

**ENGENHARIA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

# **GERAÇÃO HIDROELÉTRICA E EOLIOELÉTRICA**

**AILSON P. MOURA  
ADRIANO ARON F. MOURA  
EDNARDO P. ROCHA**





**ENGENHARIA DE SISTEMAS  
DE POTÊNCIA**

---

**GERAÇÃO HIDROELÉTRICA  
E EOLIOELÉTRICA**

**Presidente da República**

Jair Bolsonaro

**Ministro da Educação**

Abraham Bragança de Vasconcellos Weintraub

**Universidade Federal do Ceará****Reitor**

Prof. Henry de Holanda Campos

**Edições UFC****Diretor e Editor**

Prof. Antônio Cláudio Lima Guimarães

**Conselho Editorial****Presidente**

Prof. Antônio Cláudio Lima Guimarães

**Conselheiros**

Prof.<sup>a</sup> Angela Maria R. Mota de Gutiérrez

Prof. Italo Gurgel

Prof. José Edmar da Silva Ribeiro

**Ailson P. de Moura**  
**Adriano Aron F. de Moura**  
**Ednardo P. da Rocha**

**ENGENHARIA DE SISTEMAS  
DE POTÊNCIA**

---

**GERAÇÃO HIDROELÉTRICA  
E EOLIOELÉTRICA**



EDIÇÕES  
**UFC**

Fortaleza 2019

## **Engenharia de Sistemas de Potência: geração hidroelétrica e eolioelétrica**

© 2019 by Ailson P. de Moura, Adriano Aron F. de Moura, Ednardo P. da Rocha

Impresso no Brasil/Printed in Brazil

### **Todos os Direitos Reservados**

Edições UFC

Av. da Universidade, 2995 – Benfica – Fortaleza – Ceará

CEP: 60020-181 – Tel./Fax: (85) 3366.7766 (Diretoria)

3366.7499 (Distribuição) / 3366.7439 (Livraria)

Internet: [www.editora.ufc.br](http://www.editora.ufc.br) – E-mail: [editora@ufc.br](mailto:editora@ufc.br)

### **COORDENAÇÃO EDITORIAL**

Moacir Ribeiro da Silva

### **REVISÃO DE TEXTO**

Francisca de Sá Benevides

### **NORMALIZAÇÃO BIBLIOGRÁFICA**

Perpétua Socorro Tavares Guimarães – CRB 3/801-98

### **DIAGRAMAÇÃO**

Carlos Raoni Kachille Cidrão

Catálogo na Fonte

*Bibliotecária: Perpétua Socorro Tavares Guimarães - CRB 3/801-98*

M 929 e Moura, Ailson P. de  
Engenharia de sistemas de potência: geração hidroelétrica e eolioelétrica / Ailson P. de Moura, Adriano Aron F. de Moura, Ednardo P. da Rocha. – Fortaleza: Edições UFC, 2019.  
291 p.: il.  
Isbn: 978-85-7282-764-5  
1. Engenharia 2. Hidroelétrica 3. Eolioelétrica  
4. Impedância I. Título

CDD: 621

Editora Filiada à



Associação Brasileira das  
Editoras Universitárias

# Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer a Deus e a seu filho amado Jesus por terem permitido a criação desta obra. Agradecemos a nossos familiares por terem permitido a nossa ausência durante as intermináveis horas para a conclusão desta obra. A todos os alunos, que nos proporcionaram também deleites e aprendizados no assunto, fica aqui o nosso muito obrigado, pois, sem dúvidas, é ensinando, aprendendo e usando a imaginação que conseguimos realizar e transformar os sonhos em realidade.

Para Aluísio de Oliveira Moura

(Pai de Ailson, avô de Adriano) *(In memoriam)*



# SUMÁRIO

<b>Prefácio.....</b>	<b>11</b>
<b>1 Central Hidroelétrica.....</b>	<b>13</b>
<b>1.1 Introdução.....</b>	<b>13</b>
<b>1.2 Sistemas Elétricos de Potência.....</b>	<b>13</b>
<b>1.3 Centrais Hidrelétricas .....</b>	<b>17</b>
<b>1.3.1 Potência de saída de uma central hidrelétrica .....</b>	<b>23</b>
<b>1.3.2 Classificação das centrais hidroelétricas .....</b>	<b>28</b>
<b>1.3.3 Principais partes de uma central hidrelétrica .....</b>	<b>31</b>
1.3.3.1 <i>Reservatório .....</i>	32
1.3.3.2 <i>Barragem.....</i>	32
1.3.3.3 <i>Descarregadores de superfície ou vertedouros .....</i>	35
1.3.3.4 <i>Descarregadores de fundo ou drenos de areia .....</i>	37
1.3.3.5 <i>Captação e condutos de adução de água .....</i>	37
1.3.3.6 <i>Casa de máquinas .....</i>	44
1.3.3.7 <i>Restituição de água ao leito do rio .....</i>	44
1.3.3.8 <i>Equipamentos .....</i>	48
1.3.3.9 <i>Subestação.....</i>	71
<b>1.4 Equipamentos Auxiliares das Centrais Hidroelétricas... ..</b>	<b>86</b>
<b>1.5 Operação do Grupo Gerador .....</b>	<b>87</b>
<b>1.6 O Controle Potência Ativa – Frequência .....</b>	<b>90</b>
<b>1.6.1 Revisão de transformada de Laplace e diagrama     de blocos .....</b>	<b>104</b>
<b>1.6.2 Modelos.....</b>	<b>108</b>
<b>1.7 Exercícios .....</b>	<b>118</b>
<b>2 Central Eolioelétrica .....</b>	<b>121</b>
<b>2.1 Introdução.....</b>	<b>121</b>
<b>2.2 Partes de uma Central Eolioelétrica.....</b>	<b>121</b>

<b>2.3</b>	<b>Potência do Vento .....</b>	<b>129</b>
<b>2.4</b>	<b>Máxima Eficiência do Rotor.....</b>	<b>132</b>
<b>2.5</b>	<b>Regime dos Ventos .....</b>	<b>135</b>
2.5.1	<b>Análise do regime dos ventos.....</b>	<b>137</b>
2.5.2	<b>Distribuição de Weibull .....</b>	<b>147</b>
<b>2.6</b>	<b>Controle de Potência Mecânica e Controle de Velocidade.....</b>	<b>153</b>
<b>2.7</b>	<b>Modelos em Regime Permanente .....</b>	<b>157</b>
2.7.1	<b>Máquinas de indução (MI).....</b>	<b>158</b>
2.7.1.1	<i>Equações de estado permanente .....</i>	<i>161</i>
2.7.1.2	<i>Turbina tipo 1 .....</i>	<i>164</i>
2.7.1.3	<i>Turbina tipo 2.....</i>	<i>172</i>
2.7.1.4	<i>Turbina tipo 3.....</i>	<i>179</i>
2.7.2	<b>Máquina síncrona (MS) .....</b>	<b>189</b>
2.7.3	<b>Circuito equivalente do gerador síncrono.....</b>	<b>193</b>
2.7.4	<b>Equações dos geradores síncronos.....</b>	<b>197</b>
2.7.5	<b>Turbina tipo 4 .....</b>	<b>199</b>
<b>2.8</b>	<b>Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono .....</b>	<b>201</b>
<b>2.9</b>	<b>Programa de Análise e Aplicação do Atlas de Vento (WAsP) .....</b>	<b>208</b>
2.9.1	<b>Análise e projeção de dados de vento .....</b>	<b>209</b>
2.9.2	<b>Dados topográficos .....</b>	<b>212</b>
2.9.3	<b>Produção de energia.....</b>	<b>214</b>
2.9.4	<b>Modelagem de efeito esteira .....</b>	<b>215</b>
2.9.5	<b>Limitações do WAsP .....</b>	<b>217</b>
<b>2.10</b>	<b>Exercícios .....</b>	<b>218</b>
<b>3</b>	<b>Impacto da Central Eolioelétrica na Qualidade de Energia .....</b>	<b>227</b>
<b>3.1</b>	<b>Introdução.....</b>	<b>227</b>
<b>3.2</b>	<b>Problemas Básicos com Centrais Eolioelétricas em Redes Fracas .....</b>	<b>227</b>
3.2.1	<b>Definição de rede fraca .....</b>	<b>227</b>

3.2.2 Aumento de tensão em regime permanente .....	228
3.2.3 Métodos utilizados para limitar o aumento de tensão....	229
3.2.4 Flicker (cintilação).....	230
3.2.4.1 Flutuação de tensão .....	230
3.2.4.2 Definição de cintilação (flicker) .....	230
3.2.4.3 Causas da cintilação (flicker) .....	231
3.2.4.4 Cálculo de cintilação (flicker) .....	231
3.2.4.5 Limites de flicker .....	231
3.2.4.6 Resultados numéricos internacionais .....	232
3.3 Harmônicas.....	235
3.3.1 Definição de harmônica.....	235
3.3.2 Taxa de distorção harmônica.....	237
3.3.3 Limites de distorção harmônica conforme Norma IEEE 519-2014.....	238
3.4 Modelo de Equivalente de Rede .....	245
3.4.1 Conceito de capacidade de curto-circuito ( $S_{cc}$ ) .....	245
3.4.2 Ligação entre $S_{cc}$ e o teorema de Thévenin.....	246
3.4.3 Montagem da matriz de impedância.....	247
3.5 O Problema do Fluxo de Carga .....	262
3.5.1 Definição do problema .....	262
3.5.2 Modelagem do parque eólico como barras PQ e PV .....	263
3.6 Fatores da Norma IEC 61400–21, Medição e Taxas de Qualidade de Energia para Turbinas Eólicas Conectadas à Rede .....	265
3.7 Estabilidade de Sistemas de Potência .....	273
3.7.1 Classificação da estabilidade .....	274
3.7.2 Estabilidade de tensão.....	275
3.7.2.1 Classificação da estabilidade de tensão .....	275
3.7.3 Curvas PV .....	276
3.7.3.1 Tutorial para plotagem da curva PV no programa ANAREDE .....	277
3.8 Exercícios .....	288
<b>Bibliografia.....</b>	<b>291</b>



# PREFÁCIO

Este livro tem como objetivo apresentar uma introdução à geração de energia hidroelétrica e eolioelétrica, com a profundidade suficiente de fornecer, para os estudantes dos cursos de graduação e pós-graduação em Engenharia Elétrica das diversas instituições de ensino superior, uma base teórica sólida sobre o assunto, especificamente para os alunos que pretendem seguir com seus estudos na área de sistemas elétricos de potência. Os exercícios resolvidos ao longo do texto tornam a obra de fácil leitura, facilitando o aprendizado do assunto. A obra está dividida nos seguintes capítulos:

O capítulo 1 faz uma exposição detalhada sobre a constituição física das centrais hidroelétricas, de forma inédita, constituindo um material precioso para os engenheiros compreenderem a operação de uma central desse tipo. Também é explicada e apresentada a modelagem do controle carga-frequência.

O capítulo 2 apresenta a constituição física das centrais eolioelétricas e a modelagem em regime permanente dos tipos de turbinas I, II III e IV, além de descrever o programa de análise e aplicação do atlas de vento (WASP).

O capítulo 3 apresenta, de forma minuciosa, como calcular o impacto de uma central eolioelétrica sobre a qualidade de energia, quando conectada à rede elétrica.

Os capítulos 2 e 3 podem ser ministrados em cursos de pós-graduação em Engenharia Elétrica.

*Ailson Pereira de Moura  
Adriano Aron Freitas de Moura  
Ednardo Pereira da Rocha*



## 1

# CENTRAL HIDROELÉTRICA

## 1.1 Introdução

Este capítulo faz uma apresentação virtual, prática e geral das centrais hidrelétricas, mostrando e descrevendo o funcionamento dos vários equipamentos encontrados nesse tipo de central elétrica. Este tipo de abordagem procura mostrar como são as centrais hidroelétricas no sistema de potência real. Além disso, o controle carga-frequência é modelado e exemplificado.

## 1.2 Sistemas Elétricos de Potência

A figura 1.1 mostra a estrutura genérica de um sistema de potência formado por geradores, transformadores elevadores/abaixadores, linhas de transmissão e alimentadores de distribuição.

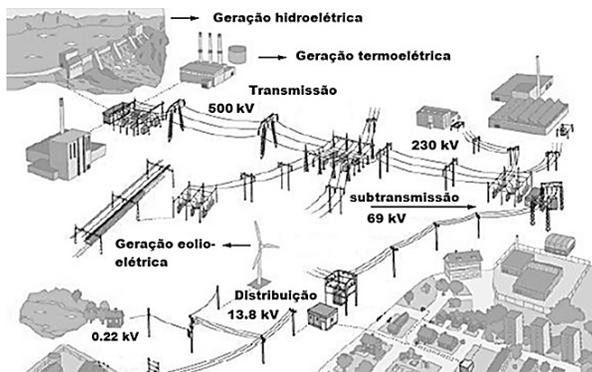


Figura 1.1 – Sistema elétrico de potência

Com a finalidade de fornecer, de forma concisa, as principais informações sobre um sistema elétrico de potência, utiliza-se o diagrama unifilar. O diagrama unifilar de um sistema elétrico é obtido a partir do seu circuito monofásico equivalente (admita-se que o sistema é trifásico equilibrado) suprimindo-se o neutro. A figura 1.2 mostra o diagrama unifilar do sistema elétrico da figura 1.1.

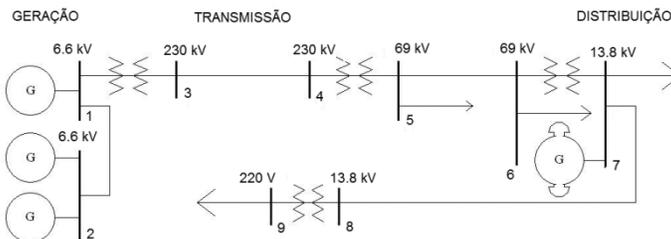


Figura 1.2 – Diagrama unifilar do sistema elétrico da figura 1.1

Como pode ser observado nas figuras 1.1 e 1.2, o sistema elétrico é dividido didaticamente em partes como geração, transmissão e distribuição, embora ele seja um sistema único, que opera simultaneamente com todas as partes conectadas entre si. No entanto, as companhias de energia administram áreas do sistema de potência diferentes. Por exemplo, no Nordeste do Brasil, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) opera a parte de geração e transmissão e as outras companhias, Companhia de Eletricidade do Ceará (Enel), Companhia de Eletricidade de Pernambuco (Celpe), Companhia de Eletricidade da Bahia (Coelba) etc., operam a rede de distribuição de áreas específicas. Portanto, os estudos elétricos em cada companhia são conduzidos utilizando partes do sistema, como, por exemplo, somente uma parte da rede de distribuição, ou seja, um estudo em um alimentador do sistema de distribuição de energia, o qual possui vários alimentadores.

Os estudos elétricos usando várias áreas, administradas por várias companhias de energia, do sistema de transmissão são

aqueles referentes ao sistema interligado do Brasil e são realizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Os níveis de tensão utilizados nas várias partes do sistema de potência são mostrados na tabela 1.1.

**Tabela 1.1 – Níveis de tensão**

COMPONENTE		TENSÃO (kV)
Geração		2.2 a 22.0 (13.8)
Transmissão		138 a 1000 (138 – 230 – 500)
	Subtransmissão	22 a 138 (34.5 – 69 – 138)
Distribuição	Distribuição primária	3.8 a 22 (13.8)
	Distribuição secundária	0.110 a 0.440 (0.127 – 0.220)

Os níveis de tensão utilizados pelas companhias de energia no Brasil são os seguintes: 765 kV, 525 kV, 500 kV, 440 kV, 345 kV, 300 kV, 230 kV, 161 kV, 138 kV, 132 kV, 115 kV, 88 kV, 69 kV, 34,5 kV, 23 kV, 13,8 kV, 440 V, 380 V, 220 V, 127 V.

Os estudos elétricos conduzidos pelo ONS são referentes à rede básica, que é definida conforme a Resolução nº 433, de 10 de novembro de 2000, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) no seu artigo 3º:

Art. 3º Integram a rede básica as linhas de transmissão, os barramentos, os transformadores de potência e os equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, com exceção das seguintes instalações e equipamentos:

I – Instalações de transmissão, incluindo as linhas de transmissão, transformadores de potência e suas conexões, quando destinadas ao uso exclusivo de centrais geradoras ou de consumidores, em caráter individual ou compartilhado;

II – Instalações de transmissão de interligações internacionais e suas conexões, autorizadas para fins de importação ou exportação de energia elétrica; e

III – Transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 kV, inclusive a conexão.

Parágrafo único. As instalações e equipamentos de que tratam os incisos I, II e III deste artigo serão de responsabilidade do acessante.

A energia elétrica pode ser produzida por diversos tipos de centrais, sendo estas as principais: termoeletricas, nucleares e hidroelétricas.

As centrais termoeletricas utilizam, basicamente, combustíveis fósseis (petróleo, carvão etc.), gerando a energia elétrica a partir do calor produzido pela queima desses combustíveis, como mostra a figura 1.3.

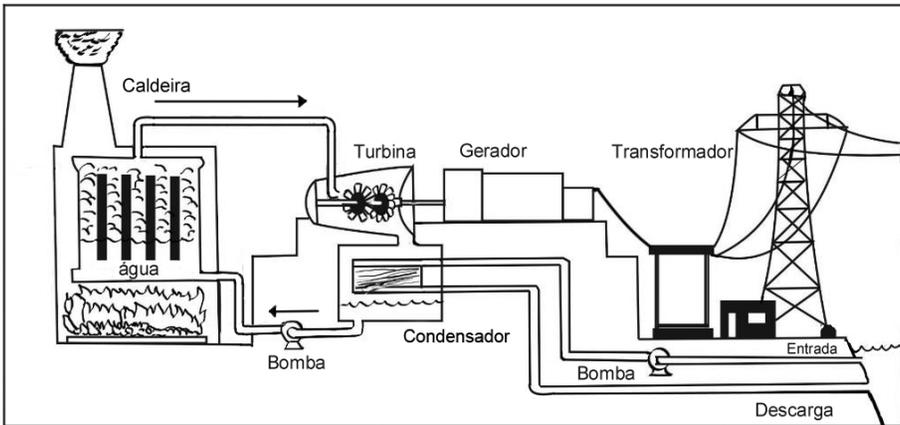


Figura 1.3 – Central termoeletrica

As centrais nucleares utilizam o calor produzido por combustíveis nucleares como urânio e plutônio, como mostrado na figura 1.4.

