NOÇÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA UTILIZANDO ALGUMAS FONTES DE BAIXO IMPACTO AMBIENTAL

Carla da Gama Soares Gomes

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovado por:

_____

Prof.ª Carmen Lucia Tancredo Borges, D. Sc.
(Orientador)

_____

Prof. Jorge Luiz do Nascimento, Dr. Eng.

_____

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph. D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2010

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, pelas oportunidades de crescimento que me proporcionou e por todas as coisas boas que aconteceram em minha vida até aqui.

Aos meus pais, por tanto amor, pelos ensinamentos e princípios de vida, pelo esforço em me proporcionar educação e formação dignas e pelo eterno estímulo ao enfrentamento de novos desafios. Serei eternamente grata por tudo isso.

Agradeço aos colegas de faculdade e amigos que fiz para toda a vida, pelo apoio e por toda a ajuda nessa longa jornada que foi a graduação.

Agradeço também ao meu noivo, sempre tão companheiro e amigo, apoiando minhas decisões incondicionalmente.

Agradeço a professora Carmen pela orientação neste projeto e também pela oportunidade da iniciação científica, que certamente contribuiu para muito para meu crescimento e amadurecimento.

Por fim agradeço a todos os professores e funcionários do DEE que contribuíram muito para a minha formação como engenheira.

Muito Obrigada!

“Pedras no caminho? Guardo todas.

Um dia vou fazer um castelo.”

Fernando Pessoa

Sumário

1. Introdução 1

1.1 Motivação 1

1.2 Objetivo 1

1.3 Estrutura 2

2. Geração à Gás Natural 3

2.1 Gás Natural 3

2.1.1 Características 3

2.1.2 Vantagens 4

2.2 Termelétricas a Gás Natural 4

2.2.1 Turbina a Gás 6

2.2.1.1 Componentes Básicos 7

2.2.1.2 Funcionamento 8

2.2.1.3 Vantagens da Turbina a Gás 9

2.2.2 Termelétricas a Ciclo Combinado 9

2.2.2.1 Operação com Queima Suplementar 10

2.2.2.2 Ciclo Simples x Ciclo Combinado 11

2.2.2.3 Eficiência 11

2.2.3 Algumas Definições 12

2.2.3.1 Eficiência e Heat Rate (HR) 12

2.2.3.2 Poder Calorífero do Combustível 13

2.2.3.3 Energia Gerada por Usina Térmica 14

3. Fontes Alternativas de Energia 15

3.1 Geração Eólica 16

3.1.1 Instalação de Usinas Eólicas 16

3.1.2 Componentes do Sistema Eólico 17

3.1.3 Gerador Elétrico 19

3.1.4 Instalação Elétrica 20

3.1.5 Energia e Potência Extraídas do Vento 21

3.1.6 Aplicações dos Sistemas Eólicos 22

3.2 Biomassa 26

3.2.1 Geração de Energia Elétrica 26

3.2.1.1 Combustão Direta 27

3.2.1.1.1 Turbina a Vapor 28

3.2.1.1.2 Componentes Básicos 29

3.2.1.1.3 Funcionamento 30
3.2.1.1.4 Rendimento 30
3.2.1.2 Gaseificação 31
3.2.1.2.1 Gaseificador 31
3.2.1.2.2 Vantagens e Desvantagens 32
3.2.1.2.3 Funcionamento 32
3.2.1.2.4 Tecnologia 33
3.3 Solar Fotovoltaica 34
3.3.1 Energia Solar 34
3.3.2 Energia Solar Fotovoltaica 35
3.3.3 Célula Fotovoltaica 38
3.3.4 Módulo Fotovoltaico 40
3.3.5 Circuito Equivalente de uma Célula Fotovoltaica 42
3.3.6 Curva Característica das Células Fotovoltaicas 43
3.3.7 Configurações de um Sistema Fotovoltaico 45
3.4 PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas 48
3.4.1 Tipos de PCH: Quanto à Capacidade de Regularização 49
3.4.1.1 PCH a Fio D'água 49
3.4.1.2 PCH de Acumulação, com Regularização Diária do Reservatório 49
3.4.1.3 PCH de Acumulação, com Regularização Mensal do Reservatório 49
3.4.2 Elementos Constituintes de uma PCH 49
3.4.2.1 Barragem 50
3.4.2.2 Vertedouro 51
3.4.2.3 Circuito de Adução 52
3.4.2.4 Casa de Força 68
3.4.2.5 Turbinas Hidráulicas 69
3.4.2.6 Geradores 79
3.4.2.6.1 Potência Nominal 79
4. Panorama Energético 81
4.1 Gás Natural 84
4.2 Eólica 84
4.3 Biomassa 86
4.4 Solar 87
4.5 PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas 88
5. Conclusões 89
Referências Bibliográficas 91

Índice de Tabelas

Tabela 2.1- Parâmetros Técnico-Econômicos de Diferentes Centrais Termelétricas 12
Tabela 2.2- Valores Típicos 13
Tabela 2.3- Valores Típicos 13
Tabela 2.4- Valores Típicos 14
Tabela 3.1- Valores do Coeficiente *ka* 54
Tabela 3.2- Valores do Coeficiente Manning 57
Tabela 3.3- Valores de Eficiência da Solda 57
Tabela 3.4- Velocidade Máxima Admissível por Material 65
Tabela 3.5- Valores do Coeficiente *ka* 65
Tabela 3.6- Valores do Coeficiente *k* 67
Tabela 3.7- Velocidade de Rotação..... 72
Tabela 4.1- Empreendimentos em Operação no Brasil [28] 81
Tabela 4.2- Empreendimentos em Operação no Brasil [28] 88

Índice de Figuras

Figura 2.1- Fluxograma de uma Usina Termelétrica a Gás 5
Figura 2.2- Turbina a Gás [5] 8
Figura 2.3- Fluxograma de uma Usina Termelétrica a Ciclo Combinado 10
Figura 3.1- Representação de um sistema de aproveitamento eólico [6] 17
Figura 3.2- Evolução das turbinas eólicas – dimensões e potência [7] 18
Figura 3.3- Diagrama de uma Instalação Eólica [27] 20
Figura 3.4- Configuração de um Sistema Eólico Isolado [10] 23
Figura 3.5- Configuração de um Sistema Híbrido Solar – Eólico - Diesel [10] 23
Figura 3.6- Parque Eólico Conectado à Rede – Prainha - CE [10] 24
Figura 3.7- Parque Eólico Instalado no Mar do Norte [10] 25
Figura 3.8- Fluxograma de uma Usina Termelétrica a Vapor 28
Figura 3.9- Turbina a Vapor 29
Figura 3.10- Tecnologia de Gaseificação Acoplada à Turbina à Gás [12] 31
Figura 3.11- Variação da Radiação Solar no Brasil [6] 35
Figura 3.12- Potência Instalada de Células Fotovoltaicas no mundo [6] 36
Figura 3.13- Capacidade mundial existente de PV solar, 1995-2007 [6] 36
Figura 3.14- Preço dos painéis solares no Japão em (M$/MW) [6] 37
Figura 3.15- Ilustração de um sistema de geração fotovoltaica [15] 38
Figura 3.16- Corte transversal de uma célula fotovoltaica [14] 38
Figura 3.17- Efeito fotovoltaico na junção PN [13] 40
Figura 3.18- Célula, Módulo e Arranjo Fotovoltaico [13] 40
Figura 3.19- Estrutura de um Módulo Fotovoltaico [15] 41
Figura 3.20- Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [15] 42
Figura 3.21- Curva I-V Medida e Curva de Potência de um Módulo Fotovoltaico [16] 44
Figura 3.22- Diagrama de sistemas fotovoltaicos em função da carga utilizada [14] 46
Figura 3.23- Exemplo de Sistema Híbrido [14] 47
Figura 3.24- Sistema Conectado à Rede [16] 47
Figura 3.25- Esquema de uma Central Hidrelétrica [17] 50
Figura 3.26- Coeficiente de Perda de Carga Kg (18) 55
Figura 3.27- Determinação do Coeficiente Z_d em função de k` [18] 62
Figura 3.28- Níveis de Segurança para a Depleção da Chaminé de Equilíbrio [18] 63
Figura 3.29- Níveis de Seleção do Tipo de Turbina Hidrálica e Potência Estimada [18] 70
Figura 3.30- Turbina Pelton [19] 74

Figura 3.31- Sistema Utilizando uma Turbina Pelton [19] 75
Figura 3.32- Rotor Pelton [20] 75
Figura 3.33- Turbina Francis [19] 76
Figura 3.34- Turbina Francis [19] 76
Figura 3.35- Rotor Francis [21] 77
Figura 3.36- Sistema Utilizando uma Turbina Axial [19] 77
Figura 3.37- Turbina Axial [19] 78
Figura 3.38- Rotor Axial [22] 78
Figura 3.39- Turbina Axial [23] 78
Figura 4.1- Empreendimentos em Operação no Brasil [28] 82
Figura 4.2- Produção Mundial de Energia Elétrica [29] 82
Figura 4.3- Taxa Média de Crescimento Anual das Energias Renováveis [6] 83
Figura 4.4- Evolução da Potência Eólica Instalada [25] 85
Figura 4.5- Evolução da Capacidade Instalada por Continente [25] 85
Figura 4.6- Adições de Potência e Capacidade Instalada em 2008 [25] 86
Figura 4.7- Maiores Potências Instaladas em Células Fotovoltaicas [6] 87

1. Introdução

1.1 Motivação

Para suprir a demanda mundial de energia, é do conhecimento de todos a grande dependência das sociedades industriais modernas dos combustíveis fósseis, principalmente o petróleo. O petróleo e seus derivados, assim como o carvão, são grandes responsáveis pela produção de gases causadores do efeito estufa além de não possuírem reservas permanentes. A dependência em relação a estes combustíveis ameaça a estabilidade da natureza e deixa a humanidade em situação desconfortável em relação à oferta de energia para o futuro.

Outra forma de geração de energia que se destaca no mundo é a nuclear. A geração nuclear elimina o problema das emissões de gases na atmosfera. No entanto, este benefício é substituído pelos resíduos nucleares, que sem uma solução até hoje encontrada, representam uma herança deixada através dos séculos às futuras gerações.

Para que a demanda de energia seja atendida, sem que com isso o planeta seja levado à destruição, é necessária a utilização de formas menos agressivas de geração de energia, menos poluentes, conservando os recursos naturais.

Existem algumas alternativas para a redução dessa dependência das fontes convencionais poluidoras, seja na forma das fontes renováveis de geração de energia tais como: hidráulica, eólica, solar e biomassa, seja na utilização do gás natural. O gás natural, apesar de ser um combustível fóssil derivado do petróleo, é um gás ecológico e sua queima produz uma combustão limpa, portanto, surge também como uma importante alternativa de expansão da capacidade de geração de energia elétrica em vários países, inclusive no Brasil.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem por objetivo apresentar as principais características de funcionamento e conceitos envolvidos nos processos de geração de energia elétrica através de fontes de baixo impacto ambiental. Tais fontes são representadas neste trabalho pelas fontes alternativas de energia, renováveis e menos poluentes, e também pelo gás natural, que, por se tratar de um combustível fóssil, difere das outras fontes abordadas e é, portanto, tratado em um capítulo à parte. Por fim, objetiva-se adquirir o conhecimento necessário de cada uma dessas unidades

para reflexão sobre quais são as possíveis alternativas para atender a crescente demanda de energia.

1.3 Estrutura

No capítulo 2 será apresentada a geração de energia elétrica através do gás natural, passando pelas características próprias do gás e sua utilização nas termelétricas a gás, bem como seus componentes, funcionamento, aproveitamento através do ciclo combinado e algumas outras definições.

O capítulo 3 tem por objetivo apresentar as chamadas fontes alternativas de energia. A primeira delas é a geração eólica, com os componentes do sistema, a potência extraída e suas aplicações. Em seguida, a biomassa e os conceitos da geração termelétrica a vapor, além da alternativa de aproveitamento através da gaseificação de combustíveis. A terceira fonte abordada é a solar fotovoltaica, onde são apresentados os componentes do sistema, o circuito equivalente, a curva característica e a configuração dos sistemas fotovoltaicos. Por fim, serão apresentadas as pequenas centrais hidrelétricas, seus diferentes tipos, elementos constituintes, turbinas hidráulicas e geradores.

No capítulo 4, é apresentado um panorama energético, com dados estatísticos sobre a quantidade de energia ofertada por cada uma das fontes apresentadas, a fim de se visualizar a importância de cada fonte na matriz energética.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões a respeito das diferentes modalidades de geração de energia apresentadas neste trabalho.

2. Geração à Gás Natural

2.1 Gás Natural

2.1.1 Características

O gás natural é encontrado em reservatórios subterrâneos, assim como o petróleo, podendo ou não estar associado a ele. Nestes casos, o gás recebe a designação de gás natural associado. Quando o reservatório contém pouca ou nenhuma quantidade de petróleo o gás natural é dito não associado.

Assim como os demais combustíveis fósseis, o gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, originados da decomposição de matéria orgânica fossilizada ao longo de milhões de anos. É composto principalmente por metano, com proporções variadas de etano, propano, butano e outros componentes, além de impurezas mecânicas. A presença e proporção destes elementos depende fundamentalmente da localização do reservatório, se em terra ou no mar, sua condição de associado ou não, do tipo de matéria orgânica ou mistura do qual se originou, da geologia do solo e do tipo de rocha onde se encontra o reservatório, etc.

São importantes características do gás natural [1]:

- **Densidade:** o gás natural é o único gás cuja densidade relativa é inferior a 1,0kg/m^3, sendo, portanto, mais leve que o ar. Este fato tem importância decisiva para segurança;

- **Ponto de Vaporização:** é o ponto em que ocorre a mudança de fase do estado líquido para o estado gasoso em certa combinação de temperatura e pressão. À pressão atmosférica a vaporização do gás natural ocorre à temperatura de (-162) ºC;

- **Limites de Inflamabilidade:** os limites de inflamabilidade podem ser definidos como as porcentagens mínima e máxima de gás combustível em composição com o ar, a partir das quais a mistura não irá inflamar-se e permanecer em combustão. O limite inferior representa a menor proporção de gás em mistura com o ar que irá queimar sem a aplicação contínua de calor de uma fonte externa. O limite superior é a proporção de gás na mistura a partir da qual o gás age como diluente e a combustão não pode se auto-propagar. Para o gás natural, os limites de inflamabilidade inferior e superior são, respectivamente, 5% e 15% do volume.

Ao chegar à superfície o gás é tratado para remoção de impurezas, como água e outros gases. A seguir é transportado por gasodutos para os locais onde será consumido. Plantas elétricas e algumas indústrias podem utilizar o gás natural diretamente captado dos gasodutos. Residências e pequenas indústrias adquirem o gás de empresas distribuidoras. As empresas distribuidoras adicionam substância odorante ao gás por medida de segurança, para facilitar a identificação de vazamentos.

2.1.2 Vantagens

Podemos destacar as seguintes vantagens do uso do gás natural [2]:

- Baixo impacto ambiental: o gás é um combustível ecológico, sua queima produz uma combustão limpa. Contribui ainda para a redução do desmatamento.

- Facilidade de transporte e manuseio: Contribui para a redução do tráfego de caminhões que transportam outros tipos de combustíveis. Não requer estocagem, eliminando os riscos do armazenamento.

- Vetor de atração de investimentos: A disponibilidade do gás atrai novas empresas, contribuindo para a geração de empregos na região.

- Segurança: Por ser mais leve do que o ar, o gás se dissipa rapidamente pela atmosfera em caso de vazamento.

2.2 Termelétricas a Gás Natural

No final da década de 90, devido à necessidade crescente de energia no país, começaram a surgir diversos projetos de geração de energia envolvendo as usinas termelétricas a gás. O custo dessa energia ainda é relativamente alto, pois o gás natural é muitas vezes importado e sua eficiência ainda é baixa em relação a outras alternativas como o ciclo combinado, por exemplo [3].

As usinas termelétricas a gás operam em regime aberto, combustão interna para geração de energia. Para isso, utilizam as turbinas a gás, que têm uma eficiência termodinâmica mais

elevada do que a turbina a vapor, pois seu pico do ciclo de temperatura, cerca de 1260º C, é bem maior do que o atingido nas turbinas a vapor, cerca de 540 º C.

A geração de energia se baseia no Ciclo de Brayton, no qual o ar atmosférico é continuamente succionado pelo compressor, onde é comprimido para uma alta pressão. Esse ar comprimido entra na câmara de combustão (combustor) onde é misturado ao combustível e ocorre a combustão, resultando em gases com alta temperatura. Os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina e descarregam na atmosfera. Parte do trabalho realizado pela turbina é utilizado para acionar o compressor e o restante para acionar um gerador elétrico ou um dispositivo mecânico. Os gases da turbina a gás são descarregados diretamente na atmosfera, o que caracteriza o regime aberto e compromete significativamente o rendimento do processo. A Figura 2.1 apresenta o fluxograma de uma Usina Termelétrica a Gás.

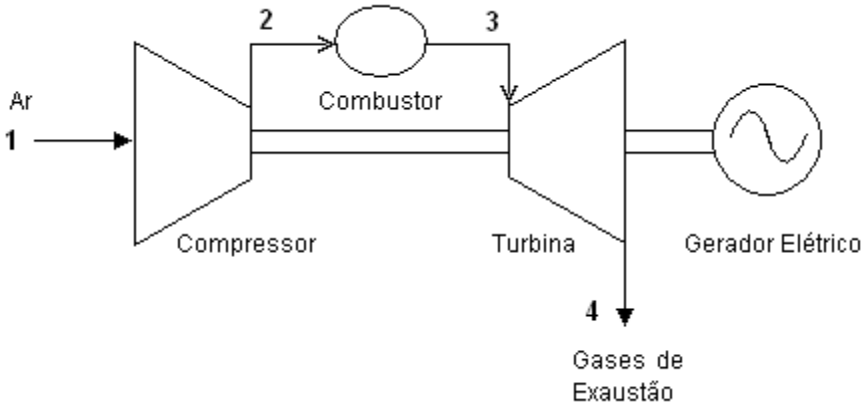


Figura 2.1- Fluxograma de uma Usina Termelétrica a Gás

Processo 1-2: Compressor – equipamento que faz a sucção do ar e o comprime até a pressão de combustão;

Processo 2-3: Câmara de combustão – equipamento onde é injetado o combustível que, em contato com o ar comprimido entra em processo de combustão, resultando em gases a altas temperaturas;

Processo 3-4: Turbina – equipamento que converte parte da energia contida no combustível em energia mecânica na rotação axial do eixo, que por sua vez, aciona o gerador elétrico. Este processo ocorre através da expansão dos gases de exaustão, acionando as palhetas da turbina. Os gases da turbina são descarregados na atmosfera.

Compressor e turbina são montados no mesmo eixo, de forma que uma parte do trabalho fornecido é usado no próprio processo de compressão.

A tecnologia das turbinas a gás não é recente, mas é pouco utilizada no Brasil por se ter um número reduzido de fabricantes e sua implementação se torna ainda mais dispendiosa por conta de taxas de importação, o que encarece ainda mais o custo da geração.

2.2.1 Turbina a Gás

Turbinas a gás são máquinas térmicas que realizam a conversão da energia do combustível em trabalho no eixo ou geração elétrica. Inicialmente projetadas para indústria aeronáutica, as turbinas a gás vêm sendo cada vez mais utilizadas para a geração termelétrica. São equipamentos constituídos basicamente de um compressor de ar, de um combustor e de uma turbina de expansão.

Podemos classificá-las quanto ao seu funcionamento em circuito aberto e fechado, que são descritos a seguir:

- **Circuito aberto** - fluido de trabalho é comprimido pelo compressor, passando para a câmara de combustão onde recebe energia do combustível, aumentando sua temperatura. Daí é direcionado para a turbina, onde é expandido, fornecendo potência para o compressor e potência útil.

- **Circuito fechado** - o processo de funcionamento é o mesmo do circuito aberto, a diferença é que o fluido de trabalho permanece dentro do sistema e o combustível é queimado fora do sistema.

A maior vantagem do circuito fechado é a possibilidade de usar alta pressão através de todo o circuito, o que resulta na redução do tamanho das máquinas e possibilita a variação da potência útil pela variação do nível de pressão no circuito. Esta forma de controle permite que uma grande faixa de potência possa ser obtida sem alterar a máxima temperatura do ciclo e com uma pequena variação na eficiência. A principal desvantagem é que o circuito fechado necessita de um sistema externo de aquecimento, o que envolve o uso de um ciclo auxiliar, com uma diferença de temperatura entre os gases de combustão e o fluido de trabalho [4].

Turbinas a gás podem variar também quanto a sua configuração. Podem ser adicionados compressores, turbinas, câmaras adicionais de combustão etc. Isto pode ser usado para aumentar

a potência útil e eficiência térmica da máquina, tornando-a provavelmente mais complexa, cara e pesada.

A configuração utilizada em geração elétrica é denominada Heavy Duty Gás Turbine, composta por um eixo, exige velocidade e carregamento constante. Parte da potência produzida é fornecida ao compressor e o restante se destina a potência útil do eixo.

2.2.1.1 Componentes Básicos

- **Câmara de Combustão** – tem a finalidade de queimar o combustível fornecido pelo injetor com o ar proveniente do compressor e liberar o calor de tal maneira que o ar é expandido e acelerado para dar uma corrente uniforme do gás quente, necessária à turbina. Em geral incorporam os seguintes componentes: carcaça, difusor, tubo de chama, bico injetor de combustível.

- **Compressores axiais** - constituídos de uma série de palhetas móveis distribuídas ao longo do rotor e um conjunto estacionário de palhetas distribuídas ao longo do estator. O rotor seguido do estator é chamado de estágio e o compressor é formado por uma série de estágios. Da entrada para a saída do compressor, existe uma redução gradual da área anular, necessária para manter a velocidade média axial do ar aproximadamente constante na medida em que a densidade aumenta através do comprimento do compressor.

- **Turbina a gás** – fornece potência para acionar o compressor e potência de eixo. Faz isto extraindo energia dos gases quentes liberados na câmara de combustão e expandindo-os para uma pressão e temperatura mais baixas. Para produzir o torque necessário, a turbina pode ter vários estágios. O número de estágios depende da relação entre a potência necessária retirada do gás, a rotação que deve ser produzida e o diâmetro de turbina permitido. Existem três tipos de turbinas: ação, reação e uma combinação delas ação/reação. Normalmente as turbinas a gás não usam um tipo ou outro e sim a combinação ação/reação [4]. A Figura 2.2 apresenta a ilustração de uma turbina a gás.

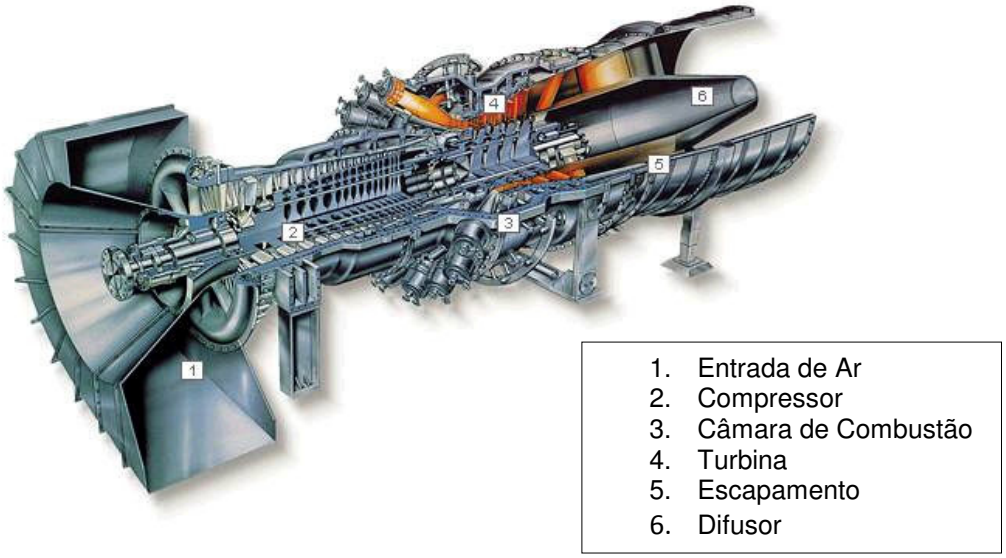


Figura 2.2- Turbina a Gás [5]

2.2.1.2 Funcionamento

À medida que a turbina gira, o ar atmosférico é comprimido pelo compressor, descarregado e então introduzido no combustor (ou câmara de combustão), onde é misturado ao combustível e queimado. Os gases quentes resultantes são expandidos na turbina de expansão transformando energia térmica em energia mecânica no eixo. Parte da energia mecânica é usada para acionamento do próprio compressor da turbina a gás, enquanto o restante é transferido para a carga, no caso, um gerador elétrico. O compressor de ar consome uma parcela significativa dessa energia mecânica resultante da conversão da energia térmica dos combustíveis.

