

TESE

1090

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

**Interligação de Cogeneradores de Energia  
às Redes Elétricas**

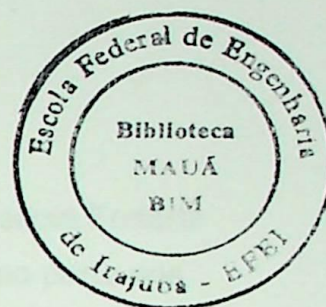
PAULO ARMANDO PANUNZIO

ITAJUBÁ - MG

2000

**ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ**

**CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA ENERGIA**



**INTERLIGAÇÃO DE COGERADORES DE ENERGIA ÀS REDES ELÉTRICAS**

Dissertação apresentada à Escola Federal de Engenharia de Itajubá como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia da Energia

**PAULO ARMANDO PANUNZIO**

Itajubá

2000

**INTERLIGAÇÃO DE COGERADORES  
DE ENERGIA  
ÀS REDES ELÉTRICAS**

Dissertação apresentada à Escola Federal  
de Engenharia de Itajubá como parte dos  
requisitos para obtenção do grau de Mestre  
em Ciências em Engenharia da Energia

Área de concentração:  
Planejamento energético

Orientador:

Edson da Costa Bortoni

Co-orientador:

André Ramon Silva Martins

**PAULO ARMANDO PANUNZIO**

Itajubá

2000

## AGRADECIMENTOS

À minha mãe (Sr. Maria) e ao meu pai (Sr. João), que sempre com amor e dedicação apoiaram e incentivaram meus estudos.

Aos meus queridos amigos: Marcelo, Sérgio, Luiz Eduardo e Renato, que sempre estiveram ao meu lado e me ajudaram em todos os momentos.

Aos professores, funcionários CTG-UNESP, que também ajudaram a superar as dificuldades e a concluir este trabalho.

À minha orientadora, Prof. Dr.ª Edson Borini e ao orientador, Assoc. André Romão, Silva Martins pelo apoio, orientação, amizade e paciência.

À Grande Alameda do Unesp que nos forneceu mais eficiência e agilidade a proporcionar um ambiente propício e saudável, para prosseguir na caminhada pela vida.

**Nós construímos a realidade  
Que nos contrói**

**(Edgar Morin)**

## AGRADECIMENTOS

Ao meu pai (in memoriam) e a minha mãe, que sempre com simplicidade serviram e serve de exemplo e estímulo.

A minha querida esposa Marisa e filhos, Marcos Paulo, Luiz Eduardo e Renato, que souberam apoiar e entender a tensão de determinados momentos.

Aos professores, funcionários CTIG – UNESP, que também souberam entender os momentos difíceis e sempre me apoiaram.

Ao meu orientador Prof. Dr. Edson Bortoni e co-orientador Msc André Ramon Silva Martins pelo apoio incansável, amizade e paciência.

Ao Grande Arquiteto do Universo que nas horas mais difíceis e atribuladas o procuramos para encontrar forças e equilíbrio, para prosseguir na caminhada pela vida.

### **Abreviaturas utilizadas**

#### **Unidades**

**GW – Giga watts**  
**TWh – Tera waats hora**  
**kW - quilo watts**  
**kWh – quilo watts hora**  
**MW – Mega watts**  
**ton/h – tonelada/hora**  
**atm – atmosfera**  
**h – hora**  
**rpm – rotações por minuto**  
**kV – quilo volts**  
**Hz – hertz**  
**kVA – quilo volts-ampére**  
**kg – quilo-grama**  
**s - segundos**  
**V – volts**

#### **Siglas**

**ABB – Asea Brown Boveri**  
**mmca - milímetros de coluna d'água**  
**ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica**  
**DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica**  
**MME – Ministério das Minas e Energia**  
**MAE – Mercado atacadista de energia**  
**ONS – Operador Nacional do Sistema**  
**SEB – Setro Elétrico Brasileiro**  
**DSR – Demanda suplementar de emergência**  
**PROCEL – Programa de Conservação de Energia elétrica**  
**PIE – Produtor Independente de Energia Elétrica**

<b>PCH's – Pequenas Centrais Hidrelétricas</b>	
<b>CCC – Conta de Consumo de Combustível</b>	
<b>GCOI – Grupo de Operação Interligada</b>	
<b>CCON – Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste</b>	
<b>BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento</b>	
<b>AVR – Automatic Voltage Regulator</b>	
<b>TC – Transformador de Corrente</b>	
<b>CCC – Compensador de Corrente Cruzada</b>	
<b>ANSI – American National Standard</b>	
<b>DC – Direct Current</b>	
<b>TP – Transformador de Potencial</b>	
<b>FIT – Fator de Interferência Telefônica</b>	
<b>TT – Transfer Trip</b>	
<b>CA – Corrente Alternada</b>	

2.5 Mecanismo de despacho de energia	22
--------------------------------------	----

### CAPÍTULO III – NOVO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1 Introdução	23
3.2 Novo contexto	26
3.3 Abrejo principal do novo contexto do setor elétrico brasileiro	28

### CAPÍTULO IV – ASPECTOS LEGAIS

4.1 Introdução	43
4.2 Legislação referente aos aspectos jurídicos e constitucionais	47
4.3 Legislação referente à estrutura	55

### CAPÍTULO V – ASPECTOS ELÉTRICOS

5.1 Introdução	57
5.2 Demandas elétricas	59
5.3 Sistemas de proteção	79
5.4 Transmissão de energia elétrica e sistemas	79

## ÍNDICE ANALÍTICO

Resumo.....	1
Abstract.....	2
<b>CAPÍTULO I INTRODUÇÃO .....</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO II CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO</b>	
2.1 Introdução .....	5
2.2 Cogeração com turbinas a gás .....	8
2.3 Cogeração com turbinas a vapor .....	15
2.4 Ciclos combinados .....	19
2.5 Motores de combustão interna .....	20
<b>CAPÍTULO III NOVO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b>	
3.1 Introdução .....	25
3.2 Novo contexto .....	26
3.3 Atores principais no novo contexto do setor elétrico brasileiro .....	28
<b>CAPÍTULO IV ASPECTOS LEGAIS</b>	
4.1 Introdução .....	40
4.2 Legislação correlata aos novos aspectos Jurídicos e Institucionais.....	47
4.3 Legislação correlata a cogeração .....	58
<b>CAPÍTULO V ASPECTOS ELÉTRICOS</b>	
5.1 Introdução .....	61
5.2 Geradores elétricos .....	61
5.3 Sistemas de proteção .....	79
5.4 Interligação da central com o sistema elétrico .....	92

5.5 Requisitos técnicos gerais para as unidades geradoras .....	103
5.6 Alimentação de serviços auxiliares .....	104
5.7 Supervisão das condições de operação e controle .....	108

## CAPÍTULO VI

6.1 Introdução.....	112
6.2 Transição de central de geração independente para central paralelada...	112
6.3 Ações executadas no sistema termelétrico.....	113
6.4 Mudanças operacionais.....	116
6.5 Como resolver o problema da confiabilidade paralelada.....	117
6.6 Implantação no sistema após abertura do paralelo.....	120
6.7 Ganhos verificados.....	122

## CAPÍTULO VII

<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>126</b>
-----------------------	------------

Referências bibliográficas.....	128
---------------------------------	-----

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1 – Tipos básicos de sistemas de cogeração .....	6
Fig. 2.2 – Tipos de turbinas de vapor para cogeração .....	17
Fig. 3.1 – Estrutura organizacional da ANEEL .....	30
Fig. 5.1 a – Turbo gerador aspecto do rotor .....	61
Fig. 5.1 b – Turbo gerador vista externa .....	61
Fig. 5.2 – Evolução dos turbo geradores ao longo do tempo .....	62
Fig. 5.3 – Turbo gerador refrigerado a hidrogênio .....	63
Fig. 5.4 – Carta de capacidade gerador de pólos lisos .....	69
Fig. 5.5 – Limites operativos impostos pela componente de sequência negativa .....	70
Fig. 5.6 – Comportamento típico das correntes durante um curto-circuito .....	71
Fig. 5.7 – Sistemas rotativos de excitação .....	75
Fig. 5.8 – Sistema de excitação estático .....	75
Fig. 5.9 – Diagrama de blocos funcional para sistemas de controle de excitação .....	77
Fig. 5.10 – Sistema de proteção para gerador aterrado com alta impedância .....	84
Fig. 5.11 – Sistema de proteção para gerador aterrado com baixa impedância .....	85
Fig. 5.12 – Proteção de transformador relé multifunção .....	88
Fig. 5.13 – Proteção diferencial de barramentos .....	89
Fig. 5.14 – Proteção de ramais usando relé de distância .....	91
Fig. 5.15 – Defasagem angular entre o gerador e o sistema .....	94
Fig. 5.16 – Arranjos típicos de subestações para interconexão .....	96
Fig. 5.18 – Sistema de rejeição de cargas .....	97
Fig. 5.19 – Janela de operação admissível .....	98
Fig. 5.20 – Proteção da interconexão .....	98
Fig. 5.21 – Proteção da interconexão .....	99
Fig. 5.22 – Proteção do religamento automático .....	99
Fig. 5.23 – Proteção da interconexão .....	101
Fig. 5.24 – Alternativas de suprimento de serviços auxiliares em C.A. ....	104
Fig. 5.25 – Suprimento de tensão em corrente contínua e UPS alternada .....	105
Fig. 5.26 a – Proteção e medição de serviços auxiliares em C.A. ....	107
Fig. 5.26 b – Medição e proteção em sistemas auxiliares.....	107
Fig. 6.1 – Fluxograma simplificado do sistema térmico.....	113
Fig. 6.2 – Gráficos de ocorrências.....	116
Fig. 6.3 – Unifilar do sistema elétrico.....	119

## LISTA DE TABELAS

Tab. 2.1 – Evolução da cogeração .....	7
Tab. 2.2 – Ordem de grandezas das termelétricas de cogeração .....	8
Tab. 2.3 – Características de alguns modelos de turbinas a gás para aplicação em sistemas de cogeração .....	13
Tab. 4.1 – Limites de concentração de mercado .....	44
Tab. 5.1 – Limites térmicos por classe de isolamento .....	65
Tab. 5.2 – Parâmetros típicos de máquinas síncronas .....	73
Tab. 5.3 – Constantes.....	90
Tab. 6.1 – Relação de ocorrências de abertura do paralelo.....	115

## **Resumo**

Esse trabalho tem como meta mostrar e analisar o processo que deve ser realizado para a interligação de cogeneradores de energia à rede elétrica. Essa conexão pode ser dada tanto no barramento interno de uma empresa como na linha de uma concessionária.

Consta uma compilação da legislação do Novo Cenário do Setor Elétrico, bem como todas as definições dos atores desse novo contexto.

Mostra também o aspecto elétrico enfocando os geradores, transformadores, suas proteções, e também a interligação do produtor às redes de energia.

Na síntese apresentada, nessa dissertação, é dada ênfase para o cogrador, mostrando o aproveitamento, dentro de um processo, do vapor excedente para geração de energia elétrica e também como é enquadrada essa forma de geração no aspecto legal e jurídico.

No estudo de caso apresentado é dada ênfase para o tipo de conexão do cogrador à rede de energia elétrica.

Portanto pretende-se com esse trabalho, dar uma colaboração em termos orientativos apresentando todo arcabouço legal e jurídico para os cogeneradores de energia se interligarem às redes.

## Abstract

This work has a goal to show and to analyse the process that it must be achieved to the interligation of a cogenerators of energy in the electrical net. This connection can be given as in the internal barrier of a firm (or interprise) as in the line of an utility.

This consists a search of the law of the new scene of the Electrical Sector, as well as all the defenitions of actors these new context.

It also shows the electrical aspect hanging the generators, transformers, their protections and the interligation of productor in the energy net too.

In the presented synthesis in this dissertation, it is given emphasis to the co-generator, showing the utilizationm, in the process of exceed vapour to produce electrical energy in the lawful and legal aspect.

In the study of presented case is given emphasis to the tupe of connetion of the co-generotor in the electrical energy net.

Therefore it intends to give a colaboration in the orientation terms presenting all lawfull, legal and technical draft to the cogenerator of energy interconnect in the electrical nets.

## CAPÍTULO I

### INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro desenvolveu-se extensivamente após a segunda guerra mundial. Em 1993, a capacidade nominal instalada de geração de energia elétrica era de 52,1 GW (incluindo apenas a parte brasileira de Itaipu), tendo sido a geração bruta total naquele ano, de 236,6 TWh, com 97% de origem hidráulica (MME 1998). A opção hidrelétrica foi a trajetória tecnológica escolhida no pós-guerra para desenvolver a oferta de eletricidade no Brasil. A ampla disponibilidade de diversos aproveitamentos hidrelétricos a custos relativamente baixos, próximos dos principais mercados consumidores do país, teve papel determinante nesta escolha.

Em face das alterações realizadas no setor elétrico devido à insuficiência de investimentos em períodos anteriores, o governo se viu, em 1995, diante de elevados riscos de déficit de energia e de capacidade de geração, bem como de crescentes restrições na transmissão.

A incapacidade do Estado em prover os recursos necessários à expansão se manifesta e é comprovada pela emergência de um novo ciclo de inadimplências entre as concessionárias (MME 1998). O quadro seria agravado, ainda, pela inexistência de uma proposta concreta de reformulação do setor e pelas continuadas e expressivas taxas de crescimento da demanda, em torno de 6% ao ano, impulsionadas pelos efeitos do Plano Real elevando o poder aquisitivo da população de menor renda. O que provocou incapacidade por parte do governo em elaborar estudos objetivando a reestruturação do setor elétrico para evitar um colapso no abastecimento de energia. Acarretando então, por parte do governo, reformas emergenciais que poderiam provocar problemas e não solução. Então as diretrizes adotadas pelo Governo Brasileiro, com o apoio atuante e competente do Congresso Nacional se basearam numa série de ações simultâneas que, em outra conjuntura, poderiam e haveriam de se desenvolver numa seqüência distinta. Dando origem a uma grande quantidade de privatizações no setor elétrico, principalmente das distribuidoras de energia e, a partir de 1999, do setor de geração, principalmente no Estado de São Paulo.

Mesmo com o Setor Elétrico quintuplicando sua capacidade instalada de geração no período 1970/98, quando, em dezembro de 1998, o setor contava com 65,2 GW em operação (incluindo os autoprodutores), proporcionando 91% de geração hidráulica e 9% de geração térmica e nuclear. A capacidade instalada de geração hidráulica de 56,8 GW, em 31/12/98, representava cerca de 22% do potencial hidráulico total do País. O consumo de eletricidade no período 1970/98 cresceu 7,7% a.a., e a participação da eletricidade no consumo final de energia passou de 16% em 1970 para 39% em 1998 (MME 1998).

Atualmente, a tendência do setor energético é outra. E o Brasil encontra-se em um processo de transição quanto à sua matriz energética com o aumento da participação das termelétricas. A chegada do gás natural boliviano ao sul do país e o grande aumento de produção de gás da Petrobrás na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, entre outras, consolidará a disponibilidade desse combustível e será de capital importância para alterar o perfil de geração existente.

Com base nessas reformas é que foram introduzidas condições para que vários tipos de consumidores e até novos atores do setor, viessem a produzir energia e comercializá-la.

Nessa dissertação são apresentadas as modalidades de agentes do setor, como deve ser feito para interligá-los à rede de energia elétrica e suas implicações legais.

Foram sintetizadas todas as informações técnicas e legais, amparadas por um arcabouço institucional, com a apresentação no capítulo II dos sistemas de cogeração existentes; no capítulo III, posiciona-se o novo contexto do setor elétrico brasileiro, foi colocando como era estruturado o setor e como foram acontecendo as reformas legais ao longo dos anos; o capítulo IV está calcado nos aspectos legais da reestruturação do setor, mostrando toda a parte legal pertinente ao assunto, apresentando inclusive, a possibilidade da legalidade da introdução da cogeração nos processos industriais cabíveis. No capítulo V, é detalhado todo o aparato de equipamentos de geração, proteção do sistema de geração e da interligação com as redes de energia elétrica; e finalmente, no capítulo VI o estudo de caso apresentado mostra justamente uma alteração na concepção isolada do cogenerador, para o sistema em paralelo com a rede da concessionária.

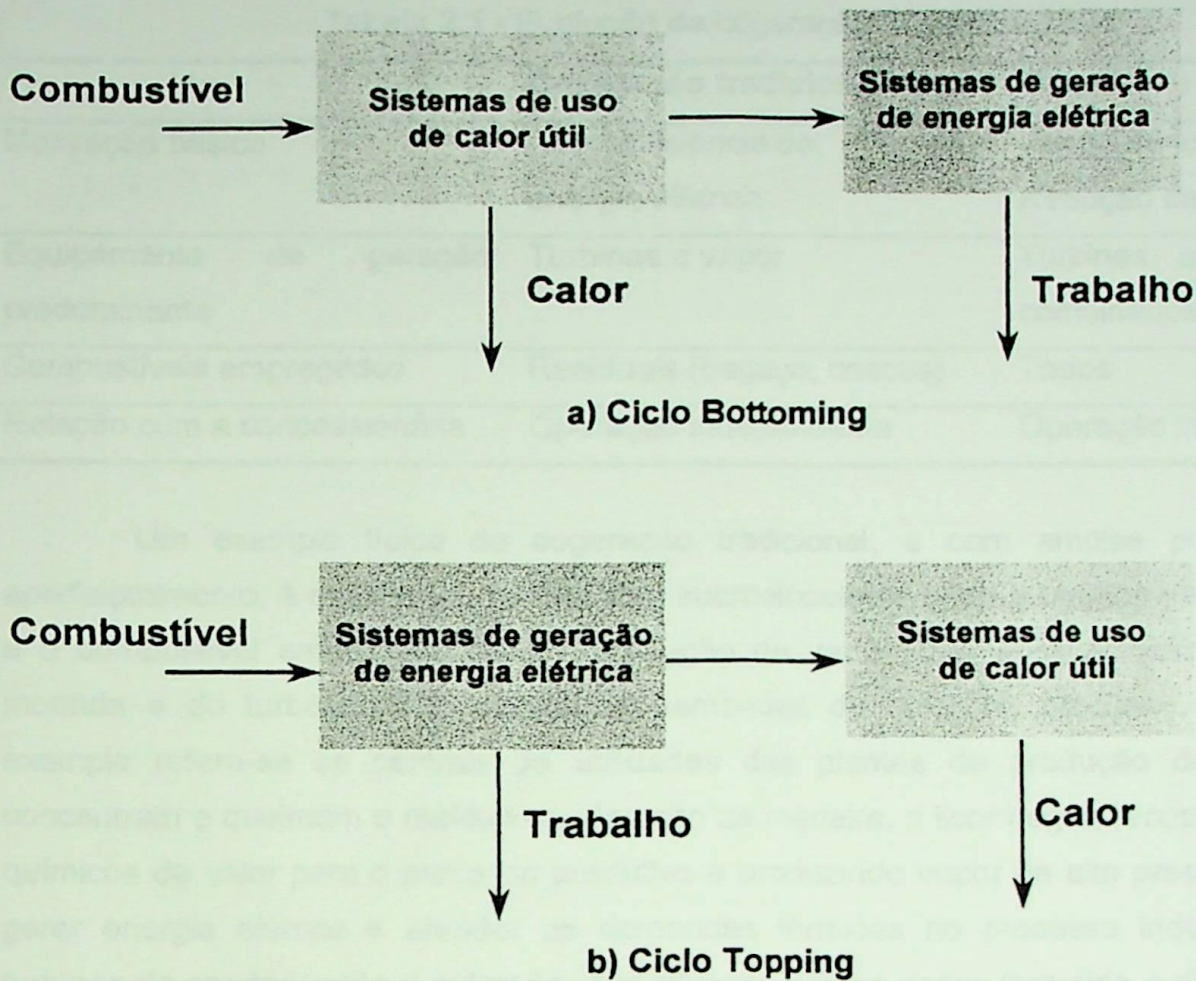
## CAPÍTULO II

### CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO

#### 2.1 INTRODUÇÃO

A produção combinada de energia elétrica e de calor útil pode, em princípio, ser realizada empregando qualquer ciclo térmico de potência, por exemplo motores de combustão interna, turbinas a vapor ou a gás. Em todos eles existe, necessariamente, a rejeição de calor não convertido em potência de eixo, que pode então ser utilizado para atender uma demanda térmica em nível de temperatura compatível com as disponibilidades. Considerando as condições dos consumidores industriais, os ciclos com turbinas a vapor ou a gás, tendem a ajustar-se melhor aos requerimentos típicos de energia elétrica e calor de processo para cogeração e portanto são os mais utilizados. No caso dos consumidores do setor terciário, como hospitais, hotéis e supermercados, também apresentam interesse os motores de combustão interna, ciclo Diesel ou Otto, além dos sistemas utilizando pequenas turbinas à gás.

De acordo com a posição relativa da geração de energia elétrica na seqüência de geração e utilização de calor, os sistemas de cogeração podem ser do tipo jusante térmico ("topping"), quando a produção de eletricidade antecede o fornecimento de calor útil, ou do tipo montante térmico ("bottoming"), quando a geração elétrica está situada após a demanda térmica. No próximo item se apresentam as características básicas dos principais sistemas de cogeração, todos do tipo "topping", que constituem a grande maioria dos casos. O menor interesse nos sistemas "bottoming" se justifica porque em geral o calor rejeitado em processos industriais já está em níveis de temperatura relativamente baixos para produção de potência e também porque existe a alternativa de melhorar o rendimento dos sistemas térmicos por meio da recuperação ou regeneração térmica convencional, geralmente mais viável economicamente. Em geral, os sistemas "bottoming" apenas fazem sentido quando se dispuser de volume significativo de calor residual, rejeitado de um processo industrial sob temperaturas elevadas, como nos casos de um forno cerâmico, de uma cimenteira ou planta metalúrgica, de vidro, já tendo sido consideradas as alternativas convencionais de racionalização energética. Tal calor residual poderá ser utilizado em uma caldeira de recuperação para a geração de vapor, que não sendo necessário para o processo, será empregado para gerar energia elétrica em uma turbina a vapor convencional. Outro exemplo de cogeração "bottoming" são as turbinas de recuperação de topo, que permitem utilizar a pressão disponível nos gases de alto-fornos siderúrgicos, fazendo sua expansão desde a condição de saída até a pressão do gasômetro. A Figura 2.1 representa esquematicamente os tipos básicos de sistemas de cogeração.



**Figura 2.1** - Tipos básicos de Sistemas de Cogeração

Como já afirmado anteriormente, a cogeração é uma tecnologia de conversão energética conhecida há décadas, chegando a responder por mais de 30% da energia elétrica produzida nos países desenvolvidos no início deste século. Com a expansão dos sistemas centralizados de geração, através de concessionárias monopolistas e empregando grandes plantas de geração, a cogeração foi perdendo paulatinamente sua importância, atingindo na Europa ao redor de 15% e nos EUA menos de 5% da oferta ao final dos anos sessenta (Nogueira 1994). Com as chamadas crises energéticas dos anos setenta esta tecnologia renasceu, baseando-se nas novas tecnologias de geração termelétrica e nos câmbios do marco regulatório, primeiro nos Estados Unidos e então nos demais países, permitindo agregar valores significativos de capacidade instalada. Apenas no sistema elétrico americano, cerca de 40 GW de geração adicionais foram acrescentados entre 1980 e 1995 empregando cogeração (Nogueira 1994). Contudo, tal crescimento deu-se de modo diferenciado das condições de seu primeiro ciclo de expansão, podendo-se identificar duas fases distintas, a tradicional e a moderna, ao longo da evolução dos sistemas de cogeração, conforme se indica na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1 - Evolução da cogeração (Nogueira 1994)**

	<b>Cogeração tradicional</b>	<b>Cogeração moderna</b>
Motivação básica	Auto-suficiência de energia elétrica	Venda de excedentes e Redução de emissões
Equipamento de geração predominante	Turbinas a vapor	Turbinas a gás e ciclos combinados
Combustíveis empregados	Residuais (bagaço, cascas)	Todos
Relação com a concessionária	Operação independente	Operação interligada

Um exemplo típico da cogeração tradicional, e com amplas possibilidades de aperfeiçoamento, é encontrado na indústria sucroalcooleira, onde o bagaço da cana de açúcar é o combustível empregado para a produção de vapor, que após acionar as turbinas da moenda e do turbogerador, atende as demandas de calor no processo industrial. Outro exemplo refere-se as centrais de utilidades das plantas de produção de celulose, que concentram e queimam o resíduo da digestão da madeira, o licor negro, recuperando produtos químicos de valor para o processo produtivo e produzindo vapor de alta pressão que permite gerar energia elétrica e atender as demandas térmicas no processo industrial, utilizando turbinas de condensação e extração. A motivação nestes casos tem sido a disponibilidade de combustíveis residuais e a necessidade de assegurar um suprimento confiável de eletricidade. A cogeração moderna é muito variada, sendo notável a penetração das turbinas a gás, com seus gases quentes de escape servindo para a produção de vapor de processo em caldeiras de recuperação, empregadas em todos os setores, inclusive em empresas do setor terciário, e em amplo espectro de capacidades instaladas.

Como exemplo cita-se a Termobahia, na Refinaria Landolfo Alves, da Petrobrás, que iniciou sua construção em 1999. O investimento é de 230 milhões de dólares, com 51% da estrangeira ABB Energy e 49% da Petrobrás. Serão gerados 460 MW, dos quais 190 para a Petrobrás e 270 para o mercado consumidor baiano (Revista Petrobrás nº66, Jan/2000). A Petrobrás participa de 24 dos 36 projetos de construção de termelétricas previstos no Plano Decenal de Expansão da Eletrobrás. A participação da Companhia é minoritária em todos eles, variando de 25 a 30%. Desses projetos, 11 são de cogeração, instalados dentro de unidades industriais da Petrobras. A Tabela 2.2 mostra a ordem de grandeza das termelétricas de cogeração projetadas pela Petrobras em associação com empresas estrangeiras e nacionais.

**Tabela 2.2-** Ordem de grandeza das termelétricas de cogeração

<b>UF</b>	<b>Empresas Associadas</b>	<b>Capacidade MW</b>	<b>Vapor (ton/h)</b>
RN	Iberdrola	230	450
SE	Cataguases	90	200
BA	ABB	460	360
BA	EDP	25	45
MG	Fiatavio	660	220
RJ	Sideco, etc	1.100	200
SP	Marubeni e S.R.	900	400
SP	Cesp, etc	600	200
SP	Siemens etc	300	100
PR	PSEG e Ultrafértil	480	200
PR	Votorantim, etc	100	30
<b>Total</b>		<b>4945</b>	<b>2100</b>

Fonte: Revista Petrobras nº62, Set/99

A seguir apresentam-se os principais aspectos construtivos e operacionais dos acionadores primários e dos sistemas de recuperação de calor para cogeração, considerando as turbinas a gás e de vapor, os ciclos combinados e os motores de combustão interna. Existem outras possibilidades tecnológicas, como as células de combustíveis de ácido fosfórico, os ciclos Stirling, os ciclos fechados com turbinas a gás e os ciclos com turbinas a vapor empregando fluidos orgânicos, porém estes casos não serão abordados no presente texto.

## 2.2 COGERAÇÃO COM TURBINAS A GÁS

### 2.2.1 – Conceitos Básicos

As turbinas a gás, segundo o ciclo de operação, podem ser classificada em dois tipos: Ciclo Aberto e Ciclo Fechado. (Correia Filho & Pagani 2000).

As turbinas a gás de ciclo aberto podem ser divididas em turbinas industriais e turbinas aeroderivativas. O princípio de funcionamento é o seguinte: o fluido de trabalho é comprimido pelo compressor, entra na câmara de combustão onde reage com o combustível, gerando calor e aumentando violentamente sua temperatura. A decorrente expansão dos gases move a

turbina produzindo potência útil e acionando o compressor. Na prática operacional ocorrem perdas de calor e perdas por atrito, tanto na turbina, quanto no compressor e dutos. Consequentemente a potência útil é reduzida. Além disso, embora a alimentação de combustível e comburente (ar) seja contínua, a combustão ocorre de modo intermitente (para câmara de combustão a volume constante), impedindo o funcionamento suave da turbina. As principais vantagens são a grande flexibilidade operacional, o custo unitário baixo e o fornecimento de calor em boas condições de aproveitamento.

As turbinas a gás de ciclo fechado diferem das de ciclo aberto por manterem o fluido de trabalho confinado no equipamento, e queimarem o combustível fora do sistema de trabalho. As vantagens são: o melhor aproveitamento do calor e a possibilidade de operar em alta pressão, permitindo a construção de máquinas menores para uma dada potência útil. A grande desvantagem é a existência do sistema externo de aquecimento que requer um ciclo auxiliar.

As turbinas a gás podem ainda ser classificadas de diversas formas (Correia Filho & Pagani, 2000).

De acordo com o fluxo de gases em relação com o eixo da turbina:

- Axiais: quando os gases escoam co-axialmente ao eixo da máquina.
- Radiais: neste caso os gases escoam radialmente em relação ao eixo da turbina, resultando máquinas mais simples e de menor custo, mais competitivas na gama de pequenas potências.

Segundo a configuração da turbina de potência :

- Monoeixo: quando estão montados sobre o mesmo eixo. Por imposição de sua configuração, nas turbinas monoeixo, o compressor e a turbina têm a mesma rotação. Para o caso do acionamento de um alternador, onde se requer uma rotação constante, impõe-se manter constante o fluxo de ar. A regulação da potência desenvolvida é efetuada modificando-se unicamente a injeção de combustível na câmara de combustão, sem que se varie a velocidade do rotor. A variação da quantidade de combustível injetado para uma descarga de ar constante modifica a temperatura dos gases de combustão e afeta significativamente o rendimento da máquina.
- Com dois eixos: quando estão montados em eixos distintos. Assim, nas turbinas de dois eixos, utiliza-se o primeiro estágio para acionar o compressor e um estágio posterior para acionar a carga conectada no eixo de saída, em eixos independentes. Com esta concepção, a turbina do estágio posterior pode operar com grandes faixas de velocidade tornando-se, desta forma, adequadas para aplicações com velocidade variável. Ou seja, quando se necessitar uma menor rotação no eixo de saída, o gerador de gás poderá seguir girando a alta velocidade e colocando a disposição da

turbina de potência um fluxo de gases sob pressão elevada. Este tipo de máquina é especialmente apto para aqueles casos em que se requer um aumento do torque a baixas velocidades.

Segundo a concepção original do projeto da turbina:

- Industriais ou "Heavy-duty": são as turbinas concebidas para uso estacionário, mais pesadas e mais resistentes com manutenção mais simples.
- Aeroderivadas: são as turbinas desenvolvidas para uso aeronáutico e posteriormente adaptadas para uso estacionário. Geralmente apresentam bom rendimento.

### **2.2.2 Rendimento de Turbinas a Gás**

Define-se como o rendimento de uma turbina a gás a relação existente entre sua produção de energia mecânica e sua demanda de combustível, independentemente de que se possa fazer ou não o aproveitamento da energia térmica contida nos gases de escape da mesma. Os rendimentos das turbinas a gás são bastante sensíveis em relação de pressão no compressor e a temperatura máxima na entrada da turbina, podendo-se mostrar que incrementos nestas variáveis favorecem maiores rendimentos. Em geral, o rendimento elétrico de turbinas empregadas em cogeração situa-se entre 20% e 41% (ISO).

As turbinas a gás são produzidas por algumas dezenas de fabricantes multinacionais, quase sempre como variações de projetos básicos desenvolvidos por um reduzido grupo de empresas. Deste modo, as turbinas a gás estão disponíveis em uma gama finita de modelos, cujas características de interesse podem ser encontradas em catálogos e periódicos técnicos. A Tabela 2.3 apresenta alguns modelos de turbinas a gás, indicando sua potência elétrica e térmica útil (sob condições típicas) e o rendimento, segundo valores fornecidos pelo fabricante. É importante observar que o rendimento de uma turbina a gás geralmente fornecido pelo fabricante refere-se às condições ISO de operação (sem perdas na admissão, com temperatura de 15 °C e pressão correspondente ao nível do mar (umidade relativa de 60%) e, ainda, em relação a um dado combustível), contudo nas condições reais de utilização, este rendimento pode ser bastante afetado, pelos seguintes fatores: (Correia Filho & Pagani, 2000).

- a temperatura do ar de aspiração na turbina: sob maiores temperaturas de aspiração, é maior a energia necessária para acionar o compressor do ar e, em consequência, se reduz o rendimento e a potência produzida. Portanto, convém localizar a tomada de ar no ponto em que a temperatura de admissão seja sempre a mais baixa. Um incremento da temperatura de admissão de 15 °C pode provocar uma redução na potência de eixo entre 7 e 10% (Correia Filho & Pagani, 2000). Turbinas operando em regiões onde as diferenças

de temperatura são significativas entre o dia e a noite, ou entre verão e inverno, apresentam variações brutais de desempenho.

- a altitude do local de instalação: a diminuição da pressão atmosférica faz com que a potência diminua na medida em que aumenta a altitude. Aproximadamente, uma diferença de altitude de 900 m causa cerca de 10% de diminuição da potência, ainda que o consumo de combustível se reduza na mesma proporção, resultando um rendimento pouco modificado.
- perdas de carga na admissão do ar e na saída dos gases de escape: estas perdas de carga se devem aos sistemas de atenuação de ruído e filtragem de ar, existentes no lado da admissão, e da aplicação que se dá aos gases de escape, por exemplo, em uma caldeira de recuperação. Cada 100 mmca (milímetros de coluna d'água) de incremento de perdas de carga provoca aproximadamente cerca de 1% de perda de potência na turbina.
- o regime de funcionamento da turbina: quando se trata de turbinas monoeixo, o rendimento diminuirá sensivelmente com a carga, tal como se explicou ao fazer a diferenciação entre turbinas monoeixo e de dois eixos.
- perdas associadas aos redutores: turbinas a gás operando com rotações muito altas apresentam uma queda no desempenho associada à necessidade de redução da velocidade para um valor compatível com a carga.

Em função das características construtivas da turbina a gás é possível, em alguns casos, melhorar seu rendimento pré-aquecendo o ar de combustão na saída do compressor de ar, utilizando os gases de escape, em um regenerador situado antes da entrada na câmara de combustão da turbina de gás. Com esse procedimento o consumo de combustível por kWh de energia mecânica gerada é menor, aumentando o rendimento, em detrimento do aproveitamento que se poderia dar a energia térmica dos gases de escape como calor de processo, pois sairão da turbina com menores temperaturas.

Segundo estatísticas, as máquinas geram em média 76% da potência ISO, devido a temperaturas ambientes elevadas e perdas pelo uso contínuo, mas também devido a uma folga na potência de 10%, geralmente adotada, para se conseguir manter um intervalo entre as revisões gerais ("overhaul") em 24.000 horas (Martins e Teixeira, 1998).

### **2.2.3 Combustão em Turbinas a Gás**

Existem alguns aspectos relevantes associados à combustão nestes equipamentos. As turbinas a gás funcionam com um elevado excesso de ar, para que a temperatura dos produtos de combustão ao incidir nas palhetas da turbina não seja excessiva e não provoquem excessivos problemas de corrosão ou fadiga na parte quente da turbina e mantenha os efeitos

derivados da deformação plástica dentro de limites aceitáveis. Os níveis de excesso de ar com o que trabalham as turbinas costuma estar compreendido entre 250% e 500%, em relação ao ar teórico para combustão completa (Martins e Teixeira, 1998).

Uma desvantagem importante associada as turbinas a gás refere-se aos combustíveis, que devem ser de boa qualidade e podem ser basicamente de dois tipos: gasosos (gás natural, gás liquefeito de petróleo) e líquidos (Diesel, querosene e em alguns casos, óleos combustíveis de baixo teor de enxofre). Os combustíveis empregados devem estar livres de partículas e impurezas sólidas, para evitar qualquer tipo de erosões nas palhetas da turbina. Por este motivo e por razões econômicas, um combustível muito adequado para as turbinas a gás é o gás natural, sempre que esteja disponível. Por outro lado, o uso de gás natural impõe sistemas de alimentação mais complexos (gasodutos, compressores "boosters") e apresenta menor estabilidade de chama comparativamente aos combustíveis líquidos.

Outro aspecto a ter-se em conta na seleção do combustível é a possibilidade de emprego do mesmo ou outro em pós-combustão. A pós-combustão se realiza normalmente mediante queimadores simples e tem por objetivo elevar a temperatura dos gases de escape da turbina, utilizando como comburente os mesmos gases, de forma a melhorar a produção de vapor da caldeira de recuperação, de modo permanente ou eventual. Observe-se que o combustível empregado em um sistema de pós-combustão não gera potência elétrica, e assim não pode ser considerado como utilizado em cogeração. Os combustíveis líquidos apresentam, face aos gasosos, algumas desvantagens, entre as quais se pode destacar a maior complexidade do sistema de filtragem e pré-tratamento do combustível. Porém face à maior complexidade do sistema de segurança que deve ser montado na linha de alimentação de gás com relação à de combustíveis líquidos, tem-se trabalhado em alguns locais com a atomização a vapor para a pulverização de combustíveis líquidos. Um comentário a ser feito é com relação a eventual potência que precisa ser consumida para comprimir o combustível gasoso da pressão da rede de distribuição até a pressão requerida pela turbina a gás ou para a potência necessária para acionar os sistemas de refrigeração do óleo. Ambos os sistemas consomem muito da potência da turbina sendo, dessa forma, parâmetros que devem ser considerados na avaliação do desempenho desses acionadores.

Nos últimos anos a tecnologia de turbinas a gás vem apresentando um grande avanço, inclusive com perspectivas de médio prazo para emprego de combustíveis como a lenha e bagaço, através de processos de gaseificação. Outra linha de desenvolvimento busca utilizar os combustíveis sólidos diretamente, porém com maiores dificuldades. Ilustrando-se, tem-se a Tabela 2.3 que cita alguns outros modelos de turbinas a gás juntamente com algumas de suas características mais marcantes.

**Tabela 2.3** - Características de alguns modelos de turbinas a gás para aplicação em sistemas de cogeração. Fonte: Diesel & Gas Turbine Worldwide Catalog, 1997.

Nº	Fabricante	Modelo	Potência (kW)	Calor útil (kW)	Eficiência (%)
01	Allison	501-KB5S	4101	6111	29,5
02	GHH Borsig	THM 1203	5320	11032	22,8
03	GHH Borsig	THM 1304	8787	14933	26,6
04	Cooper Rolls	Coberra 2000 AVON	14580	21214	28,2
05	Dresser Rand	KG2-3C	1530	4369	16,4
06	Dresser Rand	DR-990	4400	6179	30,5
07	Dresser Rand	DR-61	23100	23928	37,5
08	EGT	Tornado	6540	8519	31,7
09	GE	LM2500PE	23270	23730	37,5
10	Nuovo Pignone	PGT5	5440	9093	26,7
11	Nuovo Pignone	PGT10	10660	13078	32,6
12	Nuovo Pignone	PGT25	23270	23445	35,5
13	Rolls Royce	AVON	15182	21187	29,4
14	Solar	Saturn 20	1185	2219	24,5
15	Solar	Centaur 40/40S	3505	5286	27,9
16	Solar	Centaur 50/50S	4350	6178	29,2
17	Solar	Taurus 60/60S	5000	6593	30,3
18	Solar	Taurus 70S	6845	7812	32,3
19	Solar	Mars 90/90S	9290	11508	31,7
20	Solar	Mars 100/100S	10695	13065	32,5

#### 2.2.4 Manutenção e Instalação de Turbinas a Gás

A manutenção preditiva "on line" tem uma importância decisiva sobre a disponibilidade de uma turbina de gás e em geral os fornecedores de turbinas oferecem contratos de manutenção dos equipamentos que vendem, que incluem um acompanhamento constante do funcionamento e uma revisão anual, que pode realizar-se durante o período de férias da empresa. É importante observar que a frequência de partidas é um dos fatores importantes para a vida de uma turbina de gás. Como um caso típico, pode-se dizer que uma inspeção dos elementos de combustão dura de uma a duas semanas e deve ser efetuada a cada 8.000

horas de operação (Martins e Teixeira, 1998). Para uma inspeção de partes quentes ("gas path"), que dura de duas a três semanas, se recomendam intervalos de 24.000 horas. A inspeção geral ("overhaul"), que requer a abertura do gerador de gás e da turbina de potência, pode gastar entre quatro e seis semanas e é normal que seja efetuada a cada 48.000 horas. Estas estimativas de intervalo para manutenção são para gás natural, no caso de combustíveis líquidos é recomendável cerca da metade destes períodos. A observação responsável das normas de manutenção permite que a disponibilidade média fique em torno de 92%, para uma vida média da turbina superior a 120.000 horas (Martins e Teixeira, 1998).