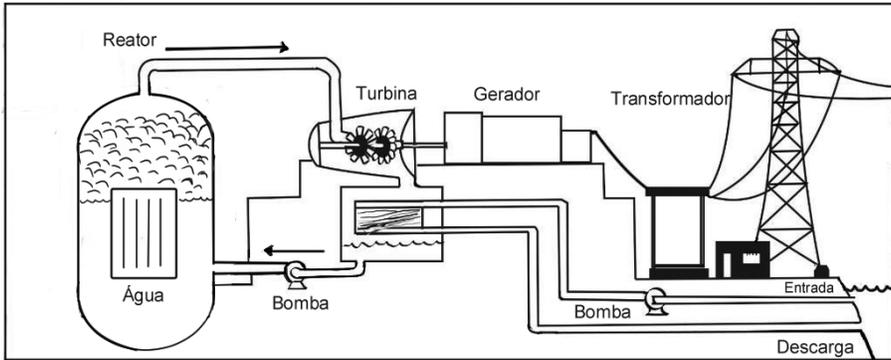


Figura 1.4 – Central nuclear

O Brasil possui um potencial hidráulico significativo, que deve ser aproveitado respeitando o meio ambiente. A seguir, as centrais hidrelétricas serão descritas.

### 1.3 Centrais Hidrelétricas

Algumas das primeiras inovações em usar o poder da água foram concebidas na China durante a dinastia Han entre 202 a.C e 9 d.C. Martelos giratórios grandes e pesados alimentados por uma roda de água de ajuste vertical foram usados para quebrar grãos, minérios e no início da fabricação de papel.

Há mais de 2000 anos, os gregos usavam moinhos de água para moer grãos no chão.

Em 1800, as pessoas começaram a usar a energia hidrelétrica para mover rodas giratórias que, por sua vez, moviam máquinas de fazer o fio usado em roupas. Moviam, também, máquinas em serrarias, como vemos na figura 1.5.

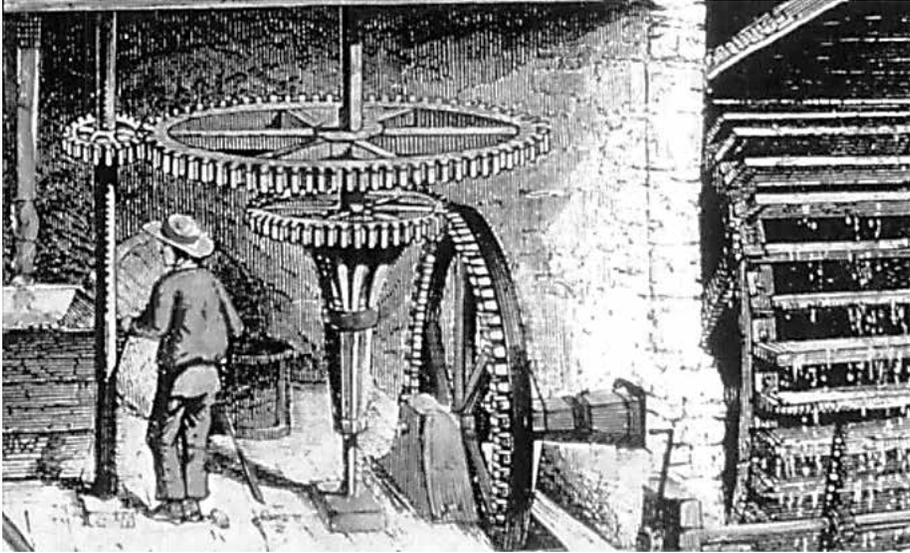


Figura 1.5 – Moinho de água

O primeiro projeto hidrelétrico do mundo foi usado para alimentar uma única lâmpada na casa de campo Cragside em Northumberland, Inglaterra, em 1878.

Na virada do século 20, a tecnologia espalhou-se pelo mundo. Em 1891, a Alemanha produziu o primeiro sistema hidroelétrico trifásico e a Austrália lançou a primeira planta de propriedade pública no hemisfério sul.

No século 21, a energia hidrelétrica continua a catalisar o crescimento em todo o mundo. Ao longo das últimas décadas, o Brasil e a China se tornaram líderes mundiais em energia hidrelétrica. A barragem de Itaipu, construída entre o Brasil e o Paraguai, abriu em 1984 com 12.600 MW (18 máquinas de 700 MW e já foi ampliada e aumentada para 14.000 MW, com mais 2 máquinas de 700 MW). Hoje é apenas superada em tamanho pela represa de Três Gargantas na China, de 22.500 MW (32 turbinas de 700 MW mais 2 turbinas de 50 MW), inaugurada em 2008. Nas figuras 1.6 e 1.7 são mostradas as duas hidroelétricas descritas.



Figura 1.6 – Central de Itaipu, no Brasil



Figura 1.7 – Central de Três Gargantas, na China

Como exemplo das potências das máquinas pertencentes a um grande complexo hidroelétrico, na tabela 1.2, temos o complexo hidrelétrico administrado pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf).

**Tabela 1.2 – Complexo hidroelétrico da Chesf**

Nome da central	Número de máquinas	Potência (MW)/ por unidade	Capacidade total (MW)
Paulo Afonso I	3	60.0	180.0
Paulo Afonso IIA	3	75.0	225.0
Paulo Afonso IIB	3	85.0	255.0
Paulo Afonso III	4	216.0	864.0
Paulo Afonso IV	6	410.0	2460.0
Sobradinho	6	175.0	1050.0
Luiz Gonzaga	6	250.0	1500.0
Apolônio Sales	4	110.0	440.0
Xingó	6	500.0	3000.0
Boa Esperança	4	52.82	211.28
Pedra	1	23.00	23.00
Funil	3	10.0	30.0
Piloto	1	2.00	2.00
Araras	2	2.00	4.00
Curemas	2	1.76	3.52
TOTAL	54		10247.80

Um resumo dos avanços do desenvolvimento de centrais hidroelétricas é apresentado a seguir.

**1827** – O engenheiro francês Benoit Fourneyron desenvolve uma turbina de água centrífuga de alta eficiência (80 %), na qual a água foi direcionada tangencialmente através do rotor da turbina, fazendo com que ela girasse. O seu companheiro, o engenheiro francês Jean V. Poncelet, projeta uma turbina de fluxo interno que usa os mesmos princípios.

**1848** – James B. Francis, um engenheiro inglês trabalhando nos Estados Unidos, aprimora esses projetos para criar uma eficiente turbina de reação de fluxo interno. A turbina Francis se estabeleceu como a turbina mais amplamente utilizada nas centrais hidroelétricas no mundo hoje.

**1878** – Lester Allen Pelton desenvolve a turbina Pelton, aprimorando a roda Knight, o primeiro projeto de turbina de impulso eficiente usando o *design* dividido em cubeta de copo duplo para converter a energia cinética da água em potência, para substituir os motores a vapor usados para mineração de ouro na Califórnia.

**1880** – Grand Rapids, Michigan: dezesseis lâmpadas de arco com escova são acionadas usando uma turbina de água na Wolverine Chair Fábrica no primeiro uso industrial de energia hidrelétrica para gerar eletricidade.

**1881** – Niagara Falls, Nova York: um dínamo de escova é conectado a uma turbina no moinho de farinha de Quigley para gerar energia DC para a maquinaria e luz das lâmpadas de rua da cidade.

**1889** – Oregon City, Oregon: a estação Willamette Falls foi a primeira central hidrelétrica de CA a transmitir energia monofásica para Portland a 4.000 volts, 13 milhas de distância e com transformadores que reduziam para 50 volts as linhas de distribuição.

**1891** – Frankfurt, Alemanha: o primeiro sistema hidrelétrico de três fases é usado por 175 km, 25.000 volts, como uma linha de demonstração de uma fábrica em Lauffen.

**1898** – Decew Falls 1 (St. Catherines, Ontário, Canadá) transmite energia a 22.500 volts, 66 2/3 Hz, bifásica, em uma distância de 56 km para Hamilton, Ontário.

**1914** – S. J. Zowski desenvolve um rotor de turbina de reação de alta velocidade específica (Francis) para aplicações de baixa carga.

**1919** – Viktor Kaplan demonstra uma turbina de hélice de lâmina ajustável em Podebrady, Tchecoslováquia. A empresa britânica Gilkes patenteia a turbina Turgo como alternativa às turbinas Francis para pequenas centrais hidrelétricas com potência <10 MW.

**1920** – A energia hidrelétrica fornece 25 % da geração elétrica dos EUA. O Federal Power Act estabelece a autoridade da Federal

Power Commission para emitir licenças para o desenvolvimento de hidrelétricas em terras públicas.

**1929** – A Rocky River Plant em New Milford, Connecticut, instala a primeira grande central hidrelétrica reversível.

**1937** – Potência hidroelétrica é gerada em Hoover Dam, Arizona, Nevada. A Bonneville Power Administration é estabelecida. Bonneville Dam, a primeira barragem federal, começa a operar no rio Columbia.

**1940** – 1.500 centrais hidrelétricas fornecem 40 % da geração elétrica nos Estados Unidos. A capacidade de energia hidroelétrica triplicou desde 1920.

**1941** – A energia é gerada na central Grand Coulee, em Washington, a maior central hidrelétrica do mundo, com capacidade instalada de 6.800 megawatts.

**1950** – A União Soviética começa a construção de grandes centrais hidrelétricas como “Grandes Locais de Construção do Comunismo”, sendo parte de um projeto massivo de industrialização do pós-guerra. As estações hidrelétricas concluídas incluem Zhighuli (2.320 MW, concluída em 1957) e Volga (2.583 MW, concluída em 1961).

**1983** – A energia é gerada na central de Itaipu, no Brasil/Paraguai, tornando-se o maior projeto hidrelétrico do mundo, com capacidade instalada de 12.600 megawatts.

**1998** – A Comissão Mundial de Barragens é formada como um processo multissetorial global em resposta a conflitos sociais e ambientais em torno da construção de barragens para fornecer diretrizes para um melhor desenvolvimento de projetos de água. Essa comissão publica *Barragens e desenvolvimento: um novo quadro para a tomada de decisões* em novembro de 2000.

**2008** – O projeto da barragem das Três Gargantas, na China, a maior central hidrelétrica do mundo, entra em operação (capacidade final de 22.500 MW alcançada em 2012).

### 1.3.1 Potência de saída de uma central hidrelétrica

Uma central hidroelétrica ou hidrelétrica pode ser definida como um conjunto de obras (barragem, captação e condutos de adução de água [condutos forçados, trecho final inferior do conduto forçado, tubo de sucção], casa de máquinas e restituição de água ao leito do rio [canal de fuga]) e equipamentos (caixa espiral, pré-distribuidor, anel inferior, distribuidor, roda da turbina, eixo inferior da roda da turbina, tampa da turbina, servomotores, aro de operação, cruzeta inferior, bloco de escora, gerador [estator, rotor, enrolamento de amortecimento], cruzeta superior e eixo superior), cuja finalidade é a geração de energia elétrica, utilizando o potencial hidráulico existente num rio, conforme mostra a figura 1.8.

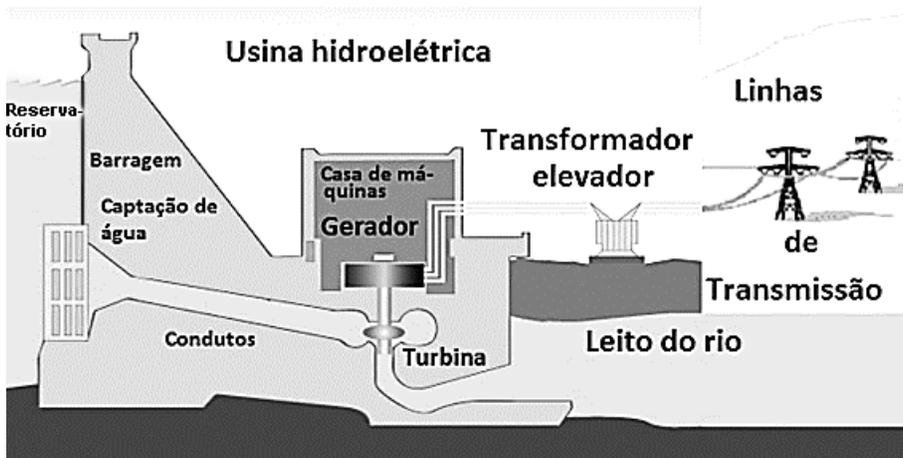


Figura 1.8 – Geração hidrelétrica

A geração hidrelétrica está associada à vazão do rio ( $Q$ ), isto é, à quantidade de água disponível em um determinado período de tempo e à altura de sua queda ( $H$ ). A vazão é calculada dividindo-se o volume de água que passa pelas turbinas por unidade de tempo.

$$Q = \frac{V}{t} \quad (1.1)$$

A altura de queda é a diferença entre o nível de água na barragem (a montante) e o nível de água na saída das turbinas (a jusante).

A energia potencial de um corpo de massa  $M$ , caindo de uma certa altura  $h$ , é expressa como:

$$E = Mgh \text{ (Joules)} \quad (1.2)$$

Onde  $g$  é a aceleração devido à gravidade.

Ao nível do mar, o valor de  $g$  é  $9,81 \text{ m/s}^2$ . Observe que, embora o valor de  $g$  diminua acima do nível do mar, porque a variação é relativamente pequena, para fins práticos, um valor de  $9,81 \text{ m/s}^2$  é comumente usado, independentemente da elevação da central. Além disso, lembre-se de que, na física, a unidade básica de energia é joules. A massa de água é sua densidade ( $\rho$ ) vezes seu volume ( $V$ ), ou  $M = \rho V$ . Assim  $E = (\rho V) g h$  [Joules]. Agora, divida ambos os lados da equação pelo tempo ( $t$ ):

$$\frac{E}{t} = \frac{\rho V}{t} gh \quad (W) \quad (1.3)$$

Note que a energia dividida pelo tempo ( $E/t$ ) é a potência  $P$ , em watts ( $W$ ), e o volume ao longo do tempo ( $V/t$ ) é a vazão de água ( $Q$ ) ou fluxo em  $\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$ . Assim, substituindo  $E/t$  por  $P$  e  $V/t$  por  $Q$ , a equação de potência torna-se:

$$P = 9.81\rho Qgh \quad (W) \quad (1.4)$$

Observe que  $\rho g = \gamma$ , que é o peso unitário da água =  $9,81 \text{ kN/m}^3$ . De acordo com os princípios da termodinâmica, quando a energia é alterada de uma forma para outra, haverá algumas perdas com base na eficiência do processo de conversão ou equipamento.

Assim, o potencial hidráulico é dado por:

$$P = 9.81Qh\eta \quad (W) \quad (1.5)$$

Onde  $\eta$  é o rendimento, que na prática é cerca de 0.75 a 0.80, pois existem as perdas envolvidas na transformação de energia.

Quanto maiores são os volumes de sua queda, maior é seu potencial de aproveitamento na geração de eletricidade. A vazão de um rio depende de suas condições geológicas, como largura, inclinação, tipo de solo, obstáculos e quedas. A vazão de um rio é determinada, ainda, pela quantidade de chuvas que o alimentam, o que faz com que sua capacidade de produção de energia varie bastante ao longo do ano. O potencial hidráulico é proporcionado pela vazão hidráulica e pela concentração dos desníveis existentes ao longo do curso de um rio. Isso pode acontecer de uma forma natural, quando o desnível está concentrado numa cachoeira; através de uma barragem, quando pequenos desníveis são concentrados na altura da barragem; ou através de desvio do rio de seu leito natural, concentrando-se os pequenos desníveis nesses desvios.

As figuras 1.9 e 1.10 ilustram uma central hidrelétrica vista em perspectiva com partes destacadas. A figura 1.11 mostra uma maquete de hidrelétrica.

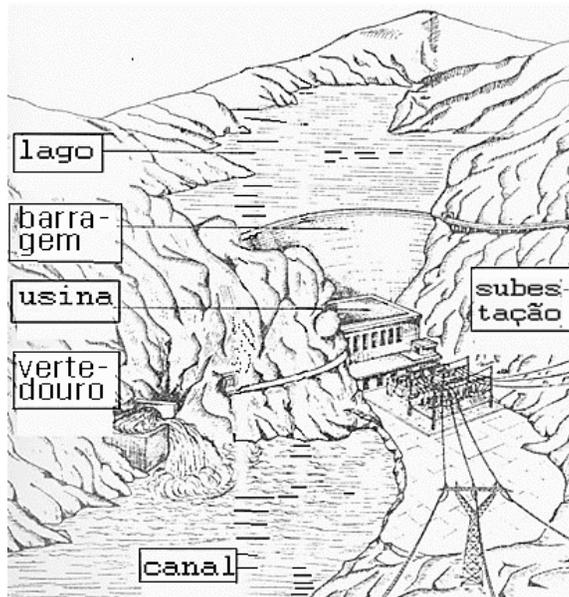


Figura 1.9 – Central hidrelétrica em perspectiva

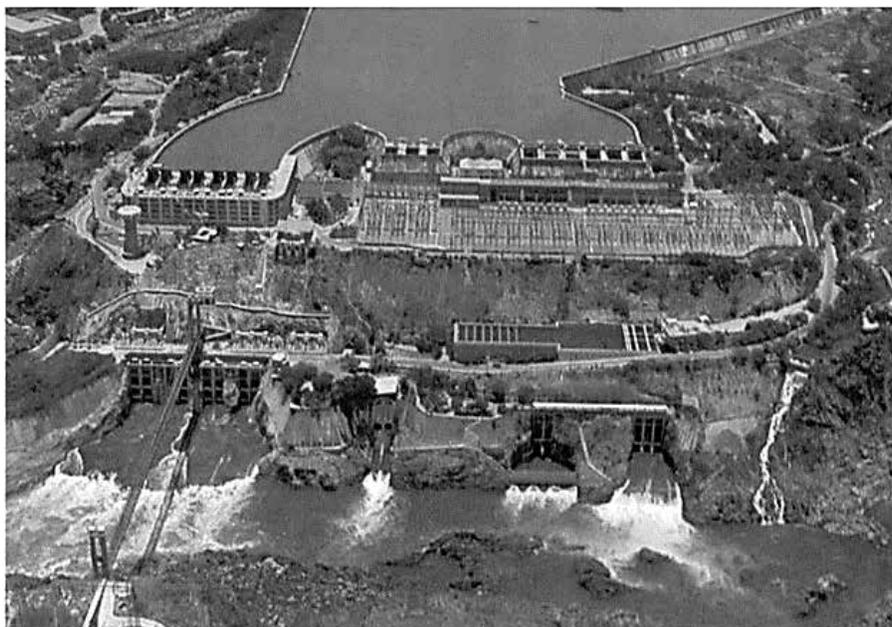


Figura 1.10 – Vista área de uma hidrelétrica



Figura 1.11 – Maquete de uma hidroelétrica

## Exemplo 1.1

Durante uma pesquisa de pré-viabilidade, você identificou um local viável para um esquema de microenergia. Se você mediu uma altura de 40 m e, a partir da análise hidrológica, uma vazão de projeto de 150 l/s parece estar disponível durante todo o ano, qual seria a provável capacidade instalada?