Perdas no compressor e na turbina aumentam a potência absorvida pelo compressor e diminuem a potência fornecida, resultando na redução da potência útil do ciclo. A máxima potência fornecida pela turbina está limitada pela temperatura a que o material da mesma pode suportar associada às tecnologias de resfriamento e pela vida útil requerida.

Através da monitoração da velocidade no eixo e da temperatura na turbina de expansão, o fluxo de combustível é regulado de forma a propiciar a potência requerida. Quanto mais elevada for a temperatura e a pressão dos gases na entrada do primeiro estágio da turbina e quanto mais reduzida for a temperatura dos gases de exaustão, maior será a eficiência da turbina a gás. O desenvolvimento de novos materiais (superligas, monocristal, cerâmica) têm possibilitado trabalhar com temperaturas cada vez mais elevadas, incrementando significativamente a eficiência térmica das turbinas a gás. Em paralelo, novos avanços têm sido obtidos no projeto

aerodinâmico dos compressores de ar (axiais ou radiais), o que tem permitido maiores eficiências politrópicas e razões de compressão com menor número de estágios.

2.2.1.3 Vantagens da Turbina a Gás

As principais vantagens da utilização desta tecnologia são:

- Simplicidade do sistema;
- Custo de investimento relativamente baixo;
- Baixa relação peso por potência (kg/kW);
- Ocupação de uma área reduzida (m^3/kW).

2.2.2 Termelétricas a Ciclo Combinado

Os ciclos combinados começaram a ser propostos nos anos 60, mas apenas nos anos 70 é que as primeiras unidades geradoras, de pequena capacidade (a maioria na faixa de 15 MW a 20 MW), foram construídas e postas em operação. O rendimento térmico nominal das primeiras unidades era da ordem de 40% [3].

Com o aumento da oferta de gás natural e a redução de seus preços, além dos avanços tecnológicos alcançados, os ciclos combinados têm se tornado uma alternativa importante para a expansão da capacidade de geração de energia elétrica e atualmente os ciclos combinados são comercializados em uma ampla faixa de capacidades, módulos de 2MW até 800MW, e apresentam rendimentos térmicos próximos de 60% [3]. A principal desvantagem da termelétrica a ciclo combinado está na sua limitação em relação ao tipo de combustível: só é possível a utilização de gás natural ou diesel especial.

A operação em Ciclo Combinado consiste na utilização de dois ou mais ciclos térmicos em uma mesma planta. Em resumo, este tipo de operação utiliza os gases aquecidos oriundos da queima das turbinas a gás para gerar vapor, o qual é utilizado nas turbinas a vapor para geração de energia elétrica. Para isso, o calor existente nos gases de exaustão deve ser recuperado (em caldeiras de recuperação), produzindo o vapor necessário ao acionamento das turbinas a vapor. Assim, utilizando-se a mesma quantidade de combustível, é possível gerar maior quantidade de energia elétrica, ou seja, obtemos ganhos significativos no rendimento da planta.

As caldeiras de recuperação ainda podem apresentar queimadores para a queima suplementar dos gases de combustão, pois estes ainda contêm oxigênio, ou para a queima de mais combustível afim de que se atinja um vapor a mais alta temperatura. A Figura 2.3 apresenta o fluxograma de uma Usina Termelétrica a Ciclo Combinado.

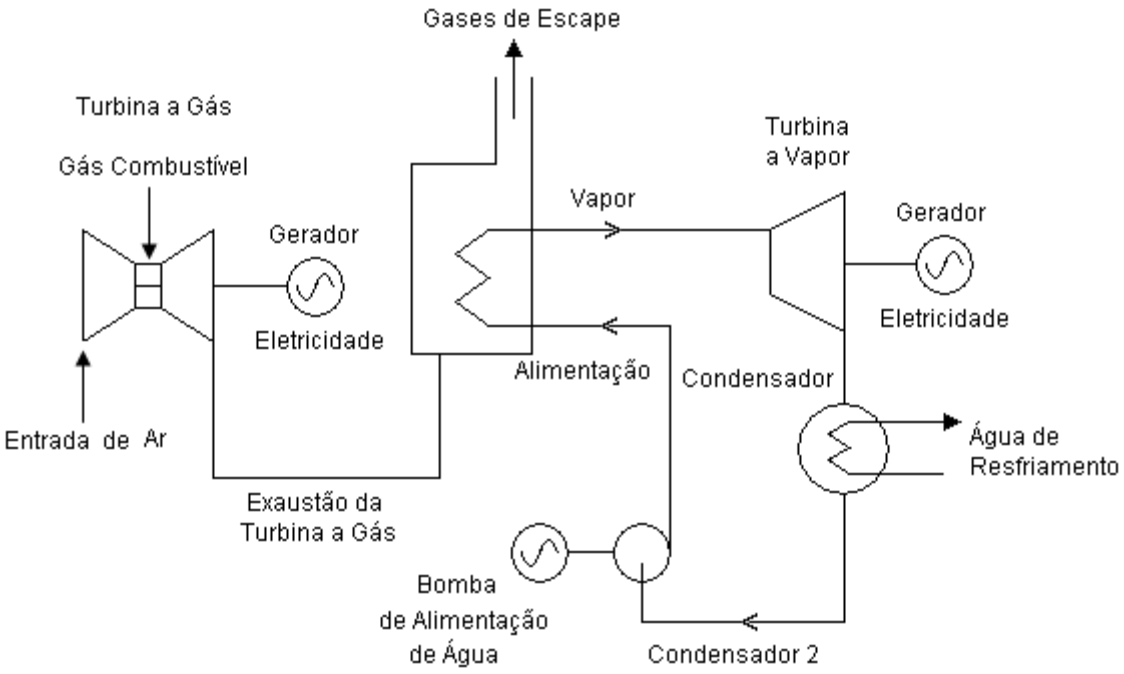


Figura 2.3- Fluxograma de uma Usina Termelétrica a Ciclo Combinado

2.2.2.1 Operação com Queima Suplementar

As usinas termelétricas a ciclo combinado podem lançar mão da queima suplementar ("duct burning"), quando se deseja incrementar o fornecimento de energia a partir das turbinas a vapor ou quando os gases de exaustão das turbinas a gás não possuem temperatura ou pressão adequadas ao acionamento destas turbinas. A queima suplementar ocorre através de queimadores especiais localizados na caldeira de recuperação de calor e utiliza o mesmo combustível da turbina a gás.

O "duct burner" pode ser acionado para incrementar a energia fornecida ao sistema ou para manter os níveis de geração da planta nas estações quentes, quando normalmente a eficiência energética das turbinas é menor. Como a queima suplementar consome combustível, o custo de operação da usina se torna superior ao custo da configuração em ciclo combinado convencional.

2.2.2.2 Ciclo Simples x Ciclo Combinado

Usinas térmicas a ciclo simples e a ciclo combinado têm diferentes funções na operação do sistema elétrico. A escolha sobre qual delas será utilizada leva em conta, além das características técnicas, sua função dentro do sistema [4].

Usina a Ciclo Simples: pode ser despachada por razões energéticas ou elétricas, associada a restrições na rede de transmissão e a critérios de confiabilidade. A operação de um sistema hidrotérmico como o brasileiro requer uma grande flexibilidade, caracterizadas por partidas e paradas rápidas, taxas de tomada de carga elevadas e sem restrição quanto ao número de partidas e paradas. Além disso, tais usinas podem proporcionar grande flexibilidade de planejamento, em vista do pequeno horizonte temporal necessário para materializar sua instalação.

Usina a Ciclo Combinado: normalmente despachada por razões energéticas. O despacho é feito na base nos meses de hidrologia crítica. A operação é caracterizada por uma maior eficiência da usina, menor custo de operação e menor flexibilidade operativa.

Mesmo em uma usina térmica inicialmente construída para operar em ciclo simples, por razões referentes à necessidade de rápida implantação, pode-se fechar o ciclo depois de alguns anos para se adaptar às novas características na região elétrica em que está inserida para operar na base. Esta flexibilidade também pode ser amplamente explorada no planejamento da expansão do sistema elétrico no que se refere ao tempo de construção de usinas térmicas. Estas usinas têm um tempo médio de construção menor que a hidrelétrica, por exemplo, e podem ser usadas estrategicamente em períodos de déficit de energia elétrica decorrente da dependência hidrológica.

2.2.2.3 Eficiência

Atualmente, as centrais termelétricas com ciclo a vapor caracterizam-se por eficiências entre 42 e 44%, enquanto turbinas a gás têm uma eficiência relativamente baixa, entre 36 - 37%, como conseqüência da alta temperatura dos gases de exaustão. Com a aplicação do ciclo combinado, a utilização dos gases de exaustão das turbinas a gás como fone de calor no ciclo a vapor, permite aumentar a eficiência até valores entre 55 a 58% [4].

A Tabela 2.1 resume os valores médios encontrados na literatura para os parâmetros técnico-econômicos de diferentes tipos de centrais termelétricas:

Tabela 2.1- Parâmetros Técnico-Econômicos de Diferentes Centrais Termelétricas

Parâmetro	Central a Vapor	Turbina a Gás	Ciclo Combinado
Potência Nominal por unidade (MW)	20 - 1200	0,5 - 340	7 - 800
Custo específico (US$/kW)	600 - 1400	300 - 350	400 - 800
Tipo de combustível utilizado	Sólido, líquido ou gasoso	Diesel especial ou gás natural	Diesel especial ou gás natural
Rendimento (%)	42 – 44,5	36 - 37	55 - 60
Tempo de vida (horas)	100.000	100.000	100.000
Tempo de montagem (meses)	40	10	20
Heat Rate (kJ/kWh)	7531 - 8018	9730 - 10000	6100 - 6300

2.2.3 Algumas Definições

2.2.3.1 Eficiência e Heat Rate (HR)

O HR de uma usina térmica traduz a eficiência da unidade térmica em transformar combustível em eletricidade. É definido como o número de unidades térmicas Britânicas (Btus) do combustível necessário para gerar um megawtt-hora (MWh) de eletricidade.

A eficiência de uma usina térmica pode ser estimada através da equação 2.1:

$$\eta = \frac{1000}{0{,}293.HR} \quad . \tag{2.1}$$

Onde:

HR – Heat Rate (Btu/kWh)

Valores típicos de HR e eficiência são apresentados na Tabela 2.2:

Tabela 2.2- Valores Típicos

Tipo de Usina	Heat Rate (But/kWh)	Eficiência
Ciclo Simples	10.000	34,1%
Ciclo Combinado	7.000	48,7%

2.2.3.2 Poder Calorífero do Combustível

O poder calorífero (PC) de um combustível é a quantidade de calor gerada pela combustão completa de uma unidade do combustível considerando condições de temperatura e pressão de referência.

- **Poder Calorífero Inferior (PCI):** quantidade de calor liberada pela queima total do combustível, permanecendo os produtos da combustão em fase gasosa (sem condensação do vapor d'água).
- **Poder Calorífero Superior (PCS):** quantidade de calor liberada pela queima total do combustível, levando os produtos da combustão, por resfriamento, a temperatura inicial (o vapor d'água é condensado e o calor recuperado).

Para um gás, o PCS é aproximadamente 10% superior ao PCI, sendo que no cálculo de eficiências térmicas normalmente utiliza-se o PCS. Valores típicos para o gás natural são apresentados na Tabela 2.3:

Tabela 2.3- Valores Típicos

PCI (kcal/m^3)	PCS (kcal/m^3)
8.460	9.400

2.2.3.3 Energia Gerada por Usina Térmica

O cálculo da energia que pode ser gerada por uma usina térmica a partir de um determinado volume de gás natural é dado pela equação 2.2:

$$EG = 1{,}65236 \quad E^{-4}.\frac{Vol.PCS}{HRS} \tag{2.2}$$

Onde:

EG – Energia gerada (MW-médios/dia)

Vol – Consumo diário de combustível em m^3/dia

HRS – HR considerado o poder calorífero superior (Btu/kWh)

PCS – Poder calorífero superior em kcal/m^3

Valores típicos são apresentados na Tabela 2.4:

Tabela 2.4- Valores Típicos

Tipo de Usina	**Geração para um Consumo de Gás de 1.000.000 m^3/dia**
Ciclo Simples	155 MW – médios/dia
Ciclo Combinado	222 MW – médios/dia

3. Fontes Alternativas de Energia

As chamadas fontes alternativas de energia são tecnologias que surgem como uma opção para a diminuição do impacto ambiental causado por algumas fontes convencionais como o petróleo e o carvão e para contornar o uso de matéria prima que normalmente não é renovável. A energia alternativa é inesgotável e menos poluente. Entre estas formas de energia encontram-se: solar, eólica, hidráulica e biomassa.

Principalmente por se tratar de tecnologias caras, as fontes alternativas de energia não poderiam se desenvolver sem um incentivo governamental, necessitando de incentivos econômicos que aumentem sua competitividade. O interesse nessas fontes renováveis não é apenas do ponto de vista ambiental, mas também pela crise energética de 2001, ocasionando o racionamento de energia. Estes fatores foram determinantes para a criação de mecanismos legais para regulamentar o uso dessas fontes de energia tal como, por exemplo, o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA, o Proálcool e Probiodiesel.

O PROINFA foi criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 e é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Assegurou a participação de um maior número de estados no programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia [3].

O objetivo do programa é aumentar a participação das energias alternativas no sistema interligado e assim diversificar a matriz energética. Neste contexto, visa à complementaridade energética sazonal à energia hidráulica, responsável pela maior parte da energia gerada no país, cerca de 72% [6]. No Nordeste, a energia eólica servirá como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é inverso ao de ventos. O mesmo ocorrerá nas regiões Sul e Sudeste, onde a colheita de safras propícias à geração de energia elétrica (cana de açúcar, por exemplo) ocorre em período diferente do chuvoso.

3.1 Geração Eólica

A energia eólica vem, nos últimos anos, despontando como uma das principais fontes alternativas de energia no mundo. Não há emissão de gases como gás carbônico ou quaisquer outros poluentes causadores do efeito estufa, assim como não produz dióxido de enxofre ou óxidos de nitrogênio, causadores do aquecimento global. Também não há necessidade de grandes alagamentos como em usinas hidrelétricas ou deslocamento da população residente na área do reservatório a ser formado, o que acarreta grandes modificações ao meio físico-biótico, como alterações na fauna, na flora, na qualidade da água etc.

A energia eólica foi desenvolvida primeiramente na Alemanha por volta dos anos 70, devido principalmente ao primeiro choque do petróleo, se tornando econômica e estrategicamente viável para muitas nações. Considerando o custo entre a turbina e sua potência nominal, a energia eólica é uma das mais baratas e espera-se que com o aprimoramento tecnológico e maximização do rendimento das máquinas, seu custo continue a cair.

Para produzir energia são construídos parques eólicos constituídos por conjuntos de turbinas eólicas dispostas em uma mesma área. Seus principais componentes são o rotor, a transmissão e caixa multiplicadora, gerador elétrico, mecanismo de controle, torre, sistema de armazenamento, e por fim os acessórios.

3.1.1 Instalação de Usinas Eólicas

O primeiro passo para instalação de usinas de geração eólica é a avaliação do potencial energético da localidade, através de um trabalho sistemático de coleta e avaliação de dados sobre a velocidade de regime de ventos. São usados para tais medições instrumentos chamados anemômetros.

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, a densidade dos ventos deve ser maior ou igual a 500 W/m² a uma altura de 50 m, isso equivale a ventos com velocidades médias mínimas de 7 a 8 m/s. Porém, costuma-se iniciar a geração eólica com ventos a partir de 2,5 a 3 m/s e ventos com velocidades acima de 12 a 15 m/s ativam os sistema automático de limitação de potência da máquina, sendo este controle definido pelo tipo de turbina. Em ventos muito fortes, como por exemplo, acima de 25 m/s, atua o sistema automático de proteção. Estes ventos possuem alta turbulência e podem danificar a estrutura da máquina.

Em sistemas conectados ao sistema elétrico, a rotação das pás é reduzida e o sistema do gerador é desconectado da rede.

3.1.2 Componentes do Sistema Eólico

A Figura 3.1 apresenta os principais componentes do sistema conversor de energia eólica.

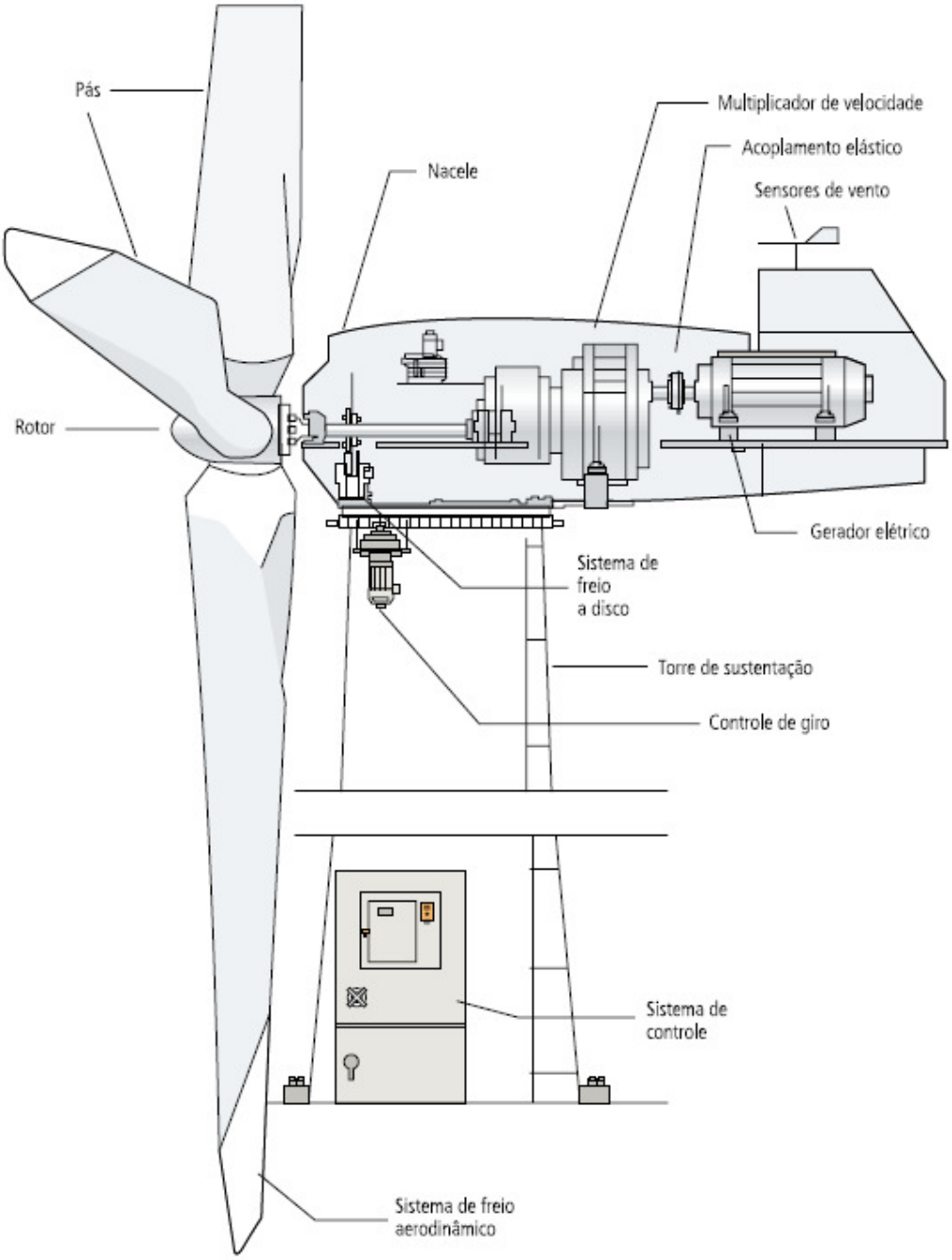


Figura 3.1- Representação de um sistema de aproveitamento eólico [6]

Os principais componentes do sistema de conversão eólico são: rotor, transmissão, controle, geradores ou conversores e sistema de armazenamento.

- **Rotor**

O rotor de um aerogerador é responsável por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica através da rotação do eixo, transmitindo-a por intermédio das pás ao eixo do gerador elétrico. Estes podem ser classificados em rotores de eixo vertical (Savonius, Darrieus etc.) e eixo horizontal (hélice, holandês, multipás etc.). A comercialização das turbinas se desenvolveu rapidamente em tamanho e tecnologia principalmente durante as duas últimas décadas, e esse aumento de tamanho possui relação direta com a potência que pode ser extraída do vento e acredita-se que estes ainda não alcançaram seus limites de tamanho. A Figura 3.2 mostra a evolução das turbinas eólicas em dimensão e potência nas últimas décadas.

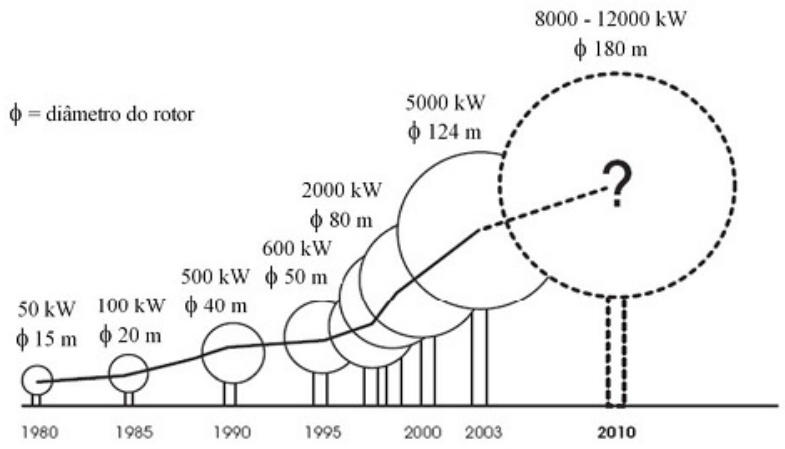


Figura 3.2- Evolução das turbinas eólicas – dimensões e potência [7]

- **Transmissão**

Não aparecem em todos os sistemas eólicos, mas tem como função transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga. Quando estes componentes não são utilizados o eixo do rotor é acoplado diretamente à carga. A transmissão mais usada é a do tipo por engrenagens, que multiplica a velocidade angular para melhor aproveitamento do gerador.

- **Conversor**

Responsável pela conversão da energia mecânica do eixo em energia elétrica.

- **Mecanismo de Controle**

Trata-se do controle dos componentes do sistema, responsável pela orientação do rotor, controle de velocidade, controle da carga etc.. Este sistema é constituído por sensores, como de vento, rotor, bateria e outros e permitem o controle e armazenamento de dados que levam ao melhor funcionamento do sistema como um todo.

- **Sistemas de Armazenamento**

Armazenam a energia para produção de energia firme a partir de uma fonte intermitente.

- **Suporte Estrutural**

Formado principalmente pela torre, estas suportam o rotor em alturas nas quais a velocidade do vento é maior e menos sujeita a perturbações, já que o rotor próximo ao solo sofre influência de obstáculos. As torres modernas chegam a ter alturas superiores a 100 m, o que necessita de bons projetos, para que estas possam resistir a intempéries ao longo de sua vida útil, que é de aproximadamente 20 anos.

3.1.3 Gerador Elétrico

Não há restrições quanto ao tipo de gerador que pode ser usado em um aerogerador, se de corrente alternada (c.a.) ou corrente contínua (c.c.), porém, quase exclusivamente, são utilizados geradores de corrente alternada.

As vantagens de um gerador de c.a. são: melhor relação peso/potência e capacidade de gerar tensões mais elevadas. Os geradores de c.c. são usados em turbinas de pequena potência, com armazenamento da energia em baterias.

São dois os tipos de geradores que podem ser utilizados para geração eólica: síncronos e assíncronos. Os geradores síncronos apresentam problemas ao serem conectados diretamente à rede elétrica, que tem freqüência constante. Então a velocidade de giro do rotor também deve ser constante. Turbinas eólicas com velocidade constante apresentam maiores cargas mecânicas e oscilações na potência gerada. Os geradores síncronos não são usados conectados diretamente à rede elétrica, mas sim através de um conversor de freqüência, permitindo que se trabalhe com velocidade variável. O conversor de freqüência permite também o controle da potência reativa injetada na rede.

Os geradores assíncronos aceitam rotores com velocidade variável, o que reduz os esforços sobre os componentes, sem a necessidade dos conversores de freqüência. Com este tipo de gerador, parte das variações da velocidade de vento pode ser convertida em energia.