Quanto à instalação de uma turbina a gás, deve-se observar que estes equipamentos são fornecidos geralmente já montados, inclusive com sistema de isolamento acústico, que permite que o nível de ruído seja inferior a 65 dB a uma distância de 10 m do perímetro onde esteja instalada, o que possibilita sua utilização em centros comerciais, hospitais e edifícios públicos.

### **2.2.5 Utilização do Calor de Escape de Turbinas a Gás**

Os gases de escape da turbina podem ser aproveitados diretamente para processos térmicos ou de modo indireto na produção de vapor ou água quente, utilizando uma caldeira de recuperação ou utilizando os gases como comburente nos queimadores de caldeiras convencionais. A temperatura destes gases situa-se geralmente entre 420 e 650°C, com um conteúdo de oxigênio entre 14 e 17%. Algumas das possíveis aplicações em uso direto dos gases de escape de uma turbina a gás são: secadores com atomização (argilas, leite, produtos químicos), secadores em estufas (placas de madeira, placas de gesso, produtos agrícolas e alimentícios) e em fornos metalúrgicos de alívio de tensões e reaquecimento.

A utilização indireta do calor de escape é mais freqüente para a produção de vapor, um vetor energético de amplo uso na indústria. Com tal objetivo podem modificar-se caldeiras convencionais, entretanto, pode ocorrer uma sensível diminuição no rendimento global da instalação. O mais recomendável é empregar uma caldeira de recuperação, projetada para operar com gases de escape de turbinas. Nestes geradores de vapor, diferentes das caldeiras convencionais, a transmissão de calor ocorre essencialmente por convecção e as temperaturas dos gases e da água são mais próximas. Outra marcante diferença é que as caldeiras de recuperação podem ser construídas com 1, 2 ou 3 níveis de pressão, permitindo dessa forma atender consumidores com até 3 requerimentos de pressões diferentes. Geralmente a adoção de um número mais alto de níveis de pressão está associado a ganhos de desempenho quando o uso posterior do vapor ocorre em ciclos com turbinas a vapor (ciclos combinados).

Nas caldeiras de recuperação existe um parâmetro básico que afeta sua eficiência e seu custo: o "pinch-point", que é a menor diferença de temperatura entre os gases e a água,

que se verifica geralmente na entrada do evaporador. Como uma regra, quanto menor seja o "pinch point", maior será o rendimento, maior será a produção de vapor e naturalmente, maior também o custo.

Em uma caldeira de recuperação, para incrementar a produção de vapor além da correspondente à utilização do calor de escape da turbina, pode ser adotada a pós-combustão, que é o fornecimento adicional de calor empregando mais combustível. Em condições médias, em uma caldeira na qual não se faça pós-combustão, a produção de vapor está compreendida entre 3 a 5 ton de vapor por MW de potência instalada na turbina. Com relação a esta produtividade, a pressão do vapor e as condições de operação da turbina são variáveis importantes. No caso de uma caldeira de recuperação sem queima auxiliar, os parâmetros de quantidade de vapor gerado, temperatura e pressão estão em função das condições operacionais da turbina a gás – massa e temperatura dos gases – dificultando seu controle. Em uma caldeira com queima suplementar, variando-se a injeção de combustível, pode-se obter uma quantidade de vapor de 6 a 7 vezes superior à obtida em uma unidade sem queima (Correia Filho & Pagani, 2000). Porém, cuidados especiais devem ser tomados quanto aos diferenciais de temperatura entre os gases e a água/vapor (principalmente quanto ao "pinch-point" que normalmente se verifica no início da vaporização da água) e entre os gases e o meio ambiente (a fim de evitar a condensação do vapor d'água e a eventual formação de ácidos).

## **2.3 COGERAÇÃO COM TURBINAS A VAPOR**

### **2.3.1. Conceitos Básicos**

Neste caso, o acionamento da turbina se produz pela expansão do vapor de alta pressão procedente de uma caldeira convencional. Esta expansão se realiza nos bocais fixos e nas palhetas, montadas nos rotores, em um ou mais estágios, onde a energia contida no vapor se transforma primeiro em energia cinética e em seguida em energia mecânica, impulsionando as palhetas. A energia mecânica gerada pode receber as mesmas aplicações que no caso da turbina a gás, entretanto, o vapor de baixa ou média pressão procedente das turbinas somente é utilizável em um processo industrial quando o mesmo necessitar de vapor ou energia térmica a um nível relativamente baixo de temperatura, determinado pela temperatura de saturação do vapor, que nas condições usuais é inferior à 200°C.

A turbina de vapor como elemento motor é mais simples que a turbina de gás, embora quando se consideram os restantes elementos necessários para realizar o ciclo (caldeira, trocadores de calor, bombas, etc.) a instalação é sem dúvida mais pesada e complexa. Por outro lado, é uma tecnologia mais conhecida e bem dominada, com muitos fabricantes de equipamentos, particularmente na faixa de potência dos sistemas de cogeração. Ainda que os

fabricantes procurem reduzir seus custos através da padronização das unidades, existe uma ampla variedade tipos e modelos de turbinas a vapor, cada qual mais adequado a uma aplicação específica, com diversas opções quanto a número de estágios, sistema de controle e tecnologia de materiais e de fabricação.

Uma característica importante destes sistemas de cogeração refere-se à sua capacidade de utilizar praticamente qualquer combustível, desde resíduos industriais como bagaço e licor negro até combustíveis nobres como o gás natural, pois o fluido de trabalho neste caso é o vapor de água, gerado em uma caldeira, naturalmente sem entrar em contato com o combustível. Também é um aspecto positivo desta tecnologia o fato de que o vapor, largamente empregado como vetor energético para aquecimento em processos industriais, já estaria disponível no escape das turbinas.

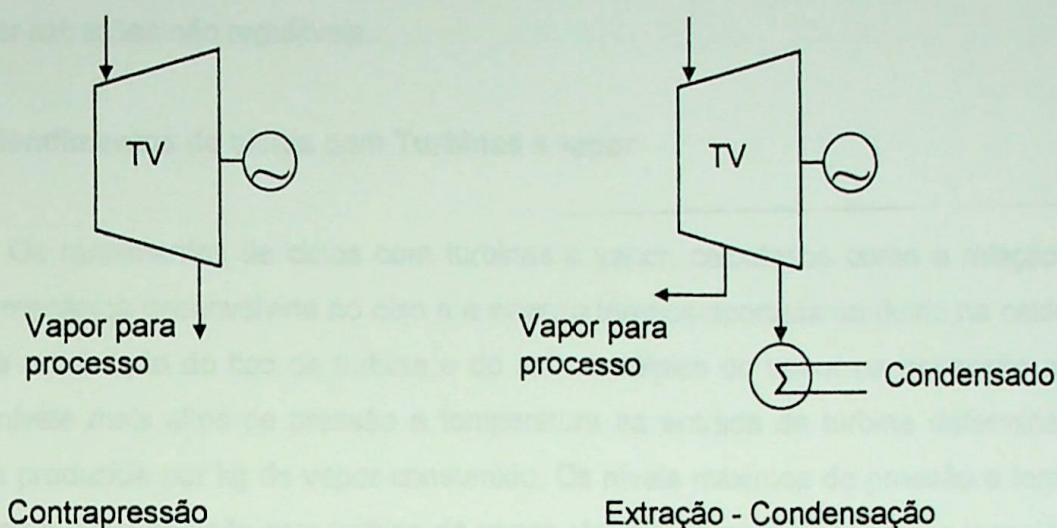
As caldeiras a vapor podem ser basicamente de dois tipos: flamotubulares e aquotubulares. No primeiro grupo, os produtos de combustão atravessam tubos e cedem calor a água que envolve tais tubos. Estas caldeiras operam sob pressões de no máximo 15 bar e são empregadas essencialmente para geração de vapor saturado, usado em processos. As caldeiras aquotubulares, onde a água se vaporiza no interior de tubos expostos a fontes de calor, são mais sofisticadas quanto ao controle, características da água de alimentação e apresentam melhor desempenho, podendo incorporar economizadores (aquecedores da água de alimentação) e pré-aquecedores de ar. Em sistemas de cogeração, onde o vapor deve ser inicialmente expandido em turbinas e posteriormente utilizado como vapor de processo, as imposições de superaquecimento e pressão do vapor (acima de 20 bar) conduzem sempre a adoção de caldeiras aquotubulares.

Em diversas indústrias, como em refinarias, petroquímicas e plantas de papel e celulose, são requeridos vários níveis de pressão para o vapor de processo, tipicamente com linhas de 3 a 5 bar, 13 a 15 bar e outros valores mais altos, sendo possível conceber sistemas de cogeração operando entre tais linhas, que evitam as perdas termodinâmicas decorrentes das válvulas redutoras de pressão.

Um aperfeiçoamento importante nos ciclos térmicos a vapor para produção de potência é a regeneração térmica, efetuada através do aquecimento da água de alimentação da caldeira em trocadores de calor, utilizando o vapor extraído da turbina. No caso particular dos sistemas de cogeração, a desaeração da água da caldeira, utilizando vapor de baixa pressão, pode ser considerada como regenerativa, além de retirar os gases condensáveis d'água.

Função dos requerimentos de vapor e de energia elétrica no processo ou no consumidor associado, as turbinas a vapor usualmente instaladas em sistemas de cogeração podem ser:

- Turbinas a vapor de contrapressão.
- Turbinas a vapor de extração/condensação.



**Figura 2.2** - Tipos de Turbina de Vapor para Cogeração

O termo "contrapressão" se utiliza para indicar que o vapor na saída da turbina está a uma pressão superior à atmosférica, condição necessária para atender a demandas de calor em níveis de temperatura superiores a 100°C. Já o termo "extração/condensação" indica as turbinas empregadas quando a demanda média de vapor para processo, extraído da turbina, é inferior à disponibilidade nas caldeiras. Neste caso, uma alternativa é expandir o excedente até a pressão de condensação, gerando mais potência. Este tipo de turbina também pode ser usado quando os requisitos de geração de potência não podem ser atendidos apenas com o volume de vapor requerido pelo processo. Cabe observar que o calor cedido no condensador é efetivamente uma perda, já que não é utilizado no processo por estar a uma temperatura muito próxima da ambiente. Estes tipos de turbinas estão esquematizados na Figura 2.2, observando-se que o número de extrações, deve corresponder ao número de níveis de pressão requeridos para o vapor de processo. Assim, nas indústrias alimentícias, utilizam-se turbinas com uma extração (~2 atm), enquanto que tipicamente nas fábricas de celulose são empregadas turbinas com duas extrações (~ 3 e 12 atm) e nas plantas petroquímicas são adotadas turbinas com duas ou três extrações. Uma outra classificação das turbinas a vapor é feita de acordo com a forma de regulagem na extração de vapor para uso térmico. Sob este aspecto, a extração pode ser automática ou não regulável. As turbinas a vapor com extração automática, ou extrações reguláveis, são projetadas para permitir a retirada de quantidades variáveis de vapor sob pressão constante, em um ou mais pontos de extração. Para as turbinas de extração não regulável, não há controle da pressão do vapor retirado, que varia em função da carga. Como em cogeração a estabilidade de pressão é interessante, porque dela depende

a estabilidade da temperatura, são mais freqüentes as turbinas com extração automática. Contudo, como estas turbinas são mais caras, quando em uma planta tem-se diversas unidades, apenas algumas controlam a pressão de processo, enquanto as demais podem empregar extrações não reguláveis.

### **2.3.2 - Rendimentos de ciclos com Turbinas a vapor**

Os rendimentos de ciclos com turbinas a vapor, calculados como a relação entre a energia mecânica desenvolvida no eixo e a energia térmica aportada ao fluido na caldeira, são variáveis em função do tipo de turbina e do salto entálpico do vapor na expansão realizada. Assim, níveis mais altos de pressão e temperatura na entrada da turbina determinam maior potência produzida por kg de vapor consumido. Os níveis máximos de pressão e temperatura em um ciclo de cogeração com turbina de vapor são determinados por limites tecnológicos na caldeira. Considerando condições típicas, o rendimento de um ciclo com uma turbina de contrapressão pura estará em torno de 18%, enquanto que empregando turbinas de condensação sem extração alcançará até 36%, ainda que neste caso deverá ter-se em conta a impossibilidade ou deficiência no aproveitamento da energia térmica contida no vapor da turbina.

É importante observar que o rendimento de uma turbina é conceitualmente distinto do rendimento de um ciclo com turbina. Por rendimento de uma turbina se compreende a relação entre a potência produzida e a potência máxima que poderia ser produzida em uma turbina ideal, operando nas mesmas condições. O rendimento do ciclo com turbina é a relação entre o trabalho útil do ciclo e a quantidade de calor entregue pelo combustível.

Da mesma forma que no caso das turbinas a gás, nas turbinas a vapor o rendimento também varia com a potência da máquina, de modo crescente, ou seja para maior potência unitária pode-se esperar maior eficiência. Entretanto, para uma mesma potência o rendimento do ciclo de uma turbina a gás é mais elevado que o de uma turbina de contrapressão.

Outro fator que influi sensivelmente no rendimento das turbinas a vapor é a carga, de maneira que variações de vazão de vapor tem um importante efeito sobre o rendimento do ciclo, devido as oscilações de rendimento que sofrem os elementos internos da instalação. Neste sentido, é relevante observar que o projeto adequado do sistema de controle da turbina de vapor pode reduzir esta perda de rendimento, porém a custo de maior complexidade. O consumo de vapor em turbinas pode ser considerado como variando linearmente com a carga no eixo da máquina, apresentando um valor próximo a 10 % para carga nula.(Martins & Teixeira, 1998)

A grande influência das variações de rotação sobre o rendimento das turbinas somente é importante em sistemas em que se permite operar em distintas rotações , como em

moendas de cana, porém são pouco significativas em turbogeradores ou em compressores, nos quais há controle de rotação. Para turbinas a vapor pequenas, para uso geral de 50 kW até algumas centenas de kW, a eficiência é via de regra inferior a 50%, podendo superar a 85% nas turbinas de dezenas de MW, acionando geradores elétricos.

### **2.3.3 - Instalação, Manutenção e Operação**

Devido ao maior porte de seus componentes e sistemas auxiliares, os ciclos com turbina de vapor são mais pesados e requerem obras civis mais complexas e assim, mais tempo e recursos para sua implantação. Por outro lado, nestes ciclos se pode empregar praticamente qualquer combustível, inclusive residuais de processo.

A manutenção e a operação dos ciclos de vapor é mais simples, comparativamente aos ciclos com turbinas a gás, ainda assim requer pessoal especializado. Uma particularidade importante é a necessidade de que a água empregada para produção de vapor seja adequadamente tratada para evitar formação de depósitos na caldeira. Os níveis de pureza exigidos se incrementam com a pressão do vapor, alcançando a 80 bar um limite prático em termos dos sistemas usuais de tratamento industrial de água para caldeiras. (Martins & Teixeira, 1998). Pressões mais altas são favoráveis por incrementar a geração de potência, porém impõe a ausência quase total de sílica na água.

### **2.3.4 Emissões atmosféricas**

Os impactos ambientais dos sistemas de cogeração com turbinas a vapor dependem, do tipo, de combustível empregado. As emissões de óxidos de enxofre e de material particulado serão importantes no caso da queima de carvão mineral e óleos residuais pesados. As emissões de óxidos de nitrogênio serão tanto mais importantes quanto maior for a temperatura de combustão. Impactos ambientais também podem ser identificados na descarga e/ou no consumo de água de resfriamento.

## **2.4 CICLOS COMBINADOS**

Os sistemas de ciclo combinado, cuja tecnologia vem apresentando significativa expansão nos últimos anos, apresentam elevada eficiência na conversão de calor em energia elétrica e são aplicáveis àqueles setores industriais com importantes consumos de energia elétrica, comparativamente à demanda térmica e nos quais se pode também aproveitar o vapor de baixa pressão. Um sistema de cogeração com ciclo combinado compreende:

- Turbina a gás com produção de energia mecânica /elétrica.
- Aproveitamentos dos gases de escape em caldeira de recuperação ou em caldeira convencional para geração de vapor de alta pressão.
- Uma turbina de vapor com uma produção complementar de energia mecânica / elétrica.
- Aproveitamentos em processo do vapor de baixa pressão.

Estes ciclos são os mais eficientes da atualidade, chegando a converter ao redor de 50% da energia do combustível em energia elétrica.(Martins & Teixeira, 1998). Observe que ainda os ciclos combinados convencionais, nos quais não se produz calor útil, não podem ser considerados sistemas de cogeração, pois o calor rejeitado pela turbina a gás serve somente para geração de eletricidade. Um setor industrial em que os ciclos combinados parecem apresentar boas perspectivas para atender demandas elétricas e térmicas é na produção de papel e celulose e em algumas plantas da indústria petroquímica.

## **2.5 MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA**

Sejam de ignição por centelha (Otto) ou de ignição por compressão (Diesel), os motores de combustão interna também podem ser utilizados em sistemas de cogeração. Ainda que o rendimento térmico obtido com estes motores possa ser mais alto que o obtido com as turbinas a gás ou vapor, apresentam como inconveniente fundamental uma maior dificuldade na recuperação do calor, que está limitado à baixas temperaturas. Entretanto, há muitas situações em que estes acionadores representam a melhor alternativa, como é o caso de supermercados, hotéis, hospitais e empresas alimentícias com demandas de energia elétrica inferiores à 1 MW, dependendo do preço do combustível e das curvas de carga elétricas e térmicas.

O conjunto cilindro-pistão e o mecanismo biela-manivela são os componentes essenciais dos motores de combustão interna. Na câmara de combustão, formada pelo cabeçote e pistão, e nas proximidades do ponto morto superior tem lugar o processo de combustão ocorrendo a seguir a expansão dos gases que aciona o pistão. O movimento alternativo do pistão é transformado em movimento rotativo no eixo por um mecanismo biela-manivela, acionando a carga.

### **2.5.1 Conceitos Básicos**

Os motores de combustão interna podem classificar-se segundo diversos critérios(Correia Filho & Pagani 2000):

Segundo o tipo de ignição:

- Motores de ciclo Otto, de explosão ou de ignição por centelha: Neste tipo de motor a mescla carburada do ar com o combustível é feita fora do cilindro. Essa mescla ao ser introduzida no cilindro, através da válvula de sucção, é comprimida e, mediante uma centelha elétrica ocorre a combustão a volume constante, pois neste instante a válvula de descarga está fechada. Logo após a explosão a válvula de descarga se abre liberando os gases de exaustão a uma temperatura em torno de 800 °C. O teor de mistura ar/combustível deste ciclo situa-se entre 11/1 e 17/1 e a taxa de compressão entre 6/1 e 12/1. As principais vantagens do ciclo Otto com relação ao ciclo Diesel são: por serem motores menos robustos, o custo de fabricação é menor; não utilizam de bombas injetoras de combustível; apresentam menor relação peso/potência e também menores vibrações; emitem na descarga um menor índice de NO<sub>x</sub> e de fuligem (particulados).
- Motores de ciclo Diesel ou de ignição por compressão: Neste tipo de motor, a mescla se forma no interior do cilindro, ou seja, o ar puro é aspirado e comprimido no cilindro até o tempo final de compressão sendo, então, o combustível injetado e, como a temperatura do ar neste instante é maior do que a temperatura de ignição do combustível, ocorre o fenômeno da autoinflamação. Uma vez iniciada a combustão, o combustível injetado posteriormente vai queimando de acordo com a própria lei de injeção e esta queima ocorre à pressão constante já que o aumento da pressão pela adição de calor é praticamente compensada pela expansão dos gases. O teor de mistura ar/combustível para este ciclo situa-se entre 20/1 e 50/1 e a taxa de compressão entre 18/1 e 23/1. As principais vantagens do ciclo Diesel com relação ao ciclo Otto são: maior rendimento térmico por causa das altas taxas de compressão; baixo consumo específico de combustível; permitem o uso de combustíveis de baixa volatibilidade (menor custo); menor sensibilidade às variações atmosféricas (temperatura, pressão e umidade do ar); maior segurança de funcionamento pois não dependem do sistema elétrico para o funcionamento não necessitando de baterias, velas, platinados, etc.; menor emissão de monóxido de carbono (CO).

Segundo o ciclo de combustão:

- Motores de quatro tempos: são aqueles em que o ciclo completo é realizado por dois movimentos de ida e dois de volta do pistão. Os quatro tempos são: admissão, compressão (combustão), expansão e escape (exaustão).
- Motores de dois tempos: nestes motores o ciclo completo é realizado em um deslocamento de ida e outra de volta do pistão. A renovação da carga ocorre por

lavagem dos gases de combustão com o ar fresco nas proximidades do ponto morto inferior. Nos motores de dois tempos é necessário uma fonte de pressão para impulsionar o ar para dentro do cilindro, sendo que as características construtivas dos cilindros são mais complexas que nos motores de quatro tempos. Em teoria, um motor de dois tempos deveria ter o dobro da potência de um motor de quatro tempos de mesma cilindrada, com igual velocidade de rotação, porém deve-se ter em conta a potência consumida na lavagem e que uma parte do deslocamento se perde na renovação da carga. Portanto, a potência de um motor de dois tempos sobre o de quatro tempos de mesma cilindrada com igual velocidade de rotação será no máximo 60% maior dependendo do tipo de motor. Por último, deve-se ter em conta que o motor de dois tempos é mais sensível a variação da carga que o motor de quatro tempos.

Segundo a pressão de admissão do fluido ao motor:

Podem ser sobrealimentados (turbinados) ou não, em função da pressão na qual entrará a mistura carburada (ciclo Otto) e/ou o ar (ciclo Diesel). O objetivo da sobrealimentação é basicamente incrementar a potência dos motores. Nos motores sobrealimentados costuma-se refrigerar o ar (intercooler) com objetivo de possibilitar uma maior elevação da potência do motor sem elevar as cargas térmicas.

Segundo o número de rotações do motor:

O número de rotações, em relação inversa ao diâmetro do êmbolo, deverá estar ligado ao número de horas que deverá trabalhar ao ano. Instalações com poucas horas de funcionamento ao ano requerem motores em torno a 1500-3000 rpm. Estes motores são sensivelmente mais baratos que os de baixa rotação e ocupam pouco espaço, porém sua vida é curta (22.000 h). Em instalações que funcionem um grande número de horas se recomenda para grandes potências entre 400 e 750 rpm e entre 750 e 1500 rpm para potências médias. Neste último caso, os custos são, entretanto mais elevados e sua vida mais longa (60.000 h).

### **2.5.2 Rendimento**

O rendimento global de um motor é função do rendimento termodinâmico teórico, das perdas e do rendimento mecânico. Por sua vez, o rendimento termodinâmico aumenta com a relação de compressão, que está limitada a valores da ordem de 10 para os motores de ciclo Otto devido a detonação da mistura ar/combustível, podendo ser bem mais elevada, entre 20 e

30, para motores de ciclo Diesel. Desta forma, este último tipo de motores apresenta um rendimento mais favorável.

As perdas significativas nos motores de combustão interna são as perdas de calor nos gases de escape, as perdas no óleo lubrificante, água ou ar de arrefecimento e as perdas de calor através da superfície do motor. Em geral as perdas de calor pelas paredes do motor são maiores nos motores Diesel que nos motores Otto (também designados na literatura como de explosão), porém as perdas nos gases de escape são menores. Como consequência de tudo isto, o rendimento global de um motor de explosão está compreendido entre 27% e 30% enquanto que o rendimento global de um motor Diesel está entre 36% e 45%.

### **2.5.3 Recuperação do Calor Útil em Motores de combustão interna**

Em função das condições impostas pelo usuário de calor, os sistemas de recuperação térmica para motores de combustão interna podem assumir distintas configurações, de complexidade crescente com a temperatura. Até 99°C os sistemas são simples, e incluem trocadores de calor para a carga e de equilíbrio, para as situações de carga reduzida. Para temperaturas mais elevadas, inclusive para geração de vapor de baixa pressão, de temperatura até 120°C, os sistemas devem ter válvula de segurança e outros controles. (Correia Filho & Pagani 2000).

Um procedimento menos custoso para recuperação da energia térmica se baseia na refrigeração do motor mediante a absorção do calor necessário para a vaporização da água de refrigeração. O vapor assim produzido não se acumula no motor, pois é conduzido junto com a água de refrigeração não vaporizada até um separador de vapor. Como nos casos anteriores é preciso ter em conta a segurança de operação do motor, incorporando controles adequados. Existem disponíveis no mercado diversos grupos geradores de pequena e média potência já incorporando os trocadores de calor e os sistemas de controle e de redução de ruídos, para instalação rápida, em espaços reduzidos.

O calor recuperável nos motores de combustão interna, a partir da água de refrigeração está compreendido entre 0,5 a 0,8 kWh por kWh elétrico gerado. Do óleo de lubrificação e dos gases de escape, a energia recuperável está compreendida entre 0,4 a 0,7 e por volta de 0,45 kWh por kWh produzido, respectivamente. (Correia Filho & Pagani 2000).

### **2.5.4 Emissões atmosféricas**

Quanto aos motores de combustão interna, são passíveis de controle as emissões de óxidos de nitrogênio, de monóxido de carbono e hidrocarbonetos não queimados. Apenas

quando da utilização de combustíveis pesados, o controle das emissões de óxidos de enxofre é importante. O controle dos óxidos de nitrogênio e de carbono pode ser feito através de catalisadores ou do controle da combustão com o uso de misturas pobres.

## 2.1 - Legislação

O primeiro marco jurídico da regulamentação da produção independente nos setores de energia elétrica no Brasil foi o Decreto nº 24.243, de 16 de julho de 1934 (Código de Águas) que definiu a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo mais de uma década depois de sua promulgação e posterior alteração, o primeiro regulamento do Código de Águas continua em pleno vigor. Até o início do Código de Águas, praticado em 1934, foram editadas centenas de atos regulamentares, como portarias e decretos. As leis regulamentares mais relevantes de natureza regulamentares, como o disciplinamento da comercialização de energia elétrica através da União Federalista de São Paulo (Lei nº 3.393, de 16 de julho de 1939), a lei que dispõe sobre o regime jurídico do fornecimento (Lei nº 5.253, de 20 de maio de 1971) e a que estabelece a regulamentação baseada em todo o território nacional (Decreto nº 1.183, de 28 de dezembro de 1976) anteriores (IBGE, 1998).

A criação de um órgão regulador para o setor de energia elétrica iniciou-se em 22 de maio de 1965, por decreto de Lei nº 3.712, quando foi criado o antigo Ministério das Minas e Energia, para funcionar em 1º de fevereiro de 1967, promovendo-se seguintes órgãos e instituições de administração federal: Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM; Comissão Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE; Comissão Nacional de Minas e Metalurgia; Comissão Nacional de Petróleo - CNP; o Conselho de Exatidão de Medidas Espectroscópicas (IBGE, 1998).

Pela Lei nº 3.081-0, de 28 de abril de 1961, foi criada a ELETROBRÁS, com finalidade de, dentro do sistema de energia de suas subsidiárias ou empresas associadas, realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como exercer ativamente o controle administrativo de suas atividades, de suas atividades de coordenação técnica, financeira e operacional) assim a estruturação mais ampla, com a edição da Lei nº 4.490, de 5 de julho de 1973, a chamada Lei de Fuso.

Além da criação de uma agência empresarial, de cunho nacional, Agil, devido de necessidade de decisão efetiva e abrangente sobre os recursos humanos e financeiros, foram realizadas reformas estruturais, transformando completamente a estrutura nacional da Administração Especial, conforme se verifica nos pontos seguintes:

• transferência da Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAAE, pela Lei nº 4.904, de 17 de novembro de 1966;

## CAPÍTULO III

### NOVO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

#### 3.1 – INTRODUÇÃO

O primeiro marco histórico de relevância para o ordenamento jurídico disciplinador dos serviços de energia elétrica no Brasil foi o Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934 (Código de Águas) que disciplinou a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica durante mais de seis décadas (apesar de sofrer recentes e profundas alterações, muitos dispositivos do Código de Águas continuam em pleno vigor). Sob o manto do Código de Águas, publicado em 1934, foram editadas centenas de atos regulamentares como portarias e decretos. As leis propriamente ditas resultavam de situações especialíssimas, como o disciplinamento da comercialização da energia elétrica oriunda da Usina Hidrelétrica de Itaipú (Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973), a que dispôs sobre a remuneração legal do investimento (Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971) e a que estabeleceu a equalização tarifária em todo o território nacional (Decreto-lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974), entre outras (MME, 1999).

A história de um órgão regulador para o setor de energia elétrica inicia-se em 22 de julho de 1960, por intermédio da Lei n.º 3.782, quando foi criado o então Ministério das Minas e Energia, para instalação em 1º de fevereiro de 1961, incorporando os seguintes órgãos e repartições da administração federal: Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM; Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAE; Conselho Nacional de Minas e Metalurgia; Conselho Nacional de Petróleo - CNP; e Comissão de Exportação de Materiais Estratégicos (MME, 1998).

Pela Lei n.º 3.890-A, de 28 de abril de 1961, foi criada a ELETROBRÁS, com finalidade de, diretamente ou através de suas subsidiárias ou empresas associadas, realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como celebrar atos de comércio decorrentes dessas atividades. As suas atividades de coordenação (técnica, financeira e operacional) viriam a se configurar mais tarde, com a edição da Lei n.º 5.899, de 5 de julho de 1973, a chamada Lei de Itaipu.

Além da criação de uma agência empresarial, de cunho nacional, ágil, dotada de capacidade de decisão efetiva e arregimentação de recursos humanos e financeiros, outras mudanças seguiram-se, transformando completamente a estrutura funcional da Administração Federal, conforme se verifica nos passos seguintes:

- transformação da Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAE, pela Lei n.º 4.904, de 17 de dezembro de 1965;

- alteração da denominação do DNAE para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, por meio do Decreto n.º 63.951, de 31 de dezembro de 1968, passando este a assumir atribuições do CNAEE;
- extinção do CNAEE, sendo finalmente absorvidas todas as suas atribuições pelo DNAEE, por comando do Decreto-Lei n.º 689, de 18 de julho de 1969.

Desde a sua criação, em 1968, até sua substituição pela ANEEL, o DNAEE conviveu com um setor altamente concentrado na mão de poucos agentes, basicamente concessionárias federais e estaduais, dominando 98% do mercado de energia elétrica no Brasil. Este fato provocou distorções dentro da atuação do DNAEE, no que tange aos aspectos de regulação e fiscalização, uma vez que a União e os Estados eram agentes executivos, privilegiando diversas vezes aspectos sociais e políticos em detrimento da visão empresarial e da própria sobrevivência do negócio.

### **3.2 – O Novo contexto**

O segundo marco histórico é a Constituição Federal de 1988, que criou a obrigatoriedade de licitação para a outorga de concessão e permissão de todos os serviços públicos. A observância dessa condição, por si só, induz à descaracterização paulatina do modelo estatal. A inexistência desse dispositivo frustraria qualquer iniciativa do Produtor Independente, como frustrou, até então, a autoprodução de energia elétrica - pela simples razão de que a inexistência da licitação e a reserva de mercado dos concessionários de serviços públicos, constituiria fato de total desestímulo à implantação de centrais geradoras que não se destinassem a serviço público.

Outros fatores certamente contribuíram para que fosse inserida na Carta Política a garantia de participação da iniciativa privada, entre eles, o de maior peso foi o esgotamento dos recursos públicos, necessários aos investimentos básicos do Estado. Na área de energia elétrica, especificamente, as projeções indicam a necessidade de investimentos da ordem de seis bilhões de reais/ano.

A escassez de recursos públicos foi, assim, uma das principais motivações da criação do produtor independente, o qual, para que pudesse ser estimulado, necessitava de maior flexibilidade em sua atuação, com regras operacionais e comerciais próprias, diferentemente daquelas estabelecidas para o concessionário de serviço público. Com efeito, para garantir que a norma regulamentar atendesse o espírito da lei, isto é, que viabilizasse na prática investimentos por esse novo agente de geração de energia elétrica, sabiamente, a elaboração do projeto de decreto regulamentar foi amplamente discutida com os setores interessados, os quais tiveram a oportunidade de dar inúmeras e substanciais contribuições.

Com o início do processo de desestatização do setor elétrico e com a expectativa de grande pluralidade de agentes privados (produtores independentes, autoprodutores, instituições financeiras, seguradoras, consumidores, operadores, fornecedores em grosso etc.) tornou-se necessária a renovação do órgão regulador para atender às novas demandas.

A questão da privatização, ora em curso no setor elétrico, engloba questões de naturezas diversas: fiscais, administrativo-financeiras, políticas e sociológicas, porém, são os argumentos econômicos os mais utilizados, notadamente os relativos ao aumento da eficiência econômica que se introduz na atividade quando nela se expande a participação do setor privado. O atual paradigma econômico reza que os aumentos de produtividade e eficiência econômica, introduzidos pelas privatizações são a única estratégia realista para a sobrevivência nos mercados cada vez mais competitivos da economia globalizada.

Por outro lado, a prática em diversos países tem mostrado que os ganhos de eficiência estão fortemente relacionados com a forma como ocorrem as privatizações. Isso porque o processo de implementação pode prejudicar os elementos fundamentais que garantem o aumento da eficiência produtiva ou alocativa, principalmente nos casos de monopólios.

Essa constatação coloca a regulamentação como elemento indispensável e determinante da eficiência alocativa e produtiva. Há uma série de razões pelas quais os governos regulamentam as atividades econômicas, dentre as quais, as mais comuns são: (a) a busca de uma distribuição eqüitativa do bem ou serviço, ou a redistribuição da renda, em última análise; (b) a necessidade de se assegurar, através desse controle, um consumo mínimo desejado pela sociedade, quando se lida com bens e serviços que têm externalidades; (c) a consolidação de um clima de confiança na estabilidade do ambiente onde a atividade ocorre; (d) finalmente, a busca do aumento da eficiência.

Quanto à última razão, duas colocações se impõem: (a) na prática a regulamentação muitas vezes não eleva os níveis de eficiência na atividade. De acordo com muitos teóricos, as perdas decorrentes da política de preços de um monopólio privado podem ser superadas pelos ganhos em eficiência técnica; (b) a regulamentação, que também incorre em custos, pode provocar perdas em eficiência produtiva que seriam maiores que as perdas geradas pelo sistema de preços.

No setor elétrico, a eficiência alocativa ocorre quando os preços dos serviços são cobrados com base nos custos marginais. Já a eficiência produtiva ocorre quando os custos da provisão dos serviços são minimizados. Sua regulação, portanto, deve buscar estes dois objetivos. A forma mais usual de se regular o setor elétrico são o controle de preços e o controle de lucros. O controle de preços é mais forte em termos de incentivo à elevação da eficiência produtiva e mais adequado para contextos de crescimento moderado, sem necessidade de grandes investimentos. O controle de lucros, por outro lado, é mais adequado

a uma regulação baseada em regras e a contextos mais dinâmicos. Assim, a Coopers & Lybrand propõe uma combinação dos dois modos, de acordo com as características dos segmentos do setor elétrico, em que o controle de preços ocorreria na comercialização e o controle de lucros na transmissão e distribuição.

O caso do setor elétrico brasileiro, predominantemente hidráulico, mostra ainda uma especificidade que deve ser considerada na discussão do modo de regulação, pelo menos até que a participação da termoeletricidade tenha um peso maior no atendimento ao mercado. Aqui, torna-se necessária uma regulamentação que garanta a efetiva coordenação dos despachos das usinas hidroelétricas, para que se possam assegurar os ganhos de energia associados à operação otimizada do sistema interligado. Como tais ganhos são da ordem de 20% da energia firme do sistema, pelo menos a curto e médio prazos, não se espera que os ganhos de eficiência obtidos através de uma desregulamentação ou com uma regulação mínima sejam economicamente superiores a estes ganhos. Além disso, o estabelecimento de um valor de energia assegurada por usina hidroelétrica, denominado energia de placa, reforça o argumento de que a competição na geração ocorrerá efetivamente na licitação.

Dessa forma, vemos que uma regulamentação inadequada de atividades privatizadas pode levar a situações que vão desde a neutralização dos benefícios da privatização até à contradição dos interesses da sociedade. Só a análise rigorosa do contexto da atividade garante a sua adequação.

Para garantir os ganhos de energia da operação otimizada do sistema hidroelétrico brasileiro, o modelo visualizado para o setor requer um agente regulador forte, que mantenha a coordenação da operação acima dos interesses particulares das empresas.

### **3.3 Atores principais no novo contexto do setor elétrico brasileiro**

#### **3.3.1 - A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**

Dentro deste novo quadro e, para atender as necessidades advindas do novo ambiente, em 27 de dezembro de 1997 foi publicada a Lei nº 9.427, criando a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia. As principais atribuições da ANEEL são: regular o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação, aplicar penalidades regulamentares e contratuais, intervir na prestação do serviço, extinguir a concessão, homologar reajustes e proceder a revisão das tarifas, zelar pela boa qualidade do serviço, receber, apurar e solucionar queixas e reclamações dos usuários, estimular o aumento de qualidade e competitividade (MME, 1998).

Na lei de criação da ANEEL consegue-se perceber algumas mudanças, principalmente no que diz respeito a forma de atuação do novo regulador, obrigando-o a assumir uma posição pró-ativa. Alguns destes mecanismos são citados a seguir:

- a criação de um ouvidor, como um dos diretores, o qual terá a incumbências de zelar pela qualidade do serviço público de energia elétrica, receber, apurar e solucionar as reclamações dos usuários;
- necessidade de audiência pública, quando o processo decisório atingir direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores;
- ênfase na descentralização das atividades da Agência, mediante convênio de cooperação, para os Estados e Distrito Federal;
- obrigatoriedade de, em vinte e quatro meses no máximo, se realizar a segmentação das contas das concessionárias de energia elétrica por tipo de atividade de geração, transmissão e distribuição.

Sobre o aspecto particular da descentralização, vários estados já estão criando suas respectivas agências estaduais para realização das atividades de regulação e fiscalização delegadas. Contudo, é bom ressaltar que as ações descentralizadas abrangerão os serviços e instalações de energia elétrica situados no território da respectiva unidade da federação, exceto os serviços de geração de interesse do sistema elétrico interligado e os de transmissão integrante da rede básica. As atividades descentralizadas deverão ser permanentemente acompanhadas e avaliadas pela ANEEL, devendo também transferir recursos oriundos da taxa de fiscalização para o custeio destes serviços.