Assuma um rendimento geral de 60 %.

### Solução:

Dados: vazão de projeto  $Q = 150$  l/s ou  $0,15$  m<sup>3</sup>/s; altura  $h = 40$  m; rendimento global = 60 % ou 0,6

Usando a equação (1.5):  $P = 9.81Qh\eta$  (W)

$P = 9,81 \cdot 0,15 \cdot 40 \cdot 0,6$  ou  $P = 35,3$  kW

Portanto, cerca de 35 kW de capacidade instalada devem estar disponíveis.

## Exemplo 1.2

Uma comunidade exige 60 kW de potência para atender as suas necessidades diárias de eletricidade. Se a pesquisa do local indicar 100 m de capacidade bruta para disponibilidade, qual projeto de descarga é necessário para atender às necessidades de eletricidade da comunidade? Assuma uma eficiência global de 55 %.

### Solução:

Dados: potência de saída  $P = 60$  kW; altura  $h = 100$  m; rendimento global = 55 % ou 0,55

Usando a equação (1.5):  $P = 9.81Qh\eta$  (W)

$$Q = \frac{P}{9.81h\eta} = \frac{60}{9.81(100)0.55} = 0.111 \text{ m}^3/\text{s}$$

Portanto, uma vazão mínima de projeto de 111 l/s deve estar disponível no rio para gerar 60 kW de capacidade instalada. Observe que, se o fluxo disponível no rio for inferior a 111 l/s, a capacidade instalada de 60 kW não será viável.

### 1.3.2 Classificação das centrais hidroelétricas

Há diversos critérios de se classificar as centrais hidroelétricas. São considerados os seguintes:

A) Quanto a sua potência:

- A1) microcentrais – potências menores ou iguais a 100 kW;
- A2) minicentrais – potências entre 100 kW e 1.000 kW;
- A3) pequenas centrais – potências entre 1 MW e 10 MW;
- A4) médias centrais – potências entre 10 MW e 100 MW;
- A5) grandes centrais – potências maiores do que 100 MW.

A1) Microcentrais hidrelétricas fornecem eletricidade a comunidades rurais remotas. As comunidades que servem geralmente são muito remotas para serem abastecidas economicamente pela rede elétrica. O projeto de engenharia para sistemas micro-hídricos tende a ser simples e padronizado o máximo possível para facilitar a operação e a manutenção de comunidades locais com suporte técnico limitado de fora.

A2) Projetos de mini-hidroelétricas e pequenas centrais hidrelétricas podem fornecer energia a cidades rurais isoladas ou podem ser desenvolvidas para fornecer energia à rede. Os projetos de energia hidrelétrica que vendem energia para a rede são projetados e construídos para serem financeiramente viáveis e para fornecer retorno comercial sobre o investimento.

A3 e A4) Pequenas centrais hidrelétricas e algumas na faixa média de energia hidrelétrica são projetadas como projetos *runof-river* (R-o-R). Os projetos do R-o-R usam um açude para desviar a água para o consumo, mas não armazenam água. Eles tendem a ter menos impactos ambientais do que projetos com represas e reservatórios.

A5) Grandes centrais hidrelétricas normalmente envolvem a construção de uma represa para criar um reservatório. Alguns reservatórios são pequenos e são usados para armazenar água para suprir cargas de pico diárias ou semanais. Outros reservatórios são grandes o suficiente para armazenar água durante os meses chuvosos para estarem disponíveis durante a estação seca e, em alguns casos, durante vários anos para atender às necessidades em anos secos. Os reservatórios geralmente desempe-

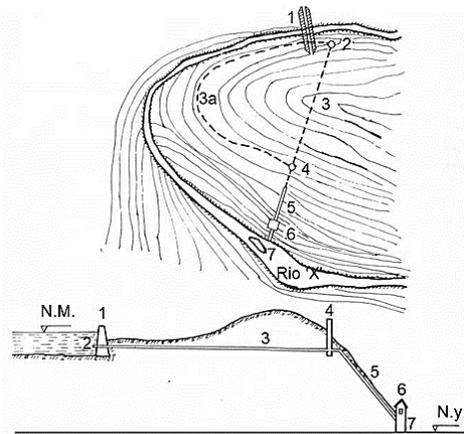
nam várias funções, incluindo irrigação, controle de enchentes e recreação, além de fornecer água para centrais de energia.

B) Quanto a sua queda:

- B1) centrais de baixíssima queda – alturas menores ou iguais a 10 m;
- B2) centrais de baixa queda – alturas entre 10 m e 50 m;
- B3) centrais de média queda – alturas entre 50 m e 250 m;
- B4) centrais de alta queda – alturas maiores do que 250 m.

C) Quanto à forma de captação de água:

C1) centrais em desvio e em derivação – pode-se dizer que as centrais em desvio, com quedas médias e altas, são as que apresentam o maior número de componentes. Elas se caracterizam pelo fato de a parcela principal do desnível utilizado decorrer da própria declividade do rio. A captação é feita em um ponto de cota bem mais elevada do que a da restituição, conduzindo-se a água para a central através de condutos, com superfície livre ou em pressão, que por motivos econômicos devem ter o menor desenvolvimento possível (figura 1.12).



Legenda:

- (1) Barragem;
- (2) Água captada a certa profundidade, sob pressão;
- (3) Galeria escavada na rocha;
- (4) Chaminé de equilíbrio, ponto de transição para o conduto forçado;
- (5) Conduto forçado;
- (6) Casa de máquinas, local das turbinas;
- (7) Restituição de água ao rio.

Figura 1.12 – Central em desvio com condutos em pressão

C2) centrais em leito de rio ou de represamento – são bastantes comuns.

D) Quanto à forma de utilizar as vazões naturais:

D1) centrais a fio de água – são centrais hidroelétricas que não dispõem de uma bacia de acumulação significativa, assim sua produção é inconstante, dependendo das oscilações da vazão do rio.

D2) centrais com regularização: diária, semanal, anual e plurianual – estas centrais possuem grandes reservatórios de água que, além de suprirem as necessidades das turbinas, podem regularizar a vazão de um rio, fornecer água à irrigação e servir para o desenvolvimento e criação de peixes.

E) Quanto a sua função no sistema:

E1) centrais de base – são as centrais que ficam conectadas, gerando energia para a demanda base do sistema elétrico.

E2) centrais de ponta – são as centrais que são conectadas ao sistema elétrico para atender à sua demanda de carga pesada ou de ponta.

Existem, ainda, centrais que operam bombeando água para um reservatório a montante, durante os períodos de carga leve, e turbinando essa água para gerar energia durante o período de carga pesada. Essas centrais são chamadas de reversíveis, como mostra a figura 1.13.

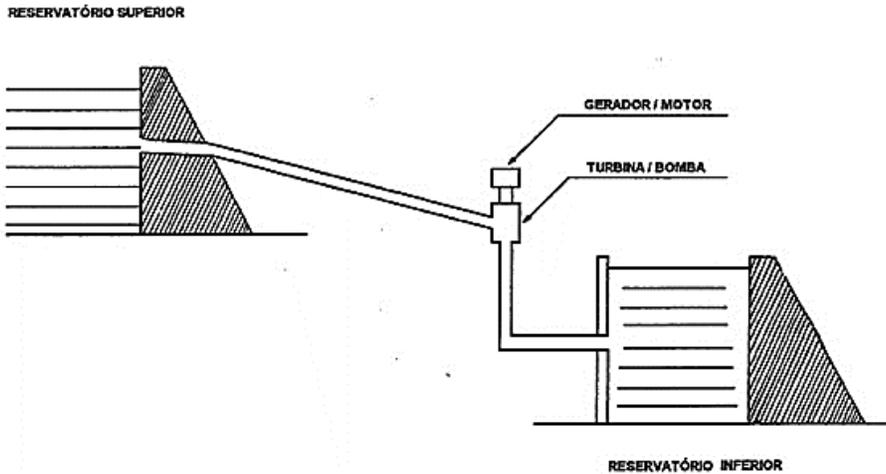


Figura 1.13 – Central reversível

### 1.3.3 Principais partes de uma central hidrelétrica

As principais partes de uma central hidrelétrica são:

- Reservatório;
- Barragem;
- Descarregador de superfície ou vertedouro;
- Descarregador de fundo ou dreno de areia;
- Captação e condutos de adução de água;
- Casa de máquinas;
- Restituição de água ao leito do rio;
- Equipamentos.

Além disso, temos a subestação elevadora, que é responsável por elevar a tensão para a transmissão de energia elétrica.

- Subestação.

#### 1.3.3.1 Reservatório

O reservatório é formado pelo represamento das águas do rio por meio da construção de uma barragem.

### 1.3.3.2 Barragem

Constituem obras transversais aos álveos dos rios, bloqueando a passagem da água. Funcionalmente, destinam-se a:

- a) Represar as águas do rio para permitir sua captação e desvio;
- b) Elevar o nível das águas, a fim de proporcionar um desnível adequado a um aproveitamento hidroelétrico ou condições de navegabilidade ao rio, garantindo, assim, profundidade adequada;
- c) Proporcionar o represamento do rio para a formação de reservatórios regularizadores de vazões para os diversos tipos de aproveitamento ou para o amortecimento de ondas de enchentes.

Barragens à gravidade – são aquelas em que o equilíbrio estático da construção, sob a ação das forças externas (empuxo hidrostático), realiza-se pelo próprio peso da estrutura, com o auxílio eventual da componente vertical do empuxo que atua sobre seus parâmetros.

Tipos:

- Barragens maciças (feitas com alvenaria de pedra, concreto armado ou concreto ciclópico (figuras 1.14(a), (b) e 1.15(a));
- Barragens de terra (figura 1.16);
- Barragens aliviadas a contrafortes;
- Barragens de placas planas ou em arco (figura 1.17(a), (b));
- Barragens de enrocamento (feitas de pedras soltas) (figura 1.18(a), (b)).

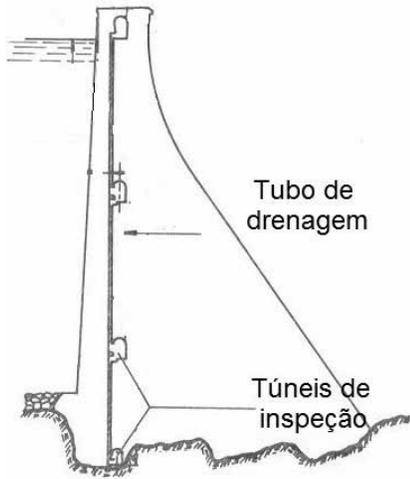


Figura 1.14 – Barragem maciça: (a) esquema, (b) barragem real



(a)



(b)

Figura 1.15 – (a) Barragem real, (b) túnel de acesso e inspeção

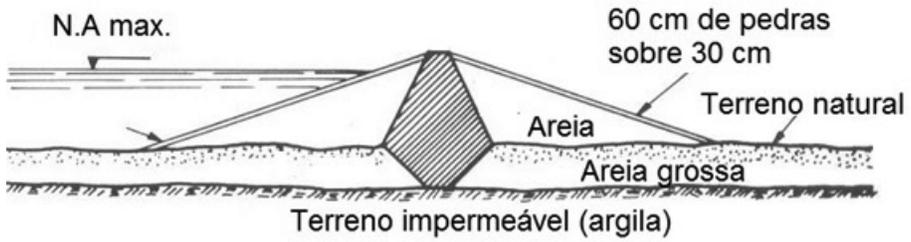


Figura 1.16 – Barragem de areia



(a)



(b)

Figura 1.17 (a), (b) – Barragens em arco

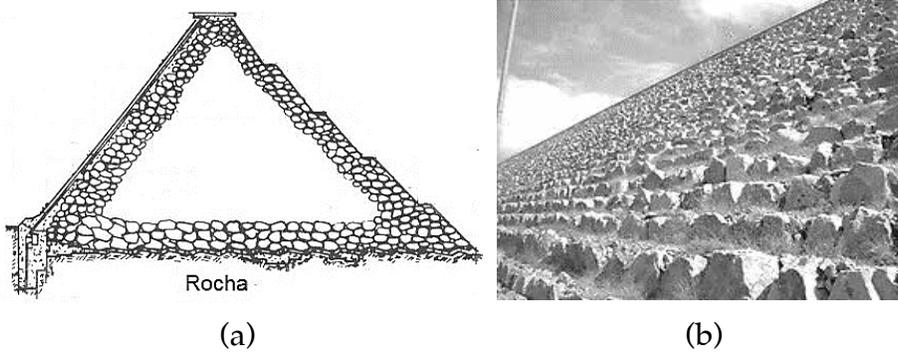


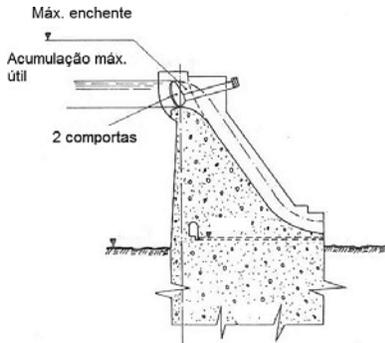
Figura 1.18 – Barragem de enrocamento: (a) esquema, (b) barragem real

Descarregadores de vazões excedentes – em toda barragem deve haver descarregadores de vazões excedentes decorrentes das cheias dos rios depois que sua capacidade de armazenamento for completada, evitando seu transbordamento em locais impróprios. Os descarregadores são basicamente de dois tipos: de superfície e de fundo.

### 1.3.3.3 Descarregadores de superfície ou vertedouros

A parte superior do corpo da barragem e o paramento de jusante são modificados em relação ao triângulo básico para permitir a passagem da água sobre o mesmo. Sua forma obedece a um traçado especial desenvolvido ao longo do tempo. O perfil de Creager é hoje ainda muito popular por sua eficiência. Podem ou não ser equipados com comportas para o controle da vazão. Em sua parte inferior, ao pé da barragem, é comum a construção de dissipadores de energia para que a água seja restituída ao leito natural do rio sem provocar erosão (figura 1.18(a), (b)).

Existem basicamente dois tipos de vertedouros: vertedouros de descarga livre, que são os que não possuem comportas capazes de controlar a vazão vertida, e vertedouros de descarga controlada, que possuem comportas.



(a)



(b)

**Figura 1.19 – (a) Seção transversal de um vertedouro, (b) vertedouro real**



(a)



(b)

**Figura 1.20 – (a) Detalhes do vertedouro real, (b) entrada de água do vertedouro de central real**



(a)



(b)

**Figura 1.21 – (a) Vista de frente do vertedouro de central real, (b) vista do vertedouro, à direita, da maquete de central**

### 1.3.3.4 Descarregadores de fundo ou drenos de areia

Situam-se na parte inferior da barragem, sendo o escoamento em pressão. A vazão é controlada por meio de comportas. Mesmo em barragens com vertedouros pode haver um ou mais descarregadores de fundo destinados a descarregar, periodicamente, o material assoreado no pé das mesmas, como mostra a figura 1.22, (a) e (b).

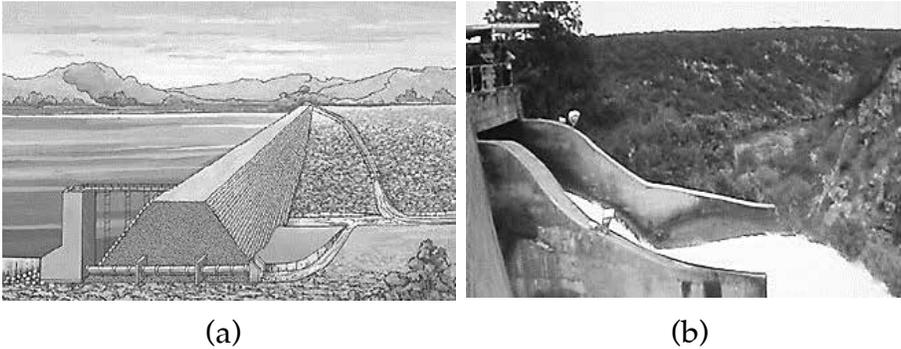


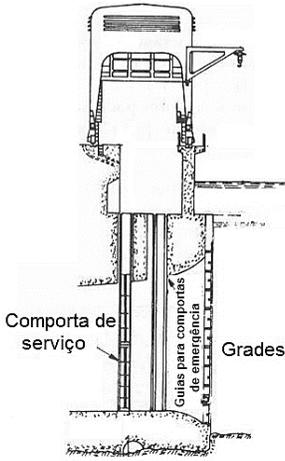
Figura 1.22 – Descarregadores de fundo: (a) esquema, (b) descarregador de fundo de central real

### 1.3.3.5 Captação e condutos de adução de água

#### E1) Tomadas de água

É o ponto onde se inicia a condução de água para as turbinas. Pode estar incorporada à barragem ou pode constituir uma estrutura independente (figura 1.23(a), (b)).

