isto é pertinente, em função de uma maior obtenção de informações mestras. Entretanto, é evidente que um detalhamento exagerado poderá não levar a uma estimativa e sim a um orçamento.

Para fins do presente estudo, as estimativas de custos destinam-se, principalmente, a:

- Seleção entre tipos de centrais;
- Seleção de projetos de um mesmo tipo de central;
- Estudos de viabilidade;
- Servir de base para controle de custos;
- Apresentação de propostas;
- Obtenção de recursos financeiros.

3.7.1 TIPOS DE ESTIMATIVAS

Os principais tipos de estimativas [ref. 20] são:

- Ordem de Grandeza;
- Estudo;
- Definida.

Estimativa de Ordem de Grandeza:

É utilizada quando existe interesse em montar uma central de determinada capacidade instalada. Através de custos existentes em bibliografia especializada ou utilizando comparações com custos de centrais semelhantes, deve-se obter uma faixa de precisão de + 40% a - 20%.

Estimativa de Estudo:

Após a elaboração da estimativa anterior (Estudo de pré-viabilidade) e concluindo-se pela atratividade de construir a central, deve ser realizada a Estimativa de Estudo.

Isto ocorre na fase de estudo de viabilidade da central e se constitui de um levantamento mais desagregado de custos podendo-se basear em custos de centrais semelhantes já construídas. Os custos se dividem basicamente:

- Materiais e Equipamentos;
- Construção e Montagem;
- Engenharia;
- E outros grandes itens do projeto.

Estimativa Definida:

Concluindo-se pela viabilidade do empreendimento, torna-se necessária a realização deste tipo de estimativa, que representa o orçamento base da central, sendo necessárias as seguintes informações:

- Planta do terreno;
- Lay-out da central;
- Lista preliminar de equipamentos e acessórios;
- Balanço energético;
- Dimensões e peso dos equipamentos.

O custo da mão de obra é determinado como percentagem estimada do custo dos materiais.

A faixa de precisão deste tipo de estimativa deve ser de + 20 a - 12 %.

Além dos tipos de estimativas citados, existem a estimativa de controle e estimativa firme. Ambos possuem um caráter de orçamento onde devem ser feitos levantamentos de preços de equipamentos, materiais e serviços a partir de detalhamentos de projeto. A estimativa de controle independe da construção ter sido iniciada e a estimativa firme é utilizada já em fase bem adiantada da construção. Estes dois estudos são utilizados para grandes empreendimentos energéticos e, como existe uma grande instabilidade de preços relativos, isto dificulta a obtenção de faixas de precisão inferiores às que foram citadas, tornando estes dois tipos de estimativas inadequados aos propósitos do estudo.

3.7.2 ESTIMATIVA DE CUSTOS COM BASE EM CENTRAIS EXISTENTES

As centrais elétricas representam uma boa fonte para se estimar os custos de similares, entretanto, é preciso considerar que tais estimativas são afetadas por condições peculiares:

- a nova central pode não possuir grandes semelhanças com as existentes;
- as condições operacionais podem ser distintas;
- a nova central pode requerer um grau de confiabilidade distinto, o que requer uma instrumentação também distinta, entre outros aspectos;
- O tempo de realização do investimento (tempo de construção) pode ser muito variável;
- a época do levantamento dos custos afeta a transposição dos mesmos em um contexto econômico instável;

- pode haver carência de profissionais experientes e capazes de projetar a nova central com uma compreensão global dos custos envolvidos;
- a faixa de variação dos custos de centrais semelhantes pode ser muito grande.

No Brasil, as informações sobre custos de centrais existentes são raras e, em publicações em periódicos técnicos, a situação ainda é pior. Mesmo nos poucos artigos da literatura técnica internacional, os dados existentes nem sempre são aplicáveis a realidade brasileira, embora possam haver algumas adaptações. É conveniente detectar as razões desta carência de informações.

Algumas possíveis justificativas são destacadas a seguir:

- as escalas de geração de energia elétrica são secundárias no plano nacional;
- as verbas públicas destinadas à construção de pequenas centrais, geralmente, são aplicadas em concessionárias deficitárias ou de pequena expressão no cenário nacional;
- o planejamento de novas centrais é geralmente inadequado e a curto prazo;
- as áreas técnicas das concessionárias de energia possuem profissionais não muito habituados com estudo de centrais.
- existem poucos profissionais motivados para apresentarem as experiências obtidas das concessionárias em termos de custos em seminários e periódicos técnicos nacionais ou internacionais;
- falta de integração entre a área técnica e a área econômica e financeira da empresa;
- a formação profissional nas universidades brasileiras não prepara adequadamente os engenheiros para a área econômica e nem os economistas para a área energética.

3.8 METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CENTRAIS

Os estudos mais rigorosos de custos exigem maiores detalhamentos de suas partes componentes, entretanto, isto provoca o manejo de um grande número de situações com o surgimento de uma série de variáveis. Assim, por exemplo, ao se desejar estimar o custo de central Diesel, haveria necessidade de manusear um grande número de custos de seus componentes, os quais, por sua vez, também possuem seus próprios componentes. Quando se fala em custo de um grupo Diesel, este se refere à soma dos custos do motor Diesel, gerador, regulador de velocidade, regulador de tensão, excitatriz, quadro de comando e proteção, sistema de acoplamento, impostos, transportes, etc. Não é difícil perceber que este caminho seria bastante espinhoso.

Uma forma mais razoável de se reconhecer os custos de uma central qualquer, consiste em se observar de forma mais globalizada quais são os principais grupos de custos envolvidos sem se preocupar com as suas partes componentes. Assim, seria reconhecido apenas o grupo Diesel, pois para efeito da estimativa do custo total da central o custo do grupo Diesel é bastante representativo, ao passo que os custos de seus componentes tendem a ser cada vez menos significativos relativamente.

Dentro desta ótica, torna-se necessário recorrer à experiência para reforçar a idéia exposta. Isto realmente ocorre em praticamente todos os setores da economia, pois, o homem deve ter capacidade de simplificar a solução dos problemas e, para tal, também necessita agregar as partes para um melhor entendimento do todo.

Uma forma bastante interessante dentro do raciocínio anterior, e ainda mais avançada, é sugerida por Bunning [ref. 21]. Este propõe o reconhecimento da parte mais representativa no custo total e que os outros custos envolvidos se parametrizem em torno deste.

Para um melhor entendimento, suponha-se uma central Diesel. Neste caso, a identificação seria automática. É o grupo Diesel o componente principal, isto é, o mais caro e, portanto, aquele que tem a maior representatividade no custo total da central.

A sequência natural do estudo parte do custo do grupo Diesel, enquanto os outros deverão ser calculados percentualmente relativamente ao primeiro. Através de um banco de dados sobre custos centrais Diesel pode-se determinar estes percentuais estabelecendo-se faixas de variações típicas.

Esta abordagem, baseada no custo do equipamento principal (mais caro), é tanto mais correta quanto maior for a experiência de quem a aplica. Mendel [ref. 22] diz que, de fato, esta abordagem de atalho pode realmente produzir excelentes resultados [ref.21].

Esta alternativa de simplicidade indiscutível permite, a partir de dados sobre custos de centrais existentes, desenvolver estimativas para as novas, envolvendo-se os seguintes componentes de custos:

- CUSTOS DE OBRAS CIVIS;
- CUSTOS DE ENGENHARIA;
- CUSTOS DE ADMINISTRAÇÃO;
- CUSTOS DE TESTES E MONTAGENS;
- CUSTOS DE EQUIPAMENTOS AUXILIARES;
- CUSTOS DE SOBRESSAIENTES BÁSICOS;
- CUSTOS DE TRANSPORTES E SEGUROS;
- CUSTOS DOS JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO;
- CUSTOS EVENTUAIS.

Estes componentes podem ser aplicados diretamente para centrais Diesel ou centrais a gás, sendo que para centrais hidroelétricas há necessidade de algumas considerações específicas.

No caso de uma central termoelétrica a vapor é necessário agregar caldeira + turbina para se reconhecer a parte principal do custo e no caso de uma hidroelétrica esta metodologia, embora possa ser aplicada, não é muito recomendada, visto que pela variedade deste tipo de central pode ocorrer um revezamento na identificação da parte mais cara entre custos de máquinas (turbina + gerador), barragens e tubulação. Isto é, para um tipo de central a barragem pode ser mais cara, para outro pode ser a tubulação ou ainda pode ser o custo das máquinas. Isto pode ser minimizado identificando a soma destes três grupos componentes como sendo a parte mais importante do custo da hidroelétrica.

3.8.1 CUSTOS DOS GRUPOS DIESEL ELÉTRICOS

Entre os diversos fatores que influem nos custos dos grupos a Diesel podem ser identificados aqueles de caráter técnico e outros. Entre os primeiros, tem-se os fatores que o adquirente define ou impõe e os fatores sobre os quais o fabricante possui flexibilidade na determinação. A lista a seguir identifica alguns exemplos. Observe-se que a fixação da velocidade (rotação) e tensão de geração pode ser afetada por qualquer uma das partes ou de comum acordo.

	IMPOSIÇÃO DO COMPRADOR	DETERMINADO PE- LO FABRICANTE
Velocidade e tensão de geração	x	x
Capacidade	x	
Prazo de entrega *		x
Tipo de combustível	x	
Tipo de arranjo (em linha ou em "V")		x
Número de cilindros		x
Parâmetros do ciclo (Temperaturas, Pressões)		x
Sistema de refrigeração		x
Eficiência		x
Acessórios para cogeração	x	
* Geralmente, quanto menor o prazo de entrega, maior o custo do grupo diesel elétrico. OBS: Em determinadas situações podem ocorrer acordos entre fabricante e adquirente.		

Tabela 3.3 - Influências dos fabricantes e compradores na especificação dos Grupos Diesel.

Existem outros fatores importantes que afetam os custos dos grupos Diesel elétricos:

- número de fabricantes concorrentes;
- distância das fábricas aos centros compradores;
- tipos de impostos diretos vigentes nos centros produtores e compradores;
- dimensão do mercado comprador.

Verifica-se que é algo arbitrário a classificação de um fator como determinado pelo fabricante ou comprador, já que o nível de competência do pessoal que define e adquire o grupo gerador é que em última análise,

estabelece o grau de detalhamento requerido nas propostas de licitação ou concorrência. É o caso de se estabelecer previamente a rotação, número de cilindros, etc. Em geral, os fabricantes tradicionais dispõem de uma extensa linha de produtos e podem fornecer um motor para uma dada potência com arranjos construtivos variáveis.

Por motivos técnicos ou econômicos a maioria dos fabricantes trabalham de potência limitadas aos seus mercados consolidados ou a mercados de maior procura, de tal modo que existe uma tendência à produção em série em faixas diferentes por fabricante. Naturalmente, os preços são mais atrativos quanto maior for a escala de produção em série entretanto, quando se muda de faixa poderá haver grandes variações de preços relativos. Isto também é válido para os fabricantes de geradores elétricos.

Na verdade, sempre que não é possível encontrar no mercado para pronta entrega ou em curto prazo, já se deve esperar um custo mais elevado para o grupo Diesel a ser encomendado. Quando se trata de empresas públicas é feito uma licitação, onde os fabricantes concorrem pelo menor preço, muito embora possam haver diferenças sutis entre os grupos em termos técnicos ou em termos de divisão de mercado, conforme os interesses dos fabricantes.

3.8.1.1 CUSTOS DE POTÊNCIA (GRUPO MOTOR E GERADOR)

Os preços f.o.b. por kW de capacidade seguem uma tendência geral, na qual é possível identificar determinadas faixas de preços típicos, onde se aceitam pequenas variações. No caso de uma concorrência pública, podem ocorrer grandes discrepâncias nestes preços, fato que se acentua principalmente em época de inflação elevada ou de incertezas econômicas.

Em princípio, pode-se dizer que os grupos de maior porte, que funcionam em velocidades mais baixas e

geralmente equipados com turbo-alimentação, pós-refrigeradores e que geram em níveis de tensão mais elevados, são mais caros em termos de custos por kW instalado que os motores de alta e média velocidade. Isto pode ser compensado pela maior vida útil e maior eficiência dos grupos de grande porte.

Modernamente, até os pequenos motores Diesel vêm sendo equipados com turbo-alimentação, como por exemplo, o tipo DK produzido pela Saurer com "Complex Supercharging" para um motor de 300 [HP] [ref.23] ou equipados com "Intercooler" como é o caso dos motores Mitsubishi [ref. 24]. Naturalmente, estes motores são mais eficientes e, por inserirem novas tecnologias, são mais caros.

Grupos individuais podem diferir em muito da tendência geral, mas como uma base aproximada pode-se assumir que os preços dos grupos de geração a Diesel tendem a acompanhar as seguintes faixas por potência mostrada na Tabela 3.4.

Estes preços incluem todo o equipamento auxiliar essencial associado aos grupos individuais, excluindo quadros elétricos, equipamentos de refrigeração secundários, sobressalentes, armazenagem do óleo Diesel, talha, guindaste e obras especiais.

Na Tabela 3.4, verifica-se que quanto maior as capacidades dos grupos e, portanto, menores as suas rotações de operação, a partir de 600 [kW], se obtém um custo decrescente por kW instalado. Atualmente, está se ampliando a produção de motores com velocidades mais elevadas para grandes grupos, o que permite prever uma queda de seus preços. Um outro aspecto importante é a distorção relativa de preços provocada pela inflação e pelas elevadas taxas de juros praticadas. Assim, por exemplo, pode-se encontrar uma relação entre os preços de dois grupos em um mês, e outra bem distinta no mês seguinte. Para fins de estimativa, convém também se corrigir os dólares/kW em função da desvalorização desta moeda, fato que justifica se trabalhar com dólar

constante de um determinado ano de referência.

CAPACIDADE [kW]	PREÇOS US\$/kW
50	350 - 450
120	180 - 210
240	120 - 150
600	680 - 750
1000	650 - 750
1600	620 - 790
2000	610 - 780
3000	600 - 750

Tabela 3.4 - Preços típicos obtidos junto a fabricantes incorporando valores apresentados em concorrências públicas para a região amazônica. US\$ (01/91).

Nos Estados Unidos existem índices que refletem os custos indexados de vários produtos e serviços específicos, incluindo índices para serviços e equipamentos elétricos de usinas. Os mais conhecidos são:

- Marshall and Swift Equipment Cost Index (M.S. Index);
- CE Plant Cost Index;
- ENR Construction Index.

Para facilidade de entendimento tomam-se os custos indexados de um determinado ano como tendo um índice 100. Assim, os anos seguintes terão como índices 120, 200, etc. Especificamente, nos casos dos custos de equipamentos elétricos, relativos ao ano base de 1959 (índice 100), os índices de 1985, 1986 e 1987 foram, respectivamente, de 251,8; 251 e 261,2.

Estes índices mostram variações de custos

anuais em termos relativos aos próprios equipamentos elétricos e também a outros equipamentos e serviços, pois é feito todo ano um levantamento de custos indexados para todos os principais equipamentos, maquinários e serviços que movem a produção americana.

No Brasil, infelizmente, não existem fontes de dados, organizadas e seguras, disponíveis. De qualquer forma, como os Estados Unidos influenciam notadamente a produção de bens de capital no Brasil, é sempre importante avaliar as tendências dos custos indexados da economia americana.

Em um estudo realizado em 1985 [ref. 25] no Peru, os preços dos grupos Diesel elétricos eram:

POTÊNCIA kW	US\$	US\$/kW
50	35.000	700
120	40.000	333
250	62.000	248
300	65.000	217
1500	340.000	227
OBS: Custos CIF e US\$ de 1985 sem o mês de referência		

Tabela 3.5 - Custos de Grupos Diesel Elétricos no Peru - 1985

A comparação com os custos dos grupos Diesel-elétricos do Brasil é um tanto prejudicada, uma vez que o Peru tem que importar esses grupos a preços internacionais, enquanto que o Brasil possui uma indústria consolidada destes grupos. Além disso, seria necessário corrigir os dólares de 1985 para setembro de 1988. Supondo-se que estes preços tivessem se originado de uma tomada de preços nos Estados Unidos e com isenção de taxas alfandegárias ou subsídios de exportação e importação, é possível, através das referências 26 e 27 se estimar um

índice de correção do grupo Diesel-elétrico em termos de custos. Assim, pode-se dizer que a variação foi de 4,7% positivos, relativos ao M & S Equipment Cost Index 87/85 Item Electrical Power. Isto significa que ao final de 1987, os preços dos grupos Diesel elétricos nos Estados Unidos subiram em média 4,7%. Mesmo assim, o que se observa é que os preços dos grupos Diesel praticados no mercado brasileiro são distintos dos preços praticados internacionalmente.

Para os grupos de 50 e 120 [kW], o preço brasileiro é 50% mais baixo, enquanto que para grupos de maior porte como os acima de 1000 [kW], o preço do mercado interno chega a ser o dobro ou mais do preço internacional.

Observa-se através da Tabela 3.4 uma grande variação dos custos dos grupos de 600 [kW] ou mais, em relação aos menores. Esta descontinuidade tão brusca não foi detectada no estudo da referência e nem num outro estudo [ref. 2].

Uma das possíveis causas é a produção em série dos grupos, isto é, os grupos menores tem um mercado mais amplo e os acima de 600 [kW] tem um mercado muito pequeno no Brasil. A tecnologia de fabricação e projeto de grupos de maior porte não permite que o Brasil possa competir no mercado externo e então, os poucos grupos fabricados no Brasil são encarecidos brutalmente, já que as unidades são fabricadas por encomenda. Também convém lembrar que os grupos de 600 [kW] em diante são de médias e baixas velocidades, isto é, os grupos são mais robustos e, portanto, mais caros. Naturalmente, o que acaba de ser dito não é totalmente verdadeiro, mas indicativo de possíveis razões que ajudam a justificar este fato. Assim, justificativas mais pertinentes devem ser feitas pelos fabricantes nacionais, uma vez que apenas eles conhecem as suas planilhas de custos de fabricação e a real margem de lucro com a qual trabalham.

Existe também uma série de novos impostos e encargos trabalhistas inseridos pela nova constituição que

abalaram as planilhas de custos dos fabricantes. Os reflexos da nova constituição foram sem dúvida no sentido de incrementação dos custos de produção. Especificamente, no caso de impostos municipais e estaduais diferenciados, a variação dos preços dos grupos Diesel poderá ter faixas ainda maiores, o que acarretará diferenças de preços influenciados principalmente pelos impostos vigentes no local de fabricação.

Após apresentar valores e aspectos dos custos do grupo gerador, cabe discutir os demais itens componentes do custo da UTE, buscando sua correlação com o custo do equipamento principalmente.

3.8.2 CUSTOS DAS OBRAS CIVIS

Estes custos variam muito, já que dependem dos seguintes fatores:

- localização;
- custo da mão-de-obra local;
- custo dos materiais de construção no local;
- simplicidade ou não da edificação;
- custo das fundações;
- capacidade dos tanques de estocagem;
- tamanho do grupo gerador a Diesel;
- etc.

A magnitude dos custos de edificação pode também variar quando se tem usinas onde as instalações físicas já preveem ampliações, fato que a curto prazo eleva os custos. Para pequenas comunidades ou fazendas o serviço intermitente é bastante comum e o deslocamento do grupo é utilizado (evidentemente para pequeno porte), fato que implica na não utilização de grupo reserva. Em outras instalações se prevê o uso de grupo reserva e, con-

seqüentemente, a área construída é maior.

No caso de usinas de pequeno porte, é comum o uso do menor número possível de grupos geradores pois a taxa de crescimento de comunidades recém eletrificadas é muito alta e uma confiabilidade de algo menor pode ser aceitável. Tais centrais tem o papel de iniciar a eletrificação e já se sabe que a médio prazo terá que ser substituída por grupos de maior capacidade.

No Brasil, as diferenças em termos de custos regionais de material de construção e de mão-de-obra são muito grandes, mesmo sem se pensar na qualidade da mão-de-obra. Quando se pretende nivelar a qualidade da mão-de-obra de uma região menos desenvolvida com a de outras regiões, é comum se duplicar e até triplicar o salário de pedreiros, carpinteiros, etc., para deslocá-los de suas regiões até estas mais isoladas.

O custo de construção de uma usina Diesel [ref. 28] em dólares por kW instalado varia muito como algo de 20 a 25% do preço FOB do grupo Diesel para a faixa de 50 kW, até a 2 a 5% do preço FOB para grupos com capacidade de 1600 kW. De qualquer forma, os custos com obras civis e terreno tendem a diminuir consideravelmente com a capacidade instalada da usina, isto é, em termos relativos ao custo total da usina.

Geralmente, os motores de alta velocidade e, portanto, com pequenas capacidades são produzidos em série, fato que como já foi dito tende baratear os kilowatts instalados. Estes grupos tem dentre as suas aplicações, a geração de energia elétrica de forma intermitente em regiões rurais. Neste caso, os kilowatts instalados se tornam ainda mais baratos, principalmente, devido à simplicidade da planta onde os mesmos são instalados. Existem ainda alguns casos em que tais grupos de pequeno porte são utilizados em acampamentos ou ainda para atender às necessidades dos serviços auxiliares de uma usina de porte mais elevado. O

caso de grupos "No-Break" fogem do escopo deste estudo, visto que o objetivo destes é a obtenção de maior segurança no abastecimento, ou seja, de melhoria da confiabilidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

Os custos das instalações físicas que efetivamente abrigarão o grupo Diesel estão diretamente associados ao tipo de aplicação que o grupo deverá cumprir, pois somente com esta informação se poderá prever o nível de sofisticação desejado para as instalações. Deste modo, os custos das obras civis são muito variáveis em termos gerais, mas o potencial de economias possíveis para grupos Diesel de mesmo porte instalados em centrais geradoras será tanto menor quanto maior for a simplicidade da mesma para um mesmo local. Para locais diferentes isto não é verdade, pois os diferentes custos de mão-de-obra direta e indireta e o custo do material de construção poderão alterar a relação anterior.

Estas faixas de custos são típicas, mas em se tratando de regiões muito longínquas deste Brasil, tipo região Amazônica, podem ocorrer custos de instalações físicas bem superiores aos mostrados anteriormente, devido principalmente aos custos de transporte local do material de construção e de pessoal, bem como dos próprios custos dos materiais relativamente à região centro-sul do país. De qualquer modo, em termos gerais, seria extremamente difícil obter faixas típicas de custos que fossem aplicáveis a todo o país, mesmo que se estabelecesse um custo típico mínimo e um máximo, a faixa seria tão grande que de modo algum poderia servir de referência, muito pelo contrário, iria sim confundir os analistas de custos, gerando assim uma grande incerteza com uma inconsequente especulação.

Deste modo, o mais correto seria regionalizar os custos conforme algumas variáveis locais. Não devem ser permitidas comparações perniciosas que visem diminuir as oportunidades de algumas construções de centrais a Diesel

baseado em um custo típico nacional.

É evidente que o custo da construção de uma central Diesel ou outra qualquer, em uma região remota e isolada possui um forte conteúdo peculiar ao local e à dependência técnica e econômica deste, em relação a outras regiões mais desenvolvidas.

3.8.3 CUSTOS DE ENGENHARIA

Nos Estados Unidos, frequentemente, os custos de engenharia são estimados entre 4 e 8% do custo total de uma planta, números que não são muito adequados à realidade brasileira, devido ao alto custo da mão-de-obra especializada americana. Para usinas de 50 a 240 kW esta faixa talvez seja adequada para a região Norte, mas para UTE's de 600 kW em diante são realmente muito elevadas. Neste estudo considerou-se estes custos na faixa de 25 a 35% para grupos de 50 kW e 120 kW, 20 a 25% para grupos de 240 kW e 1 a 3% para UTE's acima de 500 kW, em relação ao custo do equipamento principal. Em relação ao custo total das UTE's, estes números podem ser reduzidos em até 75% para os grupos menores.

As estimativas de custos de engenharia se baseiam a nível de projeto no(a):

- nível de sofisticação tecnológica requerido;
- número de desenhos;
- necessidade ou não de consultoria especializada;
- complexidade dos desenhos;
- tempo de execução do projeto total;
- número e complexidade das especificações;
- número e complexidade de editais, requisições e ordens de compra requeridas.

Existem outros custos de engenharia, tais como:

- comissionamento de equipamentos na fábrica e "in locu";
- fiscalização da obra;
- atualização de projeto em função de possíveis modificações ou alterações do projeto original.

O custo de engenharia se associa diretamente às atividades desenvolvidas na sede da empresa concessionária ou de uma empresa de consultoria especializada, além de algumas tarefas de campo. Estes serviços envolvem outras áreas de apoio, tais como:

- administração;
- serviços auxiliares de datilografia, desenho e outros serviços de escritório;
- contabilidade;
- transporte;
- outros.

As áreas definem a distribuição dos projetos, por grupo de engenharia civil, elétrica e mecânica, etc. Assim, uma metodologia mais refinada para um processo de estimativa inicia-se pela distribuição dos desenhos por áreas, multiplicando-se o número de desenhos simples. Esta média é, então, multiplicada pelo custo do homem hora de projeto. Nos Estados Unidos é usada a seguinte tabela.

CATEGORIA DE DESENHO	HORAS DE TRABALHO/DESENHO
Civil	150 - 250
Arquitetônico	150 - 250
Tubulação	150 - 300
Instrumentação	200 - 300
Elétrico	150 - 300

Tabela 3.6 - Duração média de projetos e desenhos de engenharia [ref. 22]

Geralmente, em função da complexidade dos desenhos, aceita-se uma faixa global de variação de 100 a 400 horas por categoria de desenho.

Os custos de outras funções de engenharia podem ser estimados utilizando-se a mesma metodologia mas, por simplicidade, recomenda-se que se aplique sobre os gastos de projetos alguns percentuais típicos:

- Contabilidade	10%
- Gerenciamento	20%
- Pesquisa e desenvolvimento	20%
- Legal	6%
- Benefícios marginais (férias, licença saúde, etc.)	21%
- Comunicações	8%
- Administração geral	12%
- Recrutamento e relocação	8%
- Ônus na folha de pagamento	8%
- Imposto	2%

Estes números não são na sua totalidade ajustados à realidade nacional, mas representam um ótimo ponto de partida para futuros propósitos para levantamento de custos de engenharia.

3.8.4 OUTROS CUSTOS

Através de informações obtidas junto a engenheiros e administradores experientes em custos de Centrais a Diesel é possível se estimar outros custos como um percentual do Grupo Diesel. Assim, os números encontrados a seguir refletem uma variação realista dos custos de terreno, administração, sobressalentes, transporte, etc., exclusivamente com base na experiência de pessoas consultadas e que não gostariam de ser citadas, devido principalmente ao caráter reservado e empírico das informações. Não obstante, estes valores refletem a experiência do pessoal das concessionárias e empreiteiras, em especial na Amazônica.

3.8.4.1 CUSTOS DE ADMINISTRAÇÃO

Estes custos envolvem todo o custo incremental administrativo incorrido após o momento da decisão de se projetar uma determinada central a Diesel. Naturalmente que o custo incremental será tanto menor quanto maior for a ociosidade da área administrativa que, assim sendo, poderá estar apta a absorver trabalhos inerentemente ligados a central. De qualquer maneira, é conveniente computar os homens para a área de administração.

Na prática isto é muito difícil, exceto pela visualização de uma folha de pagamento mais incorporada e outras despesas, tais como viagens, telefone, papel, etc. Quando isto não pode ser observado, é conveniente se trabalhar empiricamente.

O presente estudo sugere custos de administração de 25 a 35% do custo do Grupo Diesel para centrais de 50 a 120 kW, 15 a 25% para centrais até 300 kW e de 1 a 3% para centrais de 600 kW em diante. Pode ocorrer que adquirente não tenha nenhum custo administrativo incremental (o custo não aparece), mas na realidade este custo deve ser computado, pois deve-se supor que os trabalhos incrementais

de administração representem aumento de despesa. Naturalmente que quanto maior for a estrutura administrativa da empresa adquirente das centrais, mais difícil será a obtenção dos custos incrementais.

3.8.4.2 CUSTOS DE SOBRESSALENTE BÁSICOS

Estes custos estão associados ao grau de confiabilidade que se deseja das centrais. Naturalmente, que o próprio fabricante sugere mais uma decisão associada ao planejamento da manutenção da empresa adquirente.

Em termos práticos, constatou-se como razoável uma faixa de 15% a 20% do equipamento principal, para todas as faixas de potência. Poder-se-ia reduzir estes números, mas a consequência poderia ser a pior possível, isto é, um risco que terá que ser assumido.

3.8.4.3 CUSTOS DE MONTAGENS E TESTES

Estes custos são inevitáveis e implicam em gastos de 25 a 30% do custo do Grupo Diesel Elétrico, para centrais de 50 a 150 kW, 20 a 30% para usinas de 240 kW e decresce rapidamente para 7 a 15% para centrais de 60 kW, 5 a 12% para centrais de 1000 kW e 3 a 7% para centrais acima de 1000 kW.

3.8.4.4 CUSTOS DE EQUIPAMENTOS AUXILIARES

Aqui a faixa recomendável é de 15 a 20% do custo do equipamento principal para todas as faixas de potência das centrais à Diesel. Esta faixa é relativamente estreita, principalmente, por motivos técnicos, pois exige-se um mínimo de equipamentos auxiliares.

3.8.4.5 CUSTOS EVENTUAIS

São inúmeros os casos de obras de usinas elétricas em geral, que sofrem despesas não previstas originalmente. Os custos eventuais são resultantes principalmente de:

- mudança de fornecedor de equipamentos;
- atraso do cronograma de obras;
- modificações do projeto original por motivos técnicos ou de possíveis adaptações necessárias;
- quebras e perdas na montagem;
- acidentes pessoais;
- erros de projeto;
- ações destrutivas da natureza;
- ajustes de preços com a inflação não prevista.

Evidentemente, seria impossível se prever com segurança um determinado nível percentual de custos eventuais. Aceita-se usualmente a experiência, a qual recomenda de 25 a 30% do Grupo Diesel Elétrico para centrais de 240 kW, 10 a 20% para centrais de até 1500 kW e 10 a 15% para UTE's de maior capacidade.

3.8.4.6 CUSTOS DE TRANSPORTE E SEGURO

Para a região Norte, os custos de transporte e segurança são elevados e variam de 25 a 25% do custo do equipamento principal para centrais de 50 kW, de 25 a 35% para centrais até 240 kW, caindo para 5 a 15% até 1000 kW e de 4 a 8% para centrais de maior capacidade.

3.8.4.7 JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO

Tomou-se como base a taxa anual de 12% ao ano como sendo o nível de juros mais praticado no Brasil em seus diversos investimentos. Assim, o tempo médio de construção das centrais é que irá determinar uma taxa de interesse proporcional. O percentual neste caso deve ser aplicado ao somatório de todos os custos envolvidos na construção da central. É fundamental observar que gradualmente se consolida a consciência de que as taxas de juros efetivamente praticadas são bastantes superiores e podem estar, na verdade, entre 25 - 30% [ref.29]. Este aspecto é de importância decisiva para o planejamento das centrais e será considerado em detalhe em outro tópico.

3.8.5 CUSTOS ESTIMADOS DAS CENTRAIS A DIESEL

De posse dos valores de custos dos grupos geradores e dos índices percentuais relativos aos demais itens de custo, foi elaborada a Tabela 3.7, que apresenta os custos totais estimados.

Os resultados, em seus limites superiores e inferiores do custo unitário da potência, estão detalhados na Tabela 3.7 que, conforme esperado, apresenta a descontinuidade em torno de 240 kW. A Figura 3.11 complementa esta tabela.

Estas faixas de variações refletem inovações e avanços tecnológicos, nível de qualidade e garantia e outras flutuações do mercado, localização e taxas de interesse durante a construção. Estas faixas foram obtidas a partir do custo do Grupo Diesel Elétrico, conforme a metodologia sugerida.

POTÊNCIA	US\$/kW
50 kW	1000 - 1600
100 kW	500 - 750
240 kW	300 - 450
600 kW	1100 - 1600
1000 kW	1000 - 1600
1600 kW	950 - 1550
3000 kW	900 - 1500
5000 kW	900 - 1500
OBS: - dólar de 1988/set - inclui toda a instalação	

Tabela 3.7 - Custos de potência de UTE's a Diesel

Ainda é importante observar que nesta linha metodológica, implicitamente, considera-se que o agente comprador seja a concessionária. Na hipótese, frequentemente observada, da compra de centrais a Diesel em pacotes de fornecimento, "turn-key" estes custos poderão se elevar significativamente. A prática tem demonstrado que tal agenciamento pode corresponder a um acréscimo de 30% do custo total. A seguir é apresentado a Figura 3.11, a qual contém os limites de custos por faixas de capacidade das centrais Diesel.