3.1.4 Instalação Elétrica

O rotor fornece a energia mecânica necessária para o acionamento de um alternador, que produz energia elétrica sob a forma de corrente alternada (CA). Parte desta energia é utilizada na alimentação de equipamentos que requeiram CA, tais como motores de indução; outra parte passa por um retificador que transforma a corrente alternada em contínua (CC) e passa a atender cargas que possam usar este tipo de alimentação (iluminação e aquecimento, por exemplo). Para atender à demanda em dias em que o vento é insuficiente, parte da CC é utilizada para o carregamento de baterias, as quais poderão alimentar diretamente as cargas CC ou, passando pela ação de um conversor, as cargas CA. A Figura 3.3 apresenta um esquema para a alimentação de uma instalação elétrica.

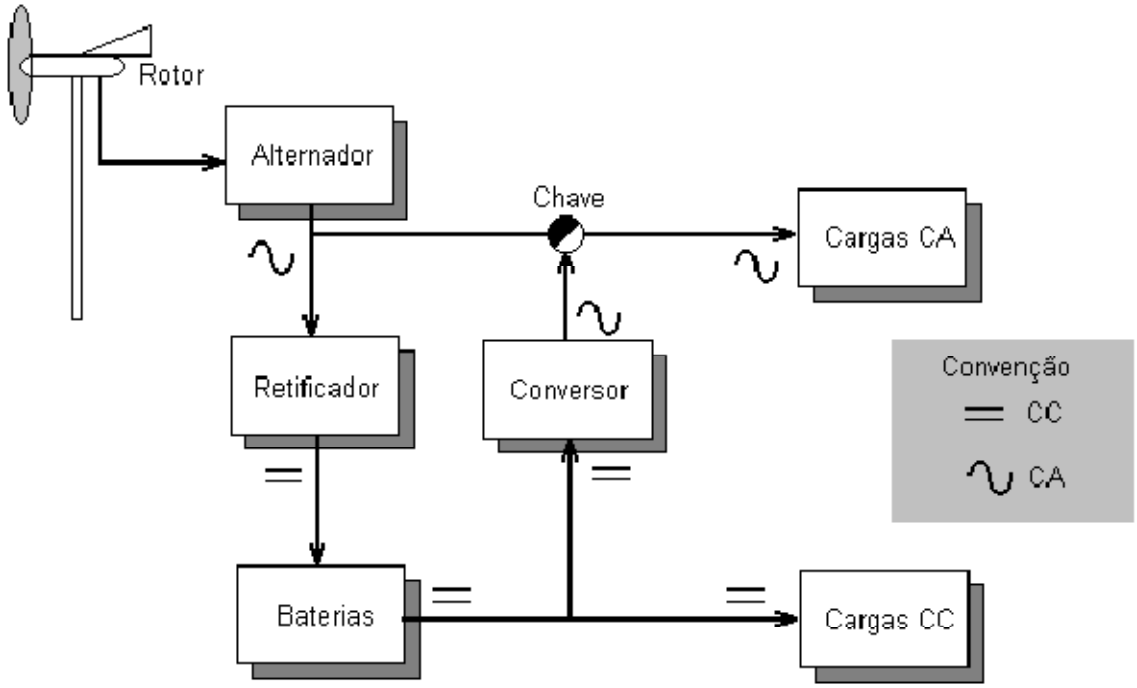


Figura 3.3- Diagrama de uma Instalação Eólica [27]

3.1.5 Energia e Potência Extraídas do Vento

Para o aproveitamento da energia elétrica a partir da força dos ventos, é necessário que exista fluxo contínuo e razoavelmente forte de vento. Como já fora dito anteriormente, a velocidade média de operação das turbinas eólicas devem estar preferencialmente entre 7 m/s e 12 m/s. Para velocidades maiores que estas o sistema manterá a potência de saída num valor máximo ou nominal. A escolha do valor máximo da potência de saída depende do tipo de conversor eólico utilizado, se do tipo de velocidade fixa ou variável.

A partir da energia disponível no vento pode-se estipular a correspondente potência mecânica (P_{disp}), mostrada na equação 3.1:

$$P_{disp} = \frac{1}{2}.\rho.A.V_i^3 \tag{3.1}$$

Onde:

ρ = Massa específica do ar;

A = Área do rotor;

V_i = Velocidade frontal do vento.

Porém, nem toda energia cinética dos ventos é aproveitada pelas turbinas eólicas. Para levar em consideração este fato, é introduzido um coeficiente chamado coeficiente de aproveitamento aerodinâmico, C_P, que é dado pela equação 3.2:

$$C_P = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \tag{3.2}$$

A potência elétrica extraída pela turbina eólica, P, pode ser descrita então pela equação 3.3 [9]:

$$P = \frac{1}{2}.\rho.C_P.\eta.A.V_i^3$$

(3.3)

Onde:

ρ = densidade do ar em kg/m;

C_p = coeficiente aerodinâmico de potência do rotor;

η = Eficiência de conversão eletromecânica;

$A = \pi D^2 /4$, em que D é o diâmetro do rotor;

V_i = Velocidade frontal do vento.

Em condições ideais, o valor máximo teórico de C_p é de 0,593 (Coeficiente de Betz), ou seja, 59,3% da energia contida no fluxo do ar pode ser teoricamente extraída por uma turbina eólica [9].

3.1.6 Aplicações dos Sistemas Eólicos

Um sistema eólico pode utilizar três diferentes tipos de aplicações: sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede. Os sistemas obedecem a uma configuração básica. Necessitam de uma unidade de controle de potência e em determinados casos, uma unidade de armazenamento [9].

- **Sistemas Isolados**

Sistemas isolados utilizam geralmente alguma forma de armazenamento de energia, que pode ser feito através de baterias ou na forma de energia gravitacional para armazenamento de água bombeada para reservatórios elevados para posterior utilização. Alguns sistemas isolados, como nos casos dos sistemas de irrigação, não necessitam de armazenamento, toda a água bombeada é diretamente consumida.

Os sistemas que utilizam armazenamento de energia em baterias necessitam de um dispositivo de controle de carga para que não haja danos ao sistema por sobrecarga ou descargas profundas. Para alimentação de equipamentos que operam com corrente alternada (CA), é necessária a utilização de um inversor, que pode ser eletrônico ou mecânico. A Figura 3.4 ilustra um sistema eólico isolado.

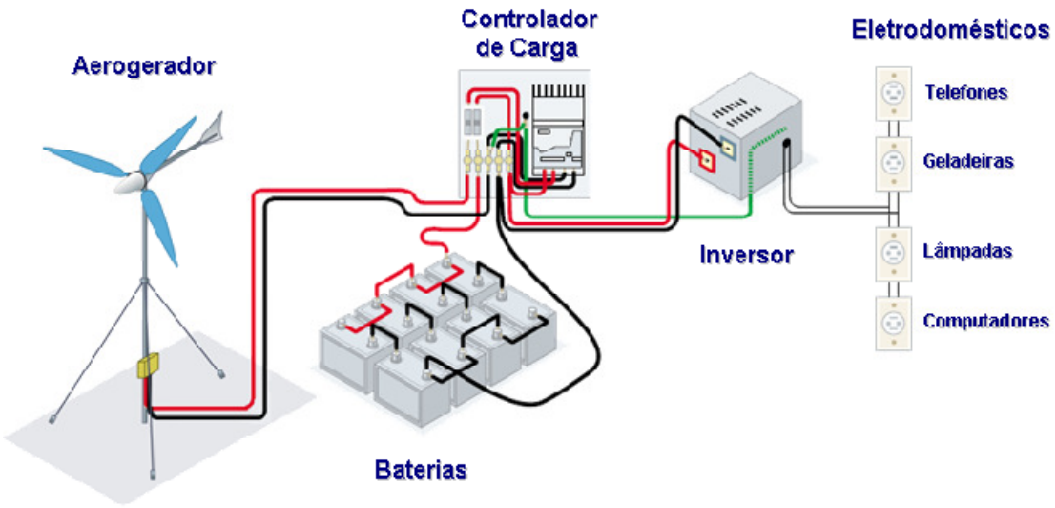


Figura 3.4- Configuração de um Sistema Eólico Isolado [10]

- **Sistemas Híbridos**

Sistemas híbridos são aqueles que utilizam mais de uma fonte de geração de energia, aumentando a complexidade do sistema. É necessário realizar um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência e otimização dos fluxos energéticos na entrega da energia para os usuários. Em geral são empregados em sistemas de médio porte destinados a atender um número maior de usuários. Por trabalhar com cargas em corrente alternada, também necessita de um inversor. A Figura 3.5 ilustra um sistema híbrido.

Figura 3.5- Configuração de um Sistema Híbrido Solar – Eólico - Diesel [10]

- **Sistemas Interligados à Rede**

Sistemas interligados à rede entregam a energia diretamente à rede elétrica, por isso não utilizam armazenamento de energia. Representam uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual estão interligados. Apresentam algumas vantagens aos sistemas de geração distribuída, como: redução de perdas, evita o custo de expansão da rede e a geração na hora de ponta quando o regime de ventos coincide com o pico da curva de carga. A Figura 3.6 apresenta um exemplo de um sistema conectado à rede.

Figura 3.6- Parque Eólico Conectado à Rede – Prainha - CE [10]

- **Sistemas Off-Shore**

As instalações off-shore representam a nova fronteira da utilização da energia eólica. Trata-se de instalações de maior custo de transporte, instalação e manutenção, mas tem crescido a cada ano, principalmente com o esgotamento de áreas de grande potencial eólico em terra, pela grande concentração de parques nestas áreas e pelas restrições ambientais rigorosas sobre a utilização do solo.

A indústria eólica tem investido no desenvolvimento tecnológico da adaptação das turbinas eólicas convencionais para uso no mar. Além do desenvolvimento tecnológico, os projetos off-shore necessitam de estratégias especiais quanto ao tipo de transporte das máquinas, sua instalação e operação. Todo o projeto deve ser coordenado de forma a utilizar períodos onde as condições marítimas propiciem um deslocamento e uma instalação com segurança. A Figura 3.7 ilustra um sistema off-shore.

Figura 3.7- Parque Eólico Instalado no Mar do Norte [10]

3.2 Biomassa

Do ponto de vista energético, biomassa é toda matéria orgânica que pode ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica. De acordo com a sua origem, pode ser: florestal (madeira, principalmente), agrícola (soja, arroz e cana-de-açúcar, entre outras) e rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como o lixo). Os derivados obtidos dependem tanto da matéria-prima utilizada (cujo potencial energético varia de tipo para tipo) quanto da tecnologia de processamento para obtenção dos energéticos.

Em regiões menos desenvolvidas, a biomassa mais utilizada é a de origem florestal. Além disso, os processos para a obtenção de energia se caracterizam pela baixa eficiência – ou necessidade de grande volume de matéria-prima para produção de pequenas quantidades de energia. Já a produção em larga escala da energia elétrica e dos biocombustíveis está relacionada à biomassa agrícola e à utilização de tecnologias eficientes. A pré-condição para a sua produção é a existência de uma agroindústria forte e com grandes plantações, sejam elas de soja, arroz, milho ou cana-de-açúcar.

A biomassa é obtida pelo processamento dos resíduos dessas culturas. Assim, do milho é possível utilizar, como matéria-prima para energéticos, sabugo, colmo, folha e palha. Da soja e arroz, os resíduos que permanecem no campo, tratados como palha. Na cana-de-açúcar, o bagaço, a palha e o vinhoto.

3.2.1 Geração de Energia Elétrica

Embora a biomassa tenha sido o primeiro vetor energético empregado pela humanidade e ainda seja uma fonte energética de importância, a produção de eletricidade a partir da biomassa é bastante restrita. Atualmente, verifica-se um maior interesse em produzir energia elétrica a partir da biomassa devido à elevação das quantidades de resíduos resultantes das culturas agrícolas e a necessidade de seu descarte adequado, preferencialmente com aproveitamento econômico, e às pressões sociais por alternativas de geração de energia elétrica que provoquem menores impactos ambientais, em particular no que se refere à emissão de gases de efeito estufa [3].

Aqui, analisamos tecnologias de combustão direta e gaseificação na etapa de conversão da biomassa, com a produção, respectivamente, de vapor e de gás combustível como produtos intermediários e utilizados em turbinas a vapor e turbinas a gás como máquinas motrizes. Estas tecnologias apresentam diferenças significativas tanto em termos de geração de energia elétrica,

superior em ciclos com gaseificação, quanto em termos de custos de investimento e operacionais, sofisticação e domínio tecnológico e disponibilidade comercial.

De uma maneira geral, todos os tipos de tecnologia empregados também são aplicadas em processos de cogeração – produção de dois ou mais energéticos a partir de um único processo para geração de energia – tradicionalmente utilizada por setores industriais. Nos últimos anos transformou-se também em um dos principais estímulos aos investimentos na produção de energia a partir da cana-de-açúcar por parte das usinas de açúcar e álcool.

A geração de energia elétrica a partir da biomassa, além das vantagens ambientais, pode apresentar como benefícios, a competitividade de unidades de tamanho reduzido que permitem a descentralização dos centros de geração e redução dos custos de transmissão, a criação de empregos rurais e o aproveitamento do potencial brasileiro.

3.2.1.1 Combustão Direta

A geração de energia elétrica através da combustão direta da biomassa se dá em usinas termelétricas convencionais através de turbinas a vapor. Neste tipo de usina, o fluido de trabalho é a água desmineralizada que começa como condensado na saída do condensador, vai se aquecendo através de aquecedores regenerativos da água de alimentação, tendo sua pressão aumentada pelas bombas de água de alimentação. Entra na unidade de geração de vapor (caldeira) e recebe energia térmica dos produtos em combustão transformando-se em Vapor Super Aquecido – VSH. O vapor se expande com a queda de pressão, transformando energia térmica em energia mecânica de rotação no rotor do turbo gerador. Depois o vapor segue para o condensador onde é resfriado pela circulação da água de resfriamento e retorna a sua condição inicial de condensado [3].

A geração se baseia no Ciclo de Rankine e seu diagrama simplificado é mostrado na Figura 3.8:

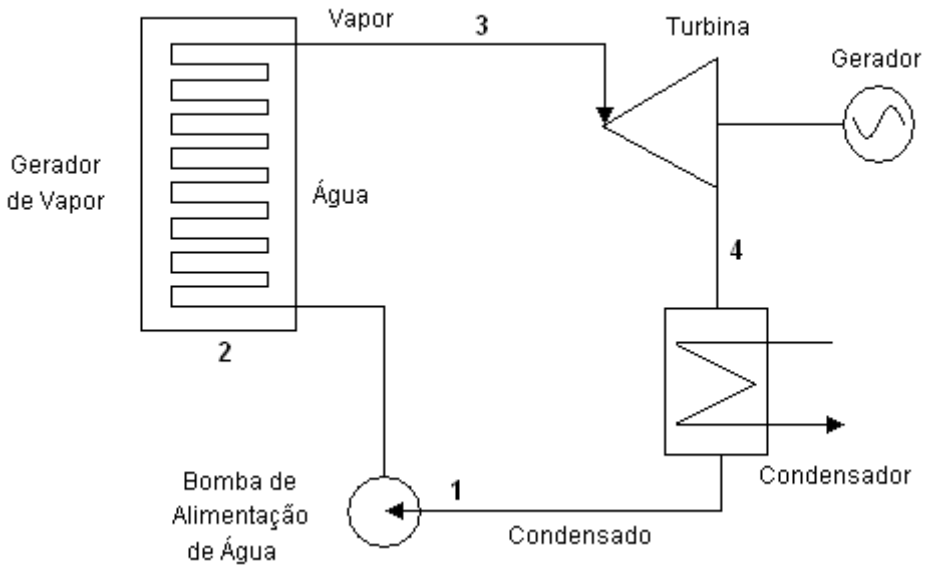


Figura 3.8- Fluxograma de uma Usina Termelétrica a Vapor

Processo 1-2: A água é bombeada para uma caldeira;

Processo 2-3: A caldeira é o local onde ocorre a queima do combustível e a troca de calor com a água, que é convertida em vapor;

Processo 3-4: O vapor, que deixa a caldeira sob alta pressão e temperatura média de 560ºC, aciona a turbina, que por sua vez, aciona o gerador de eletricidade;

Processo 4-1: Após passar pela turbina, o vapor é encaminhado ao condensador, onde troca calor com uma fonte fria, retornando ao seu estado líquido para ser bombeado e novamente utilizado no processo [3].

3.2.1.1.1 Turbina a Vapor

A turbina é um motor rotativo que converte em energia mecânica a energia de uma corrente de água, vapor de água ou gás. Seu elemento básico é o rotor, que conta com paletas, hélices, lâminas ou cubos colocados ao redor de sua circunferência, de forma que o fluido em movimento produza uma força tangencial que impulsiona a roda, fazendo-a girar. A energia mecânica da rotação é transferida através de um eixo para movimentar uma máquina, um compressor, um gerador elétrico ou uma hélice. Atualmente, a maior parte da energia elétrica mundial é produzida com o uso de geradores movidos por turbinas [4].

A turbina a vapor, apresentada na Figura 3.9, é um motor térmico rotativo no qual a energia térmica do vapor é transformada em energia cinética devido a sua expansão através dos bocais. Esta energia é então transformada em energia mecânica de rotação devido à força do vapor agindo nas pás rotativas.

Pode ser fabricada sob uma extensa gama de configurações, para diversas pressões, diferentes números de estágios, de condensação, de extração simples e controlada, simples e múltiplas entradas etc [4].

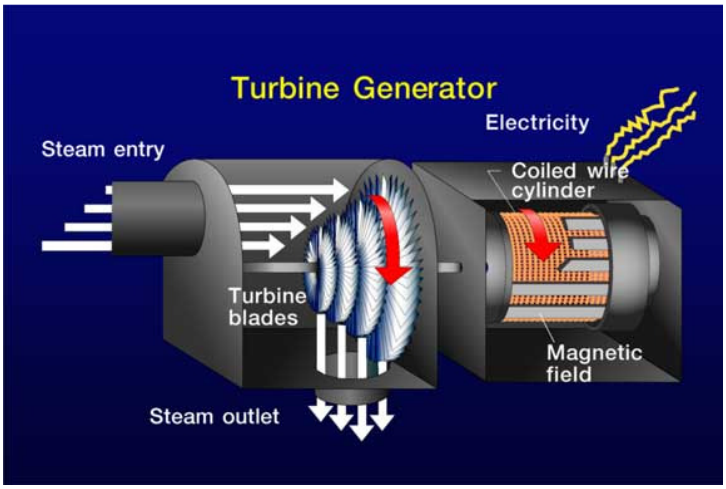


Figura 3.9- Turbina a Vapor

3.2.1.1.2 Componentes Básicos

- **Estator** - É o elemento fixo da turbina (que envolve o rotor) cuja função é transformar a energia potencial (térmica) do vapor em energia cinética através dos distribuidores.
- **Rotor** - É o elemento móvel da turbina (envolvido pelo estator) cuja função é transformar a energia cinética do vapor em trabalho mecânico através dos receptores fixos.
- **Expansor** - É o elemento cuja função é orientar o jato de vapor sobre as palhetas móveis. No expansor, o vapor perde pressão e ganha velocidade.
- **Palhetas** - São chamadas palhetas móveis, as fixadas ao rotor; e fixas, as fixadas no estator. As palhetas fixas orientam o vapor para a coroa de palhetas móveis seguinte. As palhetas móveis são peças com a finalidade de receber o impacto do vapor proveniente dos expansores para movimentação do rotor e, ao contrário das fixas, são removíveis [4].

3.2.1.1.3 Funcionamento

O vapor superaquecido produzido na caldeira entra no estator da turbina e é enviado a um distribuidor, que o distribui por um conjunto de difusores, que são tubos com uma seção de saída inferior à seção de entrada, assemelhando-se a um funil, por onde um fluido passa. Com o afunilamento, vem um aumento substancial de velocidade e uma diminuição da pressão. Neste tipo de turbinas, os difusores, além de converterem a entalpia em velocidade, orientam também o vapor de modo que atinja tangencialmente as pás, onde não há perda de pressão. Assim, a queda de pressão verifica-se única e exclusivamente nos difusores. Ao incidir tangencialmente nas pás da roda da turbina, o vapor muda de direção, transferindo certa quantidade de movimento às pás. O fato de o vapor movimentar as pás traduz-se numa transformação de energia cinética, contida no vapor, em energia mecânica transmitida ao rotor. Ao sair da roda da turbina, o vapor pode ser conduzido para um outro distribuidor onde o processo pode se repetir. Quando chega ao final da turbina, o vapor é enviado para o condensador, um componente das caldeiras que condensa o vapor que sai da turbina antes de reutilizar a água resultante para um novo ciclo.

A água usada para gerar vapor necessita permanecer dentro de certos parâmetros químicos bastante apertados e por isso é cara e todo o ciclo funciona em circuito fechado, isto é, o vapor é gerado, utilizado e depois condensado para ser novamente utilizado. O arrefecimento pode ser feito com ar atmosférico, como nas centrais termelétricas terrestres, ou com a água de rios ou do mar, o caso de algumas centrais térmicas [26].

3.2.1.1.4 Rendimento

Alguns fatores que influenciam o rendimento das turbinas a vapor:

- Temperatura inicial do vapor: quanto maior a temperatura, maior o rendimento do ciclo térmico;
- Potência da máquina: quanto maior a potência da máquina, maior será o rendimento;
- Variações na carga: variações na carga influenciam a potência e, portanto, o rendimento.

As turbinas a vapor possuem um rendimento da ordem de 38% em ciclo simples, porém atingem um rendimento muito maior quando aplicadas em sistemas de ciclo combinado.

3.2.1.2 Gaseificação

A tecnologia de gaseificação é a conversão de qualquer combustível líquido ou sólido, como a biomassa, em um gás energético através da oxidação parcial à temperatura elevada. Esta conversão, realizada em gaseificadores, produz um gás combustível que pode ser utilizado tanto em turbinas a gás, quanto em queimadores de caldeiras para geração de vapor. Nesta seção, estamos interessados apenas na utilização do gás energético nas turbinas a gás.

A biomassa é preparada e seca antes de ser utilizada no gaseificador, o qual produz um gás que ao passar por uma unidade de tratamento, que consiste na remoção de alcatrão, particulados e compostos sulforosos, é utilizado para gerar eletricidade através da turbina. A Figura 3.10 apresenta um esquema da tecnologia de gaseificação acoplada a turbina gás.

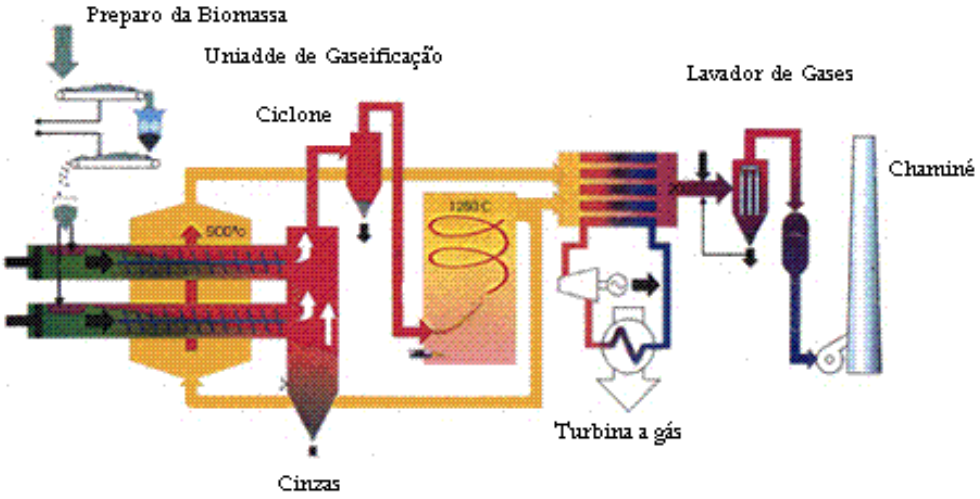


Figura 3.10- Tecnologia de Gaseificação Acoplada à Turbina à Gás [12]

3.2.1.2.1 Gaseificador

O gaseificador é um reator químico onde ocorre o processo de gaseificação. Parte do combustível entra em combustão como em uma fornalha e a característica principal da gaseificação é que o fornecimento de ar é controlado de modo a evitar que a combustão se estenda a toda a carga. Utiliza-se como oxidante para o processo de gaseificação o ar atmosférico ou oxigênio puro. Os sistemas que utilizam oxigênio puro permitem produzir um gás de maior capacidade calorífica, sendo também mais rápida a sua produção; no entanto, os custos de produção aumentam devido à necessidade de oxigênio puro.