Pode operar em pressão ou também com superfície livre, dependendo de se tratar de barragem reservatório ou barragem de simples captação, respectivamente. Assim, elas podem ser classificadas de acordo com sua posição em relação ao nível da água no reservatório em dois tipos: tomadas d'água em pequena profundidade e tomadas d'água em grande profundidade. As primeiras são mais expostas ao fluxo de corpos flutuantes, tais como plantas aquáticas, folhas e galhos. Nas tomadas d'água de grande profundidade, a pressão exercida pela água é maior e por isso as comportas são mais pesadas.



(a)



(b)

Figura 1.23 – Tomada de água: (a) esquema, (b) central real

Seu equipamento consta, basicamente, do seguinte:

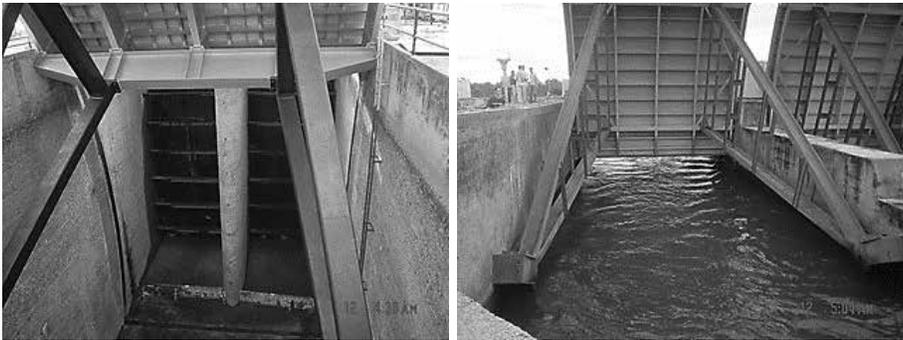
- a) Grades de proteção – com a finalidade de interceptar material carregado pelo rio e que possa danificar ou travar as turbinas (pedras, galhos, árvores etc.). São constituídas normalmente por painéis de barras de seção retangular, cujo espaçamento depende da dimensão mínima do material que se deseja reter, como é mostrado na figura 1.24. São limpas através de um dispositivo chamado máquina limpa grades.



Figura 1.24 – Grades de proteção em central real

- b) Comportas – destinam-se a abrir ou fechar a admissão da água nos condutos. Equipadas, em geral, com sistemas de fechamento rápido para casos de emergência (figuras 1.25(a), (b), 1.26(a), (b), 1.27(b) e 1.28).

Além das comportas, existe, em geral, um sistema de vigas de vedação (comportas de emergência ou *stop-logs*, que permitem o fechamento da tomada de água para fins de manutenção das comportas com o reservatório cheio. Os pórticos rolantes são usados para a colocação e retirada dos *stop-logs* dos tubos de sucção) (figura 1.28). Podem igualmente ser equipadas com comportas auxiliares para o enchimento dos condutos, proporcionando equilíbrio hidrostático em ambos os lados das comportas principais, reduzindo os esforços necessários à sua abertura.



(a)

(b)

Figura 1.25 (a), (b) – Comportas de uma central real

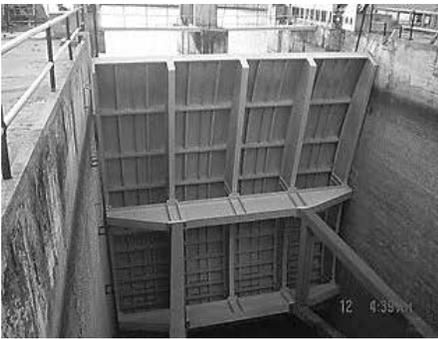


(a)

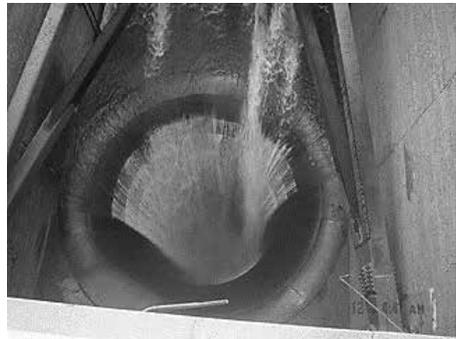


(b)

Figura 1.26 – (a) Comportas abertas de central real, (b) comporta quase fechada, com água caindo no conduto da turbina



(a)



(b)

Figura 1.27 – (a) Comporta fechada, (b) água caindo no conduto da turbina

- c) Tubos de aeração – nas tomadas de água em pressão, imediatamente a jusante das comportas, deve haver um tubo ou galeria vertical aberto em sua parte superior para permitir a entrada de ar na tubulação após um fechamento rápido das comportas, para evitar a formação de depressões no interior das tubulações de adução que poderiam levar a seu esmagamento.

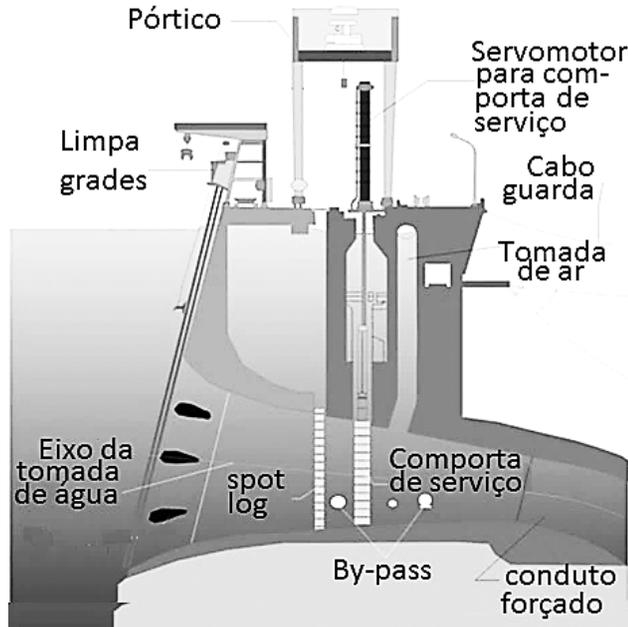


Figura 1.28 – Visão de comporta e *spot-log*

## E2) Condutos de adução de água

Destinam-se à condução de água da barragem às turbinas (figura 1.29). Podem ser considerados dois grupos: condutos de baixa pressão e condutos forçados. Uns como os outros podem ser executados em forma de galerias ou túneis escavados na rocha, solução preferida atualmente, como também a céu aberto.

Os condutos de baixa pressão caracterizam-se por apresentar, normalmente, baixas declividades e, conseqüentemente, baixas velocidades de escoamento, o que permite, quando em galerias através de rochas, a dispensa do revestimento.

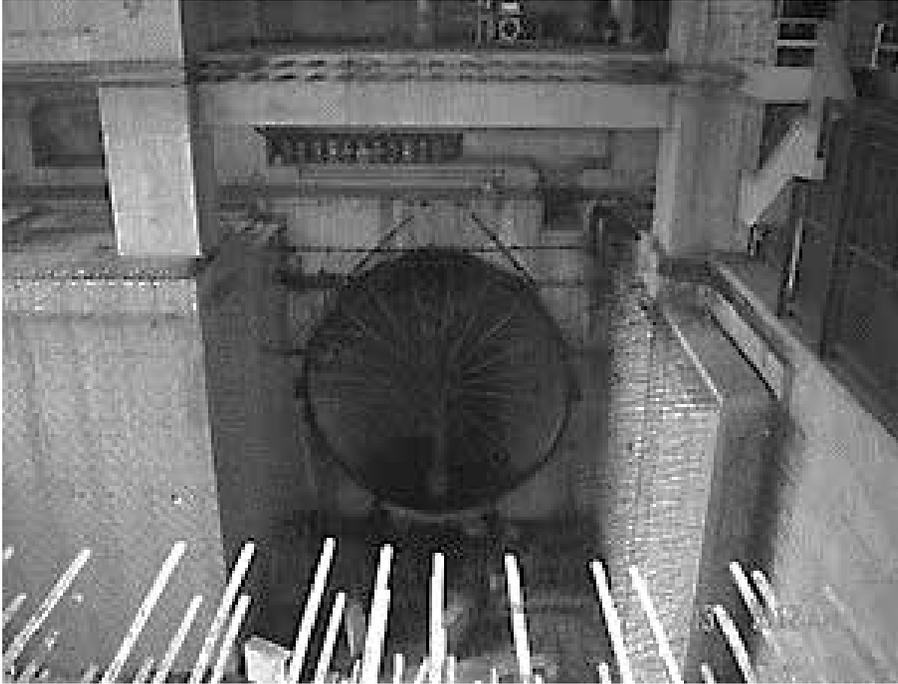


Figura 1.29 – Conduto de baixa pressão

Os condutos forçados são condutos fechados, em que o escoamento se dá a pressões crescentes de montante para jusante, estando sua parte inferior submetida à pressão máxima do aproveitamento. Podem ser executados tanto em galeria como a céu aberto (figuras 1.30(a), (b) e 1.31).

No primeiro caso, serão sempre revestidos para se reduzir o coeficiente de atrito causador de perdas dinâmicas.

Os condutos a céu aberto são constituídos por tubulações armadas no terreno. Para médias e altas pressões, empregam-se os tubos de aço soldados, cinturados ou não.

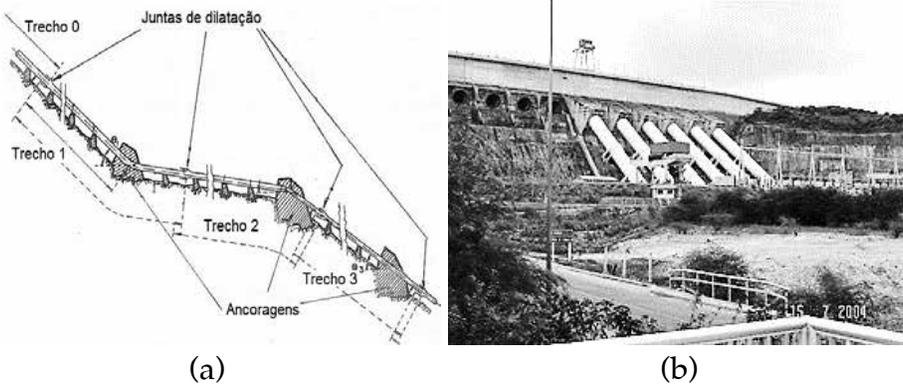


Figura 1.30 – Condutos forçados ao ar livre: (a) esquema, (b) condutos forçados de central real



Figura 1.31 – Condutos forçados vistos de perto – central real

### 1.3.3.6 Casa de máquinas

As casas de máquinas têm a finalidade de alojar as máquinas e os equipamentos, possibilitando sua montagem, ou eventual desmontagem, e a sua operação e manutenção (figura 1.32).

A casa de força pode ser a céu aberto com superestruturas que suportem o teto e as vigas para os trilhos das pontes rolantes (tipo fechado) ou sem superestruturas e com guindaste-pórtico em lugar das pontes rolantes (tipo semiaberto), ou subterrâneo, em caverna ou aterrada. Em todos esses casos, as dimensões das salas de máquinas são determinadas pelo tamanho destas e dos demais equipamentos.

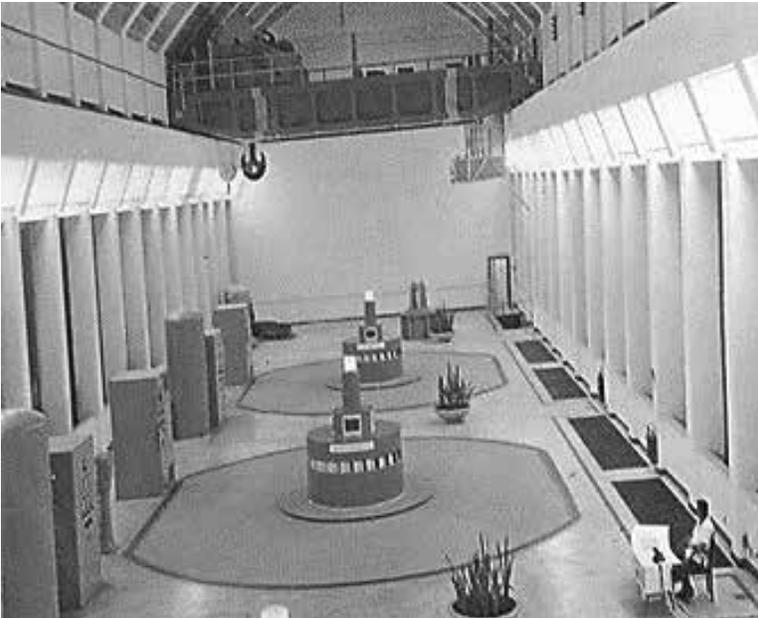


Figura 1.32 – Casa de máquinas de central real

### 1.3.3.7 Restituição de água ao leito do rio

Uma vez turbinada, a água deve ser restituída ao leito do rio. Nesse ponto, a energia é mínima, pois se pressupõe que o máximo foi retirado.

A restituição se inicia à saída dos tubos de sucção (figura 1.33) nas máquinas a reação ou à saída das pás nas máquinas a ação. Por isso mesmo deve estar o mais próximo dos leitos naturais dos rios.

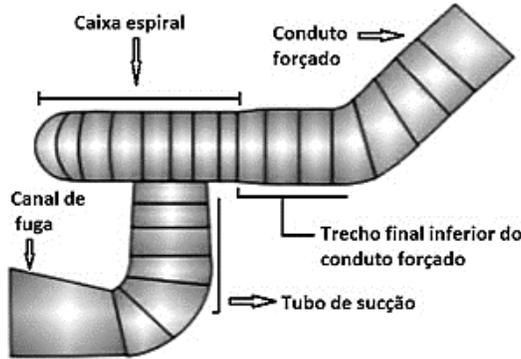


Figura 1.33 – Tubo de sucção

Quando isso não for possível, canais ou galerias de restituição serão construídos. Quando estas últimas estiverem associadas a máquinas a reação, cuja instalação exija que fiquem abaixo do nível do rio no local da restituição, essa se fará em pressão e, se seu comprimento for razoável, o fenômeno do golpe de aríete e o das oscilações de massa podem ocorrer também nessas galerias. Isso exige a instalação de chaminés de equilíbrio a jusante das turbinas no início da galeria. A figura 1.34 mostra um exemplo típico.

No que se segue, será suposto que o volume do reservatório da central hidroelétrica é suficientemente grande para que a altura de queda possa ser considerada constante durante os períodos de interesse para análise do controle. Em outras palavras, a fonte de água será considerada como uma “barra infinita”. A água é conduzida do reservatório para a turbina através do conduto forçado. O fluxo de água através do conduto forçado provoca uma perda de carga, cujo efeito é equivalente a uma redução na altura de queda.

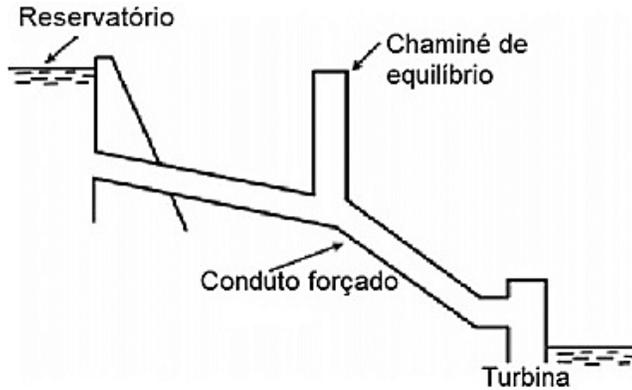


Figura 1.34 – Conduto forçado e chaminé de equilíbrio

Um dos problemas mais sérios associados ao projeto de condutos forçados é o fenômeno do golpe de aríete. Este é definido como a variação em pressão, acima ou abaixo da pressão normal, causada por súbitas variações na vazão no conduto forçado. Em seguida a uma rápida variação da carga elétrica, o regulador de velocidade reage, provocando a abertura ou o fechamento do distribuidor. Isso faz com que uma onda de pressão percorra o conduto forçado, a qual pode provocar grandes esforços sobre suas paredes. A onda de pressão é refletida no outro extremo do conduto forçado e oscila ao longo do mesmo até ser amortecida por efeito do atrito. Em consequência, as paredes do conduto forçado devem ser bem reforçadas não apenas próximo à turbina, mas em toda sua extensão.

O fenômeno do golpe de aríete pode causar violentas oscilações de pressão que podem interferir na operação da turbina. O regulador de pressão auxilia no controle do golpe de aríete positivo (onda viajando no sentido distribuidor-reservatório), mas não alivia o golpe de aríete negativo (em sentido contrário).

Para condutos forçados longos, costuma-se utilizar um dispositivo chamado chaminé de equilíbrio para aliviar tanto o golpe de aríete positivo quanto o negativo. Trata-se de uma espécie de tanque localizado em um dado ponto do conduto forçado (figura 1.35). Para a máxima eficiência, a chaminé de equilíbrio

deveria estar o mais próximo possível da turbina. Porém, como deve ser suficientemente alta para resistir a golpes de aríete positivos sem transbordar, ela é geralmente instalada no início da descida mais inclinada do conduto forçado. A chaminé de equilíbrio deve ser alta o suficiente para evitar que o ar seja sugado para dentro do conduto forçado.

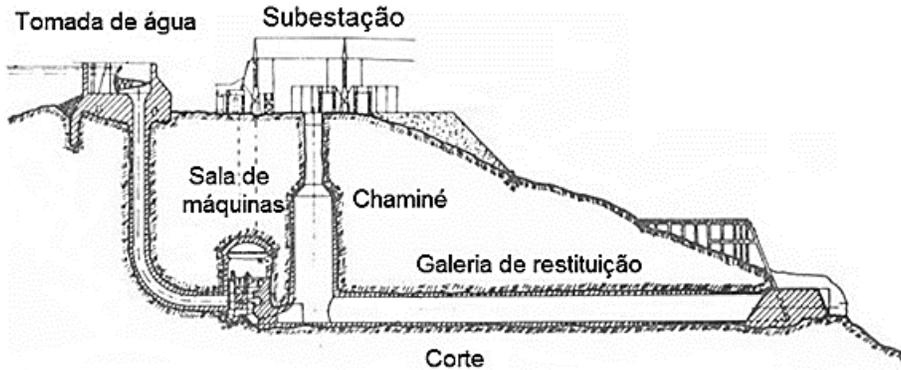


Figura 1.35 – Chaminé de equilíbrio de central real

A figura 1.36, (a) e (b), mostra a restituição de água para o leito do rio.