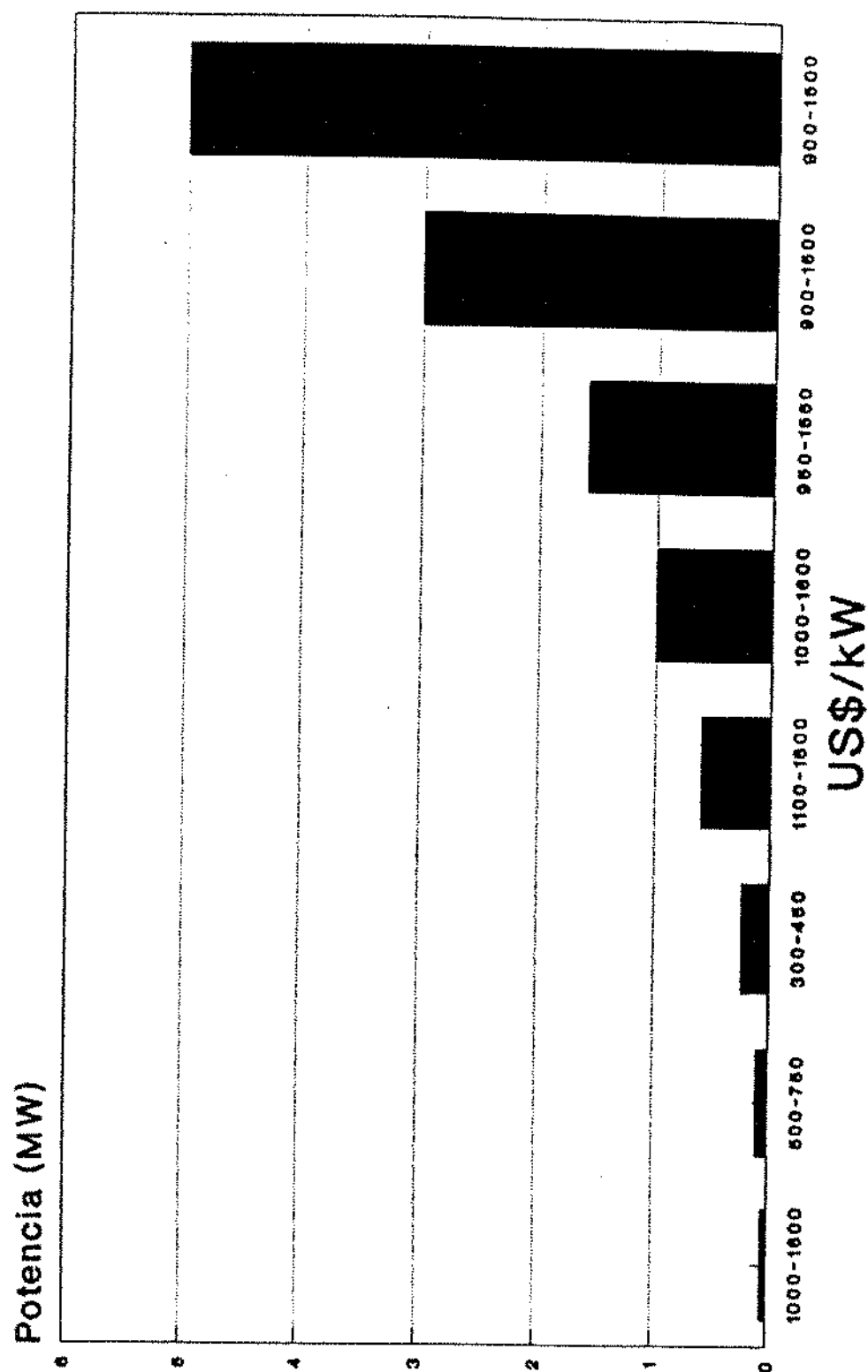


Figura 3.11 - Limites de Custos por Faixas de Capacidade das Centrais Diesel

3.8.6 UMA METODOLOGIA ALTERNATIVA PARA ESTIMATIVA DE CUSTOS DE CENTRAIS

Os estimadores de custos de centrais podem examinar se existe algum tipo de relação entre os custos de seus componentes com uma ou mais grandezas físicas. Suponha-se, por exemplo, que se esteja examinado se existe ou não uma relação entre potências instaladas [kW] e o custos das centrais.

Primeiramente, devem ser apontados todos os argumentos que induzam à existência de uma relação e também aqueles que apontam em direção contrária. Deve-se neste momento, confrontar estes argumentos. Ao se decidir favoravelmente pela existência de uma relação pelo fato de que os argumentos pela existência superam os argumentos contrários, deve-se verificar se os dados disponíveis confirmam a hipótese, a relação citada deve ser estudada detalhadamente.

Para que isso seja possível, torna-se indispensável a obtenção de todos os dados quantitativos sobre a potência instalada e custos de centrais. Seria ideal poder dispor do maior número possível de informações, entretanto, na prática dispõe-se de uma quantidade reduzida destes dados, comparativamente com o seria possível obter.

Os dados sobre os custos de centrais e as suas respectivas capacidades não foram e não são divulgadas facilmente, isto se deve a uma série de fatores que não cabe aqui discuti-los, porém, sabe-se que pelo número de centrais existentes, poucos são os dados disponíveis a respeito. Evidentemente, outro aspecto importante é a fidedignidade dos dados, os quais muitas vezes embora corretos para a sua época (por ocasião da construção) sofrem dificuldades de transposição para os dias atuais.

Estatisticamente, chamam-se todos os níveis de custos e de potências instaladas de população. É evidente que

no estudo em questão vai-se trabalhar com amostras extraídas desta população. Isso significa que as conclusões serão relativas ao comportamento observado na amostra. Isto é conhecido como um processo de inferência. Assim, o importante é que a amostra seja representativa.

Considerando que a amostragem foi extraída da população e que a mesma é representativa, pode-se inferir com certa margem de segurança que se existe alguma relação na amostra, a relação também existe na população. Em função dos poucos dados disponíveis sobre custos de centrais, assume-se que é muito pouco provável que as amostras disponíveis não sejam representativas.

Pode-se verificar a existência de alguma relação entre a potência instalada e o custo, representando-se graficamente os pares de valores da amostra estudada. Os resultados típicos que poderiam ser encontrados seriam como os que são mostrados nos gráficos seguintes (Figura 3.12):

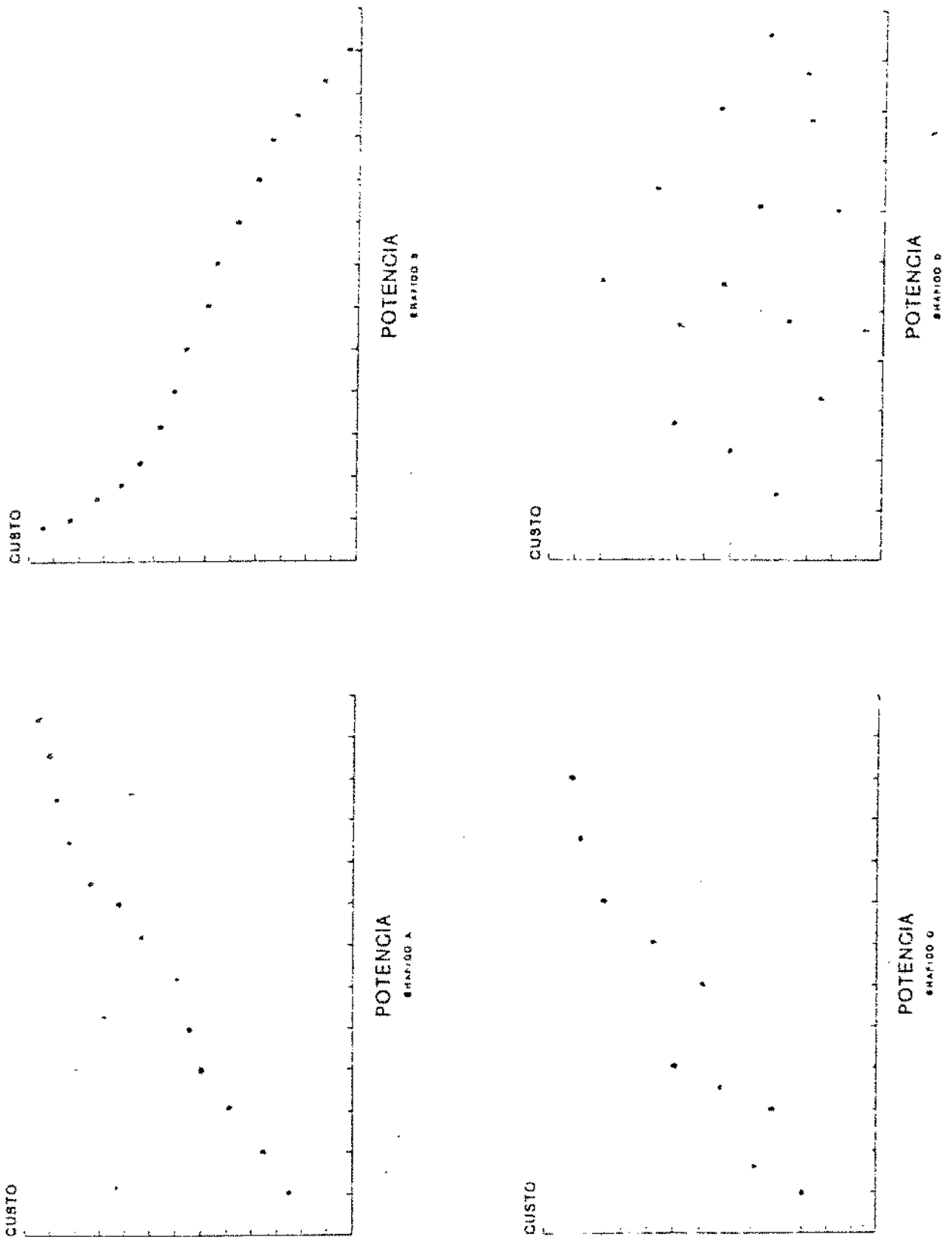


Figura 3.12. - Relação entre Potência Instalada e Custo.

Os gráficos a e b mostram uma relação bastante acentuada direta ou inversa entre os valores das variáveis em estudo. No caso do gráfico c existe uma relação menos acentuada e no gráfico d não há qualquer relação. Tecnicamente, diz-se que os gráficos a e b mostram uma correlação positiva, enquanto o gráfico b mostra uma correlação negativa e o gráfico d nenhuma correlação.

Como foi dito, se a amostra é representativa pode-se dizer com base nos gráficos a, b ou c que o custo de uma central varia com a sua capacidade e que, na prática, quanto maior a potência instalada maior o custo, portanto, os gráficos a e c são mais adequados à realidade.

Uma vez reconhecida a relação entre potência instalada e custo de uma central, é necessário recorrer a uma técnica denominada análise de regressão. Esta análise tem como ponto de partida a análise da correlação entre as duas variáveis. Assim, esta relação pode ser linear ou não e o custo da central pode não depender apenas da potência instalada.

Quando se tem os custos devidamente desagregados de diversas centrais de um mesmo tipo, é possível relacionar de forma análoga ao que foi anteriormente os custos dos componentes com uma ou mais grandezas físicas e estabelecer através de métodos estatísticos a correlação existente. Neste sentido pode-se, por exemplo, determinar qual a correlação entre a potência instalada em [kW] e o seu custo para um determinado tipo de central. Para exemplificar vai-se supor um central Diesel.

Para que isto seja possível é necessário se dispor do maior número possível de informações sobre os custos de centrais de várias capacidades. Com os pares de valores (custos e potência) pode-se ajustar estes pontos e, através de programas estatísticos, determinar qual é a curva que possui o menor erro em relação a todos os pontos.

Sem dúvida que isto é uma aproximação,

entretanto, para efeito de estimativa e com a utilização de regressões lineares os resultados podem ser excelentes.

O mesmo raciocínio pode ser aplicado aos componentes de custo. Logo é possível determinar a correlação entre potência (kW) e custo (US\$).

Fazendo-se o mesmo exercício para todos os componentes de custo, obtém-se equações que relacionam a potência com o custo do componente.

Matematicamente, escrever as seguintes equações:

$$C_1 = f_1 (X_1)$$

$$C_2 = f_2 (X_2)$$

$$\vdots$$

$$C_n = f_n (X_n)$$

Onde: $C_1, C_2, \dots, C_n$ são os componentes de custo da central

$f_1, f_2, \dots, f_n$ são as funções que melhor representam os pares de pontos (custo do componente, potência)

$X_1, X_2, \dots, X_n$ grandeza física qualquer

Suponha-se que se conheça os componentes de custo de 5 (cinco) centrais Diesel e seus aspectos técnicos. Por exemplo:

CENTRAIS					
N	1	2	3	4	5
KW	P1	P2	P3	P4	P5
	C11	C21			C51
	C12	C22			C52
	C13				
	C110	C210			C510

Suponha-se ainda que P_1 , P_2 , P_3 , P_4 e P_5 sejam potências de mesma ordem de grandeza e que todos os custos possuam boa correlação com a potência (será visto adiante que esta suposição é muito simplista).

Com estas considerações, para cada componente de custo pode-se plotar num gráfico potência x custos, os cinco pontos correspondentes.

Tomando-se como exemplo os custos de engenharia, os cinco pontos de interesse seriam C_{11} , C_{12} , C_{13} , C_{14} e C_{15} . A lógica do raciocínio consiste em se determinar uma função que passe o mais próximo possível destes cinco pontos. Para isto, existe um método chamado método dos mínimos quadrados que pode ser utilizado para qualquer função interpoladora. Tendo-se uma visão gráfica dos pontos, é possível escolher uma função interpoladora com boas chances de aceitação, entretanto, isto nem sempre é possível e é necessário muitas vezes recorrer à várias tentativas. Cada tentativa deve ser verificada em termos de seus coeficientes de correlação, o qual deve ter valores próximos à unidade.

Obtendo-se a equação do polinômio interpolador para este componente o mesmo pode ser feito para os outros.

Assim, ao se desejar estimar o custo de um componente ou de toda uma central Diesel, cuja potência instaladora se encontre na mesma ordem de grandeza das centrais anteriores, deve-se apenas entrar com o valor da potência na equação do polinômio interpolador correspondente e obter o(s) valor(es) desejado(s).

Evidentemente, que as funções podem assumir diversas formas diferentes como uma função linear, quadrática exponencial, etc. Também por simplicidade, estas funções citadas dependem apenas da potência instalada (kW), entretanto, nem sempre isto é adequado e é necessário envolver outras grandezas de influência. Para exemplificar, vai-se supor uma função f_1 (kW, n) para o custo do grupo

Diesel. Isto é mais adequado, pois sabe-se que quanto menor a rotação (n) mais caro é o grupo Diesel. Portanto, o custo do grupo Diesel não é função apenas da potência. Para este caso há necessidade de se montar ternos do tipo (custo do grupo, potência e rotação) e da mesma forma que anteriormente, determinar estatisticamente qual é a função que representa satisfatoriamente os pontos amostrados.

Realizando esta metodologia para os diversos componentes de custos obtém-se equações que regem o comportamento dos custos dos componentes e para se determinar o custo de uma nova central ou das partes, da mesma basta aplicar os seus parâmetros próprios nas equações levantadas conforme citado.

Este tipo de metodologia depende fundamentalmente do banco de dados sobre os custos das centrais e os seus respectivos parâmetros técnicos. É também de suma importância o agrupamento dos componentes de custos dentro de uma racionalidade para que não sejam mascaradas algumas informações. Assim, ao se falar do custo de um grupo Diesel, deve-se saber se estão incluídos os seus acessórios, a montagem, o transporte, os impostos, etc.

Um outro ponto a destacar diz respeito à similaridade da nova central com o banco de dados utilizado para a estimativa do custo da nova, isto é, se deseja estimar o custo de uma central hidroelétrica de baixa queda não é correto utilizar dados de custos de centrais de altas quedas, ou seja é necessário agir com bom senso para cada caso, para avaliar os resultados.

Será mostrado na sequência uma aplicação desta metodologia para pequenas centrais hidroelétricas.

3.8.6.1 APLICAÇÃO PARA PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS

Tendo tido acesso ao acervo técnico do Grupo de Energia Engenharia e Consultoria Ltda, empresa que

possui um bom banco de dados sobre Pequenas Centrais Hidroelétricas foi possível desenvolver a metodologia que acaba de ser descrita e que a empresa denominou de "EstCost" na sua forma computacional final.

Os componentes de custos estudados, devido à sua importância, foram:

- Custo de desvio do rio;
- Custo de barragens;
- Custo de câmaras de carga;
- Custo de chaminés de equilíbrio;
- Custo de canais de adução;
- Custo de blocos da tubulação de baixa;
- Custo de tubulações de baixa;
- Custo de tomadas d'água;
- Custo de blocos de tubulações de alta;
- Custo de tubulações de alta;
- Custo de casas de máquinas;
- Custo de canais de fuga;
- Custo de canteiro de obra;
- Custo de comportas;
- Custo de pontes rolantes;
- Custo de turbinas;
- Custo de reguladores de velocidade;
- Custo de válvulas;
- Custo de geradores;
- Custo de quadros de comando;
- Custo de proteção;
- Custo de engenharia;
- Custo de administração;
- Custos outros.

Estes componentes de custos foram obtidos de 30 (trinta) pequenas centrais constantes do acervo técnico da GENERCO e também de várias cotações de equipamentos

realizadas junto à fabricantes.

Para a obtenção das regressões foram necessários os seguintes dados:

- altura da barragem de desvio (cm);
- comprimento do desvio (m);
- altura da barragem central (m);
- vazão de projeto (m^3/s);
- vazão do canal de adução (m^3/s);
- comprimento do canal de adução (m);
- vazão na tubulação de baixa (m^3/s);
- comprimento da tubulação de baixa (m);
- vazão na tubulação forçada (m^3/s);
- comprimento da tubulação de alta (m);
- potência instalada em [kVA];
- potência instalada em [kW];
- potência do maior gerador [kW];
- comprimento do canal do fuga (m).

Através dos custos dos componentes e de seus parâmetros físicos, foram feitas várias simulações computacionais até que se tivessem fortes indícios da existência de alguma relação entre os mesmos.

Estes dados citados apresentam relações com os componentes de custos, sendo que cada componente de custo corresponde a um ou mais dado físico. Assim, por exemplo, o custo da barragem é uma função de sua altura e seu comprimento $C_b = f(h_b, l_b)$ e o custo da ponte rolante é função da potência do maior gerador $C_{pr} = f(kW_{MG})$.

Concluindo-se pela existência de uma relação entre o componente de custo e os seus parâmetros físicos, passou-se imediatamente a investigar para cada componente de custo qual era a correlação que melhor poderia satisfazer o objetivo do estudo. De forma exaustiva foram feitas várias tentativas, utilizando-se de equações lineares, quadráticas,

exponenciais e mixtas.

Tomando-se como exemplo a barragem: neste caso houve uma fácil visualização da existência de uma relação entre o seu custo com o respectivo comprimento e largura.

Para tal foi levantado a Tabela 3.8.

A rigor, a barragem deve ser projetada em função da altura e da vazão máxima Q_{max} , pois esta sim é que define o comprimento da mesma. Entretanto, como nem sempre Q_{max} é disponível, por uma questão prática, se aceita o comprimento da barragem estimado em campo. Assim, o grande cuidado que se deve tomar é com esta previsão de comprimento. Isto é sempre válido quando o vertedouro faz parte do corpo da barragem.

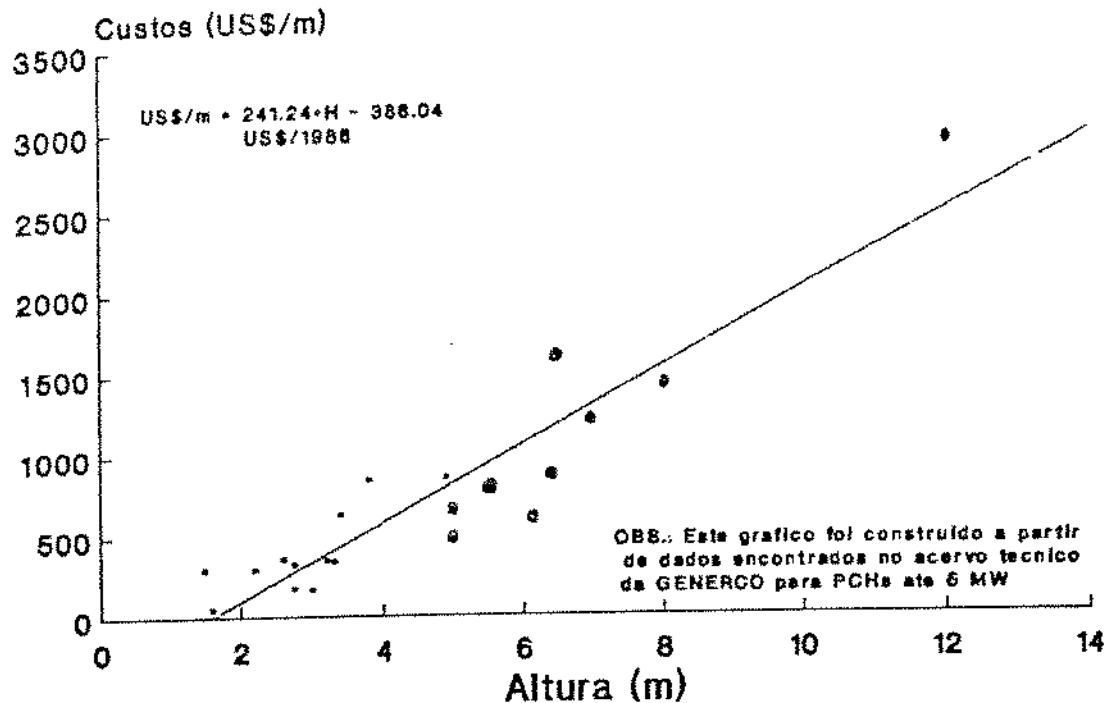
CENTRAL	CUSTO (US\$/m)	H (m)
A	868,584	6,400
B	1607,150	6,500
C	290,732	2,200
D	291,075	1,500
E	837,225	3,800
F	623,020	3,400
G	348,040	3,200
H	849,610	4,900
I	467,345	5,000
J	323,193	2,750
K	356,357	2,600
L	340,035	3,300
M	1406,080	8,000
N	1211,410	7,000
O	164,862	3,000
P	2930,950	12,000
Q	168,449	2,750
R	780,795	5,500
S	649,481	5,000
T	50,729	1,600
U	619,316	6,15

Tabela 3.8 - Relação entre custo e altura (m) de uma central

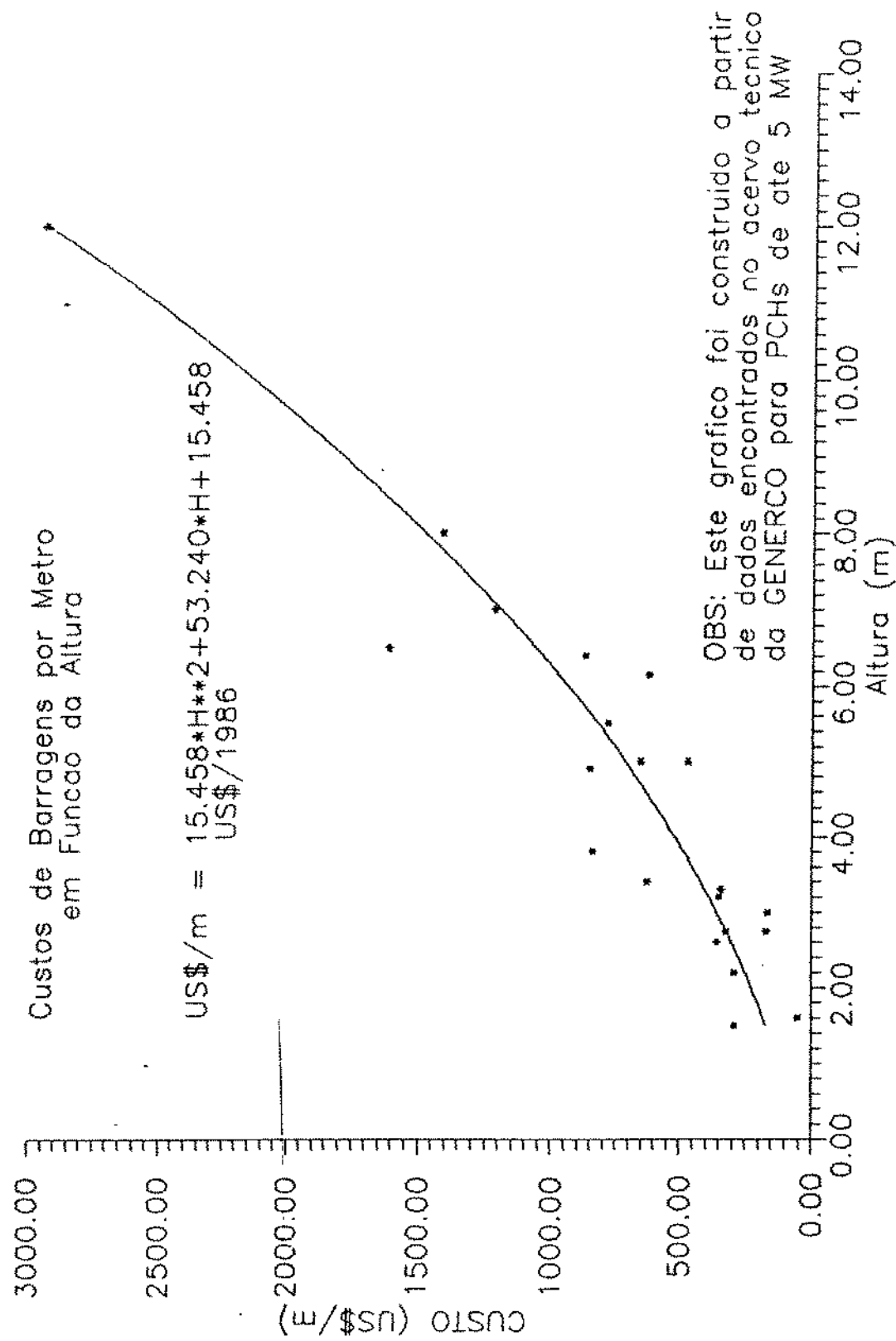
Para facilitar a visualização gráfica optou-se por trabalhar com dois eixos x e y, onde y é o custo por metro de barragem e x é a altura da mesma.

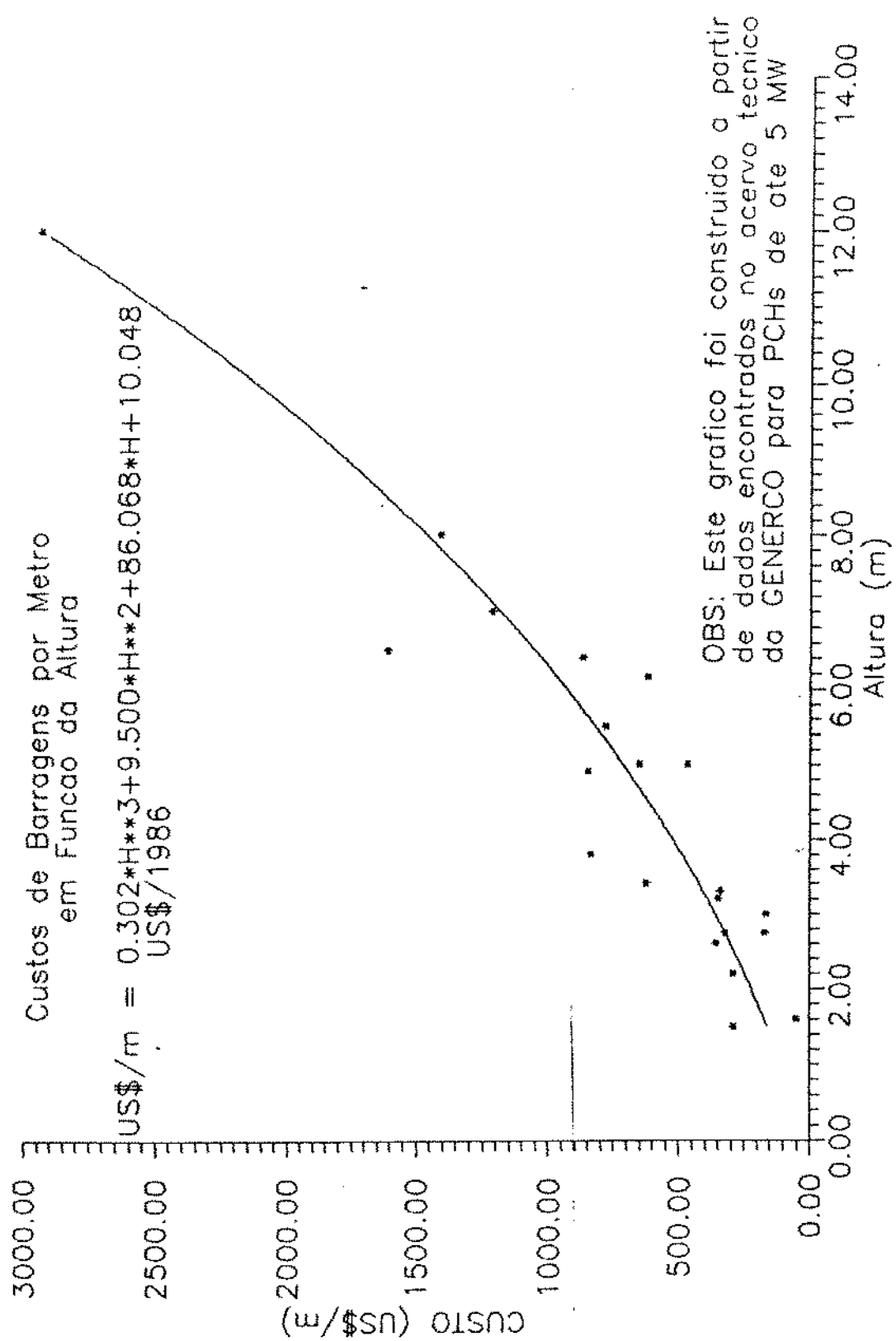
Os gráficos seguintes ilustram os pontos e a regressão linear correspondente.

Custos de Barragens por Metro em Funcao da Altura



Custo/Km	H [m]	Custo/Km	H [m]
868.584	6.40	1406.080	8.00
1607.150	6.50	1211.410	7.00
837.225	3.80	2930.950	12.00
623.020	3.40	780.795	5.50
348.040	3.20	649.481	5.00
849.610	4.90	619.316	6.15
467.345	5.00	168.449	2.75
323.193	2.75	164.862	3.00
356.357	2.60	291.075	1.50
340.035	3.30	50.729	1.60





As funções testadas apresentam valores ajustados relativamente próximos dos valores observados, sendo que os melhores ajustes foram obtidos para o polinômio do 3.º grau. Evidentemente, que os outros ajustes também podem ser usados, visto que são próximos do melhor. Aqui, não se pretendeu encontrar a solução ótima, até porque, existem incertezas em torno dos pontos utilizados. Desse modo, decidiu-se que o resultado obtido pode ser considerado satisfatório aos objetivos do estudo.

Uma vez encontrada a equação que define a correlação, esta pode ser utilizada para estimar os custos de outras barragens, bastando para tal o conhecimento da altura e do comprimento da barragem que se deseja estimar o custo.

Este mesmo procedimento utilizado para estimar custos de barragens foi estendido a todos os outros componentes de custos de PCH's. Assim, analogamente, foi encontrado para cada componente de custo uma equação que define a correlação entre o custo unitário e as suas correspondentes grandezas físicas.

De posse dos valores das grandezas físicas correspondentes a todos os componentes de custos, basta substituí-los nas respectivas equações para se encontrar o custo de cada componente. Para se obter o custo total estimado da PCH estudada, basta somar os custos estimados de cada componente.

Reconhece-se, entretanto, que esta simples soma não é muito recomendável, pois existem incertezas nos custos de cada componente. Assim, na sequência, é apresentada uma metodologia que pretende ser mais adequada para "estimativas de estudo". O método anterior pode ser recomendado para "estimativas de ordem de grandeza".

3.9 UMA METODOLOGIA MAIS REALISTA PARA ESTIMATIVA DE CUSTOS DE PROJETOS ENERGÉTICOS

É uma constatação bastante desagradável quando se observa uma discrepância considerável entre um custo estimado e um custo efetivamente gasto em um empreendimento energético. Isto pode ocorrer por uma série de fatores, entretanto, um dos principais é a inadequabilidade das estimativas de custos.

A quantidade de itens de custos em um empreendimento energético é bastante variável e depende (principalmente) da escala de produção, do tipo de geração e do local da instalação. Esta situação provoca a necessidade de um levantamento de custos adequados ao local, considerando-se a escala e o tipo de geração. Ocorrem muitas vezes na prática dificuldades na obtenção de preços de equipamentos e serviços, os quais são variáveis e geralmente adotados sob critérios discutíveis.

O presente estudo visa oferecer uma metodologia que padroniza procedimentos para estimativa de custos, mostrando suas vantagens relativas.

3.9.1 A DIVERSIDADE DOS PREÇOS

Difícilmente, a cotação de preços auferir valores pontuais e constantes tanto para serviços quanto para materiais e equipamentos. Efetivamente, ao se desejar obter, por exemplo, o preço de um equipamento, o que se vai encontrar de fato, é uma série de preços dependendo de quem vende, do local cotado e da própria validade da cotação em termos reais.