Pelo exposto, tudo leva a crer que uma re-regulamentação é, de fato, fundamental para o setor elétrico, de forma a assegurar a coexistência de coordenação, competição e descentralização, com a participação de empresas estatais e privadas. Dentre as regulamentações necessárias, destacam-se as que garantam: a competição na licitação de novos geradores, a coordenação da operação otimizada do sistema, o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, além da definição das tarifas de transporte, através de metodologias claras e objetivas, a competição na comercialização de energia, e, ainda, a quantificação da variável ambiental, pelo seu importante papel na definição de novas opções de produção de energia elétrica.

Considerando o atual arcabouço político, institucional, jurídico e técnico, o papel da ANEEL está bem definido, como Órgão Regulador do SEB. Da forma atualmente concebidas em Lei, a ANEEL é um órgão híbrido, com as funções de Poder Concedente e Órgão Regulador. Entretanto, a função do Poder Concedente, ainda é objeto de discussões no âmbito do Ministério. Dentro do papel institucional, entende-se que a ANEEL deverá articular-se com vários órgãos e entidades federais e estaduais.

A ANEEL tem como missão: Proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Sob a expectativa dos clientes da ANEEL:

- Deverá atuar na Regulação e Fiscalização nas Concessionárias, Autorizadas, Permissionárias, Produtores Independentes, Autoprodutores e Investidores.
- Para a União, o MME-SEM, buscará a garantia da Oferta de energia.
- E para todas as classes de consumidores e Conselhos de Consumidores a qualidade do serviço e preços justos.

Como principais competências:

- Regular e Fiscalizar: Produção, Transmissão, Distribuição e Comercialização.
- Mediar: Agentes e Consumidores.
- Conceder, Permitir e Autorizar: Instalações e Serviços de Energia Elétrica.

Tendo como Princípios Básicos:

- Ações com caráter de simplicidade e focadas no interesse da sociedade.
- Estabelecimento e promoção da livre iniciativa e competição entre os agentes.
- Zelo pela qualidade e adequada oferta de energia elétrica entre os agentes.
- Incentivo à produtividade e preservação da modicidade das tarifas.
- Transparência e efetividade nas relações com a sociedade.

A ANEEL, através da nova estrutura do setor elétrico estabelece competição na **Geração**, segmentando as atividades de contratos iniciais e comercialização da energia; mantendo-se um monopólio Natural para a **Transmissão e Distribuição** de energia, e inserindo-se um ambiente competitivo com o Limite de concentração de mercado; limitando os "Self-Dealing"; criando o MAE e o ONS e estabelecendo o Livre acesso aos sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia. Cria um terceiro agente, que é o de **Comercializador** fornecendo condições de competição com os Contratos de Concessão; a Portaria 466; através de Lastros físicos e contratuais e limitando o valor de Repasse da energia.

Para o acesso e uso da Transmissão e Distribuição a ANEEL estabelece as relações contratuais, que podem ser assim definidas:

- Entre a geração e o ONS: Contrato de Uso;
- Entre a geração e a Transmissão / Distribuição: Contrato de Conexão;
- Entre a comercialização e o ONS: Contrato de Uso;
- Entre a comercialização e a Transmissão / Distribuição: Contrato de Conexão;

O Livre acesso à rede de Transmissão viabiliza a competição. Sendo que a operação da transmissão fica a cargo do ONS e os encargos oriundos da rede servirão para remunerar investimentos na própria rede.

## ANEEL – Estrutura e Funções

A ANEEL pretende funcionar através de um planejamento estratégico, com autonomia, descentralizada, com contrato de gestão, com processos organizacionais e através do aprendizado.

**Autonomia:** Mandato fixo dos diretores, autonomia de gestão – contrato de gestão, autonomia financeira – taxa de fiscalização, decisão administrativa final, reajuste ou revisão de tarifas, descentralização.

**Processo Decisório:** Sessões deliberativas que se destinem a resolver pendências poderão ser públicas, a critério da diretoria, permitida a gravação. Procedimentos que assegurem, no contraditório a ampla defesa dos interessados. Princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, ampla publicidade e economia processual.

**Estrutura Organizacional:** Diretoria em Regime Colegiado. Secretaria Geral. Procuradoria Geral. Superintendência de Processos Organizacionais.

### Organograma:

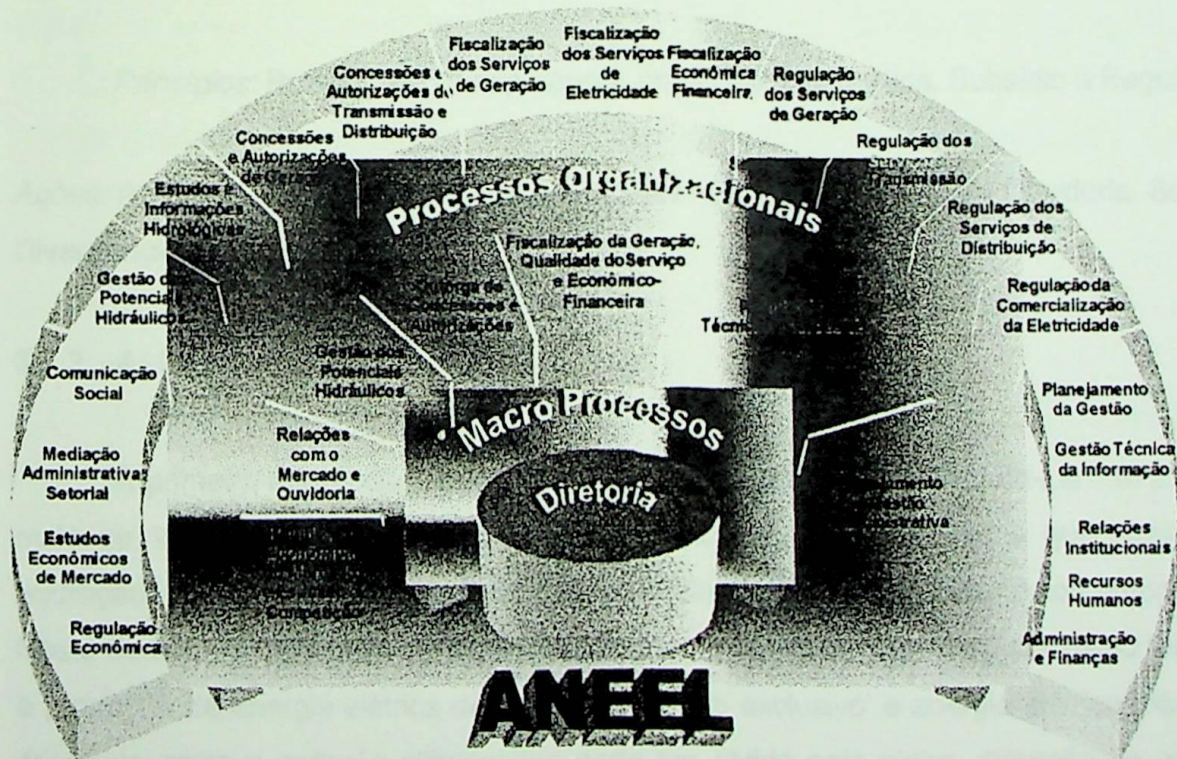


Figura 3.1 – Estrutura Organizacional da ANEEL.(www.aneel.gov.br)

### **Regulação:**

*Princípios:* Interesse Público; Competição; Qualidade e Segurança; Objetividade; Essencialidade; Transparência; Consistência; Participação da Sociedade Perenidade.

*Ações:* Restrições à concentração do Mercado; Revisão tarifária; Regulamentação da Descentralização; Regulamentos do MAE e do ONS; Contratos de Concessão; Convênio PROCEL; Licitação de Concessões.

### **Fiscalização:**

*Princípios:* Orientação; Prevenção; Garantia da Qualidade, segurança e Oferta; Confiabilidade; Cumprimento de Normas e Contratos; Subsídio à Regulação.

*Ações:* Fiscalização de 100% das concessionárias de serviços públicos. Penalidades. Terceirização, Apoio dos conselhos de consumidores.

### **Mediação:**

*Princípios:* Prevenção. Transparência. Imparcialidade/Justiça. Subsídio à Regulação.

*Ações:* Audiências Públicas e Consultas Públicas. Educação. Gestão da Ouvidoria. Solução de Divergências.

### **3.3.2 Autoprodutor**

A primeira referência à autoprodução de energia ocorre no Decreto-Lei 1.872, de 21 de maio de 1981, onde é definida a figura do autoprodutor de energia e que possibilitava a aquisição, pelas concessionárias, da energia elétrica excedente gerada pelos autoprodutores. Neste decreto, considerava-se autoprodutor “o titular de concessão ou autorização federal para a produção de energia elétrica destinada a seu uso exclusivo” e energia elétrica excedente “a diferença entre a geração elétrica que pode ser obtida pela plena utilização de capacidade instalada do autoprodutor e o seu consumo próprio”. Outro marco importante, a Portaria DNAEE 283, de 31 de dezembro de 1985, criou a Demanda Suplementar de Emergência – DSR, que define regras para a energia comprada pelo autoprodutor quando sua capacidade de geração é reduzida ou paralisada temporariamente ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)). Desta maneira, o

autoprodutor paga mensalmente uma tarifa de emergência relativa à DSR, mesmo que esta não seja utilizada. Posteriormente, a figura da cogeração foi introduzida pela Portaria DNAEE 246, de 23 de dezembro de 1988, definindo-a como o processo “em que o combustível é utilizado na produção de vapor para uso em processo industrial e a energia elétrica é gerada de forma complementar, visando ao aumento da eficiência da utilização do energético empregado”. Esta portaria também regulamenta a aquisição de excedentes de energia elétrica de autoprodutores, estabelecendo limites para o preço a ser pago por esta energia. Posteriormente foi complementada pelas portarias 94 e 95, ambas de 1989, que apresentam modelos de contrato, respectivamente, de curta e longa duração ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)).

### **3.3.3. Produtor Independente**

Dentro do novo ambiente regulatório e institucional, alguns novos agentes passaram a compor o setor elétrico e, dentre eles, o Produtor Independente de Energia Elétrica. As principais disposições legais e regulamentares quanto à produção independente no País iniciam pela Constituição de 1988. É de interesse ressaltar a forma sutil com que nosso texto constitucional, deixou uma fresta que possibilitaria, à legislação complementar, criar a figura de novos agentes. No artigo 21, item XII b), o texto estabelece três formas para explorar os aproveitamentos energéticos dos cursos d’água, Concessão, Autorização e Permissão. Mais adiante no artigo 175, para atender ao serviço público de Energia Elétrica, estabeleceu-se apenas os regimes de Concessão e Permissão. No art. 176, para aproveitar os potenciais de energia hidráulica, ficou determinado a utilização dos regimes de Autorização e Concessão para uso do bem público com fins de energia elétrica. Sendo assim, conclui-se que a atividade de produção de energia elétrica não se destinava única e exclusivamente a serviços públicos de energia, mas que poderia ser explorada, desde que a forma fosse disciplinada em lei, pela iniciativa de outras empresas não concessionárias.

A partir de 1995, profundas mudanças foram realizadas no setor. Este processo iniciou-se com a Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que define o regime de concessão e permissão para prestação de qualquer serviço público, passando o mesmo a ser regido pelo já citado artigo 175 da Constituição Federal. Esta Lei, define, entre outros, as características do processo de licitação e do contrato de concessão e os encargos do poder concedente e da concessionária. Entretanto, foi a Lei n.º 9074, de 07/07/95, que introduziu, oficialmente, a figura do PIE no Brasil. Lá foi definido que PIE seria “... a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida”. Além disso, assegurou o direito de comercializar sua energia com concessionários e diversos tipos especiais de consumidores. A partir desta lei, se tornou legalmente possível a produção independente no

Brasil, mas isto não era suficiente para que o “negócio”, produção independente, fosse viável. Havia muitas questões a serem respondidas.

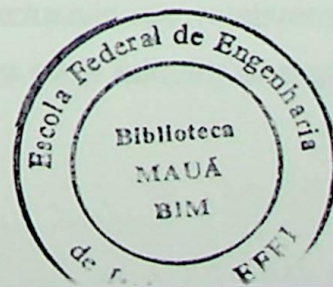
Após a Lei n.º 9074, o Decreto n.º 2003, de 10/12/96, regulamentou a produção de energia elétrica por autoprodutores e PIE's. Em seu artigo 13, garantiu o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido. A possibilidade de integrar ou não as centrais produtoras de energia foi enunciada no art. 14. Como garantia em financiamentos, o decreto 2003 previu a possibilidade de que o PIE ofereça os direitos emergentes da concessão ou autorização, sejam eles: a energia produzida, a receita decorrente da venda dessa energia, assim como os bens e instalações para geração de energia elétrica. Por fim, o mesmo decreto, em seu art. 30, abriu a possibilidade para que, seja declarada de utilidade pública, a área necessária para realizar as obras e serviços de implantação da central geradora.

A Portaria n.º 459, do DNAEE, de 10/11/97, estabeleceu condições para a utilização dos sistemas de transmissão e de distribuição pertencentes a concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante pagamento pelo uso e pela conexão. Para a Transmissão, as tarifas foram definidas por par de pontos G-C, agrupados em zonas elétricas. Já para a Distribuição, as tarifas foram baseadas em custos incrementais médios, agregação por nível de tensão e tentativa de balanceamento com a tarifa de fornecimento. Mas, segundo [Ludmer, 1998], a provisoriedade desta portaria, que aliás estende-se até os dias de hoje, teve o significado de instabilidade para o setor financeiro. Essa instabilidade significou o atraso nos investimentos em Geração e Transmissão no Brasil. A portaria está sendo rescrita pelos técnicos dentro do ONS e da ANEEL, mas a harmonia entre as duas equipes poderá ser difícil de encontrar e inclusive já houve uma audiência pública que contou com a manifestação das entidades representativas de concessionários, grandes consumidores e as empresas ainda estatais.

Em 27/05/98, a Lei n.º 9648, promulgada após o período em que vigorou a Medida provisória 1531, confirmou a vontade do Governo Federal em estimular a Produção Independente de Energia Elétrica. Dentre outras vantagens, podemos identificar:

O limite de potência para os aproveitamentos hidrelétricos, por PIE's, a serem dispensados de processo de licitação aumentou de 10.000 kW para 30.000 kW (desde que mantidas as características de PCH's) ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br));

Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, foi igualmente facultado ao poder concedente, alterar o regime de exploração, no todo ou em parte, para produção independente, devendo se pagar pelo uso do bem público, a água;



Foi estipulado percentual de redução não inferior a 50 %, a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, para as PCH's destinadas à produção independente;

Assegurou-se ao produtor independente, a participação de suas PCH's nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada;

Assegurou-se a isenção do pagamento de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica aos aproveitamentos de PCH's e fixou em 6% sobre o valor da energia produzida para os demais aproveitamentos;

Permitiu a comercialização da energia produzida pelas PCH's de produtores independentes com consumidores de carga maior ou igual a 500 kW;

Incluiu como objeto de autorização a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica;

Definiu que a produção independente através de termelétricas é objeto de concessão, mediante licitação, ou autorização, sem que a lei explicita quando um ou outro processo.

Permitiu aos produtores independentes, a partir de fontes alternativas instaladas em substituição a sistemas termelétricos que usam óleo combustível nos sistemas isolados, que participem dos benefícios da sistemática da CCC.

A Lei 9648 também instituiu o Mercado Atacadista de Energia (MAE), onde deverão ser realizadas as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados, além do Operador Nacional do Sistema (ONS) encarregado de coordenar e controlar a operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados. Algumas determinações dessa lei foram regulamentadas, posteriormente pelo Decreto 2655, de 02/07/98.

### **3.3.5. Concessionária**

No caso das tradicionais empresas distribuidoras de energia elétrica, a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica é objeto de concessão, no contrato é declarada ou delimitada a área de atuação da concessionária, a concessão é comprovada através de publicação específica de resolução pela ANEEL e outorgada por decreto.

A exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica, outorgada, constitui concessão individualizada para a área delimitada. As instalações de transmissão, não classificadas como integrantes da Rede Básica, são consideradas como integrantes das concessões de distribuição.

A concessão não confere à CONCESSIONÁRIA direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica que, por força da lei, são livres para adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

A concessão de serviços públicos de distribuição regulada por Contrato não confere exclusividade de atendimento da CONCESSIONÁRIA nas áreas onde ficar constatado, pela ANEEL, a atuação de fato de cooperativas de eletrificação rural como prestadoras de serviços públicos, para fins de cumprimento do artigo 23 da Lei nº 9.074/95.

A exploração dos serviços de energia elétrica pela CONCESSIONÁRIA deverá ser realizada como função de utilidade pública prioritária.

### **3.3.6. – Rede Básica**

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu, por meio da resolução n.º 245, de 31 de julho de 1998, os critérios para a composição da rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados, anteriormente estabelecida através de portaria DNAEE n.º 244, de 28 de junho de 1996, com o objetivo de adequá-la à reestruturação do setor elétrico nacional.

Conforme tal resolução, a Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados será constituída por todas as linhas de transmissão de energia elétrica em tensões de 230 kV ou superior e subestações que contenham equipamentos em tensão de 230 kV ou superior integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica.

Tal resolução foi adotada pela Diretoria da ANEEL, em regime colegiado, após processo de audiência pública, durante o qual os interessados puderam opinar sobre o assunto, enriquecendo a formulação da nova norma.

Onde os principais pontos da resolução são:

- a) não serão consideradas integrantes da Rede Básica as linhas de transmissão e suas conexões quando destinadas ao uso exclusivo de uma central geradora ou de um único consumidor;
- b) as instalações destinadas à conexão de linhas de transmissão e distribuição, para atendimento de um concessionário de distribuição, não serão incluídas na Rede Básica, sendo tratadas como ativos de conexão;
- c) as instalações de transmissão de uso exclusivo de interligações internacionais não serão incluídas na Rede Básica;
- d) na composição da Rede Básica poderão ser incluídas instalações em tensões inferiores a 230 kV desde que interliguem áreas do Mercado Atacadista de Energia ou, em casos excepcionais, se as instalações forem consideradas relevantes para a operação da Rede Básica, por proposição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, mediante aprovação da ANEEL; e
- e) o ONS apresentará anualmente à ANEEL proposta de atualização da Rede com as alterações decorrentes da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, acompanhada de justificativa técnica para cada instalação.

A Resolução n.º 66 de 16 de Abril de 1999, redefiniu a composição da Rede Básica para os Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul definida na resolução ANEEL n.º 262, de 13 de agosto de 1998.

### **3.3.7 – O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS**

#### **O que é o ONS**

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma entidade privada, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros. O ONS é uma associação civil, cujos integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres, tendo o Ministério de Minas e Energia como membro participante, com poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação os Conselhos de Consumidores.

#### **A Missão do ONS**

Executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, assegurando a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica e garantindo o livre acesso à rede básica.

#### **Atribuições do ONS**

- Planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração
- Supervisão e coordenação dos centros de operação dos sistemas elétricos
- Supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais e das interligações internacionais
- Contratação e administração dos serviços de transmissão, do acesso à rede e dos serviços ancilares
- Proposição à ANEEL das ampliações e reforços da rede básica de transmissão
- Definição de regras para a operação da rede básica de transmissão, a serem aprovadas pela ANEEL

## **Benefícios resultantes da ação do ONS**

As atividades desempenhadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico afetam diretamente a qualidade e o preço do suprimento de energia elétrica nos sistemas interligados. O controle e a coordenação da operação, bem como as demais atividades do ONS, produzem benefícios para todos os agentes setoriais. Por consequência, também têm efeitos sobre os consumidores e, de forma mais geral, sobre a sociedade como um todo

### Para os Agentes Setoriais

- Viabiliza um mercado competitivo sadio, implantando integridade, transparência e neutralidade no relacionamento técnico entre os agentes.
- Otimiza o uso dos recursos de geração e transmissão disponíveis.
- Provê sinalização técnico-econômica das condições futuras de atendimento.
- Garante o acesso à rede de transmissão para a compra e venda de energia.

### **Para os Consumidores**

- Assegura padrões adequados de continuidade e qualidade de fornecimento.
- Provê condições técnicas para que eletricidade a preços baixos seja o resultado da competição entre as empresas no Mercado Atacadista de Energia.
- Viabiliza a opção de escolha de fornecedor pelos consumidores livres.

### **Para a Sociedade**

- Reduz os riscos de falta de energia elétrica.
- Contribui para a ampliação do serviço de eletricidade, alavancando recursos para investimentos pelas empresas.
- Contribui para a redução do custo Brasil, aumentando a competitividade em todas as atividades econômicas em que a energia elétrica seja insumo relevante.

## **Estrutura de Regência do ONS**

A estrutura do ONS é assim definida: Assembléia Geral, Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitê de Arbitragem, Comitê de Audiência e Diretoria Executiva.

A Assembléia Geral é composta por 21.000 votos, distribuídos entre representantes da produção (9.000), do consumo (9.000) e do transporte de energia (3.000). Em cada categoria, há regras específicas para distribuição desses votos entre as empresas participantes. O Conselho de Administração é formado por sete membros que representam o segmento Produção de Energia, sete do Consumo, quatro do Transporte e um representante do Ministério de Minas e Energia, sem direito a voto, mas com poder de veto em questões ligadas a políticas de Governo.

## **A Implantação do ONS**

Inicialmente, a lei nº 9648 estabelecia um prazo até 26 de maio de 1999 para a transferência para o Operador Nacional do Sistema Elétrico das funções de coordenação da operação executadas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada, GCOI, e pelo Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste, CCON.

Essas funções englobam o planejamento e a programação da operação, o despacho centralizado da geração, a supervisão e controle da operação em tempo real da geração e da transmissão e a análise pós-operativa.

Para cumprir esse objetivo, foi efetivada em primeiro de março de 1999 a assunção pelo ONS das funções de supervisão e controle da operação, envolvendo a pré-operação, a operação em tempo real e a pós-operação. Nessa data, foram transferidos para o ONS o Centro Nacional de Operação dos Sistemas e os centros de operação das supridoras regionais do Sistema Eletrobrás. Para o perfeito cumprimento dessa função, o ONS passou a contratar os serviços de centros de operação de outras empresas.

Recentemente, o Governo Federal, através da Medida Provisória 1819, de 31 de março de 1999, dilatou o período de transição para até 26 de março de 2000, permitindo que as funções hoje ainda desempenhadas pelo GCOI, planejamento e programação eletroenergética, possam ser assumidas pelo ONS em um formato mais definitivo, conforme a estrutura do novo modelo do setor elétrico brasileiro.

Integram ainda as atribuições do ONS as novas funções relativas à administração do transporte de energia, incluindo a definição das regras de operação da rede básica de transmissão, que devem assegurar o livre acesso à rede, a contabilização e cobrança dos encargos de transmissão e serviços ancilares, e a definição das ampliações e reforços necessários na rede básica.

A implementação dessas funções se dará de forma gradual, conforme planos já detalhados, cujo princípio básico é assegurar o perfeito funcionamento dos sistemas interligados brasileiros durante a transição.

## **CAPÍTULO IV**

### **ASPECTOS LEGAIS**

#### **4.1 – Introdução (A Reestruturação Legal do Setor Elétrico)**

Com a edição da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998 (Diário Oficial de 28/05/98), completou-se a disciplina legal do novo setor elétrico brasileiro através de algumas alterações nas leis que haviam determinado as linhas básicas, a saber nº 8.987, de 13/02/95, 9.074, de 07/07/95, e 9.427, de 26/12/96.

A primeira dessas leis, editada para regulamentar o art. 175 da Constituição, definiu as regras básicas para a prestação indireta de serviços públicos, sejam federais, estaduais ou municipais. Também chamada de Lei Geral das Concessões, a Lei 8.987 define o serviço adequado, os direitos e obrigações dos usuários, as responsabilidades das concessionárias, as normas básicas para a licitação, as cláusulas essenciais do contrato de concessão e de sua prorrogação e extinção, bem como da intervenção e da encampação.

Na linha das diretrizes da Lei das Concessões, e complementando-a, a segunda lei referida (9.074) definiu regras para as outorgas e prorrogações das concessões e estabeleceu diretrizes relacionadas com a privatização de empresas concessionárias e com a desestatização dos serviços públicos. Ao mesmo tempo, a Lei 9.074 tratou especificamente dos serviços de eletricidade, instituindo e regulando a produção independente de energia elétrica e estabelecendo a liberdade de opção dos usuários/consumidores na escolha do fornecedor de energia elétrica.

A terceira lei (9.427) instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL como novo órgão regulador do setor, ditando novas regras sobre o regime econômico e financeiro das concessões, além de definir diretrizes para a descentralização das atividades de regulação e fiscalização desses serviços.

Finalmente, a Lei 9.648, resultante de projeto de conversão da MP 1531-18, introduziu importantes alterações nas três leis referidas, estabelecendo as regras finais de reestruturação do setor elétrico (Projeto RE-SEB), merecendo destaque: a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE; a instituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; a ampliação do limite de potência dos aproveitamentos hidrelétricos, a serem explorados mediante autorizações e a possibilidade de alteração do regime de exploração da geração de energia elétrica, em caso de privatização da concessionária.

Com a edição dessas leis, concluiu-se a definição do quadro legal utilizado como base para a regulação do novo setor elétrico brasileiro, podendo-se afirmar que as normas do velho Código de Águas constituem, agora, disciplina supletiva, somente aplicável naquilo em que essas leis especiais se mostrem omissas, ou incompletas.

Nessa nova estrutura legal, a atuação do Executivo, como agente da União - poder concedente dos serviços e instalações de energia elétrica - teve seus limites de atuação consideravelmente reduzidos. Na verdade, com a instituição e implantação da ANEEL foram transferidas para essa Agência praticamente todas as funções de regulação, de controle e de fiscalização dessas atividades, sendo certo que permanece com o Executivo Federal apenas - e fundamentalmente - a tarefa de estabelecer as diretrizes políticas para o setor, bem como o poder de outorgar as concessões (as autorizações são, agora, da competência exclusiva da ANEEL).

Entretanto, por expressa disposição da Lei 9.648, o Poder Executivo foi incumbido da regulamentação de algumas matérias, especificamente: definição das regras básicas do Mercado Atacadista de Energia - MAE, bem como coordenação da assinatura do Acordo de Mercado, pelos diversos agentes econômicos setoriais; definição das regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e implementação dos procedimentos necessários para o seu funcionamento. Essa regulamentação foi expedida através do Decreto no 2.655, de 02/07/98, que estabeleceu algumas diretrizes importantes, como:

- a) o caráter competitivo das atividades de geração e de comercialização de energia elétrica
- b) a segregação dos registros contábeis das atividades de geração, transmissão e distribuição
- c) a plena liberdade para a comercialização de energia elétrica, com preços ajustados diretamente pelos agentes interessados, em contratos bilaterais
- d) a obrigatoriedade da comercialização de energia elétrica dos sistemas interligados através do MAE, segundo regras definidas no Acordo de Mercado e sob controle do ONS
- e) mecanismos para a relocação de energia entre usinas hidrelétricas sujeitas a despacho centralizado.

Agora, está sob a responsabilidade da ANEEL, como órgão com delegação específica para substituir o Poder Executivo nas funções de regulação e fiscalização das atividades vinculadas à exploração da energia elétrica, expedir os atos complementares da disciplina geral estabelecida pelas leis referidas. No exercício dessa competência, a ANEEL já editou, dentre inúmeros outros regulamentos específicos.

Por fim, ressalta-se os principais aspectos jurídicos do novo modelo setorial:

1. Distinção entre as atividades de direito privado e direito público.

2. Conciliação entre competitividade, opção do usuário/consumidor e exclusividade da concessão (Art. 16 da Lei 8.987/95)

3. Preservação dos interesses dos usuários/consumidores (CF ART. 175, § 10, II)

Para que todos estes novos papéis fossem alcançados a ANEEL estabeleceu as suas resoluções. A seguir estão apresentadas algumas delas que foram fundamentais para as suas atividades:

- **Contratos Iniciais:** Transição para a livre negociação na compra e venda de energia elétrica.

Resolução 244 de 29/07/98: Estabelece critérios de cálculo dos montantes de potência a serem considerados nos contratos iniciais.

Seus principais aspectos são a energia assegurada das usinas igual a 95% da energia garantida (calculada pelo GCOI); perdas na transmissão alocadas na geração em 50% e o restante na distribuição; contratos celebrados entre concessionários de geração e de distribuição, sem intermediação, para montantes superiores a 300 GWh

Resolução 248 de 07/08/98: Estabelece as condições gerais de acesso e uso dos serviços de transmissão, vinculadas aos contratos iniciais.

Principais aspectos: disponibilização, pelas Transmissoras ao ONS, das instalações componentes da Rede Básica; contratação do uso da transmissão entre os usuários e o NOS; contratação de conexão entre os usuários e as transmissoras; os encargos da transmissão poderão ser entendidos como uma tarifa que é igual à soma das receitas permitidas dividida pela soma das demandas médias contratadas.

Resolução 267 de 13/08/98: Homologa os montantes de energia para os contratos iniciais de compra e venda de energia para as empresas da região sul.

Principais aspectos: homologa os montantes de energia e demanda para o período de 1998 a 2005, calculados pelo GCOI, com base nas informações das empresas, segundo os critérios definidos pela ANEEL (res. 244); estabelece os montantes de energia e potência a serem considerados na segregação contábil e empresarial das empresas verticalizadas que dispõem de geração própria; define os montantes de demanda consideradas no cálculo da tarifa de transmissão.

Resolução 269 de 13/08/98: Estabelece as tarifas dos contratos iniciais.

Principais aspectos: estabelece as tarifas a serem consideradas nos Contratos Iniciais entre as empresas concessionárias da Região Sul; estabelece a tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu (R\$2,92/kW), a ser aplicada pela Eletrosul às concessionárias da região Sul e repassada para Fumas.

- **Comercialização de Energia Elétrica:** Regulamentação da atividade e o estabelecimento de regras e condições de atuação.

Resolução 264 de 13/08/98: Estabelece as condições para contratação de energia por consumidores livres.

Principais aspectos: Respeito aos contratos de fornecimento vigentes; investimentos de transmissão/distribuição de uso não exclusivo são de responsabilidade dos concessionários. Define consumidor livre aqueles com tensão igual ou superior a 69 kV e demanda mínima de 10 MW; ligados após 08/07/95 com demanda mínima de 3 MW; ligados antes de 08/07/95 com demanda mínima de 3 MW e tensão superior ou igual a 69 kV, a partir de 08/07/2000; demanda mínima de 500 kW, comprando energia de PCH's.

Resolução 265 de 13/08/98: Estabelece as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica.

Principais aspectos: Agente comercializador requer autorização da ANEEL, e terá prazo de vigência de 20 anos; comprovada capacidade jurídica, regularidade fiscal, idoneidade econômico-financeira e garantida pecuniária; podem ser comercializadores o Agente Comercializador, Importadores e exportadores de energia elétrica, PIE's, concessionários e permissionários de distribuição e concessionários de geração.

- **Mercado Atacadista de Energia Elétrica:** Estabelecimento das regras e condições de funcionamento do MAE.

Resolução 249 de 11/08/98: Estabelece as condições de participação no mercado atacadista de energia elétrica.

Devem participar: Gerador maior que 50 MW, comercializador maior que 300 GWh/ano, importador e exportador maiores que 50 MW.

Podem participar: Qualquer agente, consumidores livres.

Resolução 261 de 13/08/98: Estabelece os percentuais de redução do reembolso previsto na sistemática da conta de consumo de combustível - CCC.

Principais aspectos: Percentuais de redução para as termelétricas dos sistemas interligados em operação em 06 de fevereiro de 1998:

2003 redução de 25%

2004 redução de 50%

2005 redução de 75%

2006 extinta a CCC nos sistemas interligados

Resolução 268 de 13/08/98: Homologa os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas da região sul.

Principais aspectos: homologa os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas para o período após 2002; estabelece que os limites de contratação dessas usinas hidrelétricas no MAE serão as energias e potências asseguradas.

- **Livre Acesso:** Estabelecimento das condições e regras para o livre acesso aos sistemas de transmissão, com a definição dos encargos de uso e de conexão.

**Resolução 245 de 31/07/98: Estabelece os critérios para composição da rede básica dos sistemas elétricos interligados.**

Comporão a rede básica: Linhas de transmissão e subestações com tensão de 230 kV ou superior; instalações com tensão inferior a 230 kV que: interliguem áreas de mercado; relevantes para a operação da rede básica.

Não farão parte da rede básica: sistemas elétricos isolados; instalações para conexão de um único agente; instalações de uso exclusivo em interligações internacionais.

**Resolução 262 de 13/08/98: Define: As instalações de transmissão componentes da rede básica para os estados de Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul; As suas receitas anuais permitidas; A tarifa para uso da rede básica no âmbito dos contratos iniciais da região sul**

Receita Eletrosul – R\$ 163,7 milhões;

Receita COPEL – R\$ 29,9 milhões;

Receita CEEE – R\$ 105,0 milhões.

Tarifa de uso da rede básica: R\$ 2.362,30 / MW.

- **Incentivo à Concorrência:** A concorrência ocorrerá nos investimentos e operações da geração; no mercado atacadista; na comercialização para os consumidores livres; na outorga de concessões, na aquisição de bens.

Resolução 094/98: Participação da Geração e Distribuição nos serviços e atividades de energia elétrica.

Limites de Concentração de Mercados conforme tabela a seguir:

Tabela 4.1 – Limites de Concentração de Mercado (www.aneel.gov.br).

Mercado / Agente	NACIONAL	SUL + SUDESTE + CENTRO-OESTE	NORTE + NORDESTE	OBSERVAÇÃO
Geração	≤ 20%	≤ 25%	≤ 35%	Admitida participação superior quando for uma única usina
Distribuição	≤ 20%	≤ 25%	≤ 35%	—
Geração + Distribuição	≤ 30%	—	—	Aquisição da Distribuidora limitada a 30% da geração vinculada

Notas: 1 – Permitida participação superior aos limites estabelecidos durante 24 meses após assinatura do contrato de concessão, findo prazo as ações serão leiloadas.

2 – Contratos iniciais estão excluídos destes limites enquanto existirem.

3 – Cabe aos Governos Estaduais e Municipais regras e condições complementares.

Limites de auto-suprimento:

- Limite de self-dealing: 30% (novos empreendimentos)
- Aplicação das restrições a empresas vinculadas (acionistas comuns com > 12,5% do capital votante)
- Geração existente: Regras específicas durante a transição; 30% à medida que contratos iniciais sejam liberados.

Lei 9.648/98: Altera limites de PCH's.

Autoriza para AHE's – potência  $1.000 \text{ kW} \leq 30.000 \text{ kW}$ , mantidas as características de pequena central hidrelétrica;

Principais aspectos: percentual de redução não inferior a 50%, aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento; funcionando interligado ao sistema elétrico, é assegurada a participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada, devendo também submeter-se ao rateio do ônus, quando ocorrer; isenção de que trata o inciso I, da Lei nº 7.990, de 28/12/89; comercialização com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15, da Lei nº 9.074 de 1995.

- **Proteção do Consumidor:** Estabelecimento das regras e critérios para controle das tarifas dos consumidores cativos.

Resolução 266 de 13/08/98: Estabelece limite ao repasse para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica.

Principais aspectos: limite fixado em função das compras realizadas por meio dos contratos iniciais e dos contratos bilaterais negociados no MAE e de valores estabelecidos pela ANEEL; valores normativos diferenciados em cada região dos sistemas interligados; incentiva negociações eficientes na aquisição de energia visando a modalidade tarifária.

Resolução 270 de 13/08/98: Estabelece condições e procedimentos para solicitação de reajustes de tarifas de energia elétrica dos concessionários de distribuição.

Principais aspectos: disciplina a solicitação dos reajustes anuais previstos nos contratos de concessão; define fórmulas que orientarão os cálculos dos reajustes; solicitação protocolada com antecedência mínima de 30 dias do reajuste prevista nos contratos; especifica as informações requeridas, quando dos pedidos.

## **Base Legal do ONS**

Quanto a sua base legal, o ONS foi criado pela Lei 9648, de 27 de maio de 1998, regulamentado pelo Decreto 2655, de 2 de julho de 1998, e teve seu funcionamento autorizado pela Resolução nº 351 da Agência Nacional de Energia Elétrica, de 11 de novembro de 1998.

A Resolução 25 da ANEEL, de 10 de fevereiro de 1999, aprovou o Manual de Procedimentos da Operação do ONS.

A Resolução 66 da Aneel, de 16 de abril de 1999, estabeleceu a rede básica do sistema elétrico interligado brasileiro, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações, definindo o sistema objeto da atuação do ONS.

A Resolução 67 da Aneel, de 16 de abril de 1999, estabeleceu as receitas anuais permitidas das empresas concessionárias de transmissão vinculadas à rede básica e apresentou o orçamento do ONS para 1999.

Em 30 de abril de 1999, a Assembléia Geral do ONS aprovou modificações no Estatuto do ONS.

#### **4.2. Legislação Correlata aos novos aspectos Jurídicos e Institucionais**

A partir do novo texto constitucional e dentro do espírito de abertura econômica e de desconcentração das atividades estatais propugnadas pelos últimos governos, o Brasil editou novas leis que alteram profundamente as normas legais vigentes antes da Constituição de 1988. Dentre as leis editadas após 1988, algumas merecem destaque, a iniciar pela,

##### **LEI 8.631, DE 04 DE MARÇO DE 1993**

Esta Lei pôs fim a equalização tarifária no País, restituindo às empresas de energia elétrica, após 20 anos, o poder de elaborar suas tarifas; extinguiu a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR; extinguiu a Conta de Resultados a Compensar - CRC, permitindo a compensação dos valores nela registrados; e acabou, por conseguinte, com a remuneração legal garantida.

OBS: a Lei nº 8.631/93, foi, em parte, derogada pelas leis e Medidas Provisórias relacionadas ao Plano Real, que atribuíram ao Ministério da Fazenda o estabelecimento de critérios para reajustamento de tarifas.

##### **LEI Nº 8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995**

Esta Lei disciplinou o art. 175 da Constituição Federal. Possui caráter geral para todos os serviços públicos. Ela dispõe basicamente sobre:

- conceitos de poder concedente, concessão de serviço público, concessão de serviço público precedido da execução de obra pública e permissão de serviço público;
- enfatiza a prestação de serviço adequado;
- prevê a suspensão do fornecimento por falta de pagamento;

- prevê a revisão das tarifas, para mais ou para menos, quando necessária;
- prevê a revisão das tarifas sempre que não tiver sido mantido o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato;
- possibilita receitas alternativas e projetos associados à concessão, desde que previstos no edital da licitação;
- dispõe sobre a licitação, o conteúdo do edital e as cláusulas do contrato de concessão;
- assegura o direito à certidão sobre atos da licitação;
- permite a subconcessão e a transferência da concessão;
- permite também ao usuário a liberdade de escolher o prestador do serviço;
- acaba com a exclusividade de área, o que é fortalecido pela Lei nº 9.074/95, quando libera os grandes consumidores com carga igual ou superior a 10 MW, atendidos em tensão de 69 kV; e, após o decurso de cinco anos, os consumidores com carga superior a 3.000 kW; e, ainda, os novos consumidores com carga de 3.000 kW;
- estabelece as obrigações do poder concedente e da concessionária;
- fortalece os direitos do usuário, permitindo que o mesmo atue inclusive na fiscalização do serviço;
- fortalece o poder concedente e impõe, por outro lado, penalidades mais duras às concessionárias relapsas;
- prevê a intervenção administrativa na concessão do serviço de energia elétrica, encampação do serviço por interesse público e caducidade da concessão.