O gás obtido pode ser utilizado como combustível em um grupo motor-gerador, em turbinas a gás ou ainda queimado conjuntamente a outros combustíveis em caldeiras. Modernamente, está sendo desenvolvida a tecnologia de gaseificação de biomassa para utilização de células a combustível [30].

3.2.1.2.2 Vantagens e Desvantagens

As vantagens da gaseificação são [30]:

- Alta eficiência térmica, variando de 60% a 90%, dependendo do sistema utilizado;
- A energia produzida com a queima dos gases é limpa;
- A demanda de energia pode ser controlada e, conseqüentemente, a taxa de gaseificação pode ser facilmente monitorada e também controlada.

As desvantagens devem ser lembradas por se tratarem de cuidados para o processo, o que gera mais gasto:

- A biomassa deverá ser limpa, sem a presença de terras ou outros elementos que possam comprometer o processo de gaseificação;
- Há o potencial de fusão de cinzas, que poderá alterar o desempenho do gaseificador, quando se usa a biomassa com alto teor de cinzas;
- Se não completamente queimado, o alcatrão, formado durante o processo de gaseificação, pode limitar suas aplicações.

3.2.1.2.3 Funcionamento

O processo de gaseificação ocorre normalmente em quatro etapas físico-químicas distintas, com temperaturas de reação diferentes, são elas [30]:

- **Secagem da biomassa:** apresenta um controle de temperatura para garantir que a biomassa seque e não se decomponha.
- **Pirólise:** é a decomposição química por calor na ausência de oxigênio. O processo consiste na trituração dos resíduos de biomassa que posteriormente são destinados ao reator pirolítico, onde através de uma reação endotérmica ocorre a separação dos subprodutos em cada etapa do processo que fornecem a energia necessária para os

processos seguintes. As reações de pirólise começam a ocorrer a temperaturas em torno de 400 ºC.

- **Combustão:** combinação de uma fonte combustível com o oxigênio, sendo esse processo em geral exotérmico. A reação de combustão ocorre em torno de 900 e 1300ºC.
- **Redução:** Os gases quentes da zona de combustão passam em seguida para a zona de redução, sempre adjacente, acima ou abaixo, onde na ausência de oxigênio ocorre o conjunto de reações típicas que originam os componentes combustíveis do gás produzido.

Esses processos são ordenados de acordo com as características do projeto e ocorrem em regiões separadas dentro do gaseificador.

3.2.1.2.4 Tecnologia

A integração de gaseificadores de biomassa aos ciclos de turbinas a gás é chamada de tecnologia BIG-GT (Biomass Integrated Gasification Gas Turbine). Neste ciclo a biomassa é gaseificada e o gás combustível gerado é usado para o acionamento de uma turbina a gás acoplada a um gerador elétrico, produzindo a eletricidade. É o ciclo com gaseificação mais simples, de menor eficiência e menor custo de investimento [12].

No sistema BIG-GT a biomassa é gaseificada e o gás produzido após sua limpeza é injetado na câmara de combustão de uma turbina a gás. As turbinas são projetadas para operar com gás natural, cujo poder calorífico é superior ao gás produzido na gaseificação da biomassa e por esse motivo as turbinas devem ser modificadas para se adequarem ao gás produzido a partir da biomassa.

Devido à sua relativa baixa eficiência, este ciclo simples de turbina à gás não se aplica satisfatoriamente em alguns tipos de indústrias. A partir deste fato, algumas modificações na turbina a gás com o objetivo de aumentar a eficiência do processo resultaram em novos ciclos: BIG-STIG (Biomass Integrated Gasification- Steam Injected Gas Turbine) no qual é injetado vapor na turbina e BIG/ISTIG (Biomass Integrated Gasification- Intercooled Steam Injected Gas Turbine) com resfriamento e injeção de vapor na turbina.

3.3 Solar Fotovoltaica

O aproveitamento da energia gerada pelo sol, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje, uma das alternativas energéticas mais promissoras. E quando se fala em energia, deve-se lembrar que o sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia. Em outras palavras, as fontes de energia são, em última instância, derivadas da energia do sol.

É a partir da energia do sol que se dá a evaporação, origem do ciclo das águas, que possibilita o represamento e a conseqüente geração de eletricidade (hidroeletricidade). A radiação solar também induz a circulação atmosférica em larga escala, causando os ventos. Petróleo, carvão e gás natural foram gerados a partir de resíduos de plantas e animais que, originalmente, obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento, da radiação solar [14].

As aplicações práticas de energia solar podem ser divididas em dois grandes grupos: energia solar ativa e passiva. A Arquitetura Solar trata da utilização da energia solar por meios passivos. Nos processos ativos, utilizam-se dispositivos que possam convertê-la diretamente em energia elétrica (painéis fotovoltaicos) ou em energia térmica (coletores planos ou concentradores). O escopo deste trabalho está restrito aos processos ativos de geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos [9].

3.3.1 Energia Solar

A energia solar chega à Terra nas formas térmica e luminosa. Segundo o estudo produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), sua irradiação por ano na superfície da Terra é suficiente para atender milhares de vezes o consumo anual de energia do mundo. Essa radiação, porém, não atinge de maneira uniforme toda a crosta terrestre, depende da latitude, da estação do ano e de condições atmosféricas.

Assim como ocorre com os ventos, o Brasil é privilegiado em termos de radiação solar. Dados do Atlas Solarimétrico do Brasil registram que essa radiação varia de 8 a 22 MJ/m^2 durante o dia, sendo que as menores variações ocorrem nos meses de maio a julho, variando de 8 a 18 MJ/m^2 [6]. A Figura 3.11 ilustra esta variação:

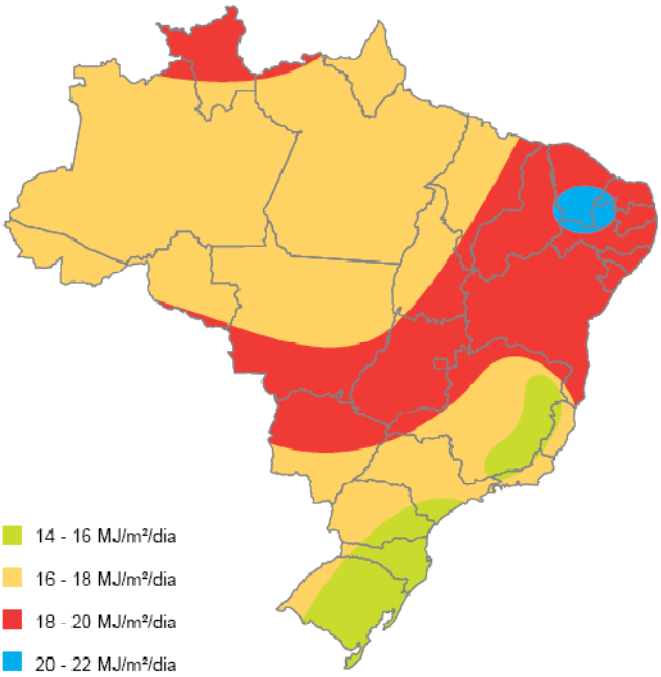


Figura 3.11- Variação da Radiação Solar no Brasil [6]

Apesar deste potencial, a participação do sol na matriz energética nacional é bastante reduzida. O que existe no país são pesquisas e implantação de projetos pilotos da tecnologia. A expectativa é que a expansão do número de usinas solares ocorra na zona rural, como integrante de projetos de universalização focados em comunidades mais pobres e localizadas a grande distância das redes de distribuição.

3.3.2 Energia Solar Fotovoltaica

A Energia Solar Fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, o chamado Efeito Fotovoltaico. Este se refere ao aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão.

O desenvolvimento da célula solar compreende, essencialmente, três períodos: um primeiro período histórico, no começo dos anos 50, quando as células eram, basicamente, utilizadas como sensores de radiação luminosa. A conversão de energia não constituía o objetivo principal do desenvolvimento; um período intermediário, em que os sistemas fotovoltaicos passam a ser a fonte principal de energia das naves espaciais; a partir dos anos 70, quando as células solares para aplicações terrestres superam a produção de células para uso espacial.

O progresso realizado ao longo desses anos tem melhorado substancialmente a eficiência do processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Com isso foi possível obter um aumento na produção e nas vendas, abertura de mercados, aumento de oportunidades para aplicação da tecnologia que resultaram em um crescimento da participação da energia solar em mais de 2000% entre 1996 e 2006. Em 2007, a potência total instalada atingiu 7,8 mil MW, correspondente a pouco mais de 50% da capacidade instalada da Usina de Itaipu [6]. A Figura 3.12 ilustra a evolução da potência solar instalada no mundo e a Figura 3.13, o crescimento dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede.

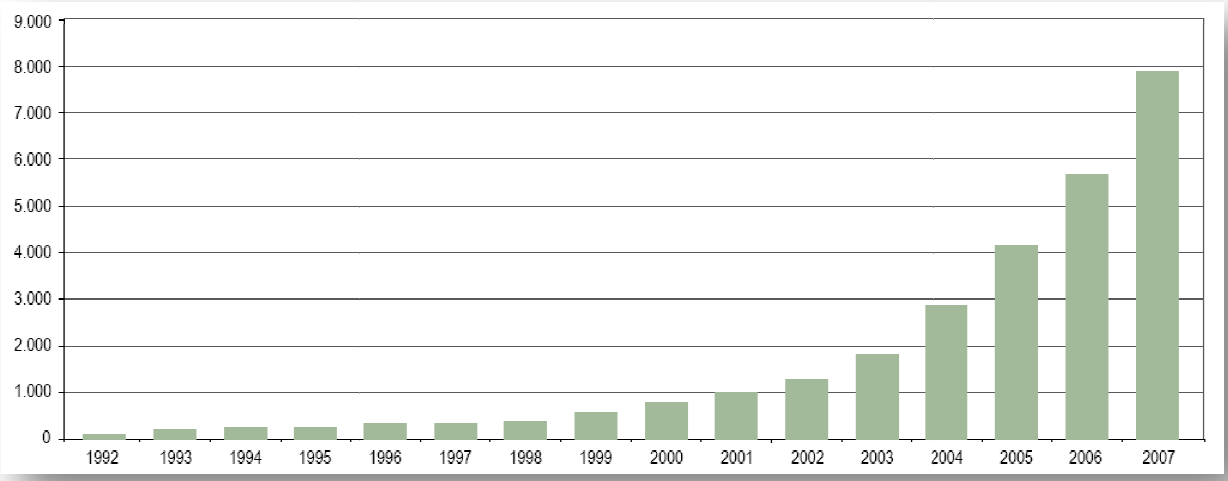


Figura 3.12- Potência Instalada de Células Fotovoltaicas no mundo [6]

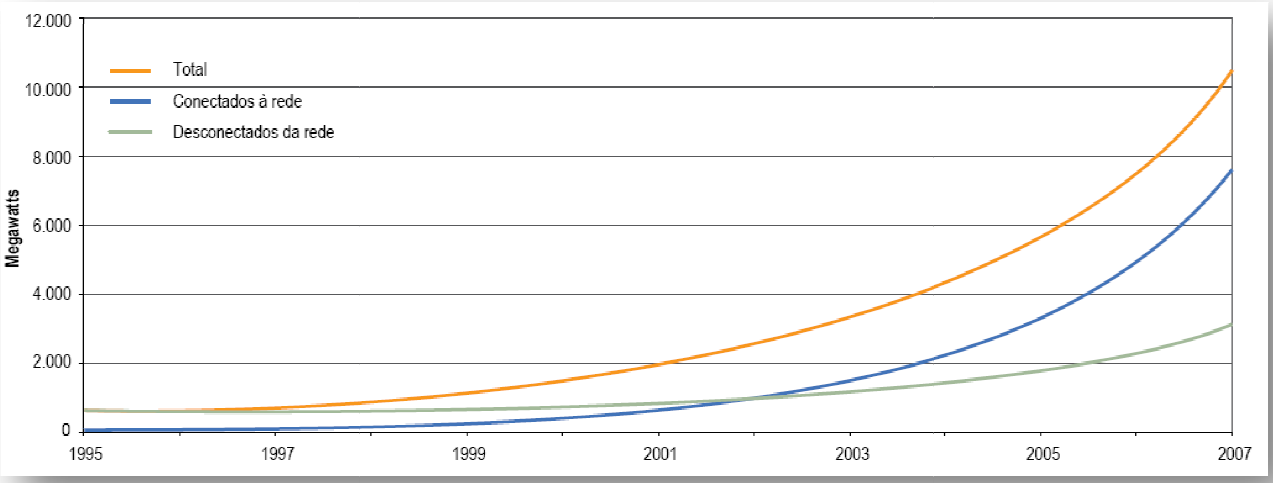


Figura 3.13- Capacidade mundial existente de PV solar, 1995-2007 [6]

Porém, na última década observa-se um processo de estabilização dos preços, com um leve declínio nos últimos anos. A hipótese de que a redução de preços é diretamente relacionado com o aumento da produção não tem se verificado, pois mesmo com o grande crescimento da capacidade instalada verificada nos últimos anos, pode-se observar através da Figura 3.14, a pequena variação no preço dos painéis solares.

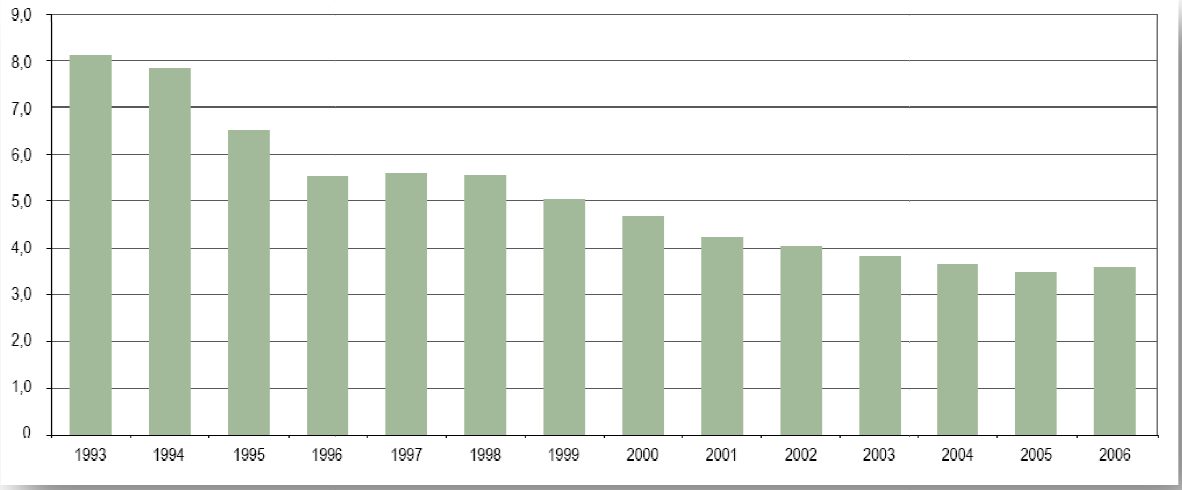
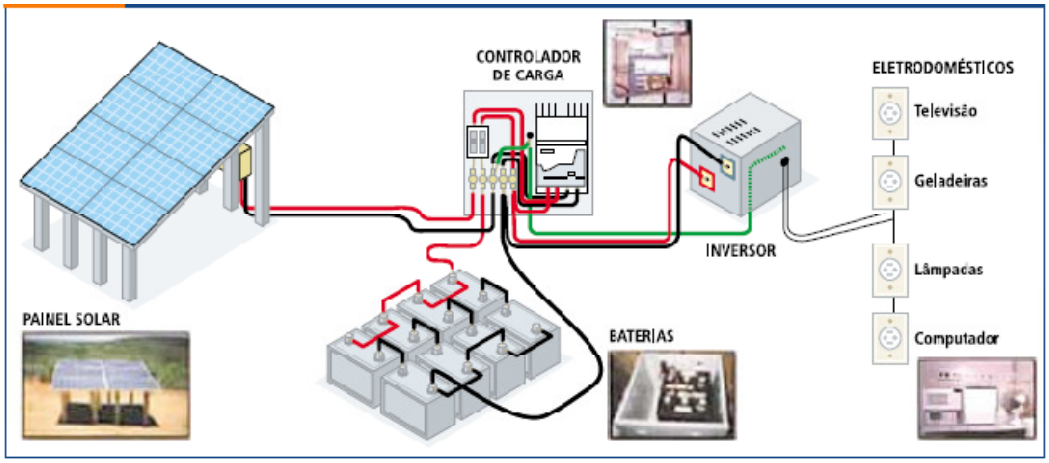


Figura 3.14- Preço dos painéis solares no Japão em (M$/MW) [6]

O efeito fotovoltaico se dá pela excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar. Entre os materiais mais adequados para a conversão da energia solar em elétrica, destaca-se o silício. A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Atualmente, as melhores células apresentam um índice de eficiência de 25% [14].

Atualmente os sistemas fotovoltaicos vêm sendo utilizados em instalações remotas possiblitando vários projetos sociais, agropastoris, de irrigação e comunicação. As facilidades de um sistema fotovoltaico são: modularidade, baixos custos de manutenção e vida útil longa, fazem com que sejam de grande importância para instalações em lugares desprovidos da rede elétrica [15].

A Figura 3.15 ilustra um sistema completo de geração fotovoltaica de energia elétrica:



Fonte: CENTRO DE REFERÊNCIA PARA A ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - CRESESB. 2000. Disponível em: www.cresesb.cepel.br/cresesb.htm (adaptado).

Figura 3.15- Ilustração de um sistema de geração fotovoltaica [15]

3.3.3 Célula Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico, como já foi dito, é a conversão direita da energia da radiação solar em energia elétrica e ocorre em materiais denominados semicondutores que se caracterizam pela presença de bandas de energia onde é permitida a presença de elétrons (banda de valência) e de outra totalmente "vazia" (banda de condução). A figura 3.16 ilustra o corte transversal de uma célula fotovoltaica.

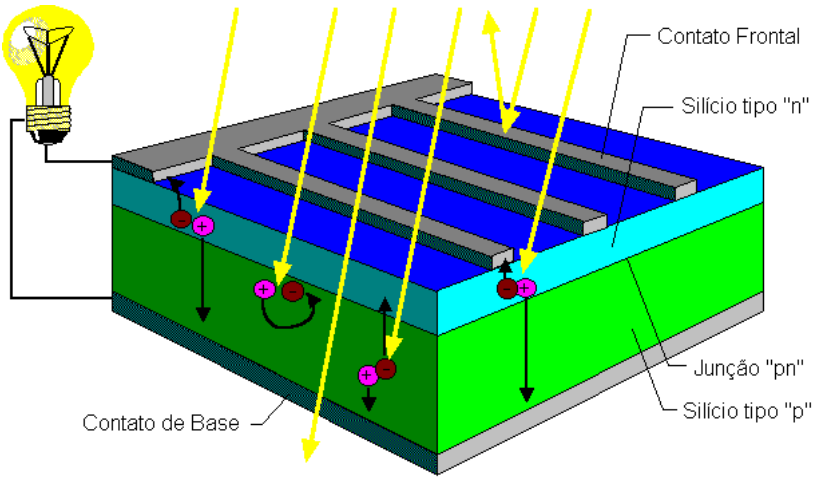


Figura 3.16- Corte transversal de uma célula fotovoltaica [14]

O semicondutor mais utilizado é o silício. Seus átomos possuem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao se adicionar átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo, por exemplo, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e que ficará "sobrando", fracamente ligado a seu átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, indo para a banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante *n* ou impureza *n*.

Se, por outro lado, introduzem-se átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, haverá uma falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétron é denominada buraco ou lacuna e ocorre que, com pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que o buraco se desloque. Diz-se, portanto, que o boro é um aceitador de elétrons ou um dopante *p*.

Se, partindo de um silício puro, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama junção *pn*. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado *n* passam ao lado *p* onde encontram os buracos que os capturam; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado *p*, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado *n*, que o torna eletricamente positivo. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado *n* para o lado *p*; este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado *n*.

Se uma junção *pn* for exposta a fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual chamamos de Efeito Fotovoltaico.

Se as duas extremidades do "pedaço" de silício forem conectadas por um fio, haverá uma circulação de elétrons. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas. A figura 3.17 ilustra o efeito fotovoltaico.

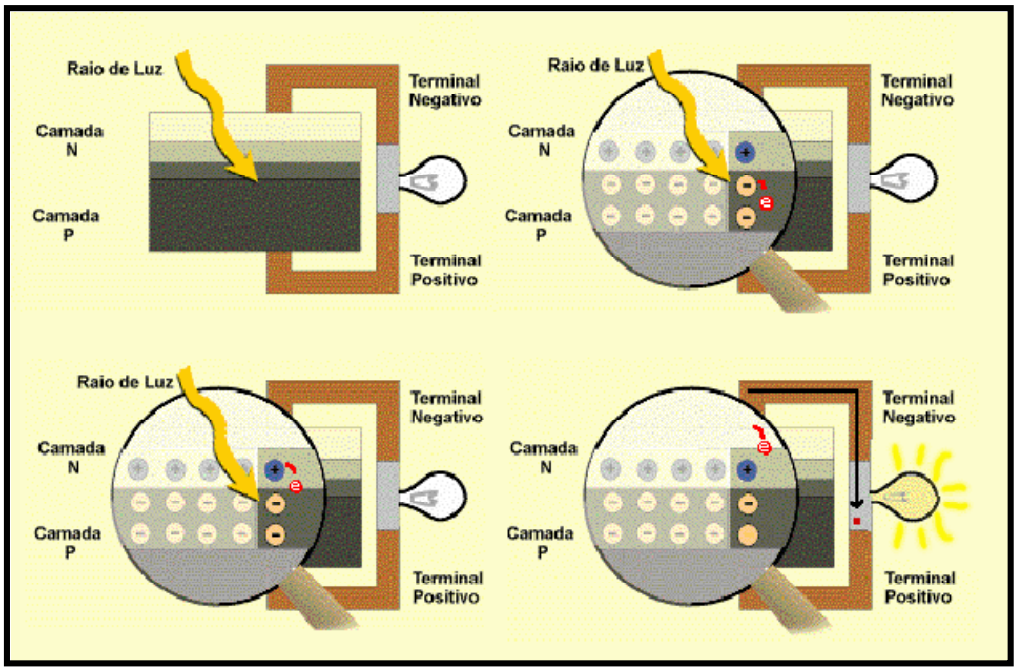


Figura 3.17- Efeito fotovoltaico na junção PN [13]

3.3.4 Módulo Fotovoltaico

As células fotovoltaicas de silício cristalino geram tensão em circuito aberto da ordem de 0,6V expostas à radiação solar. A fim de obter as tensões e correntes necessárias para alimentar os diversos equipamentos elétricos, torna-se necessária a conexão de diversas células em série e paralelo em um módulo fotovoltaico. Arranjo fotovoltaico é a denominação dada quando esses módulos são interligados eletricamente de modo a prover uma única saída de corrente elétrica contínua. Uma representação esquemática de uma célula, módulo e arranjo fotovoltaico podem ser observados na Figura 3.18.

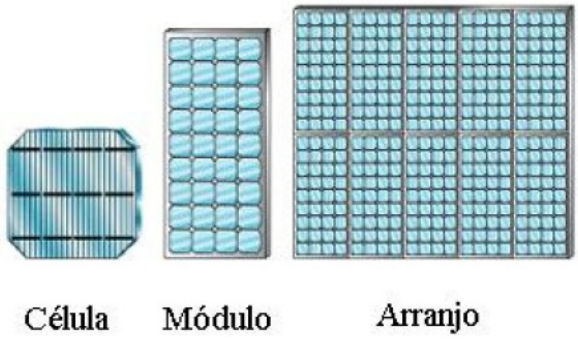


Figura 3.18- Célula, Módulo e Arranjo Fotovoltaico [13]

Para conferir as características de rigidez e durabilidade, um módulo fotovoltaico possui basicamente as seguintes partes, ilustradas na Figura 3.19:

- **Cobertura:** feita de materiais acrílicos, polímeros e vidro. O vidro temperado com baixo teor de ferro é o material mais utilizado devido às suas características de custo, robustez, estabilidade, alta transparência, impermeabilidade à água e gases e facilidade de limpeza.

- **Encapsulante:** é utilizado para garantir a adesão entre as células fotovoltaicas. O material deve ser estável a variações de temperatura e exposição à radiação ultravioleta. Deve também ser transparente e possuir baixa resistência térmica. Normalmente utiliza-se o material denominado EVA (acetato de etil vinila). As células são envoltas por duas folhas de EVA e então o conjunto é aquecido até que ocorra a união das células ao módulo.