Também, é comum adotar-se algo entre o preço mínimo e máximo encontrado, incluindo estes limites. Deste modo, ao se adotar apenas um valor, a estimativa torna-se pontual e de duvidosa validade futura, pois, entre o instante

da estimativa de custos e a compra dos serviços, materiais e equipamentos decorre sempre um certo tempo, em que ficaria extremamente difícil imaginar que um preço pontual pudesse permanecer constante.

Neste estudo o primeiro critério adotado é a consideração da faixa de variação dos preços obtidos no mercado ou em concorrências e licitações.

É evidente que esta faixa de variação será tanto mais confiável quanto maior for o número de cotações. De qualquer maneira, é intuitivo que, entre um número razoável de cotações, os limites superiores e inferiores sugerem uma menor probabilidade de frequências, do que os valores intermediários. Para exemplificar suponha-se a cotação de transformador junto a 5 (cinco) fornecedores:

FORNECEDOR	PREÇO
1	x
2	$x + 1$
3	$x - 1$
4	$x + 2 \rightarrow$ Limite superior
5	$x - 2 \rightarrow$ Limite inferior

Embora estes limites existam ($x + 2$ e $x - 2$), parece razoável que a chance de se encontrar preços intermediários (x , $x + 1$, $x - 1$) seja maior.

Isto não é difícil constatar, pois preços extremos referem-se geralmente a fatores conjunturais, cuja frequência de ocorrência é bastante limitada.

Pode-se constatar que à medida em que se aumenta o número de consultas, aumenta também a faixa de variação de preços, ocorrendo uma saturação nos valores máximos e mínimos.

Poder-se-ia pensar que num outro exemplo haveria uma maior frequência de preços mínimos ou máximos, ou seja, que fossem poucos os valores intermediários. Mesmo

assim, não seria aconselhável fazer estimativas baseadas nos máximos ou mínimos. O razoável ainda seria a faixa.

É evidente que se deve trabalhar por faixas, pois a probabilidade de se encontrar preços dentro de uma faixa é maior do que encontrar um preço médio. Neste ponto, o estudo sugere que o mais correto seria se trabalhar com distribuições estatísticas, visto que, tendo uma amostra de preços contendo extremos e valores intermediários, sempre é possível obter uma média e um desvio padrão associado. Isto, naturalmente, tem que ser feito ajustando uma distribuição estatística.

A seguir, serão reafirmados alguns conceitos estatísticos, com as considerações necessárias aos propósitos desejados.

3.9.2 POPULAÇÕES E AMOSTRAS

Em um determinado item de serviço, equipamento ou material qualquer, é sempre conveniente salientar que, quando se faz um levantamento de preços, dificilmente se tem uma relação completa de todos os preços possíveis. O que se tem na realidade é uma relação de preços encontrados.

Para facilitar o raciocínio, suponha-se que se vai fazer um levantamento de preços de uma turbina hidráulica. Assim, é possível encontrar-se, por exemplo, preços de 5 (cinco) fornecedores. Poderá ocorrer, entretanto, que muitos outros fornecedores não façam a cotação por uma série de razões. Deste modo, pode-se dizer que os 5 (cinco) fornecedores representam uma amostra e todos os fornecedores representam a população.

Em termos concretos, seria extremamente difícil fazer um levantamento perfeito de todos os preços possíveis, entretanto, ao se adotar amostras muito pequenas o risco de que as mesmas não sejam representativas é muito grande.

O usual é que sempre que for factível, o

levantamento de preços ocorra conforme as disponibilidades. Assim, as prioridades de cotações são realizadas no município, estado, país e até no exterior quando necessário ou atrativo. Também fica evidente que em qualquer âmbito (local, estadual, etc.) dificilmente se obtém toda a população.

Em uma população (por exemplo, todos os preços de um equipamento específico), qualquer subconjunto desta população é uma amostra e esta será aleatória se o subconjunto também o for. Neste ponto, poder-se-ia dizer que os preços não são aleatórios. De fato não o são, mas dentro de uma faixa de variação esta consideração resulta adequada, isto é, sabe-se que os preços de um gerador de 300 kVA não podem ser quaisquer e por isso existe um balizamento determinando uma faixa, mas dentro desta faixa existe uma grande quantidade de preços possíveis que podem ser considerados como aleatórios.

3.9.3 ESTIMATIVAS PONTUAIS E POR INTERVALO

Para os fins do estudo, vai-se considerar como procedimento geral, a cotação de preços por amostragem. Naturalmente, serão feitas na sequência do estudo considerações sobre as amostras, inferindo condições associadas à confiabilidade.

Em termos de nomenclatura será adotado:

$\bar{X}$ → média amostral

s^2 → variância amostral

μ → média da população (todos os preços)

τ^2 → variância da população (todos os preços)

Em geral, a média (μ) e variância τ^2 da população são constantes e geralmente desconhecidas, entretanto, a média e a variância amostral são variáveis

aleatórias; isto é, variam de amostra para amostra com uma determinada distribuição de probabilidade. Através do teorema central do limite sabe-se que a distribuição de $\bar{X}$ é aproximadamente normal. Por este teorema é possível estimar a população através da amostra. Isto porque a média amostral $\bar{X}$ é um valor que circunvizinha a média da população μ , ora para mais, ora para menos.

Deste modo, $\bar{X}$ é considerado um bom estimador de μ , principalmente para populações aproximadamente normais. Entretanto, melhor do que estimar μ por meio de uma única estimativa pontual, $\bar{X}$, seria fazer a estimativa por intervalo em torno de $\bar{X}$ e abranger μ . Consequentemente, para se ter uma maior confiabilidade na correção de uma inferência, não se pode afirmar que μ seja igual a $\bar{X}$ observada. Ao invés disso, deve-se construir um intervalo de estimativa, ou intervalo de confiança, da forma:

$$\mu = \bar{X} \pm \Delta x$$

Onde Δx = erro de amostragem.

Nesta altura torna-se importante decidir sobre o grau de confiança do intervalo escolhido que deve englobar μ .

Usualmente, o intervalo de confiança de 95% é o mais utilizado para os diversos fins, entretanto, tem sido cada vez mais utilizado o valor 80%, principalmente em análises de riscos de investimentos.

Como ilustração, no caso da distribuição normal, tem-se para um intervalo de confiança de 95% as seguintes equações:

$$\mu = \bar{X} \pm 1,96 \tau_x \quad (3.3)$$

$$\mu = \bar{X} \pm Z_{0,025} \frac{\tau}{\sqrt{n}} \quad (3.4)$$

Onde:

$Z_{0,025}$ = é o erro padrão, e é tabelado

$$\tau_x = \frac{\tau}{\sqrt{n}}$$

Assim, por exemplo, ao se fazer uma cotação de preços, tem-se uma amostra com média $\bar{X}$ e tudo que o estatístico sabe é que, ao se fazer uma estimativa intervalar $\mu = \bar{X} \pm Z_{0,025} \cdot \frac{\tau}{\sqrt{n}}$, é que ele estará certo em 95% das vezes. Sabe-se também, observando a equação (2), que à medida de aumenta a amostra (n), a distribuição de $\bar{X}$ se concentra em torno de μ e o intervalo de confiança se torna mais preciso.

Quando τ não é conhecido, o que é o caso mais comum haverá necessidade de estimá-lo. O estimador natural é então o desvio padrão amostral s , que pode ser calculado.

Assim:

$$\mu = \bar{X} \pm Z_{0,025} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \quad (3.5)$$

Desde de que a amostra seja relativamente grande, esta aproximação é muito boa e para se calcular s basta utilizar a equação (3.6) a seguir:

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \quad (3.6)$$

3.9.4 ALGUMAS ADAPTAÇÕES NECESSÁRIAS PARA AS COTAÇÕES DE PREÇOS

Dentro do âmbito do estudo é fortemente aconselhável algumas adaptações e\ou considerações à respeito dos custos de empreendimentos energéticos. No item anterior foi dito que as estimativas mais corretas a respeito de uma população são relativas a amostras grandes. Outra questão diz respeito a populações aproximadamente normais para as quais a obtenção de μ e σ a partir dos parâmetros $\bar{X}$ e s das amostras propicia bons resultados.

Assim, em primeiro lugar é preciso salientar que na prática o número de cotações de preços e serviços para empreendimentos energéticos, geralmente, é muito grande, entretanto, ao se considerar item por item de preço, sabe-se que o número é relativamente restrito. Isto é, as amostras de preços para efeito de cotação são geralmente modestas em quantidade para efeito de estimativas de custo.

Firmas de consultoria ou mesmo concessionárias de energia dificilmente fariam 30 ou 40 cotações de preços para um gerador elétrico, por exemplo. Isto não só pela falta de facilidades para tal, como também pelo fato de que um empreendimento energético contém muitos itens de custo e se um procedimento fosse adotado para todos os itens, isto resultaria em custos elevados e num tempo muito grande para se fazer as estimativas. Na estatística tradicional uma amostra considerada grande tem 50 ou 100 elementos dependendo da precisão desejada.

No caso específico de itens de custo de um empreendimento energético, sabe-se que muitas vezes a própria população é muito pequena (algo entre 5 a 10 fornecedores). Assim, a amostra seria ainda menor. Logo, vê-se que há necessidade de se considerar a relatividade da amostra em termos da população que no caso é o número de possíveis fornecedores.

Este, é o ponto crucial para o estimador de custos ou preços: vai-se supor um caso em que se deseja cotar o preço de uma turbina tipo tubular para uma instalação de baixa queda.

A primeira atitude dos estimadores, seria cotar o preço a nível local, fato que não é exequível por falta de fornecedores. No Brasil sabe-se existem de quatro a seis fornecedores. Assim, o estimador tem ainda duas possibilidades de ampliar a população. Uma seria estender a cotação ao exterior, o que representa custos adicionais e também o conhecimento prévio destes fornecedores (endereço, telefone, contato, etc). Além disso, é necessário conhecer a alíquota de importação, custos de transportes internacionais, etc. É, assim, evidente as dificuldades a serem encontradas, bem como os custos incorridos e o tempo gasto para tal fim. Uma outra possibilidade seria recorrer à pouca literatura internacional existente sobre custos internacionais de equipamentos. Isto exigiria um alto grau de especialização do estimador, além do conhecimento de línguas estrangeiras e também de uma capacidade de atualização de preços das datas das publicações.

Em resumo, embora se deseje um levantamento de preços ótimo, isto não é feito para efeito de estimativas. Mesmo a nível de compra, geralmente, isto não ocorre.

Assim, em casos específicos como este, o mais comum é que os estimadores adotem apenas os preços dos fornecedores nacionais.

Quando isto ocorre a preocupação deixa de ser a amostra, pois pode-se considerar que esta amostragem nacional represente toda a população. É óbvio que isto é uma aproximação e uma atitude racional muitas vezes.

Feita esta consideração, o próximo passo é saber se a distribuição que melhor se adequa a este exemplo é a distribuição normal. É evidente que não é, mas também pode-se aqui fazer uma outra consideração. Se fosse

aproximada por uma distribuição normal poder-se-ia calcular facilmente seus parâmetros μ e τ .

$$\mu = \frac{1}{n} (X_1 + X_2 + \dots X_n) \quad (3.7)$$

$$\tau^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \mu)^2 \quad (3.8)$$

A outra consideração é aceitar a população como se fosse uma amostra relativamente grande e utilizar as fórmulas anteriores (Eqs. 3.5 e 3.6).

Uma outra possibilidade é considerar que o tamanho da amostra é pequeno em relação à população. Neste caso a solução seria utilizar a distribuição T de student, cuja fórmula é a seguinte.

$$T = \frac{\bar{X} - \mu}{s/\sqrt{n}} \quad (3.9)$$

Para esta distribuição, analogamente à distribuição normal existe uma tabela onde tem-se que entrar com o intervalo de confiança desejado e o graus de liberdade da amostra.

Por definição graus de liberdade $g . l = n - 1$ onde n é número de elementos da amostra. Para uma amostra com n elementos tem-se:

$$\mu = \bar{X} \pm T_y . s/\sqrt{n} \quad (3.10)$$

Onde:

$\bar{X}$ $\Rightarrow$ média amostral

s $\Rightarrow$ desvio padrão amostral

n $\Rightarrow$ número de elementos da amostra

T_y $\Rightarrow$ valor tabelado do desvio padrão estimado para o intervalo de confiança y .

Assim, $T_{0,025}$ significa um desvio padrão estimado da população para um intervalo de confiança de 95%. Isto é análogo a Z_γ para a distribuição normal.

Quando τ é desconhecido pode-se adotar a distribuição T , independentemente do tamanho da amostra. Quando o tamanho da amostra for grande, a distribuição se aproxima muito da distribuição normal e esta pode ser diretamente utilizada.

3.9.5 Os ITENS DE PREÇO E O CUSTO TOTAL

Sabidamente, nos empreendimentos energéticos existem muitos itens de custos, os quais têm seus pesos diferenciados em relação ao custo total. Existem itens que representam por exemplo 2% do custo total e outros que representam até 30%. É evidente que se recomende maiores cuidados com os itens mais caros, pois estes afetam mais o custo total quando os mesmos sofrem variações. Por coincidência, são exatamente os itens mais caros que possuem geralmente as menores amostras, isto ocorre principalmente devido a necessidades de capital das empresas prestadoras de serviços ou de fabricantes.

Para efeito do estudo vai-se considerar algumas simplificações movidas pelo motivo abordado, entretanto, isto não significará necessariamente uma aproximação, visto que existem sempre uma boa quantidade de itens de custo de um empreendimento energético e que a sua soma representa também a soma das variações de diversos itens independentes. isto provoca uma espécie de compensação na soma das variações, pois se um item está superestimado o outro estará subestimado e assim por diante.

3.9.6 A METODOLOGIA PROPOSTA

Até o momento a maior preocupação se concentrou sobre o levantamento dos preços dos itens necessários à realização de um empreendimento energético a nível de valores estimados. Estudou-se como é possível através de uma amostra, obter a distribuição correspondente a seu parâmetros.

O que não foi considerado é o fato de que a estimativa sempre deve olhar para o futuro e, como se sabe, ninguém saberia dizer se os preços tomados com base da estimativa sofrerão ou não mudanças no momento da compra. Assim, um valor pontual tem uma possibilidade muito remota de não se modificar, ao passo que ao se trabalhar com distribuições a partir de estimativas por intervalos já existe uma menor probabilidade de erros consideráveis. Assim, por exemplo, um preço futuro de um equipamento qualquer pode ser considerado como um evento contínuo, requerendo-se naturalmente uma série de valores e probabilidades associadas.

Uma grande simplificação nesta abordagem consiste em se adotar uma distribuição do tipo triangular (Figura 3.13).

Nesta distribuição sua aproximação é feita através de estimativas em 3 (três) pontos, conforme figura seguinte:

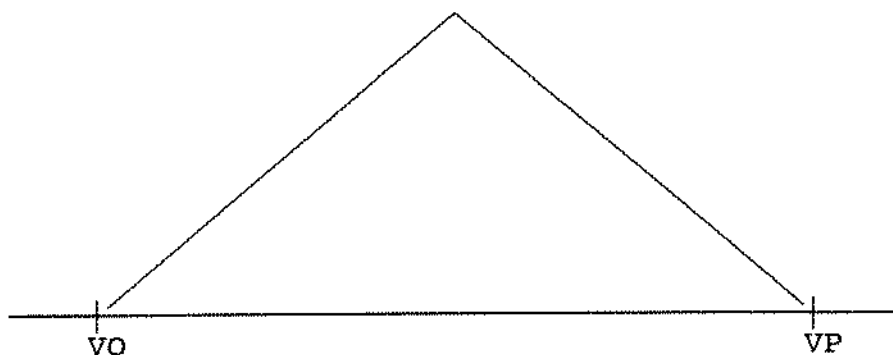


Figura 3.13 - Distribuição Triangular

O valor mais provável é escolhido entre os valores máximos e mínimos do intervalo, numa faixa de probabilidade correspondente a 80% da distribuição. Assim, escolhe-se ou assume-se o valor mínimo de forma que haja apenas 10% de chances do valor ser ainda menor. Analogamente o valor máximo tem também apenas 10% de chance de ser superado.

Os valores estimados que descrevem um evento discreto ou contínuo são então usados para calcular a média e o desvio padrão para o evento. No caso específico de preços será adotado que:

$V_{min} \Rightarrow$ será representado pelo valor otimista - VO

$V_{max} \Rightarrow$ será representado pelo valor pessimista - VP

Para o cálculo da média e desvio padrão desta distribuição (2) serão usadas as equações seguintes:

$$M = \frac{VP + 2VMP + VO}{4} \quad (3.11)$$

$$\tau = \frac{VP - VO}{2,65} \quad (3.12)$$

Estes valores se aplicam quando VO e VP abrangem uma faixa de 80% de probabilidade. Deve-se observar que as fórmulas não fazem qualquer menção sobre a simetria da distribuição. Em termos de preços isto é ótimo, pois existe uma tendência natural de assimetria, isto é, é mais provável pagar 20% mais caro do que 20% mais barato. Estudos têm mostrado que estas fórmulas para estimativas da média e do desvio padrão são razoavelmente exatas para a maioria das distribuições (3). Também poderiam ser desenvolvidas fórmulas para outras faixas de probabilidade, entretanto, a faixa de 80% tem uma menor suscetibilidade ao erro na estimativa do desvio padrão do que as faixas mais amplas ou

mais estreitas (3). Além disto, tem sido observado que as estimativas subjetivas para faixas mais amplas são frequentemente menos precisas. A maioria das pessoas têm mais dificuldade em estimar pontos mais extremos do que aqueles em níveis superiores a 90% de probabilidade.

O uso da distribuição triangular (4) conta também a seu favor com o fato de que os estimadores normalmente pensam em termos de 3 (três) níveis de preços.

A metodologia proposta se aplica a todos os itens de custo de um projeto eletroenergético. Muitas vezes é conveniente que os estimador estabeleça de forma intuitiva os limites superior e inferior da distribuição triangular, dentro do limite de confiança, de 80%, entretanto, geralmente a faixa de ocorrência resulta um pouco inferior. S.S.Deshmukh em seu trabalho "Análise de Risco", publicado na Revista Chemical Engineering 06/74, mostrou que na prática as pessoas costumam fornecer os valores mínimo e máximo aos reais, isto é, os associam a um intervalo de confiança pouco menor que 80%. Neste caso, e isto sempre ocorrerá quando as informações forem limitadas, o modelo matemático deverá tolerar esta limitação ou através deste conhecimento o estimador poderá também ampliar estes limites de forma a fazer uma pequena correção.

3.9.7 APLICAÇÃO DO TEOREMA DE LIAPUNOV PARA A ESTIMATIVA DO CUSTO TOTAL

O teorema central do limite [ref. 30] possui algumas formas de ser enunciado e uma delas é o teorema de Liapunov. Se $x_1, x_2 \dots x_n$ são variáveis aleatórias independentes, as esperanças matemáticas $\bar{x}_1, \bar{x}_2 \dots \bar{x}_n$ e as variâncias $s_1, s_2, \dots s_n$, são parâmetros correspondentes. Quando n se eleva, a distribuição da variável aleatória $Y = \sum_{i=1}^n X_i$, tende a ser uma distribuição normal.

Assim, a média $m_y = \sum_i^n X_i$ e o desvio padrão:

$$\tau_y = \sqrt{\sum_{i=1}^n S_i}$$

As condições para a aplicação deste teorema são:

- Os parâmetros devem ser estatisticamente independentes;
- Os parâmetros devem ser perfeitamente dependentes em termos temporais.

A variação de um parâmetro não deve ter relação com a variação de outro qualquer e a variação de um parâmetro num determinado período de tempo deverá causar a mesma variação relativa em todos os outros períodos.

Para a utilização deste teorema na estimativa do custo total, suponha-se que por exemplo, um empreendimento eletroenergético, composto de 10 itens de custo ($C_1, C_2, C_3 \dots C_{10}$).

Naturalmente, se os custos fossem pontuais, o custo total do empreendimento seria:

$$C_T = C_1 + C_2 + \dots + C_{10}$$

Se esta fosse a sistemática de estimativa do custo total, não haveria como aplicar o teorema de Liapunov, entretanto, para os propósitos do estudo vai-se trabalhar com distribuições para todos os itens de custo, e, deste modo, a referida aplicação seria imediata, naturalmente, obedecendo as condições citadas.

Na contingência de que existam dois custos dependentes por exemplo, c_1 e c_5 , a alternativa seria criar um novo item de custo englobando c_1 e c_5 . Isto elimina a não

possibilidade de aplicação do teorema. De um modo geral, existem pequenas dependências entre os itens de custo, mas que dificilmente seria possível estabelecer alguma correlação. Assim, o conveniente é observar apenas os casos em que a percepção da correlação seja intuitiva.

Ainda sobre o teorema de Liapunov observa-se que não há qualquer menção à respeito das formas ou tipos de distribuições relativas aos itens de custo, isto é, o teorema se aplica para todos os casos. Assim, independentemente das distribuições utilizadas, a distribuição do custo total processa-se normalmente por este teorema. A média do custo total é a soma das médias dos itens de custo e o desvio padrão do custo total é a raiz quadrada da soma dos quadrados dos desvios padrões dos itens de custos.

No item anterior, foi visto que a aplicação da distribuição triangular para os diversos itens de custo seria uma boa alternativa para a obtenção de sua médias e seus desvios padrões. Assim, o elo de ligação já estaria estabelecido. Isto é, com as médias e desvios padrões conhecidos, a aplicação do teorema de Liapunov forneceria a média e o desvio padrão do custo total e também a sua distribuição, a qual é sempre a distribuição normal, ou uma boa aproximação desta distribuição.

Conhecendo-se a distribuição do custo total, bem como os seus parâmetros, média e desvio padrão é imediata a possibilidade de se calcular a probabilidade associada a cada faixa do custo total.

Antes que sejam feitas algumas aplicações da metodologia que acaba de ser exposta vai-se fazer algumas considerações matemáticas.

3.9.8 CONSIDERAÇÕES SOBRE O DESVIO PADRÃO DO CUSTO TOTAL $\tau\%$

Sejam $c_1, c_2, \dots, c_n$, os custos mais prováveis para os itens de custo de um empreendimento energético. Para

que se aplique as facilidades da distribuição triangular seria também necessário conhecer os custos mínimos e máximos (C_{imin} e C_{imax}) dos itens, no intervalo de confiança escolhido. Para um caso geral "n" itens de custo, ter-se-iam:

C_{1min}	C_1	C_{1max}	$\Rightarrow$	m_1	e	τ_1
C_{2min}	C_2	C_{2max}	$\Rightarrow$	m_2	e	τ_2
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$				$\vdots$
C_{nmin}	C_n	C_{nmax}	$\Rightarrow$	m_n	e	τ_n

$$\tau_i = \frac{C_{imax} - C_{imin}}{2,65} \quad p/ i = 1, 2 \dots n$$

Pela aplicação do teorema de Liapunov ter-se-iam:

$$M_t = M_1 + M_2 + \dots M_n \quad (3.13)$$

$$\tau_t = \sqrt{\frac{\tau_1^2 + \tau_2^2 + \dots \tau_n^2}{M_t}} \quad (3.14)$$

Suponha agora que se deseja trabalhar com desvios padrões em termos percentuais das respectivas médias. Assim, ter-se-iam:

$$\tau_{ti}\% = \frac{\tau_i}{M_i} \cdot 100 \quad p/ i = 1, 2 \dots n \quad (3.15)$$

$$\tau_t\% = \frac{\tau_t}{M_t} \cdot 100 \quad (3.16)$$

Substituindo-se a equação (3.14) na equação (3.16) resulta:

$$\tau_t\% = \left(\sqrt{\tau_1^2 + \tau_2^2 + \dots \tau_n^2} \right) \cdot 100 \quad (3.17)$$

Escolhendo-se a distribuição i de parâmetros τ_i e M_i para efeito de facilidade de raciocínio e utilizando o valor de $\tau_i\%$ da equação (3.15), a equação (3.17) pode ser reescrita como:

$$\tau_i\% = \frac{\left(\sqrt{\left(\frac{M_i \tau_i\%}{100} \right)^2 + \tau_2^2 + \tau_3^2 + \dots + \tau_n^2} \right)}{M_i} \cdot 100 \quad (3.18)$$

elevando os dois lados desta equação ao quadrado e lembrando

que $\tau_i^2 - \tau_i^2 = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \tau_j^2$, resulta:

$$(\tau_i\% \cdot M_i)^2 = (M_i \tau_i\%)^2 + (\tau_i^2 - \tau_i^2) \cdot 10^4 \quad (3.19)$$

Observando esta equação e fazendo uma analogia com o Teorema de Pitágoras, vê-se que o termo $(\tau_i\% \cdot M_i)^2$ corresponde ao maior lado. Logo pela lei dos triângulos, tem-se:

$$\tau_i\% \cdot M_i < M_i \tau_i + 100 (\tau_i^2 - \tau_i^2)^{1/2} \quad (3.20)$$

Fazendo $k M_i \tau_i\% = 100 (\tau_i^2 - \tau_i^2)^{1/2}$ e lembrando que $M_i \cdot \tau_i\% = 100 \tau_i$, resulta:

$$\tau_i\% \cdot M_i < (1 + k) M_i \tau_i\% \quad (3.21)$$

onde, $k = \frac{\sqrt{\tau_i^2 - \tau_i^2}}{\tau_i} \cdot 100 \quad (3.22)$

Substituindo o valor de k na equação (3.21), resulta:

$$\tau_T \% M_T < \left(1 + \frac{\sqrt{\tau_T^2 - \tau_i^2}}{\tau_i} \right) \cdot M_i \tau_i \% \quad (3.23)$$

Rearrmando esta equação tem-se:

$$\frac{\tau_T \%}{\tau_i \%} < \left(1 + \frac{100 \cdot \sqrt{\tau_T^2 - \tau_i^2}}{\tau_i} \right) \cdot \frac{M_i}{M_T} \quad (3.24)$$

Desta equação decorrem duas situações:

$$\tau_T \% > \tau_i \% \text{ se } \left(1 + \frac{100 \cdot \sqrt{\tau_T^2 - \tau_i^2}}{\tau_i} \right) \frac{M_i}{M_T} > 1 \quad (3.25)$$

$$\tau_T \% < \tau_i \% \text{ se } \left(1 + \frac{\sqrt{\tau_T^2 - \tau_i^2}}{\tau_i} \right) \frac{M_i}{M_T} < 1 \quad (3.26)$$

Rearrmando a equação (3.26), tem-se:

$$\begin{aligned} \tau_T^2 &< \left(\frac{M_T}{M_i} - 1 \right)^2 \tau_i^2 + \tau_i^2 \\ \tau_T^2 &< \left[\left(\frac{M_T}{M_i} - 1 \right)^2 + 1 \right] \tau_i^2 \end{aligned} \quad (3.27)$$

$$\tau_T^2 < (k^2 + 1) \tau_i^2$$

$$\text{onde, } K = \frac{M_T}{M_i} - 1$$

$$\tau_T < \sqrt{k^2 + 1} \cdot \tau_i \quad (3.28)$$

O valor de k pode ser tabelado para cada relação típica $\frac{M_T}{M_i}$. Assim, por exemplo, para (1,5), (2,0), (2,5) ... (10), etc.

Este tabelamento serve de referência para que

se tenha uma idéia se um item de custo i tem uma maior ou menor influência na distribuição do custo total. Isto pode ser feito "a priori", observando apenas a relação $\frac{M_i}{M_i}$. Se M_i/M_i é, por exemplo 20 (vinte), pode-se raciocinar que o seu peso no custo total é relativamente pequeno. Assim, mesmo que este item tenha uma faixa de variação associada a um desvio padrão τ_i , haverá uma boa possibilidade de $\tau_i\%$ ser menor que $\tau_i\%$, pois, para que isto ocorra basta verificar se $\tau_i < 19\tau_i$. Em outras palavras, pode-se dizer que se o peso de um item de custo é pequeno em termos de sua participação no custo total, haverá uma forte tendência de que $\tau_i\% < \tau_i\%$. Isto só não será verdadeiro se τ_i for muito pequeno.

Para itens de baixa participação no custo total pode-se até trabalhar com faixas maiores que isto não irá implicar em incertezas no custo total. De qualquer maneira existe uma tendência de que o desvio padrão $\tau_i\%$ propicie uma espécie de compensação no custo total, sendo muitas vezes menor que os $\tau_i\%$ dos itens de custo.

Para o propósito de estudo fica evidente algumas facilidades do método de estimativa de custos, entretanto, caberá ao usuário do método uma maior familiarização com as suas várias aplicações.

3.9.9 UMA METODOLOGIA SIMPLIFICADA

Uma simplificação bastante relevante é quando se toma de forma aproximada o custo total como sendo a soma pontual dos valores médios dos itens de custo. Se isto for

feito, pode-se utilizar $\frac{M_i}{M_i} \approx \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{C_i}$, isto é, evita-se o cálculo das médias das distribuições, para efeito apenas de estimar intervalos de variações para estes valores pontuais. Neste caso a sequência seria a seguinte:

Dados os custos pontuais C_i , calcula-se

$\sum_{i=1}^n c_{mi}$ e com este valor determina-se de forma aproximada $\frac{M_T}{M_i}$. Com base nesta relação é possível estimar variações percentuais para cada item de custo. Assim, os dados pontuais transformam-se em faixas de custos, limitados por c_{maxi} e c_{mini} . Assim, ter-se-iam por exemplo:

$$c_{m1} = 100$$

$$c_{maxi} = 120$$

$$c_{min1} = 90$$

onde se supõe existir 80% de probabilidade de que o custo c_i se encontre entre 90 e 120. Fazendo isto para cada item de custo é possível aplicar a distribuição triangular. Este processo seria uma alternativa de se trabalhar com distribuições quando se tem como base da partida, os custos médios.

A importância do pré-conhecimento da relação $\frac{M_T}{M_i}$, propicia o estabelecimento mais seguro da faixa percentual escolhida.

Suponha, por exemplo, que se conheça o custo médio de um determinado equipamento e que o seu custo represente 5% do custo total do empreendimento. Assim, de forma aproximada $\frac{M_T}{M_i} = 20$, isto é, seu peso é relativamente pequeno no custo total. Deste modo é possível estabelecer uma faixa típica de 30% para o valor máximo e 5% para o valor mínimo. Poderiam ser escolhidas outras (10%, 10%), (20%, 10%), etc. O importante é que como $\frac{M_T}{M_i}$ é relativamente grande, o estimador poderá ter um bom grau de liberdade na escolha da faixa.

Se por outro lado $\frac{M_T}{M_i} = 1,5$, haverá um maior impacto do intervalo de variação sobre o custo total. Deste modo o estimador não terá a mesma liberdade de estabelecer a variação do intervalo em relação ao caso anterior, sob pena de provocar alterações consistentes no custo total.

É, entretanto, evidente que mesmo que $\frac{M_T}{M_i} = 1,5$, mas que se saiba que historicamente têm havido grandes flutuações em torno do preço médio, cabe ao estimador estabelecer estes limites, mesmo sendo 30,40 ou 50%, por exemplo.

A metodologia simplificada não é a mais correta, mas pode ser até mais usual uma vez que os dados de custo não são levantados por amostras significativas que permitam associá-las a uma ou outra distribuição. De qualquer forma, esta metodologia é bastante prática e melhor do que as outras que se baseiam em custos pontuais.

O custo total de um determinado empreendimento energético é composto de 10 (dez) itens de custo e para cada um deles foi levantado vários valores de mercado. Quais são as metodologias indicadas para a estimativa do custo total?

Primeiramente, é importante saber se para cada item de custo a amostra (levantamento de preços) é significativa na população. Isto é relativamente simples de se verificar. Se a população é grande (todos os preços possíveis) a amostra deverá conter vários preços colhidos de forma independente. Caso se pudesse obter várias amostras isto ainda seria melhor, entretanto, isto geralmente não é usual. Se a população é pequena o ideal seria esgotar todos os possíveis preços.

É muito difícil em empreendimentos complexos fazer levantamento de preços para todos os itens de custo. Isto já foi dito, entretanto, pretende-se reforçar este fato, pois muitas vezes é mais conveniente e prático basear a estimativa num outro empreendimento semelhante onde estejam disponíveis os custos efetivamente realizados.

3.9.10 EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

Exemplo 1:

Suponha-se que, grosseiramente, uma PCH possua 3 (três) componentes de custos:

- A - material e equipamento;
- B - mão-de-obra e encargos;
- C - administração e engenharia.