### **DECRETO Nº 915, DE 06 DE SETEMBRO DE 1993**

Este Decreto foi editado com base no Código de Águas, e possibilitou a formação de consórcios para geração de energia elétrica. Sob a égide deste ato regulamentar foram constituídos o Consórcio Guilman Amorim (autoprodutor) para a construção de uma usina hidrelétrica com capacidade instalada de 140 MW, no Estado de Minas Gerais, e o Consórcio de Itá, entre a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.- ELETROSUL e empresas privadas, para a conclusão da Usina Hidrelétrica de ITÁ, com potência de 1400MW, no Município de Itá, em Santa Catarina, divisa com Arati, no Estado do Rio Grande do Sul. Outros consórcios iniciaram sua formação com base no Dec. nº 915/93.

Obs.: Esse Decreto foi revogado pelo Decreto nº 2.003, de 10/09/96, que regulamentou a produção independente e a autoprodução de energia elétrica.

## **LEI Nº 9.074, DE 07 DE JULHO DE 1995**

Esta Lei teve como finalidade básica permitir a prorrogação das concessões de energia elétrica. Dispõe, entretanto, sobre outros assuntos, como a criação do Produtor Independente de Energia Elétrica, livre acesso às linhas de transmissão, etc. Serão apresentados mais detalhes sobre a produção independente de energia elétrica posteriormente. Ela dispõe basicamente sobre:

- relaciona obras e serviços de competência da União que estão sujeitos ao regime de concessão e permissão instituído na Lei nº 8.987/95;
- impõe a existência de lei disciplinadora para a concessão e permissão de obras e serviços públicos no âmbito da Administração Pública Federal, Estadual e Municipal, salvo os casos que excepciona;
- estabelece condições a serem observadas quando da aplicação dos arts. 42, 43, e 44 da Lei nº 8.987/95;
- dispõe sobre a outorga de concessões, permissões e autorizações de serviços públicos de energia elétrica, fixa prazo de 35 anos para as concessões de geração e de 30 anos para as de distribuição e de transmissão, prevê a prorrogação, e faculta à União a cobrança pelo uso do potencial hidráulico (a Lei nº 9.427, de 26/12/96, tornou a cobrança obrigatória);
- fixa os limites de potência, tanto para usinas hidrelétricas, como termelétricas que serão objeto de concessão mediante licitação, ou de autorização, que ficaram assim definidos:
  - Concessão com licitação: para usina hidrelétrica de potência superior a 1.000 kW e usina termelétrica de potência superior a 5.000kW, destinada a serviço público.
  - Autorizações sem licitação: para usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW destinadas à autoprodução e à produção independente (redação combinada com o Decreto nº 2.003/96);
- dispensou de concessão e de autorização o aproveitamento de potencial hidráulico até 1.000kW, e a implantação de usina termelétrica de potência até 5.000 kW, atendendo, no que pertine à geração hidrelétrica, ao que dispõe o § 3º do art. 176 da Constituição Federal;
- conceituou o "aproveitamento ótimo";
- permitiu a regularização de aproveitamentos hidrelétricos existentes sem ato autorizativo;
- possibilitou a declaração de utilidade pública para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa para instalações de autoprodutores e de produtores independentes (art. 10, com nova redação dada pela Lei nº 9.648/98);
- criou o produtor independente de energia elétrica, com regras especiais de controle e de comercialização de energia, e mediante concessão de uso de bem público, no caso de aproveitamento hidráulico;

- ampliou as opções de compra de energia elétrica a outros produtores, por consumidores atendidos em alta tensão;
- determinou ao poder concedente a definição das linhas de transmissão que deverão integrar a rede básica do sistema interligado; o sistema de distribuição do concessionário; e as de interesse exclusivo das centrais de geração;
- elevou a nível legal a autorização para a constituição de consórcios de geração de energia elétrica para qualquer fim;
- disciplinou a prorrogação das atuais concessões dos serviços de energia elétrica, alcançadas pelos arts. 42, 43 e 44, da Lei nº 8.987/95;
- criou condições para a reestruturação e privatização de serviços públicos, exceto para os serviços de telecomunicações;
- permite que os autores e responsáveis economicamente pelos projetos básicos ou executivos participem de licitação para outorga de concessão e permissão de serviços públicos, ou da execução de obras ou serviços;
- autoriza as empresas estatais que participarem de concorrência para outorga de concessão e permissão de serviços públicos, a celebração de pré-contratos, com dispensa de licitação, para compor a proposta;
- sinaliza que o regulamento de cada serviço determine que o poder concedente estabeleça forma de participação dos usuários na fiscalização;
- responsabiliza as concessionárias que receberem bens revertidos, pela manutenção, conservação e reposição de equipamentos;
- prevê que a estipulação de benefícios tarifários pelo poder concedente só poderá ocorrer mediante previsão legal da origem dos recursos ou da simultânea revisão da estrutura tarifária do concessionário ou permissionário;
- faculta ao poder concedente a celebração de convênio de cooperação com os Estados e o Distrito Federal para a realização de atividades complementares de fiscalização e de controle dos serviços prestados nos respectivos territórios (a Lei nº 9.427/96 deu nova redação ao aludido dispositivo);
- torna inexigível a licitação para outorga de serviços de telecomunicações de uso restrito do outorgado.

#### **DECRETO Nº 2.003, DE 10 DE SETEMBRO DE 1996**

Regulamentou a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor. Ele dispõe basicamente sobre:

- prevê a concessão e a autorização para a produção independente e a autoprodução de energia elétrica. A concessão de uso de bem público será dada nos casos de aproveitamentos hidráulicos de potência superior a 30.000 kW. A autorização, nos casos de aproveitamentos hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW (redação alterada pela Lei 9.648/98). Será dada autorização, ainda, para a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW. Os potenciais hidráulicos até 1.000 kW e as usinas termelétricas até 5.000 kW estão dispensados de concessão e autorização, bastando apenas comunicação ao DNAEE;

- faculta ao DNAEE autorizar os estudos técnicos para definição do aproveitamento ótimo de um potencial hidráulico, inclusive os de impacto ambiental, prevendo o ressarcimento dos custos envolvidos, pelo vencedor da licitação;

- dispõe sobre a licitação, a participação em consórcio, os prazos da concessão (35 anos) e da autorização (30 anos), e as cláusulas essenciais do contrato de concessão de uso de bem público;

- dispõe sobre o acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição pelos produtores independentes e autoprodutores e sobre a modalidade da operação energética das suas centrais geradoras;

- dispõe sobre os encargos financeiros dos produtores independentes e autoprodutores a serem recolhidos após a entrada em operação da central geradora de energia elétrica, assim constituídos:

I - Compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos;

II - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica;

III - Conta de Consumo de Combustíveis - CCC.

- faculta ao DNAEE a celebração de convênios com órgãos estaduais para a fiscalização técnica das obras referentes a aproveitamentos hidrelétricos;

- estabelece penalidades de advertência e multa pelo descumprimento de normas legais e regulamentares e o desatendimento de instruções do órgão regulador e fiscalizador;

- possibilita que além dos direitos emergentes da concessão, sejam dados em garantia de financiamentos os bens e instalações;

- dispõe, ainda, que em caso de inadimplência do produtor independente ou autoprodutor, o poder concedente poderá:

a) autorizar a transferência do contrato de concessão ou da autorização a qualquer interessado que atenda aos requisitos previstos no edital de licitação ou no ato autorizativo;

b) declarar a caducidade da concessão, ou revogar a autorização, promovendo nova outorga para a mesma ou outra finalidade. Nessa hipótese os recursos gerados com a nova licitação ou outorga serão utilizados para indenizar os investimentos já realizados e ainda não amortizados e, ainda, transferidos aos credores do concessionário ou autorizado, para pagamento dos débitos não liquidados.

- prevê que ao término do prazo da concessão ou autorização de aproveitamento de potencial hidráulico, os bens passam a integrar o patrimônio da União, mediante indenização. No caso de usina termelétrica não haverá indenização, podendo o interessado remover as instalações;

- prevê a encampação dos bens e instalações por motivo de interesse público; assegura, no entanto, prévia indenização;

- prevê, além da aplicação de sanções previstas em contrato, a declaração de caducidade da concessão e revogação da autorização, nos casos de inadimplência contratual. Em todos os casos, a declaração de caducidade será precedida da instauração de processo administrativo. Haverá indenização dos investimentos;

- dispõe sobre a comercialização de energia pelo produtor independente, que poderá ocorrer com:

I - concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;

II - consumidores de energia elétrica nas condições estabelecidas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995;

III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração;

IV - conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação.

- faculta, mediante acordo com o concessionário ou permissionário de serviço público, e aprovação do DNAEE, a permuta de blocos de energia economicamente equivalentes;

- permite, mediante condições, que o produtor independente e o autoprodutor que operar usina termelétrica em sistema isolado utilizem recursos da Conta de Consumo de Combustíveis;

- condiciona a outorga de concessão ou autorização a autoprodutor, à comprovação de consumo próprio, atual ou projetado;

- permite aos autoprodutores, com autorização do DNAEE, a cessão e permuta de energia e potência entre consorciados no mesmo empreendimento; a venda de excedentes de energia; e a permuta de energia com concessionários e permissionários;
- dispõe, finalmente, sobre a declaração de utilidade pública de terrenos e benfeitorias necessários às instalações de produtor independente e de autoprodutor.

## **LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996**

Esta Lei instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro em Brasília-DF. A ANEEL sucedeu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, extinto com a publicação do regimento interno da Agência. Esta Lei dispõe, ainda, sobre outros assuntos, tais como:

- regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica;
- conceitua o serviço pelo preço;
- estabelece condições para o corte de fornecimento a consumidor inadimplente que preste serviço público ou essencial à população;
- amplia o rol de atribuições que poderão ser delegadas aos Estados, mediante convênio com a ANEEL;
- dispõe sobre licitações para outorga de concessões de serviço público e uso de bem público;
- inclui a modalidade de leilão para outorga de concessão para exploração de potencial hidráulico;
- determina que o contrato ou o ato autorizativo de produtor independente defina as condições em que poderá ser comercializada a energia produzida e adquirida;
- inclui como objeto de autorização:
  - a) o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, por produtor independente (redação dada pela Lei nº 9.648/98);
  - b) a importação e a exportação de energia elétrica por produtor independente, bem como o sistema de transmissão associado (ver Lei nº 9.648/98);
- obriga que os contratos de concessão de serviço público e de uso de bem público contenham cláusulas de prorrogação da concessão, enquanto os serviços estiverem sendo prestados nas condições estabelecidas no contrato e na legislação do setor, e atendam aos interesses dos consumidores;
- dispõe sobre a autorização para realização de estudos de viabilidade, anteprojetos e projetos de aproveitamento de potenciais hidráulicos.

### **LEI Nº 9.433, DE 8 DE JANEIRO DE 1997**

Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei nº 8001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

### **DECRETO Nº 2.335, DE 6 DE OUTUBRO DE 1997**

Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.

### **LEI Nº 9.648, DE 27 DE MAIO DE 1998**

Altera os dispositivos de várias leis anteriores para complementar a legislação sobre o setor elétrico.

#### **a) Alterações na Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993 (lei de licitações)**

- No que pertine ao setor elétrico, insere entre as hipóteses de dispensa de licitação constantes do art. 24, a de seguinte teor “ XXII – na contratação do fornecimento ou suprimento de energia elétrica com concessionário, permissionário ou autorizado, segundo as normas da legislação específica”.

- Altera os arts. 7º, 9º, 15, 17 e 18 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1998.

#### **b) Alterações na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**

- insere os serviços postais no art. 1º sujeitando-os ao regime de concessão ou permissão de que trata a Lei nº 8.987, de 13/02/95;

- atribui à ANEEL a competência para expedir declaração de utilidade pública para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa de áreas necessárias à implantação de instalações de concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica;

- antecipa de cinco para três anos a possibilidade dos consumidores livres adquirirem energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema interligado;

- veda acréscimos tarifários aos consumidores cativos, em decorrência da perda de mercado provocada pela saída de consumidores livres;
- possibilita ao concessionário negociar com o consumidor livre, observados os critérios a serem estabelecidos pela ANEEL;
- torna facultativa a hipótese de as instalações de transmissão de interesse restrito das centrais de geração serem consideradas integrantes das concessões, permissões ou autorizações;
- permite aos autoprodutores consorciados com base no parágrafo único do art. 21 a opção por produção independente;
  - faculta a mudança do regime das concessões de serviços públicos, para PIE, nos casos de privatização;
- veda aos editais de privatização o estabelecimento de garantias ou prioridades do uso da água para a produção de energia elétrica;

### **c) Alterações na Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996**

- Insere entre as competências da ANEEL:
  - a) estabelecer restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, que atuam ou venham a atuar no setor elétrico, com vistas a proporcionar a concorrência efetiva e a concentração econômica;
  - b) zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor;
  - c) impor multas aos concessionários, permissionários e autorizados, até o limite, por infração, de 2% do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida, para PIE e autoprodutor, dos últimos doze meses anteriores ao auto de infração, ou estimado, quando o infrator não estiver em operação;
- inclui como objeto de autorização:
  - I – o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;
  - II – a compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador;
  - III – a importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados;
  - IV - a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica.

- determina à ANEEL que estipule desconto de 50% das tarifas de acesso a linhas e redes, pelos PIE's autoprodutores que explorem potencial hidráulicos até 30 MW;
- impõe ônus e vantagens aos PIE's e autoprodutores que explorem potencial hidráulico de até 30 MW e operem no sistema interligado;
- estende as regras de comercialização de energia elétrica estabelecidas para o PIE, para os autoprodutores, importadores e comercializadores;
- isenta do recolhimento da Compensação Financeira (Lei nº 7.990/89) os PIE's e autoprodutores que explorem potencial hidráulico até 30 MW, cujas usinas entrem em operação após 28/05/98;
- faculta aos PIE's autoprodutores que explorem potencial hidráulico até 30 MW, a venda de energia elétrica a consumidor com carga igual ou superior a 500 kW;
  - autoriza a reestruturação da ELETROBRÁS e de suas subsidiárias com vistas à privatização;
- autoriza que o balanço de empresas federais, estaduais e municipais incluídas em programa de privatização, seja levantado no prazo de 90 dias que antecederem à incorporação, fusão ou cisão;
- impõe o pagamento pelo uso de bem público aos PIE's originados da alteração do regime de concessão quando da privatização (ex.: Gerasul);
- prevê a extinção da RGR no final do exercício de 2002;
- determina que os contratos de suprimento e os de acesso à transmissão e à distribuição sejam celebrados separadamente;
- atribui à ANEEL a regulação das tarifas e o estabelecimento de condições de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição;
- autoriza a livre negociação dos contratos de suprimento, vinculando-os no período de transição aos denominados "contratos iniciais";
- determina à ANEEL o estabelecimento de critérios de repasse de custo decorrentes da livre negociação, aos consumidores finais, cativos;
- faculta a revisão do contrato de suprimento, durante o período de transição aludido no art. 10, em decorrência de opção pelo consumidor livre.
- estabelece regras de extinção da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- prevê a instituição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, onde serão realizadas as transações de compra e venda de energia elétrica;
- prevê a autorização pela ANEEL ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS que terá como atribuições:

"Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, mediante

autorização da ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.

Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas em contratos específicos celebrados com os agentes do setor elétrico, constituirão atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico:

- a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- b) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- c) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- d) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- e) propor à ANEEL as ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;
- f) a definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL”.

- prevê a extinção do Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI e do Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste – CCON;
- autoriza a ELETROBRÁS e suas subsidiárias a transferirem ao ONS os ativos vinculados à operação do sistema elétrico nacional;
- autoriza a ELETROBRÁS a aportar recursos e prestar fiança a empresas ou consórcios de geração ou transmissão de energia elétrica, bem como em novas empresas criadas por aquelas;
- a Compensação Financeira de que trata a Lei nº 7.990/89 será de 6% sobre o valor da energia elétrica produzida, a ser paga por titular de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico, aos Estados, Distrito Federal e Municípios que tiverem áreas alagadas pelos respectivos reservatórios.

## **DECRETO 2.655, DE 02 DE JULHO DE 1998**

### Sobre o MAE e do ONS

- Ambiente onde se realizam as transações de compra e venda de energia elétrica,
- Participação de todos os agentes econômicos e consumidores livres
- Regras definidas pela ANEEL
- Encargos dos participantes definidos no Acordo de Mercado homologado pela ANEEL

- Regras de procedimento e de penalizações definidas no Acordo de Mercado
- Operador Nacional do Sistema Elétrico integrado por todos os agentes econômicos e consumidores livres
- Entidade Privada sem fins lucrativos
- Autorizatário que não poderá exercer atividade comercial de compra e venda de energia elétrica em nome próprio.

### **4.3 Legislação correlata a cogeração**

A primeira referência, mesmo indiretamente relacionada com a cogeração, foi o Decreto-Lei 1.872, de 21 de maio de 1981, onde é definida a figura do autoprodutor de energia e possibilitava a aquisição, pelas concessionárias, da energia elétrica excedente gerada pelos autoprodutores.

**Art. 1º** Os concessionários de serviço público de eletricidade ficam autorizados a adquirir de autoprodutores energia elétrica excedente por estes gerada com a utilização de fontes energéticas que não empreguem combustível derivado do petróleo.

**Art. 2º** Para os efeitos deste Decreto-Lei, considera-se:

I – “autoprodutor” o titular de concessão ou autorização federal para a produção de energia elétrica destinada a seu uso exclusivo;

II – “energia elétrica excedente” a diferença entre a geração elétrica que pode ser obtida pela plena utilização de capacidade instalada do autoprodutor e o seu consumo próprio.

Posteriormente a **Portaria DNAEE 283**, de 31 de dezembro de 1985, cria a Demanda Suplementar de Emergência – DSR, que indica a energia comprada pelo autoprodutor quando sua capacidade de geração é reduzida ou paralisada temporariamente. Desta maneira, o autoprodutor paga mensalmente uma tarifa de emergência relativa à DSR, mesmo que esta não seja utilizada.

**Art. 1º** No fornecimento a unidade consumidora autoprodutora de energia elétrica, poderão ser contratadas demandas suplementares de reserva, a serem utilizadas quando da paralisação ou redução temporária da geração própria.



§ 1º Considera-se demanda suplementar de reserva, aquela necessária a suprir as eventuais deficiências do sistema de geração própria.

§ 2º A formalização do contrato dependerá, a critério da concessionária, das condições de operação e disponibilidade do seu sistema elétrico.

**Art. 2º** Sobre a parcela correspondente a demanda suplementar de reserva, a concessionária aplicará mensalmente a tarifa de emergência, mesmo que essa demanda não seja utilizada.

§ 1º A parcela de demanda medida integralizada, referente a um segmento horossazonal, que superar a soma dos valores da demanda contratada e suplementar de reserva, será aplicada a tarifa de ultrapassagem, observados os limites de tolerância sobre a demanda contratada, previstos na Portaria nº 165/84.

§ 2º Quando utilizada a demanda suplementar de reserva, será aplicada, sobre a correspondente energia, a "tarifa de emergência", de consumo.

A **Portaria DNAEE 187**, de 21 de outubro de 1988, estabelece que as normas contidas no "Manual de Normas Técnicas e Procedimentos Jurídicos", aprovado pela Portaria DNAEE/DG nº 111, de 6 de setembro de 1977, referente à apresentação de estudos e projetos de usinas termoelétricas, sejam acatadas para fins de aprovação do projeto.

**Art. 2º** Estabelecer que as normas citadas no artigo anterior entrarão em vigor a partir do dia 15 de novembro de 1988;

Entre suas principais medidas, estava a que define três patamares distintos de potência para a análise de projetos privados de geração: até 500 kW, de 500 kW a 10 MW e acima de 10 MW.

A figura da cogeração foi introduzida pela **Portaria DNAEE 246**, de 23 de dezembro de 1988, definindo-a como o processo "em que o combustível é utilizado na produção de vapor para uso em processo industrial e a energia elétrica é gerada de forma complementar, visando ao aumento da eficiência da utilização do energético empregado". Esta portaria também regulamenta a aquisição de excedentes de energia elétrica de autoprodutores, estabelecendo limites para o preço a ser pago por esta energia. Posteriormente foi complementada pelas portarias 94 e 95, ambas de 1989, que apresentam modelos de contrato, respectivamente, de curta e longa duração.

**Art. 1º** Autorizar os concessionários de serviço público de energia elétrica, integrantes dos sistemas elétricos interligados, a adquirir energia elétrica excedente de autoprodutores que satisfaçam as seguintes condições:

"1 - não utilizem derivados de petróleo para produção de energia elétrica, exceto nos casos de co-geração, em que o combustível é utilizado na produção de vapor para uso em processo industrial e a energia elétrica é gerada de forma complementar, visando ao aumento da eficiência da utilização do energético empregado."

**Art. 6º** O preço a ser pago pela energia elétrica excedente, estabelecido por negociação entre as partes, não poderá ser superior ao valor do custo marginal de longo prazo de geração, dos sistemas interligados.

**Art. 7º** Quando o concessionário comprovar que, em função da aquisição de energia do autoprodutor, serão evitados investimentos no sistema de transmissão, o valor estimado dos custos evitados poderá ser adicionado ao custo marginal de que trata o art. 6º, se aprovado pelo DNAEE.

Parágrafo único. Em nenhuma hipótese o preço de energia elétrica excedente poderá ser superior ao custo marginal regional, de longo prazo, da expansão do sistema, considerando desde a geração até as instalações da tensão imediatamente superior à do ponto de interligação.

**Portaria MME 212 DE 25/07/00** – Em linhas gerais essa portaria estabelece algumas vantagens para os cogeneradores que entrarem em operação até 31/12/2003, a saber:

- garantia do suprimento de gás natural por 20 anos pela PETROBRÁS S.A.;
- garantia do fornecimento de 3 milhões de m<sup>3</sup>/dia ( 2 milhões para região Sul, Sudeste e Centro-Oeste e 1 milhão para a Região Nordeste);
- aplicação garantida do Valor Normativo por 20 anos;
- garantia do BNDES investimentos na construção da planta e conexão à rede elétrica.

## CAPÍTULO V

### ASPECTOS ELÉTRICOS

#### 5.1 Introdução

Nesse capítulo serão abordados os aspectos elétricos relativos aos geradores utilizados para produção de energia elétrica nos sistemas de cogeração que basicamente utilizam as turbinas a vapor e a gás. Tipicamente temos a aplicação específica de turbo geradores, onde será analisado como se define os parâmetros elétricos dessas máquinas, suas proteções. E também como interligá-las a rede de energia.

#### 5.2. GERADORES ELÉTRICOS

##### 5.2.1 Aspectos construtivos

Os geradores elétricos são os elementos responsáveis pela transformação da energia mecânica, fornecida em seu eixo pela turbina, em energia elétrica, disponível em seus terminais. Tal conversão se dá através de fenômenos eletromagnéticos, basicamente os descritos pela lei de Faraday-Lenz (Soyk, 1998), que demonstra a geração de uma tensão induzida quando um enrolamento é submetido à influência de um campo magnético variável. Esta variação pode se dar no tempo ou no espaço.

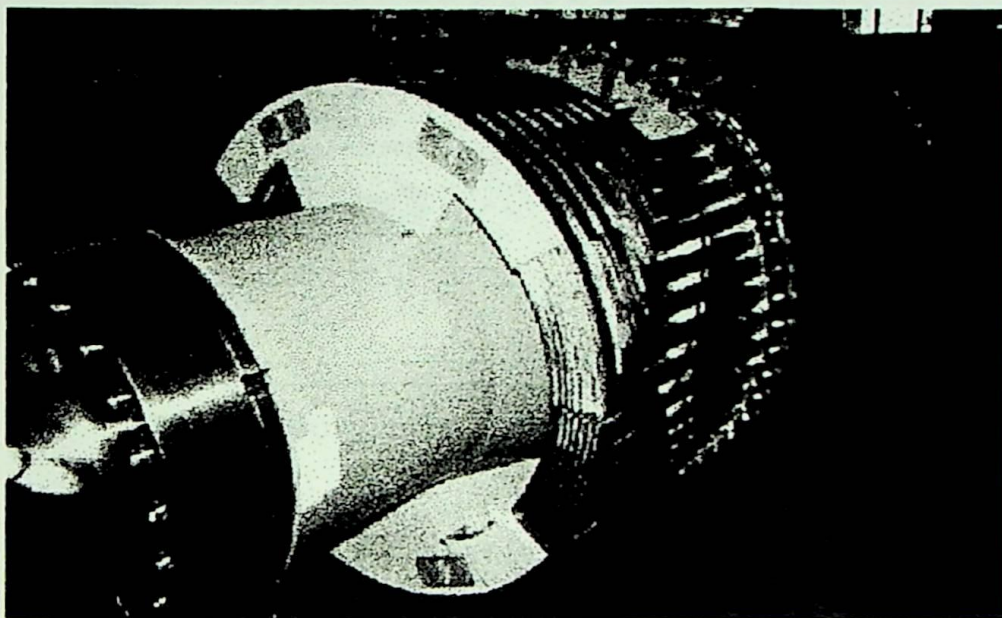
Construtivamente, os geradores síncronos, mais comumente empregados em geração térmica, são constituídos por dois componentes físicos bem definidos: Um girante, acoplado mecanicamente ao eixo da turbina, denominado rotor, e outro fixo, mais externo, montado na carcaça do gerador, que é denominado armadura. Nos geradores modernos a tensão é induzida na armadura graças a um campo criado no rotor.

Para tanto, o rotor é dotado de bobinas de campo montadas sobre pólos magnéticos. Neste ponto reside a grande diferença entre um gerador aplicável a termelétricas (turbogerador) e um aplicável a hidrelétricas (turbogerador). O fato é que há uma relação bastante estreita entre a rotação do gerador e a frequência da tensão gerada em seus terminais, dada por:

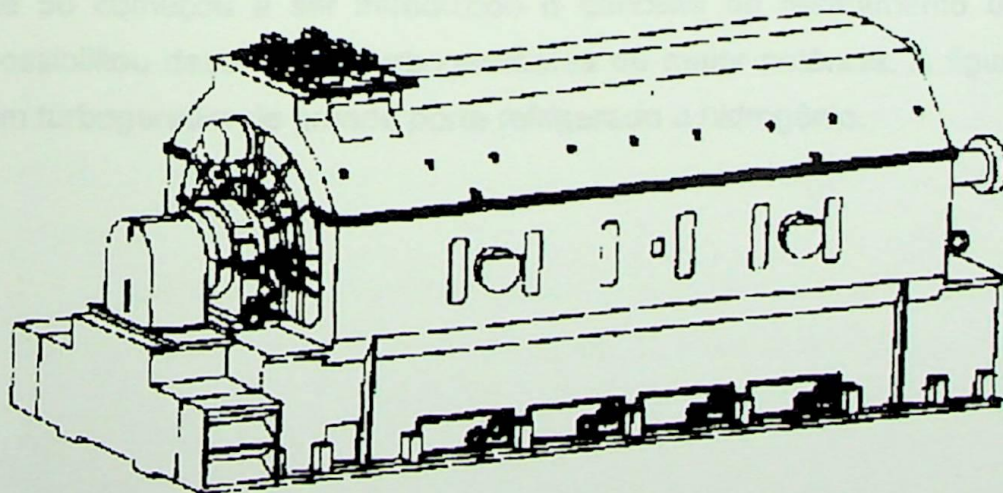
$$f = p.n/60 \quad (5.1)$$

Onde  $f$  é a frequência da tensão gerada (Hz),  $p$  é o número de pares de pólos do rotor e  $n$  a velocidade de rotação do rotor (rpm).

Devido às elevadas rotações envolvidas em máquinas térmicas, mesmo com o uso de redutores de velocidade, acaba-se necessitando de turbogeradores com apenas um ou dois pares de pólos – 3600 ou 1800 rpm – para se obter uma frequência de, por exemplo, 60 Hz. Isto não acontece com hidrogeradores, uma vez que as turbinas hidráulicas trabalham com rotações normalmente menores do que 1200 rpm, podendo chegar a apenas algumas dezenas de rotações por minuto, o que implica em se ter um elevado número de pares de pólos para que a expressão (5.1) se verifique. Em razão do reduzido número de pares de pólos, os turbogeradores são normalmente de eixo horizontal, de pequeno diâmetro e de longo comprimento (Soyk, 1998). A figura 1a apresenta o aspecto de um rotor e a figura 1b mostra a aparência externa de um turbogerador.



(a)



(b)

Figura 5.1 - Turbogenerador: a) Aspecto do rotor; b) Vista externa. (Soyk, 1998).

Em função da sua larga aplicação em países de geração eminentemente térmica, a evolução dos turbogeradores tem sido marcante desde a concepção das máquinas síncronas no final do século XIX. A figura 5.2 mostra ilustra esta evolução levando em conta, principalmente, a potência possível de ser gerada e o tipo de refrigeração da máquina (Galasso e Rossi, 1998).

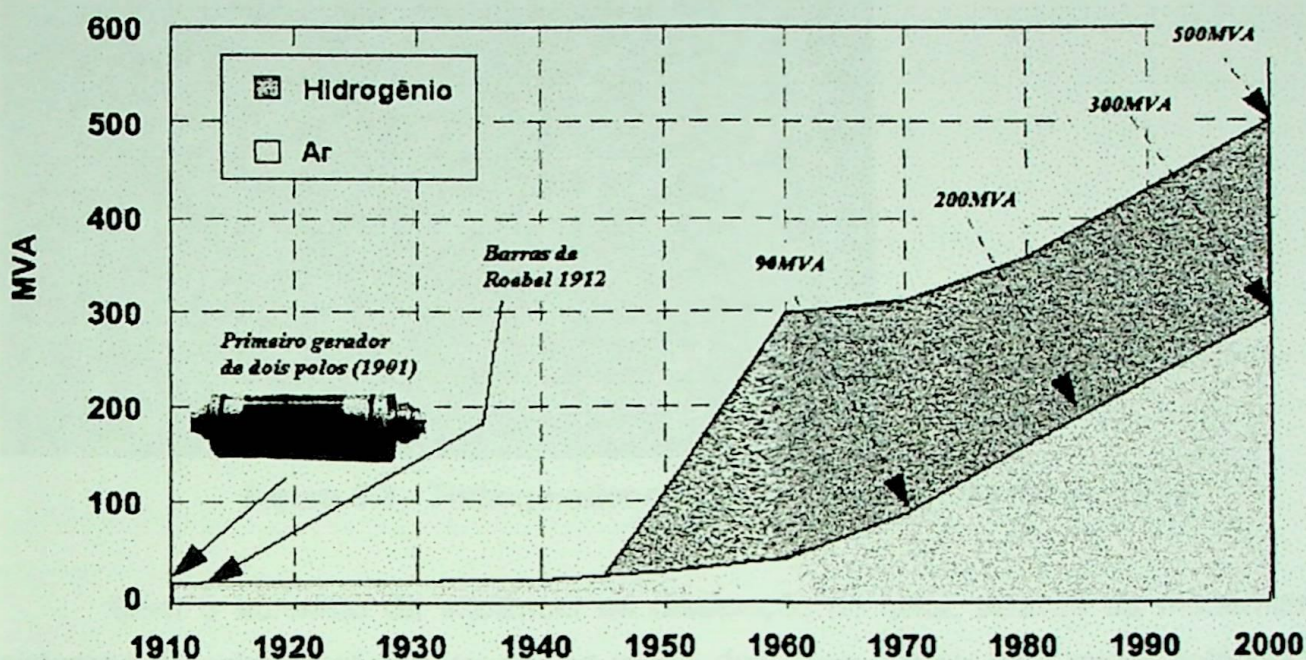


Figura 5.2 – Evolução dos turbogeradores ao longo do tempo (Galasso e Rossi, 1998).

Na figura anterior pode-se observar a grande influência do tipo de refrigeração na máquina sobre a potência possível de ser gerada. A técnica convencional de resfriamento é proporcionar circulação de ar pelo interior da máquina. Porém, a partir de meados da década de 50 começou a ser introduzido o conceito de resfriamento utilizando hidrogênio, o que possibilitou desenvolver turbogeradores de maior potência. A figura 5.3 mostra o aspecto de um turbogerador de grande porte refrigerado a hidrogênio.

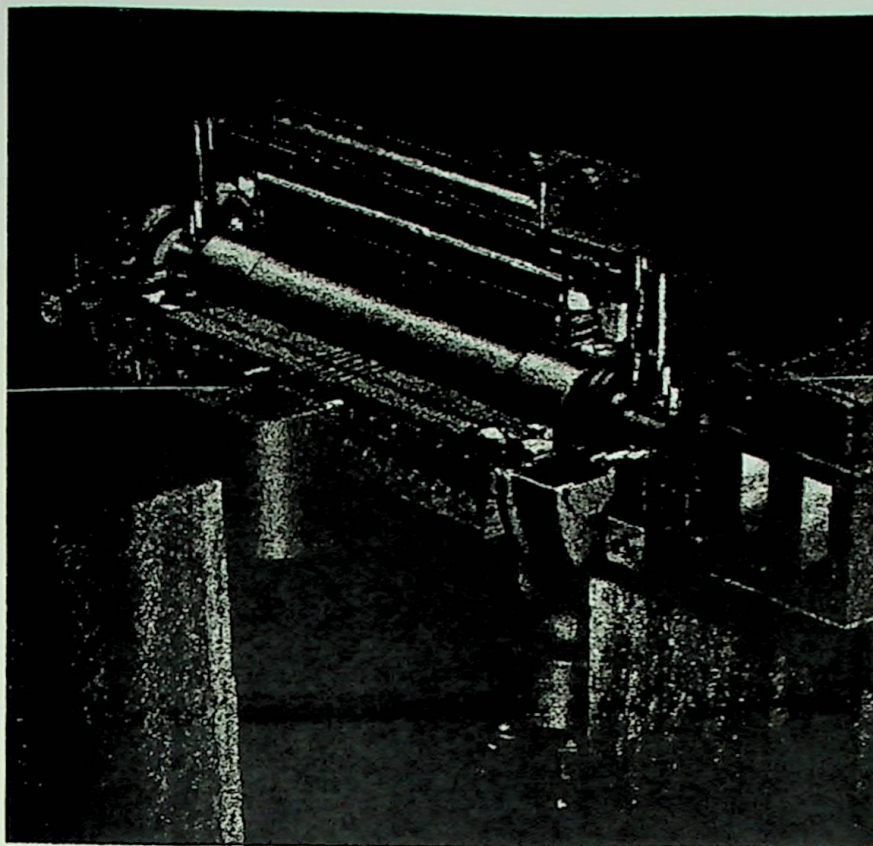


Figura 5.3 - Turbogenerador refrigerado a hidrogênio (Soyk, 1998)

Com o aumento da eficiência na dissipação de calor, através da modernização dos sistemas de refrigeração, pôde-se, ao longo dos anos, extrair uma maior potência para um mesmo volume de material. Um índice importante que mostra este desenvolvimento tecnológico é a relação peso potência. Em 1930 este índice era da ordem de 2,5 kg/kVA, indo, quase que linearmente, para 0,5 kg/kVA em 1980. Com o uso da tecnologia de materiais supercondutores este índice pode cair para menos de 0,2 kg/kVA em um futuro muito próximo (Soyk, 1998).

### 5.2.2 Especificação mínima necessária

As informações mínimas necessárias para especificar uma máquina síncrona são definidas pelas suas características nominais e compreendem basicamente a potência, tensão, fator de potência, corrente, rotação, classe de isolamento, tipo de refrigeração e forma construtiva.

A definição da potência nominal passa necessariamente pela definição da potência da turbina. Uma vez especificada a potência da turbina, a potência nominal do gerador será dada por:

$$S_N = \frac{P_T \cdot \eta_{GE}}{FP_N} \quad (5.2)$$

Nesta expressão  $S_N$  é a potência nominal,  $P_T$  é a potência nominal da turbina,  $FP_N$  é o fator de potência nominal e  $\eta_{GE}$  é o rendimento nominal do gerador.

Observe-se que a potência do gerador é definida em termos de potência aparente, ou seja, volt-ampères, cuja unidade é o VA. Naturalmente, em função das grandes potências geradas, empregam-se, normalmente, os seus múltiplos de milhares e milhões de volt-ampères, ou seja, kVA e MVA, respectivamente.

Para tanto, torna-se necessário dividir a potência ativa, fornecida pela turbina, pelo fator de potência (FP). Este deve ser especificado a fim de que o gerador possa atender uma determinada carga reativa quando opera a 100% de sua potência ativa nominal. Esta prática garante que o sistema opere com tensão nominal, mesmo que o gerador venha a operar isoladamente de um sistema interligado.

Como a potência de um gerador é aquela disponível em seus terminais, e não a fornecida pela turbina, deve-se levar em conta o rendimento desta transformação. Atualmente o rendimento de um gerador de grande porte é muito próximo de 100%, situando-se na faixa entre 96 e 98%.

Com relação à tensão nominal, pode-se encontrar duas situações. A primeira quando o gerador é conectado a um barramento através de um transformador. Neste caso, a tensão de geração pode ser qualquer uma, ou a que resulte em menores custos, uma vez que o transformador se encarregará de compatibilizar os níveis de tensão no ponto de interligação. Esta situação ocorre, em geral, em centrais termelétricas de grande porte construídas exclusivamente para a geração de energia, conectadas a barramentos ou linhas de transmissão em níveis acima de 13,8 kV.

A segunda situação ocorre quando o gerador é acoplado diretamente a um barramento através de um disjuntor. Neste caso a tensão nominal do gerador deve ser igual à tensão nominal deste barramento. Este caso ocorre normalmente em indústrias que possuam cogeração e a tensão, em geral, é da ordem de 13,8 kV.

Uma vez definidas a potência, tensão e fator de potência nominal, a corrente nominal é prontamente calculada através da seguinte expressão:

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} \quad (5.3)$$

Neste ponto reside uma relação de compromisso entre a tensão nominal de geração e a corrente nominal. Pela expressão pode-se observar que estas grandezas são inversamente proporcionais, e trazem uma série de implicações. Se a tensão nominal for muito alta, acarretará em elevados custos para o gerador, porém a corrente será pequena, reduzindo o custo de equipamentos acessórios tais como transformadores de corrente, disjuntores,

cablagem e outros. Contrariamente, uma tensão nominal relativamente baixa irá acarretar em elevadas correntes de operação, onerando os equipamentos acessórios. Sendo assim, a definição destas grandezas passa, necessariamente, por uma avaliação de custos e benefícios.

As turbinas térmicas trabalham com elevadas rotações, muitas vezes superiores a 10.000 rpm. Os geradores síncronos, por outro lado, possuem rotação máxima de 3600 rpm, quando conectados a uma rede em 60 Hz. Estes dois sistemas são compatibilizados através do emprego de um acoplamento redutor de velocidade. Sendo assim, a definição da rotação nominal de um gerador irá depender do custo deste redutor. Via de regra, a rotação do gerador deverá ser, 3600 ou 1800 rpm para sistemas em 60 Hz, ou 3000 e 1500 para sistemas em 50 Hz. Note-se que estes valores são definidos pela aplicação da expressão (5.1).

A classe de isolamento, por sua vez, define a elevação de temperatura admissível durante a operação da máquina. Note-se que a vida útil de uma máquina elétrica possui uma forte correlação com a temperatura de operação. Não obstante o desenvolvimento de modelos avançados que quantifiquem esta correlação, é comum considerar-se a regra prática de que a elevação de 8 a 10°C acima da temperatura limite definida pela classe de isolamento reduz a vida útil do equipamento pela metade. A tabela a seguir apresenta os limites térmicos operativos para cada classe de isolamento.