- **Cobertura Posterior:** deve possuir rigidez dielétrica de modo a garantir o isolamento elétrico, além de ser impermeável. A baixa resistência térmica é uma característica desejável para melhorar a dissipação térmica. Na maioria dos módulos comerciais utiliza-se uma fina camada de polímero comercialmente conhecido como Tedlar.

- **Moldura:** para conferir resistência mecânica ao conjunto, uma moldura de alumínio envolve o conjunto.

- **Caixa de conexão:** local onde são encontrados os terminais para conexão elétrica do módulo fotovoltaico localizada na parte posterior do módulo.

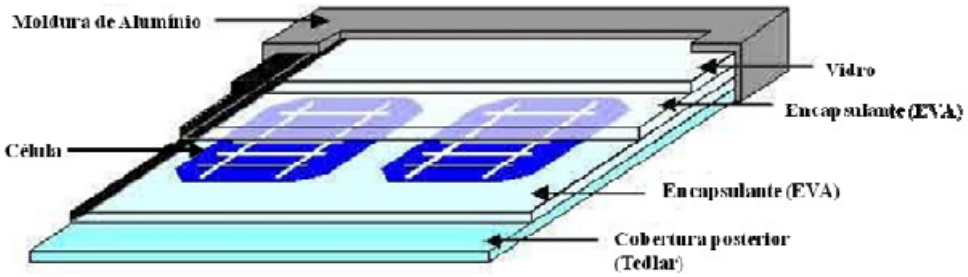


Figura 3.19- Estrutura de um Módulo Fotovoltaico [15]

3.3.5 Circuito Equivalente de uma Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é modelada por meio de um circuito elétrico equivalente. Na Figura 3.20 há a representação de uma célula fotovoltaica pelo modelo de um diodo. Neste modelo, a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico é representada por uma fonte de corrente, a junção *pn* é representada por um diodo e acrescenta-se uma resistência em série *Rs* e uma resistência em paralelo *Rp* que reúnem em um componente resistivo os diversos fatores que originam tais resistências.

A resistência série de uma célula fotovoltaica é formada principalmente pelas seguintes componentes resistivas:

- Resistência do contato posterior da célula;

- Resistência do material da célula;

- Resistência do contato da grade condutora na face anterior da célula;

- Resistência ao longo do barramento e dos dedos de contato da parte anterior da célula.

A resistência paralela tem origem principalmente em fugas de corrente pelas bordas das células, em pequenos curto-circuitos ou qualquer caminho alternativo para a corrente fotogerada.

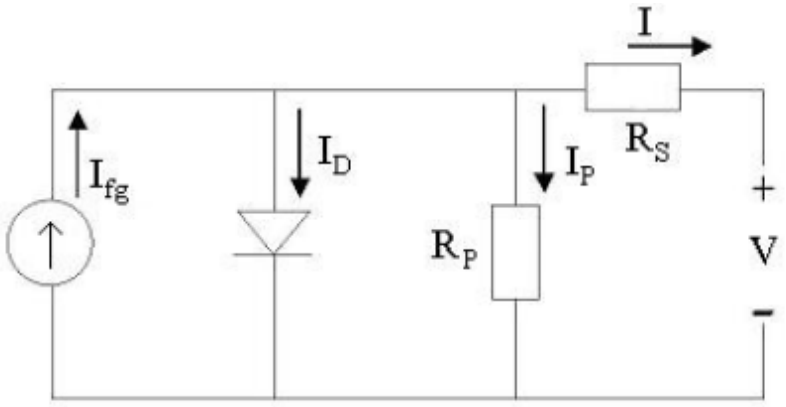


Figura 3.20- Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [15]

Utilizando-se o modelo de um diodo e fazendo-se algumas manipulações algébricas, a equação característica de uma célula fotovoltaica é representada matematicamente pela Equação 3.4.

$$I = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp\left[\frac{e(V + IR_S)}{mk_B T} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_P} \tag{3.4}$$

Onde:

I_{fg} - corrente gerada pelo efeito fotovoltaico

I_D - corrente do diodo

I_p - corrente de fuga pela resistência paralela

I_0 - corrente de saturação reversa do diodo sem iluminação

V - tensão nos terminais do diodo

e - carga elementar

m - fator de idealidade do diodo

k_B - constante de Boltzman

T - temperatura absoluta do diodo

R_s - resistência série

R_p - resistência paralela

3.3.6 Curva Característica das Células Fotovoltaicas

A curva característica I-V, corrente versus tensão, descreve o comportamento da corrente em função da tensão em uma célula fotovoltaica. Efetuando-se a multiplicação da tensão pela corrente de cada par medido, é obtida a curva de potência do módulo. A curva característica I-V possui alguns pontos importantes:

- **Tensão de circuito aberto (Voc):** é a tensão na qual a corrente do módulo ou célula fotovoltaica é igual a zero. Ela corresponde à queda de tensão através da junção pn quando esta é percorrida pela totalidade da corrente.

- **Corrente de curto-circuito (Isc):** Corrente obtida quando os terminais da célula são colocados em curto-circuito e consequentemente a tensão será zero.

- **Potência Pico (Pmp):** ponto em que o produto da corrente pela tensão é máximo.

- **Corrente a máxima potência (Imp):** corrente que o dispositivo entrega à potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como corrente nominal do mesmo.

- **Tensão a máxima potência (Vmp):** tensão que o dispositivo entrega à potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como tensão nominal do mesmo.

Na Figura 3.21 está o gráfico de uma curva característica I-V medida e a curva de potência de um módulo fotovoltaico com 36 células, onde os principais pontos estão destacados. Nota-se que em Voc e Isc, a potência gerada pelo módulo é nula.

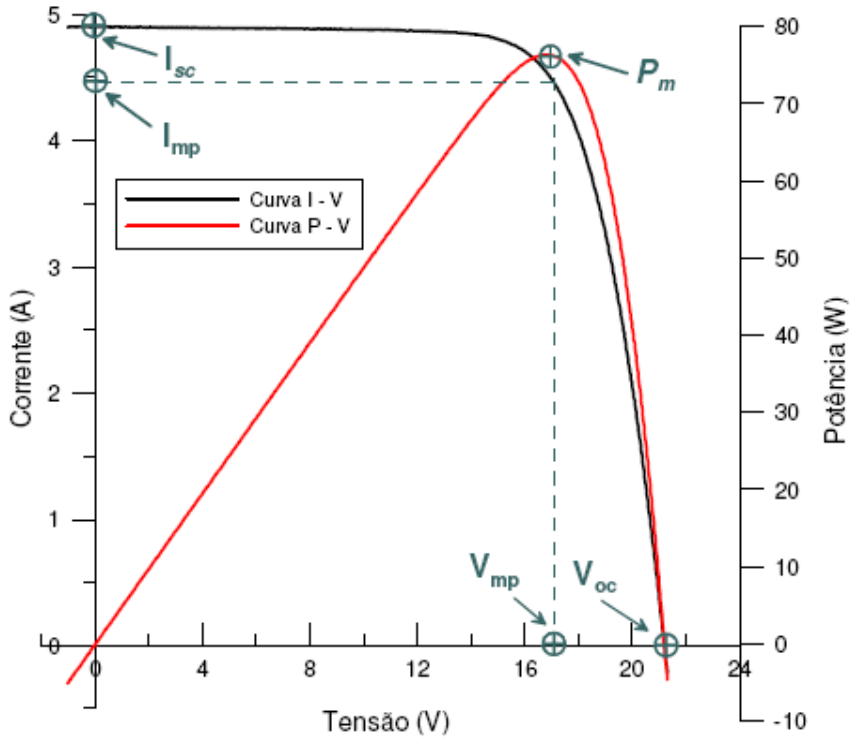


Figura 3.21- Curva I-V Medida e Curva de Potência de um Módulo Fotovoltaico [16]

Outro parâmetro definido através da curva característica I-V é o fator de forma *FF* definido pela Equação 3.5. O fator de forma é um parâmetro útil para determinar a qualidade dos dispositivos fotovoltaicos.

$$FF = \frac{I_{mp} V_{mp}}{I_{sc} V_{oc}} \tag{3.5}$$

A eficiência de conversão de uma célula é a razão entre a potência elétrica entregue a uma carga e a potência da radiação solar incidente e está definida pela Equação 3.6.

$$\eta = \frac{P_{out}}{AG} \tag{3.6}$$

Onde:

η - eficiência;

Pout - potência entregue a uma carga;

A - área da célula;

G - irradiância solar.

3.3.7 Configurações de um Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico pode ser classificado em três categorias: sistemas isolados, híbridos e conectados a rede. Os sistemas obedecem a uma configuração básica composta por uma unidade de controle de potência e uma unidade de armazenamento.

- **Sistema Isolado**

Geralmente utilizam alguma forma de armazenamento de energia, seja através de baterias, quando se deseja utilizar aparelhos elétricos ou na forma de energia gravitacional quando se bombeia água para tanques em sistemas de abastecimento. Alguns sistemas isolados não

necessitam de armazenamento, o que é o caso da irrigação onde toda a água bombeada é diretamente consumida ou estocadas em reservatórios.

Em sistemas que necessitam de armazenamento de energia em baterias, usa-se um dispositivo para controlar a carga e a descarga na bateria. O controlador de carga tem como principal função não deixar que haja danos na bateria por sobrecarga ou descarga profunda. O controlador de carga é usado em sistemas pequenos onde os aparelhos utilizados são de baixa tensão e corrente contínua (CC).

Para alimentação de equipamentos de corrente alternada (CA) é necessário um inversor. Este dispositivo geralmente incorpora um seguidor de ponto de máxima potência necessário para otimização da potência final produzida. Este sistema é usado quando se deseja mais conforto na utilização de eletrodomésticos convencionais. A figura 3.22 ilustra um sistema isolado.

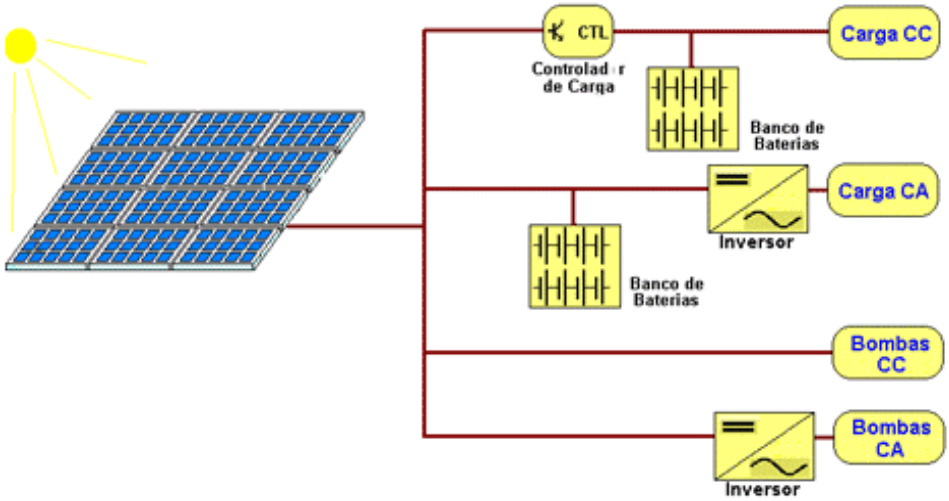


Figura 3.22- Diagrama de sistemas fotovoltaicos em função da carga utilizada [14]

- **Sistema Híbrido**

Sistemas híbridos são aqueles que utilizam diversas fontes de geração de energia, tornando-se complexo na necessidade de otimização do uso das energias. É necessário um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o usuário.

Em geral, os sistemas híbridos são empregados para sistemas de médio a grande porte vindo a atender um número maior de usuários. Por trabalhar com cargas de corrente contínua, o sistema híbrido também apresenta um inversor. Devido à grande complexidade de arranjos e

multiplicidade de opções, a forma de otimização do sistema torna-se um estudo particular para cada caso. A figura 3.23 ilustra um sistema híbrido.

Figura 3.23- Exemplo de Sistema Híbrido [14]

- **Sistema Interligado à Rede**

Utilizam grande número de painéis fotovoltaicos e a geração é entregue diretamente à rede, não utilizando armazenamento de energia. Representa uma fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectada. Todo o arranjo é conectado em inversores e logo em seguida ligado diretamente na rede. Estes inversores devem satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada. A figura 3.24 ilustra um sistema conectado à rede.

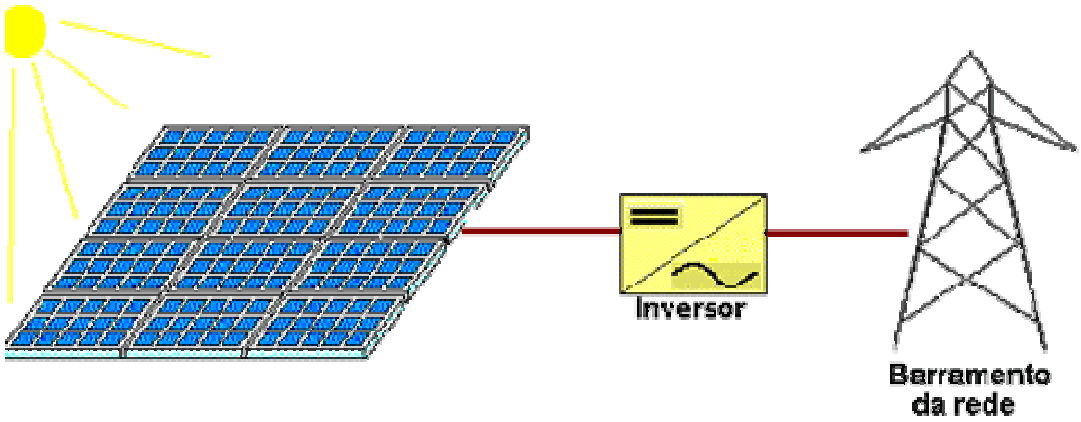


Figura 3.24- Sistema Conectado à Rede [16]

3.4 PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

Apesar das Pequenas Centrais Hidrelétricas terem surgido no final do século XIX, sua definição na legislação do setor elétrico surgiu apenas em 1982, através da Portaria DNAEE 109 de 24 de Novembro de 1982, determinando serem PCH`s aquelas centrais hidrelétricas que possuíssem potência instalada total máxima de 10 MW e atendessem as seguintes características [3]:

- Operação em regime de fio d'água ou de regularização diária;
- Barragens e vertedouros com altura máxima de 10m;
- Sistema adutor formado apenas por canais a céu aberto e/ou tubulações, não utilizando túneis;
- Estrutura de vazão turbinável máxima de $20m^3/s$;
- Unidades geradoras com potência individual de até 5 MW.

Após algumas alterações nessa definição de PCH ao longo desses anos, a Resolução ANEEL n° 394, de 04 de Dezembro de 1998, estabelece que os aproveitamentos com características de PCH são aqueles que têm potência entre 1 e 30 MW e área inundada até 3,0 km2, delimitada pela cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos. Todas as limitações anteriores foram eliminadas [9].

As pequenas centrais hidrelétricas se apresentam como uma forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia, visando a crescente demanda verificada no mercado nacional. Por suas características, possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais, complementando o fornecimento realizado pelo sistema interligado.

Tipicamente operam a fio d'água mas também podem possuir reservatórios com regularização de acumulação diária ou mensal. Este tipo de hidrelétrica é bastante construído em rios de médio porte que possuam desníveis significativos durante seu percurso, gerando força hidráulica suficiente para movimentar pequenas turbinas.

3.4.1 Tipos de PCH: Quanto à Capacidade de Regularização

3.4.1.1 PCH a Fio D'água

É o tipo de PCH utilizado para vazões de estiagem do rio iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista [6].

Nesse caso, despreza-se o volume do reservatório criado pela barragem. O sistema de adução deverá ser projetado para conduzir a descarga necessária para fornecer a potência que atenda à demanda máxima. O aproveitamento energético local será parcial e o vertedouro funcionará na quase totalidade do tempo, extravasando o excesso de água.

3.4.1.2 PCH de Acumulação, com Regularização Diária do Reservatório

Empregado para vazões de estiagem do rio inferiores à necessária para fornecer a potência para suprir a demanda máxima do mercado consumidor. Nesse caso, o reservatório fornecerá o adicional necessário de vazão regularizada.

3.4.1.3 PCH de Acumulação, com Regularização Mensal do Reservatório

Quando o projeto de uma PCH considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovida pelo reservatório.

3.4.2 Elementos Constituintes de uma PCH

Uma Pequena Central Hidrelétrica normalmente possui a seguinte constituição: a montante da queda, contendo o vertedouro e a tomada d'água e uma casa de força. A Figura 3.25 apresenta o esquema de uma Central Hidrelétrica.

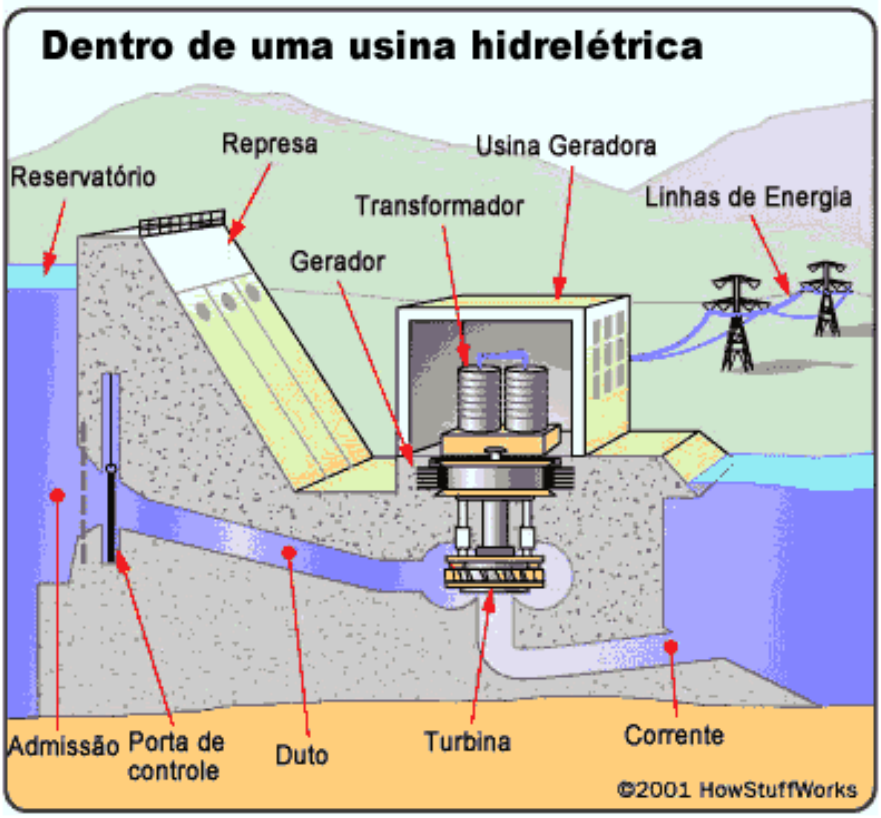


Figura 3.25- Esquema de uma Central Hidrelétrica [17]

3.4.2.1 Barragem

A barragem é a estrutura que tem por finalidade represar a água, para aumentar o desnível de um rio e produzir uma queda, um pequeno lago ou, somente o levantamento do nível da água a fim de possibilitar e facilitar sua entrada na tubulação adutora. No caso de locais de baixa queda, a barragem tem também a função de criar o desnível necessário à produção da energia desejada. Atualmente, os projetos têm adotado, preferencialmente, os seguintes tipos de barragens:

- **Barragem de terra**

Apropriada para locais onde a topografia se apresente suavemente ondulada, nos vales pouco encaixados e onde existam áreas de empréstimo de materiais argilosos ou arenosos suficientes para a construção do maciço compactado [18].

- **Barragem de Enroncamento**

Esse tipo de barragem é apropriada para os vales medianamente encaixados em regiões rochosas, nas quais o capeamento de solo muitas vezes não existe ou é pouco espesso, onde existam condições adequadas de fundações e pedreiras facilmente exploráveis a custo competitivo e/ou excesso de escavações obrigatórias em rocha [18].

- **Barragem de Concreto**

A barragem de concreto considerada neste estudo é a do tipo muro-gravidade, capaz de resistir, com seu peso próprio, à pressão da água do reservatório e à subpressão das águas que se infiltram pelas fundações.

Esse tipo de barragem é recomendado para vales estreitos, encaixados, em maciço rochoso com boas condições de fundação. A seção da barragem pode incorporar o vertedouro quando as condições topográficas do local dificultar a concepção de vertedouro lateral [18].

3.4.2.2 Vertedouro

Tem a finalidade de desviar o excesso de água do reservatório, aliviando a pressão sobre a barragem e evitando riscos às instalações, além de restituir a água para o leito natural do rio.

De forma geral, dependendo do porte da obra, podem ser definidos três tipos básicos de solução para o extravasamento do excesso de água afluente ao local do aproveitamento:

- por um canal lateral, em cota elevada em relação ao leito natural do rio, com soleira vertedoura a jusante;
- sobre o próprio corpo da barragem, ao longo de toda a extensão da crista ou parte dela;
- através da combinação dos tipos acima citados.

A melhor solução dependerá das condições topográficas e técnicas de cada local, a partir das quais se define o arranjo geral das obras e da vazão de projeto do vertedouro. O vertedouro deverá ser dimensionado para descarregar a vazão máxima determinada pelo projeto (Qmax).

3.4.2.3 Circuito de Adução

O circuito de adução típico das PCHs varia, a cada caso e em função do local a ser instalado, mas basicamente contempla: tomada d'água, canal, tubulação em baixa pressão ou túnel de adução, câmara de carga ou chaminé de equilíbrio e o conduto forçado.

As definições e processos para a determinação dos elementos que serão utilizados na PCH serão apresentados a seguir:

- **A tomada d'água**

Tem por finalidade captar e permitir o acesso da água a tubulação que a conduzirá à turbina e fechar a entrada d'água quando se fizer necessário. Normalmente, inclui grades de proteção para impedir a entrada de corpos estranhos transportados pelo curso d'água que possam danificar os equipamentos da PCH. Deve possuir uma forma que reduza as perdas de carga ao mínimo possível em todos os seus trechos.

A estrutura da tomada d'água será dimensionada considerando-se a vazão máxima do projeto (Qmax) e a velocidade máxima da água na grade de proteção, na ordem de 1m/s, conforme a equação 3.7:

$$A = \frac{Q}{v} \tag{3.7}$$

Onde:

v - velocidade de escoamento na grade de proteção (m/s);

Q - vazão da água (m^3/s);

A - área da seção plana da tomada d'água (m^2).

Para o dimensionamento da área da tomada d'água, utilizamos a equação 3.8:

$$A = b_t . h_t \tag{3.8}$$

Onde:

b_t – largura da tomada d'água (m);

h_t – altura da tomada d'água (m);

A – área da tomada d'água (m^2).

As perdas de carga nas grades estão relacionadas com a velocidade da água, porém são muito pequenas e geralmente são desprezíveis em comparação com as demais perdas de uma PCH. Podem ser estimadas através da equação 3.9:

$$h_g = k_g . \left(\frac{e_1}{e_2} \right)^{4/3} sen\theta_1 . \frac{V_g^{\ 2}}{2g} \tag{3.9}$$

Onde:

h_g – perda na grade (m);

e_1 – espessura ou diâmetro das barras (mm);

e_2 – espaçamento entre as barras (mm);

θ_1 – inclinação da grade

V_g – velocidade junto à grade;

k_g – coeficiente de perda de carga, cujo valor depende das dimensões da grade.

As perdas de carga na entrada da tomada d'água podem ser estimadas através da equação 3.10:

$$h_i = k_a . \frac{v^2}{2g} \tag{3.10}$$

Onde:

h_i – perda de carga na entrada da tomada d'água (m);

v – velocidade média imediatamente a jusante da entrada (m/s);

g – aceleração da gravidade (m/s^2);

k_a – coeficiente que varia com o tipo de tubulação, conforme Tabela 3.1.

Tabela 3.1- Valores do Coeficiente *ka*

Conduto	*ka*
Aço novo com juntas e sem costura	0,32
Cimento-amianto	0,34
Concreto armado	0,38

- **Túnel de Adução em Baixa Pressão**

Quando a construção de um canal de adução em superfície livre não é viável, devemos utilizar um túnel de adução em baixa pressão como meio de ligação entre a tomada d'água e a entrada do conduto forçado.

O túnel de adução deve ser projetado para resistir à pressão máxima interna decorrente das condições operacionais extremas da usina. O traçado do túnel deve representar, de preferência, a ligação mais curta entre a tomada d'água e a chaminé de equilíbrio [17].