Suponha-se ainda que o custo estimado para cada componente de custo seja de $\frac{1}{3}$ (p.u.) podendo sofrer uma variação de - 30 a + 90%. Deste modo, ter-se-iam:

	$V_{\min}$	V_{med}	$V_{\max}$
A -	$\frac{1}{3} - \frac{1}{10}$	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{3} + \frac{3}{10}$
B -	Idem ao acaso A		
C -	Idem ao acaso A		

Se quizesse determinar os custos da PCH em termos de mínimo, médio e máximo, estes valores seriam:

$$\begin{aligned}
 V_{\min} &= 0,7 \text{ p.u.} \\
 V_{\text{med}} &= 1,0 \text{ p.u.} \\
 V_{\max} &= 1,9 \text{ p.u.}
 \end{aligned}$$

Estes valores extremos representam não mais que uma simples orientação, pois não há qualquer menção às suas probabilidades de ocorrência. Fazendo-se o caminho inverso é razoável dizer que existe uma probabilidade de 80% em que os custos destes componentes encontrem-se entre os extremos citados. Quando isto é feito, está se admitindo que existe 20% de probabilidade de que os custos dos componentes

estejam fora dos limites citados. Assim, como foi mostrado nos itens anteriores, para um intervalo de confiança de 80%, caso do exposto, pode-se admitir que estes componentes se distribuam conforme a função triangular para a qual pode ser calculada a média e o desvio padrão para os componentes A, B e C:

$$\begin{array}{ll} M_A = 0,38 & T_A = 0,151 \\ M_B = 0,38 & T_B = 0,151 \\ M_C = 0,38 & T_C = 0,151 \end{array}$$

Utilizando-se do Teorema central do limite ter-se-iam:

$$M_T = 1,15 \text{ p.u.} \quad T_T = 0,26 \text{ p.u.}$$

onde M_T e T_T são respectivamente a média e o desvio padrão do custo total da PCH em estudo.

Em termos relativos às médias ter-se-iam.

$$\begin{aligned} T_A = T_B = T_C \% &= 0,151 \approx 39,7\% \\ T_T \% &= \frac{0,26}{1,15} = 22,6\% \end{aligned}$$

Este exemplo mostra que o desvio padrão relativo do todo é bem menor que os desvios padrões das partes (componentes de custos), ou seja, há uma diminuição da variação do custo total.

Neste caso, os valores previstos com 99% de probabilidade de ocorrência estariam entre $V_{\min}$ e $V_{\max}$.

$$\begin{aligned} V_{\min} &= 0,37 \text{ p.u.} \\ V_{\text{med}} &= 1,15 \text{ p.u.} \\ V_{\max} &= 1,93 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

A grande vantagem da metodologia é que ela

minimiza a possibilidade de superestimativas e quantifica a probabilidade no intervalo desejado pelo empreendedor.

Exemplo 2:

Suponha-se agora que uma PCH possua 6 (seis) componentes de custos cujos valores mínimos, médios e máximos são:

		V_{min}	V_{med}	V_{max}
Componente	A	18,0	20,0	26,0
Componente	B	9,0	10,0	13,0
Componente	C	13,5	15,0	19,5
Componente	D	27,0	30,0	39,0
Componente	E	4,5	5,0	6,5
Componente	F	<u>18,0</u>	<u>20,0</u>	<u>26,0</u>
Total		90,0	100,0	130,0

Considerando que todos estes componentes possuem custos distribuídos, conforme a função triangular com intervalo de confiança de 80%, resultam:

$$\begin{array}{ll}
 M_A = 21 & T_A = 3,02 \\
 M_B = 10,5 & T_B = 1,51 \\
 M_C = 15,75 & T_C = 2,26 \\
 M_D = 31,5 & T_D = 4,52 \\
 M_E = 21 & M_E = 3,02
 \end{array}$$

Do mesmo modo que no exemplo 1, ter-se-iam:

$$M_T = 99,75 \quad T_T = 6,71$$

Em termos dos desvios padrões relativos às suas respectivas médias, ter-se-iam:

$$\begin{array}{ccc} \frac{T_A}{M_A} = 14,3\% & \frac{T_B}{M_B} = 14,3\% & \frac{T_C}{M_C} = 14,3\% \\ \frac{T_D}{M_D} = 14,3\% & \frac{T_E}{M_E} = 14,3\% & \frac{T_T}{M_T} = 6,7\% \end{array}$$

Novamente, percebe-se que o desvio padrão relativo à respectiva média é sempre menor para o custo total. Isto quer dizer que, mesmo que hajam grandes variações nos componentes de custos, isto se dilui no custo total.

Neste exemplo, as variações percentuais foram consideradas iguais para todos os componentes de custo (-10%, +30%). É evidente que se não fossem, iguais o desvio padrão do custo total relativo à sua média estaria compreendido entre o menor e o maior desvio padrão dos componentes. Torna-se, assim, bastante atrativo se trabalhar com variações percentuais iguais para todos os componentes de custo, pois, já se sabe que a variação do custo total será menor.

O que foi dito pode ser facilmente demonstrado visto que os desvios padrões dos componentes são sempre iguais em termos relativos às suas respectivas médias quando a variação percentual é a mesma para todos os componentes.

Sejam os valores mínimo, médio e máximo para cada componente de custo:

$$\begin{array}{ccc} V_{\min} & V_{\text{med}} & V_{\max} \\ (1-y) V_{\text{med}_i} & V_{\text{med}_i} & (1+x) V_{\text{med}_i} \end{array}$$

$$T_i = \frac{\left[(1+x) - (1-y) \right] V_{\text{med}_i}}{2,65}$$

$$\text{Logo, } T_i = \frac{x + y}{2,65} V_{\text{med}_i} \quad \text{e} \quad M_i = \left(\frac{4 + x - y}{4} \right) V_{\text{med}_i}$$

onde x e y são percentagens referentes aos limites superiores e inferiores do valor médio do componente.

A média do custo total será:

$$M_T = \sum_{i=1}^n \left[\frac{(1-y) V_{med_i} + 2 V_{med_i} + (1+x) V_{med_i}}{4} \right]$$

Onde: n é igual o número de componentes de custo.

Simplificando resulta:

$$M_T = \sum_{i=1}^n V_{med_i} \left(\frac{4 + x + y}{4} \right)$$

O desvio padrão do custo total será:

$$T_T = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{x + y}{2,65} \right)^2 \cdot V_{med_i}^2}$$

Em termos relativos às suas respectivas médias, ter-se-iam:

$$\frac{T_T}{M_T} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{x + y}{2,65} \right)^2 \cdot V_{med_i}^2}}{\sum_{i=1}^n V_{med_i} \left(\frac{4 + x + y}{4} \right)}$$

$$\frac{T_i}{M_i} = \frac{\frac{x + y}{2,65} \cdot V_{med_i}}{\left(\frac{4 + x + y}{4} \right) V_{med_i}} = \left(\frac{x + y}{4 + x + y} \right) \cdot \frac{4}{2,65}$$

Explicitando os termos constantes resulta:

$$\frac{T_T}{M_T} = \frac{\left(\frac{x + y}{2,65} \right) \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n V_{med_i}^2}}{\left(\frac{4 + x - y}{4} \right) \cdot \sum V_{med_i}}$$

Observando a equação anterior, esta pode ser reescrita da forma seguinte:

$$\frac{T_T}{M_T} = \frac{T_i}{M_i} \cdot \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n V_{med_i}}}{\sum_{i=1}^n V_{med_i}}$$

$$\text{Fazendo } k = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n V_{med_i}^2}}{\sum_{i=1}^n V_{med_i}}, \text{ basta analisar}$$

se este valor é menor que 1 (um) para comprovar a utilidade da metodologia. Isto é verdade e pode ser comprovado desenvolvendo os somatórios e os elevando ao quadrado.

CAPÍTULO 4

PRINCIPAIS VARIÁVEIS DE UM FLUXO DE CAIXA QUE INFLUEM NA ATRATIVIDADE DE UM EMPREENDIMENTO ENERGÉTICO

4.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

Ao se pretender analisar investimentos em condições de riscos ou incertezas, seja por qualquer dos métodos disponíveis [ref. 31] (árvore de decisão, monte carlo, variações paramétricas) quando não se conhece as distribuições das variáveis que afetam os resultados dos fluxos de caixa possíveis, torna-se necessário recorrer a informações prestadas por indivíduos com experiências específicas sobre o empreendimento, principalmente, no que se refere ao custo estimado da obra e o seu respectivo tempo de duração. Entretanto, mesmo estes especialistas, com raras exceções, não têm um sentimento das consequências sobre as receitas líquidas necessárias, provocadas em função de variações que eles próprios consideram como admissíveis. De uma outra forma, se um especialista aceitar uma variação de 20% para mais no investimento previsto, pode não ter a noção de que este investimento se tornará inviável, em termos econômicos. Assim, o que se propõe é fornecer uma base de informações úteis aos próprios especialistas e empreendedores, para que possam melhor adequar os estudos de riscos e incertezas.

4.2 METODOLOGIA ADOTADA

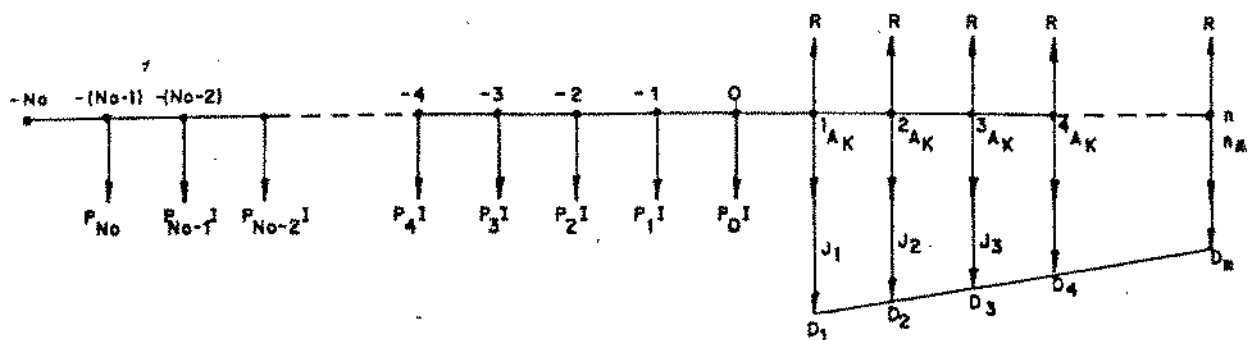
O estudo em questão partiu de um modelo de fluxo de caixa, cujas variáveis:

- I - Investimento necessário ao empreendimento até o instante de operação, distribuído uniformemente ao

- longo do período de construção;
- N_0 - Número de períodos necessários à realização do investimento;
- j_{I_0} - Juros do financiamento no esquema de taxa média de juros flutuantes;
- j_{I_1} - Interesse do setor empreendedor;
- N - Tempo de financiamento = tempo de retorno;
- R - Receita líquida necessária para que o investimento seja atrativo à taxa j_{I_0} .

O sistema de amortização utilizado foi o de amortizações constantes (S.A.C), por ser mais adequado a financiamentos de longo prazo.

A metodologia do estudo consistirá de análise de casos, que propositalmente, visa fornecer a sensibilidade da receita líquida necessária em relação às variações do tempo de construção, investimentos e outros.



4.1. - Representação Gráfica de um Fluxo de Caixa Típico

4.3. EXECUÇÃO

Utilizando-se do modelo anterior de fluxo de caixa em que foram consideradas as variáveis citadas no item anterior, foi possível obter a expressão matemática que representa o modelo adotado e que é mostrada a seguir:

$$\begin{aligned} & \left[\frac{(1+jI_1)^N - 1}{(1+jI_1)^N \cdot jI_1} \right] \cdot \left[\frac{I(1+jI_0)^{N_0} - 1}{N \cdot N_0 \cdot jI_0} \right] = \\ & = R \frac{(1+jI_1)^N - 1}{(1+jI_1)^N \cdot jI_1} - \frac{I(1+jI_0)^{N_0} - 1}{(N_0 \cdot jI_0)} \cdot \frac{jI_0}{N} \\ & \sum_{K=1}^N (N+1-K) \cdot (1+jI_1)^{-K} \end{aligned} \quad (4.1)$$

Para que se tivesse uma maior operacionalidade nos fluxos de caixa, trabalhou-se com as variáveis em valores por unidade, mais conhecidos na Engenharia Elétrica como "p.u.". Para tal procedimento adotou-se, como valor base, o valor do investimento mais indicado.

Assim, a obtenção dos resultados ficou facilitada pois, todo o fluxo de caixa ficou adimensional, apenas necessitando lembrar que a receita líquida é referente ao período (mês, ano, etc.). A equação (4.1) foi implementada em um programa para microcomputador e alguns resultados obtidos são mostrados neste estudo.

O programa foi estruturado de tal forma que todas as variáveis de interesse podem ter seus valores alterados. Caso não sejam fornecidos valores para essas variáveis, o programa assume valores e faixas de variações pré-estabelecidas e fornece os resultados para as situações correspondentes.

Assim, um aspecto interessante a se destacar é que para se beneficiar da metodologia implícita no programa,

o empreendedor não necessita fornecer o valor do investimento, necessita sim saber se o valor estimado é o mais provável e caso contrário qual a tolerância na variação em termos percentuais.

Caso o empreendedor forneça todas as variáveis, isto é, N , N_0 , jI e jI_1 , terá como resposta a receita líquida necessária para a situação, sendo que se $jI_1 = jI_0$ a receita líquida encontrada possui uma rentabilidade incremental zero, isto é, corresponde exatamente ao pagamento de juros e amortizações. Caso $jI_1 > jI_0$ haverá uma rentabilidade incremental, isto é, a receita encontrada permite o pagamento dos juros e amortizações e ainda fornece um ganho. Caso $jI_1 < jI_0$, a receita líquida necessária será insuficiente para cobrir o financiamento.

O programa utilizado simula diversas situações onde foram escolhidas as seguintes faixas:

I - Varia de 0,8 a 1,4 p.u. em intervalos de 0,2 cada.

Neste caso, a experiência mostra que existe uma maior ocorrência de estimativas que são superadas, e a faixa escolhida reflete esta tendência.

jI_0 - Varia de 12% a 24% de 3% em 3%

Historicamente, as taxas de juros são até mais baixas, mas achou-se por bem trabalhar com cenários que representam situações mais recentes.

jI_1 - Varia de 12% a 24% de 3% em 3%.

A taxa de interesse tende a acompanhar a taxa de juros, logo, optou-se pela mesma faixa de variação.

- N_0 - Varia de 1 a 10 períodos de um em um período.
 N - Varia de 10 a 50 períodos de dez em dez períodos.

As faixas escolhidas para N e N_0 são amplas e aplicáveis à maioria dos empreendimentos.

A metodologia adotada para atingir os objetivos do estudo correspondente, analisou resultados de casos escolhidos. Assim, para ilustrar o exposto, foram efetuados 4 (quatro) estudos de casos, explicitados como casos I, II, III e IV.

- O CASO I - Trata-se da avaliação da influência das variáveis do fluxo de caixa para uma obra prevista de 1 (um) ano de duração, sobre a receita líquida necessária.
- O CASO II - Análogo ao caso I, para uma obra cujo tempo de duração previsto é 4 (quatro) anos.
- O CASO III - Trabalhou-se com a relação $\frac{N}{N_0} = 10$, e manteve-se o objetivo dos casos I e II.
- O CASO IV - Trabalhou-se, fundamentalmente, de forma a avaliar a influência das taxas de juros sobre a receita líquida necessária.

Primeiramente, é importante o empreendedor ter em mente que existem algumas incertezas nas informações do especialista consultado. Sobre isto, serão feitas algumas considerações:

- a) Como é possível trabalhar com uma meta de investimentos de X unidades monetárias, sendo que este depende de custos de mão-de-obra, materiais e outros investimentos?

Realmente, sabe-se que se trata de uma estimativa, porém, prever com uma determinada margem de segurança em princípio, parece ser uma atitude mais louvável

e principalmente responsável.

- b) O tempo de financiamento pode ser ajustado entre o empreendedor e o órgão financiador, parecendo não haver necessidade de se estabelecer uma margem de variação. Entretanto, caso ocorram atrasos significativos na obra ou elevação abrupta das taxas de juros, o prazo de financiamento pode ser negociado.
- c) Atraso em obras é uma coisa comum ao dia-a-dia, seja por motivos técnicos, financeiros e até políticos. Assim, se trabalhar com uma margem de variação ser torna mais conveniente.
- d) O interesse do setor algumas vezes é fixado por lei, mas como alguns empreendimentos são tomados a juros flutuantes pode ocorrer defasagens. Assim, é conveniente que o interesse do setor acompanhe os juros do financiamento.
- e) Para contratos de empréstimos a juros flutuantes existe o risco de ser impossível repassar para o produto final. Assim, torna-se imperioso simular várias taxas de juros e ver quais as suas repercussões na viabilidade ou não do empreendimento.

Todas estas observações estão de certa forma interligadas, visto que as incertezas sempre estão presentes. Deste modo, ressalta-se a importância das informações prestadas por especialistas. Entretanto, na maioria dos casos, estes não têm a exata noção das repercussões econômicas negativas que poderão ocorrer devido às diferenças entre as suas estimativas de custos previstos e os que efetivamente ocorrerão.

Caso 1

O especialista consultado forneceu as seguintes informações:

- a) o investimento previsto não sofrerá variações;
- b) o tempo de construção será de 1 (um) ano;
- c) o tempo de financiamento será de 10 (dez) anos;
- d) o interesse do setor é de 15% a.a.;
- e) os juros do financiamento são de 15% a.a..

Assim tem-se:

$$I = 1,0 \text{ p.u.}$$

$$N_0 = 1 \text{ ano}$$

$$N = 10 \text{ anos}$$

$$R = 0,19925 \text{ p.u.}$$

$$jI_0 = 15\% \text{ a.a.}$$

$$jI_1 = 15\% \text{ a.a.}$$

O valor da receita anual líquida necessária para que o empreendimento seja viável, foi calculada e é $R = 0,19925 \text{ p.u.}$

Visando confirmar o que foi anteriormente citado, vai-se apurar as repercussões na receita anual líquida necessária para os casos:

- 1) O tempo de construção previsto foi ultrapassado em 1 (um) ano e nenhuma outra variável foi afetada. O valor da receita foi : $R = 0,2142 \text{ p.u.}$ Para este valor de receita, significa que a receita prevista teria de incrementar 7,5%.
- 2) A taxa de juros se elevou para 18% ao ano e todas as outras condições ficaram inalteradas. A receita encontrada foi $R = 0,219 \text{ p.u.}$ e ainda houve uma rentabilidade incremental negativa de -2,5% a.a. . É evidente que quando

$j_{I1} < j_{I0}$ o projeto é inviável. Se o interesse j_{I1} acompanhasse a alta das taxas de juros, R seria 0,2255 p.u., ou seja, a receita prevista deveria incrementar em 12,9% e a rentabilidade incremental seria nula.

- 3) O investimento inicial previsto foi ultrapassado em 20%, confirmadas todas as outras informações. O valor da receita foi: $R = 0,2391$ p.u.. Verifica-se, neste caso, que haveria necessidade de se incrementar a receita líquida em 20%.
- 4) O investimento previsto foi superado em 20% e o tempo de construção atrasou 1 (um) ano. As outras condições permaneceram iguais ao previsto. O valor encontrado foi: $R = 0,257$ p.u.. Nestas condições haveria necessidade de se incrementar a receita em 28,98%.
- 5) O investimento previsto foi superado em 20%, o tempo de construção atrasou 1 (um) e a taxa de juros acompanhada pela taxa mínima de atratividade foi para 18% a.a.. Neste caso $R = 0,2824$, haveria necessidade de se incrementar a receita em 41,72%.

Poder-se-ia calcular R para uma infinidade de casos, mas, para o intuito do estudo, citou-se de forma crescente a necessidade de incremento na receita. É claro que os incrementos serão tanto maiores, quanto maiores forem os acréscimos das variáveis N_0 , j_{I0} e I e também no caso de simultaneidade de variações. O exposto mostra que podem influir de forma indesejáveis na viabilidade econômica de um empreendimento:

- o atraso das obras;
- o aumento do investimento em relação ao estimado;
- o aumento das taxas de juros.

Não foi mostrado, mas o tempo de financiamento N, se encurtado, pode influir negativamente. Entretanto, na prática, o empreendedor em função de condições desfavoráveis como as anteriores, pode prorrogar o prazo de financiamento para atenuar tais efeitos, mas já se sabe que isto tem que ser estudado caso a caso e será mostrado adiante com mais detalhe.

Para se ter um melhor respaldo do que foi observado no Caso I, tornou-se interessante estudar outros casos, que por conveniência, optou-se principalmente por obras de maior duração prevista. A Figura 4.2 ilustra este caso.

Influencia do tempo de financiamento na
receita liquida necessaria

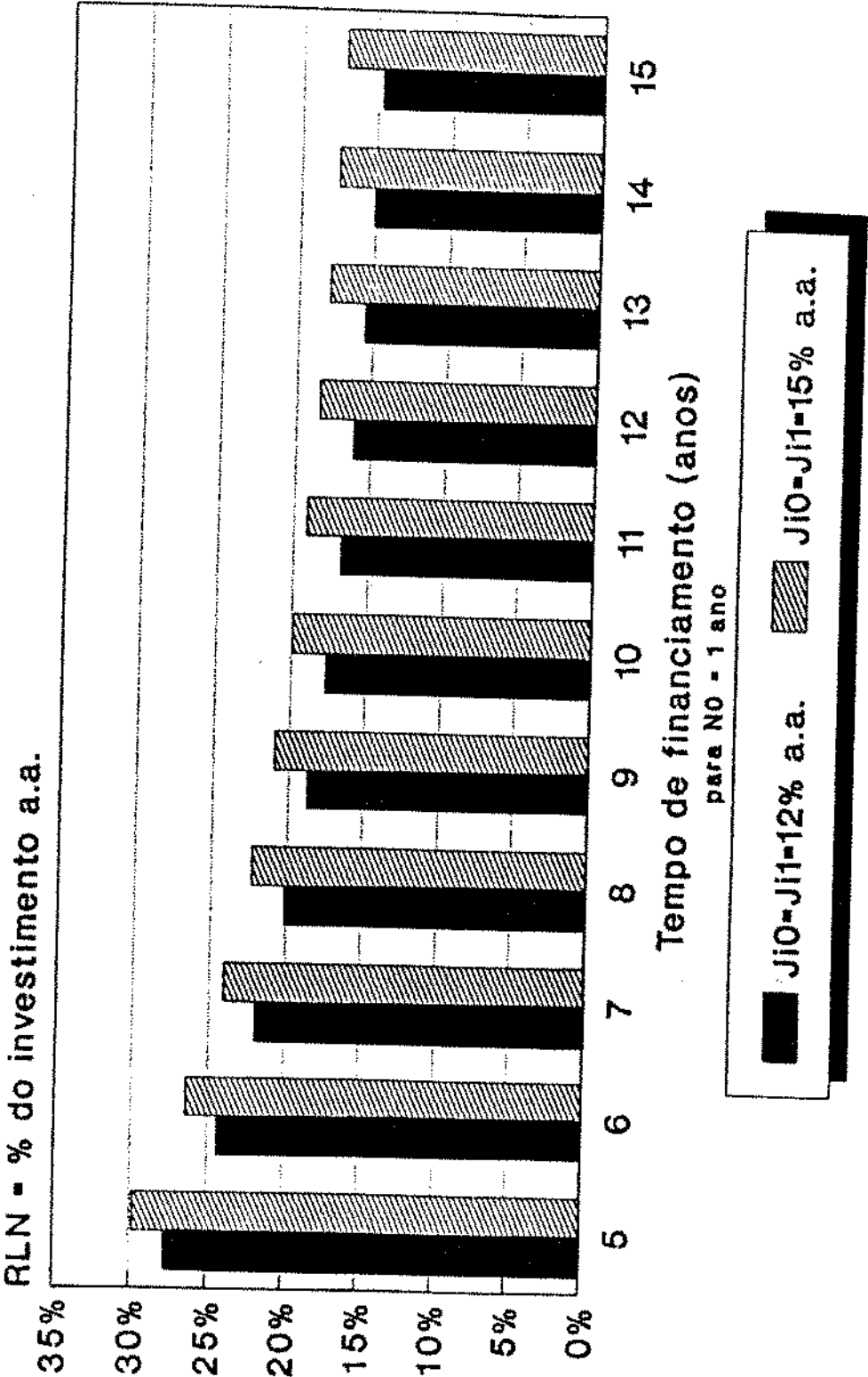


Figura 4.2 - Influência do Tempo de Financiamento na Receita Líquida Necessária

Caso 2

O especialista consultado forneceu os seguintes dados:

- a) $I = 1,0$ p.u.
- b) $N_0 = 4$ anos
- c) $N = 20$ anos
- d) $jI_0 = 15\%$ a.a
- e) $jI_1 = 15\%$ a.a

Para estes valores $R = 0,1994$ p.u.. De modo análogo ao Caso 1, vai-se supor algumas variações nas previsões:

- 1) A obra será executada em 5 anos. Logo a receita líquida será: $R = 0,2154$ p.u.;
- 2) O investimento superará o previsto em 20%. Neste caso: $R = 0,2393$ p.u.;
- 3) Os juros do financiamento será 18% a.a. acompanhado pelo interesse do setor. Logo, $R = 0,2436$ a.a.;
- 4) O investimento superará em 20% o previsto, e haverá um atraso de 1 (um) ano. Logo, $R = 0,2585$ p.u.;
- 5) O investimento será superado em 20%, haverá uma atraso de um ano e a taxa de juros será de 18% a.a.. Assim, $R = 0,3204$. Não é raro isto acontecer.

Nestes casos haverá a necessidade de se incrementar a receita anual líquida em 8,0%, 17%, 20%, 29,6% e 60,68%, respectivamente.

Comparando o Caso 1 e 2, vê-se que as

diferenças entre os mesmos, são os tempos de construção e financiamento.

Caso I

$N_0 = 1$

$N = 10$

Caso II

$N_0 = 4$

$N = 20$

Para um atraso de um ano em ambos os casos, os incrementos de receita seriam:

Caso 1 - 7,5%

Caso 2 - 8,0%

Poderiam ser analisados muitos outros casos que também mostrariam que quanto maior o tempo de construção, N_0 , mais representativo em termos de incrementos na receita anual líquida, será o atraso das obras ou a elevação da taxa de juros. Neste ponto do estudo pareceu ser conveniente observar melhor a relação N/N_0 , mantendo-se constantes as outras variáveis e será mostrado no Caso 3.

Com relação aos incrementos de receitas anuais líquidas, pode-se dizer que 60,68% é um incremento absurdo para ser atingido na prática, mas é factível que a hipótese se realize. O que na maioria das vezes é inviável é o repasse destes custos incrementais no preço do produto final do empreendimento. A Figura 4.3 ilustra o caso.

Influencia do tempo de investimento na receita liquida necessaria

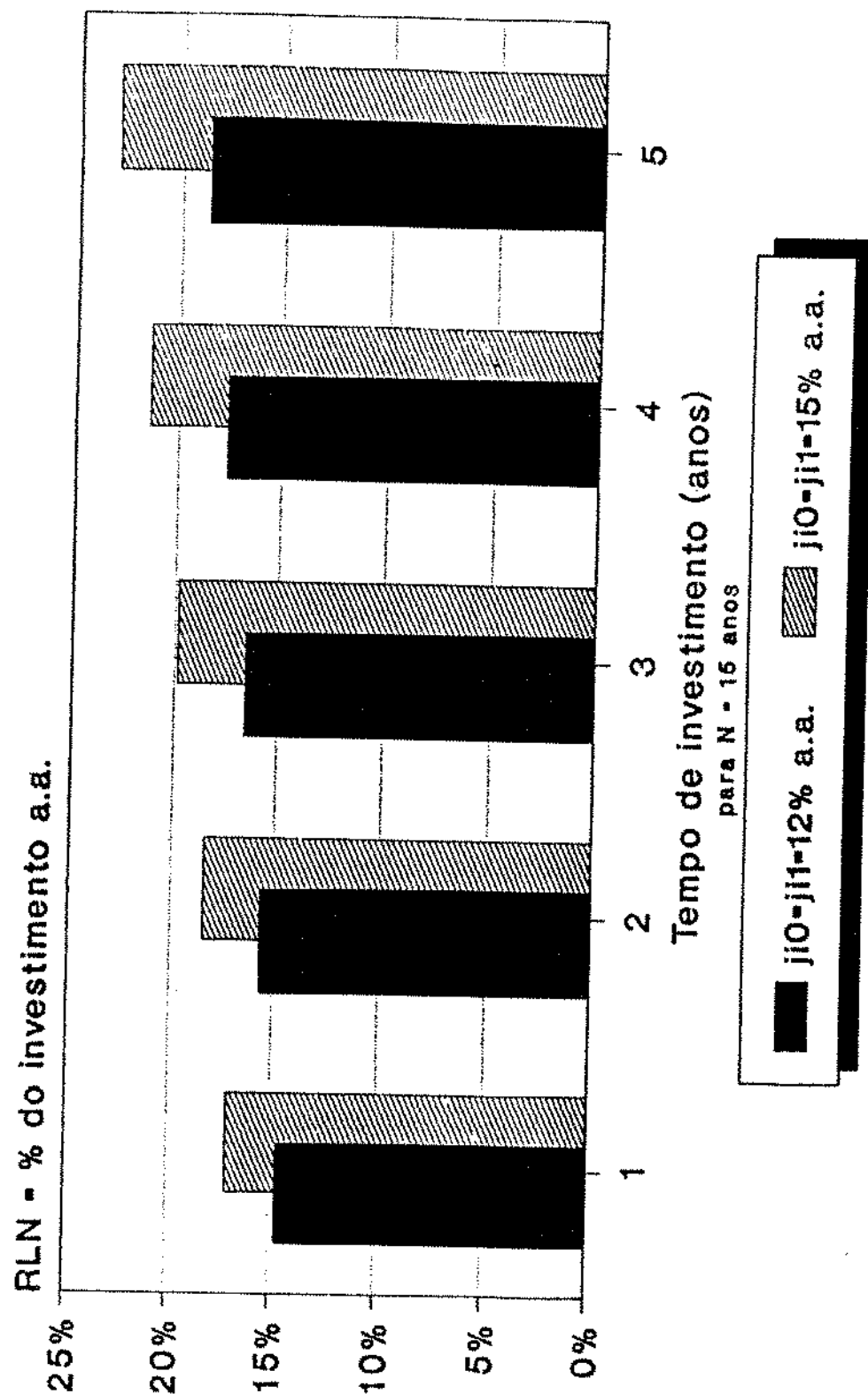


Figura 4.3 - Influência do Tempo de Investimento na Receita Líquida Necessária

Caso 3

Neste caso, vai-se escolher:

$$I = 1,0 \text{ p.u.}$$

$$jI_0 = jI_1 = 15\%$$

$$N/N_0 = 10$$

$$\text{Para } N_0 = 1, 2, 3, 4 \text{ e } 5.$$

Valores encontrados: $N_0 = 1$; $N_0 = 2$; $N_0 = 3$; $N_0 = 4$; $N_0 = 5$.

Receita líquida : $R = 0,199 \quad 0,172 \quad 0,176 \quad 0,188 \quad 0,202$.

O que se verifica com estes resultados é principalmente o fato de se quebrar uma intuição, de que aumentando o prazo do financiamento, haveria uma diminuição na receita líquida necessária. Isto, como mostram os números, nem sempre é verdade. Ao se passar de 1 (um) ano de construção para 2 (dois) e aumentando o prazo de financiamento para 20 anos, houve um decréscimo na receita líquida necessária, de 13,56%. Há de se ter em mente que este decréscimo ocorreu porque a influência do tempo de financiamento sobre o valor da receita anual líquida, foi maior que a influência do tempo de construção N_0 . Entretanto, é fácil verificar que para $N_0 > 2$, mantendo-se a relação N/N_0 , a influência do tempo de construção é superior à influência do tempo de financiamento, atuando na receita de forma a elevá-la. Isto mostra que, muitas vezes, um atraso de uma obra pode não ser compensado pela prorrogação do prazo de financiamento, ao ponto de manter a receita líquida exequível.

Ainda neste caso, a título de elucidação, vai se considerar uma obra prevista para 3 (três) anos que atrasa 1 (um) ano, mantendo-se I , jI_0 , jI_1 e N . A receita é calculada para $N = 30$ anos, como mostrada, foi $R = 0,176 \text{ p.u.}$

Considerando o atraso de 1 ano e mantendo o mesmo tempo de financiamento o valor da receita é $R = 0,190$, ou seja, haverá necessidade de incrementar a receita líquida em 7,95% pagando o financiamento em 30 anos.

Suponha-se que o empreendedor julgue ser admissível um incremento de 5% na receita real líquida anual. Deste modo, o mesmo deverá solicitar o aumento do prazo, por exemplo, para 40 anos. O resultado será $R = 0,188$, isto é, um incremento de 6,82% será necessário à receita líquida, também intolerável. Se ampliasse o prazo para 50 anos, R seria 0,202 e ainda seria viável.

A situação seria muito difícil, pois de nada adiantaria aumentar o prazo de financiamento, uma vez que a receita líquida passa a ser insensível a estes aumentos, além de que a vida útil do empreendimento não pode ser superada pelo prazo de financiamento. Em outras palavras, o atraso da obra condenou o empreendimento ao fracasso econômico.

Esta condenação pode ocorrer, também, pelo aumento das taxas de juros ou de custos adicionais não previstos na obra. A Figura 4.4 ilustra este caso.