Tabela 5.1 – Limites térmicos por classe de isolamento (Bortoni, 1998)

Classe de Isolamento	A	E	B	F	H
Elevação da temperatura média admissível (°C)	60	75	80	100	125
Diferença de temperatura entre o ponto mais quente e a temperatura média (°C)	5	5	10	15	15
Temperatura ambiente (°C)	40	40	40	40	40
Temperatura admissível no ponto mais quente (°C)	105	120	130	155	180

O sistema de refrigeração é de fundamental importância e a sua principal função é retirar de dentro da máquina o calor produzido pela passagem de corrente elétrica nos condutores da armadura e do rotor e pelo atrito entre as partes mecânicas e mancais. Tal sistema é caracterizado principalmente pelo tipo fluido refrigerante, pelo arranjo do circuito de refrigeração e pelo modo de suprimento de energia para a circulação do meio refrigerante.

Sendo assim, com relação ao arranjo pode-se ter: livre circulação, uso de tubos de aspiração e exaustão ou através de trocador de calor incorporado ou montado separadamente. Quanto à circulação do fluido refrigerante tem-se a livre convecção, auto-circulação, deslocamento relativo, dispositivo de circulação incorporado, montado no eixo da máquina ou independente.

Indicado em praticamente todos os turbogeradores com potências nominais acima de 100 MW, o uso do hidrogênio como fluido refrigerante traz consigo grandes vantagens, dentre as quais pode-se citar: redução das perdas por de carga na sua circulação em função da sua baixa densidade, alta eficiência na absorção de calor devido ao seu elevado calor específico e condutividade térmica, melhor isolamento elétrico obtido com o controle das condições internas do gerador e da necessidade de um encapsulamento hermeticamente fechado. A todas estas vantagens deve ser adicionada a inexistência de oxidação de partes metálicas em uma atmosfera de hidrogênio.

Como principal desvantagem, no entanto, tem-se a periculosidade do manuseio do hidrogênio devido à sua característica explosiva quando em contato com o oxigênio. Para evitar este contato durante uma manutenção ou uma parada da máquina, a solução encontrada é liberar um gás inerte, tal como o dióxido de carbono, a uma pressão levemente superior à atmosférica, garantindo a ausência de oxigênio no interior do gerador. Existem também restrições com relação à temperatura e umidade do gás, motivo pelo qual estas grandezas devem ser continuamente monitoradas.

### 5.2.3 Operação em carga

A operação dos geradores síncronos se resume, basicamente, no despacho das potências ativa e reativa. Tais grandezas são controladas pelo regulador de velocidade (governador) e regulador de tensão, respectivamente. Em uma máquina síncrona, as equações que regem o comportamento destas potências em regime permanente são (Souza et al, 1983):

$$P = \frac{E \cdot V}{x_d} \cdot \text{sen } \delta + \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot \text{sen } 2\delta \quad (5.4)$$

$$Q = \frac{E \cdot V}{x_d} \cdot \text{cos } \delta - V^2 \cdot \left( \frac{\text{sen}^2 \delta}{x_q} + \frac{\text{cos}^2 \delta}{x_d} \right) \quad (5.5)$$

Nestas equações, tem-se:

P – Potência ativa (W)

Q – Potência reativa (var)

E – Tensão induzida (V)

V – Tensão terminal (V)

$x_d$  – Reatância síncrona de eixo direto ( $\Omega$ )

$x_q$  – Reatância síncrona de eixo em quadratura ( $\Omega$ )

$\delta$  – Ângulo de carga ( $^\circ$ )

Uma simplificação das equações anteriores é considerar a inexistência de saliência no rotor de um turbogerador (rotor cilíndrico), que resulta em uma reatância síncrona de eixo em quadratura igual à reatância síncrona de eixo direto. Neste caso, valem as seguintes expressões:

$$P = \frac{E \cdot V}{x_d} \cdot \text{sen } \delta \quad (5.6)$$

$$Q = \frac{E \cdot V}{x_d} \cdot \text{cos } \delta - \frac{V^2}{x_d} \quad (5.7)$$

Na prática, para um turbogerador, o valor de  $x_q$  varia entre 94 e 98% da reatância de eixo direto. Como os métodos normalizados admitem uma incerteza de 10% para a identificação destes parâmetros (IEEE, 1983; ABNT, 1989), tem-se que é comum considerar-se o valor da reatância de eixo em quadratura igual ao da reatância de eixo direto, uma vez que o erro cometido estaria dentro da incerteza admissível e, principalmente, pela facilidade da sua identificação.

A expressão seguinte pode ser usada para obter um valor prático de  $x_d$ , quando a máquina opera com potência ativa nula, fornecendo potência reativa para o sistema (Bortoni, 2000a).

$$x_d = \frac{I_N}{I_A} \cdot \left( \frac{i_{FD}}{i_{FO}} - 1 \right) \quad (5.8)$$

Onde  $I_A$  e  $I_N$  são correntes de armadura para um ponto de carga qualquer e para a condição nominal de operação, respectivamente.  $i_{FD}$  é a corrente de campo para a dada condição de

carga e  $I_{F0}$  é a corrente de campo que leva a máquina, em vazio, à tensão nominal. Esta equação resulta em uma reatância de eixo direto em p.u..

Note-se, entretanto, que os limites operativos de uma máquina são basicamente térmicos, de modo que, conhecendo-se estes limites, pode-se garantir uma operação segura, evitando a imposição de riscos ao gerador. A curva de capacidade, ou carta de capacidade, é o lugar geométrico no plano cartesiano definido pelas potências ativa e reativa, que apresenta os limites operativos de um gerador. A sua construção, no caso de turbogeradores, é feita a partir do conhecimento da potência nominal, fator de potência nominal e da reatância síncrona de eixo direto. A figura 5.4 ilustra a carta de capacidade para um turbogerador.

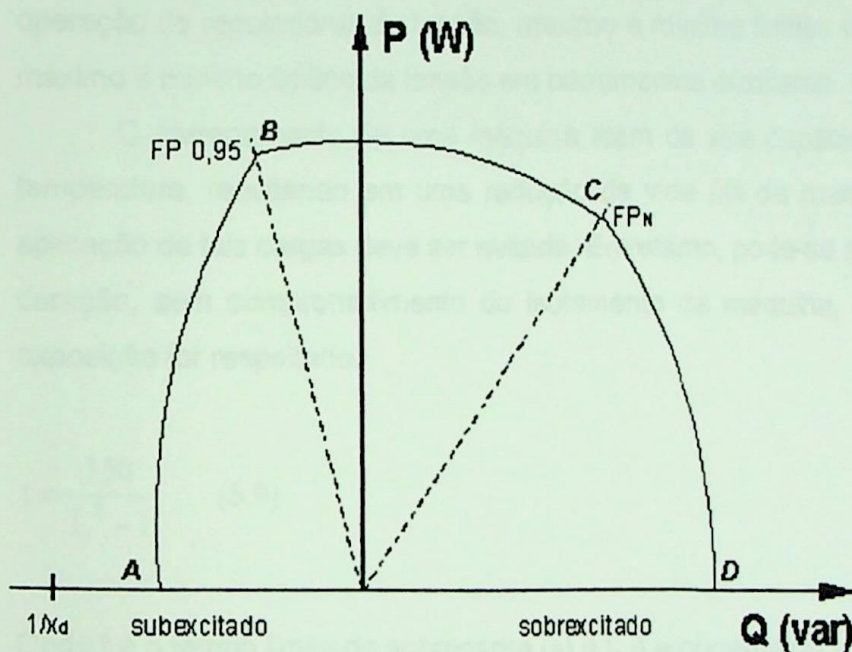


Figura 5.4 - Carta de capacidade - gerador de pólos lisos (Bortoni, 2000a)

Nesta figura, o arco  $BC$ , de raio igual a 1 p.u. da potência nominal, cuja origem coincide com a própria origem do diagrama, representa o limite de aquecimento da armadura.

A curva de capacidade de um gerador de pólos lisos difere em alguns aspectos da de um gerador de pólos salientes. Como não há saliência, a limaçon de Pascal, que descreve o limite de aquecimento do rotor, passa a ser um arco de circunferência (ABNT, 1984). Sendo assim o limite de aquecimento do rotor é definido pelo arco  $CD$ , cuja origem se encontra no eixo da potência reativa sobre o ponto  $-1/x_d$ , e raio igual à distância entre ponto e o ponto definido pelo fator de potência nominal (sobrecitado) sobre o limite de aquecimento da armadura.

É comum traçar-se também os limites estáticos e dinâmicos de estabilidade. No entanto, em máquinas de pólos lisos, por conta da extrema rapidez e eficiência dos modernos sistemas de excitação sobre o controle da estabilidade, o aquecimento das extremidades do pacote magnético da armadura se torna um fator mais limitante do que a margem de estabilidade, razão pela qual foi suprimida. Este fenômeno ocorre durante a operação com campo enfraquecido, quando o fluxo fica ortogonal ao plano da laminação, dando origem a uma corrente que circula por caminhos de baixa resistência provocando aquecimento localizado (Borotni, 2000). Este novo limite, representado pelo arco *AB*, é obtido traçando-se uma circunferência com origem em um ponto no primeiro quadrante, não necessariamente localizado sobre o eixo das abscissas, e raio que vai desde este ponto até o ponto definido pela linha de fator de potência 0,95 (subexcitado) sobre o limite de aquecimento da armadura.

Outros limites, ainda não representados na fig. 5.4, são também impostos pela operação de reguladores de tensão, máximo e mínimo limites operativos da máquina primária, máximo e mínimo limites da tensão em barramentos auxiliares, mínima excitação, etc.

O carregamento de uma máquina além de sua capacidade pode causar elevação de temperatura, resultando em uma redução da vida útil da máquina. Sendo assim, a repetida aplicação de tais cargas deve ser evitada. Entretanto, pode-se admitir uma sobrecarga de curta duração, sem comprometimento do isolamento da máquina, se o seguinte tempo limite de exposição for respeitado.

$$t = \frac{150}{I_1^2 - 1} \quad (5.9)$$

Onde *t* é o tempo limite de sobrecarga (s) e *I*<sub>1</sub> é a corrente de sobrecarga em p.u.

É interessante observar que a sobrecarga afeta principalmente o enrolamento da armadura, sem, praticamente, provocar sollicitação ao rotor. Este componente, no entanto, é extremamente sensível às componentes de seqüência negativa e zero, oriundas da operação desequilibrada ou da alimentação de faltas à terra.

Este fenômeno pode ser explicado uma vez que uma corrente de seqüência negativa na armadura irá dar origem a um campo girante, com a mesma velocidade, porém contrário ao campo criado pelo rotor, induzindo correntes parasitas à dupla freqüência na superfície do rotor. Da mesma forma, uma componente de seqüência zero na armadura irá induzir uma corrente à freqüência fundamental no rotor.

Posto que estas correntes irão circular pelos anéis de retenção em ambas extremidades, estabelecendo um caminho de baixa resistência, toda a superfície do rotor e seus componentes estarão sujeitos a uma forte elevação de temperatura.

Dessa forma, para se avaliar a extensão dos possíveis danos causados pela operação desequilibrada, assim como estabelecer limites para este tipo de operação, é de suma importância o conhecimento da componente de seqüência negativa da corrente de carga. A figura a seguir apresenta estes limites operativos.

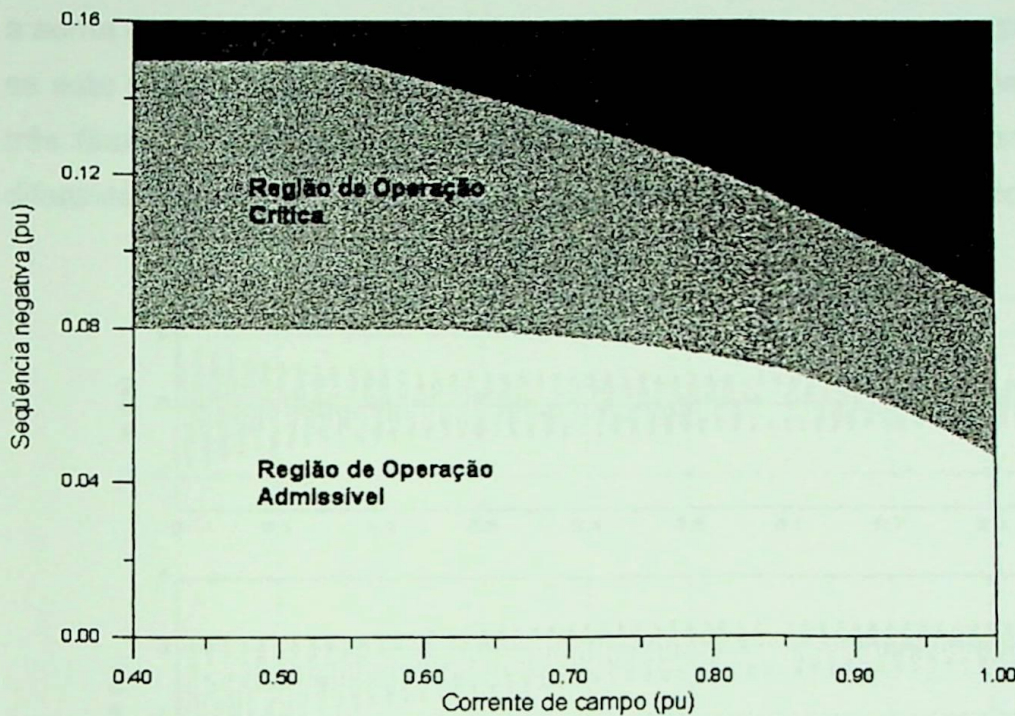


Figura 5.5 – Limites operativos impostos pela componente de seqüência negativa (Bortoni, 2000 b).

A determinação da componente de seqüência negativa da corrente é feita aplicando-se uma matriz de transformação sobre um vetor que contém os valores do módulo e do ângulo das correntes nas três fases (Walker, 1952). Porém, de modo a facilitar a sua pronta determinação durante a operação da central, pode-se, em primeira aproximação, empregar a seguinte expressão (IEEE, 1983).

$$I_2 = \sqrt{0,1260 \cdot (A + B)^2 + 0,3330 \cdot (A - B)^2} \quad (5.10)$$

Nesta expressão,  $I_2$  é a componente de seqüência negativa da corrente, em p.u.;

$A = I_B / I_{A-1}$ ,  $B = I_C / I_{A-1}$ ;  $I_A$ ,  $I_B$  e  $I_C$  são as correntes em quaisquer das três fases.

### 5.2.4 Operação em curto-circuito

Uma das condições mais severas impostas aos geradores síncronos é o curto-circuito.

Este pode ser classificado como sendo curto-circuito simétrico ou assimétrico. Os curtos circuitos assimétricos são aqueles ditos desequilibrados e envolvem uma ou duas das fases do gerador, quais sejam: curto fase-fase, curto fase-terra ou curto fase-fase-terra. As faltas à terra são também influenciadas pela impedância da falta. Quando esta impedância é nula, diz-se que a falta é solidamente aterrada.

Na categoria de curtos-circuitos simétricos tem-se o curto-circuito trifásico. Uma vez que a soma das correntes nas três fases em curto trifásico sempre será zero, não haverá diferença se este possuir contato a terra ou não. A figura 5.6 mostra o aspecto típico das correntes nas três fases durante um curto-circuito trifásico. Note o deslocamento inicial das correntes em diferentes direções, função do ângulo de fase no momento do curto-circuito.

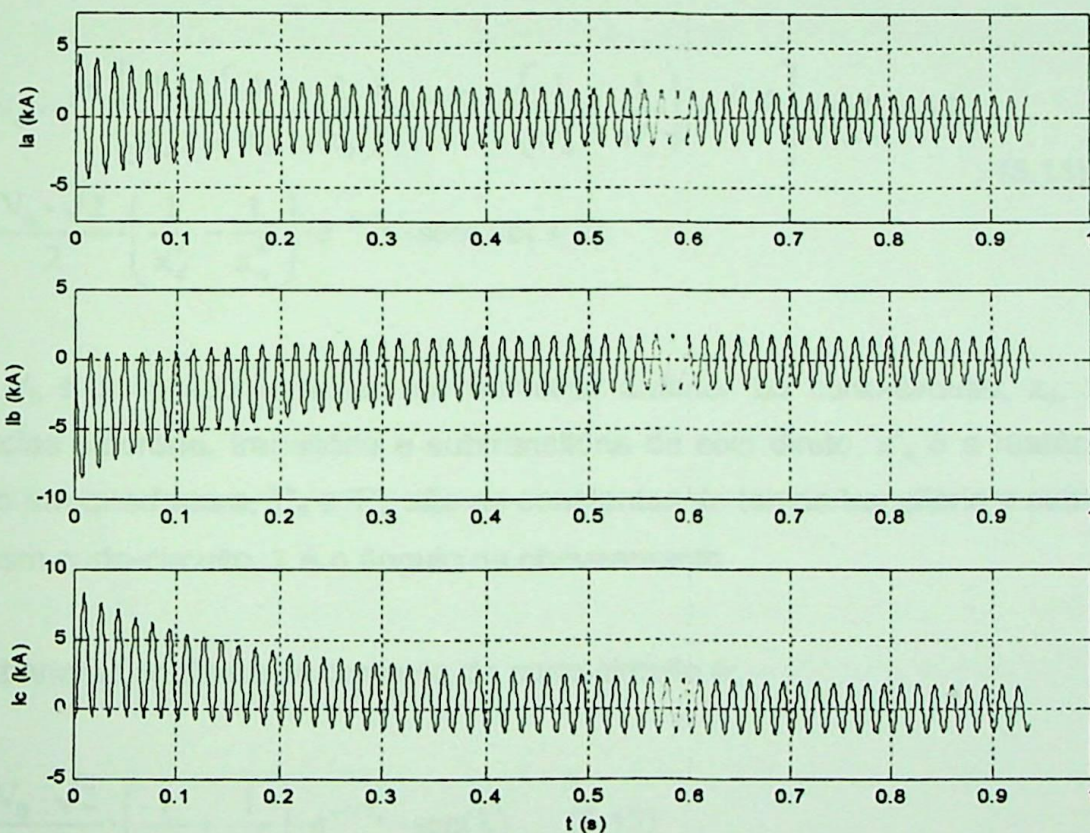


Figura 5.6 – Comportamento típico das correntes durante um curto-circuito. (Kimbark, 1956)

Neste ponto é interessante observar o comportamento das correntes de falta nas diferentes fases. A análise da corrente de falta na fase A ( $I_a$ ) revela que esta se trata de uma senoide amortecida apresentando três regimes distintos, quais sejam, um regime transitório, um regime subtransitório e um regime permanente. Se for adotado um modelo simplificado para o gerador, como sendo uma fonte de tensão constante atrás de uma impedância, tal

fenômeno pode ser explicado pela variação desta impedância, como resultado da influência combinada dos efeitos do enrolamento de campo e do enrolamento amortecedor sobre o fluxo enlaçado na máquina síncrona.

Por outro lado, as correntes nas outras duas fases B e C, além de apresentarem esta característica amortecida como acontece na fase A, apresentam também uma assimetria em relação ao eixo das abscissas, resultante da influência de uma componente contínua, também amortecida, unidirecional. Este fato é explicado pelo princípio do fluxo constante. Observe na figura 5.6 que o curto-circuito ocorre justamente no instante em que a corrente na fase A é zero. Como as correntes nas outras fases estão defasadas 120° em avanço ou em atraso, tem-se que o curto-circuito ocorre nestas fases em um ponto cujo valor da corrente é diferente de zero. Na realidade, a amplitude da componente dc irá depender fundamentalmente da posição do pólo da máquina no instante da ocorrência do curto-circuito.

Sendo assim, a componente alternada da corrente de curto-circuito é dada por:

$$I_{ac} = V_0 \cdot \sqrt{2} \cdot \left[ \frac{1}{x_d} + \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot e^{-t/T'_d} + \left( \frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d} \right) \cdot e^{-t/T''_d} \right] \cdot \text{sen}(\omega t + \lambda) - \frac{V_0 \cdot \sqrt{2}}{2} \cdot \left( \frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x''_q} \right) \cdot e^{-t/T_a} \cdot \text{sen}(2\omega t + \lambda) \quad (5.11)$$

Onde  $V_0$  é a tensão terminal no momento anterior ao curto-circuito,  $x_d$ ,  $x'_d$  e  $x''_d$  são as reatâncias síncrona, transitória e subtransitória de eixo direto,  $x''_q$  é a reatância subtransitória de eixo em quadratura,  $T'_d$  e  $T''_d$  são as constantes de tempo transitória e subtransitória de eixo direto em curto-circuito,  $\lambda$  é o ângulo de chaveamento.

A componente contínua da corrente de curto-circuito é:

$$I_{dc} = \frac{V_0 \cdot \sqrt{2}}{2} \cdot \left( \frac{1}{x''_d} + \frac{1}{x''_q} \right) \cdot e^{-t/T_a} \cdot \text{sen}(\lambda) \quad (5.12)$$

$T_a$  é constante de tempo da armadura em curto-circuito.

Ao se desconsiderar a saliência, o que equivale a dizer que as reatâncias subtransitórias de eixo direto e de eixo em quadratura são iguais, e tomando o valor eficaz das correntes, resultam nas seguintes expressões simplificadas para as componentes ac e dc da corrente de curto-circuito.

$$I_{ac} = V_0 \cdot \left[ \frac{1}{x_d} + \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot e^{-t/T'_d} + \left( \frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d} \right) \cdot e^{-t/T''_d} \right] \quad (5.13)$$

$$I_{dc} = \frac{\sqrt{2} \cdot V_0 \cdot \text{sen}(\lambda)}{x''_d} \cdot e^{-t/T_a} \quad (5.14)$$

O valor eficaz da corrente da armadura resultante da composição das componentes alternada e contínua é:

$$I = \sqrt{I_{ac}^2 + I_{dc}^2} \quad (5.15)$$

O maior valor inicial possível para a corrente da armadura é obtida com uma componente ac máxima totalmente deslocada de uma componente dc também máxima. Seu valor é:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_0}{x''_d} \quad (5.16)$$

O conhecimento deste valor, considerando um pequeno amortecimento da corrente no primeiro semi-ciclo, é de grande importância para a especificação das capacidades máximas momentâneas de disjuntores, cabos e demais equipamentos sujeitos às correntes de curto-circuito.

A tabela a seguir apresenta uma relação de valores típicos de reatâncias, em p.u., e constantes de tempo, em segundos, para turbogeradores com um ou dois pares de pólos lisos.

Tabela 5.2 – Parâmetros típicos de máquinas síncronas (Bortoni, 2000a)

Parâmetro	Mínimo	Médio	Máximo
Reatância síncrona de eixo direto ( $x_d$ )	0,95	1,45	2,00
Reatância transitória de eixo direto ( $x'_d$ )	0,16	0,24	0,32
Reatância subtransitória de eixo direto ( $x''_d$ )	0,08	0,15	0,21

Reatância síncrona de eixo em quadratura ( $x_q$ )	0,92	1,42	1,98
Reatância transitória de eixo em quadratura ( $x'_q$ )	0,12	0,23	0,28
Reatância subtransitória de eixo em quadratura ( $x''_q$ )	0,10	0,15	0,21
Constante de tempo transitória de eixo direto em curto ( $T'_d$ )	0,40	1,10	1,80
Constante de tempo subtransitória de eixo direto em curto ( $T''_d$ )	0,02	0,04	0,05
Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em curto ( $T''_q$ )	0,02	0,04	0,05
Constante de tempo da armadura em curto ( $T_a$ )	0,04	0,16	0,35

Estes parâmetros podem ser calculados com base no projeto, material utilizado e dimensões da máquina ou obtidos a partir de ensaios. Neste sentido, o próprio registro da corrente durante um curto-circuito é útil para a determinação destes parâmetros. Técnicas mais modernas como a resposta em frequência, rejeição de carga e outras, têm sido utilizadas para alcançar este objetivo (Bortoni, 1998).

### 5.2.5 Sistema de excitação

O sistema de excitação é de fundamental importância para prover a alimentação em corrente contínua ao enrolamento de campo do gerador síncrono. A ele também são atribuídos os controles da tensão e da potência reativa gerada, além da manutenção da estabilidade em regime transitório, assim como fornecer condições favoráveis para a atuação da proteção.

Tais sistemas podem ser classificados em sistemas de excitação rotativos ou estáticos. No passado os sistemas rotativos eram os mais utilizados e eram representados pelos geradores de corrente contínua, acoplados ao eixo do gerador principal. Atualmente o sistema rotativo de excitação *brushless* tem sido empregado em várias instalações.

O sistema *brushless* se constitui de um gerador com armadura rotativa, acoplada ao eixo da máquina principal, e um conjunto de pólos fixos à carcaça. Fazendo-se circular corrente contínua pelos enrolamentos dos pólos fixos, induz-se uma tensão alternada na armadura rotativa. Esta tensão alternada é retificada por meio de uma ponte não controlada de diodos, também girante, e levada diretamente ao enrolamento de campo do gerador síncrono. Este

o sistema possui grande vantagem por não utilizar anéis e escovas, reduzindo sobremaneira as necessidades de manutenção.

A figura 5.7 mostra, esquematicamente, os sistemas de excitação rotativos, gerador de corrente contínua (a) e *brushless* (b).

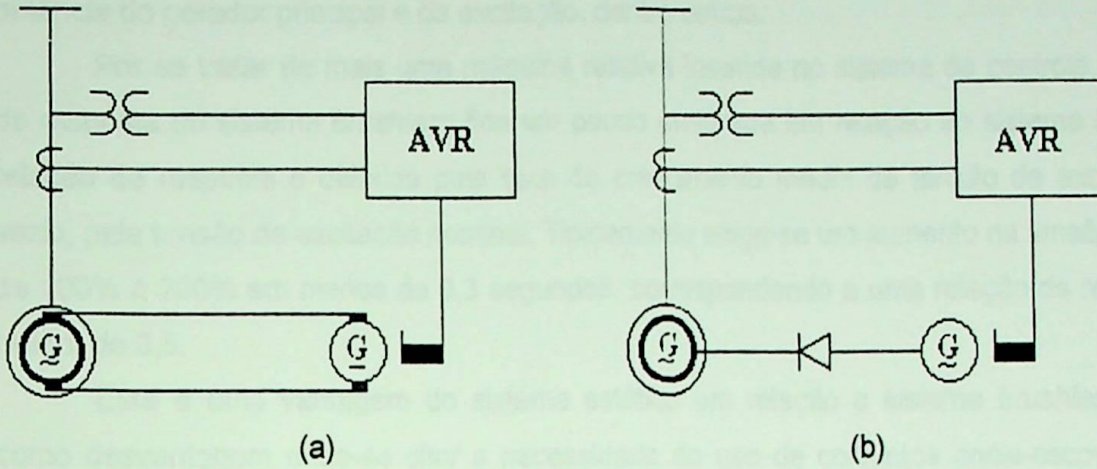


Figura 5.7 - Sistemas rotativos de excitação

No sistema estático a própria tensão obtida nos terminais do gerador principal é utilizada para prover a potência necessária para a excitação. Isto é feito a partir de um transformador de excitação. A corrente de excitação é controlada através do ajuste do ângulo de disparo em uma ponte de tiristores. Neste caso, assim como no sistema de excitação rotativo com gerador de corrente contínua, também são utilizados conjuntos anéis-escovas para levar a corrente de excitação ao rotor do gerador.

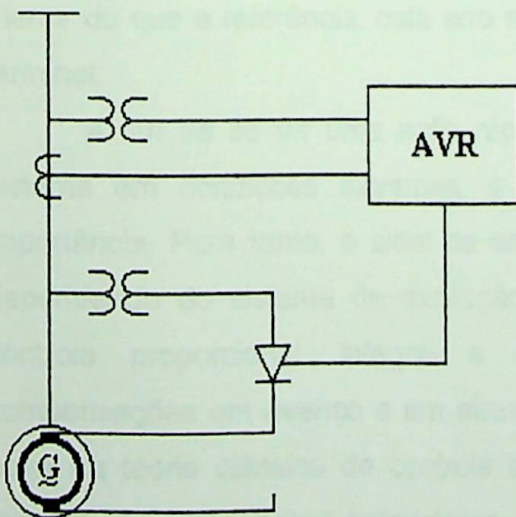


Figura 5.8 - Sistema de excitação estático

Ao se escolher um sistema de excitação deve-se ter em mente as situações operacionais previstas e os distúrbios dinâmicos aos quais o gerador elétrico estará submetido, como por exemplo: partida de grandes motores de indução, rejeições de carga, sustentação de corrente de curto-circuito, perturbações da rede, etc. Sendo assim, os principais fatores de seleção são: capacidade de sustentação de correntes de curto-circuito, tempo de resposta, potência do gerador principal e da excitação, dentre outros.

Por se tratar de mais uma máquina rotativa inserida no sistema de controle, a relação de resposta do sistema *brushless* fica um pouco majorada em relação ao sistema estático. A relação de resposta é definida pela taxa de crescimento média da tensão de excitação em vazio, pela tensão de excitação nominal. Tipicamente exige-se um aumento na tensão de saída de 100% a 200% em menos de 0,3 segundos, correspondendo a uma relação de resposta da ordem de 3,5.

Esta é uma vantagem do sistema estático em relação ao sistema *brushless*. Porém, como desvantagem pode-se citar a necessidade do uso de conjuntos anéis-escovas, o que exige uma maior frequência de manutenção.

Um dos elementos mais importantes no sistema de excitação é o regulador automático de tensão, ou, mais comumente, AVR (Automatic Voltage Regulator). Este é responsável pela manutenção da tensão terminal dentro de limites aceitáveis, controle da geração de potência reativa e também pela distribuição de potência reativa entre unidades geradoras em paralelo. Em alguns casos, o AVR é de fundamental importância para garantir a estabilidade da operação dos geradores elétricos quando da ocorrência de distúrbios, faltas ou entradas/saídas bruscas de carga.

O AVR trabalha tomando uma amostra da tensão terminal, comparando-a a uma tensão de referência, dando origem a um sinal de erro. Se a tensão terminal for maior do que a tensão de referência este erro é negativo, visando reduzi-la. Caso contrário, se a tensão terminal for menor do que a referência, este erro será positivo, atuando no sentido de aumentar a tensão terminal.

A fim de se ter uma ação rápida de controle, bem como garantir a estabilidade do sistema em condições extremas, a velocidade de resposta do AVR é de fundamental importância. Para tanto, o sinal de erro é amplificado, muitas vezes com ganhos elevados, dependendo do sistema de excitação empregado, para alcançar este objetivo. Blocos de controle proporcional, integral e derivativo são também utilizados, proporcionando compensações em avanço e em atraso. O ajuste dos parâmetros deste sistema é feito com base na teoria clássica de controle tais como o método do lugar das raízes, técnicas de resposta em frequência e autovalores.

O diagrama funcional geral mostrado na figura 5.9 indica os vários módulos de um sistema de excitação. Estes incluem o sensor da tensão terminal e o compensador de carga e potência reativa, o regulador de tensão, a excitatriz, elementos do sistema de estabilização e, em algumas circunstâncias, um sistema estabilizador de potência (Bortoni et al, 1995).

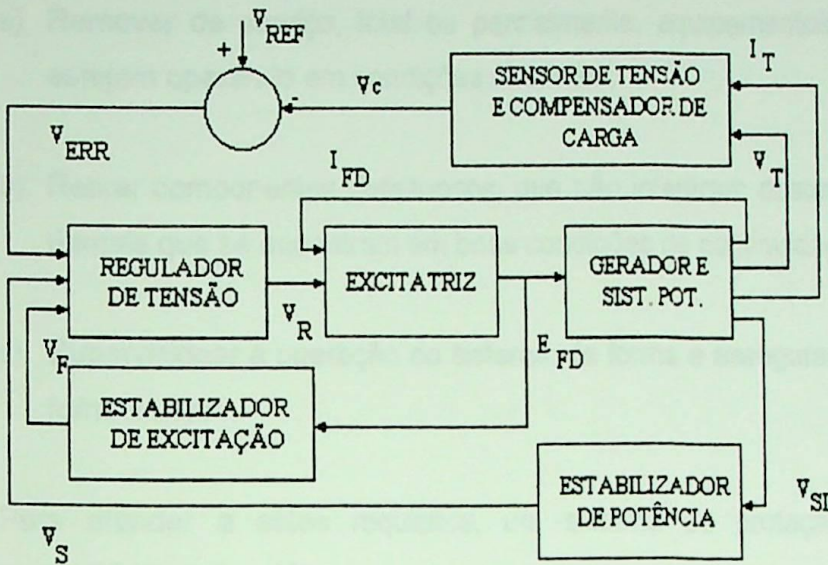


Figura 5.9 - Diagrama de blocos funcional para sistemas de controle de excitação

Neste diagrama, o sensor de tensão toma não somente a medida da tensão terminal do gerador, mas também uma amostra da corrente de carga. Esta prática comum é normalmente denominada por *compoundagem*. Esta *composição* dos sinais de tensão e corrente é útil a fim de evitar o efeito desmagnetizante de correntes de carga fortemente indutivas, sinalizando para o AVR a necessidade de uma maior compensação.

Esta compensação também pode ser conseguida no estágio de potência de uma excitatriz estática. Isto é feito inserindo-se no circuito de excitação, o secundário de um TC sujeito à corrente de carga, de modo que, quanto maior for a corrente de carga, maior a contribuição da corrente secundária do TC, devidamente retificada, para a excitação do gerador síncrono.

Observa-se também a função de compensação de carga incorporada ao sensor de tensão. Este sistema, denominado compensador de corrente cruzada (CCC), é empregado para se obter uma repartição apropriada de potência reativa entre unidades geradoras ligadas a um mesmo barramento, correspondendo a uma alteração do ponto de regulação das máquinas, ou para controlar a tensão em um ponto distante dos terminais da máquina.

### **5.3 Sistema de proteção**

O sistema de proteção desempenha o papel fundamental de detecção e isolamento de faltas, visando a operação normalizada, prevenção contra falhas e limitação de defeitos resultantes das falhas, trabalhando da seguinte forma (Rossi, 1998):

- a) Remover de serviço, total ou parcialmente, equipamentos, dispositivos ou circuitos que estejam operando em condições anormais;
- b) Retirar componentes defeituosos, que não interfiram desordenadamente na operação dos demais que se encontram em boas condições de continuidade de operação; e,
- c) Supervisionar a operação do sistema, de forma a assegurar a continuidade e qualidade do fornecimento.

Para atender a estes requisitos, um sistema de proteção deve possuir as seguintes características desejáveis:

- a) Sensibilidade: capacidade de detecção de pequenas grandezas de defeito ou anormalidades;
- b) Confiabilidade: capacidade do equipamento de proteção estar sempre disponível quando solicitado;
- c) Velocidade: tomada de decisão no menor espaço de tempo possível após a sua atuação; e,
- d) Seletividade: capacidade de discernimento entre regiões faltosas e sadias, tomando a decisão sem interferir em zonas de proteção que não estejam sob sua responsabilidade.

Durante a concepção e análise dos fundamentos básicos de sistema de proteção, deve-se ter sempre em mente que, devido à natureza aleatória das diversas faltas possíveis em um sistema, estes estudos são feitos com base em determinadas filosofias de proteção que se apóiam no equilíbrio dos recursos técnicos e econômicos, cuja solução permitirá a execução do projeto, uma vez que a previsão de proteção de todas as faltas possíveis o torna economicamente inviável.

Em centrais de geração termelétrica pode-se dividir o sistema de proteção em três zonas de proteção, basicamente no que concerne aos seus principais equipamentos, quais sejam: o

gerador elétrico, o transformador elevador e um conjunto que inclui barramentos e alimentadores, pertencentes à subestação. Cada zona de proteção será cuidadosamente detalhada a seguir.

### **5.3.1 Proteção do gerador elétrico**

Em uma máquina síncrona de médio ou grande porte, as condições anormais de funcionamento devem ser verificadas por efeito das seguintes causas:

- a) Perturbações e avarias que se verificam na rede e que como reflexo afetam a máquina (avarias externas);
- b) Avarias que se verificam nos enrolamentos e várias outras partes da máquina (avarias internas)

No que se refere aos defeitos externos, o alternador pode estar sujeito a repentinas sobre elevações de tensão e velocidade causadas por desligamentos ou reduções bruscas de carga e, ainda, sujeito a bruscos aumentos de correntes nos enrolamentos amortecedores.

Pode, ainda, sofrer danos devido a curtos-circuitos que se verifiquem na rede, se estes não forem imediatamente eliminados. Tais danos podem ser de natureza térmica ou de natureza eletrodinâmica através de solicitações excessivas nos enrolamentos da armadura, rotor e eixo.

As avarias que se verificam no interior da máquina são geralmente atribuídas a defeitos de isolamento da armadura ou rotor, causados por sobretensões ou por envelhecimento térmico dos materiais dielétricos.

A seguir são apresentadas as principais funções de proteção utilizadas. Em todos os casos, as proteções são referenciadas por um número, denominado por código ANSI (American National Standard), padronizado internacionalmente para cada função de proteção (ANSI/IEEE, 1987).

- a) Proteção contra sobrevelocidade (12): A sobrevelocidade normalmente é oriunda de uma rejeição de carga seguida do mau funcionamento do regulador de velocidade. Em função do stress mecânico provocado nestes casos, esta proteção se torna extremamente desejável na maioria das instalações. Para tanto, o sistema se utiliza de um sensor de velocidade solidário ao eixo da turbina.

- b) Relé de impedância (21): Trata-se de um relé que permite que o gerador atenda cargas que estejam dentro de uma região de operação pré-estabelecida. No caso de faltas externas, tais como um curto-circuito, a impedância vista pela máquina foge da região admissível, levando à atuação do relé.
- c) Proteção contra sobreexcitação (24): A sobreexcitação pode ocorrer devido à operação com tensões maiores do que a nominal, ou tensões iguais ou menores que a nominal a uma frequência inferior à nominal. A partir da relação tensão/frequência pode-se detectar o nível de excitação, uma vez que ela afeta termicamente, tanto o gerador, como também qualquer transformador a ele conectado.
- d) Relé de sincronismo (25): É um relé que verifica se as condições de sincronismo e paralelismo entre o gerador e o sistema foram ou não atendidas. A sua saída é normalmente utilizada em lógicas de intertravamento para a permissão do fechamento do disjuntor de interligação.
- e) Proteção contra subtensões (27): Este relé protege a unidade geradora contra subtensões sustentadas à frequência industrial.
- f) Proteção contra potência reversa (32): Se o gerador perde a sua energia primária oriunda de uma turbina ou motor, dá-se início a um processo de reversão no sentido do fluxo da potência, causando a motorização do gerador. Ao detectar esta inversão no fluxo o relé irá atuar para proteger o gerador. Um retardo de tempo se faz necessário para evitar a sua operação indevida durante a sincronização ou oscilação oriunda de uma perturbação no sistema.
- g) Sobretemperatura dos mancais (38): Um sensor de temperatura instalado em um orifício do mancal poderá detectar um eventual sobreaquecimento. A sua atuação é feita através de um alarme.
- h) Proteção contra vibração de mancais (39): É um dispositivo que atua quando observada a ocorrência de condições mecânicas anormais (exceto aquelas cobertas pela função 38), tais como vibração excessiva, excentricidade, expansão, choque ou falha em selos.
- i) Proteção contra subexcitação (40): Protege o gerador em condições de perda de campo, quando o mesmo começa a operar como uma máquina de indução, absorvendo considerável quantidade de potência reativa do sistema, podendo levar à perda de

estabilidade e aquecimento do estator e rotor. Com as suas características devidamente ampliadas, pode ser utilizado para detectar perda de sincronismo.