A perda de carga gerada na entrada do túnel de adução deve ser considerada e pode ser calculada pela equação 3.11:

$$h_e = k_e . \frac{v^2}{2g} \tag{3.11}$$

Onde:

h_e – perda de carga na entrada do túnel de adução (m);

v – velocidade média imediatamente a jusante da entrada (m/s);

k_e – coeficiente variável em função da forma da boca do conduto, conforme Figura 3.26;

g – aceleração da gravidade (m/s^2).

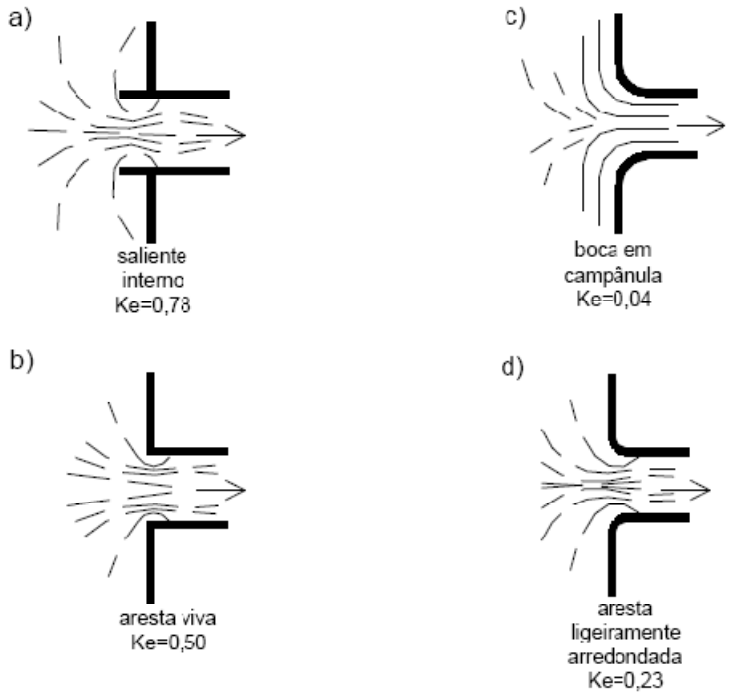


Figura 3.26- Coeficiente de Perda de Carga Kg (18)

A perda de carga do túnel de adução é dada pela equação 3.12:

$$h_f = f.\frac{L}{D}\frac{v^2}{2g} \tag{3.12}$$

Onde:

h_f – perda de carga no túnel (m);

f – coeficiente de Darcy-Weisbach;

L – comprimento do túnel (m);

D – diâmetro de referência (base ou altura da seção arco-retângulo) (m);

v – velocidade média do escoamento do túnel (m/s);

g – aceleração da gravidade (m/s^2).

A velocidade de escoamento, v, será calculada pela Equação da Continuidade, dada pela equação 3.13:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi D^2} \tag{3.13}$$

Onde:

v – velocidade média do escoamento do túnel (m/s);

Q – vazão da água (m^3/s);

A – área da seção plana da tubulação (m^2);

D – diâmetro da tubulação (m).

O coeficiente de perda de carga f é uma função da rugosidade da parede, do diâmetro do túnel e da velocidade de escoamento. Pode ser estimado pela equação 3.14:

$$f = 124{,}58.\frac{n^2}{D^{0{,}333}} \tag{3.14}$$

Onde:

n – coeficiente de Manning, que varia em função da rugosidade das paredes do túnel, apresentado na Tabela 3.2;

D – diâmetro da tubulação (m).

Tabela 3.2- Valores do Coeficiente Manning

Tipo de Revestimento	n
Sem revestimento	0,025
Concreto	0,013
Aço	0,01

A equação que determina a espessura do túnel de adução em baixa pressão é dada pela equação 3.15:

$$e = \frac{P_{i.}D}{2\sigma_f k_f} + e_s \tag{3.15}$$

Onde:

e – espessura da parede (mm);

P_i – pressão hidrostática máxima interna (kgf/cm^2);

D – diâmetro interno (mm);

σ_f – tensão admissível de resistência à tração do material (kgf/cm^2);

e_s – sobre espessura para corrosão de 1mm;

k_f – eficiência das soldas, conforme Tabela 3.3.

Tabela 3.3- Valores de Eficiência da Solda

Tipo de Tubulação	kf
Sem costura	1,00
Com costura	1,00
Sem radiografia e alivio de tensões	0,80
Com radiografia ou com alivio de tensões	0,90
Com radiografia e com alivio de tensões	1,00
Costura com solda por fusão elétrica	0,80
Costura com solda por resistência elétrica	1,00

Segundo o Manual de Diretrizes para Projetos de PCHs da ELETROBRÁS [17], recomenda-se por segurança a adoção para a tubulação de baixa pressão da espessura mínima de parede dos condutos forçados, pois qualquer defeito de laminação ou efeitos da corrosão afetam o valor da espessura percentualmente. Além disso, adotar esta espessura mínima também é recomendado por motivos construtivos, de montagem e de transporte.

- **Chaminé de Equilíbrio**

É um reservatório de eixo vertical, normalmente instalado ao final da tubulação de adução de baixa pressão e a montante do conduto forçado, possui as seguintes finalidades:

- Amortecer possíveis variações de pressão, que se propagam pelo conduto forçado e o golpe de aríete decorrente do fechamento rápido da turbina;
- Armazenamento de água a fim de fornecer ao conduto forçado a vazão inicial provocada pela abertura de alguma turbina, até que se estabeleça o regime contínuo.

Sempre que possível a chaminé de equilíbrio deve ser instalada o mais próximo possível da casa de força, reduzindo o comprimento do conduto forçado e os efeitos do golpe de aríete.

A indicação da necessidade de instalação de uma chaminé de equilíbrio é obtida a partir da relação a seguir :

$$\frac{L_{cf}}{H_b} \leq 5 \tag{3.16}$$

Onde:

L_{cf} – comprimento do conduto forçado (m);

H_b – queda bruta (m).

Assim, verifica-se a indicação inicial da necessidade de instalação de uma chaminé de equilíbrio. A real verificação dessa necessidade deverá ser feita pelo critério da constante de aceleração do escoamento no conduto forçado, conforme equação 3.17:

$$t_h = \frac{v_{cf} . L_{cf}}{g . H_b} \tag{3.17}$$

Onde:

t_h – tempo de aceleração do escoamento no conduto forçado (s);

v_{cf} – velocidade de escoamento no conduto forçado (m/s);

g – aceleração da gravidade (m/s^2).

Segundo o Manual de Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Eletrobrás [17], os parâmetros que indicam a necessidade da instalação da chaminé são:

- $th < 3{,}0$s, não há necessidade de instalação da chaminé;
- $3{,}0\text{s} < th < 6{,}0$s, a instalação é desejável, mas não obrigatória;
- $th > 6{,}0$s, é obrigatória a instalação da chaminé.

O dimensionamento da chaminé de equilíbrio para garantir a estabilidade das oscilações do nível da água no interior da chaminé, deve possuir uma seção transversal com área interna mínima, calculada pela equação de Thoma (3.18):

$$A_c = \frac{v^2}{2g} x \frac{L_{ta} . A_{ta}}{(H_{\min} - h_{ta}) h_{ta}} \tag{3.18}$$

Onde:

A_c – área interna mínima da seção transversal da chaminé de equilíbrio (m²);

v – velocidade do escoamento na tubulação adutora;

g – aceleração da gravidade (m/s²);

L_{ta} – comprimento da tubulação adutora (m);

A_{ta} – área interna da seção transversal da tubulação adutora (m²);

H_{min} – queda mínima (m);

h_{ta} – perda de carga no sistema adutor, entre a tomada d'água e a chaminé (m).

A soma da perda de carga total no sistema adutor é igual a soma das perdas de carga em cada ponto da adução, o que resulta na equação 3.19 abaixo:

$$h_{ta} = h_i + h_f + h_g + h_e \tag{3.19}$$

Onde:

h_{ta} – perda de carga no sistema adutor a montante da chaminé de equilíbrio (m);

h_i – perda de carga inicial da tomada d'água (m);

h_f – perda de carga no túnel de adução (m);

h_g – perda de carga na grade de proteção da tomada d'água (m);

h_e – perda de carga na entrada da tomada d'água (m).

Outro dado importante no dimensionamento da chaminé de equilíbrio é a elevação (Y_e) do nível d'água estático máximo e a depleção (Y_d) do nível d'água estático mínimo, os quais são dados pela fórmula 3.20:

$$Y_e = Y_d = v\sqrt{\frac{A_{ta}.L_{ta}}{gA_c}} \tag{3.20}$$

Onde:

Y_e – elevação do nível d'água estático máximo (m);

Y_d – depleção do nível d'água estático mínimo (m);

v – velocidade do fluido (m/s);

A_{ta} – área interna da tubulação adutora (m²);

L_{ta} – comprimento da tubulação adutora (m);

g – aceleração da gravidade (m/s²);

A_c – área interna mínima da seção transversal da chaminé de equilíbrio (m²).

Considerando-se as perdas no sistema adutor:

$$Y_E = z_e . Y_e \tag{3.21}$$

$$z_e = 1 - \frac{2}{3}k + \frac{1}{9}k^2 \tag{3.22}$$

$$k = \frac{h_{ta}}{Y_e} \tag{3.23}$$

Onde:

h_{ta} – perda de carga no sistema adutor, entre a tomada d`água e a chaminé (m).

Para o cálculo da depleção Y_D, é necessário verificar a depleção consecutiva à elevação máxima, decorrente do fechamento total da turbina. Para a verificação, procede-se como descrito a na equação 3.24:

$$Y_D = z_d . Y_d \tag{3.24}$$

O valor do coeficiente z_d é obtido do gráfico da Figura 3.27, baseadas nos gráficos de M.M. Calame e Gaden [18], entrando-se com o parâmetro:

$$k' = \frac{h'_{ta}}{Y_d} = \frac{h'_{ta}}{Y_e} \tag{3.25}$$

Onde:

h_{ta}' – perda de carga no sistema adutor, entre a tomada d'água e a chaminé (m), com a perda de carga por atrito na tubulação (h_a') calculada para paredes ásperas.

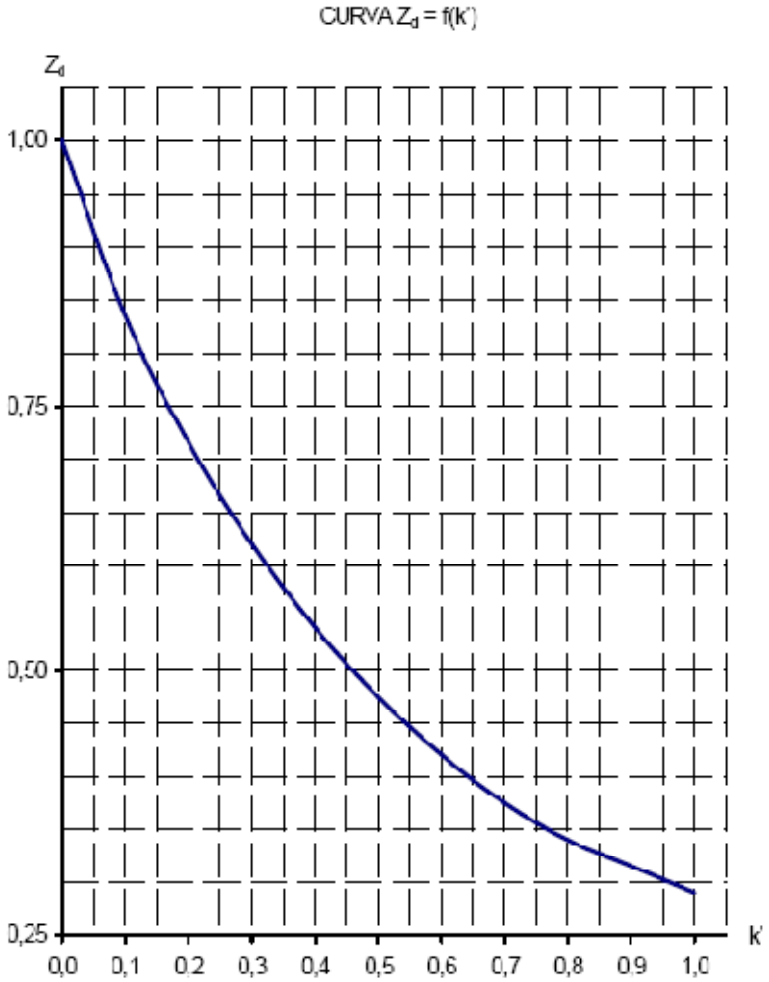


Figura 3.27- Determinação do Coeficiente Z_d em função de k` [18]

A altura da chaminé de equilíbrio (H_c) será determinada então por meio da equação 3.26, abaixo:

$$H_c = Y_E + y_E + Y_D + y_D + Y_R \tag{3.26}$$

Onde:

H_c – altura da chaminé de equilíbrio;

y_E e y_D = 1,0m – acréscimo na altura da elevação e da depleção, por segurança;

Y_R – depleção máxima do NA do reservatório.

A depleção para centrais a fio d'água os níveis de segurança a serem considerados podem ser vistos na figura 3.28, abaixo.

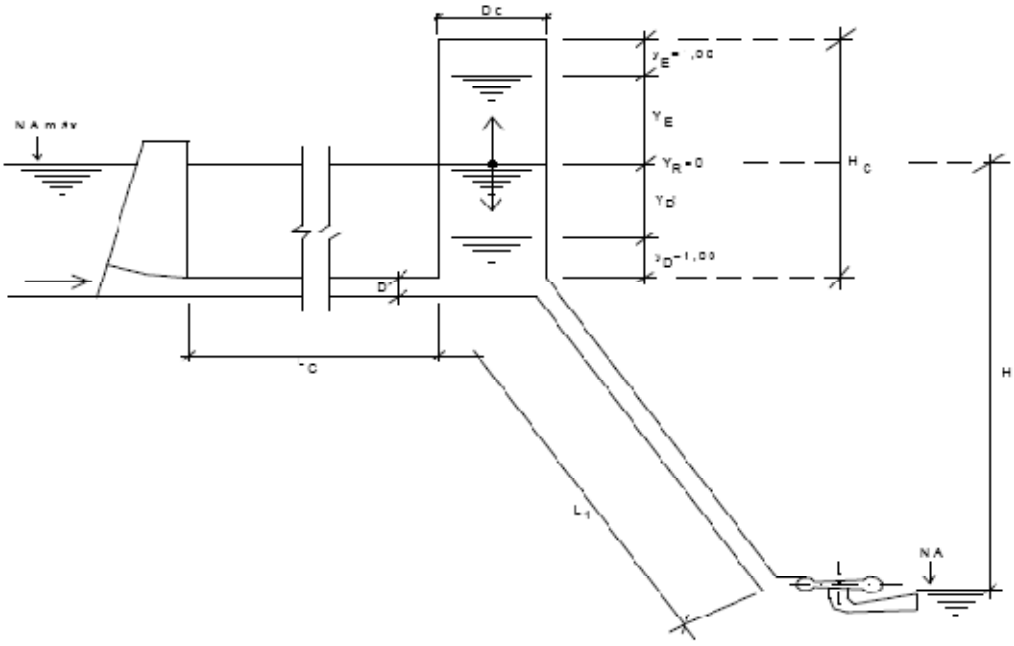


Figura 3.28- Níveis de Segurança para a Depleção da Chaminé de Equilíbrio [18]

- **Conduto Forçado**

Neste estudo levaremos em consideração apenas o conduto forçado que possui o mesmo diâmetro ao longo de todo o comprimento. O diâmetro econômico é aquele para o qual a relação custo-benefício é máxima, portanto, o limite para o qual um aumento de sua dimensão, que significaria redução das perdas hidráulicas e, consequentemente, maior potência instalada, promove aumento do benefício energético sem que isso compense o acréscimo de custo associado.

Para o cálculo do diâmetro econômico, utiliza-se a equação 3.27:

$$D_e = 0{,}127\sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_b}} \tag{3.27}$$

Onde:

D_e – Diâmetro econômico (m);

Q – Descarga de projeto (m^3/s);

H_b – Queda bruta sobre o conduto (m).

A seguir, deve-se verificar se a velocidade máxima admissível para cada tipo de tubulação, listada na Tabela 3.4, é atendida. Novamente faremos o uso da equação da continuidade, equação 3.7. Agora a velocidade é estimada através da sua aplicação.

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi D^2} \tag{3.7}$$

Onde:

v – velocidade média do escoamento do túnel (m/s);

Q – vazão da água (m^3/s);

A – área da seção plana da tubulação (m^2);

D – diâmetro da tubulação (m).

Tabela 3.4- Velocidade Máxima Admissível por Material

Tipo de Material	Vmax admissível (m/s)
Aço	5,0
Concreto	3,0

Conhecidos o diâmetro econômico D_e e a velocidade no interior do conduto v, estima-se a perda de carga devido ao atrito, desprezando-se as demais, utilizando-se a fórmula de Scobey, como descrito na equação 3.28. Aqui, é reapresentada a tabela 3.1 com os valores do coeficiente K_a.

$$h_a = 410x10^3 K_a . \frac{v^{1,9}}{0,001 D_i^{1,1}} L_{ef} \tag{3.28}$$

Onde:

h_a – Perda de carga gerada por atrito (m);

L_{cf} – Comprimento do conduto (m);

k_a – Coeficiente que varia com o tipo de tubulação (ver Tabela 3.5);

D_i – Diâmetro interno do conduto (m).

Tabela 3.5- Valores do Coeficiente *ka*

Conduto	*ka*
Aço novo com juntas e sem costura	0,32
Cimento-amianto	0,34
Concreto armado	0,38

A pressão normal estática ao longo do conduto forçado sofre variações decorrentes do golpe de aríete quando há mudanças súbitas de vazão, resultantes de fechamentos ou aberturas rápidas, parciais ou totais, do dispositivo de fechamento da turbina.

Essas variações de pressão condicionam a espessura da chapa do conduto. Essas variações são estimadas pelo Método de Allievi, como apresentado a seguir, na Equação 3.29, para condutos com uniformidade de espessura de parede e de diâmetro interno:

$$h_S = (Z^2 - 1)H_b \tag{3.29}$$

Onde:

h_s – sobrepressão ou depressão (m);

H_b – queda bruta (m);

Z^2 – parâmetro obtido dos gráficos de Allievi, para sobrepressão e depressão, em função dos parâmetros ρ e θ, os quais são calculados utilizando-se equações 3.30 e 3.31:

$$\rho = \frac{v_p V}{2gH_b} \tag{3.30}$$

$$\theta = \frac{v_p t}{2L_{cf}} \tag{3.31}$$

Onde:

ρ – constante da linha;

θ – nº de intervalos 2L /v_p contidos em t;

v_p – celeridade da onda de pressão (m/s);

V – velocidade do escoamento (m/s);

g – aceleração da gravidade = 9,81 m/s^2;

H_b – queda bruta (m);

t – tempo de fechamento do dispositivo de fechamento da turbina (s);

L_{cf} – comprimento do conduto (m).

Na falta de informações do fabricante da turbina, podemos adotar para o tempo de fechamento da turbina:

- t = 6,0s, para condutos curtos: L ≤ 3 *Hb*;
- t = 10s, para condutos longos: L > 3 *Hb*.

A velocidade da onda de pressão é determinada pela equação 3.32:

$$v_p = \frac{9900}{\sqrt{48{,}3 + K\dfrac{D_i}{e}}} \tag{3.32}$$

Onde:

D_i – Diâmetro interno do conduto (mm);

e – Espessura do conduto (mm);

K – Coeficiente que depende do material do conduto, conforme Tabela 3.6.

Tabela 3.6- Valores do Coeficiente *k*

Conduto	*k*
Aço	0,50
Ferro Fundido	1,00
Chumbo	5,00
Madeira	10,00
Concreto	5,00

A perda de carga nas bifurcações é calculada utilizando-se a equação 3.33:

$$h_b = k_b . \frac{V^2}{2g} \tag{3.33}$$

Onde:

V – velocidade média no conduto, a montante da bifurcação (m/s);

K_b – coeficiente de perda de carga nas bifurcações, que depende da relação entre a área da seção de escoamento do conduto de "entrada", *Ae*, e a área da seção de escoamento dos braços de "saída", *As*, bem como da deflexão de cada um dos braços em relação ao alinhamento do tronco principal.

Quando o escoamento se dá pelos dois condutos, a jusante da bifurcação, o valor de *kb* é muito menor do que quando apenas um está funcionando. Isto ocorre quando uma das unidades geradoras está parada ou quando apenas uma delas foi instalada, prevendo-se a instalação da outra no futuro.

3.4.2.4 Casa de Força

A casa de força tem a finalidade de alojar as máquinas e os equipamentos, possibilitar sua montagem e eventual desmontagem e a sua operação e manutenção. Todo projeto de uma casa de força deve visar, por isso, a futura operação com fim de facilitá-la e simplificá-la, lembrando que para qualquer tipo de conserto, a máquina fica parada deixando de produzir energia e consequentemente gerando perda de renda, por este motivo devemos prever já no projeto tudo o que possa facilitar e acelerar este processo.

Para este trabalho foi considerada apenas a casa de força do tipo "exterior e abrigada", pois os demais modelos de casa de força normalmente não são escolhas adequadas para pequenas centrais hidrelétricas.

O arranjo típico da casa de força das pequenas centrais é condicionado pelo tipo e tamanho da turbina e do gerador, considerando, além disso, a previsão de espaço extra nas dependências da casa de força, áreas destinadas aos equipamentos elétricos e mecânicos auxiliares definidos particularmente em cada projeto.

Deve-se lembrar que, nos locais onde o desnível é criado pela barragem, a casa de força é acoplada à tomada d'água e, portanto, incorporada ao barramento.

3.4.2.5 Turbinas Hidráulicas

Basicamente, existem dois tipos de turbinas hidráulicas: as de ação e as de reação. No primeiro caso, de ação, a energia hidráulica disponível é transformada em energia cinética para, depois de incidir nas pás do rotor e transformar-se em mecânica, tudo isso ocorre à pressão atmosférica. Na turbina de reação, o rotor é completamente submergido na água e com o escoamento da água ocorre uma diminuição de pressão e de velocidade entre a entrada e a saída do rotor.

Tradicionalmente, o uso de turbinas hidráulicas tem se concentrado no tipo Pelton, com um ou mais jatos, no caso das máquinas de ação e Francis, Hélice e Kaplan, no caso do tipo de reação. A escolha do tipo adequado leva em consideração as condições de vazão, queda líquida, altitude do local, conformação da rotação da turbina com a do gerador e na altura da sucção, no caso de máquinas de reação.

Para uma seleção preliminar, são utilizadas a queda líquida (H_{liq} em metros) e a vazão de projeto por turbina (Q em m^3/s). Esses parâmetros podem ser observados pelo gráfico da Figura 3.29. A potência (kW) estimada na saída também pode ser obtida da mesma figura, interpolando-se os valores das linhas oblíquas.

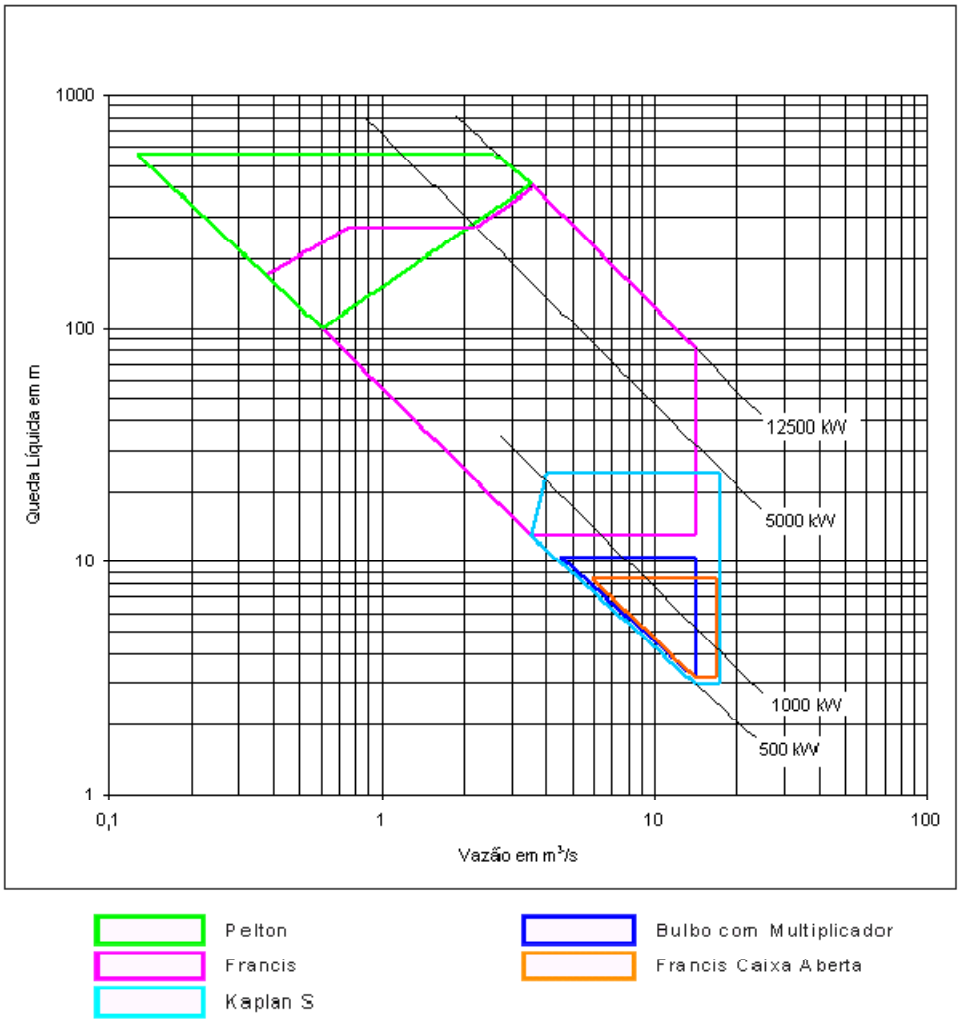


Figura 3.29- Níveis de Seleção do Tipo de Turbina Hidrálica e Potência Estimada [18]

O índice η representa a eficiência total da turbina, a qual é definida como a fração de energia total da fonte de energia primária (no caso a água) que é convertida em energia útil (no caso potência de eixo).