Influencia do tempo de financiamento na receita liquida necessaria

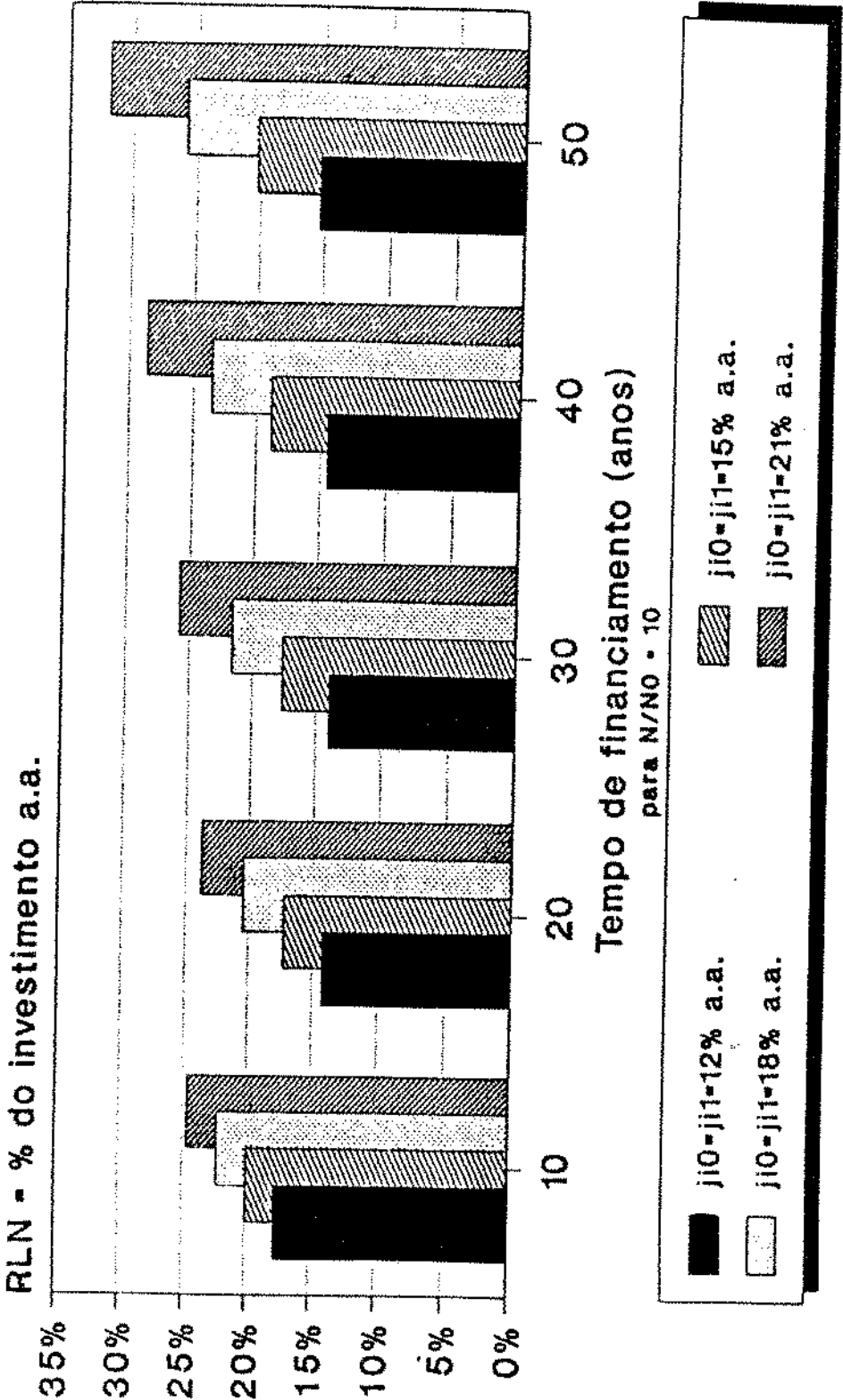


Figura 4.4 - Influência do Tempo de Financiamento na Receita Líquida Necessária

Caso 4

Vai-se estudar a influência das taxas de juros do financiamento sobre a receita anual líquida necessária e para tal considerou-se três propostas de especialistas para a mesma obra.

Especialista 1 - $I = 1,0$ p.u.

$N_0 = 1$ ano

$N = 10$ anos

Especialista 2 - $I = 1,0$ p.u.

$N_0 = 3$ anos

$N = 30$ anos

Especialista 3 - $I = 1,0$ p.u.

$N_0 = 5$ anos

$N = 50$ anos

Nas três situações, os especialistas consideram imprevisível os juros médios dos financiamentos, mas aceitam, para efeito de estudo de sensibilidade uma variação de 12 a 23% a.a.. O tempo de construção N_0 foi estimado diferentemente entre os especialistas, mas havendo um ajuste do prazo de financiamento, obedecendo a constância da relação N/N_0 , neste caso igual a 10.

A Figura 4.5 mostra os resultados do estudo, considerando o interesse do setor igual a taxa de juros do financiamento.

Influencia de uma relacao $N/N_0=10$
na receita liquida necessaria

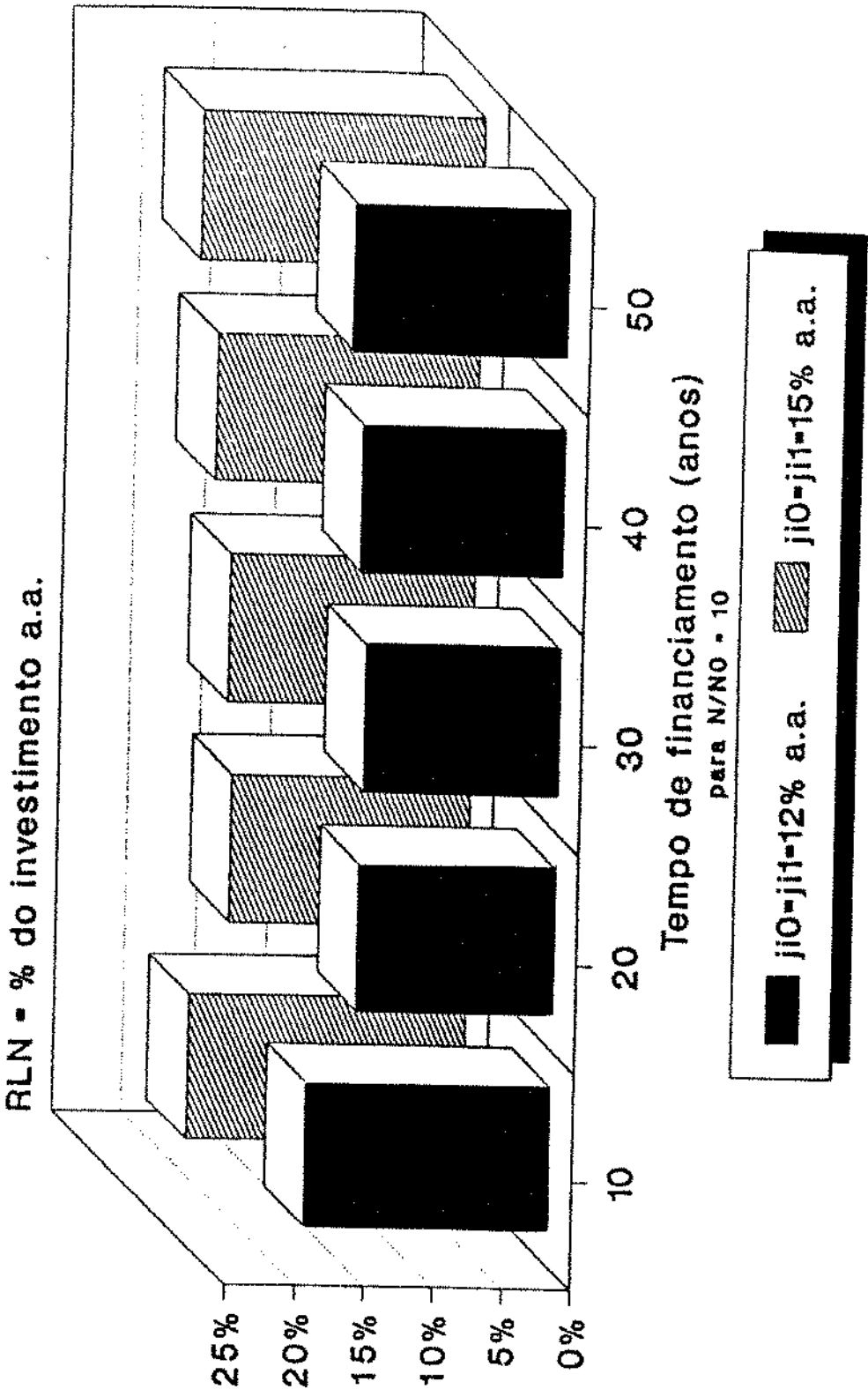


Figura 4.5 - Influência de uma Relação $N/N_0 = 10$ na Receita Líquida Necessária

Observando-se as quatro figuras anteriores, pode-se destacar:

- 1 - A receita líquida necessária à atratividade do empreendimento aumenta praticamente de forma linear com o aumento das taxas de juros.
- 2 - O incremento ΔR em função das taxas de juros é tanto maior quanto maior for N_0 , vide inclinação das curvas.
- 3 - O fato de aumentar o prazo de financiamento para se ajustar aos tempos de construção, pode permitir uma redução da receita anual líquida necessária à atratividade do empreendimento até um certo limite das taxas de juros.
- 4 - Supondo que as três situações fossem factíveis, recomenda-se escolher um tempo de financiamento, a partir de um estudo similar.
- 5 - Quanto maior for o tempo de construção N_0 , maior será a influência do aumento das taxas de juros do financiamento, sobre o incremento na receita anual líquida. De outra forma, se as taxas de juros estiverem elevadas, o tempo de construção deverá ser o menor possível, sob pena do projeto se inviabilizar economicamente.

Os resultados do estudo, mostram numericamente a influência negativa na viabilidade econômica de um empreendimento, que poderá ocorrer em função de variações não previstas por especialistas e empreendedores por ocasião da tomada de decisão. Os acréscimos de receitas anuais líquidas necessárias à continuidade da atratividade dos empreendimentos, dependem fundamentalmente da capacidade de

repassse destes custos, fato que nem sempre é possível. Este estudo mostra ser extremamente importante o empreendedor ter as condições necessárias para avaliar o impacto sobre as receitas líquidas, das diversas condições não previstas e também ter domínio sobre suas receitas líquidas reais, para verificar sua capacidade de promover ajustes nas mesmas. É evidente que existem limitações nestes ajustes, devido a dificuldades de reduzir os custos de produção ou de se aumentar os preços do produto final. Deste modo, ao se pretender analisar investimentos em condições de riscos e incertezas, deve-se verificar primeiramente as repercussões sobre a receita líquida necessária para que o investimento seja atrativo, das variações admitidas por especialistas em relação ao tempo de construção, investimento e juros do financiamento.

O programa utilizado neste estudo permite o estabelecimento de inúmeros cenários, visando oferecer ao empreendedor a possibilidade de que, uma vez pré-estabelecidas as máximas variações admissíveis em termos de receitas líquidas efetivas do empreendimento, verificar quais as condições aceitáveis ou não em termos de variações previstas ou não por especialistas. Fornecendo as receitas líquidas hipotéticas ao empreendedor, este deverá verificar se o empreendimento pode ou não absorvê-las.

Somente após esta verificação é que convém fazer os estudos dos investimentos em condições de incertezas, mas que de certa forma, sem os riscos da inviabilidade econômica e sim a nível de otimização final de empreendimento.

A seguir serão estudadas, particularmente, as influências das variáveis do fluxo de caixa.

4.4 A REPERCUSSÃO DO TEMPO DE REALIZAÇÃO DE UM INVESTIMENTO NA ATRATIVIDADE ECONÔMICA DE UM EMPREENDIMENTO

Existe um conceito intuitivo que se houver atraso em uma obra ou se houver uma demora na obtenção das primeiras receitas, poderão ocorrer perdas econômicas em um empreendimento qualquer. Ocorre na prática, que na maioria das vezes, não se sabe quantificar estas perdas. Em princípio poder-se-ia dizer que mesmo não havendo perdas, devido a capacidade do empreendimento de repassá-las para o preço de seu produto final, existiria uma perda do tipo custo de oportunidade. Neste caso, pode-se pensar que o produto poderia ser mais barato e, portanto, poderia ser mais consumido. De qualquer maneira, se existem condições de repasse para os preços, o grande prejudicado é o consumidor, isto é, alguém terá que pagar por isso.

O estudo em questão pretende alertar os empreendedores que o citado conceito intuitivo precisa ser melhor investigado e inserido dentro de um contexto mais realista. Assim, este trabalho propõe analisar a influência dos atrasos de obras na receita líquida necessária à viabilidade econômica de empreendimentos. Considerou-se também de grande relevância, as implicações de obras de longa duração, além de conceituar claramente o que venha a ser "longa duração".

4.4.1 METODOLOGIA

O estudo partiu de um modelo de fluxo de carga, que considera como variável o tempo de construção e as demais variáveis como parâmetros para cada valor atribuído à primeira.

I - Investimento total previsto em p.u.;
 $p_0, p_1, p_2 \dots p_n$ - percentagens do investimento, observando

que a soma destes valores é igual a unidade;

- N_0 - períodos de tempo decorridos para a realização do investimento (mês, ano, etc.)
- $D_1, D_2, D_3 \dots D_N$ - Despesas com juros e amortizações (sistema S.A.C.) onde $D_n = A_k + j_n$ (amortização constante + juros variáveis) j_n é um juro variável, pois é cobrado sobre o saldo devedor;
- j_{I_0} - Taxa de juros de financiamento contraído junto a terceiros, expresso em % relativo ao período;
- j_{I_1} - Taxa de interesse do setor, expresso em percentagem relativo ao período;
- N - Tempo de financiamento igual ao tempo de retorno expresso em mês, ano e etc.;
- R - Receita líquida necessária à atratividade do empreendimento, expressa em "p.u." relativo a períodos de 1 (um) mês, ano, etc..

Para a obtenção da equação matemática correspondente ao modelo adotado, considerou-se o desembolso uniformemente distribuído ao longo do tempo de construção, isto é, $I + N_0$. A equação encontrada foi:

$$\left[\frac{(1+j_{I_1})^N - 1}{(1+j_{I_1})^N \cdot j_{I_1}} \right] \left[I \cdot \frac{(1+j_{I_0})^{N_0} - 1}{(N \cdot N_0 \cdot j_{I_0})} \right] = R \cdot \frac{[(1+j_{I_1})^N - 1]}{(1+j_{I_1})^N \cdot j_{I_1}} - \frac{j_{I_0}}{N} \cdot I \cdot \frac{[(1+j_{I_0})^{N_0} - 1]}{N_0 \cdot j_{I_0}} \cdot \sum_{k=1}^N (n+1-k) (1+j_{I_2})^{-k} \quad (4.2)$$

Esta equação para ser aplicada dentro do objetivo do estudo, necessita ter como parâmetros todas as

variáveis exceto o tempo de construção N_0 . Assim, variando o tempo de realização do investimento (de ora em diante designado por tempo de construção), é possível descobrir as suas relações com a receita líquida necessária à atratividade do investimento (RLN).

Neste estudo será considerado $jI_0 = jI_1$, pois esta situação corresponderá a uma (RLN) a partir da qual o investimento já seria atrativo. Nas condições de $jI_0 > jI_1$ ou $jI_1 > jI_0$ haveriam rentabilidades incrementais negativas e positivas respectivamente, dentro, é claro, do tempo de retorno previsto igual ao tempo de financiamento. Sendo a maior preocupação do estudo encontrar uma (RLN) que pague as despesas do financiamento dentro do tempo previsto, não teria sentido pagar a dívida e ainda ter um ganho incremental (caso $jI_1 > jI_0$). Caso $jI_1 < jI_0$, já se sabe que a (RLN) não será suficiente para pagar o financiamento.

Execução:

Trabalhando adequadamente a equação (4.2) é possível obter algumas informações a respeito da relação entre j e a (RLN). Isto será mostrado após uma série de deduções e simplificações matemáticas, as quais serão mostradas a seguir.

Por simplicidade na escrita matemática adotou-se as seguintes simplificações na equação (4.2):

$$a) \quad I_0 = I \frac{[(1+jI_0)^{N_0}-1]}{N_0 \cdot jI_0} \quad (4.3)$$

I_0 - Investimento inicial corrigido para a data zero.

$$b) \quad j = \frac{jI_0}{N} \cdot \sum_{k=1}^N (n+1-k) \cdot (1+jI_1)^{-k} \quad (4.4)$$

j - Valor das despesas de financiamento na data zero.

$$c) \quad V_p = \frac{(1+jI_1)^{N_1}-1}{(1+jI_1)^N \cdot jI_1} \quad (4.5)$$

V_p - Fator atual de uma série uniforme de pagamentos.

Utilizando-se as equações (4.3), (4.4) e (4.5) é possível escrever a equação (4.2) da seguinte forma:

$$V_p = \frac{I_0}{N} = V_p \cdot R - I_0 \cdot J \quad (4.6)$$

Da equação (4.6), tem-se:

$$R = I_0 \left[\frac{1}{N} + \frac{J}{V_p} \right]$$

Como se pretende observar estritamente a relação entre R e I_0 , basta verificar que as equações (4.4) e (4.5) são independentes de N_0 . Portanto, pode-se utilizar a seguinte equação:

$$R = k_1 \cdot I \cdot \frac{[(1+jI_0)^{N_0} - 1]}{N_0 \cdot jI_0} \quad (4.8)$$

onde:

$$k_1 = \left(\frac{1}{N} + \frac{J}{V_p} \right) \quad (4.9)$$

e

$$I_0 = I \cdot \frac{[(1+jI_0)^{N_0} - 1]}{N_0 \cdot jI_0}$$

A equação (4.3) por conveniência será escrita como a seguir:

$$R = \frac{k_1 \cdot I}{jI_1} \cdot \frac{(1+jI_0)^{N_0}}{N_0} - \frac{k_1 \cdot I}{jI_0 \cdot N_0} \quad (4.10)$$

Fazendo $1+jI_0 = k_2$ e $\frac{k_1 \cdot I}{jI_0} = k_3$, tem-se:

$$R = k_3 \cdot \frac{k_2^{N_0}}{N_0} - \frac{k_3}{N_0} \quad (4.11)$$

Estas constantes se devem ao fato de que os termos correspondentes, independem de N_0 . Assim, organizando a equação (4.11) em relação a N_0 , tem-se:

$$R = k_3 \frac{N_0 (k_2^{N_0} - 1)}{N_0} \quad (4.12)$$

Como já definido, $k_2 = 1+jI_0$, logo $k_2^{N_0}$ será tanto maior quanto maior for N_0 . Entretanto, como o aumento de N_0 faz o denominador crescer e, conseqüentemente, diminuir a receita, fica difícil, apenas pela observação da equação (4.12), dizer se a receita aumenta ou diminui com o aumento de N_0 .

Assim, recomenda-se o uso de várias aplicações numéricas ou utilização de alguns artifícios matemáticos. A partir da equação 11 serão estudadas as relações entre:

N_0 e R (tempo de construção e RLN)

ΔN_0 e ΔR (atraso de obra e acréscimo em RLN)

$\Delta N_0/N_0$ e $\Delta R/R$ (atraso relativo e acréscimo relativo de RLN).

4.4.2 TEMPO DE CONSTRUÇÃO OU REALIZAÇÃO N_0

Utilizando a série de MAC-LAURIN para $k_2^{N_0}$ tem-se:

$$k_2^{N_0} = 1 + N_0 \ln k_2 + \frac{(N_0 \cdot \ln k_2)^2}{2!} + \frac{(N_0 \ln k_2)^3}{3!} + \dots$$

Substituindo na equação (4.12), obtém-se:

$$R = k_3 \frac{[No \ln k_2 + \frac{(No \ln k_2)(No \ln k_2)}{2!} + (No \ln k_2)(No \ln k_2)^2 + \dots]}{No}$$

Logo, é possível cancelar No , e escrever a equação seguinte:

$$R = k_3 \left[(\ln k_2 + \frac{(No \ln k_2)(\ln k_2)}{2!} + \ln k_2 (No \ln k_2)^2 + \dots) \right] \quad (4.13)$$

Esta equação permite, por observação, verificar a sensibilidade da RLN em relação à variação de No , k_2 e j_1 por conseguinte.

Neste ponto, antes que sejam tiradas as conclusões e recomendações, é conveniente o estudo matemático para o tempo de realização, visto que até aqui as deduções foram todas feitas para o tempo de construção No . Além disto, ainda terá que ser estudado o fator k_3 que afeta a "RLN". A seguir retoma-se a equação (4.12) para adaptá-la em termos de atraso do tempo de construção de uma hora.

4.4.3 ATRASO ABSOLUTO EM UMA OBRA ΔNo

Novamente, aplicando a equação 11 para o tempo de construção No e $No + \Delta No$ tem-se:

$$R_1 = k_3 \frac{(k_2^{No} - 1)}{No} \quad (4.14)$$

$$R_2 = k_3 \frac{(k_2^{No + \Delta No} - 1)}{No + \Delta No} \quad (4.15)$$

Para que a constante k_3 permanecesse a mesma, nas duas equações anteriores, considerou-se que todos os parâmetros não se alteram, havendo apenas o acréscimo no tempo de construção ΔNo .

Aplicando a série de MAC-LAURIN nas equações (4.14) e (4.15) tem-se:

$$R_1 = k_3 \left[\ln k_2 + \frac{\ln k_2 (N_0 \ln k_2)}{2!} + \frac{\ln k_2 (N_0 k_2 (N_0 \ln k_2)^2)}{3!} \right] + \dots$$

$$R_2 = k_3 \left[\ln k_2 + \frac{\ln k_2 (N_0 + \Delta N_0) \ln k_2}{2!} + \frac{\ln k_2 [(N_0 + \Delta N_0) \ln k_2]}{3!} \right] + \dots$$

$$\Delta R = R_2 - R_1 = \left[\frac{(\ln k_2)^2 \cdot \Delta N_0}{2!} + \frac{(\ln k_2)^3 [(N_0 + \Delta N_0)^2 - N_0^2]}{3!} + \dots \right] k_3 \quad (4.16)$$

De posse desta equação é possível tirar várias conclusões a respeito da relação entre o atraso absoluto de uma obra e o incremento na (RLN), ΔR .

4.4.4 ATRASO RELATIVO DE UMA OBRA

Na tentativa de melhor fechar o estudo, achou-se por bem verificar o atraso relativo $\Delta N_0/N_0$, em termos de sua influência na RLN. Reescrevendo a equação 11 e explicitando-a para $N_0 \ln(N_0 + \Delta N_0)$, tem-se:

$$R = k_3 \frac{(k_2^{N_0} - 1)}{N_0} \quad (4.17)$$

$$R_1 = k_3 \frac{(k_2^{N_0 + \Delta N_0} - 1)}{N_0 + \Delta N_0} \quad (4.18)$$

OBS: Para que fosse aplicada a equação (4.12) foi necessário considerar que todos os outros parâmetros permanecessem inalterados.

Subtraindo a equação 16 da equação (4.18), resulta:

$$\Delta R = k_3 \left[\frac{(k_2^{No+\Delta No} - 1) No - (k_2^{No} - 1) (No + \Delta No)}{No (No + \Delta No)} \right]$$

$$\Delta R = k_3 \left[\frac{(No k_2^{No+\Delta No} - No - k_2^{No} \cdot No - k_2^{No} \cdot \Delta No) + No + \Delta No}{No (No + \Delta No)} \right]$$

Definido o atraso relativo de uma obra como

$$k_4 = \frac{\Delta No}{No}$$

$$\Delta R = k_3 \left[\frac{k_2^{No(1+k_4)}}{k_4} - k_2^{No} + \frac{k_4}{1+k_4} \right] \quad (4.19)$$

Esta última equação é adequada para se tirar algumas conclusões em relação a sensibilidade da RLN em relação ao atraso relativo da obra.

4.4.5 ANÁLISE MATEMÁTICA DAS EQUAÇÕES

As equações (4.13), (4.16) e (4.19) deduzidas anteriormente são as ferramentas a serem utilizadas no estudo, abrangendo, cada uma, aspectos temporais correspondentes.

A - O tempo de realização de um empreendimento ou o tempo de construção previsto para uma obra No .

Por facilidade, a equação (4.13) será reescrita:

$$R = k_3 \left[\ln k_2 + \frac{No (\ln k_2)^2}{2!} + \frac{No^2 (\ln k_2)^3}{3!} + \dots \right] \quad (4.13)$$

onde: $k_2 = 1 + jI_0$

As principais observações a serem tiradas desta equação são:

- a) A RLN aumenta sempre com o aumento de N_0
- b) A influência de N_0 sobre a RLN aumenta com o aumento de jI_0

Destas duas observações, percebe-se a importância das implicações que o tempo de construção de uma obra tem sobre a receita líquida necessária à atratividade do empreendimento. É evidente que no estudo, N_0 é um tempo previsto, o qual pode ser diferente do tempo efetivamente gasto para se concluir uma obra. Além disto, é bom não esquecer que o tempo previsto pode variar de especialista para especialista.

Assim, ao empreendedor interessa comportar-se com uma noção clara de que quanto maior o tempo previsto para a mesma obra, pior será a atratividade econômica do empreendimento e, além disso, saber que o atraso do tempo previsto para a mesma obra pode significar o fracasso econômico do empreendimento. A tolerância com o atraso de obras pode ser algo aceitável, ainda que ruim, quando as taxas de juros do financiamento são baixas, mas quando são elevadas, o empreendedor não deve medir esforços no sentido de evitar atrasos.

O exposto, também, pode ser estendido a obras de longa duração, cujas incertezas em relação a atrasos são ainda maiores, isto é, obras cujos tempos de duração médios sejam superiores a 5 ou 6 anos. Mas, este tempo pode ainda ser reduzido à medida que se tenham taxas de juros reais anuais superiores a 18%. Nestes casos deve-se entender que 2 (dois) anos já podem ser considerados como longa duração.

Este estudo aconselha priorizar obras

alternativas de curta duração em épocas de taxas de juros elevadas historicamente, isto é, em termos econômicos evidentemente.

Vários estudos comprovam que em períodos de alta inflação as taxas reais de juros se elevam [refs. 32 e 33].

O tempo previsto N_0 deverá ter uma confiabilidade suficiente, de tal forma a não ser super dimensionado ou subdimensionado. Na primeira hipótese pode inviabilizar a atratividade do empreendimento. Na segunda, a probabilidade de atraso na obra é maior e pode provocar a aceitação de um projeto, devido a sua rentabilidade ilusória.

Deve-se considerar que existem casos onde se pode fazer uma obra, cuja duração real seja menor que a prevista. Entretanto, isto muitas vezes não é possível em função de fatores limitadores, tais como:

- Falta de experiência com empreendimentos similares;
- Falta de mercado em um prazo menor que 5 anos;
- Incertezas políticas devido à alternância de poder;
- Instabilidades econômicas causando grandes variações nos preços de produtos e serviços;
- Falta de condições financeiras da empresa;
- Existência de outras obras alternativas;
- Impossibilidade de importações a curto prazo devido a falta de moeda estrangeira;
- Imprevisibilidade em geral.

Neste ponto convém citar o fator de escala, devido à sua relação com o tempo da obra. Como exemplo pode-se citar um caso hipotético em que se tem a alternativa de se fazer uma central hidroelétrica de 3000 MW ou 10 (dez) de 300 MW.

É possível que N_0 para $P = 3000$ MW seja igual a 5 anos, ao passo que N_0 para $P = 300$ MW seja igual a 2

anos. Supondo que seja possível fazer as 10 (dez) centrais de 300 MW em 2 anos, vê-se que, do ponto de vista temporal, seria muito mais vantajoso, restando verificar outros fatores, mas, que se fossem idênticos (I , jI_0 , jI_1 , N), não haveria dúvidas sobre a opção escolhida. Embora exista a idéia de que quanto maior o fator de escala menor o custo de produção de energia elétrica, pode-se inferir que hoje isto não pode simplesmente ser aceito como uma religião. É necessário considerar que a redução no tempo de realização do investimento pode muitas vezes tornar atrativo o empreendimento. Cada caso é um caso e o intuito do exemplo foi abrir a discussão.

B - O atraso absoluto de uma obra ΔN_0

Reescrevendo a equação 15 tem-se:

$$\Delta R = R_2 - R_1 =$$

$$\left[\frac{(\ln k_2)^2 \cdot \Delta N_0}{2!} + \frac{(\ln k_2)^3 [(N_0 + \Delta N_0)^2 - N_0^2]}{3!} + \dots \right] k_3 \quad (4.16)$$

Onde: $k_2 = 1 + jI_0$

As principais observações a serem tiradas desta equação são:

- a) quanto maior for ΔN_0 para um mesmo N_0 fixo, maior terá que ser a RLN;
- b) A influência de ΔN_0 sobre a RLN será tanto maior quanto maior foi jI_0 ;
- c) A influência de ΔN_0 sobre a RLN será tanto maior quanto maior for N_0 .

Em termos absolutos quanto maior e mais complexa for uma obra maior serão os riscos de atrasos. Por

sua vez, o atraso de uma obra poderá provocar incrementos de receitas líquidas anuais necessárias, podendo, dependendo de ΔN_o e k_3 , inviabilizar um empreendimento. Sua influência em $\Delta R\%$ será tanto maior quanto maior foi N_o e k_3 . Em princípio o atraso de uma obra pode ocorrer por erro na previsão de N_o ou por causas imprevisíveis, até mesmo para um especialista.

De qualquer forma, o atraso de uma obra, como já foi dito, provoca um aumento das despesas do financiamento e retarda a entrada de receitas. Estas duas situações indesejáveis em qualquer nível, faz com que o empreendimento tenha que repassar estes inconvenientes, na forma de aumentos de preços de seus produtos. Quando isto não é possível, o empreendimento fracassa.

Para empreendimentos públicos, esta tolerância com atrasos ainda traz inconvenientes de ordem política e social. Assim, tem-se visto no país obras tipo Angra I, Balbina, Ferrovia do Aço, etc.

C - O atraso relativo de uma obra $k_4 = \frac{\Delta N_o}{N_o}$

Reescrevendo a equação (4.19) tem-se:

$$\Delta R = k_3 \left[\frac{k_2^{N_o(1+k_4)}}{k_4} - k_2^{N_o} + \frac{k_4}{1+k_4} \right] \quad (4.19)$$

As principais observações a serem tiradas desta equação são:

- Para um mesmo N_o , quanto maior k_4 , maior será o acréscimo na RLN;
- A influência de k_4 na RLN é tanto maior quanto maior for N_o ;
- A influência de k_4 na RLN é tanto maior quanto maior for jI_o .

Quando uma obra estimada para 1 ano dura 2 (dois) anos, pode parecer aceitável num horizonte temporal no qual os governos se orientam, ou mesmo as pessoas de um modo geral. Entretanto, se uma obra está prevista para 6 (seis) anos e dura 12 (doze) anos, ela atravessa governos e representa um percentual muito elevado da vida média da população, apesar do atraso relativo ser o mesmo, isto é, 100%. Assim, a tolerância com atrasos relativos em obras grandes deve ser a menor possível. Grandes benefícios não podem ser postergados ou retardados.

Em termos de atratividade econômica de um empreendimento, como já foi citado, atrasos relativos em obras de longa duração também são inaceitáveis.

A seguir serão apresentados exemplos que ilustram o estudo em questão e servem para ressaltar as influências do tempo de construção N_0 , do atraso ΔN_0 e de k_4 .

Mantendo-se ΔN_0 constante e aumentando N_0 , k_4 , diminui, isto é:

Para $\Delta N_0 = 1$	N_0	k_4
	1	1
	2	1/2
	3	1/3

Poder-se-ia esperar que diminuindo k_4 nas condições anteriores poderia haver uma diminuição em ΔR . Ocorre que, neste caso, N_0 está variando e pela equação 18 vê-se que ΔR é função de k_4 e também N_0 . Assim, seria conveniente o estudo de um maior número de casos, entretanto, já se pode antecipar, apenas observando a equação 15, que o aumento de N_0 pode influir de forma mais decisiva no aumento ΔR , do que a diminuição de k_4 . Isto será confirmado numericamente logo adiante.

Utilizando de um programa computacional foi possível obter os resultados desejados para os casos em estudo.

Caso 1

Dados:

$I = 2,0 \text{ p.u.}$	$jI_0 = jI_1 = 12\% \text{ a.a.}$				$N = 20 \text{ anos}$			
N_0	1	2	3	4	5	6	7	8
k_4	1	1/2	1/3	1/4	1/5	1/6	1/7	1/8
$\Delta R\%$	5,97	6,13	6,24	6,31	6,47	6,57	6,73	

Neste caso, considerou-se $\Delta N_0 = 1$, para N_0 variando de 1 a 8 anos.