- j) **Proteção contra desequilíbrio de carga (46):** Como mostrado anteriormente, a operação com desequilíbrios de corrente, oriunda da alimentação de cargas desequilibradas ou de linhas sem transposição, é extremamente nociva ao gerador síncrono. Este relé detecta a componente de seqüência negativa e atua soando ou alarme ou sobre uma unidade temporizada, dependendo do nível deste desequilíbrio.
- k) **Modelo térmico do estator (49):** Trata-se de sensores de temperatura resistivos distribuídos entre os enrolamentos da armadura, com a finalidade de prover informação a respeito da elevação de temperatura originária de sobrecargas, aquecimento do pacote magnético ou mau funcionamento do sistema de refrigeração e troca de calor.
- l) **Proteção de sobrecorrente instantânea (50):** Este relé provê uma proteção com alta sensibilidade e velocidade, atuando imediatamente sempre que o valor de corrente ultrapasse um limite previamente ajustado.
- m) **Proteção contra energização inadvertida (50/27):** A energização inadvertida pode resultar de um fechamento de um disjuntor enquanto a máquina ainda está parada ou em baixa velocidade. A rápida aceleração pode causar danos excessivos. Esta situação é detectada pela ação de uma sobrecorrente instantânea associada a uma subtensão. Pode-se nestes casos também empregar uma proteção de sobrecorrente direcional (67):
- n) **Detecção de falha do disjuntor (50BF):** Muitas vezes um disjuntor pode não atuar mediante a um comando de abertura. Tal problema pode ser de ordem elétrica ou mecânica. Elétrica, quando, por exemplo, a potência do curto-circuito supera a sua capacidade disruptiva; mecânica quando as suas partes móveis apresentarem defeito. Este relé detecta a falha na operação e dispara o procedimento de medidas mitigadoras.
- o) **Proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada para proteção de terra (50/51GN):** Trata-se de um relé de sobrecorrente instantâneo associado a um relé de sobrecorrente temporizado ligado a um TC de neutro do gerador. A temporização se faz necessária para que haja uma coordenação com a proteção existente, externa ao gerador.
- p) **Proteção de sobrecorrente temporizada (51):** É um relé com característica de tempo definida, podendo esta ser normalmente inversa, muito inversa ou extremamente inversa,

que atua quando a corrente ultrapassa um valor determinado. A característica de tempo é muitas vezes desejável para viabilizar a coordenação da proteção. Muitas vezes a numeração vem acompanhada das letras N ou G, que representam sobrecorrente de neutro e de terra (*ground*), respectivamente.

- q) Sobrecorrente temporizado com restrição de tensão (51V): Este relé de sobrecorrente permite ser ajustado para correntes abaixo da corrente nominal da máquina, uma vez que ele só irá atuar se, simultaneamente, a tensão estiver abaixo de um valor ajustado pré-especificado. Uma aplicação importante é o discernimento entre uma corrente de carga e uma corrente de falta com alta impedância. No último caso, a tensão cai a zero.
- r) Proteção contra sobretensões (59): Este relé protege o isolamento da unidade geradora contra sobretensões elevadas e sustentadas na frequência industrial, as quais podem ser originadas de perdas de carga, aberturas monopolares, sobreexcitação, etc.
- s) Proteção de 100% dos enrolamentos do estator à terra (59N/27N): Esta função, em geral, é efetuada empregando-se um relé de sobretensão (59) monitorando o elemento de aterramento do neutro do gerador. Um sistema de proteção complementar emprega um relé de subtensão sintonizado no terceiro harmônico. Em função do projeto da máquina, uma tensão de terceiro harmônico surge em maior ou menor grau no ponto de conexão do neutro. Esta tensão pode ser monitorada a fim de detectar faltas à terra próximas ao neutro.
- t) Proteção contra falha dos fusíveis dos TPs (60FL): A perda do sinal de tensão pode conduzir a uma série de problemas no funcionamento do sistema de geração, além a atuação intempestiva de algumas proteções. O motivo mais comum desta falha é a perda de fusíveis. Outras causas poderiam ser a falha em enrolamento de TPs, abertura acidental de contatos, etc. A sua detecção pode ser feita a partir de um relé de desbalanço de tensão. Relés mais modernos utilizam relações existentes entre componentes de seqüência negativa da tensão e da corrente durante a perda de potencial.
- u) Proteção de fase dividida (61): Esta proteção tem a finalidade de detectar defeitos do tipo curto-circuito entre espiras ou quaisquer desequilíbrios entre correntes de enrolamentos de uma mesma fase do gerador. Trata-se de um relé de sobrecorrente, temporizado, que monitora a diferença de corrente entre os terminais bobina de cada fase.
- v) Proteção de estator à terra (64S): Detecta eventuais contatos do enrolamento do estator à terra. Pode ser efetivada através de uma ligação ao sistema de aterramento do neutro da

estrela. Esta função detectará faltas à terra na faixa de 0 a 95% do comprimento do enrolamento rotórico.

- w) Proteção contra falta à terra no rotor (64F): Esta função é extremamente importante e sua concepção é complexa. Como a tensão de excitação é uma fonte DC fluando em relação ao terra do gerador, o relé atua em dois níveis: advertência, quando apenas um dos terminais da fonte é aterrado – o que, na realidade, não implica em problemas – e um desligamento quando ambos os terminais são aterrados.
- x) Proteção de perda de sincronismo (78): Faltas severas, transitórios na rede e variações súbitas de carga podem causar o escorregamento de pólo e a perda de sincronismo. A operação nestas condições pode causar danos ao gerador. Este relé é atuado quando uma defasagem angular pré-estabelecida entre duas tensões for detectada.
- y) Proteção contra sobre e subfreqüência (81O/U): A operação com sobrefreqüência pode indicar uma sobrevelocidade, sendo extremamente nociva às partes rotativas do grupo gerador, pela força atuante, e aos mancais. A subfreqüência, por outro lado, pode indicar uma sobrecarga, devendo rapidamente ser eliminada. Este relé é capaz de detectar estas variações e, em função de sua magnitude, permite atuar com diferentes ajustes temporizados. A função  $\Delta f/\Delta t$  pode ser incorporada para detectar variações bruscas de freqüência.
- z) Proteção diferencial de fase (87): É usada para caracterizar desequilíbrios de corrente nos enrolamentos da armadura, protegendo a máquina contra praticamente todos os tipos de curtos-circuitos. A grande vantagem deste relé é que ele é estritamente seletivo, podendo ser instantâneo, não necessitando uma coordenação com as demais proteções existentes, externas ao gerador.

Historicamente, todas estas funções têm sido efetuadas por relés eletromecânicos. No entanto, recentemente, relés utilizando tecnologia digital microprocessada, são programados para executar múltiplas funções de proteção (Mozina, 2000a). A figura 5.10 apresenta um esquema completo de proteção, quando o gerador é aterrado por meio de uma alta impedância, baseado em um relé multifunção. A figura 5.11 apresenta um esquema para proteção de geradores com aterramento de baixa impedância. A introdução ou retirada de algumas das funções apresentadas deverá ser verificada através de uma relação custo-benefício.



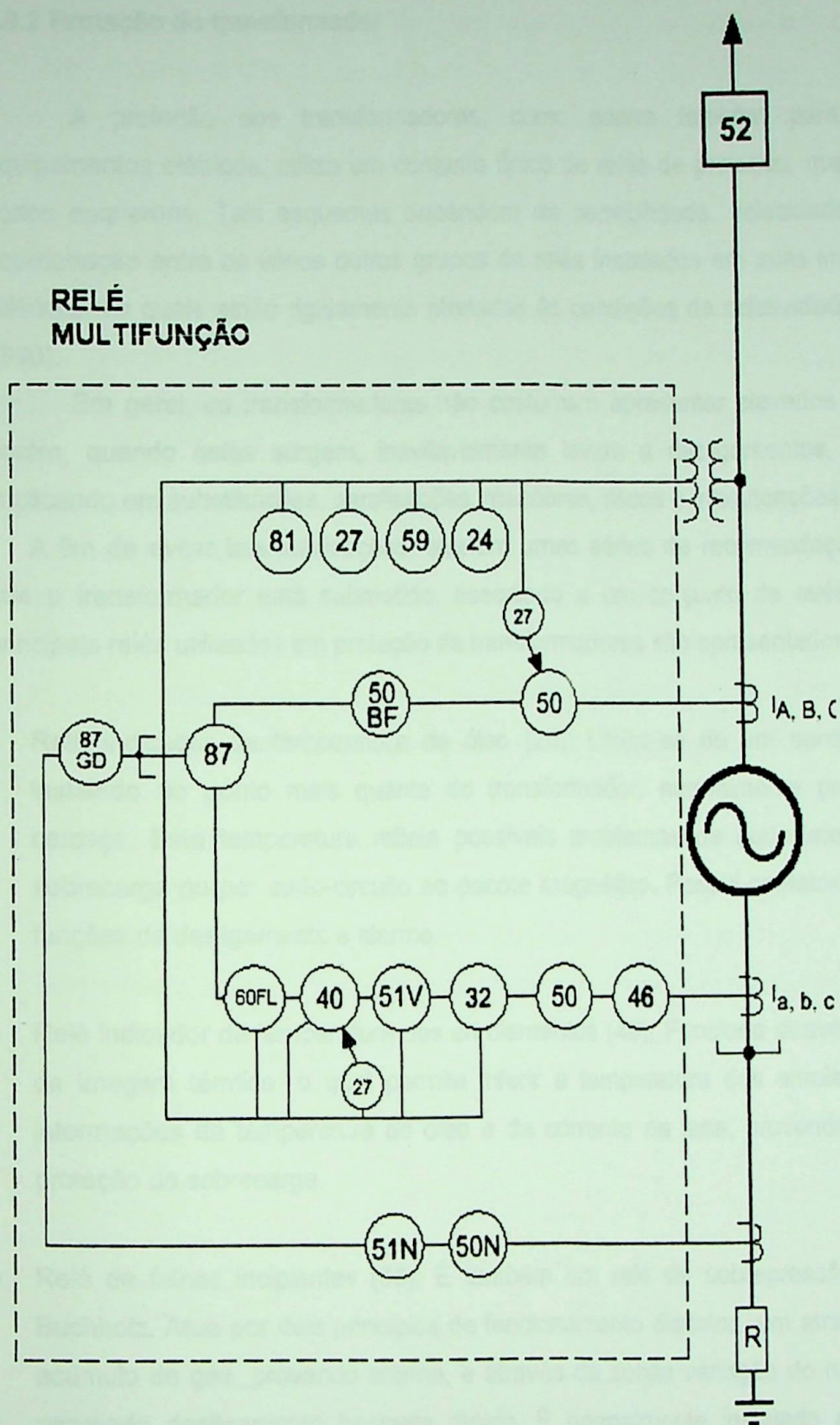


Figura 5.11 – Sistema de proteção para gerador aterrado com baixa impedância (Mozina, 2000a)

### 5.3.2 Proteção do transformador

A proteção dos transformadores, como ocorre também para diversos outros equipamentos elétricos, utiliza um conjunto típico de relés de proteção, que operam segundo vários esquemas. Tais esquemas dependem da sensibilidade, velocidade e problemas de coordenação entre os vários outros grupos de relés instalados em suas imediações físicas e elétricas, as quais estão rigidamente atreladas às condições de seletividade impostas (Rossi, 1990).

Em geral, os transformadores não costumam apresentar elevados índices de falhas, porém, quando estas surgem, inevitavelmente levam a desligamentos, forçados ou não, implicando em substituições, paralisações, manobras, riscos e manutenções corretivas.

A fim de evitar tais implicações, existem umas séries de recomendações operacionais a que o transformador está submetido, associado a um conjunto de relés de proteção. Os principais relés utilizados em proteção de transformadores são apresentados a seguir.

- Relé indicador de temperatura de óleo (26): Utiliza-se de um sensor de temperatura instalado no ponto mais quente do transformador, normalmente próximo ao topo da carcaça. Esta temperatura reflete possíveis problemas de aquecimento provocado por sobrecarga ou por curto-circuito no pacote magnético. Possui contatos ajustáveis para as funções de desligamento e alarme.
- Relé indicador de temperatura dos enrolamentos (49): Funciona através de um dispositivo de imagem térmica, o qual permite inferir a temperatura dos enrolamentos através de informações da temperatura do óleo e da corrente na fase, provendo desta forma, uma proteção de sobrecarga.
- Relé de falhas incipientes (63): É também um relé de sobrepressão, denominado relé Buchholz. Atua por dois princípios de funcionamento distintos, um através da detecção do acúmulo de gás, provendo alarme, e através da súbita variação do nível de óleo ou gás, provendo desligamento bastante rápido. É normalmente instalado entre o tanque e o reservatório de óleo.
- Relé de sobrepressão interna (63P): Esta proteção é capaz de detectar a formação de gás produzido por defeito entre espiras dos enrolamentos, provendo uma proteção de alta velocidade, uma vez que é a proteção primária do transformador. Para transformadores com potência acima de 5 MVA esta proteção é substituída pelo relé diferencial.

- Relé indicador de nível de óleo do conservador (71): Este equipamento monitora o nível do óleo, sinalizando através de contatos, os valores máximo e mínimo de óleo. É utilizado normalmente apenas para prover alarme, podendo eventualmente ser empregado para desligamento no caso de nível mínimo.

Estes relés analisados fazem parte de um releamento próprio do transformador, denominado releamento primário. A seguir serão apresentados um releamento denominado secundário, por utilizarem-se de secundários de TCs e TPs e por oferecerem uma função de retaguarda em relação aos relés primários.

- Relé de sobrecorrente de fase e neutro (50-51): São relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados, aplicados tanto a fases como ao neutro do transformador, provendo proteção contra defeitos externos, bem como fornecer uma proteção de retaguarda no caso de falha do releamento primário do transformador. A unidade 50 deve ser insensível às correntes de *inrush* do transformador e, no caso de transformadores com conexão triângulo-estrela, são instalados apenas do lado de alta tensão, protegendo cerca de 80% do enrolamento.
- Relé diferencial (87): Fornece uma proteção seletiva de alta velocidade para defeitos fase-fase, fase-terra e curtos entre espiras de um mesmo enrolamento, dentro da zona de proteção estabelecida pelos limites da malha diferencial. Possui um alto grau de sensibilidade, determinado pelo *slope* e pela corrente mínima de operação.

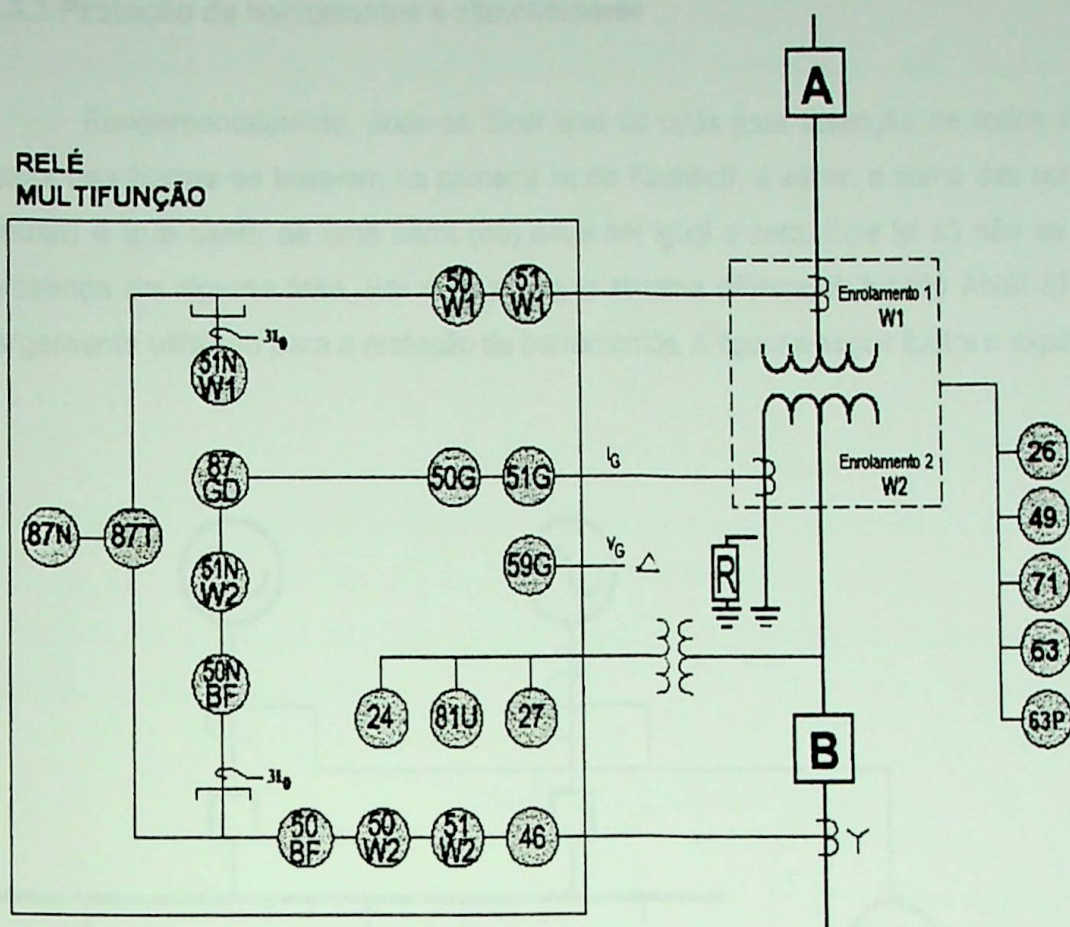


Figura 5.12 – Proteção de transformador empregando relé multifunção (Mozina, 2000b)

### 5.3.3 Proteção de barramentos e alimentadores

Fundamentalmente, pode-se dizer que os relés para detecção de todos os tipos de faltas nas barras se baseiam na primeira lei de Kirchhoff, a saber: a soma das correntes que entram e que saem de uma barra (nó) deve ser igual a zero. Esta lei só não se verifica na presença de alguma falta. Por esta razão, o sistema diferencial, função ANSI 87, é o mais largamente utilizado para a proteção de barramentos. A figura a seguir ilustra o exposto.

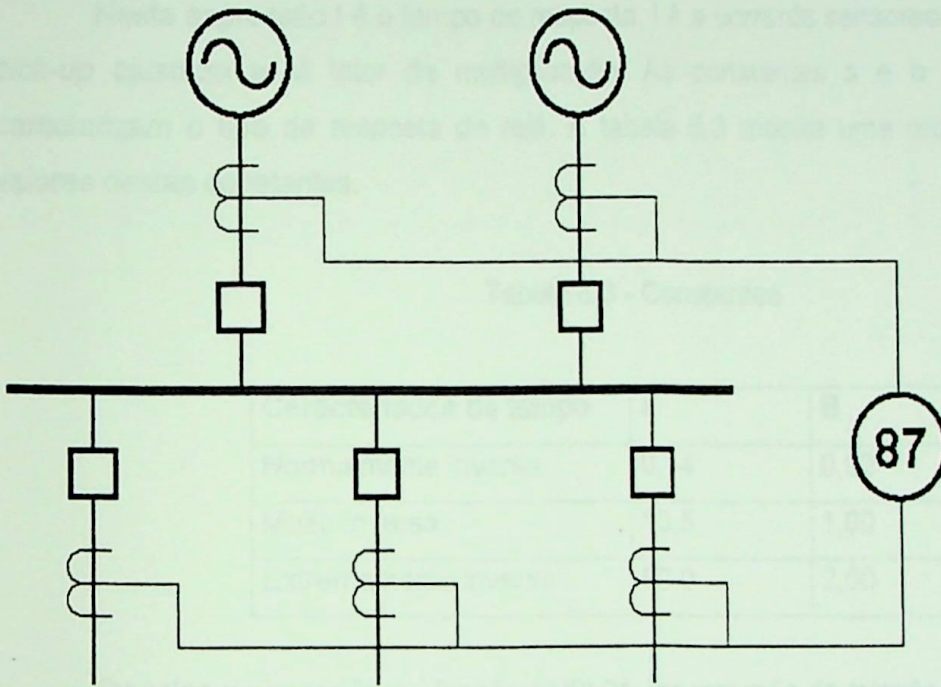


Figura 5.13 – Proteção diferencial de barramentos

Algumas variantes deste sistema podem ser encontradas como, por exemplo, o releamento diferencial com sobrecorrente, diferencial percentual, com acopladores lineares, com relé de sobretensão e outras.

A proteção de linhas deve garantir que todo defeito seja eliminado tão rapidamente quanto possível, sendo também desligada uma única seção, de mínima extensão possível. Nestes casos, são aplicados basicamente dois tipos de proteção: a de sobrecorrente e a de impedância (ou de distância).

A proteção instantânea de sobrecorrente é utilizada comumente para suplementar a proteção de tempo inverso. O tempo para a atuação de unidades temporizadas varia com a magnitude da corrente e com a característica de resposta, se normalmente inversa, muito inversa ou extremamente inversa.

As tecnologias recentes de relés de sobrecorrente permitem que tais características que governam o tempo de resposta sejam programadas. A seguinte expressão serve para estimar o tempo de resposta destes relés.

$$t = Mx \frac{a}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^b - 1} \quad (5.17)$$

Nesta expressão  $t$  é o tempo de resposta,  $I$  é a corrente sensoreada,  $I_p$  é a corrente de pick-up ajustada e  $M$  fator de multiplicação. As constantes  $a$  e  $b$  são coeficientes que caracterizam o tipo de resposta do relé. A tabela 5.3 mostra uma ordem de grandeza dos valores destas constantes.

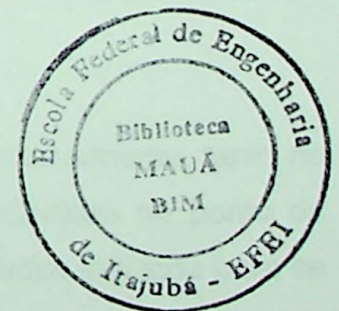
Tabela 5.3 - Constantes

Característica de tempo	a	B
Normalmente inversa	0,14	0,02
Muito inversa	13,5	1,00
Extremamente inversa	80,0	2,00

Os relés de impedância, função ANSI 21, lançam mão da relação que as potências ativa e reativa têm com a resistência e reatância equivalente de um sistema elétrico, para detectarem faltas que provoquem alterações significativas na impedância observada pelo relé, tais como faltas entre fases e entre fases e terra. As relações são mostradas a seguir.

$$r = \frac{P}{P^2 + Q^2} \cdot V^2 \quad (5.18)$$

$$x = \frac{Q}{P^2 + Q^2} \cdot V^2 \quad (5.19)$$



A impedância observada pelo relé é:

$$z = r + j \cdot x = \frac{V}{I} \quad (5.20)$$

Sendo assim, se a impedância do sistema observada pelo relé estiver dentro da chamada zona de bloqueio, o relé irá atuar. Caso esteja fora, o relé não irá responder, uma vez que esta zona está fora de sua área de atuação. Existem também outras características do relé de impedância, tais como o tipo reatância, admitância (mho), impedância combinada e tipo ângulo de impedância. A figura a seguir esquematiza a sua aplicação.

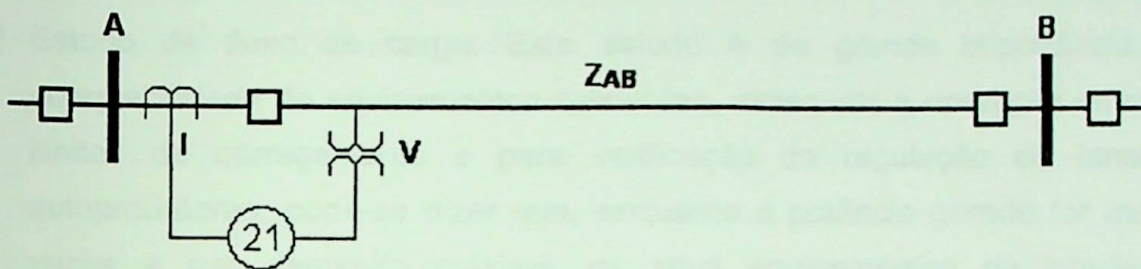


Figura 5.14 – Proteção de ramais usando relé de distância

#### 5.4 Interligação da central com o sistema elétrico

A interligação de unidades geradoras ao sistema elétrico é de grande interesse, independentemente da finalidade para a qual foi concebida. Se a central pertence a um auto-produtor interessado em atender as necessidades energéticas do seu processo industrial, a interligação permite garantir esse fornecimento mesmo em condições de emergência ou perda da geração própria. Por outro lado, se a central pertence a um produtor de energia elétrica, a interligação é o caminho natural para a oferta de seu produto.

Em quaisquer dos casos os efeitos desta interligação se farão sentir mutuamente, tanto no lado central como no lado do sistema. Isto porquê as características elétricas no ponto de interligação se alterarão, o que conduz à necessidade de serem feitos estudos elétricos para se conhecer de antemão quais os efeitos desta interligação.

Os estudos elétricos mínimos necessários são a análise de curto-circuito, fluxo de carga, estabilidade dinâmica e transitória, sobretensão e ressonância sub-síncrona. Tais estudos são detalhados a seguir:

- a) Estudo de curto-circuito: A introdução de cada nova unidade geradora representa a introdução de uma nova fonte de curto-circuito para o sistema. Sendo assim, devem ser investigados quais os novos níveis de curto-circuito trifásico, fase-fase, fase-terra e fase-fase-terra, em vários pontos do sistema, que darão subsídios para o ajuste da proteção, verificação da adequação de equipamentos existentes, sujeitos às correntes de curto-circuito, tais como disjuntores, TCs e malha de terra, bem como para a especificação de novos que venham a ser necessários.
- b) Estudo de fluxo de carga: Este estudo é de grande importância para verificar a adequabilidade de equipamentos existentes, assegurar a operação satisfatória dentro dos limites de carregamento e para verificação da regulação de tensão. No caso de autoprodutores, pode-se dizer que, enquanto a potência gerada for menor do que duas vezes a sua demanda máxima, os seus equipamentos de interligação podem ser considerados adequados sob o ponto de vista de carregamento.
- c) Análise de estabilidade dinâmica: A estabilidade dinâmica trata das questões relacionadas à maneira como, e em que tempo, as cargas serão distribuídas entre o sistema e as unidades geradoras. Para tanto, é de suma importância o conhecimento de certas características dos reguladores de velocidade, notadamente o estatismo permanente, ganhos e constantes de tempo, para que o estudo possa ser levado a cabo.
- d) Análise de estabilidade transitória: Ao contrário do estudo de estabilidade dinâmica que visa conhecer o comportamento do sistema em médio prazo, a estabilidade transitória analisa o sistema em curtos períodos de tempo. Neste caso deve ser estudado como o sistema se comporta frente à entradas e saídas bruscas de carga, qual a sua resposta diante de contingências tais como curtos-circuitos, perda de importantes linhas ou perda de unidades geradoras. Como resultados tem-se, por exemplo, quais são os tempos máximos de atuação da proteção e da abertura de disjuntores. Este estudo também irá direcionar o ajuste da proteção e de parâmetros e limites de reguladores de tensão e de velocidade que, em geral, devem ser submetidos à concessionária para avaliação e compatibilização com os seus critérios de proteção e estabilidade.

- e) **Análise de sobretensões:** As sobretensões são advindas basicamente de descargas atmosféricas e de ações de chaveamento no sistema. Este estudo permite dimensionar pára-raios e realizar a coordenação de isolamento, que é de suma importância para a proteção dos equipamentos do sistema. Tais estudos são, via de regra, efetuados utilizando-se programas de análise de transitórios eletromagnéticos tais como o EMTP e o ATP.
  
- f) **Análise de ressonância sub-síncrona:** Centrais que possuam turbogeradores com um ou dois pares de pólos são bastante susceptíveis quando conectadas a sistemas de transmissão que possuam compensação série, podendo vir a apresentar modos de oscilação com frequências inferiores à correspondente à velocidade síncrona. Tais estudos se prestam para especificar os equipamentos para o amortecimento de tais oscilações, dirimindo os seus efeitos nocivos.

Para se efetuar a conexão de um gerador com o sistema elétrico devem ser observadas as condições de paralelismo. O atendimento a estas condições permite que o gerador entre “flutuando” no sistema, ou seja, sem gerar ou consumir potência ativa ou reativa. Caso estas condições não sejam observadas, haverá transitórios elétricos que resultarão em torques elétricos e mecânicos danosos à máquina. Tais condições, sempre comparando a máquina com o sistema, são:

- a) Mesma forma de onda da tensão;
- b) Mesmo valor eficaz da tensão;
- c) Mesma frequência;
- d) Mesma seqüência de fases; e,
- e) Defasamento angular nulo entre fases correspondentes.

As condições (a) e (d) são, em geral, consideradas como pré-atendidas, isto porquê a seqüência de fases é algo verificado já no momento do comissionamento da central, enquanto que, a questão com relação à forma de onda, surge uma vez que se considera que a tensão do sistema seja puramente senoidal. O fato é que quando se trabalha com geradores de pequeno porte, devido às limitações dimensionais e de projeto, a tensão gerada acaba não sendo puramente senoidal, o que resulta em um pequeno consumo de reativos sempre que a máquina é colocada em paralelo com o sistema. O fator de interferência telefônica (FIT) é um índice normalizado que mostra o quanto a forma de onda de uma tensão gerada se aproxima de uma senoide.

Resta, afinal, atender as condições de mesmo valor eficaz da tensão, mesma frequência e defasamento angular nulo. Tais condições podem ser verificadas através da coluna de sincronismo composta por um voltímetro, um frequencímetro e um sincronoscópio, normalmente presente nos painéis de controle da central, ou através de um sistema automatizado, quando os reguladores de tensão e de velocidade permitem serem controlados remotamente. A figura a seguir mostra a influência da diferença entre as frequências das tensões gerada e da rede, denominada escorregamento ou *slip*, e do tempo de fechamento do disjuntor sobre o ângulo de defasagem no momento do paralelismo.

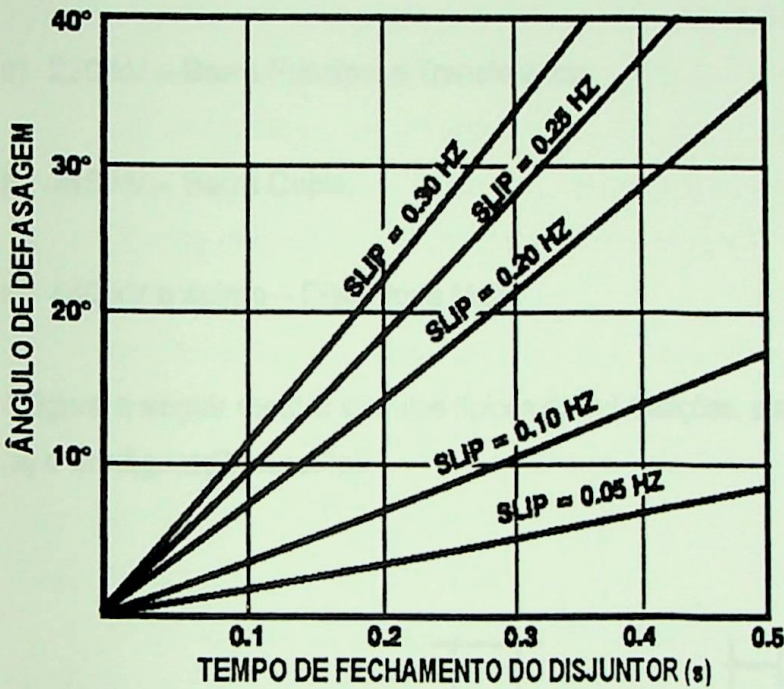


Figura 5.15 – Defasagem angular entre o gerador e o sistema (Mozina, 2000a)

O bom funcionamento de uma central de geração de energia operando em paralelo com um sistema elétrico de potência passa, necessariamente, pelo estabelecimento de um sistema de proteção que venha supervisionar a qualidade desta interligação. Esta proteção, normalmente, fica localizada em um ponto comum entre o sistema de geração e a concessionária de energia e procura atender aos seguintes requisitos:

- a) Garantir a integridade da rede da concessionária de energia elétrica quando da ocorrência de faltas no domínio do produtor de energia elétrica;

- b) Garantir a integridade do produtor de energia elétrica quando da ocorrência de faltas no lado da concessionária de energia elétrica; e,
- c) Garantir a integridade dos consumidores conectados à rede.

A filosofia de conexão de grandes geradores a um sistema elétrico pode variar bastante de uma concessionária para outra. No entanto, quanto maior a potência do gerador ou central, maior será a probabilidade desta conexão ser feita em alta tensão. Normalmente, geradores acima de 5MVA já são conectados em tensões superiores a 13,8 kV. Nestes casos, também o arranjo da subestação deve ser compatível com a flexibilidade desejada. Como orientação pode-se adotar os seguintes arranjos em função do nível de tensão (ONS, 1999).

- a) 230 kV – Barra Principal e Transferência;
- b) 345 kV – Barra Dupla;
- c) 440 kV e acima – Disjuntor e Meio.

A figura a seguir mostra arranjos típicos de subestações, a saber: configuração disjuntor e meio (a) e configuração anel (b).

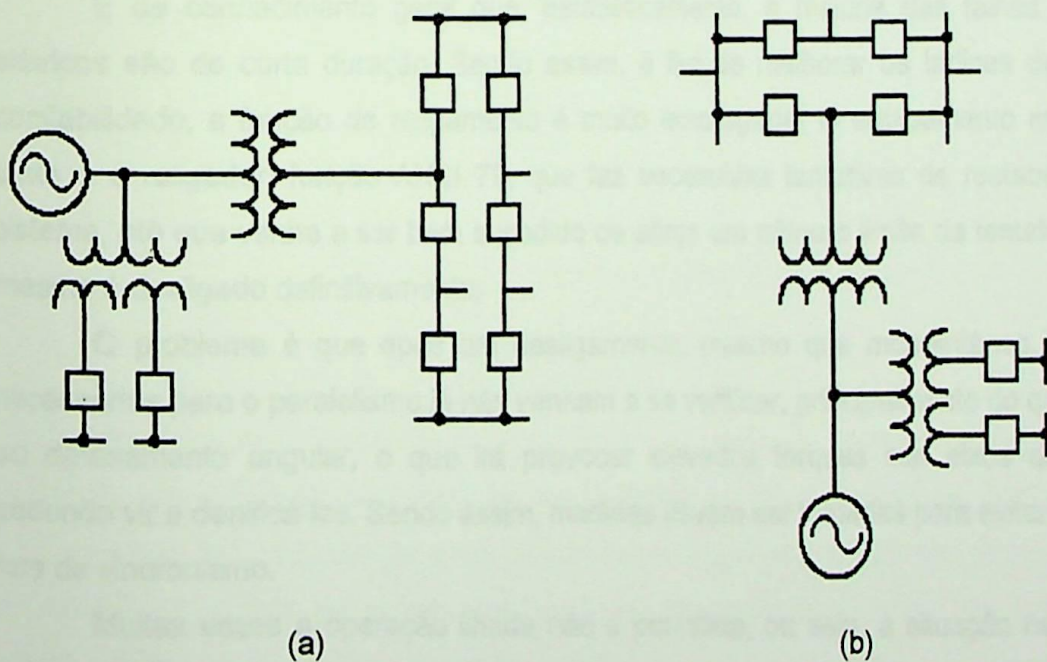


Figura 5.16 – Arranjos típicos de subestações para interconexão

Seguindo proporcionalmente ao nível de tensão, a influência destas centrais interligadas sobre o desempenho do sistema também cresce, de modo que é de interesse da própria concessionária participar mais incisivamente no esquema de proteção desta interligação. Sistemas baseados em telecontrole são muito utilizados neste caso, principalmente o de transferência de disparo, visando à operação segura do sistema. Isto equivale a dizer que, quanto maior a potência da central, mais a proteção da interligação se aproximará de esquemas utilizados em gerações da própria concessionária (Mozina, 1999).

Estas conexões em geral se dão nas próprias subestações da concessionária ou em derivações de linhas de transmissão. Neste último caso, a ligação em linhas de transmissão subentende uma menor confiabilidade por eventuais falhas ou por indisponibilidade programada. A derivação pode ser simples ou dupla, quando a possibilidade de operação em paralelo deverá ser estudada, a fim de melhorar a confiabilidade. O arranjo deverá possuir chaves seccionadoras capazes de isolar a subestação da linha de transmissão.

Já as centrais de pequeno porte, na sua maioria, são interligadas ao nível da distribuição, com tensão até 13,8 kV, ou diretamente na subestação de distribuição, ou através de um ramal específico, ou através de uma derivação em alimentadores do sistema de distribuição.

Em qualquer dos casos, seja a central de pequeno ou grande porte, as preocupações com a proteção são basicamente as mesmas. Além das questões de integridade já colocadas anteriormente, outras duas são de fundamental importância para a concepção da proteção de uma interligação, quais sejam: a detecção de perda de paralelismo e o problema do religamento automático.

É de conhecimento geral que, estatisticamente, a maioria das falhas em sistemas elétricos são de curta duração. Sendo assim, a fim de melhorar os índices de qualidade e confiabilidade, a função de religamento é muito empregada. O equipamento específico para tanto é o religador, função ANSI 79, que faz sucessivas tentativas de restabelecimento do sistema, até que venha a ser bem sucedido ou atinja um número limite de tentativas quando o mesmo é desligado definitivamente.

O problema é que após um desligamento, mesmo que momentâneo, as condições necessárias para o paralelismo já não venham a se verificar, principalmente do que diz respeito ao defasamento angular, o que irá provocar elevados torques nos eixos dos geradores, podendo vir a danificá-los. Sendo assim, medidas devem ser tomadas para evitar o religamento fora de sincronismo.

Muitas vezes a operação ilhada não é permitida, ou seja, a situação na qual, após a perda de sincronismo, a central isolada passa a atender clientes desassistidos pela abertura do religador. Por outro lado, esta prática pode ser bastante benéfica para a concessionária,

visando melhorar os índices de frequência e duração de faltas. Esta é uma questão de filosofia de operação da própria concessionária e, portanto, pode variar de um estudo para outro.

Em qualquer caso, a filosofia de proteção empregada se baseia na detecção da perda de sincronismo e na limitação da carga atendida, limitando-a à capacidade nominal do gerador. Este mesmo esquema, denominado sistema de rejeição de cargas, é encontrado em sistemas de cogeração quando, na perda da concessionária, sendo a potência de geração instalada inferior à carga da indústria, dá-se início a um processo de desligamento de cargas não prioritárias até que a demanda se iguale à geração.

A figura 5.18 apresenta um esquema típico de interligação, baseado em dois barramentos, onde no caso da perda do paralelismo, a proteção abre o disjuntor de acoplamento entre as barras, de modo que somente as cargas prioritárias continuarão a serem alimentadas.