As principais causas de perdas de energia em turbinas hidráulicas são: perdas hidráulicas, ou seja, a água deixa a turbina com elevada velocidade, e esta quantidade de energia cinética não pode ser aproveitada; perdas mecânicas, normalmente são originadas pelo atrito existente entre as partes móveis e fixas da turbina e calor perdido pelo aquecimento dos mancais de fixação da turbina.

Em todos os tipos de turbinas há alguns princípios básicos de funcionamento. A água é coletada do rio pela tomada d'água, a montante da usina hidrelétrica que deve estar num nível mais elevado e é levada através do sistema de adução até a entrada da turbina. Dentro da turbina a

água passa por um sistema mecânico o qual varia conforme o modelo da turbina e serve para variar a potência gerada pela turbina procurando sempre se manter um valor constante.

Após passar por este mecanismo a água chega ao rotor da turbina onde por transferência de quantidade de movimento parte da energia potencial dela é transferida ao rotor na forma de torque e velocidade de rotação. Devido a isso a água na saída da turbina sempre estará a uma pressão menor do que a inicial. Após passar pelo rotor um duto conduz a água até um trecho a jusante do rio, onde o nível é mais baixo.

Outro parâmetro muito importante é a escolha da velocidade de rotação da turbina, o qual depende da potência nominal, da altura de queda, do tipo de turbina e do tipo de gerador.

Neste estudo são considerados três tipos de geradores: assíncrono, síncrono com multiplicador de velocidade e síncrono sem multiplicador. Para o gerador assíncrono ou para o síncrono sem multiplicador, a velocidade de rotação é a mesma para turbina e gerador e, sendo assim, deve-se procurar a velocidade síncrona mais próxima da calculada.

Essa velocidade de rotação pode ser calculada pela equação 3.34:

$$n = \frac{120.f}{p} \tag{3.34}$$

Onde:

n – velocidade de rotação síncrona em rpm;

f – frequência da rede em Hertz;

p – no de pólos do gerador.

As velocidades de rotação comumente utilizadas na frequência de 60 Hz, são as constantes da Tabela 3.7:

Tabela 3.7- Velocidade de Rotação

Número de Pólos	Rotação (rpm)
4	1.800
6	1.200
8	900
10	720
12	600
14	514,3
16	450
18	400
20	360
24	300
28	257,1
30	240
32	225
36	200

A partir dos dados obtidos a partir da Figura 3.29 e pela equação 3.34, é possível determinar a velocidade específica da turbina, fator importante para o seu dimensionamento futuro, pela equação 3.35:

$$n_s = \frac{n.P_n^{0,5}}{H_{liq}^{1,25}} \tag{3.35}$$

Onde:

n_s – velocidade específica da turbina;

n – velocidade de rotação da turbina (rpm);

P_n – potência nominal da turbina (kW);

H_{liq} – queda líquida (m).

A Norma NBR 12591 – Dimensões Principais de Turbinas para PCH [31], utiliza o conceito de velocidade específica calculada através da queda e da vazão nominal pela equação 3.36:

$$N_{qr} = \frac{n.Q_r^{0,5}}{H_r^{0,75}} \tag{3.36}$$

Onde:

N_{qr} – velocidade específica da turbina;

n – velocidade de rotação da turbina (rpm);

Q_r – vazão garantida ou nominal (m^3/s);

H_r – altura de queda nominal (m).

Em alguns casos, as condições e parâmetros apresentados permitem que seja selecionado mais de um tipo de turbina, devendo a escolha final ser feita, nesse caso, após consulta aos fabricantes especializados.

A potência indicada no gráfico da Figura 3.29 corresponde à saída do gerador e supõe um rendimento constante para o conjunto turbina-gerador de 85% na equação 3.37, a seguir:

$$P_G = 9{,}81 Q H_{liq} \eta_T \eta_G \tag{3.37}$$

Onde:

P_G – potência na saída do gerador (kW);

Q – vazão da turbina (m^3/s);

H_{liq} – queda líquida (m);

η_T – rendimento da turbina;

η_G – rendimento do gerador.

Apesar da grande variedade de turbinas hidráulicas existentes no mercado atualmente, este estudo apresentara somente os modelos de turbinas mais utilizados nos projetos de PCHs, que serão mostrados a seguir:

- **Turbinas Pelton**

No Brasil existem poucas localidades que oferecem a possibilidade de implantação de PCH`s com turbinas Pelton, por falta no nosso relevo de quedas suficientemente altas.

São turbinas de ação porque utilizam a velocidade do fluxo de água para provocar o movimento de rotação. Consiste em uma roda circular que na sua periferia possui um conjunto de copos ou conchas sobre os quais incide, tangencialmente, o jato de água dirigido por um ou mais injetores distribuídos de forma uniforme na periferia da roda. A potência mecânica fornecida por estas turbinas é regulada pela atuação nas válvulas de agulha dos injetores.

Estas turbinas podem ser de eixo vertical ou horizontal e são utilizadas em aproveitamentos hidrelétricos caracterizados por pequenas vazões e elevadas quedas úteis (100 a 500m) e potências de 500 a 12.500kW.

Possui boas características de desempenho sob cargas parciais, funcionando suavemente e praticamente sem cavitação até 20% da carga nominal, e mesmo abaixo desse valor quando utilizado um maior número de jatos.

Por serem de fabricação, instalação e regulagem relativamente simples, além de usadas em usinas de grande potência, as turbinas Pelton são largamente utilizadas em micro usinas, em fazendas, em sítios, etc., aproveitando quedas e vazões bem pequenas para a geração de algumas dezenas de kW.

As Figuras 3.30, 3.31 e 3.32 apresentam, respectivamente, a turbina Pelton, um sistema utilizando a turbina e seu rotor.

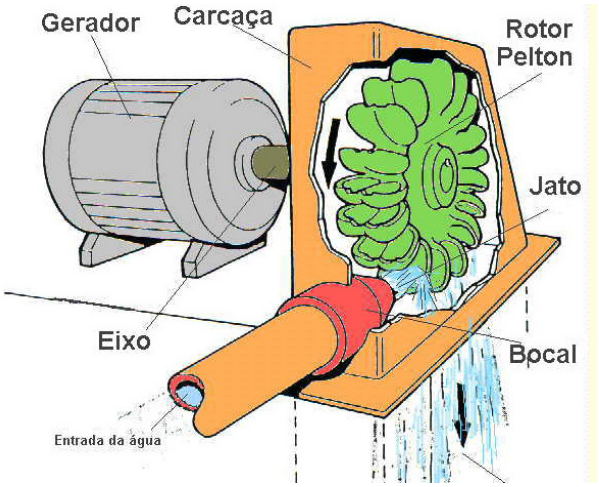


Figura 3.30- Turbina Pelton [19]

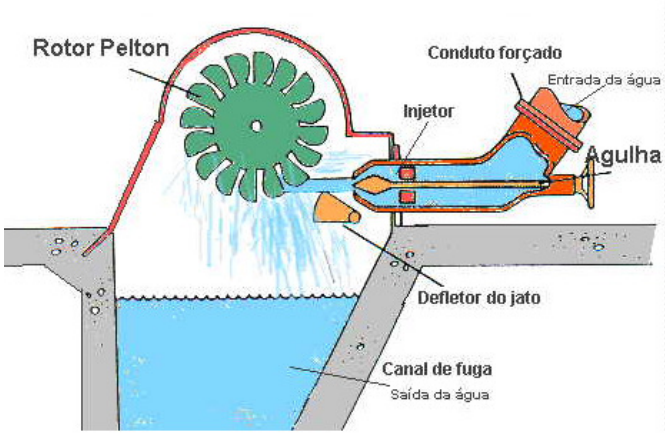


Figura 3.31- Sistema Utilizando uma Turbina Pelton [19]

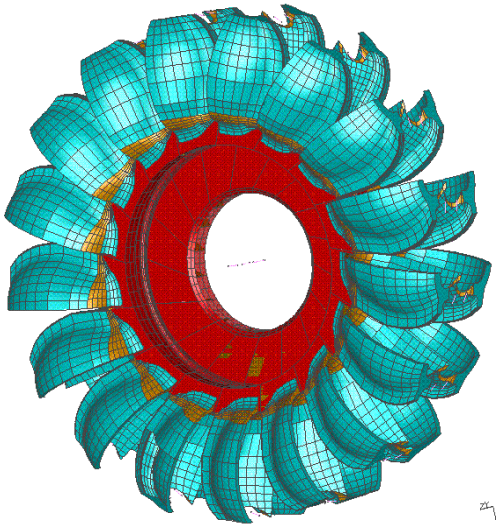


Figura 3.32- Rotor Pelton [20]

- **Turbinas Francis**

São turbinas de reação porque o escoamento na zona da roda se processa a uma pressão inferior à pressão atmosférica. Esta turbina é caracterizada por ter uma roda formada por uma coroa de aletas fixas, as quais constituem uma série de canais hidráulicos que recebem a água radialmente e a orientam para a saída do rotor numa direção axial.

A entrada na turbina ocorre simultaneamente por múltiplas comportas de admissão dispostas ao redor da roda, e o trabalho é feito sobre todas as aletas ao mesmo tempo para fazer rodar a turbina e o gerador.

Os outros componentes desta turbina são a câmara de entrada, a qual pode ser aberta ou fechada com uma forma espiral, o distribuidor constituído por uma roda de aletas fixas ou móveis que regulam a vazão e o tubo de saída da água.

Estas turbinas são utilizadas em quedas úteis entre 15 e 250 metros, para potências de 500 a 15.000kW e possuem uma grande adaptabilidade a diferentes quedas e vazões. Possuindo boas características de desempenho sob cargas parciais de até 70% da carga nominal, funcionando ainda adequadamente entre 70 e 50 % da carga, embora com perda progressiva do rendimento.

As turbinas Francis, relativamente às Pelton, têm um rendimento máximo mais elevado, velocidades maiores e menores dimensões. As Figuras 3.33, 3.34 apresentam a Turbina Francis e a Figura 3.35 apresentam seu rotor.

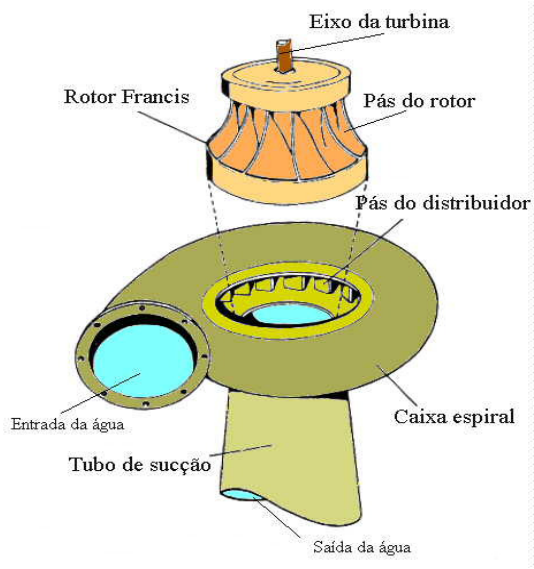


Figura 3.33- Turbina Francis [19]

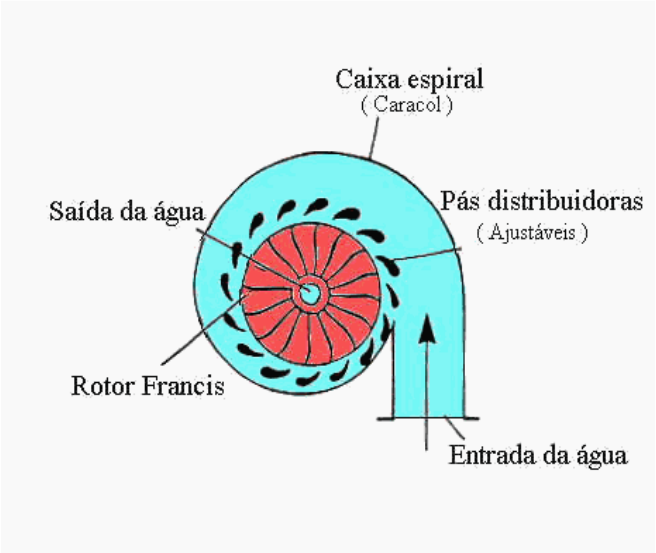


Figura 3.34- Turbina Francis [19]

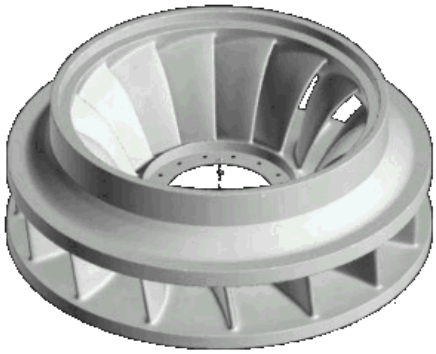


Figura 3.35- Rotor Francis [21]

- **Turbinas Axiais: Kaplan e Hélice**

São turbinas de reação, adaptadas à grandes vazões e baixas quedas. São constituídas por uma câmara de entrada que pode ser aberta ou fechada, por um distribuidor e por uma roda com quatro ou cinco pás em forma de hélice.

Quando estas pás são fixas diz-se que a turbina é do tipo Hélice. Se as pás são móveis, o que permite variar o ângulo de ataque por meio de um mecanismo de orientação que é controlado pelo regulador da turbina, diz-se que a turbina é do tipo Kaplan.

As turbinas Kaplan são reguladas através da ação do distribuidor e com auxílio da variação do ângulo de ataque das pás do rotor o que lhes confere uma grande capacidade de regulação.

As turbinas Kaplan e Hélice têm normalmente o eixo vertical, mas podem existir turbinas deste tipo com eixo horizontal, as quais se designam por turbinas Bulbo. As Figuras 3.36, 3.37, 3.38 e 3.39 apresentam Turbinas Axiais.

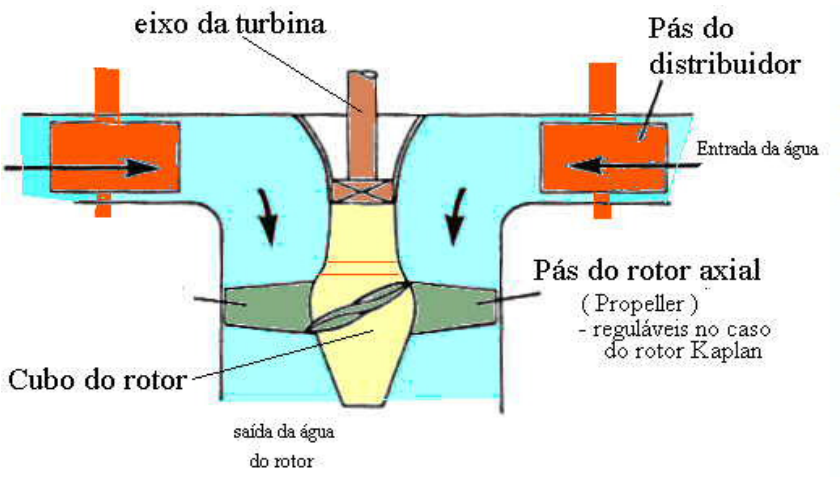


Figura 3.36- Sistema Utilizando uma Turbina Axial [19]

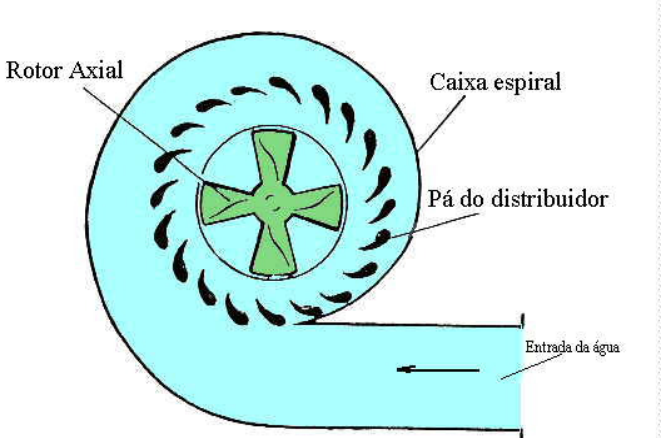


Figura 3.37- Turbina Axial [19]

Figura 3.38- Rotor Axial [22]

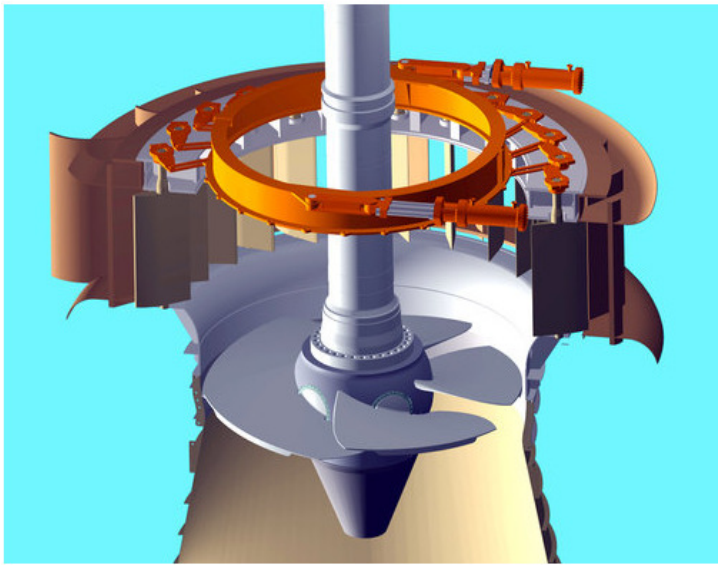


Figura 3.39- Turbina Axial [23]

3.4.2.6 Geradores

O gerador elétrico é um dispositivo que transforma energia mecânica em energia elétrica. Seu funcionamento depende da interação de campos magnéticos e condutores percorridos por corrente elétrica.

Os fabricantes de geradores nacionais são capazes de vender todo tipo de instalação com potência até 5MW e superiores a ela, tanto geradores síncronos como assíncronos.

3.4.2.6.1 Potência Nominal

A potência do gerador é determinada após o cálculo da potência disponível no eixo da turbina, através da equação 3.38:

$$P_G = P_T \left(\frac{\eta_G}{\cos\phi} \right) \tag{3.38}$$

Onde:

P_G – potência do gerador (kVA);

P_T – potência no eixo da turbina (kW);

η_G – rendimento do gerador;

$\cos\phi$ – fator de potência do gerador.

O rendimento do gerador deve ser obtido junto ao fabricante do equipamento. Na falta de informações, podem ser utilizados os seguintes valores:

- 96% para geradores até 1 MVA;
- 97% para geradores até 10 MVA;
- 98% para geradores até 30 MVA.

O fator de potência deve ser definido em função das necessidades do sistema elétrico ao qual o gerador será ligado. Não é economicamente vantajoso, no caso de sistemas isolados, utilizar geradores com fator de potência nominal abaixo de 0,80. Para o caso de geradores que operem interligados ao sistema elétrico, um fator de potência nominal de 0,90 a 0,95 é adequado.

A rotação nominal do gerador fica definida quando se estabelece a velocidade nominal síncrona da turbina, para a freqüência de 60 Hz.

Quando o acionamento direto do gerador for antieconômico, adota-se o acionamento indireto do gerador através de um multiplicador de velocidade. Neste caso, usualmente utilizam-se geradores de 4, 6 ou 8 pólos [18].

4. Panorama Energético

O planejamento da expansão do setor elétrico, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê a diversificação da matriz de energia elétrica, historicamente concentrada na geração por meio de fonte hidráulica. Há poucos anos, as hidrelétricas representavam cerca de 90% da capacidade instalada no país. Até o fim de 2009 essa participação já recuou para cerca de 70%. O fenômeno foi resultado da construção de usinas baseadas em "Outras Fontes" em ritmo maior que aquele verificado nas hidrelétricas, principalmente devido ao fato de que grande parte desse potencial se encontra em regiões muito afastadas dos grandes centros, como é o caso da região amazônica. Dessa forma, desde 2006 entraram em operação comercial 87 centrais geradoras, totalizando 1.777,26 MW, sendo 877,54 MW por PCHs, 514,34 MW Biomassa e 385,38 MW Eólica, incentivados pelo PROINFA.

A Tabela 4.1 apresenta os dados referentes aos empreendimentos em operação no Brasil e a Figura 4.1 apresenta os mesmos dados em forma de gráfico.

Tabela 4.1- Empreendimentos em Operação no Brasil [28]

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	316	182.551	0,17
EOL	38	712.880	0,66
PCH	358	3.018.879	2,77
SOL	1	20	0
UHE	165	75.471.427	70,52
UTE	1.325	28.445.637	24,01
UTN	2	2.007.000	1,87
Total	**2.205**	**109.838.394**	**100**

Legenda	
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eolielétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SOL	Central Geradora Solar Fotovotaica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

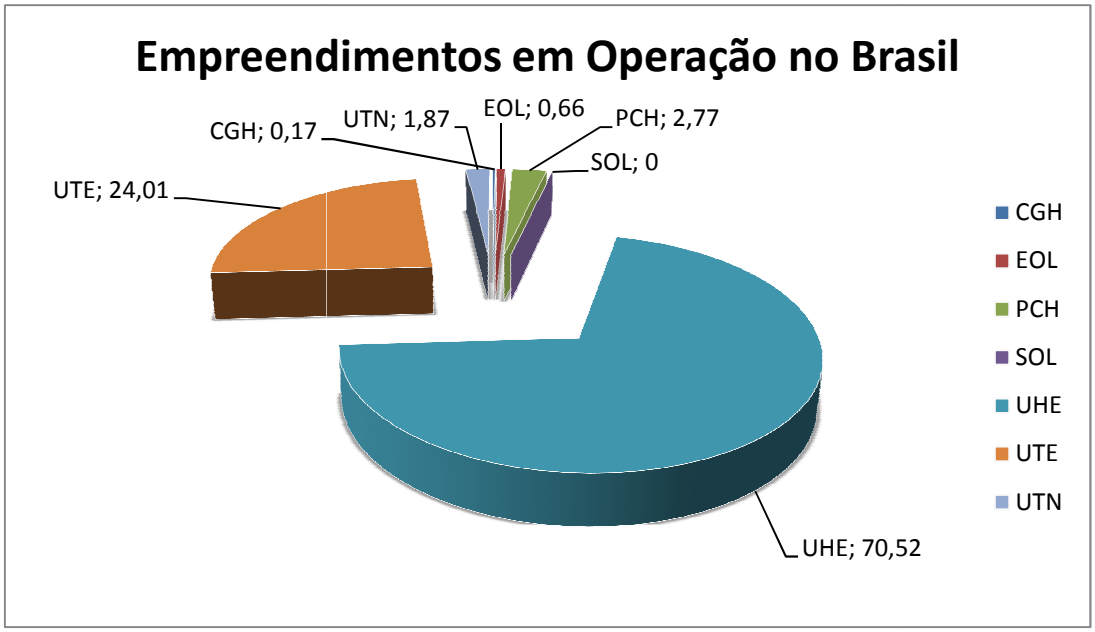


Figura 4.1- Empreendimentos em Operação no Brasil [28]

A Figura 4.2 apresenta os dados referentes a produção mundial de energia elétrica.