Chamou-se o incremento de receita relativo $\Delta R\%$, como sendo:

$$\Delta R\% = \frac{R_2 - R_1}{R_1} \times 100$$

onde: R_1 é a receita líquida anual, correspondente ao tempo N_0 , OU

$$\Delta R\% = \frac{R(N_0 + \Delta N_0) - R(N_0)}{R(N_0)} \times 100$$

e R_2 é a receita líquida anual, correspondente ao tempo $N_0 + \Delta N_0$.

Analisando os valores de k_4 , vê-se que os mesmos estão decrescendo, devido ao aumento de N_0 , mas $\Delta R\%$ está aumentando. Como foi dito, constatou-se neste caso em estudo, que a influência de N_0 no incremento de receita foi mais decisivo que a diminuição de k_4 , isto é, para ΔN_0 constante, ao se aumentar N_0 , $\Delta R\%$ também aumenta.

Caso 2

Vai-se supor como no Caso 1, que quatro especialistas (a, b, c e d) concordaram em aceitar com parâmetros fixos para uma mesma obra.

$$I = 1,0 \text{ p.u.}$$

$$jI_0 = jI_1 = 12\% \text{ a.a.}$$

$$N = 20 \text{ anos}$$

Entretanto, discordaram em relação ao tempo para realizar a obra. Também aceitaram um atraso máximo de quatro anos. Assim, os resultados foram:

II.a - Especialista A $N_0 = 1 \text{ ano}$

ΔN_0	1	2	3	4
k_4	1	2	3	4
$\Delta R\%$	5,97	12,47	19,47	27,04

II.b - Especialista B $N_0 = 2 \text{ ano}$

ΔN_0	1	2	3	4
k_4	1/2	1	3/2	2
$\Delta R\%$	6,13	12,76	19,80	27,63

II.c - Especialista C $N_0 = 3 \text{ ano}$

ΔN_0	1	2	3	4
k_4	1/3	2/3	1	4/3
$\Delta R\%$	6,24	12,95	20,25	28,15

II.d - Especialista D $N_0 = 4 \text{ ano}$

ΔN_0	1	2	3	4
k_4	1/4	2/4	3/4	1
$\Delta R\%$	6,31	13,19	20,62	28,75

$$R(N_0=4) = 0,1600 \text{ p.u.}$$

Verifica-se que aumentando ΔN_0 para N_0 fixo, tem-se incrementos de receita relativos ($\Delta R\%$) crescentes, nos casos II-A, II-B, II-C e II-D. Para $k_4 = 1$, isto é, $N_0 = \Delta N_0$ ou ainda quando o atraso da obra for 100% do tempo previsto para a construção, notou-se que $\Delta R\%$ variou de 5,97% para $N_0 = 1$ a 28,75% para $N_0 = 4$. Isto ocorre sempre que k_4 é constante e N_0 é crescente e poderia ser reforçado com muitos outros exemplos. Assim, o atraso relativo de uma obra terá

maior ou menor influência na receita líquida necessária à sua atratividade econômica, dependendo fundamentalmente do valor de N_0 .

De modo alternativo, ao se aceitar um atraso de $X\%$ em uma obra, deve-se ter em mente que quanto maior for o tempo previsto para a duração da obra N_0 , maior será a necessidade de se incrementar a receita líquida necessária. O recomendável, de acordo com o estudo em questão é que quanto maior for N_0 , menor deverá ser a tolerância do empreendedor em relação ao atraso relativo. É evidente que a atraso absoluto já provoca a necessidade de incrementos crescentes na receita líquida, provocados apenas pelo aumento de N_0 . Para ilustrar tem-se:

Especialista A $N_0 = 1$ ano
 $\Delta N_0 = 1$ ano
 Atraso absoluto = 1 ano
 Atraso relativo = 100%
 $AR\% = 5,97$ e $R = 0,1419$ p.u.

Especialista B $N_0 = 4$ anos
 $\Delta N_0 = 4$ anos
 Atraso absoluto = 4 anos
 Atraso relativo = 100%
 $AR\% = 28,75$ e $R = 0,2060$ p.u.

Em ambos os casos, o atraso em termos de tempo foi 100%, entretanto, a repercussão em termos de incremento de receita foi muito maior para a obra, cujo $N_0 = 4$ anos. Se o especialista D aceitasse um atraso de no máximo 1 (um) ano, $AR\%$ seria igual a 6,13%, isto é, ainda assim seria maior que os 5,97% do caso A, mostrando que o atraso absoluto provoca aumentos em $AR\%$, à medida em que N_0 aumenta.

Com relação à premissa de que os quatro especialistas aceitam um atraso máximo de quatro anos, é

evidente que isto está um pouco exagerado, porém, não é impossível.

O Caso 2 pode ser extendido a obras diferentes e, neste caso, a relevância do estudo se tornaria mais concreta. Entretanto, o que se tem visto com frequência no Brasil são empreendimentos de mesma natureza, cujos atrasos relativos, são elevados para N_0 previstos diversos. Isto é, muitas obras são de durações incertas e variáveis, tendo os fatores financeiros, técnicos, econômicos e políticos como sendo os principais responsáveis.

Nas equações (4.13), (4.16) e (4.19) não foi analisado o fator k_3 , uma vez que o mesmo carrega outras variáveis as quais o estudo considerou como independentes de ΔN_0 e N_0 , mas que compõem o valor final de k_3 e assim afetando RLN. A sequência de deduções matemáticas busca a obtenção de informações a respeito deste fato (k_3) que também inclui no acréscimo de receita ΔR , agindo ora como amplificador, ora como atenuador. Este estudo restringe-se a estudar k_3 de forma específica, isto é, não considerando sua variação ao se passar de N_0 para $N_0 + \Delta N_0$, mas de forma a avaliar o impacto das variáveis intrínsecas em seu valor.

4.4.6 ANÁLISE DO FATOR k_3 DAS EQUAÇÕES (4.13), (4.16), (4.19)

Como definido anteriormente:

$$k_3 = k_1 \cdot I = \left\{ \frac{1}{n} + j/vp \right\} \frac{I}{jI_0}$$

inicia-se a dedução partindo do termo i . Assim, como definido tem-se:

$$j = \frac{jI_0}{n} \sum_{k=1}^n (n+1-k) (1+jI_1)^{-k}$$

$$\text{Fazendo } \sum_{k=1}^n (n+1-k) (1+jI_1)^{-k} = 8$$

$$\begin{array}{ll} \text{p/ } k=1 & x_1 = n \cdot (1+jI_1)^{-1} = ng^{-1} \\ \text{p/ } k=2 & x_2 = (n-1) (1+jI_1)^{-2} = (n-1)g^{-2} \\ \text{p/ } k=3 & x_3 = (n-2) (1+jI_1)^{-3} = (n-2)g^{-3} \\ & \vdots \\ & \vdots \end{array}$$

$$\text{p/ } k=n \quad x_n = (1+jI_1)^{-n} = g^{-n}$$

$$\begin{aligned} S = \sum_{i=1}^n x_i &= ng^{-1} + (n-1)g^{-2} + (n-2)g^{-3} + \dots + 3g^{n-2} + \\ &+ 2g^{n-1} + g^n \end{aligned}$$

Reescrevendo a equação anterior tem-se:

$$S = n (g^{-1} + g^{-2} + g^{-3} + \dots + g^{-n})$$

$$\begin{aligned} &- g^{-2} \\ &- g^{-3} - g^{-3} \\ &- g^{-4} - g^{-4} - g^{-4} \\ &\vdots \\ &\vdots \\ &- g^{-n} - g^{-n} - g^{-n} - g^{-4} \dots - g^{-n} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S &= n \frac{(g^{-1} - g^{-n} \cdot g^{-1})}{1 - g} - \frac{(g^{-2} - g^{-n} \cdot g^{-1})}{1 - g^{-1}} - \\ &- \frac{(g^{-3} - g^{-n} \cdot g^{-1})}{1 - g^{-1}} - \dots - \frac{(g^{-(n-1)} - g^{-n} \cdot g^{-1})}{1 - g^{-1}} - g^{-n} \end{aligned}$$

$$S = \frac{-(g^{-2} + g^{-3} + \dots + g^{-(n-1)})}{1 - g^{-1}} - (n-2) \frac{g^{-(n+1)}}{1 - g^{-1}} -$$

$$- g^{-n} + n \frac{(g^{-1} - g^{-(n+1)})}{1 - g^{-1}}$$

$$S = n \frac{(g^{-1} - g^{-(n+1)})}{1 - g^{-1}} - \frac{g^2 - g^{-(n-1)}}{1 - g^{-1}} \cdot g^1 -$$

$$- (n-2) \frac{g^{-(n+1)}}{1 - g^{-1}} - g^{-n}$$

$$S = \frac{ng^{-1} - ng^{-(n+1)} - g^2 + g^{-(n-1)} \cdot g^1 - ng^{-(n+1)}}{1 - g^{-1}} +$$

$$+ \frac{2g^{-(n+1)} - g^{-n} + g^{-(n-1)}}{1 - g^{-1}}$$

$$S = \frac{g^{-(n+1)} (-2n+3) + ng^{-1} - g^{-2}}{1 - g^{-1}}$$

$$S = \frac{ng^{-1} + (-2n+3) \cdot g^{-(n+1)} - g^{-2}}{1 - g^{-1}}$$

Substituindo S em j, tem-se:

$$j = \frac{jI_0}{n} \cdot \frac{(n(1+jI_1)^{-1} + (-2n+3)(1+I_1)^{-(n+1)})}{1 - (1+jI_1)^{-1}} -$$

$$- \frac{(1+jI_1)^{-2}}{1 - (1+jI_1)^{-1}}$$

$$j = \frac{jI_0}{n} \cdot \frac{(n(1+jI_1)^{-1} + (-2n+3)(1+I_1)^{-(n+1)})}{1 - (1+jI_1)^{-1}} -$$

$$= \frac{(1+jI_1)^{-2}(1+jI_1)}{1 - (1+jI_1)^{-1}}$$

$$j = \frac{jI_0}{n} \cdot \frac{(n + (-2n+3) (1+jI_1)^{-n} - (1+jI_1)^{-1})}{jI_1}$$

$$j = \frac{jI_0}{jI_1 \cdot n} \left\{ n (1+jI_1) + (-2n+3) (1+jI_1)^{-n+1} - 1 \right\}$$

Utilizando a equação anterior, a equação (4.5) e a equação

$$k_3 = \left(\frac{1}{n} + j/vp \right) \frac{I}{jI_0}, \text{ tem-se:}$$

$$k_3 = \frac{I}{jI_0} \left\{ \frac{1}{n} \frac{jI_0}{n \cdot jI_0} \frac{(n (1+jI_1) + (-2n+3) (1+jI_1)^{-n+1} - 1)}{((1+jI_1)^n - 1)} \cdot (1+jI_1)^n \cdot jI_1 \right\}$$

$$k_3 = \frac{I}{n \cdot jI_0} + \frac{I}{n} \left\{ n (1+jI_1) + (-2n+3) (1+jI_1)^{-n+1} - 1 \right\} \cdot \frac{(1+jI_1)^n}{(1+jI_1)^n - 1}$$

$$k_3 = \frac{I}{n} \left[\frac{I}{jI_0} + \left[\frac{n (1+jI_1)^{n+1}}{(1+jI_1)^n} + \frac{(-2n+3) (1+jI_1)}{(1+jI_1)^n} - \frac{(1+jI_1)^n}{(1+jI_1)^n - 1} \right] \right]$$

$$k_3 = \frac{I}{n} \left(\frac{I}{jI_0} + \left[\frac{(1+jI_1)^n}{(1+jI_1)^n - 1} \left[n(1+jI_1) - 1 \right] + \frac{(2n+3)(1+jI_1)}{(1+jI_1)^n - 1} \right] \right)$$

$$k_3 = \frac{I}{n \cdot jI_0} + \frac{I}{n} \cdot \frac{1}{(1+jI_1)^n} \cdot \left[n(1+jI_1) - 1 \right] + \frac{(-2n+3)(1+jI_1)}{(1+jI_1)^n - 1} \cdot \frac{I}{n}$$

$$k_3 = \frac{M_1}{n} + \frac{M_3}{n} \cdot \frac{M_2^n}{M_2^n - 1} \cdot (nM_2 - 1) - \frac{2n \cdot M_2 \cdot M_3}{M_2^n - 1 \cdot n} + \frac{3M_2^n}{M_2^n - 1} \cdot \frac{M_3}{n}$$

Onde:

$$M_1 = \frac{I}{jI_0} \text{ Eq. (4.17)}$$

$$M_2 = (1+jI_1) \text{ Eq. (4.18)}$$

$$M_3 = I \text{ Eq. 18}$$

$$k_3 = \frac{M_1}{n} + \frac{M_3}{n} \cdot \frac{M_2^n}{M_2^n - 1} \cdot nM_2 - \frac{M_3}{n} \cdot \frac{M_2^n}{M_2^n - 1} - \frac{2M_2M_3}{M_2^n - 1} + \frac{3M_2M_3}{(M_2^n - 1) \cdot n}$$

$$k_3 = \frac{M_1}{n} + \frac{M_2^{n+1} \cdot M_3}{M_2^n - 1} - \frac{M_3}{n} \cdot \frac{M_2^n}{M_2^n - 1} - \frac{2M_2M_3}{M_2^n - 1} + \frac{3M_2M_3}{(M_2^n - 1) \cdot n}$$

$$K_3 = \frac{M_1}{n} + \frac{M_2 M_3}{M_2^n - 1} (M_2^n - 2) + \frac{M_2 M_3}{n (M_2^n - 1)} (3 - M_2^{n-1})$$

$$k_3 = \frac{M_1}{n} + M_2 M_3 \frac{(M_2^n - 2)}{(M_2^n - 1)} + M_2 M_3 \frac{(3 - M_2^{n-1})}{(M_2^n - 1) \cdot n}$$

$$k_3 = \frac{M_1}{n} + M_2 M_3 \left[\frac{M_2^n - 2}{M_2^n - 1} + \frac{(3 - M_2^{n-1})}{(M_2^n - 1) \cdot n} \right] \quad (4.20)$$

Esta equação (4.20) mostra que k_3 é função de três variáveis I , jI_1 e N , as quais são independentes de N_0 , isto é, o estudo em questão, não comporta variações de k_3 em função das variações de N_0 . Ressalta-se, na prática, haver uma certa ligação entre N_0 e N , porém, uma vez estimado N_0 e realizado um financiamento num prazo N , esta relação poderá ser alterada pela variação não prevista em N_0 . Resumidamente, a análise desta equação fornece alguns conhecimentos sobre a influência de I , jI_1 e N no fator k_3 , o que de certa forma representa uma análise conjunta da variação de todas as variáveis independentes. Para não haver dúvidas, reafirma-se que k_3 permaneceu constante para efeito do estudo da variação de N_0 , mas, não se deve esquecer que esta constante pode ter vários valores, dependendo de suas variáveis. Assim, a importância desta análise se restringe ao conhecimento de como o valor de k_3 pode aumentar ou diminuir sua repercussão em termos de uma variação de N_0 . Isto é, para maiores valores de k_3 , maior será a influência da variação de N_0 sobre a RLN.

Considerando a equação (4.20), observou-se o seguinte:

- a) A primeira constatação imediata é que qualquer variação do investimento (I), se reflete diretamente na variação de

k_3 , de forma linear, isto é, se o investimento superar o investimento previsto em 10%, k_3 também sofrerá um acréscimo de 10%. Todas as demais variáveis devem permanecer fixas.

- b) Aplicando valores numéricos à citada equação constatou-se para n variando de 10 anos a 50 anos, que a medida que n aumenta k_3 diminui. Para isto, mantiveram-se constantes I e jI_1 .
- c) O mesmo raciocínio aplicado a uma variação de jI_1 de 12% e 24% foi realizado e se verificou que a medida que jI_1 aumenta k_3 aumenta.

Para efeito de se avaliar o impacto da variação de N_0 sobre a variação de RLN pode-se considerar que este impacto será crescente à medida que jI_1 e I se elevam ou a medida que N diminua.

- RLN crescente:
 - taxas de interesses crescentes
 - investimentos maiores que os previstos, de forma crescente
 - tempo de financiamento n decrescente.

Isto se deve ao valor de k_3 , se k_3 aumenta, a influência de ΔN_0 é amplificada, afetando de forma mais contundente o incremento de receita líquida ΔR . Em sentido contrário k_3 serve de atenuador.

Se houver variações simultâneas em I , jI_1 e N ou pelo menos em duas destas, deve-se fazer verificações numéricas para cada caso.

Serão apresentados a seguir alguns gráficos que ilustram a importância do tempo de construção de uma obra, sobre a RLN à atratividade de um empreendimento.

Influencia do tempo de investimento
na receita liquida necessaria

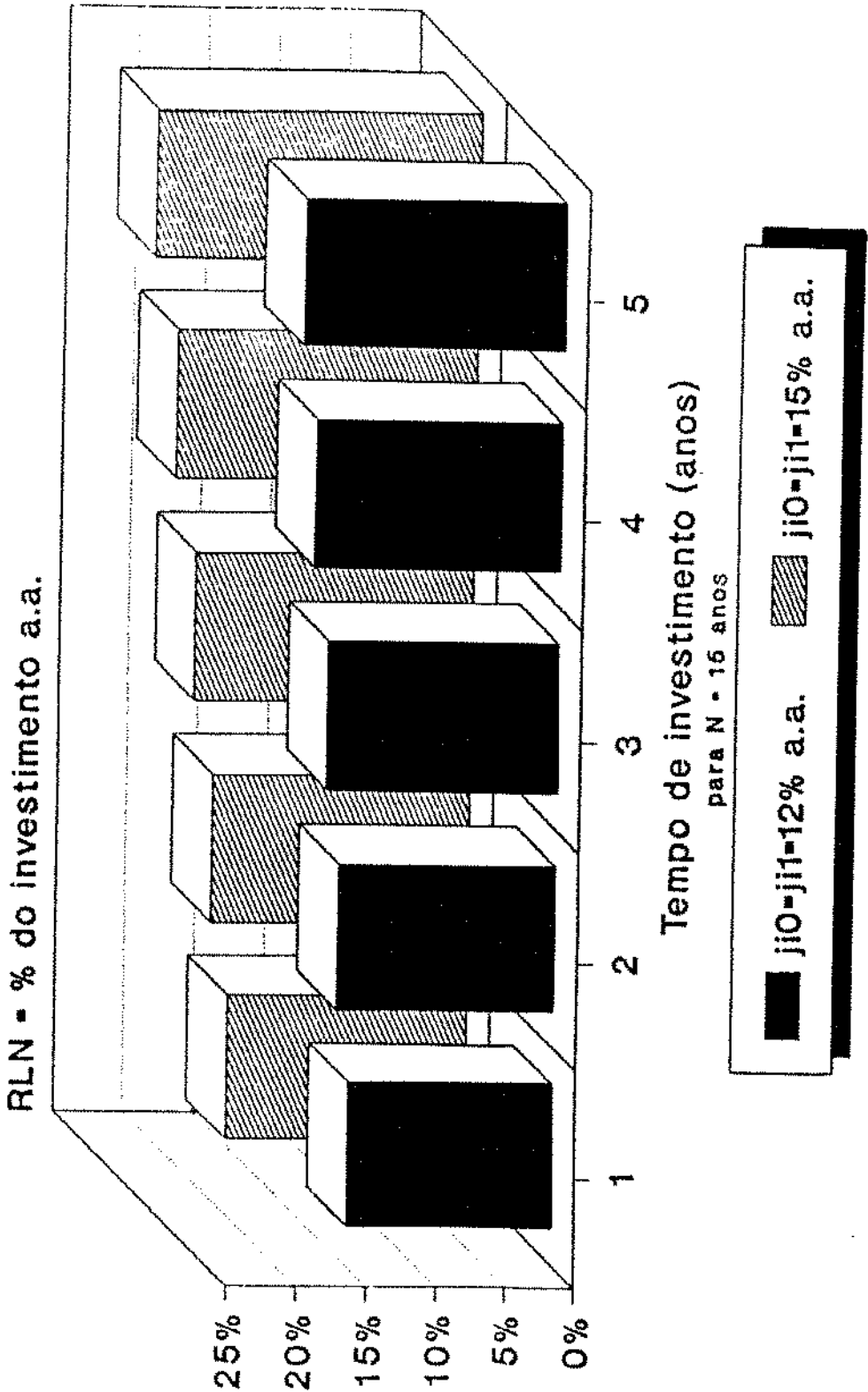


Figura 4.6 - Influência do Tempo de Investimento na Receita Líquida Necessária

Influência do tempo de investimento na receita líquida necessária

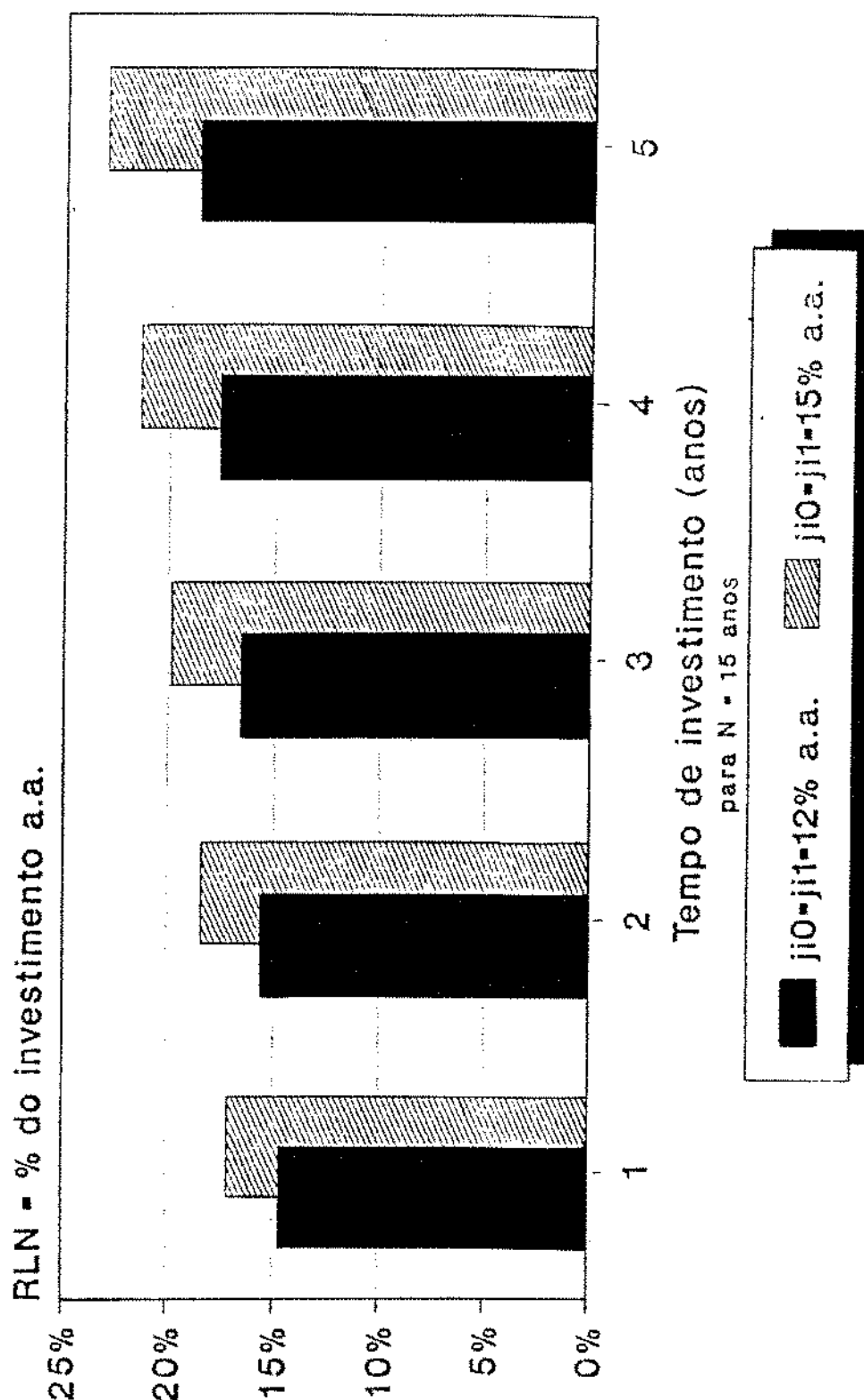


Figura 4.7 - Influência do Tempo de Investimento na Receita Líquida Necessária

4.4.7 RESUMO

As conclusões e recomendações a que este estudo chegou podem fundamentalmente serem resumidas como a seguir:

- 1 - Em qualquer condição, para $jI_0 > 0$, quanto maior o tempo de construção de uma obra N_0 , maior terá que ser a RLN à atratividade do projeto.
- 2 - Quanto maior a taxa de juro jI_0 , maior será a influência do tempo de construção sobre a RLN e ainda o incremento na RLN será tanto maior quanto maior foi N_0 .
- 3 - Para qualquer taxa de juros do financiamento, o atraso no tempo previsto de construção ΔN_0 , provocará um acréscimo na necessidade de receita. Este acréscimo será tanto maior, quanto maior for o atraso.
- 4 - Quando os juros estão muito elevados, o conceito de longa duração deve ser revisto, uma vez que quanto maiores as taxas de juros, menor é o que se pode chamar de longa duração.
- 5 - A RLN será tanto maior, quanto maior for o tempo previsto N_0 , para um mesmo atraso absoluto ΔN_0 .
- 6 - Para um atraso absoluto ΔN_0 constante, quanto maior for N_0 , maior será o acréscimo na RLN (ΔR), o que mostra que mesmo para uma diminuição do atraso relativo ($\Delta N_0 / N_0$), haverá incremento na RLN. Isto porque a influência de N_0 é maior que a influência de ΔN_0 .
- 7 - Aumentando o atraso absoluto ΔN_0 para uma obra de tempo previsto N_0 , ter-se-ão incrementos relativos de receita ($\Delta R / R$) crescentes.

O tempo previsto para uma obra deve ser inversamente proporcional à taxa de juros. A tolerância com os atrasos de obra deve ser inversamente proporcional à taxa de juros e ao tempo de construção previsto.

Ao se considerar apenas o tempo de duração de uma obra, é mais interessante realizar várias obras de pequena duração do que uma de grande duração que atinja o mesmo objetivo, pois no segundo caso da receita líquida necessária à atratividade do empreendimento será superior ao primeiro.

O super ou subdimensionamento de uma obra pode provocar altas RLN ou riscos de atrasos que inviabilizem o empreendimento.

Finalmente, se diz que atrasos de obras ou obras de longa duração merecem dos empreendedores uma atenção especial em relação à atratividade destes empreendimentos. São necessários estudos mais cautelosos à respeito de possíveis variações no tempo de construção previsto e nos atrasos possíveis. Deve-se verificar as repercussões destas variações sobre a RLN à atratividade dos empreendimentos, considerando cenários factíveis, e suas diferenças com o tempo previsto, para cada realidade na qual está inserida algum tipo de incerteza.

4.5 A INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DAS TAXAS DE JUROS NA ATRATIVIDADE ECONÔMICA DE UM EMPREENDIMENTO

Ao se pretender um financiamento de um empreendimento, a decisão de realizar ou não este empreendimento dependerá fortemente da taxa de juros e do tempo do financiamento levando em consideração inclusive suas flutuações. Assim, ao se tomar um empréstimo com uma taxa de juros flutuantes existirá sempre um risco de elevação destas taxas de modo de inviabilizar o investimento. Este risco será tanto maior quanto menor for a capacidade de repasse dos custos financeiros no preço de venda das unidades produzidas.

O estudo pretende mostrar através de alguns exemplos as repercussões das variações das taxas de juros sobre as receitas líquidas necessárias à viabilidade econômica do empreendimento.

4.5.1 ESTUDO DE CASOS

Esta metodologia poderia ser exaustivamente utilizada com a exemplificação de milhares de casos, entretanto, é possível para o fim a que o estudo se destina, a exemplificação de uns poucos.

Caso 1

Investimento previsto	$I = 1,0 \text{ p.u.}$
Tempo de realização	$N_0 = 1 \text{ ano}$
Tempo de financiamento	$N = 10 \text{ anos}$

Taxa de juros:	$jI_0 = jI_1$	taxa de interesse do setor
	12% = 12%	
	15% = 15%	
	18% = 18%	
	21% = 21%	

Para cada $jI_0 = jI_1$, corresponde uma receita líquida anual necessária a viabilidade econômica do empreendimento. Os resultados encontrados foram:

Para:	$jI_0 = jI_1 = 12\%$	RLN = 0,177 p.u.
	$jI_0 = jI_1 = 15\%$	RLN = 0,199 p.u.
	$jI_0 = jI_1 = 18\%$	RLN = 0,223 p.u.
	$jI_0 = jI_1 = 21\%$	RLN = 0,246 p.u.
	$jI_0 = jI_1 = 24\%$	RLN = 0,271 p.u.

Este caso mostra que, por exemplo, um empreendimento com um investimento necessário de 1 (um) milhão de dólares deverá absorver uma receita líquida anual de 177 (cento e setenta e sete) mil dólares durante dez anos, contados a partir do instante em que o empreendimento começa a produzir receitas. Ocorre que ao se tomar o empréstimo a juros flutuantes, poderá haver um acréscimo nas taxas de juros, por exemplo, para 18% a.a..

Neste exemplo percebe-se que deverá haver um incremento de receita anual de 46 (quarenta e seis) mil dólares ou 26%.

Estes aumentos são reais e, portanto, devem ser repassados aos preços dos produtos finais gerados pelo empreendimento. Isto nem sempre é possível devido ao mercado, o qual poderá muitas vezes não ser capaz de absorver estes incrementos de preços. Se isto ocorrer, o empreendimento fracassará, pois não haverá disponibilidade financeira para honrar a dívida.

Em termos usuais, os estudos de viabilidade econômica de empreendimentos avaliam geralmente situações estáveis e até mesmo irreais. Não se sabe exatamente se este tipo de atitude tem por finalidade a aprovação de projetos a toque de caixa ou se é mera irresponsabilidade dos empreendedores. O fato é que no Brasil, uma série de financiamentos se tornaram inviáveis devido fundamentalmente

à elevação das taxas de juros, tanto internas como externas.

Quando as taxas de juros são fixas a avaliação fica simplificada, restando apenas verificar, se para a taxa de juros acordada, é possível obter a receita líquida necessária (RLN) à viabilidade do empreendimento.

O caso em estudo tem um tempo de realização do empreendimento de um ano, isto é, um tempo relativamente pequeno para grandes obras. Assim, tomar-se-á como exemplo um caso com um tempo $N_0 = 5$ anos.

Caso 2

$$I = 10 \text{ p.u.}$$

$$N_0 = 10 \text{ anos}$$

$$N = 5 \text{ anos}$$

Os resultados são:

Para:	$jI_0 = jI_1 = 12\%$	RLN = 0,225 p.u.
	$jI_0 = jI_1 = 15\%$	RLN = 0,268 p.u.
	$jI_0 = jI_1 = 18\%$	RLN = 0,318 p.u.
	$jI_0 = jI_1 = 21\%$	RLN = 0,374 p.u.
	$jI_0 = jI_1 = 24\%$	RLN = 0,437 p.u.

Naturalmente, que neste caso as RLN são mais elevadas que no caso anterior e isto se deve à elevação de N_0 . Entretanto, é importante destacar aqui que há uma aumento substancial da influência do aumento das taxas de juros sobre a RLN, isto é, quanto maior for N_0 maior será o aumento da RLN em termos percentuais. No Caso 1 tinha-se que, para um aumento de 12 para 15% nas taxas de juros, haveria um aumento de 12,4% na RLN. Neste caso, ao se passar de uma taxa de juros de 12 para 15%, haverá um aumento de 19,1% na RLN.

É evidente que para um tempo de realização de um investimento mais elevado, espera-se um tempo de

financiamento também mais elevado. Ocorre que esta comparação tem sua lógica, pois quanto maior for N_0 , maior são as chances de variações nas taxas de juros e ainda que N fosse mais elevado a queda na RLN, não seria tão satisfatória. De qualquer forma o Caso 3, poderá melhor esclarecer esta dúvida.

Caso 3

$$I = 1,0 \text{ p.u.}$$

$$N_0 = 5 \text{ anos}$$

$$N = 50 \text{ anos}$$

Para:	$j_{I_0} = j_{I_1} = 12\%$	RLN = 0,153 p.u.
	$j_{I_0} = j_{I_1} = 15\%$	RLN = 0,202 p.u.
	$j_{I_0} = j_{I_1} = 18\%$	RLN = 0,257 p.u.
	$j_{I_0} = j_{I_1} = 21\%$	RLN = 0,318 p.u.

Este caso confirma a intuição, mostrando que mesmo aumentando o tempo de financiamento para 50 anos haveria um incremento de 29% na RLN, para um aumento de 12 para 15% nas taxas de juros. Esta situação mostra que existe um decréscimo na RLN devido a se ter aumentado N . Entretanto, há também um aumento espetacular da influência do aumento das taxas de juros sobre o aumento da RLN. Aqui, trabalhou-se com uma relação $N/N_0 = 10$. No Caso 1 e Caso 3 evidencia-se que a maior influência de um aumento nas taxas de juros sobre a RLN será tanto maior, quanto maior for N_0 .