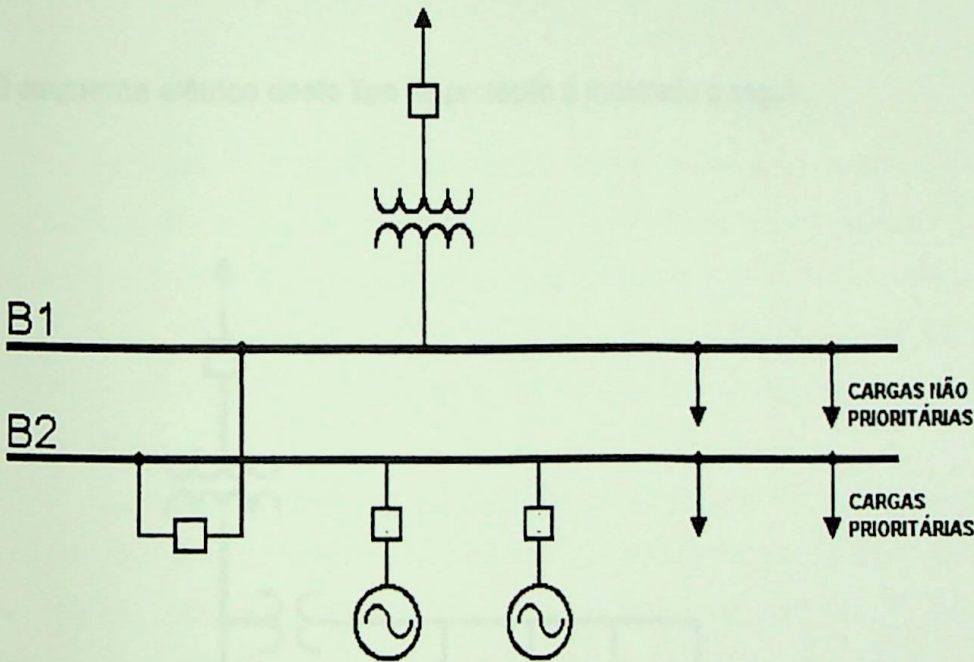


Figura 5.18 – Sistema de rejeição de cargas

Isto pode ser conseguido estabelecendo-se uma janela onde se permite uma variação da tensão e da frequência dentro de certos limites sobre ou subtensão (59/27) e sobre ou subfrequência (810/U). Em algumas aplicações pode-se empregar relés de taxa de variação de frequência a fim de poder detectar mais rapidamente a perda do fornecimento da concessionária. A figura 5.19 ilustra o exposto.

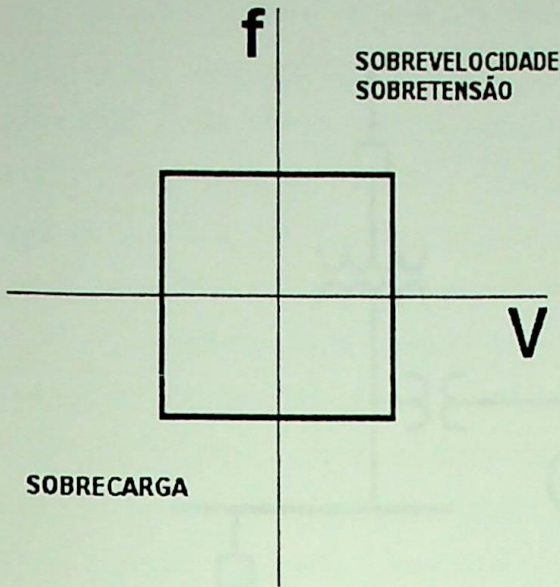


Figura 5.19 – Janela de operação admissível.

O esquema elétrico deste tipo de proteção é mostrado a seguir.

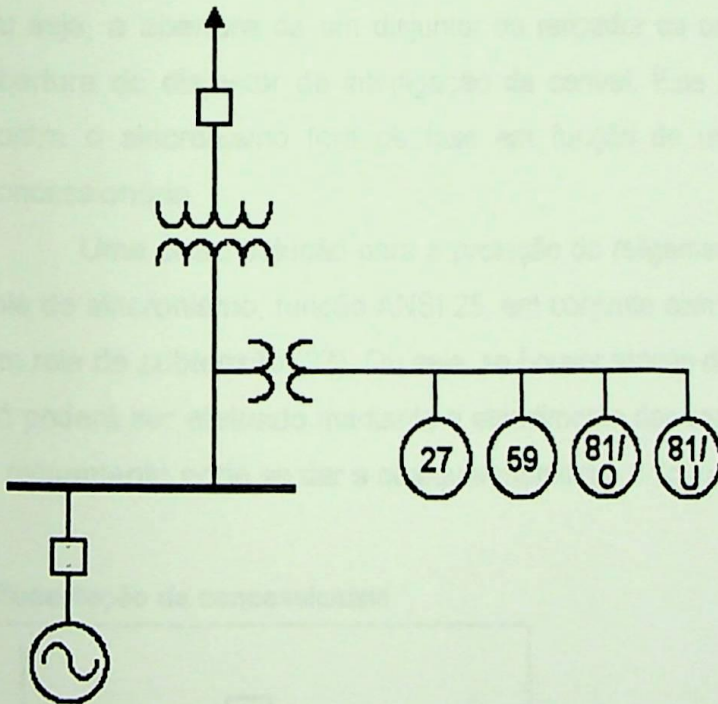


Figura 5.20 – Proteção da interconexão.

Se a operação em ilha não for permitida, no caso de autoprodutores que não trabalhem com venda de excedentes, pode-se empregar um relé direcional de fluxo potência, função ANSI 32, para monitorar o sentido do fluxo no ponto de interconexão.

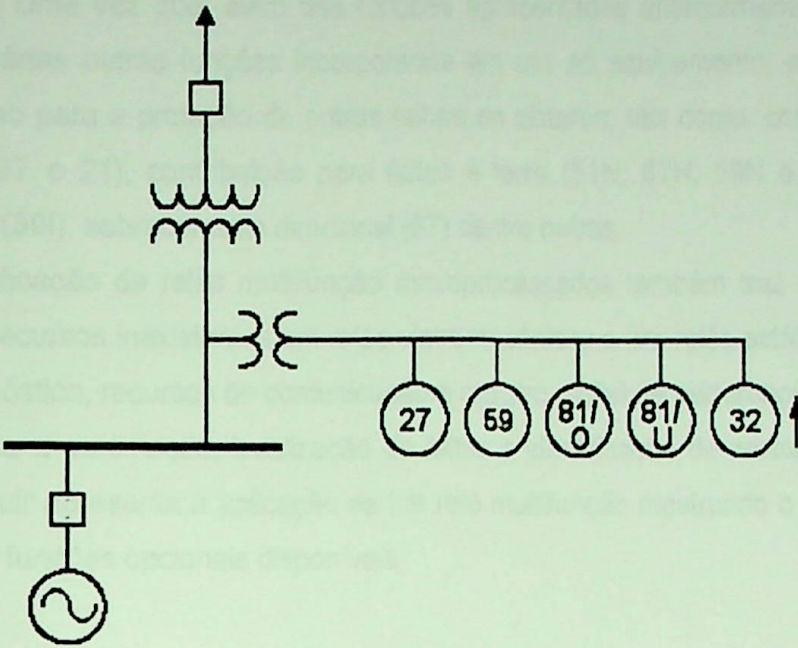


Figura 5.21 – Proteção da interconexão.

No caso de produtores que trabalhem com a venda de energia elétrica, a operação em ilha poderá ser evitada empregando técnicas de transferência de disparo (TT – *Transfer Trip*), ou seja, a abertura de um disjuntor ou religador da concessionária dispara um sinal para a abertura do disjuntor de interligação da central. Este expediente também protege a central contra o sincronismo fora de fase em função de um eventual religamento por parte da concessionária.

Uma outra solução para a proteção do religamento fora de sincronismo faz uso de um relé de sincronismo, função ANSI 25, em conjunto com uma lógica de intertravamento usando um relé de subtensão (27). Ou seja, se houver tensão do outro lado do disjuntor, o religamento só poderá ser efetuado mediante o atendimento das condições de sincronismo; caso contrário, o religamento pode se dar a qualquer momento. A figura a seguir mostra este esquema.

Subestação da concessionária

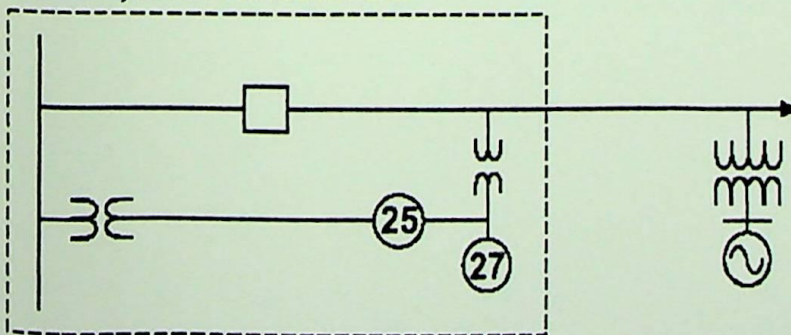


Figura 5.22 – Proteção do religamento automático

A figura 5.23 apresenta um releamento típico de interconexão empregando um relé multifunção. Uma vez que, além das funções apresentadas anteriormente, este tipo de relé apresenta várias outras funções incorporadas em um só equipamento, pode-se lançar mão deste recurso para a proteção de outras falhas no sistema, tais como: contribuição a faltas à fase (51V, 67 e 21), contribuição para faltas à terra (51N, 67N, 59N e 27N), sobretensão instantânea (59I), sobrecorrente direcional (67) dentre outras.

A aplicação de relés multifunção microprocessados também traz a vantagem destes possuírem recursos inexistentes em relés eletromecânicos e em relés estáticos convencionais. O autodiagnóstico, recursos de comunicação e registro digital de perturbações são ferramentas valiosas para a automação, localização de faltas e identificação de problemas no sistema. A figura a seguir apresenta a aplicação de um relé multifunção mostrando o releamento padrão, assim como funções opcionais disponíveis.

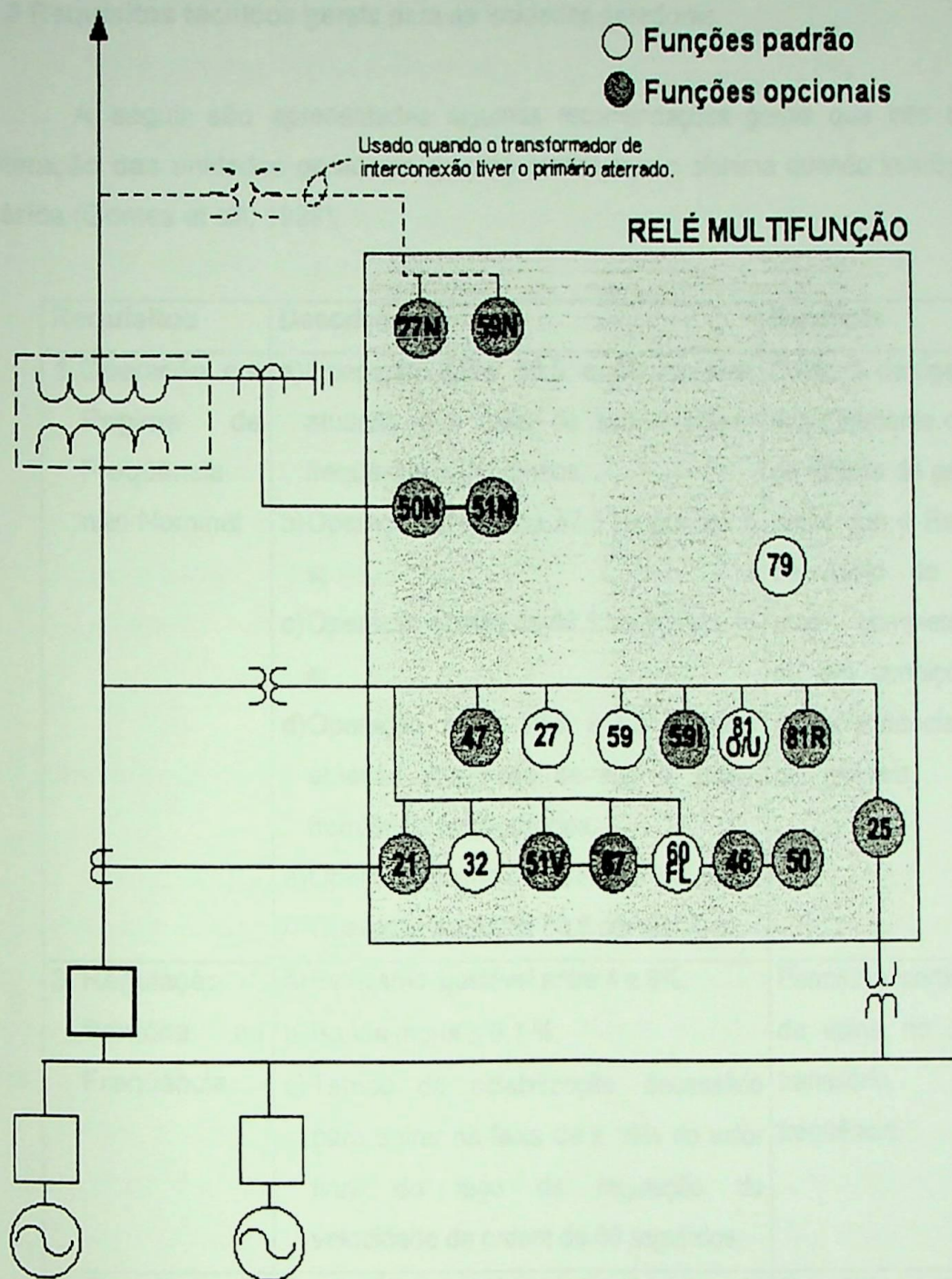


Figura 5.23 – Proteção da interconexão (Mozina, 2000b)

## 5.5 Requisitos técnicos gerais para as unidades geradoras

A seguir são apresentadas algumas recomendações gerais que irão beneficiar a interação das unidades geradoras de uma central com o sistema quando interligada à rede básica (Gomes et alli, 1999).

Requisitos	Descrição	Benefício
1. Operação em Regime de Freqüência não Nominal	a) Operação entre 56,5 e 66 Hz sem atuação dos relés de sub e sobre-freqüência instantâneos; b) Operação abaixo de 57,5 Hz por até 5 s; c) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 s; d) Operação entre 58,5 e 62 Hz sem atuação dos relés de sub e sobre-freqüência temporizados; e) Operação acima de 62 Hz por até 30 s; f) Operação acima de 63,5 por até 10 s.	Evitar o desligamento dos geradores quando de déficits de geração, antes que o Esquema de Alívio de Carga atue completamente ou em condições de sobre-freqüência controláveis.
2. Regulação Primária da Freqüência	a) Estatismo ajustável entre 4 e 8%; b) Banda morta $\leq 0,1\%$ ; c) Tempo de estabilização, necessário para entrar na faixa de $\pm 10\%$ do valor final do laço de regulação de velocidade da ordem de 60 segundos.	Permitir a participação da usina no controle transitório da freqüência.
3. Regulação Secundária da Freqüência	Recursos necessários para a integração com o sistema de supervisão e controle visando participação no Controle Automático de Geração - CAG.	Permitir a participação da usina no controle automático da freqüência e intercâmbio entre áreas.
4. Participação em Sistemas Especiais de Proteção	Possibilidade para desconexão automática de geração, para atender esquemas de ilhamento da usina.	Minimizar conseqüências de perturbações no sistema.

<p>5. Geração – Absorção de Reativos</p>	<p>Em plena carga a máquina deve ser capaz de operar com:                  (a) Fator de potência mínimo de 0,90 (sobrecarregado);                  (b) Fator de potência mínimo de 0,95 (subcarregado).</p>	<p>Participação efetiva no controle da tensão, com conseqüente melhorias nas margens de estabilidade de tensão.</p>
<p>6. Desempenho durante Curto-Circuito (corrente de Seqüência Inversa)</p>	<p>Cada gerador deve suportar a circulação da corrente de seqüência inversa correspondente a uma falta assimétrica próxima à usina durante o tempo decorrido desde o início da falta até a atuação da última proteção de retaguarda.</p>	<p>Garantir que as máquinas não sejam desligadas durante curtos-circuitos.</p>

## 5.6 Alimentação de serviços auxiliares

A segurança e continuidade da produção de uma central dependem fortemente da confiabilidade do suprimento de energia aos serviços auxiliares. Estes, por sua vez, dependem de um sistema de alimentação eficiente e continuado, tanto em corrente contínua como em corrente alternada, mesmo em condições de parada total ou interrupção de fornecimento externo.

Esta energia é entregue aos diversos pontos de consumo dentro da central por um sistema interno de distribuição que pode ser radial ou em anel. Normalmente este sistema é projetado em anel, mas opera na sua forma radial, por meio da configuração de chaves localizadas em pontos estratégicos, permitindo a alimentação de um mesmo ponto através de vários caminhos, aumentando a confiabilidade do sistema.

Os sistemas auxiliares são responsáveis pela alimentação de circuitos fundamentais para o bom funcionamento dos principais componentes da central, dentre os quais pode-se citar: refrigeração de geradores e transformadores, sistema de ar comprimido, unidades de óleo hidráulico, refrigeração de óleo de mancais, circuitos de comando e controle de sistemas térmicos e elétricos, sistema de excitação, etc.

Tais sistemas são alimentados em corrente alternada e em corrente contínua. Como, em corrente alternada, as cargas são basicamente motoras, iluminações, resistências de aquecimento e equipamentos de uso geral, o nível de tensão é de 220 ou 380V. Em corrente contínua, as cargas mais comuns são os circuitos de comando e proteção, transdutores de

sinais, partida inicial do sistema de excitação, dentre outras. Sendo assim é comum adotar-se dois níveis de tensão, 24 e 125V.

O fornecimento de tensão em corrente alternada necessária aos sistemas auxiliares normalmente é derivado de uma ou duas fontes de alta tensão, visando assegurar a confiabilidade da operação. Sendo assim, a seguir são apresentadas algumas filosofias mais comumente empregadas para atender este objetivo.

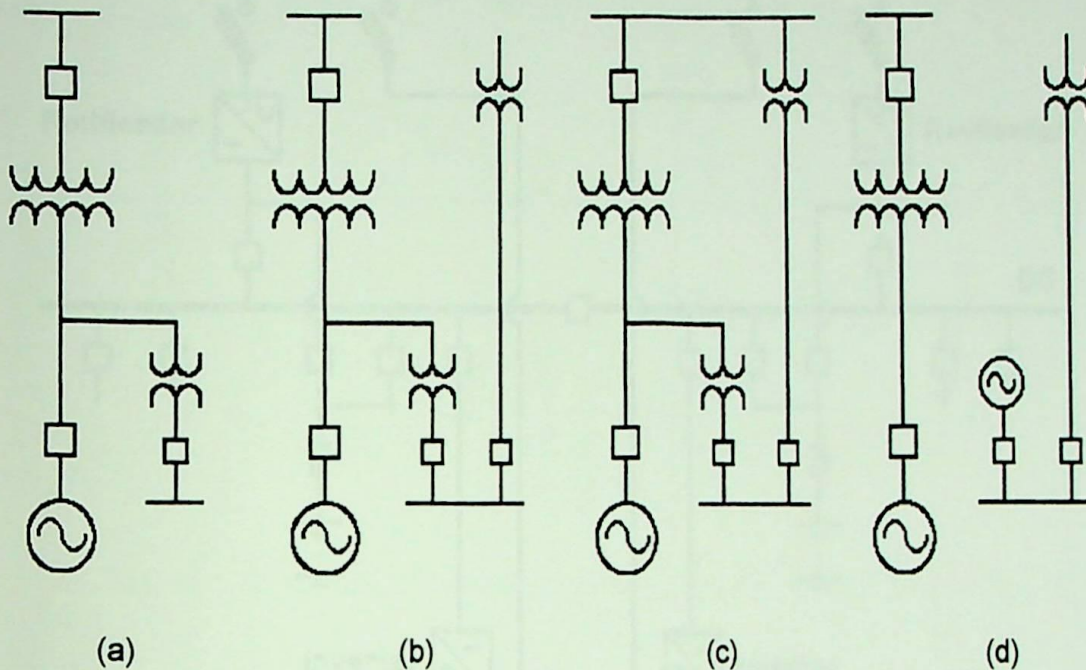


Figura 5.24 – Alternativas de suprimento de serviços auxiliares em CA (Souza et alli, 1999)

O arranjo mostrado na figura 5.24a é o mais convencional e provavelmente o de menor custo. Faz uso de um transformador abaixador ligado diretamente aos terminais do gerador elétrico e garante elevado grau de segurança, contudo não pode ser usado para a partida, sendo necessária a alimentação de um sistema externo. Nestas condições o nível de curto-circuito é muito elevado, sendo necessária a utilização de um transformador de alta impedância para limitar as correntes de falta. Neste arranjo, a tensão no barramento irá variar em função da filosofia de operação da central.

A figura 5.24b mostra um arranjo no qual a partida é viabilizada pelo sistema externo, já que o paralelismo do gerador será efetuado pelo seu disjuntor. As desvantagens em relação à regulação são similares ao esquema anterior. Já o arranjo da figura 5.24c toma a tensão do próprio barramento principal, implicando em maiores gastos com a introdução de um vão adicional à subestação, incluindo transformador e disjuntor.

Uma outra alternativa é o emprego de fontes de geração auxiliares que, embora apresente custos adicionais em obras civis, elétricas e mecânicas, esta é uma alternativa bastante confiável por utilizar um grupo diesel-elétrico, mostrado na figura 5.24d, acionado em casos de emergência, para a partida ou parada da central.

Um sistema de alimentação de serviços auxiliares em corrente contínua, em geral, é composto de dois carregadores de baterias para dois conjuntos de baterias e barramentos. Normalmente o sistema se configura em barra seccionada, havendo em cada seção, um conjunto completo de fornecimento de corrente contínua. A figura 5.25 ilustra o exposto.

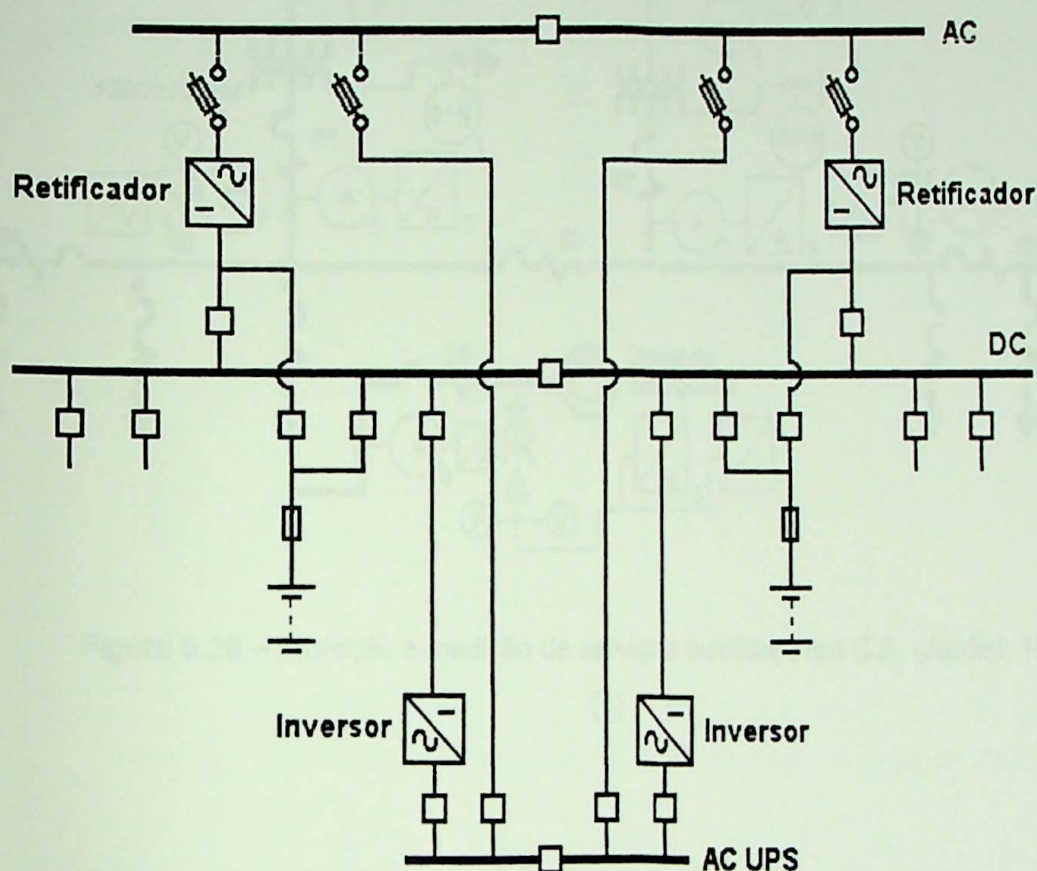


Figura 5.25 – Suprimento de tensão em corrente contínua e UPS alternada (Wade, 1986)

Cada barramento de distribuição de energia ininterruptível (UPS) é conectado a uma seção do barramento principal, assim como, também, um inversor alimentado por bateria e um *bypass* para manutenção. Em condições normais de operação cada seção do barramento principal é conectada à seção do barramento UPS, ambos os inversores ficam normalmente em serviço a aproximadamente meia carga, servindo como reserva um do outro.

A proteção de sistemas auxiliares fica basicamente por conta da detecção de correntes de curto-circuito, através de unidades instantâneas e temporizadas (50/51), e detecção de subtensões (27). A figura 5.26 apresenta esquemas típicos de proteção e medição de serviços auxiliares em corrente alternada (a) e em corrente contínua (b).

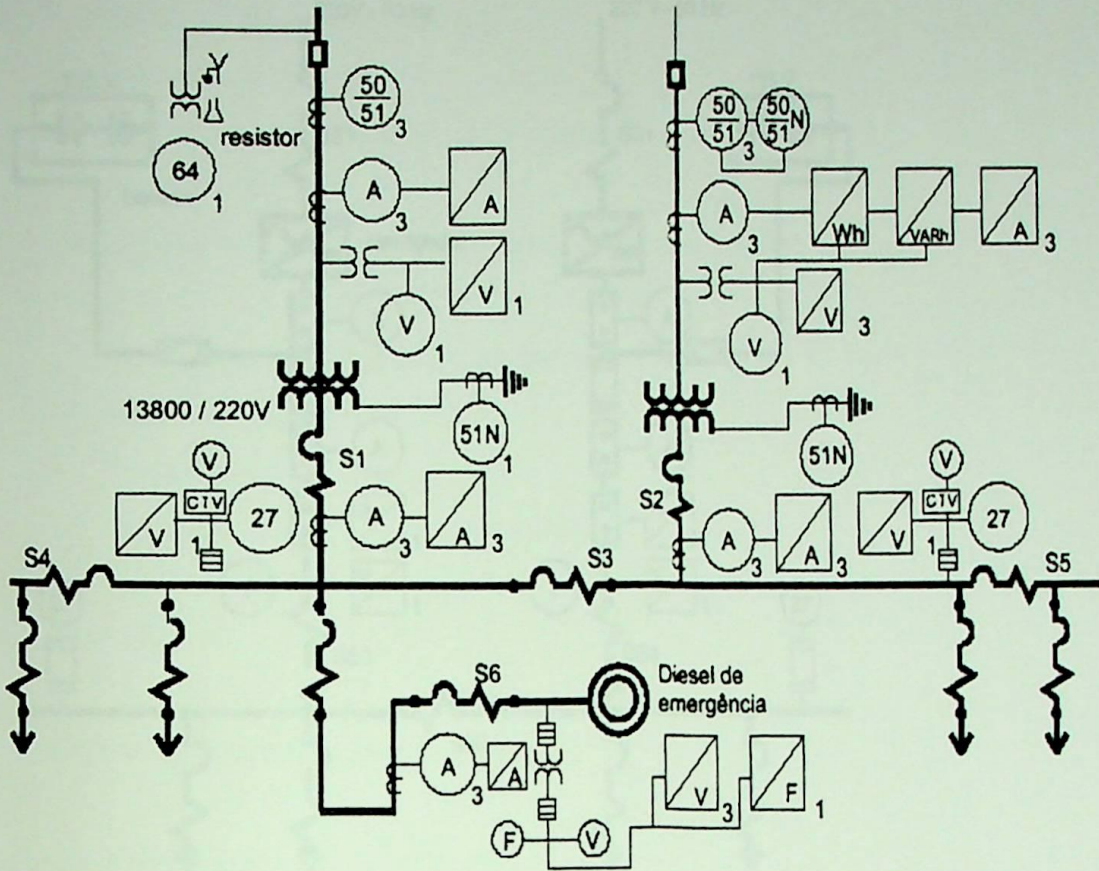
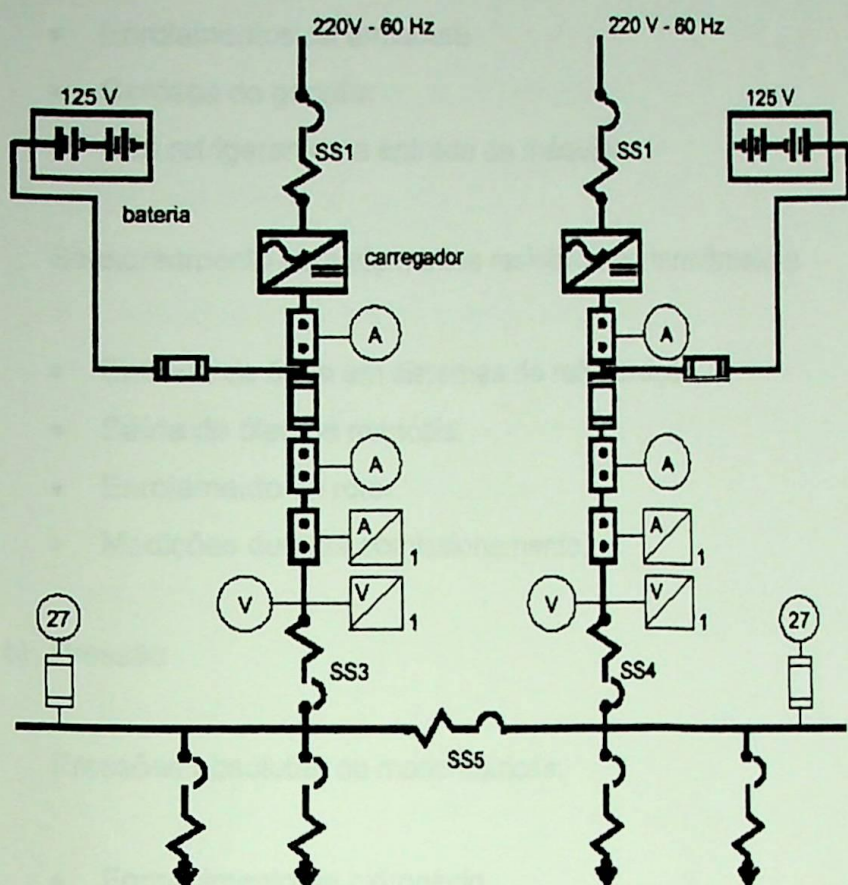


Figura 5.26 – proteção e medição de serviços auxiliares em C.A. (Jardini, 1999)

(a)



(b)

Figura 5.26 – Medição e proteção em sistemas auxiliares (Jardini, 1999).

## 5.7 Supervisão das condições de operação e controle

A seguir serão listados pontos mínimos de medição e supervisão para acompanhamento operacional da central. Grandezas como temperatura, pressão, vazão, grandezas elétricas e controle são de suma importância para a operação central, visando explorar o máximo de sua capacidade sem, contudo, colocar em risco qualquer um de seus componentes. Certamente a lista colocada a seguir não esgota esta questão, mas serve para fornecer uma idéia inicial nas necessidades de monitoramento.

### 5.7.1 Instrumentação de rotina

#### a) Temperatura

Sensoreamento através de termopares:

- Pacote magnético do gerador

- Enrolamentos da armadura
- Carcaça do gerador
- Gás refrigerante na entrada da máquina

#### Sensoreamento com elementos resistivos ou termômetros

- Entrada de água em sistemas de refrigeração.
- Saída de óleo de mancais.
- Enrolamento do rotor.
- Medições durante comissionamento.

#### b) Pressão

##### Pressões absolutas ou manométricas:

- Fornecimento de hidrogênio.
- Fornecimento de dióxido de carbono.
- Água de resfriamento do estator.
- Óleo dos mancais.

##### Pressões diferenciais

- Água e hidrogênio nos enrolamentos do estator.
- Entrada e saída do ventilador.

#### c) Vazão

##### Vazões nos seguintes elementos:

- Água de resfriamento do estator.
- Vazão de hidrogênio.

#### d) Monitoramento de condições

- Condutividade da água do estator.
- Pureza do hidrogênio.
- Umidade do hidrogênio.

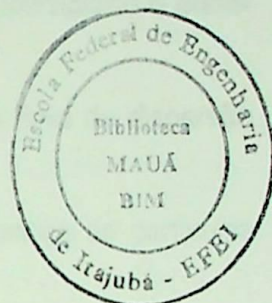
- Composição de gases.
- Presença de particulados no hidrogênio.

e) Grandezas elétricas

- Potências ativa, reativa e aparente.
- Energias ativa, reativa e aparente.
- Tensões, correntes e fator de potência.
- Tensão e corrente de excitação.

f) Vibração

- Mancais e eixo.
- Extremidade de enrolamentos.



### 5.7.2 Registro e apresentação

Todos os sinais descritos anteriormente devem ser convertidos usando transdutores e aquisitados usando sistemas com microcomputadores ou controladores lógicos. Os sinais devem ser armazenados em massas de dados, impressos ou apresentados em painéis sinóticos. O sistema deve ser capaz de informar quando alguma das variáveis lidas ultrapassar limites pré-especificados.

### 5.7.3 Controle

Além dos sistemas de controle de carga (governador) e de excitação, que exercem funções de controle, as seguintes grandezas também devem ser controladas automaticamente:

- Pressão do óleo, através do controle da pressão da bomba e da válvula diferencial.
- Pressão do hidrogênio através do controle da válvula de sobrepressão.
- Pressão da água no estator através da válvula de *bypass*.
- Temperatura da água de refrigeração através de aquecedores e válvula de *bypass*.
- Detecção de gás na água, através da operação temporizada da válvula solenóide.
- Regeneração dos secadores, através de temporização e válvulas automáticas.

Outros parâmetros, tais como temperatura da água, são comumente controlados manualmente, através de ajustes nas válvulas, quando os valores excederem seus dados limites.

#### **5.7.4 Monitoramento, detecção e diagnóstico em carga**

Atualmente, com a evolução tecnológica, tem-se uma série de equipamentos que permitem monitorar certas características dos grupos geradores em pleno funcionamento. A seguir tem-se alguns destes recursos:

- **Espessura do entre-ferro:** Através de sensores capacitivos tem-se monitorado o entre-ferro de máquinas síncronas em operação.
- **Bobina exploratriz:** Usadas para monitorar a taxa de mudança no fluxo de dispersão indicando possíveis bobinas em curto-circuito.
- **Monitoramento do pacote magnético:** Através da análise da presença de partículas ionizadas no gás refrigerante.
- **Análise da água de resfriamento do estator:** A fim de checar periodicamente o conteúdo de oxigênio e cobre.
- **Monitoramento do rendimento:** Através da medida da potência elétrica e da energia fornecida à máquina primária é possível calcular a cada instante o rendimento do grupo gerador. Uma taxa de variação muito grande pode indicar falhas incipientes.

## CAPÍTULO VI

### ESTUDO DE CASO

#### 6.1 Introdução

Será apresentado nesse capítulo um estudo de caso (Mozina, 1999), onde se apresentam ações desenvolvidas em uma termelétrica industrial para mudança do regime operacional, de isolado para paralelo com o sistema da concessionária de energia elétrica. São discutidos os objetivos (como redução do consumo de óleo e aumento da eficiência e confiabilidade), a solução do problema da confiabilidade paralela, as implicações no sistema e, por fim, os ganhos auferidos com a transformação.

Devido aos custos dos combustíveis as unidades de geração não recebiam investimento no sentido de se obter uma melhoria de rendimento, visto que os tempos de retorno de capital eram sempre longos. Era comum a aceitação de centrais de baixo rendimento e de confiabilidade reduzida. O regime operacional predominante era operação isolada e os turbogeradores, face a esta configuração e em razão do baixo custo, operavam, em sua maioria, no regime de condensação plena de vapor, existindo até mesmo turbinas em escape livre, sem qualquer reaproveitamento do vapor.

Em alguns casos utilizavam-se turbogeradores a condensação, com um ou dois níveis de extração, para alimentação do serviço auxiliar da central.

A operação isolada permitia a separação dos sistemas consumidores e impedia de fato as perturbações oriundas da rede externa fossem repassadas aos processos prioritários.

Os estudos para modificação dessa configuração sempre esbarravam nos tempos de retorno do capital e, portanto, eram inviabilizados.

Com elevação crescente dos preços do petróleo, os regimes operacionais das centrais passaram a ser revistos nos pontos: custo, confiabilidade e performance.

#### 6.2 Transição de central de geração independente para central paralela

Objetivos:

- redução no consumo de óleo;
- aumento na disponibilidade de energia elétrica prioritária;
- aumento da eficiência do sistema;
- aumento da confiabilidade dos sistemas térmico e elétrico;
- possibilitar gerir o custo da energia com prioridade.

Como se pode observar, alguns objetivos são contrastantes. Como exemplo, temos

o aumento de energia prioritária ofertada e a redução no consumo de combustível.

Gerir significa a escolha do meio mais econômico da produção de utilidades, sem afetar significativamente a confiabilidade do sistema. Este meio não é definido genericamente e estará ligado a fatores mutáveis e de controle externo.

Dentre eles estão:

- política de preços de combustíveis;
- abastecimento de combustível;
- subsídios no fornecimento elétrico concessionário;
- poluição ambiental.

Não haverá um único parâmetro a determinar o arranjo operacional de uma central de utilidades e não serão preponderantes os fatores técnicos sobre os econômicos, políticos e estratégicos. O peso dado a cada fator é função da avaliação de cada processo.

### 6.3 Ações executadas no sistema termelétrico

**6.3.1** Aumentar a confiabilidade da central termelétrica (80t/h), de modo a assegurar um maior tempo médio entre falhas, tanto em nível de equipamento, circuitos, quanto em nível de sistemas, principalmente dos serviços auxiliares da central.

Na figura 6.1, está representado um fluxograma do sistema térmico adotado nesse estudo de caso.