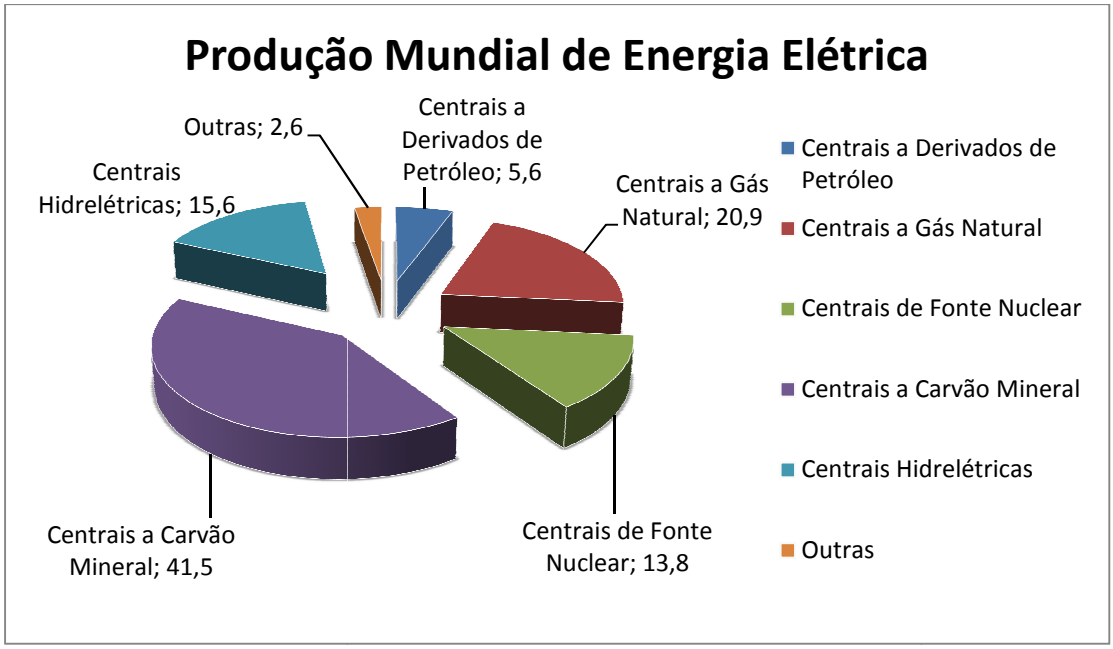


Figura 4.2- Produção Mundial de Energia Elétrica [29]

A título de comparação, as Figuras 4.1 e 4.2 apresentam, respectivamente, a estrutura da oferta nacional de energia elétrica e a estrutura mundial de energia elétrica por fonte de geração. Neles podemos perceber que essa predominância em hidroelétricas não é mundial, mas sim uma característica do sistema brasileiro. Outro dado interessante diz respeito ao uso de fontes nucleares, atingindo mais de 13% da oferta mundial enquanto no Brasil corresponde a apenas

1,87%. Com relação ao gás natural, a nível mundial, este insumo apresenta posição de destaque, atingindo quase 20% da oferta.

Muitos países, assim como o Brasil, mantêm programas oficiais para incentivar o crescimento de algumas fontes renováveis de energia, iniciados já há alguns anos, como o PROINFA. Mas, em boa parte deles, as duas principais fontes – aproveitamento hídrido e biomassa – não apresentavam significativo potencial de expansão, assim, pesquisas e aplicações acabaram por beneficiar o grupo chamado "Outras Fontes" que, de 1973 a 2006, aumentou em 500% sua participação na matriz energética mundial, segundo a Key World Energy Statistics da International Energy Agency (IEA), edição de 2008 [6].

No grupo chamado "Outras Fontes" estão abrigados o vento, sol, mar, geotérmica, esgoto, lixo e dejetos animais, entre outros. Em comum, elas têm o fato de serem renováveis e, portanto, corretas do ponto de vista ambiental. Permitem a diversificação da matriz energética, além de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, como carvão e petróleo, cuja utilização é responsável pela emissão de grande parte dos gases que provocam o efeito estufa. Além disso, também podem operar como fontes complementares a grandes usinas hidrelétricas, cujos principais potenciais já foram quase integralmente aproveitados nos países desenvolvidos.

Não é coincidência, portanto, que a evolução do parque instalado tenha se concentrado na década de 90, quando se acentuaram as preocupações com a degeneração do meio ambiente, com a volatilidade dos preços do petróleo e com o esgotamento das reservas conhecidas dos combustíveis fósseis. A Figura 4.3 apresenta o crescimento anual da capacidade instalada destas fontes.

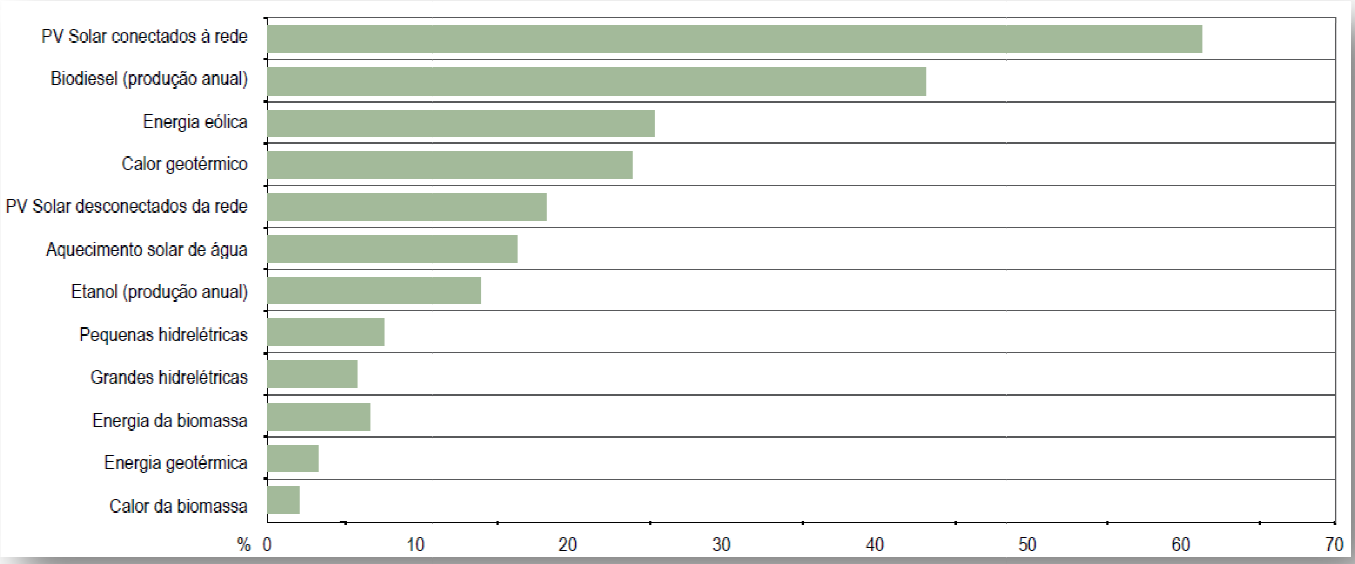


Figura 4.3- Taxa Média de Crescimento Anual das Energias Renováveis [6]

Mas, apesar do crescimento verificado, algumas dessas fontes ainda têm participação pouco expressiva na matriz elétrica mundial e não têm presença forte o suficiente para justificar a individualização em estatísticas de caráter mais geral, como é o caso da matriz energética mundial. Este comportamento ocorre porque a tecnologia desenvolvida ainda não apresenta custos compatíveis com a implantação em escala comercial, estando, portanto, em fase de pesquisa, projetos pilotos ou aplicações muito localizadas a partir de instalações de pequeno porte.

4.1 Gás Natural

No século XIX, o gás natural era considerado um estorvo ao ser encontrado junto com o petróleo, pois exigia uma série de procedimentos de segurança que encareciam e complicavam as atividades de prospecção. No século XX, a partir dos anos 80, o consumo entrou em franca expansão e o gás natural transformou-se na fonte de energia de origem fóssil a registrar maior crescimento no mundo. Saltou do quarto para o segundo lugar dentre as principais fontes produtoras da energia elétrica no mundo, sendo superado apenas pelo carvão, como pode ser observado na Figura 4.2.

No Brasil, a Petrobrás é obrigada pela ANEEL a manter condições e posições de oferta garantida de gás para geração térmica. No entanto, este gás pode não ser consumido em função das condições favoráveis dos reservatórios e das condições hidrológicas. Desta forma, manter o gás em "stand by" é um formato de contratação que se mostra conveniente para o setor elétrico e que segue a lógica da água estocada nos reservatórios. Esta é a principal dificuldade e entrave para que o gás natural amplie sua participação na matriz elétrica brasileira. Esta formatação não se ajusta às características da cadeia produtiva e às formas de contratação da indústria de gás. No Brasil, a participação do gás na matriz elétrica é de aproximadamente 3,3% [6].

4.2 Eólica

Os grandes argumentos favoráveis à fonte eólica são a renovabilidade, perenidade, grande disponibilidade, independência de importações e custo zero para obtenção de suprimento. O principal argumento contrário é o custo que, embora seja decrescente, ainda é elevado na comparação com outras fontes.

Nos últimos anos, os ventos têm sido a fonte primária de energia elétrica de maior ritmo de expansão no mundo, apresentando incremento exponencial da potência instalada. Entre 1990 e 2008, a geração eólica cresceu à taxa média de 27% ao ano, alcançando 121.000 MW, dos quais mais de 54% instalados na Europa e o restante concentrado na América do Norte e em alguns países da Ásia, conforme Figura 4.4 [25].

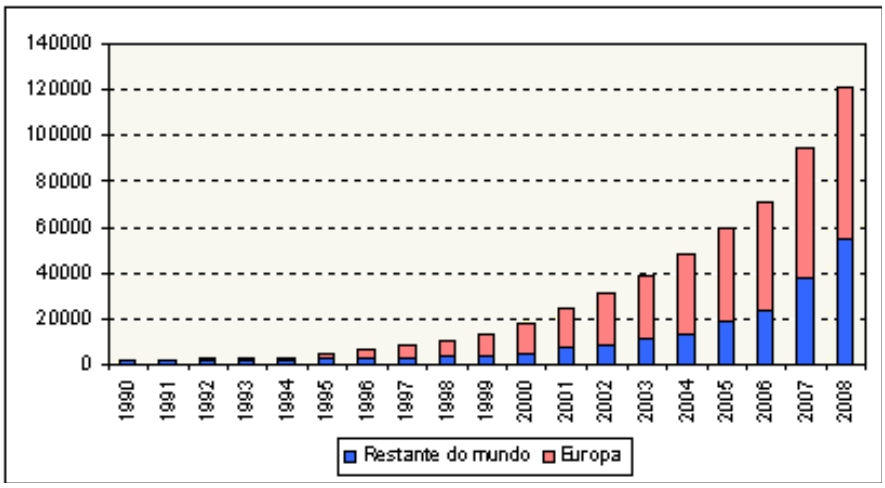


Figura 4.4- Evolução da Potência Eólica Instalada [25]

Também na Ásia, observa-se forte expansão da geração eólica, concentrada na Índia e na China, países que, rapidamente, por meio da aquisição de tecnologia ou de associações com fabricantes europeus e norte-americanos, desenvolveram a indústria de aerogeradores, enquanto que na América Latina e África o uso dessa fonte energética é ainda incipiente, conforme Figura 4.5.

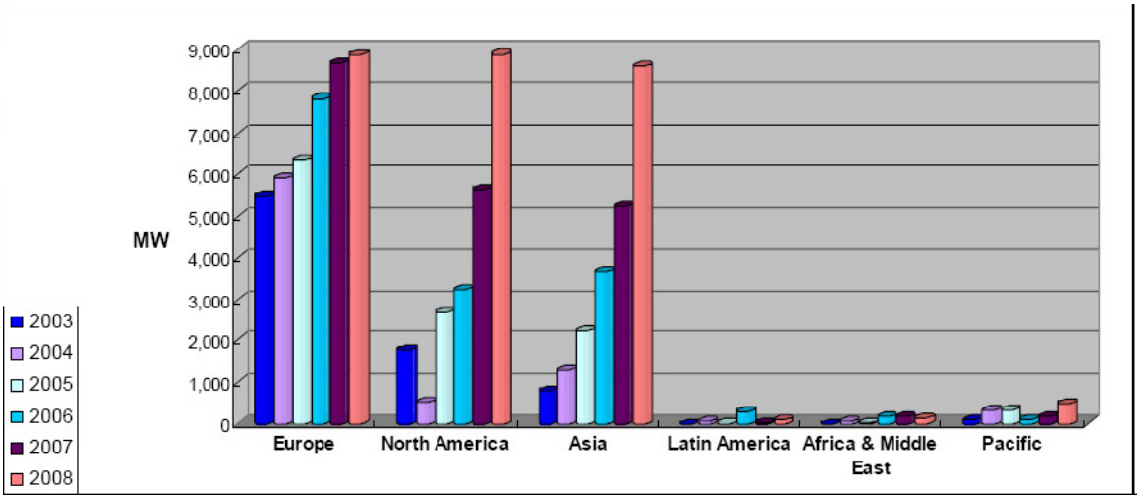


Figura 4.5- Evolução da Capacidade Instalada por Continente [25]

A Alemanha, que até 2007 se destacava como o país detentor da maior potência instalada em centrais eólicas no mundo, com 22.227 MW, foi superada pelos Estados Unidos. A Dinamarca e a Espanha detêm os maiores índices de participação eólica no parque gerador, 22% e 12% respectivamente. Já os Estados Unidos, pelo quarto ano consecutivo, a China e a Índia lideraram a expansão em 2008, conforme Figura 4.6 [25].

País	Potência (MW)	
	Incremento	Instalada
Estados Unidos	8.358	25.170
China	6.300	12.210
Índia	1.800	9.645
Alemanha	1.665	23.903
Espanha	1.609	16.754
Itália	1.010	3.736
França	950	3.404
Reino Unido	836	3.241
Portugal	712	2.862
Canadá	523	2.369
Restante do mundo	3.293	17.497

Fonte: GWEC, 2009

4.6- Adições de Potência e Capacidade Instalada em 2008 [25]

No Brasil, a geração de energia eólica começou a crescer nos últimos anos, a partir das contratações realizadas no âmbito do PROINFA, mas ainda está em um nível incipiente. A capacidade instalada atingiu 340 MW em 2008, 550 MW em 2009 e nos próximos anos deve chegar a 1,4 mil MW (cerca de 1,5% da nossa matriz energética), quando se concretizarem todas as contratações já feitas dentro do programa. O país ocupa uma posição discreta, o 24° lugar, no ranking mundial dos produtores de Energia Eólica porém na América Latina, o Brasil é líder, com mais da metade de toda a produção continental.

4.3 Biomassa

A utilização da biomassa como fonte de energia elétrica tem sido crescente no Brasil, principalmente em sistemas de cogeração dos setores industrial e de serviços. Segundo dados de 2009 da ANEEL, ao final do primeiro trimestre a biomassa era responsável por 4.869 MW de

capacidade de geração e energia elétrica no país. Isso representa 4,7% do total do parque gerador brasileiro, ou 21% da energia gerada a partir de fontes termelétricas no país.

O potencial elétrico do setor ainda não é completamente utilizado, principalmente devido ao setor sucroalcooleiro. Existem no Brasil mais de 400 usinas de açúcar e álcool, mas apenas 266 estão outorgadas pela Aneel, ou seja cerca de 33% das usinas ainda não estão produzindo eletricidade.

4.4 Solar

A participação da energia solar também é pouco expressiva na matriz mundial. Ainda assim, ela aumentou mais de 2.000% entre 1996 e 2006. Em 2007, a potência total instalada atingiu 7,8 mil MW, conforme estudo do Photovoltaic Power Systems Programme, da IEA. Para se ter uma idéia, ela corresponde a pouco mais de 50% da capacidade instalada da usina hidrelétrica de Itaipu, de 14 mil MW [6].

A Figura 4.7 apresenta a participação relativa dos países, tendo a Alemanha como maior produtora, com 49% da potência total instalada. Além disso, juntos, Alemanha, Japão, Estados Unidos, e Espanha concentraram, em 2007, 84% da capacidade mundial. Todos são países com programas fortes de diversificação e simultânea "limpeza" da matriz energética local.

	País	Potência (MW)	% em relação ao total
1º	Alemanha	3.862,0	49,3
2º	Japão	1.918,9	24,5
3º	Estados Unidos	830,5	10,6
4º	Espanha	655,0	8,4
5º	Itália	120,2	1,5
	Outros países	454,4	5,7
	Total	**7.841,0**	**100**

Figura 4.7- Maiores Potências Instaladas em Células Fotovoltaicas [6]

4.5 PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adota três classificações: Centrais Geradoras Hidrelétricas (com até 1 MW de potência instalada), Pequenas Centrais Hidrelétricas (entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE, com mais de 30 MW). As PCHs e CGHs, instaladas junto a pequenas quedas d'águas, no geral abastecem pequenos centros consumidores – inclusive unidades industriais e comerciais – e não necessitam de instalações muito sofisticadas para o transporte da energia.

No Brasil, de acordo com o Banco de Informações da Geração (BIG) da Aneel, em março de 2010, estão em operação 316 CGHs, com potência total de 182,5 MW; 358 PCHs com potência total de 3.018 MW e 165 UHEs com uma capacidade total instalada de 75.471 MW. As usinas hidrelétricas, independentemente de seu porte, respondem, portanto, por 73,46% da potência total instalada no país, como foi apresentado na Tabela 4.1, repetida abaixo:

Tabela 4.2- Empreendimentos em Operação no Brasil [28]

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	316	182.551	0,17
EOL	38	712.880	0,66
PCH	358	3.018.879	2,77
SOL	1	20	0
UHE	165	75.471.427	70,52
UTE	1.325	28.445.637	24,01
UTN	2	2.007.000	1,87
Total	**2.205**	**109.838.394**	**100**

5. Conclusões

Neste trabalho foram apresentadas as características de funcionamento e os conceitos dos processos de geração de energia elétrica através de fontes menos agressivas ao meio ambiente, ou seja, menos poluentes, representadas aqui pelas fontes renováveis de energia como: eólica, solar, biomassa e PCH. Neste contexto também foi estudado o gás natural, que, embora seja um combustível fóssil, também é menos poluente. Posteriormente, foi apresentado um panorama energético mostrando, através de dados estatísticos, a participação e a importância de cada uma dessas fontes na matriz energética.

Foi possível perceber que elas têm em comum o fato de estarem em franca expansão, apresentando um crescimento significativo, porém algumas ainda têm participação pouco expressiva na matriz elétrica mundial. Além disso, algumas tecnologias ainda não apresentam custos compatíveis com a implantação comercial.

O gás natural, no mundo, figura entre as principais fontes produtoras de energia elétrica, sendo superado apenas pelo carvão. No Brasil, sua participação é de 3,3%, ficando atrás da hidráulica e biomassa. Essa diferença ocorre devido à grande importância das hidrelétricas na matriz brasileira e outros fatores relacionados ao fornecimento de gás.

A energia eólica, além de ser renovável e ambientalmente limpa, apresenta alguns fatores que justificam uma atenção especial, visando efetivá-la como fonte complementar à geração hidráulica no parque gerador brasileiro: vasto potencial eólico nacional, sua distribuição geográfica que se estende também pelo interior do país em áreas socialmente carentes e a possibilidade de complementação da energia hidráulica, além da importância de o Brasil acompanhar o desenvolvimento que vem ocorrendo em nível internacional dessa tecnologia de geração.

A biomassa, especialmente no Brasil, traz a também a vantagem da complementaridade sazonal com relação ao regime de chuvas e tem uma vasta potência a ser desenvolvida principalmente através da utilização do bagaço de cana. Representa a segunda posição na matriz nacional.

A energia solar fotovoltaica também é pouco representativa na matriz mundial, apesar do aumento expressivo durante os últimos anos. Ainda é considerada cara no Brasil, em termos estritamente econômicos. Não obstante, painéis fotovoltaicos têm sido utilizados para levar

energia elétrica para comunidades fora da rede interligada, o que compensa os custos de construção de redes e das perdas decorrentes da transmissão a longas distâncias. Para o sucesso destes programas, é absolutamente necessária uma maior capacitação de mão-de-obra em todo o país e o envolvimento efetivo das comunidades beneficiadas na gestão destes recursos para a manutenção dos sistemas instalados.

As PCH's têm algumas vantagens em relação às hidrelétricas de maior porte, entre elas a menor agressão ao meio ambiente, implantação mais rápida e de menor custo. Mesmo assim, apresentam uma pequena participação na matriz nacional, comparada às usinas de maior porte.

Por fim, as chamadas fontes menos poluentes são viáveis e necessárias, especialmente porque podem ser a chave para reduzir desperdícios e ampliar o acesso à energia e, desta forma, influir na inserção econômica e social de populações excluídas, gerando emprego e renda com custos ambientais reduzidos, em comparação às formas tradicionais e insustentáveis de geração e uso de energia.

Referências Bibliográficas

[1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Atlas de Energia Elétrica – 2ª Edição*, 2005. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicações/atlas/pdf/09-Gas_Natural(2)pdf

[2] http://www.ambientebrasil.com.br/

[3] M. T. TOLMASQUIN, *Geração Elétrica no Brasil*, Rio de Janeiro, Interciência, CENERGIA, 2005.

[4] E. E. S. LORA, M. A. R. NASCIMENTO, *Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação – Volume 2*, Interciência, 2004.

[5] http://www.transportes-xxi.net/tmaritimo/investigação/casadamaquina/turbinavapor

[6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Atlas de Energia Elétrica – 3ª Edição*, 2008. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_capa_sumario.pdf

[7] http://www.ewea.org/documents/facts_volume%201.pdf/

[8] C. S. MALTA, *"Estudos de Séries Temporais de Vento Utilizando Análises Estatísticas e Agrupamento de Dados",* Projeto Final de Graduação, Engenharia Elétrica, Fevereiro de 2009.

[9] M. T. TOLMASQUIN (Organizador) *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*, Rio de Janeiro, Interciência, 2003.

[10] CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO SALVO BRITO, *Energia Eólica Princípios e Tecnologias.* Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/

[11] http://www.ee.pucrs.br/~sergio/fluidotermica/Cap09_Turbinas_a_Vapor.pdf

[12] C. A. V. B. SALES, *"Avaliação Técnico Econômica da Conversão da Biomassa em Eletricidade Utilizando Tecnologias de Gaseificação"*, Dissertação de Mestrado, Engenharia da Energia, Dezembro de 2007.

[13] http://geotermal.marin.org/GEOpresentation/images/img038.jpg

[14] CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO SALVO BRITO, *Energia Solar Princípios e Aplicações.* Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/

[15] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Atlas de Energia Elétrica –* 1ª Edição, 2002. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/

[16] F. P. GASPARIN, *"Desenvolvimento de um Traçador de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos"*, Dissertação de Mestrado, Engenharia Mecânica, Março de 2009.

[17] http://ciencia.hsw.uol.com.br/usinas-hidrelétricas1.htm

[18] ELETROBRÁS, Manual de PCHs - Diretrizes Básicas para o Estudo e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, ANEEL, 1998.

[19] http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr/TurbinasHidraulicas/Capitulo3rve.htm

[20] http://www.fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articuloses/maquinashidraulicas/turbinas/image617.gif

[21] http://www.energia-ecologia.net/vademecum/cat4_14.gif

[22] http://www.ingenerway.com/turbinas_hidraulicas.htm

[23] http://www.panoramio.com/photo11793894

[24] R. S. Custódio, *Energia Eólica Para Produção de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, 2009.

[25] Empresa de Pesquisa Energética, Nota Técnica PRE 01/2009-r0 – Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil, 09 de Fevereiro de 2009.

[26] http://www.energysolutionscenter.org/DistGen/Tutorial/CombTurbine.htm&prev

[27] E. G. C. Neves, R. C. F. Damé, C. F. A. Teixeira, R. Munchow, *Introdução ao Estudo de Energia Eólica*, Caderno Didático, Universidade Federal de Pelotas, Março de 2009.

[28] ANEEL – Banco de Informações da Geração - BIG, disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp , acessado em 01/03/2010.

[29] Empresa de Pesquisa Energética, *Balanço Energético Nacional 2009 – Ano Base 2008.*

[30] L. S. MARTINS, "*Geração de Energia Através de Biomassa*", Projeto Final de Graduação, Engenharia Elétrica – Fevereiro de 2006.

[31] Norma Técnica NBR 12591 – Dimensões Principais de Turbinas para PCH.