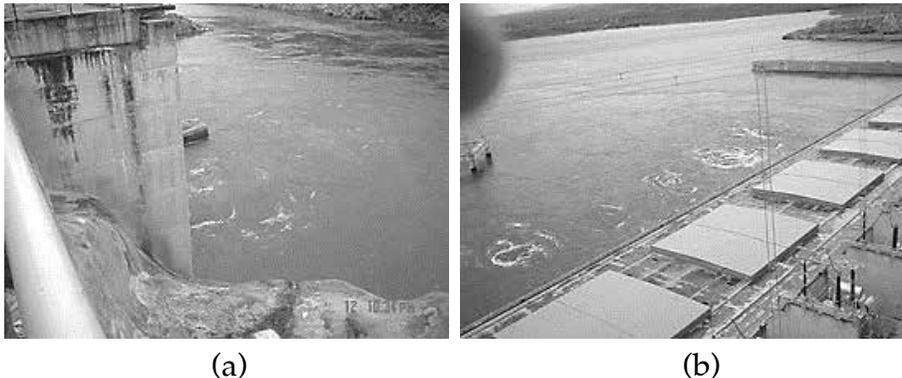


Figura 1.36 (a), (b) – Restituição de água ao leito do rio em uma central real

### 1.3.3.8 Equipamentos

Os equipamentos elétricos de uma central hidroelétrica (da caixa espiral até o eixo superior do gerador) aparecem na seguinte ordem ascendente a partir da caixa espiral, como mostrado na figura 1.37.

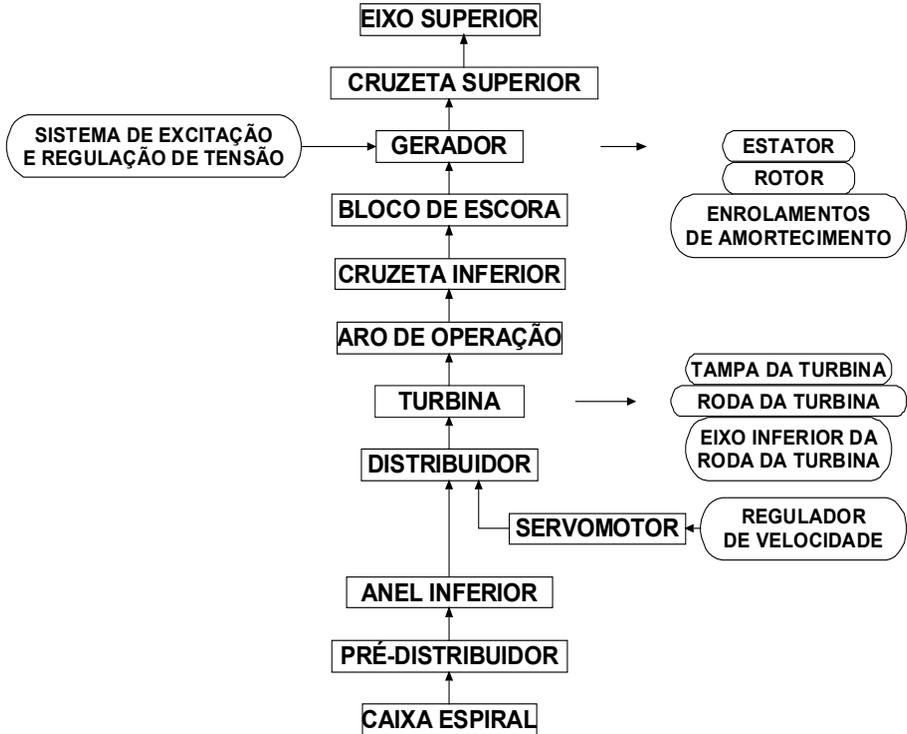


Figura 1.37 – Ordem ascendente de equipamentos em uma central hidroelétrica

**Caixa espiral** – é uma tubulação toroidal que envolve a região do rotor. A função é distribuir a água igualmente na entrada da turbina (figura 1.38(a), (b)).

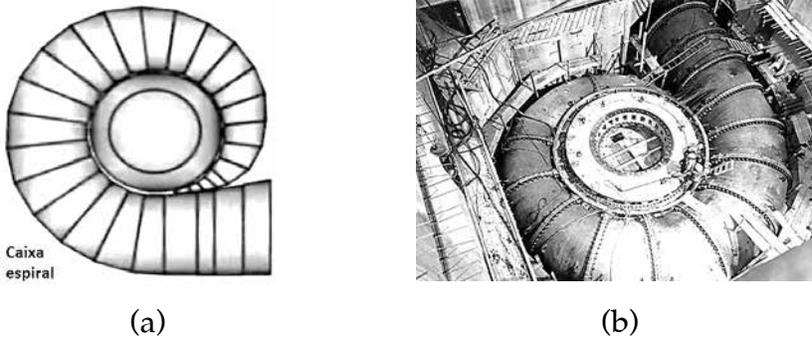


Figura 1.38 – Caixa espiral: (a) esquema, (b) caixa espiral de central hidroelétrica

**Pré-distribuidor** – tem a função de direcionar a água para a entrada do distribuidor. As palhetas fixas possuem um perfil hidrodinâmico de baixo arrasto para não gerar perda de carga e não provocar turbulência no escoamento. É soldado na caixa espiral (figura 1.39(a), (b)).

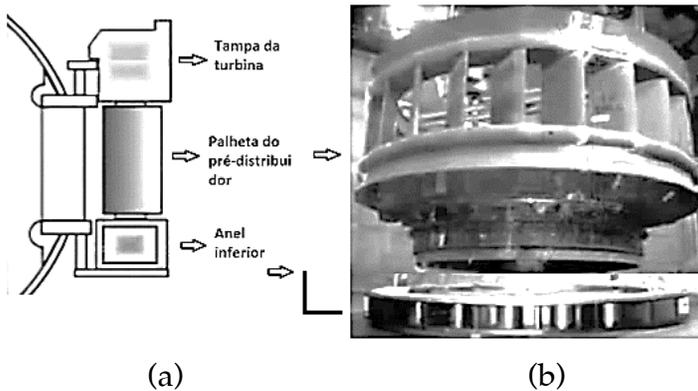


Figura 1.39 – (a) Esquema da palheta, pá do pré-distribuidor e anel inferior, (b) pré-distribuidor e anel inferior de central hidroelétrica

**Anel inferior** – é uma estrutura soldada bipartida acoplada por tirantes e pinos cilíndricos. É montado e centrado sobre o flange inferior do pré-distribuidor.

**Distribuidor** – é composto de palhetas móveis (todas as palhetas têm o seu movimento conjugado, movem-se ao mesmo tempo e têm um movimento igual) acionadas por um mecanismo hidráulico chamado de servomotores, montado sobre a tampa da turbina (figura 1.40 (a), (b), (c)). A potência da turbina é controlada pela vazão de água através do distribuidor.

Em frente à entrada do rotor encontra-se o distribuidor ou anel de aletas ajustáveis (anel de Fink) que podem girar um certo ângulo, a fim de controlar a descarga. Os eixos das aletas passam pela tampa da turbina e levam manivelas ligadas por meio de hastes ao anel do distribuidor. O anel recebe o comando para a regulação do fluxo de água de alimentação e transmite-o a todos os mecanismos de acionamento das aletas ajustáveis. Com essa operação de girar as pás do distribuidor, consegue-se ajustar a vazão da turbina à potência demandada em seu eixo mecânico-motriz. Como as pás diretoras móveis podem alcançar a posição tangencial ao rotor, a ponta de uma pá encosta-se ao corpo da adjacente, reduzindo a vazão do caracol a níveis tão pequenos que o rotor da turbina para de girar.

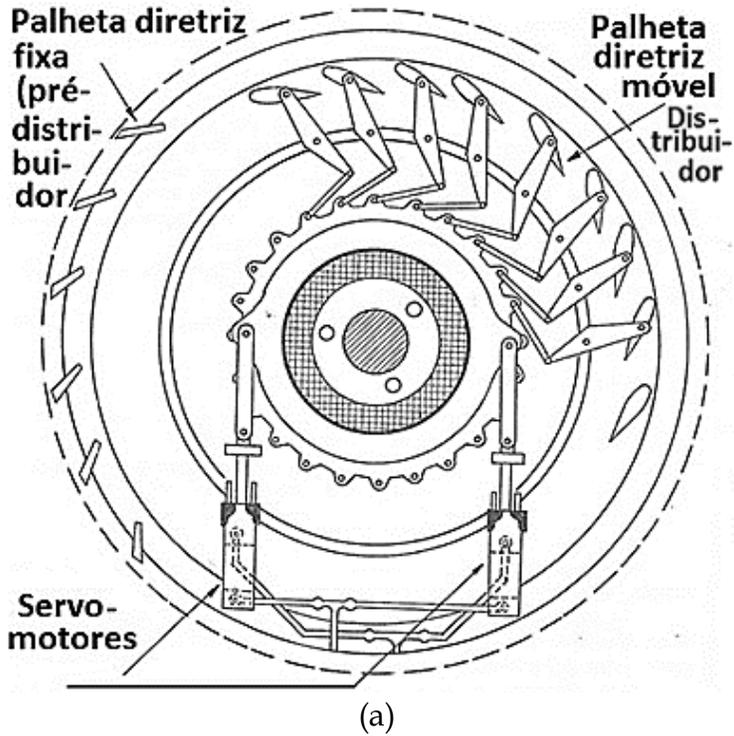
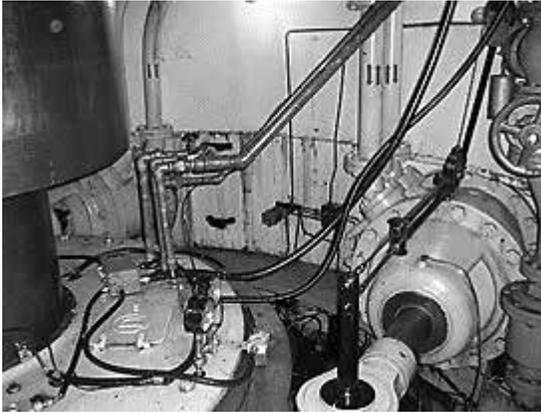


Figura 1.40 – (a) Esquema de distribuidor, (b) , (c) distribuidor de uma central real

**Servomotor** – é um pistão hidráulico cuja função é movimentar as palhetas do distribuidor, conforme a solicitação de carga no gerador (figura 1.41). Os comandos e acionamentos são através

do regulador de velocidade, que é um conjunto formador por motobombas, tanques de óleo com e sem pressão, compressores de ar e painéis eletroeletrônicos. São montados dois servomotores por máquina.



(a)



(b)

Figura 1.41 – (a) Servomotor de uma central, (b) balão de ar-óleo para acionamento do distribuidor

**Regulador de velocidade** – o regulador de velocidade tem como função manter a velocidade da máquina constante, agindo sobre o conjugado motor no sentido de mantê-lo em um valor igual ao conjugado resistente. Em outras palavras, o sistema de regulação de velocidade constitui-se em um conjunto eletro-hidráulico que tem como principal finalidade a regulação da potência ativa, através da alteração instantânea da velocidade da turbina, ou seja, modificando-se a vazão d'água para a mesma. Como o sistema elétrico tem uma frequência basicamente constante, isso faz com que a velocidade da unidade geradora também fique constante, transformando, assim, a variação da velocidade em variação de potência ativa.

Outra finalidade do sistema de regulação de velocidade é a de acompanhar automaticamente a variação de potência ativa o mais rápido possível, já que esta variação altera a rotação da turbina. Porém, a rapidez de regulação é limitada, pois a atuação

é feita somente depois que a rotação da turbina foi modificada. Além disso, há a inércia de todas as partes mecânicas da unidade. No entanto, esse tempo de resposta do sistema de regulação de velocidade deve estar dentro de uma faixa aceitável para a operação do sistema elétrico.

Para facilitar o entendimento, descrevemos a filosofia básica do sistema de regulação de velocidade de uma unidade geradora, demonstrada na área retangular da figura 1.42, onde consta o diagrama do sistema de regulação e do sistema regulado.

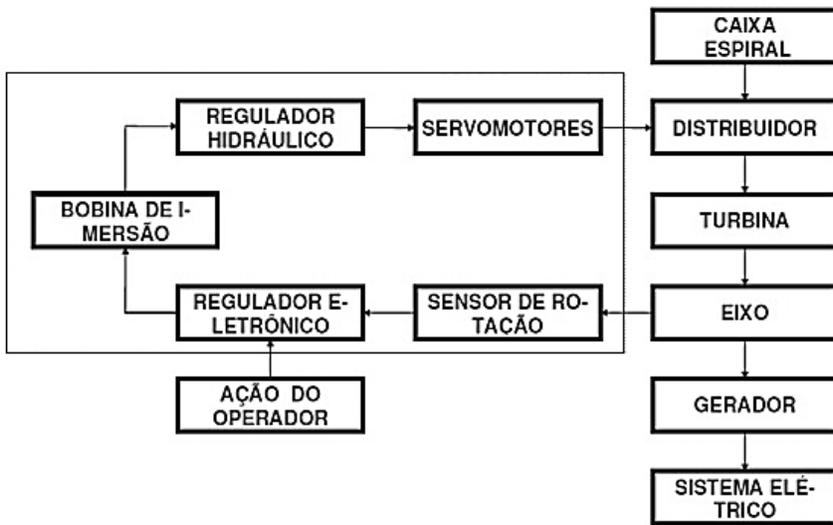


Figura 1.42 – Diagrama do sistema de regulação e do sistema regulado

**Sensor de rotação** – tem a finalidade de captar a rotação da unidade, transmitindo-a para o regulador eletrônico.

**Regulador eletrônico** – tem a finalidade de processar os sinais recebidos pela ação do operador e/ou do sensor de rotação e enviar comandos elétricos para a bobina de imersão.

**Bobina de imersão** – tem a finalidade de receber os sinais elétricos do regulador eletrônico e transformá-los em comandos hidráulicos para o regulador hidráulico.

**Regulador hidráulico** – tem a finalidade de transmitir os comandos hidráulicos provenientes da bobina de imersão para os servomotores.

**Servomotores** – têm a finalidade de receber os comandos hidráulicos do regulador hidráulico e transformá-los em comandos mecânicos de abertura ou fechamento do distribuidor da turbina.

As figuras 1.43 e 1.44 mostram um regulador de velocidade.



Figura 1.43 – Regulador de velocidade – parte externa

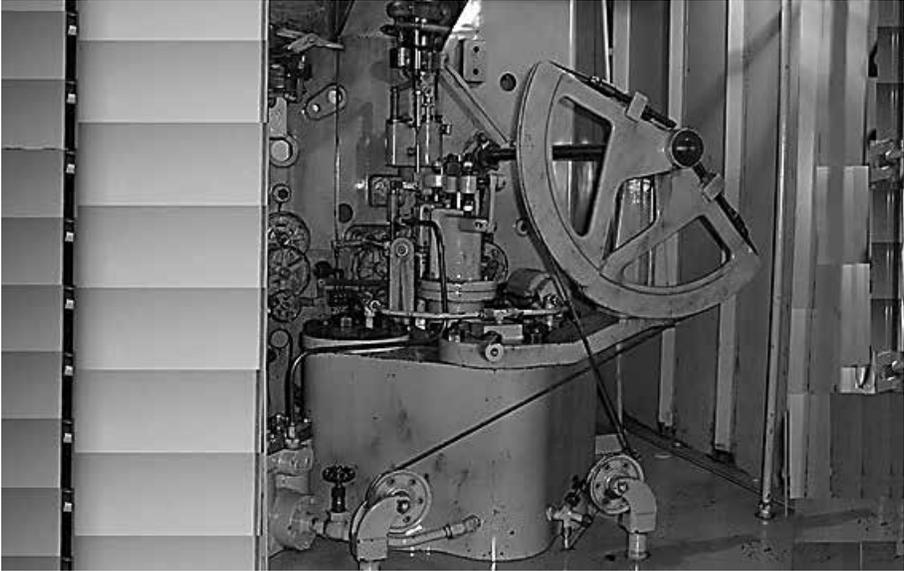


Figura1.44 – Regulador de velocidade – parte interna

**Turbinas** – este item tratará dos principais tipos de turbinas e máquinas utilizadas para geração de energia em centrais hidráulicas. São preferíveis os termos geração de energia e centrais hidráulicas à geração de eletricidade e central hidrelétrica, pelo fato de uma turbina poder gerar energia exclusivamente para o uso mecânico, vindo a acionar diretamente certos tipos de máquinas sem a necessidade da transformação em energia elétrica.

*Turbinas de ação* – são conversores hidromecânicos que operam com a energia cinética da água, recebendo energia na forma mecânico-hidráulica e fornecendo na forma mecânico-motriz. Toda energia potencial de aproveitamento, sem as perdas na tomada de água e nas canalizações de pressão e forçada, é transformada em energia cinética antes de chegar às conchas do rotor da turbina. Na atualidade, a turbina de ação mais conhecida e empregada é a Pelton, que é uma turbina de ação de jato livre (figura 1.45).

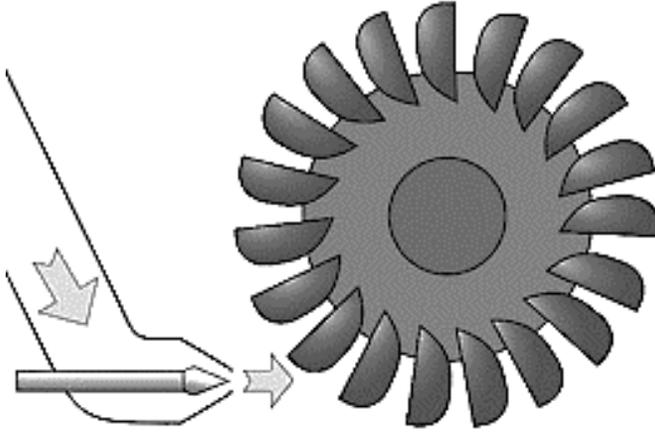


Figura 1.45 – Turbina Pelton

*Turbina Pelton* – as Pelton são turbinas de ação e operam com injetor ou injetores que dirigem um jato de água contra as pás de um rotor, que se denomina roda Pelton. O número de pás da roda Pelton, seu diâmetro e a sua velocidade angular estão intimamente ligados à altura topográfica do aproveitamento e à potência mecânica da turbina. A roda Pelton pode receber água vinda de um ou mais injetores, cujo número depende do tamanho das pás da roda ou do rotor e da vazão total firme do aproveitamento. Com base na experiência realizada com rotores Pelton, nos mais variados aproveitamentos estabeleceu-se a relação entre o raio do rotor Pelton, que é determinado pela distância entre o centro do jato que chega do injetor e o centro do eixo da turbina, e o diâmetro do jato. Essa relação não deve ser menor do que 8.