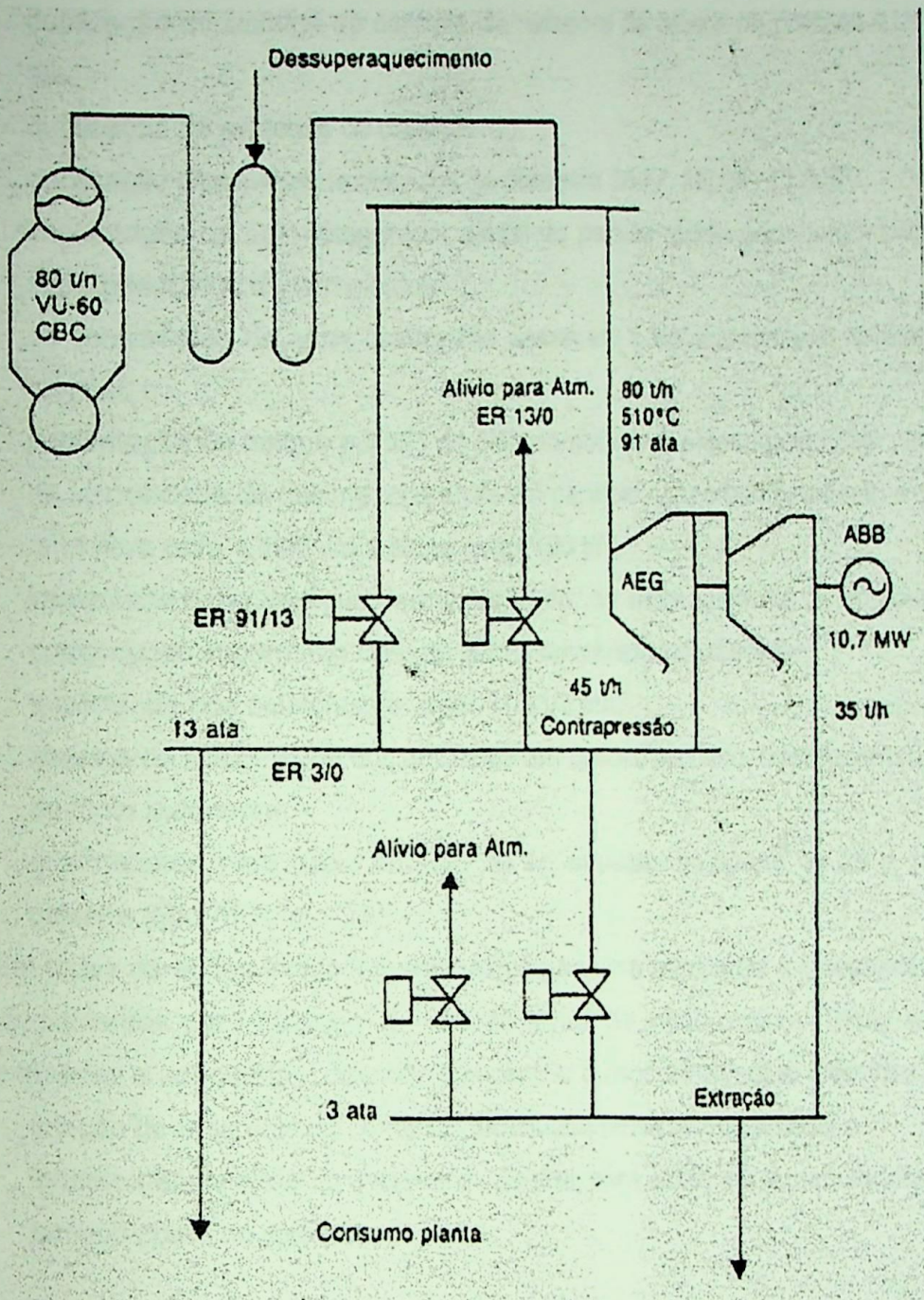


Figura 6.1 – fluxograma simplificado do sistema térmico (Bueno, 1994)

- duplicação das funções vitais de controle: - controle e segurança do nível da caldeira,  
- controle de combustão,
- controle de temperatura do vapor superaquecido,
- controle do nível do reservatório pulmão de óleo combustível (obs: na duplicação da instrumentação utilizou-se de tecnologias distintas),
- duplicação dos sistemas de corrente contínua nos níveis de 24 VCC (segurança), 28 VCC (controle) e 110 VCC (comandos e proteção elétrica),
- duplicação dos quadros de alarmes (toda informação de alarme é redundante – os sistemas de alarmes estão em lógica positiva, com autosupervisão para detecção de falhas),

- duplicação do sistema de controle da redutora de alívios de pressão 91/13, 13/3, 13/0, 3/0 ata,
- duplicação da proteção de paralelismo,
- duplicação dos sistemas elétricos de potência 380V, 3800V, 13 800V,
- implantação de um motogerador diesel de partida rápida para os equipamentos e circuitos superprioritários da termelétrica,
- os ventiladores de ar de combustão passaram a ter acionamento reversível: turbina/motor elétrico,
- implantação de tanque pulmão de óleo combustível, pressurizado com nitrogênio e mantido na viscosidade de queima, operando em paralelo com o bombeamento e com autonomia de uma hora para a caldeira a plena carga (80 t/h),
- implantada linha de água desmineralizada, da estocagem até as bombas de alimentação, como opção socorro em caso de panes envolvendo desaerador,
- duplicidade dos coletores de vapor 91/13/3 ata,
- sistema de refrigeração dos auxiliares em circuito fechado, com socorro automático, a partir de fonte autônoma,
- queimadores para baixo excesso de ar, capazes de operar de 25 a 100% da carga da caldeira (tipo APR.20 –CE).

(Em todas as ações indicadas, estabeleceu-se uma separação e independência de circuitos e equipamentos para redução do risco de falhas de modo comum. Todas as proteções foram analisadas e adequadas, de modo a minimizar o risco de atuações indevidas.)

- criação de uma sala de comando, adequadamente instrumentada; e
- independência entre os circuitos da central, para assegurar a manutenção (tanto no sistema térmico como no elétrico).

**6.3.2** Desenvolver e aplicar uma tecnologia no sistema elétrico, reduzindo, a níveis admissíveis, o grau de influência das falhas do sistema da concessionária sobre a central e seus consumidores.

**6.3.3** Prover a central de condições para se manter, mesmo em panes envolvendo os dois sistemas elétricos (exceto panes de caldeira).

**6.3.4** Readequar a central, assegurando a manutenção de seus componentes em nível preventivo, sem necessidade de paralisação da mesma ou redução de sua confiabilidade (execução feita à caldeira, que será parada para revisão a cada 24 meses).

**6.3.5** Centralizar os comandos de informações, de modo a otimizar o trabalho do pessoal.

**6.3.6** Implantar um sistema de conservação da central antiga (reserva), assegurando sua entrada em serviço em tempo menor e reduzindo os custos de uma pane de geração térmica da central nova.

**6.3.7** Treinamento intensivo para pessoal de operação, em todos os postos.

## 6.4 Mudanças operacionais

Estabeleceram-se condições de operação da central termelétrica com recursos de manutenção, sem paralisação, quer preventiva quer acidental.

A principal mudança foi a operação paralelada no sistema elétrico, com:

- carga elétrica gerada no menor valor técnico admissível pelo fabricante do turbo (0,8 MW),
- carga elétrica prioritária, ligada à barra de distribuição em até dez vezes a carga gerada,
- as perturbações no sistema da concessionária, que atua abrindo o paralelo, não são repassadas em tempo superior a 100 ms.

Detalhes estão na tabela 1 e figura 6.2 a seguir.

**Tabela 6.1 – relação de ocorrências de abertura do paralelo (Bueno, 1994)**

Data	Descrição da contingência	Tempo de detecção e abertura (ms)	MW no gerador	$\Delta f$ máx	$\Delta f$ máx	Tempo de recuperação Freqüência após abertura	Observação
10.02.82 14h02	Teste: aberto o disjuntor de 88 kv, entrada de Eletropaulo	175 ms	1,9 MW para 9,5 MW	5,2% em 13,8 Kw	1,4 Hz	320 ms	Paralelo aberto com atuação de FCX canal não foi aberto por retorno de potência, pois esta proteção é supervisionada por tensão. Corrente do gerador atingiu 680 A na abertura do paralelo.
23.05.82	Desliguamento da subestação de Capuava que alimenta a subestação de 88 KV da UTSA. Carga da linha Capuava Rhodia(pirelli,Isam, Firestone, santo André).	140 ms	1,69 MW para 8,0 MW	2,2% em 13,8 kv	2,3 Hz	332 ms	Abertura por subfreqüência, pois o gerador mantém a tensão (queda 10%). Corrente do gerador atinge 870 *
29.06.82 13h18	Varição de tensão da concessionária(anomalia:provável curto no terminal leste)	96 ms	1,5 MW para 7,5 MW	3% em 13,8 MW	0,8 Hz	498 ms	Abertura pelo retorno de potência atua com supervisão de tensão.A tensão antes da abertura atingiu 7,2 kv. A corrente do gerador atingiu 1080 *

Uma análise superficial da operação paralelada destaca sempre o problema da confiabilidade da geração, em função do comprometimento das falhas da concessionária. Se este problema for resolvido, os demais pontos da análise são favoráveis à operação paralelada.

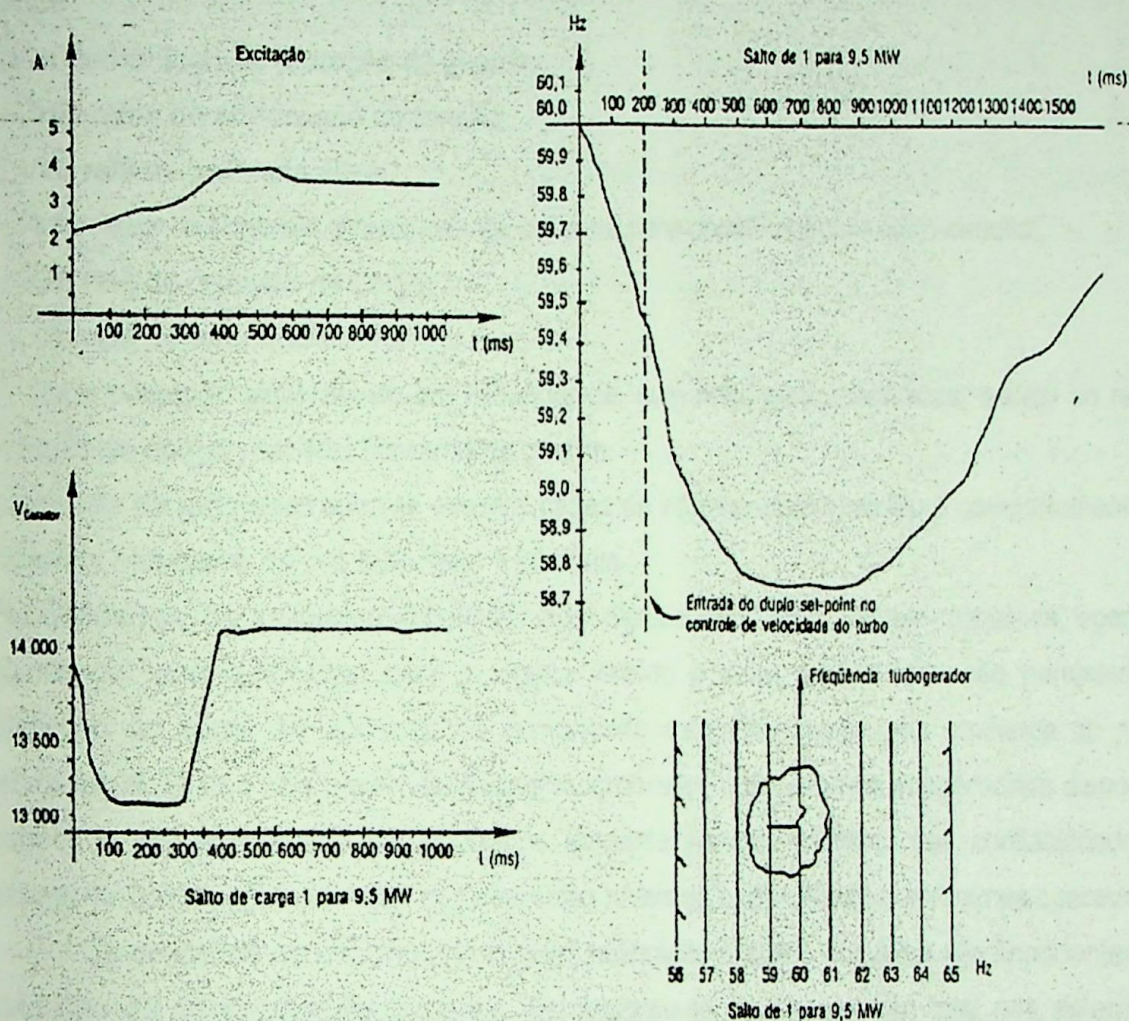


Figura 6.2 – gráficos de ocorrências (Buono, 1994)

### 6.5 Como resolver o problema da confiabilidade paralelada

É necessário verificar as seguintes situações:

- Quando a falha da concessionária atua, abrindo o paralelo, o turbo passa a gerar até dez vezes mais, e toda geração térmica e auxiliares da central passam para nova condição de carga.
- Quando o paralelo não abre, a falha se mantém na geração e afeta o consumidor, tanto térmico como elétrico.

Assim, as duas situações constituem condições potenciais de risco para o sistema, que terá que reagir em um outro caso.

Abertura do paralelo

A primeira concepção é que temos que assegurar a abertura do paralelo nas panes da concessionária, para depois resolvermos os problemas que envolvem a fase de pós-abertura.

Abrir o paralelo significa supervisionar a rede externa, identificar as falhas e atuar eficientemente, assegurando que estas falhas não terão influências em tempo maior que o estabelecido no sistema interno. Portanto, o primeiro passo é implantar uma proteção de paralelismo eficiente na detecção e rápida na atuação. Com isto, estabeleceremos o ganho de tempo.

Reles eletrônicos na proteção de guarda:

- três reles de supervisão de tensão;
- um relê de potência ativa;
- três reles direcionais de corrente para contribuição de curto-circuito;
- um relê de rejeição de carga;
- um relê de seqüência zero.

Uma proteção equivalente em redundância, com reles eletromecânicos, exceto do relê de rejeição de carga, mantido somente na guarda.

Instalação de um registrador de eventos capaz de informar com exatidão o comportamento dos sistemas nas fases de pré-falta, falta e pós-falta.

Possibilidades de utilizar reles eletrônicos digitais com mais de um canal de operação, permitindo uma calibração para o regime isolado e outra para a operação paralelada. (A alteração do canal de calibração é comandada automaticamente pela mudança do regime operacional. O uso dos sistemas digitais incorporados aos sistemas supervisórios disponíveis permite o amplo domínio do sistema e aumenta significativamente sua confiabilidade, por assegurar calibrações corretas nos diferentes níveis de curto-circuito dos regimes operacionais)

Os cuidados na escolha, montagem, calibração e testes dos reles são importantes para obtenção da confiabilidade requerida. Estabeleceu-se uma separação total nos sistemas de guarda e retaguarda, de modo a não se ter uma falha comum aos dois sistemas.

Outro ponto importante é a definição do nível de tensão a ser supervisionado. Níveis altos significam alta sensibilidade, com uma freqüência alta de abertura; níveis baixos significam a aceitação do defeito por mais tempo.

O comportamento do consumidor e do gerador é fundamental para a escolha desta calibração.

A proteção de retorno de potência terá o menor ajuste possível.

A proteção de seqüência zero estará desativada quando o turbogerador estiver parado. Observar que esta proteção está no sistema da concessionária e tem como função não permitir a contribuição do gerador para uma falha externa.

A proteção de paralelo deverá ter recursos próprios para testes de funcionalidade, com sistema operando normalmente.

No caso dos reles eletromecânicos, deve-se estabelecer um circuito de testes das unidades direcionais, visando detectar eventual colamento de contato, o que provocaria, nas oscilações normais de tensão, aberturas indesejáveis do paralelo. A redução do tempo entre a falha e a abertura pode ser conseguida com a atuação direta sobre o disjuntor, e este, intrinsecamente, terá de ser rápido.

A utilização de reles estáticos ultra-rápidos e de disjuntores a vácuo consegue um tempo de abertura da ordem de 60 ms, incluindo 30 ms do relê e 30 ms do disjuntor a vácuo. Podem ser obtidos tempos menores para os reles eletrônicos; entretanto, estes devem ser estáveis e repetitivos.

Conforme verificado, a proteção de retaguarda opera junto à guarda, diferenciadas no tempo. Toda abertura de paralelo dispara o registrador que verifica o comportamento do sistema. Uma análise destas ocorrências leva uma melhoria de dados e pode determinar mudanças nas calibrações, otimizando o sistema.

Quando o paralelismo não abre

Para evitar a não abertura do paralelo, decorrente de uma falha da proteção de guarda (reles eletrônicos e disjuntor a vácuo), estabeleceu-se uma proteção redundante, com reles eletromecânicos e disjuntor de pequeno volume de óleo.

Assegurou-se construtivamente a total independência entre as proteções, inclusive no sistema de 110 VCC.

Outro cuidado foi implantar reles eletrônicos direcionais de corrente em todos os alimentadores das fábricas, a partir da subestação, de modo a assegurar que não exista qualquer contribuição para o sistema da concessionária. Como proteção de última instância, implantou-se um sistema de rejeição de carga, com relê eletrônico, com quanto níveis de prioridade: no primeiro estágio, com 59,3 Hz, ocorre a abertura do paralelo, e seqüencialmente, os desligamentos das cargas, em função das prioridades escolhidas.

Numa falha comum dos dois sistemas, terá uma elevada contribuição do gerador para o sistema externo. Nesta condição, são previstos dois reles função 50, supervisionados em tensão, que atuarão da seguinte forma: o primeiro atua abrindo a interligação de barras (normalmente o gerador opera em um segmento de barra e a concessionária no outro).

Portanto, somente quando o gerador e a concessionária estiverem no mesmo segmento terá o desligamento do gerador e a perda do sistema prioritário.

Em nível do consumidor elétrico, foi prevista uma reversão automática para o sistema da concessionária se este já estiver restabelecido (figura 6.3).

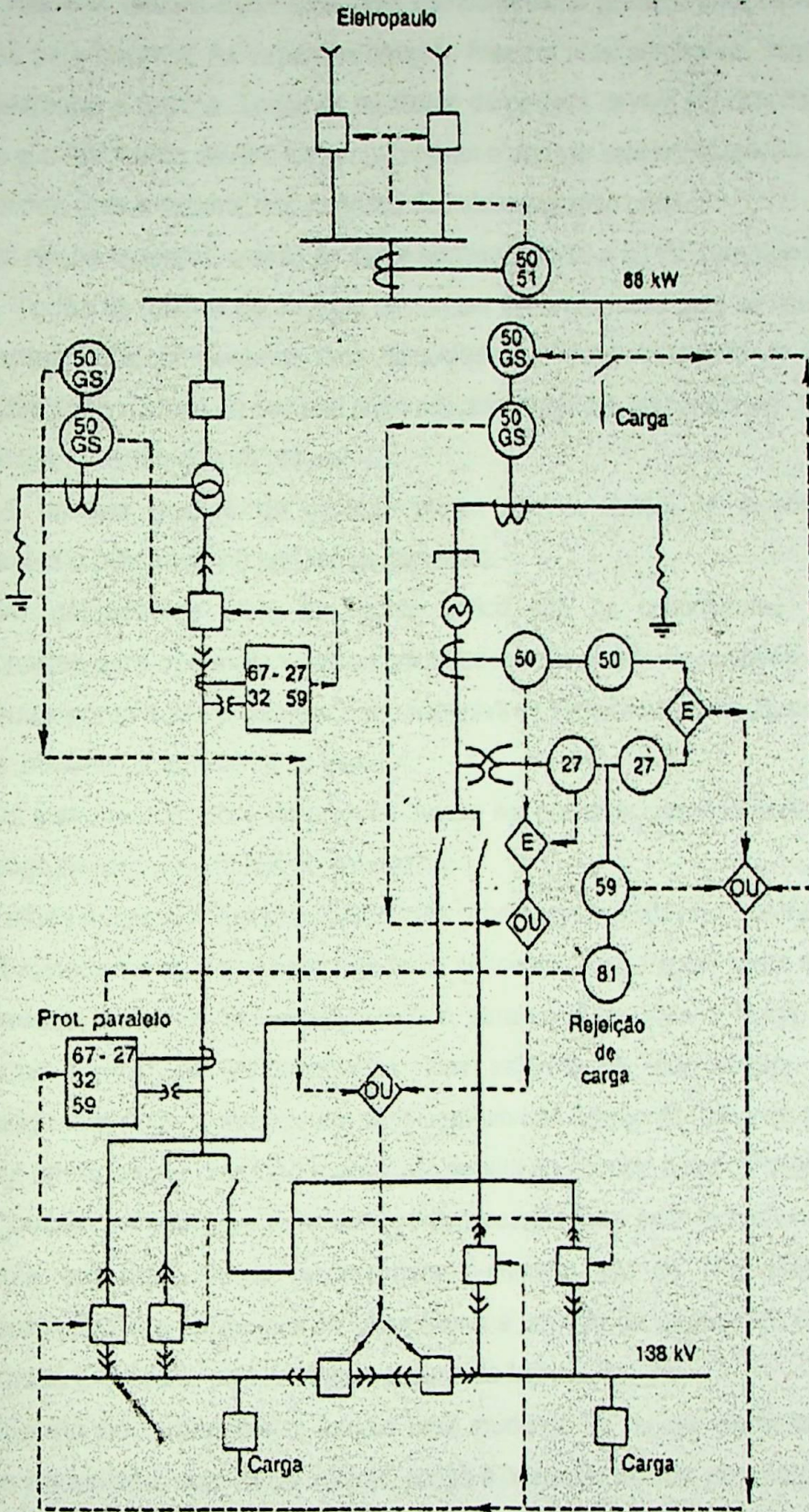


Figura 6.3 – unifilar simplificado do sistema elétrico (Bueno, 1994)

### 6.6 Implicações no sistema após abertura do paralelo

Neste parâmetro, deve-se considerar a caldeira e seus auxiliares separados da turbina. Em função disto, os tempos requeridos como respostas destes sistemas são independentes e diferentes.

A caldeira deverá estar apta, com comportamento testado, para os saltos de cargas requeridos pelo sistema. As variações deverão ficar em nível admissível, sem comprometer a energia entregue a turbina. Todos os auxiliares da caldeira devem ser dimensionados para tal exigência e o fabricante deverá ter conhecimento e aprovar esta configuração. Estas variações são admitidas para a maioria das caldeiras de médio e grande porte.

No nosso exemplo, o salto de carga térmica é de 20 a 80 t/h, com queda de pressão de até 10%. Todas as malhas de controle devem ser dimensionadas para as variações máximas. Experimentalmente, observamos uma dificuldade no restabelecimento do nível e pressão, quando utilizadas malhas de controle pneumáticas. O controle eletrônico tem supremacia sobre o pneumático (nos tempos de resposta).

As demais malhas de controle atuam com o tempo de resposta menor, sem influenciarem o processo, no período de transição.

Em caldeiras a óleo, um ponto crítico são os queimadores que devem ser dimensionados para operarem todas as unidades nas condições de mínima e máxima carga.

Outro ponto a ser considerado é o superávit de vapor no sistema, quando da passagem de carga mínima para máxima do gerador.

Os sistemas de alívio de pressão devem ser previstos com confiabilidade assegurada, testes programados e manutenção preventiva.

Falhas nesse sistema provocarão uma sobrecarga inaceitável na caldeira.

O excedente de vapor será jogado na atmosfera e a geração, neste momento, terá um custo elevado, devendo ser restabelecido o paralelo e reduzida a carga. Os sistemas de sincronismo devem ser automatizados. Nos sistemas de sincronismo, são utilizados o sincronizado eletrônico operando em série com um relê função 25 (falha de sincronismo), para assegurar em qualquer condição a execução segura do paralelo entre os sistemas.

Convém lembrar que sistemas que tem possibilidade para fechamento dos disjuntores das fontes em barra vazia, recomendamos primeiro uso de TPs diferenciados para o sincronismo e para o supervisor de sincronismo e um relê de desbalanço de tensão entre os TPs de modo a detectar previamente a queima de fusíveis de TPs.

Quanto ao turbogerador, tem-se uma mudança de regime extremamente severa: de operação paralelada, com carga mínima, passa à operação isolada, com carga máxima.

É pouco provável o sucesso de um sistema de regulação de frequência em variações bruscas de cargas (de 1 para 10 MW). Entretanto, pode-se estabelecer uma condição reversível de controle, da condição paralelada para a situação isolada, com carga máxima corrigindo o estatismo do regulador.

A transição destas condições deve ser rápida e sensibilizada pelas mesmas proteções que agem na abertura do paralelo. Basicamente, trata-se da introdução de um sinal no sistema de controle de rotação, equivalente ao acréscimo de carga a ser submetida ao gerador. Com

isto, antecipamos a resposta do sistema, acelerando a recuperação da velocidade, que passa agora a ser variável fundamental da geração. O crescimento da admissão restabelece a potência do eixo.

Esses dados são obtidos em ensaios, considerando peculiaridade de cada componente e as limitações impostas pelos seus fabricantes.

Nesse exemplo, saltos de 1 para 10 MW não impõem quedas de frequência superiores a 2 Hz, tendo um tempo de restabelecimento da ordem de segundos.

Cabe ressaltar a importância da rápida abertura do paralelo para evitar uma queda de frequência maior, nos casos em que o gerador tiver que contribuir para o sistema externo por um tempo prolongado.

Nos casos de geradores com controle de tensão eletrônico, torna-se mais fácil obter o duplo controle da excitação. Neste caso, com uma duplicação de sistema com ajustes diferenciados, um para a carga mínima e um ajustado para a equivalente carga da barra, temos também; na abertura do paralelo, a reversibilidade de controle, antecipando a resposta do regulador e reduzindo a queda de tensão, normalmente observada as elevações bruscas de carga.

Outro meio é operar quando em paralelo, com o regulador manual e pré-ajustar a regulação automática para a carga da barra, efetuando a mudança na abertura do paralelo.

## **6.7 Ganhos verificados**

Resolvido os problemas potenciais da operação paralelada, incluindo a transição, passamos para a análise dos ganhos desta operação, a seguir:

### **6.7.1 Maior disponibilidade de energia prioritária**

A oferta de energia prioritária cresce na medida em que se torna independente a geração do consumo de vapor. O limite passa a ser o nominal do gerador ou alimentação de qualquer outro elemento do sistema.

A oferta de energia é máxima e a produção pode ser mínima, exceto nos momentos de abertura do paralelo, ou seja minutos/ano.

Dentro deste conceito, o total de energia prioritária disponível será equivalente as cargas ligadas a barra, independente do valor gerado, com confiabilidade igual ou até superior a geração isolada.

### **6.7.2 Redução de consumo de combustível**

Para cada kWh não gerado, há uma economia de 0,15kg de óleo. Esta economia, portanto estabelece uma relação direta com o consumo e, quer por custo, quer por estratégia, é fator fundamental, além dos ganhos políticos (redução da poluição e importação dos derivados). Permitindo a negociação de contratos de fornecimento de energia de substituição com a concessionária.

A diferença do custo energético representará um ganho real da geração. Como exemplo, pode-se citar uma das unidades da Rhodia que tem um contrato de 3.500 kWh , e representa um ganho de US\$ 500 mil/ano (dados de 1994).

### **6.7.3 Socorro de panes pelo paralelismo**

Utilizar-se da condição de paralelo para a atenuação de panes é normal. Isto pela possibilidade de redução da carga imediatamente, e até de paralisar a geração elétrica. Esta ação permite um socorro pronto e eficaz a um número elevado de panes da caldeira e de seus auxiliares.

Na operação paralelada, a geração térmica tem prioridades para o processo, e estes operam com níveis bem mais baixos, não sendo sensíveis a maioria das oscilações no sistema térmico que normalmente afetam os turbogeradores.

Deste modo, verifica-se que a operação paralelada não se comporta como um adicional de risco, mais sim como um elemento atenuante dos mesmos, e estes são intrínsecos ao sistema, desde que não oriundos da rede externa e repassadas ao circuito interno.

### **6.7.4 Utilização de energia alternativa**

A utilização de energia alternativa, face a operação paralelada, em muitos casos torna-se viável e atrativa economicamente.

A utilização quase sempre se beneficia da infra estrutura instalada para a operação paralelada, aproveitando também a confiabilidade e flexibilidade dos sistemas de geração.

No caso da Rhodia, que possui uma caldeira elétrica de 20 t/h – 13.000 kW alimentando o coletor de 13 ata. Isto é possível em função de estar o turbo operando em carga mínima e de ser feita a suplementação do consumo térmico no nível de pressão 13 ata pela redução de 91/13 ata.

Assim sendo, torna-se possível gerar na caldeira elétrica o equivalente a suplementação.

A energia elétrica consumida é de menor custo e é assegurada em contratos de fornecimento, garantindo por tempo determinado, podendo ser renovado.

O ganho está na diferença entre o custo do kWh adicional e a redução de consumo de óleo correspondente, além de se tratar de um investimento estratégico.

#### **6.7.5 Controle da demanda e otimização do fator de carga**

Com a operação paralelada, torna-se possível o controle do fator de carga, com a possibilidade de prática de alteração do valor da demanda, é fator considerável, uma vez que age sobre o custo do faturamento mensal da energia elétrica.

Um supervisor de demanda, operando em sincronismo com a medição da concessionária, pode atuar, informando a operação ou, efetivamente corrigindo o nível de geração, face a demanda do sistema, dentro dos limites preestabelecidos.

#### **6.7.6 Controle do fator de potência**

O controle do fator de potência é outro a ser considerado na operação paralelada na qual pode-se escolher, dentro dos limites, o nível de geração reativa, de modo a segurar, onde for necessário, a otimização do fator de potência, determinando um faturamento não punitivo no custo de energia.

A instalação de uma unidade de controle automático do fator de potência, atuando sobre a referência da excitação do gerador deve incluir os elementos limitadores de uma máxima e mínima corrente, para evitar sobre ou sub corrente de excitação. No caso de sub-corrente, deve-se produzir o desligamento intempestivo do gerador pela atuação indevida do relê perda de campo (função 40).

No caso Rhodia Paulínia utiliza-se um controle de excitação eletrônica com dois canais ativos, com sistema automático de detecção de falha dos canais, reversão automática entre os canais. Incorporou-se também placas de limitação de corrente e um controlador de fator de potência.

#### **6.7.7 Segurança do pessoal de operação face as panes do sistema térmico e elétrico**

A segurança do pessoal de operação, na atenuação das panes, é um resultado de todos os recursos conjuntos bem como da flexibilidade de controle de carga.

O paralelo age como elemento de alto potencial de controle, como já visto, e gera a estabilidade emocional, tão necessária dos operadores no momento inicial das ações de socorro dessas panes.

A operação isolada exige a manutenção do sistema térmico e elétrico, sem admitir variações decorrente das panes. Portanto, todas as ações de socorro tem uma fronteira de tempo. Esse

fato gera a apreensão e a insegurança, por vezes de comprometer o sucesso das ações de socorro e até mesmo de iniciá-las.

### **6.7.8 Absorção de panes do gerador**

A absorção das panes do gerador e de seus periféricos pelo sistema externo é um grande ganho de confiabilidade para o sistema. Mesmo sendo pouco freqüentes esses acidentes, no regime paralelo, são insensíveis para o consumidor. Ressalta-se que nenhuma perturbação no sistema permanece sem ação, por indecisão do operador. Na operação isolada, um nível elevado de responsabilidade pode gerar um retardo crítico de ação, no caso de algumas falhas.

### **6.7.9 Possibilidade de realização de testes de comportamento a nível de equipamento, circuito e sistema, sem adicional de risco**

A possibilidade de exercer o teste de comportamento do sistema termelétrico, sem impor riscos ao processo consumidor, tanto térmico como elétrico, é uma grande vantagem adicional, visto que a manutenção da confiabilidade do sistema de dá em função da execução destes testes. Estes devem ser feitos a nível de equipamentos, circuitos e sistemas.

Estes itens analisados são superficiais, porém traduzem nossa experiência em uma central específica, tratando somente dos pontos que consideramos relevante. Numa análise ampla, seriam indicados outros ganhos.

O grau de importância de cada um é função de uma tabela de valores onde parâmetros tem pesos diferenciados e envolvem as características da geração e do consumidor.

Acredita-se, face a conjuntura atual, que a utilidade industrial deva mudar de filosofia, de modo que um "gasto necessário" possa ser uma fonte significativa de redução dos custos industriais, propiciando um produto mais competitivo no mercado, influenciando em sua qualidade etc. É preciso gerenciá-lo como tal, pois o enfoque econômico, atualmente, é tão importante quanto o técnico, o estratégico e o político.

Dentro desses processos de trabalho, cabe ressaltar a necessidade de valorização do homem e de sua integração do conjunto de ações. Isto é possível com formação e um aumento na participação e responsabilidade. A área de utilidades é operada por grupos e não deve, no âmbito técnico, individualizar conhecimentos de interesse geral.

## CAPÍTULO VII

### CONCLUSÃO

Diante da sintetização do novo contexto do setor elétrico, do arcabouço legal, dos aspectos legais do setor, ressaltando o cogeração de energia, e também os aspectos elétricos das máquinas primárias e sua interligação com a rede elétrica, bem como as proteções apresentadas nesse trabalho, são arroladas a seguir conclusões pertinentes à síntese realizada.

Com a nova estrutura do setor elétrico tais alterações propiciaram condições para a inserção no mercado de energia, desses novos agentes. A reestruturação foi bem ampla e está ainda sendo realizada, pois a cada momento estão surgindo novas oportunidades e situações entre os consumidores, concessionárias e produtores de energia de um modo geral, sempre buscando a melhoria no fornecimento de energia.

Afirma-se que, com o aumento da entrada de novos atores e produtores no mercado de energia, ele se torne cada vez mais competitivo, pois é o objetivo de toda a legislação e as condições que elas determinam. Pode-se observar, que a partir de 1981 já existiam condições de se contratar energia de cogeneradores, mas o embasamento legal existente na época não era favorável a esse tipo de agente. Surgiam também dificuldades no relacionamento com as concessionárias e principalmente com o poder concedente, que não tinha como objetivo a abertura de mercado. Como isso não era objeto da política econômica governamental da época, e a falta de investimentos durante longos anos provocou uma grande modificação no setor elétrico brasileiro, propiciando assim o surgimento de novos agentes no mercado.

Os cogeneradores são agentes que normalmente produzem energia para seu próprio consumo ou, então, para algum pequeno consumidor próximo. Devido à quantidade de energia gerada ser de pequena monta, pois utilizam sobra de vapor do seu processo, podendo acontecer, em alguns casos, que esse tipo de agente não consiga excedentes de energia suficientes para comercializar tanto no MAE ou para o fornecimento firme de energia em contratos de médio e longo prazo.

Mesmo assim, é vantagem para os consumidores que possuam condições de modificar seu processo, e investir para produzir energia elétrica, que o executem, pois a energia está e deverá ficar cada mais cara; portanto, para esses consumidores, poderá se tornar vantagem investir para produzir a sua própria energia. Onde há anos já existe a aplicação da cogeração é no setor sucroalcooleiro e com grande sucesso, pois existem no país várias usinas de açúcar e álcool auto-suficientes na produção de energia para o consumo próprio e até na revenda, o que atualmente é muito fácil de ser concretizado. Existem também as siderúrgicas, que também já estão realizando investimentos nesse sentido, como exemplo, a Companhia Siderúrgica

Nacional, em Volta Redonda, que instalou um sistema de cogeração e comercializa o excedente de energia com as distribuidoras cariocas.

Mas mesmo com alguns problemas, o que se pode esperar é que cada vez mais os consumidores tendo condições de realizar investimentos para produzir energia como cogeneradores, deverão aumentar gradativamente, pois economicamente, a médio prazo, esse é um investimento muito favorável. Como atualmente o Brasil está atravessando uma fase em que a produção de energia está no limite, e o Governo investindo mais, como exemplo a construção do gasoduto Brasil-Bolívia, propiciando um alavancamento no setor das termelétricas e também na utilização de gás para cogeração de energia.

Contando com todas as privatizações já realizadas no setor, a curto prazo os investimentos que por ventura venham acontecer não irão suprir toda demanda que o País necessita. Pois a maioria das privatizações realizadas foram no setor de distribuição de energia e não no setor de geração e transmissão.

Ainda parece ser um dos grandes pontos do setor elétrico, principalmente na geração de energia, como viabilizar créditos e financiamentos, ou buscar formas para atrair investimentos privados para o setor de tal forma que o mercado de energia se torne realmente competitivo.

Após a sintetização do novo contexto do setor elétrico, dos tipos de cogeração, dos aspectos legais e elétricos realizados nesse trabalho, e do estudo de caso, os resultados indicativos do potencial econômico de cogeração, para determinadas condições técnicas, de mercado e da economia brasileira, corroboram a dependência deste potencial com as definições normativas e tarifárias que fogem ao controle do investidor privado. Como exemplo, foi identificado pela Eletrobrás em 1998 que o potencial termodinâmico de cogeração para o setor químico, para sistemas convencionais, é de 2.514 MW e a capacidade real instalada é de 389 MW, restando então um grande potencial para cogeração, mais uma vez há que se frisar que falta ainda muito investimento no setor. E, no caso do setor químico, via de regra as grandes empresas com potenciais atrativos para cogeração, são multinacionais, que normalmente só irão investir se encontrarem retorno líquido e certo para tal investimento. Promovendo, para verificar esse retorno vários estudos e simulações para o mercado brasileiro de energia. Principalmente no que tange às tarifas, que são monitoradas pelo Governo via ANEEL, a qual autoriza ou não reajustes em função das planilhas de custos de concessionárias e produtores de energia.

Para finalizar, afirmo que é um mercado em franco crescimento com grandes possibilidades para os investidores, pois é uma modalidade que poderá contribuir rapidamente para o crescimento do fornecimento de energia no País, pois normalmente esses processos de construção dos sistemas de cogeração são muito mais rápidos que os demais.

## Referências bibliográficas

- ABNT (1984); "NBR 5052 - Máquinas síncronas - Ensaios", 122 p.
- Adibi 1995, M.M.; Milanicz, D.P.; "Reactive capability limitation of synchronous machines". IEEE Trans. On PWRS-9, N. 1, feb, pp 29-40.
- ANSI/IEEE C37.90 1989; "IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus".
- Bortoni 1998, E.C.; "Modelagem de máquinas síncronas de pólos salientes empregando técnicas de resposta em frequência". Tese de doutorado. PEA/POLI/USP.
- Bortoni 2000a, E.C.; "Características operativas de máquinas síncronas". Publicação interna – EFEI.
- Bortoni, E.C.; Santos, A.H.M.; Beltrame, E.; Kusevik; E.D.; "Identificação dos parâmetros do gerador e sistemas de controle dos grupos geradores da REPLAN/PETROBRÁS". Relatório GENERCO.
- Bueno 1994, O.T.; "Operação de termoeletrônica Industrial em paralelo com a concessionária", Revista Eletricidade Moderna, dezembro.
- Correia Filho & Pagani, L.P., "Análise da Implantação de uma Central de Cogeração em uma Refinaria de Petróleo", Trabalho de diploma, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Instituto de Engenharia Mecânica, Junho de 2000.
- Diesel & Gas Turbine Worldwide Catalog, 1997.
- Galasso 1998, G.; Rossi, L.; "Optimum choice of generator in the 300 MVA class for combine cycle applications". PowerGen Conference.
- IEEE (1983); "IEEE std 115 - Test procedures for synchronous machines", 87 p.
- Jardini, 1999; Sistemas Elétricos de Potência: Automação.
- Kimbark 1956, E.W.; "Power system stability – Vol III: Synchronous machines". Wiley, N.Y.
- Martins 1998, ARS e Teixeira, FNT, Cogeração Industrial, Apostila EFEI.
- Miller 1993, R.H.; Malinowski, J.H.; "Power system operation". McGraw-Hill, 1993.
- MME 1998, Reestruturação e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, Encaminhamentos e resultados, Secretaria de Energia.
- Mozina 1999, C.J.; "Protección de Interconexiones de Generadores de IPP Usando Tecnología Digital" – Reunion de verano de potencia. Acapulco, México.
- Mozina 2000a, C.J.; "Upgrading generator protection using digital technology". Beckwith Electric Company.
- Mozina 2000b, C.J.; "Digital transformer protection from power plants to distribution substations". Beckwith Electric Company.
- Nogueira 1994, L. A. H., Cogeração e sustentabilidade energética no Brasil, apostila, OLADE.

P. Gomes 1999, J.W.M. Lima, N. Martins, M.T. Schilling, M.G. Santos, J.C.F. Luz, "Características Mínimas de Projeto para Usinas Termelétricas para o Atendimento às Necessidades do Sistema", VIII ERLAC, Ciudad del Este, Paraguay.

Requisitos Técnicos para a Conexão à Rede Básica. ONS – Operador Nacional do Sistema. 1999.

Revista Petrobras nº62, Set/99

Revista Petrobras nº66, Jan/2000.

Rossi 1990, R.; "Curso de proteção de sistemas elétricos" – Apostila. FUPAI.

Souza 1983, Z.; Fuchs, R.D.; Santos, A.H.M.; "Centrais hidro e termelétricas". Editora Edgard Blücher Ltda.

Soyk 1998, K.H.; "Turbogenerators for maximum power performance". PowerGen Conference.

Wade, J.A., 1986; Electrical Auxiliary Supply Systems for Hydro-Electric Power Plants – IEEE Proc – 133, Pt C(3); pp 148-153.

Walker 1952, J.H.; "Operating characteristics of salient-pole machines". Proc. IEE, pp 13-24.