Também fica aqui a dúvida sobre o exagero do tempo de financiamento, o qual pode ter colaborado para a visão de um caso extremo. Assim, convém inserir o Caso 4.

Caso 4

$I = 1,0 \text{ p.u.}$

$N_0 = 5 \text{ anos}$

$N = 20 \text{ anos}$

Para:	$jI_0 = jI_1 = 12\%$	$RLN = 0,170 \text{ p.u.}$
	$jI_0 = jI_1 = 15\%$	$RLN = 0,215 \text{ p.u.}$
	$jI_0 = jI_1 = 18\%$	$RLN = 0,267 \text{ p.u.}$
	$jI_0 = jI_1 = 21\%$	$RLN = 0,325 \text{ p.u.}$
	$jI_0 = jI_1 = 24\%$	$RLN = 0,391 \text{ p.u.}$

Ao se passar de $jI_0 = jI_1$ de 12 para 15%, percebe-se um incremento de 20% na RLN, valor este muito próximo das 19,1%, mas ainda superior ao Caso 2. Isto avaliza mais uma vez a observação de que, aumentando $jI_0 = jI_1$, haverá um aumento a RLN e, este aumento será tanto maior, quanto maior for N_0 . Em relação a N percebe-se que sua diminuição atenua o impacto do aumento das taxas de juros sobre a RLN.

Este caso mostra que a influência de um acréscimo nas taxas de juros pode trazer como consequências a necessidade de se alterar o tempo de financiamento, lembrando que mesmo que isto seja feito, haverá um peso crescente do aumento das taxas de juros sobre a RLN. Convém também lembrar que o tempo de retorno do investimento será também ampliado.

4.5.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os casos aqui mostrados, inferem uma série de conhecimentos sobre os impactos da elevação das taxas de juros sobre a viabilidade econômica dos empreendimentos. Isto se fez necessário devido ao fato de que, na avaliação econômica de empreendimentos, muitas vezes passam despercebidas estas situações reais, propiciando a decisão de realização dos investimentos em condições de riscos e

incertezas sem evidentemente conferirem a avaliação correta destas condições.

Resumidamente, pode-se dizer que o aumento nas taxas de juros produz os seguintes impactos sobre a viabilidade econômica dos empreendimentos.

- 1 - Aumenta a receita líquida necessária à viabilidade econômica dos empreendimentos.
- 2 - Aumenta de forma crescente a RLN em relação a um aumento de N_0 , isto é, o aumento da RLN será tanto maior em termos percentuais quanto maior for N_0 .
- 3 - Amplia as possibilidades de aumento do tempo de financiamento ou de inviabilização econômica do empreendimento.

Finalmente, recomenda-se aos tomadores de decisão sobre a realização ou não de um empreendimento o estabelecimento de limites bem definidos para a aceitação das variações das taxas de juros de forma correspondente à capacidade de repasse destes custos financeiros ao produto final.

4.6 A REPERCUSSÃO DAS POSSÍVEIS VARIAÇÕES DOS INVESTIMENTOS NA ATRATIVIDADE ECONÔMICA DE UM EMPREENDIMENTO

Antes de se decidir sobre a realização ou não de um empreendimento, o investimento previsto, orçado e estipulado, é um fator geralmente considerado. Entretanto, as possíveis variações previstas no investimento nem sempre são adequadamente investigadas. Além disto, raramente são conhecidas as repercussões das possíveis variações do investimento sobre a viabilidade econômica do empreendimento. Neste sentido, o estudo propõe avaliar os impactos das

variações dos investimentos previstos sobre a atratividade econômica dos empreendimentos.

Sem entrar no mérito do motivo pelo qual ocorrem estas variações, visa-se sobretudo alertar os empreendedores sobre a importância do pré-estabelecimento de limites de tolerância em relação à variação do investimento, de forma correspondente a acréscimos exequíveis na receita líquida necessária à viabilidade econômica do empreendimento.

A equação correspondente ao modelo anterior é dada por:

$$\begin{aligned}
 & \left[\frac{I}{N} \sum_{i=0}^{N_0} P_i (1+jI_0)^i \right] \left[\frac{(1+jI_1)^N - 1}{(1+jI_1)^N \cdot jI_1} \right] = \\
 & = R \left[\frac{(1+jI_1)^N - 1}{(1+jI_1)^N \cdot jI_1} \right] - \frac{jI_0}{N} \cdot I \sum_{i=0}^{N_0} P_i (1+jI_0)^i \cdot \\
 & \quad \cdot \sum_{k=1}^N (n+1-k) (1+jI_1)^{-k} \quad (4.25)
 \end{aligned}$$

Esta equação, para ser aplicada dentro do interesse do estudo, manterá como parâmetros (N_0 , N , jI_0 e jI_1), sendo que I será a variável independente e R a variável dependente. Variando-se o investimento é possível encontrar uma receita líquida necessária (RLN) correspondente à atratividade econômica do empreendimento.

Para facilitar a obtenção de uma relação entre o investimento e a (RLN), tornam-se interessantes algumas simplificações em termos da escrita da equação (4.1):

$$\text{a) } I_0 = I \sum_{i=0}^{N_0} P_i (1+jI_0)^i \quad (4.26)$$

I_0 - Investimento corrigido para a data zero.

$$b) \quad j = \frac{jI_0}{N} \sum_{k=1}^N (n+1-k) (1+jI_1)^{-k} \quad (4.27)$$

j - Valor das despesas do financiamento.

$$V_p = \frac{(1+jI_1)^N - 1}{(1+jI_1)^N \cdot jI_1} \quad (4.28)$$

V_p - Fator de valor atual de uma série uniforme de pagamentos.

Substituindo as equações (4.26), (4.27) e (4.28) na equação (4.1), resulta:

$$R = I_0 \left[\frac{1}{N} + \frac{j}{V_p} \right] \quad (4.29)$$

A equação (4.29) mostra uma relação direta entre a receita líquida necessária (RLN) e I_0 . Entretanto, achou-se, por bem, obter a relação entre a (RLN) e o investimento I . Assim, é conveniente substituir I_0 na equação (4.5). Isto resulta em:

$$R = \left[I \sum_{i=0}^{N_0} P_i (1+jI_0)^i \right] \left[\frac{1}{N} + \frac{j}{V_p} \right] \quad (4.30)$$

Em se tratando de um produto de termos independentes de I , a equação (4.6) pode ser escrita assim:

$$R = k \cdot I \quad (4.31)$$

onde:

$$k = \left[\sum_{i=0}^{N_0} P_i (1+jI_0)^i \right] \left[\frac{1}{N} + \frac{j}{V_p} \right]$$

A equação (4.7) fornece a relação entre o investimento e a RLN de forma simples e clara.

4.6.1 ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE I E RLN

Observando-se a equação (4.7), verifica-se que a relação entre RLN e investimento é dada pelo fator k . Assim, se todos os parâmetros contidos no fator k permanecerem fixos, uma variação no investimento provocará uma igual variação na RLN. Seja então a seguinte situação:

$$R_1 = k_1 \cdot I_1 \quad (4.32)$$

$$R_2 = k_2 \cdot I_2 \quad (4.33)$$

$$\Delta R = R_2 - R_1 = k_2 \cdot I_2 - k_1 \cdot I_1 \quad (4.34)$$

Se $k_1 = k_2$, logo, $\Delta R = k (I_2 - I_1) = k \Delta I$, isto é, confirma-se o que foi dito.

Fazendo-se $\Delta I = I_2 - I_1$ e substituindo na equação (4.34), resulta:

$$\Delta R = k_2 (I_1 + \Delta I) - k_1 I_1 \quad (4.35)$$

$$\Delta R = (k_2 - k_1) I_1 + k_2 \Delta I \quad (4.36)$$

Vê-se por esta equação que a variação da RLN será maior ou menor que a variação do investimento dependendo do valor k_2 .

$$\text{Se } k_2 > k_1 \Rightarrow \Delta R > \Delta I$$

$$\text{Se } k_2 = k_1 \Rightarrow \Delta R = \Delta I$$

$$\text{Se } k_2 < k_1 \Rightarrow \Delta R < \Delta I$$

Numericamente, para uma variação de $X\%$ no investimento, ocorrerá uma variação de $X\%$ na RLN, desde que $k_1 = k_2$. Isto é feito para avaliar o impacto isolado da variação do investimento sobre a RLN.

Deste modo, o fator k pode ser interpretado como um fator de atenuação ou amplificação da influência do investimento sobre a RLN. No fator k estão contidas as influências de todas as variáveis que o compõem e que suas variações afetarão apenas este fator sendo, deste modo, independentes do investimento.

A análise mais profunda do fator k extrapola o objetivo do estudo, fato que será exaustivamente discutido em outro trabalho.

Em termos práticos, é bastante comum em orçamentos, variações de 20%, 30% ou até mais nos investimentos. Entretanto, ficou comprovado que estas variações fazem com que as RLN também sofram as mesmas variações, o que de certa forma burla muitas vezes o propósito de viabilidade econômica com que os empreendimentos são concebidos.

4.6.2 OBSERVAÇÕES PRINCIPAIS REFERENTES À VARIAÇÃO DO INVESTIMENTO

A cada investimento previsto corresponde uma RLN à atratividade econômica do empreendimento e cada variação do investimento repassará uma variação igual na RLN.

Estes simples conhecimentos permitem ao empreendedor, auxiliado por um especialista se possível, estabelecer as margens de tolerância nas variações do investimento previsto para os mesmos empreendimentos. Também devem ser estabelecidos limites de variações entre investimento previsto e investimento a ser realizado. Isto é possível através de algumas realimentações correspondentes aos cuidados que devem ser tomados em relação ao máximo incremento absorvível no preço final de seu produto.

4.7 A REPERCUSSÃO DA VARIAÇÃO DO TEMPO DE FINANCIAMENTO SOBRE A RECEITA LÍQUIDA NECESSÁRIA À VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM EMPREENDIMENTO

Sabe-se que o tempo de financiamento tem uma influência importante sobre o ajustamento das contas em um empreendimento. Este ajustamento se insere em um contexto temporal, no qual agem outras variáveis, como, por exemplo, as taxas de juros e o próprio aporte de capital necessário.

Estes conhecimentos são, entretanto, insipientes, visto que, em virtude desta simplicidade, podem ocorrer situações não previstas, as quais geralmente são indesejáveis do ponto de vista financeiro e econômico.

Através de uma investigação relativamente simples, é possível tecer uma série de considerações sobre a importância de uma avaliação a respeito do tempo de financiamento. Obviamente, é em termos de seu impacto sobre a receita líquida necessária à atratividade econômica que se vão concentrar as principais atenções.

Entenda-se por tempo de financiamento, o tempo contado a partir do instante em que o empreendimento é capaz de gerar suas primeiras receitas. Ocorre que, se é decidida a realização de um empreendimento, torna-se necessário estimar o instante de geração das primeiras receitas. Aqui já existe uma certa incerteza devido a esta estimativa. Existem outras em relação à estimativa do montante de recursos a serem gastos para a realização do empreendimento.

Neste raciocínio, tem-se que o tempo de financiamento depende do valor financeiro e também do início operacional do empreendimento, isto é, do instante em que se geram as primeiras receitas. Somam-se a estes dados a necessidade de um conhecimento sobre a capacidade de obtenção de receitas do empreendimento, também, em base temporal.

Existem outros fatores que afetam o tempo de financiamento e que serão ao longo de estudo, mais

investigados.

No modelo utilizado, o tempo de financiamento é igual ao tempo de retorno, pois considera-se que a receita líquida necessária é suficiente para zerar o fluxo de caixa. Assim, o modelo é capaz de associar cada tempo de financiamento a uma receita líquida necessária, o que faz com que o tempo de financiamento se limite ao tempo de retorno.

Caso se tivesse optado de forma que o tempo de financiamento fosse diferente do tempo de retorno, não seria possível encontrar a receita mínima necessária à viabilidade econômica do empreendimento. Encontrar-se-ia, isto sim, uma receita superior ou inferior a mesma. Deste modo, o que se tem é um tempo de financiamento ótimo para cada receita líquida necessária (RLN).

Com a simples observação da equação que representa o modelo, não é possível tirar conclusões sobre a relação do tempo de financiamento (N) com a RLN, pois (N) aparece de forma muito implícita.

Devido à dificuldade de se obter uma relação simplificada entre o tempo de financiamento (N) e a RLN, optou-se pela utilização da equação do modelo em um programa computacional, cuja execução pode ser realizada para um número substancial de casos, de tal forma que fosse possível abranger diversas situações possíveis.

4.7.1 ANÁLISE DA RELAÇÃO N E RLN

A busca de resultados depende de uma série de variáveis, de tal forma que se procurou trabalhar com faixas de variações para todas as variáveis do modelo. É evidente que em uma equação de várias variáveis torna-se necessário manter como parâmetros da equação todas as demais variáveis, isto é, jI_0 , jI_1 , N_0 e I .

Deste modo, é conveniente se trabalhar em termos de estudos de casos, sendo que nos estudos foram

compactados os principais exemplos gerais, com os quais é possível estabelecer as principais considerações.

Visando reduzir o número de casos apresentados, optou-se pelos principais casos típicos definidos em função de impactos mais contundentes.

Caso 1

Suponha-se que um empreendedor se decida por realizar um investimento de 1,0 p.u. com um tempo de realização do investimento de 1 (um) ano, juros do financiamento e taxa de interesse de 12% ao ano. Para cada tempo de financiamento encontrou-se uma RLN em p.u. por ano. A seguir são apresentados os resultados encontrados.

Para:	RLN
n = 10 anos	0,177 p.u.
n = 20 anos	0,133 p.u.
n = 30 anos	0,124 p.u.
n = 40 anos	0,121 p.u.
n = 50 anos	0,120 p.u.

Neste caso verificou-se que aumentando o tempo de financiamento, ocorre uma diminuição na RLN, só que de uma forma, cuja tendência é a saturação. Aqui surge a questão de saber se pode haver uma inversão ou não. Assim o Caso 2 terá o intuito de confirmar a saturação.

Caso 2

Seja a realização de um investimento de 1,0 p.u. durante 5 anos, com taxa de juros e interesse de 12% a.a.. Os resultados encontrados são:

Para:	RLN
n = 10 anos	0,224 p.u.
n = 20 anos	0,170 p.u.
n = 30 anos	0,157 p.u.
n = 40 anos	0,154 p.u.
n = 50 anos	0,152 p.u.

Este caso se diferencia do Caso 1 devido à amplitude das RLN, entretanto, este exemplo confirma o aspecto da queda assintótica da RLN. Isto foi confirmado em todos os casos estudados, variando a velocidade de saturação influenciada principalmente por elevação das taxas de juros ou dos aumentos dos tempos de realização dos investimentos.

Nos Casos 1 e 2 foram mantidos constantes jI_0 , jI_1 e o investimento (I). Variou-se apenas o tempo de construção.

A seguir serão apresentados os Casos 3 e 4 nos quais vai se supor variações nas taxas de juros para compará-los respectivamente com os Casos 1 e 2.

Caso 3

Os parâmetros são:

$I = 1,0$ p.u.
 $N_0 = 1,0$ ano
 $jI_0 = jI_1 = 15\%$ a.a.

Para:	RLN
n = 10 anos	0,199 p.u.
n = 20 anos	0,159 p.u.
n = 30 anos	0,152 p.u.
n = 40 anos	0,150 p.u.
n = 50 anos	0,150 p.u.

Com relação ao Caso 1, a única diferença é o aumento de $jI_0 = jI_1$ para 15% a.a e, como já foi antecipado, a velocidade de saturação aumentou consideravelmente.

Caso 4

Os parâmetros são:

$I = 1,0$ p.u.

$N_0 = 5$ anos

$jI_0 = jI_1 = 13\%$ a.a.

Para:

	RLN
$n = 10$ anos	0,268 p.u.
$n = 20$ anos	0,215 p.u.
$n = 30$ anos	0,205 p.u.
$n = 40$ anos	0,203 p.u.
$n = 50$ anos	0,202 p.u.

Este caso diferencia-se do Caso 2 apenas pelo aumento de $jI_0 = jI_1$ para 15% a.a.. Ocorre aqui também um aumento da velocidade de saturação.

Nos casos anteriores viu-se que existe uma relação declinante das RLN com os aumentos de n e que, em todas os casos, ocorre uma desaceleração deste declínio à medida que n aumenta. Matematicamente, pode-se dizer que para um mesmo Δn , ΔRLN diminui.

É importante salientar que tempo de financiamento deve ser ajustado conforme a capacidade do empreendimento de gerar receitas. É evidente que existem limitações do tempo de financiamento, sendo que o limite inferior é aquele que se associa a uma RLN atingível pelo empreendimento. Como limite superior pode-se dizer que este deve ser uma conjugação ótima de N e RLN, isto é, os exemplos dos Casos 3 e 4 mostram de forma contundente que pouquíssimo adiantaria ao empreendedor aumentar o prazo de 30 para 40

anos que os RLN seriam, praticamente, as mesmas. Assim, deve-se para cada caso escolher um tempo de financiamento que permita uma certa folga financeira ao empreendimento no tempo mais curto possível.

A grande preocupação a respeito do tempo de financiamento em relação a RLN é que haja um certo desperdício de despesas financeiras devido à imposições ou padrões típicos de financiamento em que o tempo de financiamento não é adequadamente ajustado entre empreendedor e credor. O que mais se percebe são credores muitas vezes oferecendo dinheiro com prazos de financiamento já estipulados.

A grande contribuição deste estudo decorre do modelo utilizado, que determina ser o tempo de retorno exatamente igual ao tempo de financiamento. Assim, desde que haja capacidade do empreendimento de se pagar no tempo de financiamento previsto, ocorrerá sempre uma otimização entre a RLN e N , isto é, o tempo de financiamento escolhido será sempre o tempo de retorno correspondente à situação corrente.

Pensando em termos de tempo de retorno, é evidente que quanto maior for a RLN, menor será o tempo de retorno. É claro que sendo a RLN uma receita teórica que viabiliza economicamente o empreendimento é importantíssimo avaliar a receita líquida efetiva (RLE), a qual deve ser maior que RLN.

Deste modo, convém salientar que o cálculo da RLN tem por objetivo estabelecer uma base de comparação para a RLE.

Se um empreendimento tem uma RLE de, por exemplo, 0,16 p.u. e corresponde-se ao investimento de $I = 1,0$ p.u., $N_0 = 1,0$ ano, $jI_0 = jI_1 = 15\%$, ter-se-ia:

Para:

	RLN
$n = 10$ anos	0,199 p.u.
$n = 20$ anos	0,159 p.u.
$n = 30$ anos	0,152 p.u.

n = 40 anos	0,150 p.u.
n = 50 anos	0,150 p.u.

Neste exemplo, vê-se que seria impossível financeiramente viabilizar o empreendimento para um tempo financiamento de 10 anos, pois $RLN > RLE$. Para $n = 20$ $RLE > RLN$, entretanto, deve-se lembrar que RLN é a receita líquida necessária mínima para viabilizar economicamente o empreendimento. Neste caso, estes valores são muito próximo e, portanto, não pode ser recomendado. Para $n = 30$ $RLE > RLN$ e ainda existe uma margem de segurança de 0,008 p.u.. Para $n = 40$ vê-se que $RLE > RLN$ com uma margem de segurança de 0,001 p.u.. Este caso é viável, porém, é absurdo aceitar este tempo de financiamento, pois a RLN é quase igual para $n = 30$ anos.

O absurdo é o fato de se pagar uma prestação anual praticamente idêntica a que se pagaria para $n = 30$, só que durante mais 10 (dez) anos. Deste modo, desde que haja uma boa margem de segurança na estimativa de RLE o tempo de financiamento ótimo estará entre 20 e 30 anos.

Na situação de ótimo desejado deve se encontrar uma RLN o mais próximo possível da RLE , porém, esta situação corresponderá o menor tempo de financiamento possível ou esta será a situação de menor tempo de retorno.

CAPÍTULO 5

AVALIAÇÃO DE RISCOS E INCERTEZAS

5.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

Como visto no capítulo anterior, a taxa de juros, o tempo de realização do investimento, o tempo de financiamento e o próprio valor do investimento afetam em muito a viabilidade econômica de um empreendimento energético. Isto foi demonstrado utilizando-se de variação dos parâmetros citados e obtendo-se os seus impactos na receita líquida necessária à viabilidade econômica do empreendimento (RLN). Através dos vários casos estudados, foram supostos diversos cenários possíveis em termos dos valores dos parâmetros e confrontaram-se diversos valores de RLN. Ocorre que a utilização do programa computacional desenvolvido, estabelecendo variações para todos os parâmetros, mostrou que existem incidências de valores de RLN provocadas por diversas combinações dos valores dos parâmetros (I , j_0 , N_0 e N). Isto mostra ser possível criar faixas de frequências para RLN e, assim, adequar uma distribuição probabilística.

A técnica aqui utilizada partiu de um exemplo teórico, onde estabeleceu-se faixas de variações para todos os parâmetros que afetam a RLN e encontrou-se, para cada uma das combinações possíveis, o valor de RLN.

Suponha-se que tenham sido encontradas 500 combinações possíveis e, portanto, 500 valores de RLN. Logo é possível ordenar estes valores e classificá-los por faixas de frequências. Assim, por exemplo, ter-se-iam:

FAIXA RLN p.u.	FREQUÊNCIA
0,12 a 0,15	100
0,15 a 0,18	200
0,18 a 0,21	180
0,21 a 0,24	20

Neste caso é fácil verificar que em 76% dos casos possíveis a RLN estará entre 0,15 e 0,24, 4% acima de 0,21 e 20% abaixo de 0,15. Isto, naturalmente, poderá estar associado a alguma distribuição probabilística.

Através de um programa computacional foi possível obter RLN para quaisquer combinações dos parâmetros citados e adequá-las à distribuição triangulares mediante o estabelecimento de intervalos de confiança. Adotou-se para o estudo um intervalo de 80% a partir do qual ocorre uma simplificação [ref. 1] no cálculo da média e desvio padrão correspondente a cada RLN_i.

De posse das várias distribuições triangulares possíveis (N), uma para cada RLN_i, pode-se aplicar o teorema do limite central (TCL). Este assegura que a distribuição resultante se aproxima da normal, com média e desvio padrão facilmente calculados. Isto é feito computacionalmente como a seguir:

Sejam: - Tempo de investimento variando de 3 a 4 anos;
 - taxa de juros anual variando de 10 a 12%;
 - tempo de financiamento variando de 20 a 25 anos.

Para este caso, o número de combinações possíveis é 36, para variações discretas unitárias dos parâmetros anteriores entre os seus extremos.

O programa ordena as frequências conforme as faixas desejadas. Os resultados foram:

<u>RLN</u>	<u>FREQUÊNCIA</u>
0,12	3 casos
0,13	11 casos
0,14	10 casos
0,15	9 casos
0,16	3 casos

A média e o desvio padrão resultante foram:

$$M = 0,1394$$

$$\sigma = 0,0211$$

Tratando-se de uma distribuição aproximadamente normal, pode-se por exemplo determinar a probabilidade de se obter uma RLN entre 0,12 e 0,16. O valor encontrado é de 51%. Analogamente, a probabilidade de se encontrar um RLN entre 0 e 0,16 é de 83%.

Visando simplificar o entendimento da metodologia anteriormente descrita serão apresentados alguns estudos de casos:

Caso 1

Admitindo-se que os tempos de investimento e financiamento (N , N_0) serão respectivamente 3 e 20 anos sem possibilidade de variação e que a taxa de juros anual poderá ser qualquer valor entre 10 a 28%, pode-se agrupar diversos valores de frequência. Assim, escolheu-se os seguintes:

Intervalos de frequência de RLN

10 a 13%

13 a 16%

16 a 19%

19 a 22%

Para uma taxa de juros de 12% a.a. por exemplo, resultam as seguintes probabilidades:

17% de RLN estar entre 0,10 e 0,13

48% de RLN estar entre 0,13 e 0,16

29% de RLN estar entre 0,16 e 0,19

4% de RLN estar entre 0,19 e 0,22

Estes valores podem ser facilmente visualizados no gráfico seguinte.

Variacao probabilistica da RLN

Tempo de investimento de 3 anos tempo de financiamento de 20 anos

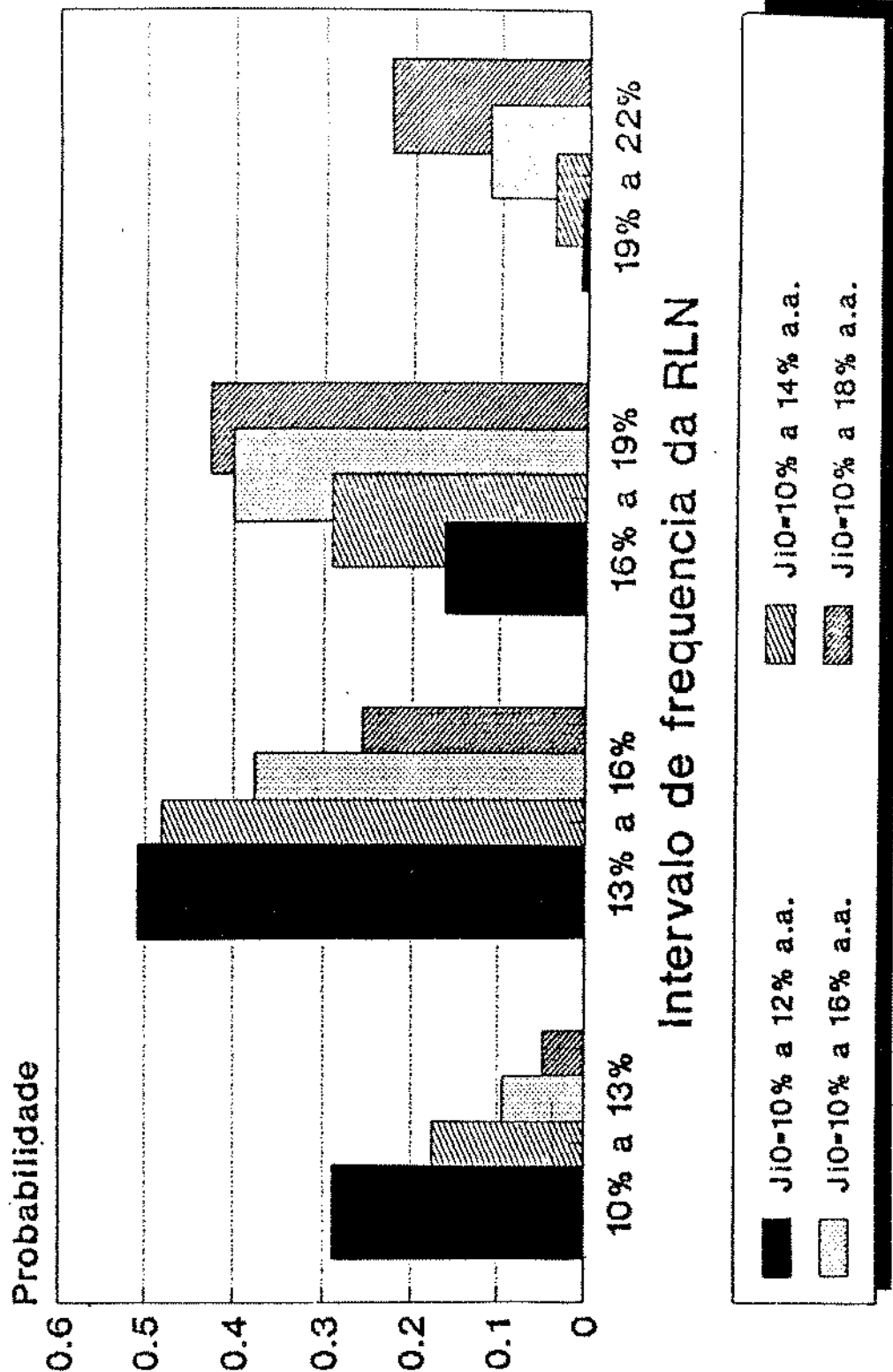


Figura 5.1 - Variação Probabilística da RLN

Caso 2

Analogamente, tem-se como invariáveis o tempo de investimento de 1 ano e uma taxa de juros anual de 10%, para um tempo de financiamento variável de 10 a 20 anos.

As frequências de RLN encontradas foram:

<u>RLN</u>	<u>FREQUÊNCIA</u>
0,12	4
0,13	2
0,14	2
0,15	2
0,16	1

A média e desvio padrão resultante são respectivamente:

$$M = 0,1345$$

$$\sigma = 0,02$$

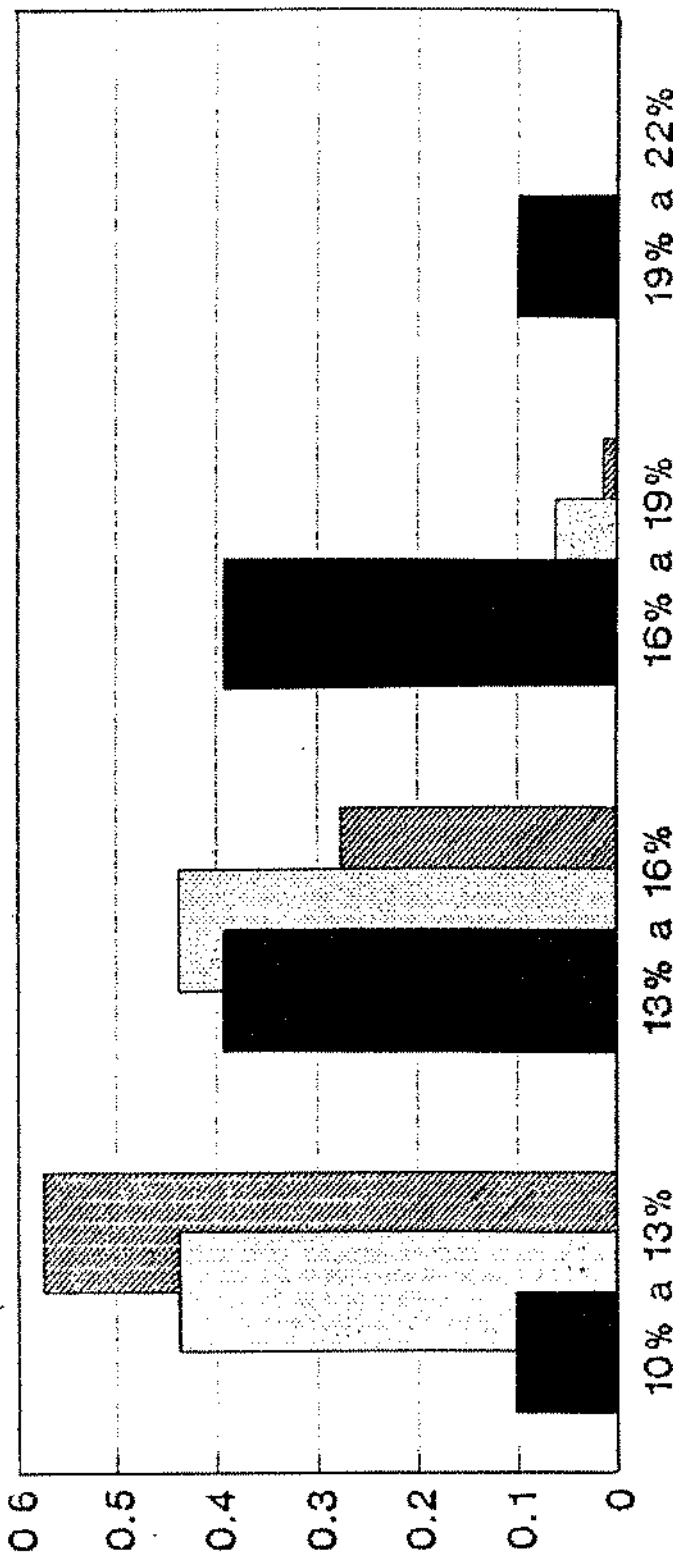
O gráfico seguinte ilustra este caso:

Variacao probabilistica da RLN

Taxa de juros de 10% ao ano

Tempo de investimento de 1 ano

Probabilidade



Intervalo de frequencia da RLN

Tempo fin. = 10 anos

Tempo fin. = 15 anos

Tempo fin. = 20 anos

Figura 5.2 - Variação Probabilística da RLN

Caso 3

Neste caso são fixados os valores do tempo de financiamento em 10 anos e a taxa de juros anual em 10%. Admite-se que possa haver uma variação no tempo de investimento de 1 a 3 anos.

A faixa de variação de RLN é de 0,1 a 0,22 sendo que as maiores probabilidades de ocorrências estão compreendidas entre 0,13 a 0,19, independentemente do tempo de investimento.