Com as turbinas Pelton tem-se conseguido vencer alturas topográficas superiores a 1.500 m e vazões relativamente grandes, de forma que uma turbina Pelton de eixo vertical pode atingir potências na casa dos 100.000 cv ou mais. Na tabela a seguir, apresentam-se alguns aproveitamentos brasileiros e algumas de suas características.

**Tabela 1.3 – Alguns aproveitamentos hidrelétricos Pelton no Brasil**

<i>Aproveitamento</i>	<i>Nº de turbinas</i>	<i>H top (m)</i>	<i>vazão (m³/s)</i>	<i>Local (Estado)</i>
Cubatão 1	9	720	12.0	São Paulo
Cubatão 2	6	684	12.7	São Paulo
Parigot de Souza	4	715	10.0	Paraná
Fontes	9	310	6.3	Rio de Janeiro
Macabu	5	317	1.3	Rio de Janeiro

*Turbinas de reação* – são máquinas hidráulicas que convertem energia mecânico-hidráulica, das formas cinética e de pressão, em energia mecânico-motriz. A água à saída do rotor pode estar à pressão positiva, negativa ou nula em relação à pressão atmosférica. Têm um funcionamento semelhante a um torniquete hidráulico, que são dispositivos usados na irrigação de jardins e trabalham aspergindo a água em regime rotativo. A movimentação em torno do eixo do torniquete hidráulico se deve à energia cedida pela própria água ao torniquete, num processo de conversão de energia. O torniquete endereça a água, de forma tangencial, num sentido, produzindo uma ação. As forças oriundas da reação dessa ação movimentam o torniquete em sentido contrário à saída da água.

*Turbina Francis* – a turbina Francis foi idealizada em 1849, tendo o nome do seu inventor, sendo que a primeira turbina foi construída pela firma J. M. Voith em 1873, passando desde então por aperfeiçoamentos constantes, como a utilização das pás diretrizes, também chamadas de pás Fink. Tem sido aplicada largamente, pelo fato de suas características cobrirem um grande campo de rotação específica. Atualmente, constroem-se essas turbinas para grandes aproveitamentos, podendo ultrapassar a potência unitária de 750 MW. As turbinas construídas entre 1930 e 1950 não possuíam rendimentos superiores a 85 %; hoje ultrapassam 92 % para grandes máquinas (figura 1.46).

É considerada uma turbina de reação, ou seja, funciona com uma diferença de pressão entre os dois lados do rotor. O rotor é constituído por um certo número de pás com curvatura especial, fixas e estruturadas entre as coroas interna e externa. Nesse tipo de turbina, o fluxo de água é orientado e distribuído igualmente, na direção radial por toda periferia de entrada do rotor, saindo na sua direção axial. As pás formam entre si canais cheios d'água em movimento. A água é aduzida ao rotor pela caixa espiral.

As pás do rotor são perfiladas de uma maneira complexa e uma caixa espiral distribui a água ao redor do rotor. Em operação, a água entra no rotor pela periferia, após passar através das pás diretrizes, as quais guiam o líquido em um ângulo adequado para a entrada das pás do rotor, deixando o mesmo axialmente em relação ao eixo.



Figura 1.46 – Turbina Francis

*Turbinas Kaplan* – é adequada para operar entre quedas até 60 m. A única diferença entre as turbinas Kaplan e a Francis é o rotor. Este assemelha-se a um propulsor de navio (similar a uma hélice) (figura 1.47). Um servomotor montado normalmente dentro do cubo do rotor é responsável pela variação do ângulo de inclinação das pás. O óleo é injetado por um sistema de bombeamento localizado fora da turbina e conduzido até o rotor por um conjunto de tubulações rotativas que passam por dentro do eixo.

O acionamento das pás é conjugado ao das palhetas do distribuidor, de modo que para uma determinada abertura do distribuidor corresponde um determinado valor de inclinação das pás do rotor.

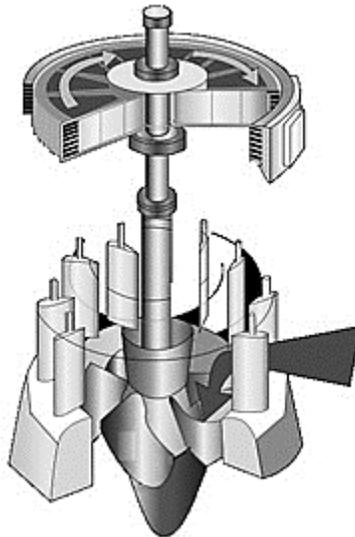


Figura 1.47 – Corte lateral de uma turbina Kaplan

Três fenômenos físicos devem ser observados na operação das turbinas: cavitação, vórtice e vibração.

O fenômeno de cavitação é muito frequente no interior de sistemas hidráulicos, decorrente do aparecimento de vapor neles

mesmos. Quando a pressão de saturação do líquido é atingida, surgem bolhas de vapor, que são arrastadas pelo líquido, dos pontos de pressão mais elevados. Nos trechos onde a pressão é alta, as bolhas se condensam violentamente, abrindo espaços para que o líquido seja impelido neles. Esse fenômeno se processa com grande rapidez. O choque contra as paredes do sistema provoca o arrancamento de material, constituindo o efeito denominado erosão da cavitação, como mostrado na figura 1.48.



Figura 1.48 – Danos causados em uma turbina Francis pela cavitação

As medidas corretivas são: injetar ar nas zonas de baixa pressão, elevar o nível de jusante, modificar o perfil das pás do rotor, usar materiais resistentes à erosão da cavitação e operar as turbinas em faixas apropriadas.

Os vórtices são redemoinhos que se formam na saída de um perfil imerso no fluido que se deslocam na direção do mesmo. Nas turbinas hidráulicas de reação como Francis e Kaplan, os vórtices produzidos na sucção trazem as seguintes consequên-

cias: produzem flutuações de pressão que implicam em oscilações na potência da máquina; os vórtices produzidos nas cargas parciais produzem oscilações no conjunto gerador-turbina; os vórtices de cargas parciais possuem energia alta em suas caudas, que têm movimentos desordenados, produzindo ruídos característicos de impactos contra as paredes do tubo de sucção, podendo vir a descolá-lo do cimento.

As vibrações das turbinas variam com seu porte e sua rotação. Várias causas provocam vibração nas turbinas, como: vórtices, cavitação, desbalanceamento, empeno do eixo etc. Os danos causados por esses fenômenos podem ser atenuados fazendo a turbina operar nas faixas mais adequadas. Tais faixas são denominadas de faixa eventual, faixa proibida e faixa recomendável.

Por exemplo, para uma máquina de 23 MW, a faixa de operação eventual é 0 a 4 MW. Isso quer dizer que a máquina poderá operar nessa faixa por um período de até 4 horas contínuas, não se permitindo intervalos menores do que 20 horas entre uma e outra operação. A operação contínua nessa faixa poderá causar danos à turbina. A faixa de 4 a 16 MW é considerada proibida. Se operada nessa faixa, a turbina sofrerá danos graves. A faixa de 16 a 23 MW representa o intervalo que a máquina tem o melhor desempenho, como mostrado na figura 1.49.

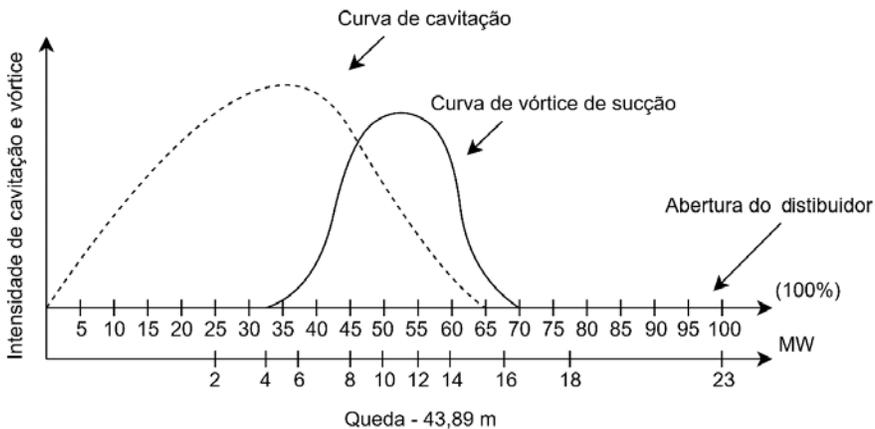
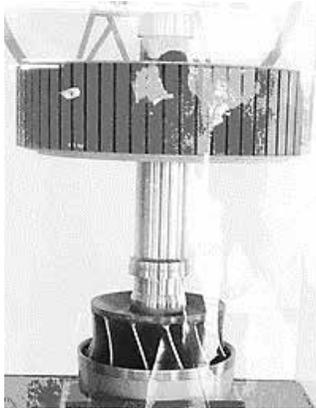


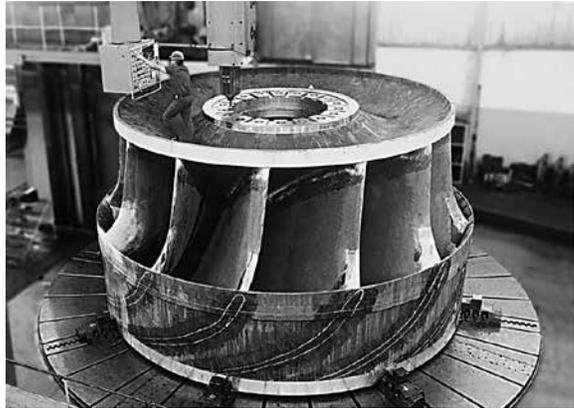
Figura 1.49 – Comportamento hidráulico de uma turbina para gerador de 23 MW

A velocidade que a turbina adquire em vazio com a abertura total do distribuidor é chamada de velocidade de disparo. Para as turbinas Francis, a velocidade de disparo não é maior do que 2 vezes a velocidade nominal. Já nas turbinas Kaplan a velocidade de disparo pode atingir valores maiores do que 2 vezes a velocidade nominal.

**Roda da turbina** – é a maior peça indivisível da unidade geradora. Na figura 1.50, (a), (b) e (c), a roda de uma turbina tipo Francis é mostrada em detalhes.



(a)



(b)



(c)

Figuras 1.50 – (a) Maquete da roda da turbina, (b) e (c) roda de uma turbina real

**Eixo inferior da roda da turbina** – é composto por quatro peças forjadas: o flange inferior, o tubo central em duas partes e o flange superior soldados e depois usinados (figura 1.51(b), (c)). A figura 1.51, (c) e (d), mostra o eixo inferior de uma turbina real.

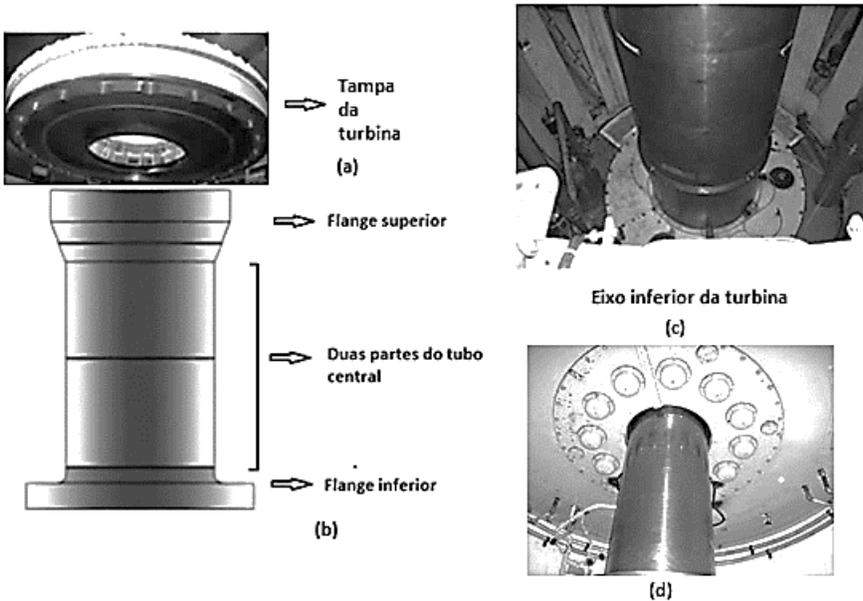


Figura 1.51 – (a) Tampa da turbina, (b) esquema do eixo inferior da turbina, (c) e (d) eixo inferior da turbina

**Tampa da turbina** – é uma estrutura soldada bipartida (figura 1.51 (a)). É montada e soldada no flange superior do pré-distribuidor. Tem a função de vedação e sustentação do aro de operação, das palhetas do distribuidor e mancal guia inferior. Mantém o equilíbrio dinâmico através das tubulações de água de fuga montadas na face inferior aliviando a pressão entre a tampa e a roda da turbina.

**Aro de operação** – é uma estrutura soldada inteiriça e guiada na tampa por meio de segmentos radiais e axiais autolubrificantes, cuja função é transferir o movimento retilíneo dos servomotores às alavancas de acionamento das palhetas através de um movimento circular (figura 1.52).



Figura 1.52 – Aro de operação de central real

**Cruzeta inferior** – é projetada e fabricada para suportar os esforços radiais e axiais nela desenvolvidos, o peso de toda parte rotativa, o empuxo hidráulico, a expansão térmica e os demais esforços que o sistema gera. Assegura a perfeita estabilidade do conjunto girante. Componentes básicos: a parte central e os braços (figura 1.53).

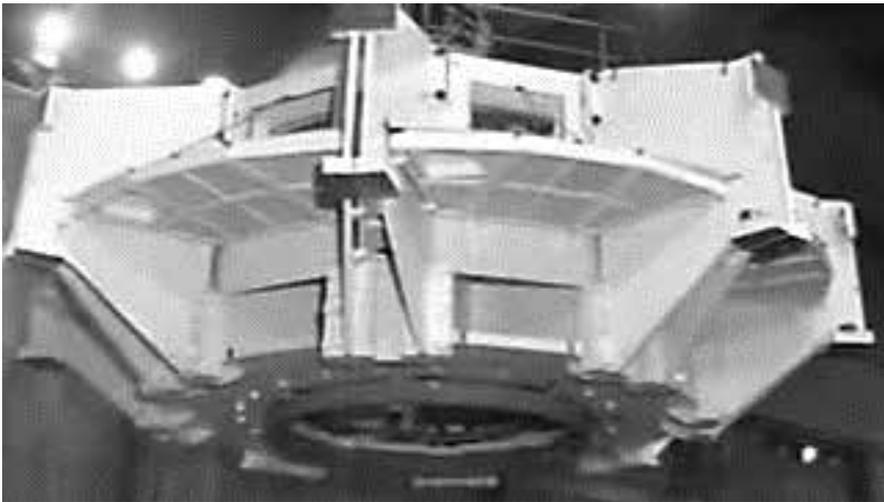


Figura 1.53 – Cruzeta inferior

**Bloco de escora** – é constituído de aço forjado em um único corpo maciço. É fixado ao cubo do rotor. Tem por finalidade suportar e transmitir de maneira segura aos mancais as cargas oriundas da turbina e do gerador (figura 1.54).



Figura 1.54 – Bloco de escora

**Gerador** – o gerador (figura 1.55) é constituído por duas partes principais chamadas de estator, que é a parte fixa, e de rotor, que é a parte móvel.

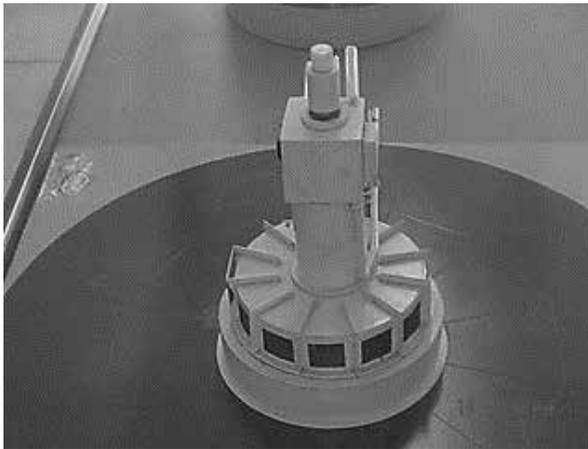


Figura 1.55 – Gerador

**Estator** – é formado por carcaça, núcleo, enrolamentos, guias de ar e trocadores de calor (figura 1.56).

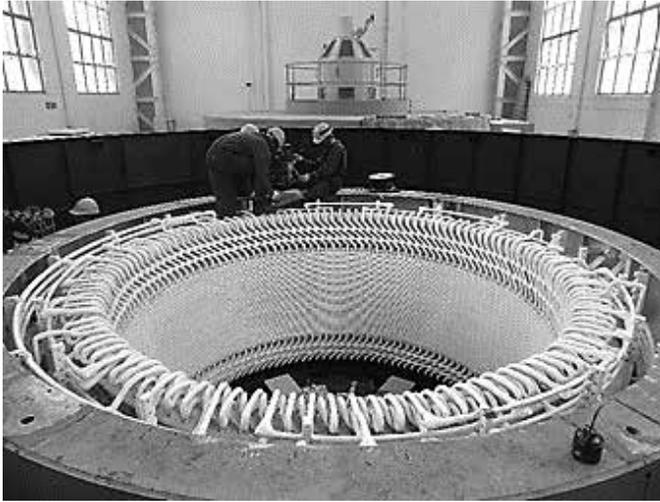


Figura 1.56 – Estator

**Rotor de polo saliente** – é composto de cubo, coroa (ou anel magnético), polos, componentes de fixação e travamento, como mostrado na figura 1.57. Nas centrais hidroelétricas, as máquinas giram com velocidades baixas. Por exemplo, na central de Itaipu, as máquinas de 60 Hz possuem 78 polos e as máquinas de 50 Hz possuem 66 polos e giram a uma velocidade de 92.31 e 90.91 rpm, respectivamente, pois,

$$n = \frac{120f}{n^{\circ} \text{ de polos}} \quad (1.6)$$

Onde:

$n \rightarrow$  é a velocidade do rotor, em rotações por minuto (rpm);

$f \rightarrow$  é a frequência do sistema potência.

Portanto, os rotores dessas centrais são construídos com vários polos salientes, enquanto nas centrais térmicas as velocidades de rotação são elevadas, por exemplo, 3.600 rpm e 1.800 rpm, e os rotores são cilíndricos (lisos), de aço maciço, com 2 ou 4 polos.

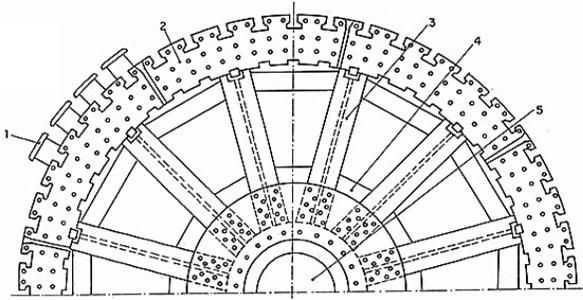


Figura 1.57 – Partes componentes do rotor

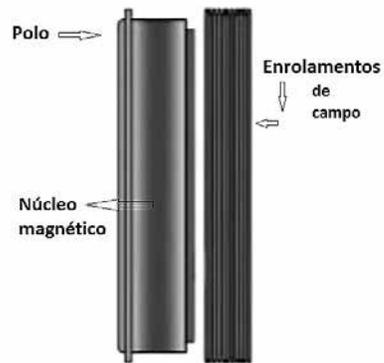
Legenda:

- 1 – Polo saliente;
- 2 – Coroa;
- 3 – Aranha;
- 4 – Cubo;
- 5 – Eixo.

A figura 1.58, (a) e (b), mostra vistas de rotor de pólos salientes e de um polo do rotor.



(a)

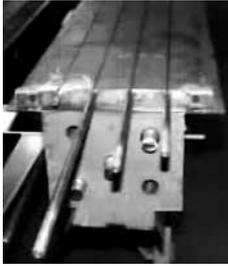


(b)

Figura 1.58 – (a) Rotor de pólos salientes, (b) enrolamento e núcleo magnético de um polo do rotor

**Enrolamentos de amortecimento** – ficam no rotor. Sua função é de reagir às oscilações eletromecânicas contribuindo para a estabilidade do gerador e principalmente do sistema elétrico. São constituídos por barras cilíndricas de cobre eletrolítico trefiladas,

montadas em quatro núcleos na parte frontal de cada polo (figura 1.59(a), (b)). Essas barras são interligadas por barras chatas de cobre que fecham o circuito elétrico no lado superior e inferior (figura 1.59(c)). A conexão dos enrolamentos de amortecimento de um polo para os adjacentes é feita através de conexões flexíveis (figura 1.59(d)). Uma vista completa dos enrolamentos de amortecimento é mostrada na figura 1.59(e).



(a) Enrolamentos de amortecimento



(b) Enrolamentos de compensação montados em quatro núcleos na parte frontal de cada polo



(c) Barras chatas de interligação dos enrolamentos de amortecimento



(d) Conexões flexíveis para interconexão de um enrolamento de amortecimento com outro



(e) Vista dos enrolamentos de amortecimento com barras chatas e conexões flexíveis sobre o polo do rotor

Figura 1.59 (a), (b), (c), (d), (e) – Enrolamentos de amortecimento

A constituição de um polo de um rotor é mostrada na figura 1.60.

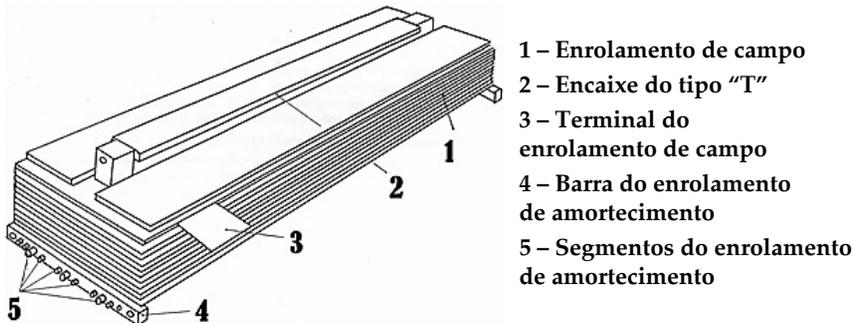


Figura 1.60 – Constituição de um polo

**Sistema de excitação e regulação de tensão** – a produção do fluxo magnético depende da passagem de uma corrente contínua pelo enrolamento de campo do rotor. Para que isso seja possível, é necessário a existência de uma fonte de alimentação capaz de suprir o circuito do enrolamento do rotor com corrente contínua. Essa fonte necessita de alguns recursos para o controle da corrente nela gerada. O conjunto desses elementos é conhecido como sistema de excitação e regulação de tensão, como mostrado na figura 1.61, (a) e (b). A corrente contínua responsável pela produção do fluxo magnético nos polos do rotor é chamada de corrente de excitação. O dispositivo destinado ao controle da corrente de excitação é chamado de regulador de tensão.



(a)



(b)

Figura 1.61 – (a) Sistema de excitação, (b) regulador de tensão

**Cruzeta superior** – a cruzeta superior tem a função de suportar e transmitir o esforço radial proveniente do gerador e da turbina para a fundação. O peso próprio é transmitido à fundação através da carcaça do estator. Componentes básicos: parte central e braços, que têm uma inclinação em relação ao eixo central (figura 1.62(a), (b)).



Figura 1.62 – (a) Cruzeta superior, (b) cruzeta superior vista de cima

**Eixo superior** – é feito de aço forjado como mostrado na figura 1.63. É acoplado com a face superior do cubo do rotor. Tem a função de suportar as cargas radiais provenientes do rotor, transmitido para o mancal de guia superior. A extremidade superior do eixo é reforçada para a colocação do colar de guia.

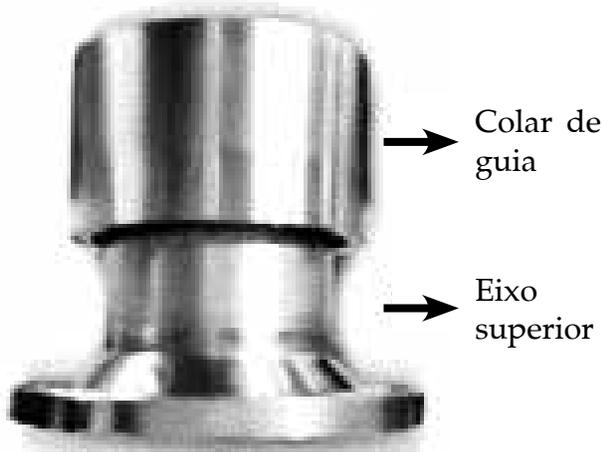


Figura 1.63 – Eixo superior

### 1.3.3.9 Subestação

A subestação possui, geralmente, os seguintes equipamentos: (a) transformadores elevadores, (b) reatores, (c) disjuntores, (d) para-raios, (e) chaves seccionadoras, (f) transformadores de potencial, (g) transformadores de corrente, (h) relés, (i) medidores, (j) chaves de aterramento e (k) barramentos. Descreveremos a seguir alguns desses equipamentos de uma subestação de alta tensão.

#### a) Transformadores elevadores

Para elevar ou abaixar o valor de tensão, sem alterar a frequência, são usados equipamentos denominados transformadores. Os transformadores de distribuição são transformadores de potência não superior a 500 kVA, destinados especificamente a serem ligados na rede de distribuição. Os transformadores de força são transformadores de potência superior a 500 kVA e são destinados a ser ligados na rede de transmissão. Os transformadores de três ou mais enrolamentos são utilizados para interligar três ou mais circuitos que podem ter tensões diferentes. Os transformadores de aterramento são usados em um sistema delta como uma fonte de terra, de tal maneira que um relé de corrente de terra possa ser usado para detectar ou isolar defeitos de linha para terra no sistema. Dois tipos de conexões para essas unidades de aterramento são normalmente empregados: estrela/delta e zigue-zague.

A figura 1.64 mostra os principais componentes e acessórios dos transformadores, os quais são descritos a seguir.

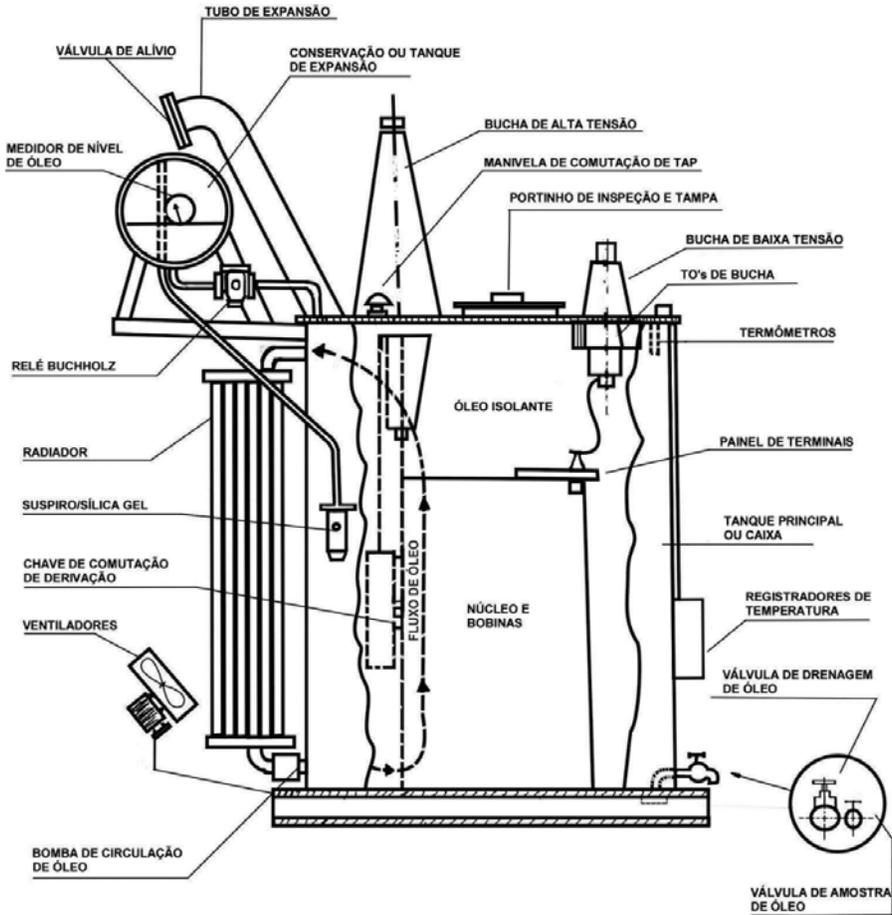


Figura 1.64 – Principais componentes e acessórios de transformadores

*Componentes:*

Enrolamentos – são um conjunto de bobinas de fio de cobre que, ao serem circuladas em uma corrente elétrica, produzem fluxo magnético.

Núcleo – é um conjunto de lâminas de aço-silício ou outro material magnético justapostas, que servem como parte do caminho do fluxo magnético.

Isolante – é um material não condutor, que proporciona a isolação elétrica entre duas partes em diferentes tensões.

Tanque principal – é um recipiente, geralmente, feito de aço soldado.

Buchas – é uma peça de material isolante (porcelana, papel, óleo) provida da passagem para um condutor elétrico, com o propósito de isolar o condutor da massa.

*Acessórios de proteção e medição:*

Relé de gás tipo Buchholz – é um dispositivo de proteção projetado para dar uma indicação de falhas internas que ocorrem em um transformador, do tipo com conservador, tais como: descargas internas, falhas nos isolamentos dos enrolamentos e do núcleo, perda de óleo etc. Esse relé pode operar da seguinte maneira: liga o alarme, mas não desliga o transformador; liga o alarme e desliga o transformador. A análise do gás contido no relé pode indicar: gás não inflamável indica resultado negativo da análise de acetileno; gás inflamável indica resultado positivo da análise de acetileno. O transformador tem defeito elétrico interno; nenhuma formação de gás indica que o nível de óleo do relé está baixando e o ar é aspirado quando se abre a válvula de drenagem.

Termômetro indicador da temperatura do óleo – é um termômetro convencional, do tipo bulbo, a gás ou a líquido, imerso em óleo (geralmente no topo do tanque principal).

Indicador da temperatura dos enrolamentos – é feito através de um dispositivo denominado “imagem térmica”.

Indicador de nível – é um instrumento destinado a assegurar o nível correto do líquido dentro do transformador. Esse indicador situa-se no tanque principal para pequenos transformadores e no conservador para unidades de força. Esse indicador tem uma marca de nível correto, para uma temperatura de 25 °C.

Tubo de expansão (explosão) com diafragma de alívio – esse dispositivo é empregado em transformadores cheios de líquidos do tipo com conservador. O tubo de expansão é um tubo de diâmetro grande (14 cm ou mais) que se prolonga alguns centímetros acima da tampa do transformador e curva-se em direção à terra no terminal de saída.

Válvula de segurança – é instalada na extremidade do tubo de expansão. Consiste em uma placa de material chamado ncarta, a qual é fabricada para romper-se ao ocorrerem pressões internas elevadas.

Conservador e dispositivo purificador de ar à sílica-gel – o conservador é um reservatório de líquido (óleo ou askarel) em desnível com o tanque principal e interligado através de uma tubulação. Tem a finalidade de permitir a contração e expansão do líquido, manter o tanque principal completamente cheio e impedir que o líquido do transformador entre em contato direto com o ar atmosférico. O dispositivo purificador de ar à sílica-gel é um dispositivo associado ao conservador, que tem por finalidade eliminar a umidade do ar atmosférico, quando ocorrem movimentos de dilatação e concentração no interior dos mesmos.

TCs de bucha – em transformadores grandes, para fins de proteção e medição é necessário ter uma indicação do valor das correntes que circulam através do transformador, que são feitas pelos transformadores de corrente tipo bucha (figura 1.65).

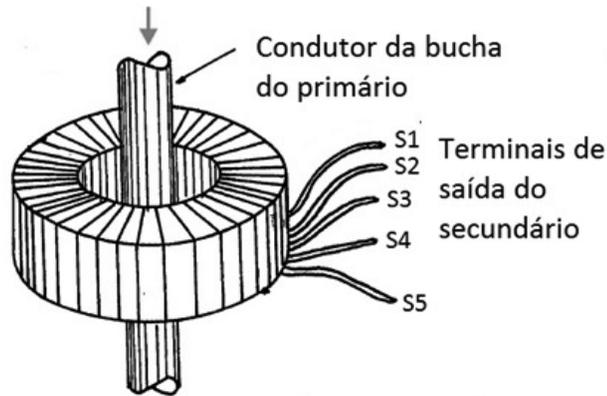


Figura 1.65 – TC de bucha

#### *Acessórios de refrigeração:*

Fluidos refrigerantes – são fluidos no estado líquido (óleo, askarel – servem também como isolantes – e água) ou no estado gasoso (ar), que servem para refrigerar o transformador, por meio da circulação natural ou forçada.

Radiador – é um acessório usado para aumentar a superfície de dissipação de calor do líquido isolante.

Ventiladores – são dispositivos usados para aumentar a dissipação de calor do líquido isolante.

Bomba de circulação forçada – é uma bomba utilizada para aumentar a velocidade do líquido isolante ou da água na passagem pelos trocadores de calor.

#### *Acessórios de regulação:*

Comutador de derivação sem tensão – são dispositivos empregados em transformador desenergizado, para pequenas mudanças de tensão de saída.

Comutador de derivação em carga – são dispositivos que permitem manter a tensão de saída de um barramento ou

consumidor, dentro de uma faixa determinada, sem necessitar a retirada da carga do sistema.

## b) Reatores

O reator é um equipamento elétrico composto de um único enrolamento que circunda um núcleo aberto, no qual é possível armazenar energia sob a forma de campo magnético, como mostrado na figura 1.66.

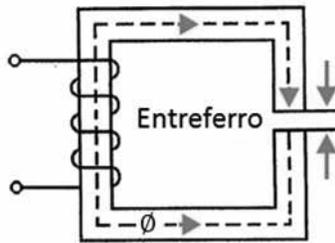


Figura 1.66 – Circuito magnético com entreferro

Um reator difere de um transformador em alguns detalhes, como: um reator possui apenas três buchas de fase e uma de neutro, enquanto um transformador possui mais de três buchas (exceto o transformador de aterramento tipo reator); o núcleo de um transformador é totalmente fechado, enquanto o núcleo de um reator apresenta entreferro.

A figura 1.67 mostra os principais componentes de um reator.

*Principais componentes:*

Bucha de tensão – peça de material isolante que contém passagem para um condutor elétrico energizado, com a finalidade de isolá-lo eletricamente do tanque.

Bucha de neutro – peça de material isolante que permite isolação do terminal de neutro do tanque.

Tanque do reator *shunt* – recipiente feito de aço soldado que contém o enrolamento e o núcleo do reator.

Tanque de expansão – possui comunicação com o tanque através da tubulação, a qual permite a expansão e contração do óleo isolante, durante as variações de temperatura.