As probabilidades de ocorrências de RLN entre 0,13 e 0,19 são:

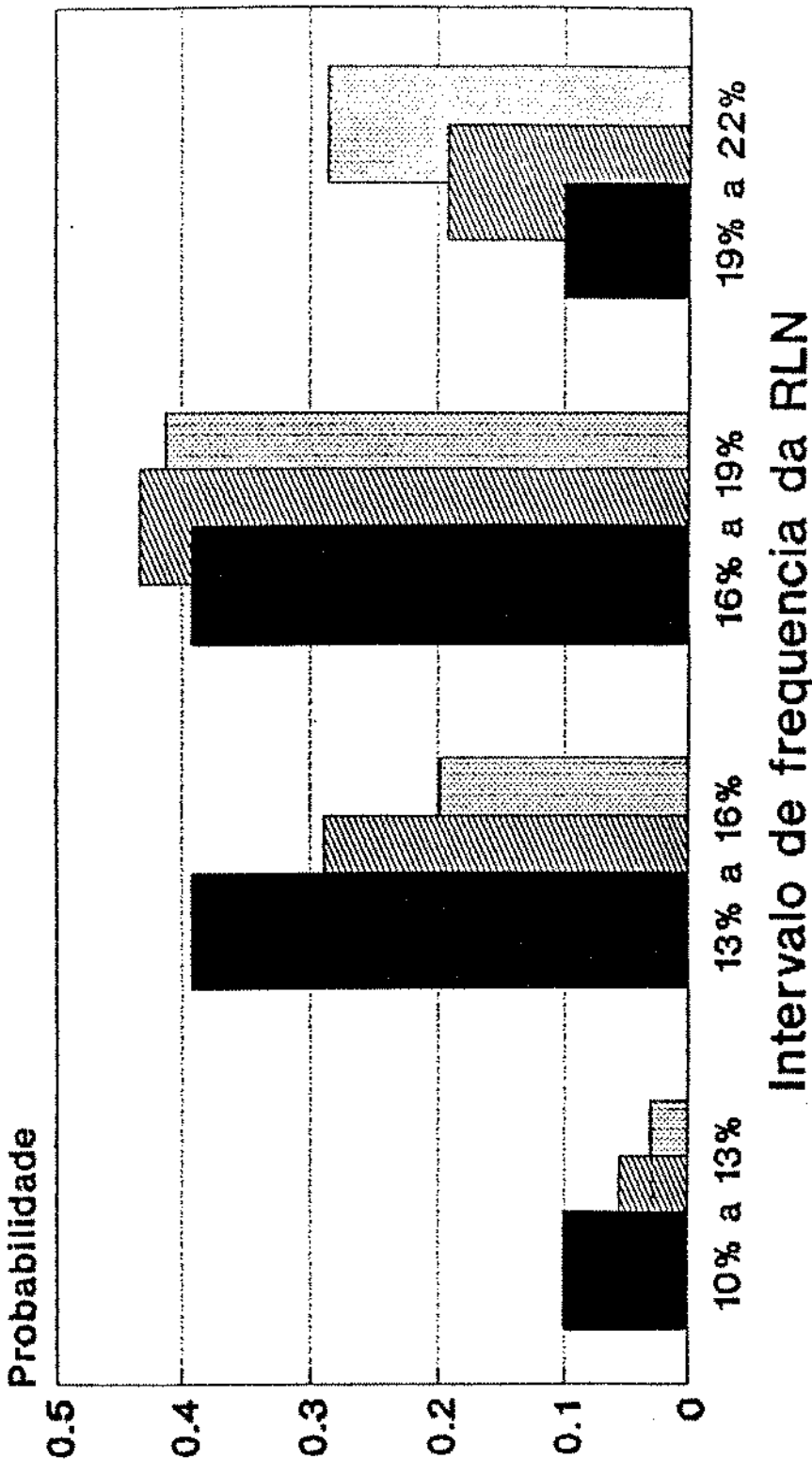
<u>Tempo de investimento</u>	<u>Probabilidade</u>
1 ano	78%
2 anos	72%
3 anos	62%

O gráfico seguinte fornece maiores detalhes.

Variacao probabilistica da RLN

Tempo de financiamento de 10 anos

Taxa de juros de 10% ao ano



Tempo inv. = 1 ano Tempo inv. = 2 ano Tempo inv. = 3 ano

Figura 5.3 - Variação Probabilística da RLN

Os três casos apresentados mantêm sempre dois parâmetros fixos e um variando, pois desta forma é mais fácil visualizar a variação probabilística de ocorrência da RLN, em função do parâmetro variável.

De um modo geral, visando auxiliar a decisão de um empreendedor sobre a atratividade econômica entre alternativas energéticas, mostrou-se que existe uma relação probabilística muito nítida entre os valores de RLN, os quais dependem fundamentalmente dos valores dos tempos de construção e financiamento e taxas de juros.

Cabe salientar, como será melhor esclarecido a seguir, que existe uma relação direta entre a RLN e a tarifa mínima de atratividade, a qual viabiliza economicamente o empreendimento de geração de energia elétrica. Ocorre que existem, como mostrado, diversos valores possíveis de RLN devido as incertezas envolvidas. Estas incertezas resultam em riscos, os quais foram medidos estatisticamente e através das probabilidades.

5.2 TARIFA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE

Cada RLN corresponde a uma situação em que a receita líquida anual de produção de energia deverá ser no mínimo igual a RLN.

Matematicamente, pode-se escrever:

$$RLN_{pu} \leq RVE_{pu}$$

onde:

RVE - receita líquida a ser obtida com a venda de energia elétrica em valores "p.u.".

Também pode-se escrever que:

$$RVE_{pu} = (CGE \cdot TA_{pu} \cdot Fc) \quad (5.1)$$

onde:

- CGE - capacidade anual de geração de energia líquida em [kWh]
 TA_{pu} - tarifa de energia elétrica em valores "p.u." correspondente a um (um) [kWh]
 F_c - fator de carga
 COM - custo anual médio de operação e manutenção em "p.u."

Matematicamente, pode-se estabelecer a seguinte relação:

$$TA_{pu} = \frac{k}{F_c} \quad (5.2)$$

onde:

$$k = \frac{RLN_{pu} \cdot 1,11}{CGE}$$

É simples observar que, quanto menor o fator de carga, maior terá que ser a tarifa. Este fato mostra, de forma contundente que ao assumir, por exemplo, um $F_c=0,7$, estará se assumindo um risco de inviabilidade do empreendimento energético. Isto é válido, logicamente, desde que não haja possibilidade de aumento da tarifa.

Num contexto de recessão típico destes últimos anos, onde houve uma clara redução do F_c , não há dúvida de que a tarifa deveria sofrer aumentos para compensar esta perda.

Por simplicidade, em uma PCH pode-se estimar que o COM represente de 5 a 10% de RVE_{pu} . Sendo pessimista, pode-se escrever:

$$RVE_{pu} = (CGE \cdot TA_{pu} \cdot F_c) \quad (5.3)$$

ou

$$RLN_{pu} \cdot 1,11 \leq (CGE \cdot TA_{pu} \cdot F_c) \quad (5.4)$$

Na condição de obtenção de tarifa mínima de atratividade escreve-se:

$$RLN_{pu} \cdot 1,11 = CGE \cdot TA_{pu} \cdot F_c \quad (5.5)$$

Observando a equação anterior é fácil perceber que haverá uma solução de compromisso entre o valor da tarifa e o valor do fator de carga, já que CGE é um valor constante. Assim, existem várias soluções para esta equação combinando naturalmente TA_{pu} e F_c .

É evidente que para $F_c=1$, TA_{pu} corresponderá à menor tarifa possível de atratividade, entretanto, como F_c nem sempre é igual a 1, haverá para cada F_c assumido, uma tarifa mínima de atratividade.

Os exemplos seguintes podem elucidar melhor o exposto:

EXEMPLO A: Foi previsto para um determinado empreendimento energético um fator de carga $F_c=0,7$, em função do qual foi determinada uma tarifa mínima de atratividade de 48 mills/kWh. Em função de uma previsão inadequada, verificou-se que nos 3 (três) primeiros anos este fator correspondeu a: 0,4 para o primeiro ano; 0,5 para o segundo ano e 0,6 para o terceiro ano. A partir do 4^o ano o fator se manteve em 0,7.

Este tipo de problema mostra uma realidade típica para sistemas isolados, onde os aumentos do fator de carga são graduais e dependem fortemente da atratividade econômica, local e nacional.

Para este exemplo, é necessário calcular as tarifas mínimas correspondentes aos fatores de carga citados. Assim, pode-se escrever:

$$TA_1 = 48 \cdot \frac{0,7}{0,4} = 84 \text{ mills/kWh}$$

$$TA_2 = 48 \cdot \frac{0,7}{0,5} = 67 \text{ mills/kWh}$$

$$TA_3 = 48 \cdot \frac{0,7}{0,6} = 56 \text{ mills/kWh}$$

Dos cálculos anteriores, vê-se que seriam necessários aumentos nas tarifas de 75%, 40% e 16,6%, respectivamente ao 1º, 2º e 3º ano. Obviamente que a aplicação de um aumento real de 75% ou de 40% dificilmente poderia ser absorvido pelos consumidores e, para o empreendimento, o fracasso seria inevitável.

Este exemplo mostra que a estimativa do fator de carga tem que ser extremamente cuidadosa, pois ao se estimá-lo baixo, haveria uma TA muito alta e ao se estimá-lo alto há grande risco de fracasso.

EXEMPLO B: Foram previstos para um empreendimento energético os seguintes fatores de carga:

1º ano	Fc1 = 0,3
2º ano	Fc2 = 0,4
3º ano	Fc3 = 0,5
4º ano	Fc4 = 0,6
5º ano	Fc5 = 0,7
6º ano	Fc6 = 0,8
7º ano	Fc7 = 0,8
8º ano	Fc8 = 0,8
9º ano	Fc9 = 0,8
10º ano	Fc10 = 0,8

Nas previsões anteriores, foi determinado que para um fator de carga de 0,5 a tarifa mínima de atratividade seria de 40 mills/kWh e admitiu-se que estes fatores possam

variar 20% para mais ou 20% para menos, conforme um intervalo de confiança de 80%. Deseja-se saber o F_C médio para estes 10 (dez) primeiros anos e a tarifa mínima correspondente.

Admitindo-se que no 1º ano, o fator de carga esperado é de 0,30, com 80% de chances de ficar entre 0,24 e 0,36, ou seja, 20% abaixo e 20% acima do fator de carga (F_C) médio esperado e admitindo ainda uma distribuição normal N para o fator de carga, conclui-se que o fator de carga para o 1º ano terá uma distribuição normal, com média 0,30 e desvio padrão calculado como a seguir:

$$T_1 = \frac{20\% \times 0,30}{1,2817} = 0,0468$$

Onde: O valor 1,2817 corresponde a tabela da distribuição normal para um intervalo de confiança de 80%.

O valor 0,30 corresponde ao fator de carga esperado.

O valor 20% corresponde a variação esperada do fator de carga.

Nas mesmas condições consideradas para o 1º ano em termos do fator de carga esperado e considerando uma variação de 20% em seus valores pontuais, os desvios padrões correspondentes aos anos subsequentes serão respectivamente:

$$\begin{aligned} P / FC_2 &= 0,4 & M_2 &= 0,4 \\ & & T_2 &= 0,0624 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P / FC_3 &= 0,5 & M_3 &= 0,5 \\ & & T_3 &= 0,0780 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P / FC_4 &= 0,6 & M_4 &= 0,6 \\ & & T_4 &= 0,0936 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P / FC_5 &= 0,7 & M_5 &= 0,7 \\ & & T_5 &= 0,1092 \end{aligned}$$

$$P / FC_6 = 0,8 \quad M_6 = 0,8 \\ T_6 = 0,1248$$

$$P / FC_7 = 0,8 \quad M_7 = 0,8 \\ T_7 = 0,1248$$

$$P / FC_8 = 0,8 \quad M_8 = 0,8 \\ T_8 = 0,1248$$

$$P / FC_9 = 0,8 \quad M_9 = 0,8 \\ T_9 = 0,1248$$

$$P / FC_{10} = 0,8 \quad M_{10} = 0,8 \\ T_{10} = 0,1248$$

Trabalhando-se com um intervalo de confiança de 80% e utilizando o teorema central do limite resulta:

$$\bar{FC} = \frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} FC_i = \frac{1}{10} (0,3 + 0,4 + 0,5 + 0,6 + 0,7 + 0,8 + 0,8 + 0,8 + 0,8 + 0,8) \quad \bar{FC} = 0,65 \text{ e}$$

$$TR = \frac{1}{10} \sqrt{\sum_{i=1}^{10} T_i^2} = TR \frac{1}{10} \sqrt{0,0468^2 + \dots + 0,1248^2}$$

$$TR = \frac{1}{10} \cdot 0,3326 = 0,0333$$

Assim, o fator de carga médio esperado estará entre:

$$0,65 - 1,2817 \cdot 0,0333 = 0,6073 \\ \text{e } 0,65 + 1,2817 \cdot 0,0333 = 0,6927$$

Efetutando-se os cálculos resultam:

$$M_R = 0,65 \rightarrow F_{\max} = 0,6927 \\ T_R = 0,0333 \rightarrow F_{\min} = 0,6073$$

Estes valores correspondem aos parâmetros da distribuição normal resultante das incertezas envolvidas no fator de carga. Assim, a tarifa mínima de atratividade correspondente ao fator de carga médio será:

$$TA = \frac{0,5}{0,65} \cdot 40 = 30,8 \text{ mills/kWh}$$

A tarifa mínima de atratividade, considerando a pior situação, ou seja, um $F_c = 0,6073$ será:

$$TA = \frac{0,65}{0,6073} \cdot 30,8 = 32,96 \text{ mills/kWh}$$

Neste exemplo, deduz-se que é necessário associar probabilidade às tarifas. Assim, por exemplo, ao se considerar um intervalo de confiança de 80% pode-se dizer que:

- existe 80% de probabilidade de que as tarifas estejam entre 32,96 e 28,90 mills/kWh;
- onde 28,90 é a tarifa correspondente ao fator de carga máximo.

Analogamente, poder-se-iam encontrar as probabilidades correspondentes a quaisquer intervalos tarifários.

Os exemplos, anteriormente mostrados, confirmam a expectativa de que as tarifas de energia elétrica em sistemas isolados embutem um papel de suma importância ao desenvolvimento local. De um lado, se as tarifas forem muito elevadas, fatalmente inibirão o crescimento econômico local. De outro lado, se a tarifa é baixa, esta não remunerará adequadamente o empreendimento, criando assim um forte obstáculo à ampliação do fornecimento de energia elétrica e, conseqüentemente, isto levará a uma estagnação no crescimento econômico local.

O fator de carga é também afetado pela tarifa, a qual, como já foi dito, é afetada pelo fator de carga. Neste jogo, é mais interessante incentivar o consumo de energia, pois tal como acontece com a maioria dos produtos, o custo de escala tende a diminuir. Além do fator de escala, não é difícil presumir que, com o crescimento do consumo de energia elétrica deverá ocorrer um crescimento da atividade econômica local e, portanto, os consumidores estarão aptos a pagar tarifas mais elevadas.

Dentro deste enfoque, repassar para as tarifas os riscos referentes a um consumo real menor que o projetado pode encarecer de tal forma a energia elétrica, que fatalmente provocará a redução do consumo. Esta redução de consumo tenderá a reduzir o fator de carga, fato que implicará num novo aumento real de tarifa.

Evidentemente que a prática mostra que nem sempre é possível aumentar preços para compensar o declínio do consumo. No caso brasileiro, onde o governo vem reajustando sistematicamente as tarifas em termos reais por imposição do FMI (Fundo Monetário Internacional), em plena desaceleração econômica, isto tem sido realizado à força. Entretanto, pelas regras de mercado, isto seria impossível. Vê-se, por exemplo, os casos dos aumentos de carro que, mesmo praticados de forma cartelizada, estão recebendo um reflexo à altura do mercado, ou seja, as vendas caíram vertiginosamente.

Observando pelo lado do empreendedor que busca o retorno de seu capital, este deve ser extremamente cauteloso quanto às estimativas de consumo de energia elétrica, pois as tarifas do país são formadas principalmente por razões políticas.

Historicamente, o próprio setor elétrico durante anos recentes suportou tarifas não compatíveis com os investimentos realizados, descapitalizando o setor e travando fortemente uma das bases do desenvolvimento do país.

Neste contexto, embora haja um discurso favorável à participação da iniciativa privada na produção de energia elétrica, fica aqui registrado o risco de manipulação política de tarifas, manipulação esta que desconsidera os reais custos de produção e o próprio mercado de energia.

5.3 ELEMENTOS BÁSICOS NECESSÁRIOS À TOMADA DE DECISÃO

Pelo que foi visto neste capítulo, existem várias etapas que necessitam ser vencidas, as quais mantêm fortes vínculos umas com as outras. Deste modo, os principais elementos necessários a tomada de decisão passam por:

- 1 - Determinar os RLN_i possíveis, considerando diversos cenários;
- 2 - Determinar as frequências de RLN_i para os diversos cenários;
- 3 - Adequar as frequências de RLN_i à distribuição normal para diversos cenários;
- 4 - Encontrar valores de RLN_i que tenham probabilidades de ocorrência compatíveis com os riscos aceitáveis;
- 5 - Para os valores aceitáveis de RLN_i, devem ser determinadas as correspondentes tarifas mínimas de atratividade, às quais carregam as mesmas probabilidades de ocorrência das RLN_i, conforme o risco assumido;
- 6 - Para as tarifas encontradas, verificar se as mesmas são compatíveis com o mercado de energia elétrica.

Finalmente, sugere-se aos tomadores de decisão que adequem às suas análises econômicas as incertezas inerentes a empreendimentos de geração de energia elétrica e avaliem os riscos correspondentes.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

Devido à estruturação deste trabalho e a fim de facilitar o seu entendimento, tornou-se mais prático, para este capítulo final, o estabelecimento de conclusões e recomendações por capítulos, além das conclusões do estudo como um todo.

6.1. CONCLUSÕES/RECOMENDAÇÕES PARCIAIS SOBRE O CAPÍTULO 1

6.1.1. A disponibilidade de energia elétrica é vital para o desenvolvimento sócio-econômico de qualquer região, portanto, esta disponibilidade deve ser buscada a custos compatíveis com a sua importância social e econômica para cada região em apreço, considerando-se, naturalmente, as peculiaridades locais.

6.1.2. As facilidades de descentralização e utilização de recursos energéticas locais têm feito das pequenas centrais geradoras uma alternativa natural em qualquer planejamento energético regional.

6.1.3. O principal obstáculo às pequenas centrais a nível de viabilidade é, sem dúvida, o efeito escala, isto é, custos de produção de energia elétrica em [US\$/KWh.] relativamente elevados quando comparados com centrais de maior porte.

6.1.4. As grandes centrais são viáveis em apenas alguns poucos locais do país e as decisões sobre suas realizações, além de demoradas, ocorrem em esferas políticas que pouco conhecem as questões locais e geralmente desprezam os anseios de suas populações.

6.1.5. Os critérios para a escolha do agente motor dependem de fatores técnicos, econômicos, sociais, físicos e políticos.

6.1.6. A eletrificação deve passar por diversos estágios de confiabilidade e, portanto, a aceitação de níveis de sofisticação, implicam automaticamente na redução dos custos de eletrificação.

6.1.7. Enfatiza-se a necessidade de que, em planejamentos energéticos regionais, sejam estabelecidos critérios de comparações locais, tais como custos em bases locais ou regionais, compatíveis com os locais de instalações de centrais geradoras de energia.

6.1.8. As alternativas energéticas e suas possibilidades de geração de energia elétrica requerem estudos minuciosos e de muita complexidade, portanto, devem ser realizados por pessoas com experiência e competência na área de planejamento energético.

6.2. CONCLUSÕES/RECOMENDAÇÕES PARCIAIS SOBRE O CAPÍTULO 2

6.2.1. As centrais Diesel, as pequenas centrais a gás, a vapor e hidroelétricas são as mais utilizadas e adequadas para a geração descentralizada.

6.2.2. O Motor Diesel é a forma mais comum de agente motor para pequenas centrais elétricas de até 30 [MW] de capacidade instalada. Suas principais vantagens são:

- Utiliza uma longa variedade de combustíveis.
- Pode ser ligado rapidamente.
- Confiabilidade.
- Possui uma faixa de potência bastante discretizada.
- Atende aplicações para serviços intermitentes ou de emergência.

- Suas pequenas unidades podem ser facilmente transportáveis e são amplamente aplicadas em locais remotos.
- É o mais eficiente dos agentes motores que queimam combustível.
- Disponibilidade no mercado em todas as faixas de potência, com rapidez de entrega (permitindo o menor tempo transcorrido entre a decisão de instalação e entrada em atividade).

6.2.3. A turbina a vapor possui os seguintes atrativos:

- Possibilidade de uso de qualquer combustível.
- Vida útil acima de 40 anos.
- Baixo custo de manutenção [US\$/KWh]
- Disponibilidade no mercado.

6.2.4. A turbina a gás possui as seguintes vantagens:

- Possui a maior relação KW/m^2 , ou seja, é o agente motor mais compacto.
- Pode ser facilmente transportável.
- Operação simples.
- Baixo tempo de partida.
- Poucos equipamentos auxiliares.

6.2.5. A turbina hidráulica possui as seguintes vantagens:

- Simplicidade.
- Eficiência.
- Confiabilidade.
- Durabilidade.
- Cobre todas as faixas de potência.
- Disponibilidade no mercado.

6.2.6. O local da instalação é que define melhor as vantagens e desvantagens em função da adequabilidade, fato que envolverá muitas outras variáveis, tais como:

- Custos de investimentos.

- Custos de operação e manutenção.
- Disponibilidade de combustíveis ou recursos hídricos.
- Facilidades de transporte.
- Transporte de energia
- Etc.

6.2.7. O Grupo Diesel é, dentre todas as alternativas consideradas, o que mais apresenta atrativos e facilidades.

6.3. CONCLUSÕES/RECOMENDAÇÕES PARCIAIS SOBRE O CAPÍTULO 3

6.3.1. O custo é um fator muito importante por ocasião da tomada de decisão sobre a construção ou não de um determinado tipo de central, mas não é o único.

6.3.2. É importante, como referência, custos de centrais já construídas, mas as estimativas para as novas devem acomodar variações da relação capital e trabalho durante o período em estudo.

6.3.3. As centrais térmicas possuem custos fixos que dependem fundamentalmente do porte da instalação, do local e da sofisticação técnica da central e os custos variáveis dependem fundamentalmente do preço do combustível e da eficiência da central.

6.3.4. Os custos fixos das centrais hidroelétricas dependem fundamentalmente do porte e do tipo, se é de alta ou de baixa queda. Em termos de custos variáveis estes são muito baixos e dependem dos salários do pessoal de manutenção.

6.3.5. Em estimativas de custos, a faixa de precisão é que determina a sua complexidade e o nível de detalhamento.

- 6.3.6. Qualquer que seja a metodologia para se estimar custos, a mesma deve ser simples e aplicada por pessoas experientes.
- 6.3.7. Um bom banco de dados sobre custos de centrais existentes pode representar uma boa base para se estimar custos de novas centrais, principalmente a nível probabilístico.
- 6.3.8. Ao se aplicar o teorema central do limite na soma das distribuições representativas dos custos parciais de um empreendimento, obtém-se o custo total na forma de uma distribuição normal. Este tratamento permite associar probabilidades ao custo total.
- 6.3.9. Ao se adotar variações iguais nos custos parciais, ficou provado que estatisticamente a variação do custo total será menor do que a dos custos parciais.
- 6.3.10. O levantamento de preços de itens de custos deve ser criterioso e tratado de forma que o mesmo possa sofrer variações entre a cotação e a compra. O tratamento destes preços devem ser estatísticos.
- 6.3.11. As comparações de custos devem ser realizadas nas mesmas bases econômicas, observando custos incrementais devido à localização.
- 6.3.12. Os custos de investimento [US\$/KW] e os custos de operação [US\$/KWh.] devem ser observados juntamente com uma série de fatores em termos de atratividade, tais como tempo de construção, localização e outros.

6.4. CONCLUSÕES/RECOMENDAÇÕES PARCIAIS SOBRE O CAPÍTULO 4

6.4.1. É imperioso, na economia atual, estimar custos de empreendimentos energéticos, avaliando-se os riscos associados às incertezas.

6.4.2. As principais incertezas se referem a:

- Investimento total requerido.
- Tempo de realização do investimento (tempo de construção).
- Juros do financiamento no esquema de taxa média de juros flutuantes.
- Tempo de financiamento.
- Receita líquida para que o investimento possa ser atrativo.

6.4.3. As principais causas que inviabilizam os empreendimentos são:

- Investimento mais elevado do que o previsto.
- Atraso de obras e consequente retardamento na obtenção de receitas.

Aumento das taxas de juros.

6.4.4. Para qualquer empreendimento energético, deverão ser realizados estudos de sensibilidade da viabilidade econômica em função das variações do investimento, tempo de construção e taxa de juros, considerando-se a técnica de cenários.

6.4.5. Os juros, durante a construção, dependem fundamentalmente do tempo de conclusão da obra, portanto, qualquer atraso nessa fase implica em maior investimento e retardo na obtenção da receita. Esta influência será tanto maior quanto for a taxa de juros e o atraso da obra.

6.4.6. O mesmo atraso absoluto em obras de maior duração é mais grave do que em obras de curta duração, ou seja, um atraso de 1 ano em obras de duração prevista de 2 e 5 anos, respectivamente, o atraso é mais grave para a obra de 5 anos.

6.4.7. O mesmo atraso relativo é mais prejudicial à obra de maior duração.

6.4.8. Em tempos de juros elevados não se deve construir obras de longa duração e não deve haver tolerância com atrasos de obra.

6.4.9. Taxas de juros elevadas são incompatíveis com tempos de financiamentos longos em empreendimentos energéticos. O tempo de financiamento deve ser ajustado entre o tomador e o órgão financiador em função do valor, do tempo de construção e da taxa de juros.

6.5. CONCLUSÕES/RECOMENDAÇÕES PARCIAIS SOBRE O CAPÍTULO 5

6.5.1. Combinando-se diversas faixas de variação de tempo de construção, taxa de juros, valor do investimento e tempo de financiamento, é possível obter faixas de frequências para RLN (Receita Líquida Necessária para que o empreendimento seja viável). Assim, é possível adequar distribuições probabilísticas a estas receitas.

6.5.2. As RLN's estão diretamente associadas a probabilidades, as quais o empreendedor deve associar aos riscos que deseja correr, visto que cada RLN deverá ser menor ou igual à receita líquida anual decorrente da venda da energia elétrica.

6.5.3. Para cada RLN deve ser determinada a tarifa mínima de atratividade conforme o risco assumido.

6.6. CONCLUSÕES FINAIS

Após a apresentação das conclusões e recomendações parciais, torna-se importante sintetizar, de forma geral, as principais conclusões do estudo.

No geral, o estudo comprova a total falta de conhecimento da importância da inserção dos riscos e incertezas nas análises econômicas em empreendimentos de geração de energia elétrica. Está claro que erros observados em estimativas de custos de centrais no passado, inviabilizaram, não apenas os empreendimentos como os citados (Babina e Angra I), mas também outros que ficaram sem os parcos recursos necessários.

Ficou demonstrado que juros altos, atrasos nos cronogramas de obras e as obras de longa duração provocam elevados riscos de inviabilidade econômica. Isto tem que ser considerado pelo setor elétrico brasileiro e pela comunidade técnica e científica do país. Não é possível que se fique assistindo desastres econômicos causados pela falta de habilitação de profissionais em planejamento energético ou mesmo pela ausência dos mesmos nas decisões, quase que sempre, políticas. Este espaço tem que ser preenchido por profissionais que tenham uma mínima base de conhecimento sobre cada alternativa energética de geração, além de uma sólida base de conhecimentos econômicos sobre estas alternativas.

Não existem no Brasil, normas capazes de produzirem bancos de dados sobre custos de centrais que sejam confiáveis e, muito menos, uma sistematização de análises econômicas que insiram riscos e incertezas. Portanto, é urgente que isso seja feito.

Mostrou-se que a análise de viabilidade econômica de empreendimentos de geração de energia elétrica deve considerar um cenário nebuloso de incertezas e avaliados os riscos correspondentes. Para tal, é necessário uma base mínima de conhecimentos específicos sobre cada alternativa de

geração de energia elétrica, além de uma sólida base de conhecimentos econômicos sobre estas alternativas.

Constatou-se que embora não exista no país um banco de dados sobre custos de centrais que seja confiável ou mesmo uma sistematização da análise de riscos e incertezas, existem, entretanto, muitos parâmetros físicos, ou não, que afetam de forma contundente o sucesso dos diversos empreendimentos. Assim, espera-se contribuir e facilitar as estimativas de custos ou as análises econômicas em um plano realista e, portanto, menos susceptível a decepções.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] SEM AUTOR ESPECIFICADO - Séries Históricas de Consumo de Eletricidade no Mundo. British Petroleum - 1988/89/90.
- [2] SEM AUTOR ESPECIFICADO - Small Power System's. Estudo realizado por um grupo de trabalho para a Organização das Nações Unidas - USA 1968.
- [3] MOREIRA, A.C.M. - Alternativas Energéticas para a Amazônia. Trabalho apresentado no seminário realizado em 1986, sob o mesmo título. Manaus - AM.
- [4] MOREIRA, A.H. - Geração Descentralizada e Sistemas Isolados. Trabalho apresentado no seminário "Alternativas Energéticas para a Amazônia". Manaus - AM 1986.
- [5] PETROVSKY, N. - Marine Internal Combustion Engines. Mir Publisher Moscow - 1967.
- [6] TAYLOS, C.F. - Motores de Combustão Interna, Teoria e Prática. Editora Buchler Ltda. São Paulo - 1971.
- [7] ZINNER, K. - Superchanging of Internal Combustion Engines. Springer Verlag. Berlin - 1978.
- [8] BASKAROV, A.P. - Termotécnica. Editora Mir. Moscow - 1985.
- [9] RÓDTCHEV, A.V. - Tratores e Automóveis. Editora Mir. Moscow - 1987.

- [10] ALLEM AND BURSLEY - Heat Engines. McGraw-Hill. London 1941.
- [11] JOSÉ SEPRAT Y BONASTRE - Motores de Combustion Interna. Editorial Labor S.A.. Madrid - 1958.
- [12] JUNIOR, C.B. E PEREIRA NATÉRCIO - Balanço dos Serviços de Eletricidade no Brasil. Rio de Janeiro - 1954.
- [13] GRUPO DE TRABALHO - Manual de Pequenas Centrais Hidroelétricas. ELETROBRÁS / DNAEE. Rio de Janeiro 1985.
- [14] GRUPO DE TRABALHO - Enciclopédia CEAC de Eletricidade. Ediciones CEAC S.A.. Barcelona - 1980.
- [15] TIMBERG, JAN - Pesquisas Empíricas Referentes Abordagem da Ciência.
- [16] LARSON, E.D. et alli - Steam-injected Gas Turbine Cogeneration for the Cane Sugar Industry. Center for Energy and Environmental Studies. Princeton 1987.
- [17] ALMEIDA, W.B. - A Opção pela Turbina a Gás Natural. Energia e Produção - vol 2 - nº16 - São Paulo 1988.
- [18] TRINKENREICH, J. et alli - Competitividade do Gás Natural para Geração de Energia Elétrica. X Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - COPEL. Curitiba - 1989.
- [19] GAROFALAKIS, L. - Modification of an Aeroengine (Rolls-Royce) to an Industrial Unit, The Double Engine Version. MSc Thesis School of Mechanical Engineering - Cranfield - 1987.

- [20] AZEVEDO, A.C.S. - Engenharia de Custos. Fase de Investimentos. Editora Pini. São Paulo - 1985.
- [21] BUNNIG, A.M. - Estimating Cost of Process Development Unite. Chemical Engineering - USA - 01/1987.
- [22] MENDEL, O. - Estimating Cost Engineering. Chemical Engineering - USA - 09/1985.
- [23] SEM AUTOR ESPECIFICADO - Catálogo da SAUREC. USA - 1984.
- [24] SEM AUTOR ESPECIFICADO - Programa da Mitsubishi. Mechanical Engineering - USA - 09/1984.
- [25] SEM AUTOR ESPECIFICADO - Estudo de Energizacion de la Selva Baja. Mem. Lima Peru - 1985.
- [26] SEM AUTOR ESPECIFICADO. Cost Indexes End. Chemical Engineering - USA - 04/1987.
- [27] SEM AUTOR ESPECIFICADO. Economic Indicators. Chemical Engineering - USA - 01/1988.
- [28] MOREIRA, A.C.M. - Custos de Centrais Diesel. I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. UNICAMP - Campinas -05/1989.
- [29] SEM AUTOR ESPECIFICADO - Editorial da Revista São Paulo Energia. São Paulo - 1989.
- [30] LOUTCHANOV, H.V. - Problemes Appliques de la Theorie des Probabilites. Editions Mir. Moscow - 1988.

- [31] NEVES, C.D. - Análises de Investimentos. Editora ZAHAL.
Rio de Janeiro - 1982.
- [32] FREIDENFELDS, J. AND KENNEDY, M. - Price Inflation and Long-Term Present Work Studies. The Engineering Economist, vol 24. USA - 1979.
- [33] RENEC, D.S. AND GANIY, S. - The Role of Interest and Inflation Rates Analysis. The Engineering Economist, vol. 28. USA - 1983.