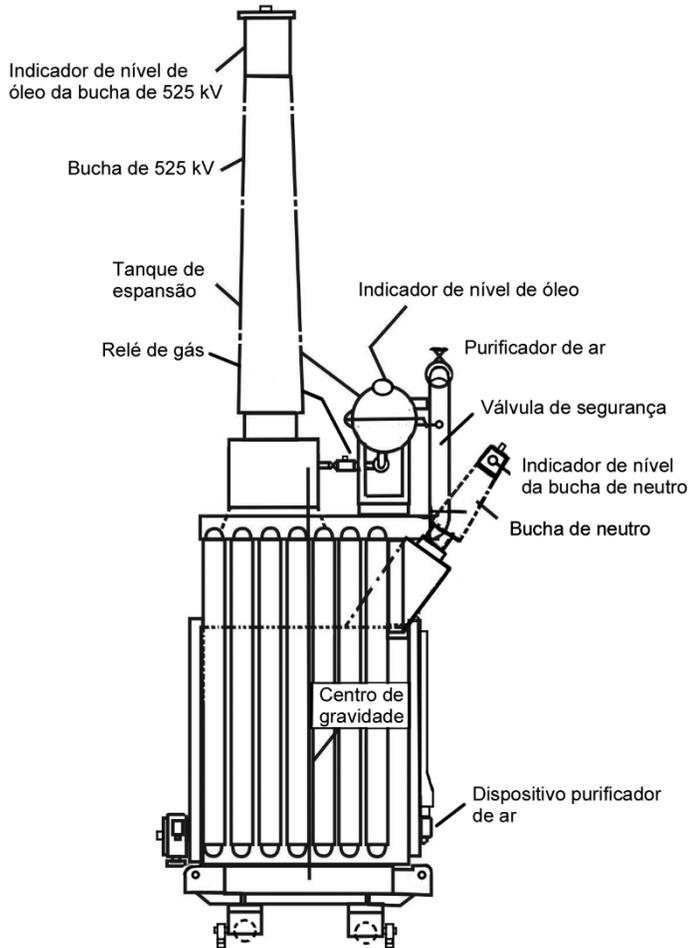


Figura 1.67 – Principais componentes de um reator

Relé de gás – é uma proteção contra defeitos internos no reator *shunt*.

Dispositivo purificador de ar com filtro de óleo – está associado ao funcionamento do tanque de expansão do reator *shunt*. Sua função é eliminar as partículas em suspensão e umidade existentes no ar atmosférico que penetram no tanque de expansão.

*Componentes acessórios:*

Alguns acessórios são os mesmos encontrados nos transformadores e já foram descritos anteriormente.

### c) Disjuntores

Disjuntor é um equipamento que tem como função manter ou interromper um circuito elétrico, sob condições de carga ou de falha. Sua função principal é isolar automaticamente partes defeituosas em sistemas de potência.

As partes básicas de um disjuntor são: câmara de interrupção, estrutura, circuitos de comando e controle e mecanismos de fechamento e abertura de contatos, como mostrado na figura 1.68.

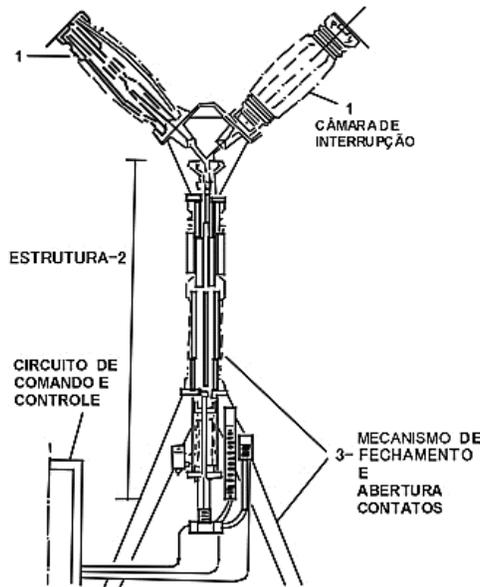


Figura 1.68 – Partes básicas de um disjuntor a SF6

Câmara de interrupção – contém o dispositivo de extinção de arco.

Estrutura – é composta de base e coluna polar, que tem a finalidade de isolar a alta tensão existente nas câmaras de interrupção e servir de suporte para as mesmas.

Circuito de comando e controle – permite comandar a liberação do mecanismo de acionamento, controlar as condições de pressão do meio de extinção, controlar, pela pressão, as condições do meio de acionamento e alarmar e sinalizar qualquer anormalidade.

Mecanismo de abertura e fechamento de contatos – esse mecanismo permite fechamento, disparo e religamento da unidade.

Os disjuntores são classificados quanto ao meio de extinção/ isolamento em:

- 1) A seco – usado em baixa tensão.
- 2) A sopro magnético – sendo a ação no arco totalmente análoga àquela de um violento sopro de ar. São chamados disjuntores a sopro magnético.
- 3) A vácuo – apresenta uma tendência de uso até 145 kV.
- 4) A ar comprimido – o mecanismo eletropneumático proporciona a operação mecânica do disjuntor e também a de efetuar a extinção do arco elétrico.
- 5) A gás SF<sub>6</sub> – quando o gás SF<sub>6</sub> é utilizado como meio para extinguir o arco e também como isolante. Na figura 1.69, são mostradas as partes constituintes desse disjuntor.
- 6) A óleo – pequeno volume de óleo: quando o óleo é utilizado para extinção do arco e principalmente como agente regenerador do espaço entre contatos e não como isolante das partes energizadas; e grande volume de óleo: quando o óleo, além de sua função de agente para extinção do arco, é utilizado como agente isolante. A figura 1.70 ilustra esse tipo de disjuntor.

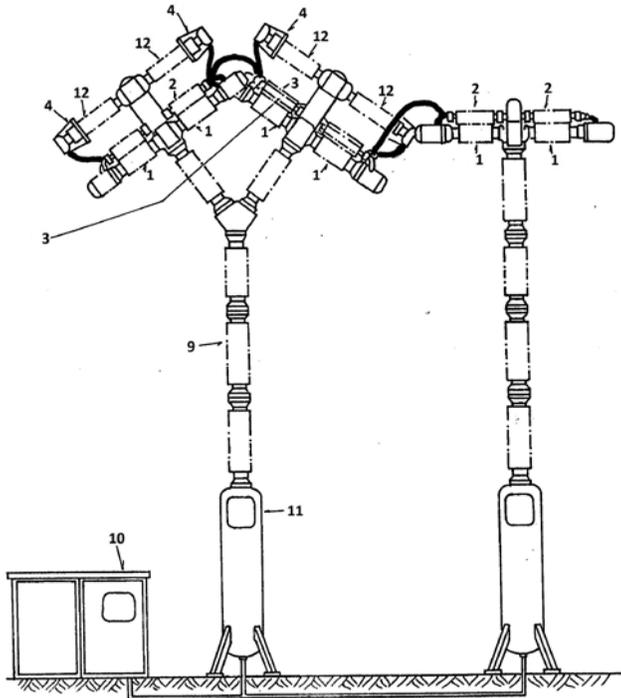


Figura 1.69 – Componentes de um disjuntor a SF6

**Legenda:**

- 1 – Câmaras de extinção – em cada módulo Y existem quatro câmaras de interrupção. Cada câmara contém um par de contatos.
- 2 – Capacitores de equalização – têm a finalidade de proporcionar uma distribuição uniforme de tensão entre as câmaras principais durante a operação de abertura. São quatro capacitores em cada polo Y e dois em cada polo T.
- 3 – Isoladores de controle – são ocios e têm a finalidade de permitir a passagem do ar através deles durante o fechamento e a abertura.
- 4 – Anéis anticorona – a finalidade dos anéis é evitar a formação de descargas elétricas através do ar, ao redor das extremidades onde estão instaladas, ou seja, evitar o efeito corona.
- 9 – Isoladores de suportes – colunas de isoladores que suportam mecanicamente os módulos. Dentro delas encontram-se as hastes de acoplamento do disjuntor.
- 10 – Cabine de controle.
- 11 – Reservatório de ar comprimido – contém ar comprimido à pressão de  $31.2 \text{ kg/cm}^2$ .
- 12 – Resistores de pré-inserção – sua finalidade é reduzir as sobretensões provocadas no sistema pela operação de fechamento dos disjuntores. São quatro resistores por fase instalados no módulo Y.

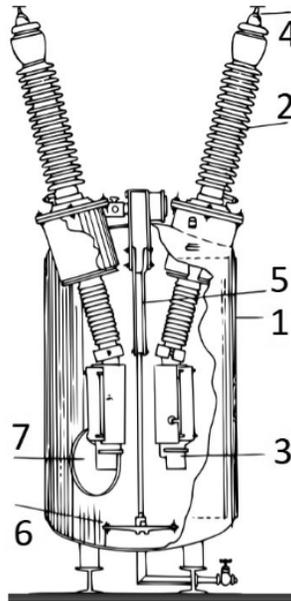


Figura 1.70 – Disjuntor a grande volume de óleo

Legenda:

- 1 – Tanque metálico;
- 2 – Bucha isolante;
- 3 – Câmara de extinção;
- 4 – Terminal externo;
- 5 – Haste central isolante;
- 6 – Contato móvel;
- 7 – Contato fixo.

#### d) Para-raios

O para-raios é um dispositivo destinado a proteger o equipamento elétrico contra sobretensões transitórias elevadas. As suas funções essenciais são:

- Atenuar surtos de tensão a valores suportáveis pelo nível de isolamento do equipamento;
- Limitar a corrente de descarga e impedir a passagem de corrente e frequência industrial, depois da ocorrência de um surto de tensão;

- Reduzir a corrente, logo após a descarga para a terra;
- Atuar sempre que haja sobretensões perigosas;
- Absorver e transferir a energia desenvolvida, em um surto de tensão, sem consequências danosas para o sistema.

Cabo para-raios – é um cabo normalmente aterrado situado acima dos condutores de uma linha aérea, com a finalidade de protegê-la contra descargas atmosféricas diretas, como mostrado na figura 1.71.

Para-raios tipo haste direta – é constituído por uma haste metálica reta e é instalada na parte mais alta, que deve proteger contra as descargas diretas do raio. A haste fica em posição vertical com sua extremidade inferior aterrada, como na figura 1.71.

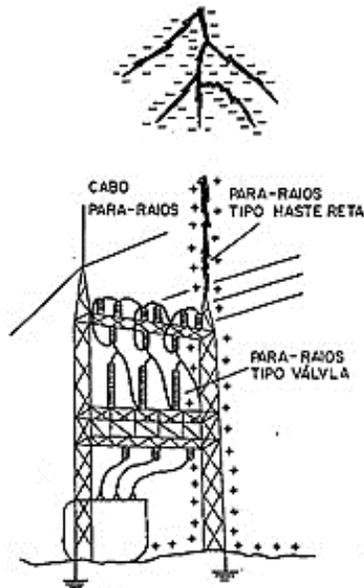


Figura 1.71 – Cabo para-raios e para-raios tipo haste

Os principais componentes de um para-raios são mostrados na figura 1.72.

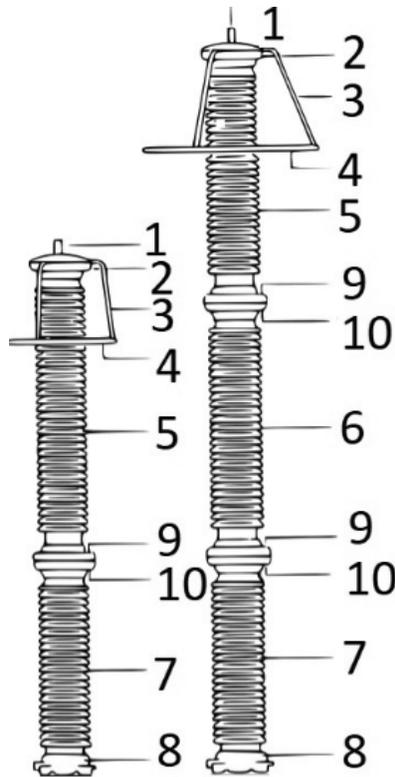


Figura 1.72 – Partes externas principais de um para-raios de alta tensão

**Legenda:**

- 1 – Pino de contato;
- 2 – Tampa e localização das aberturas para passagem das descargas das válvulas de alívio de pressão;
- 3 – Escora de suspensão;
- 4 – Anel equalizador;
- 5 – Seção superior isolante;
- 6 – Seção média isolante;
- 7 – Seção inferior isolante;
- 8 – Base do para-raios;
- 9 – Armação inferior do isolador e localização das aberturas para passagem das descargas das válvulas de alívio de pressão;
- 10 – Armação superior do isolador e localização das aberturas para passagem das descargas das válvulas de alívio de pressão.

### e) Chaves seccionadoras

A chave seccionadora é um equipamento cuja função principal é permitir o seccionamento de um circuito elétrico e isolar esse circuito ou um componente da fonte de energia na qual está ligado. As chaves seccionadoras de uma maneira geral somente podem ser manobradas quando o circuito estiver sem carga. Somente chaves especiais operam em carga.

Na figura 1.73 é mostrada uma chave seccionadora para tensão de 230 kV.

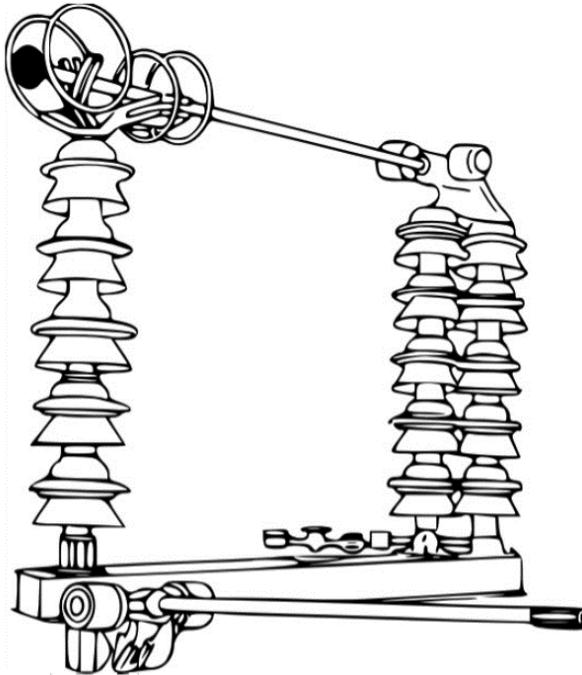


Figura 1.73 – Chave seccionadora de 230 kV, 1.600 A

### f) Transformador de potencial

Um transformador de potencial é um aparelho destinado a reduzir a alta tensão a valores convenientes para os circuitos de medição e proteção, além de isolar os instrumentos das tensões elevadas e perigosas. Na figura 1.74 é mostrado um transformador de potencial.

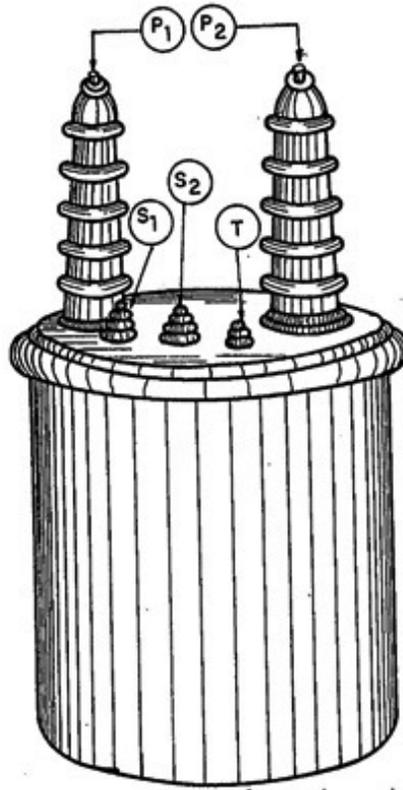


Figura 1.74 – Transformador de potencial

A tensão no secundário do transformador de potencial é padronizada em 115 V. Assim, podem ser encontrados TP de 230/115 V, 2.300/115 V, 13.800/115 V, 69.000/115 V, 138.000/115 V, 230.000/115 V, 500.000/115 V etc.

g) Transformador de corrente

Um transformador de corrente é um aparelho destinado a reduzir as intensidades de corrente do circuito primário a valores convenientes para os circuitos de medição e proteção. Na figura 1.75, (a) e (b), são mostrados transformadores de corrente.

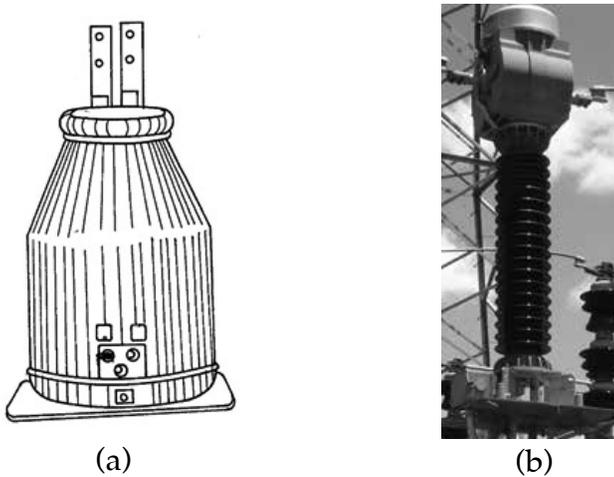


Figura 1.75 – Transformador de corrente: (a) desenho,  
(b) fotografia do TC de subestação de 138 kV

A corrente nominal do secundário do transformador de corrente é padronizada em 5 A. Assim, podem ser encontrados TC de 25/5 A, 50/5 A, 100/5 A, 200/5 A, 300/5 A, 400/5 A, 500/5 A, 700/5 A, 1.000/5 A, 1.200/5 A, 1.400/5 A 1.500/5 A, 2.000/5 A etc. Em certos casos, a relação de transformação é igual a 1. Nesses casos, a função do TC é isolar o aparelho da alta tensão.

## 1.4 Equipamentos Auxiliares das Centrais Hidroelétricas

Para a maioria dos comandos que não são acionados por sistemas elétricos de atuação direta, são utilizados os sistemas auxiliares hidromecânicos e hidropneumáticos: sistemas de ar comprimido, sistemas de tratamento de óleo, sistemas de esgotamento de drenagens, pórticos rolantes/pontes rolantes e máquinas limpa grades, entre outros.

Entre os sistemas ou equipamentos operados, destacam-se:

Sistemas óleo-dinâmico – são usados nos reguladores de velocidade para comando das pás e palhetas.

Sistemas hidráulico/pneumático – usados para comandos dos disjuntores e para freio do conjunto gerador/turbina.

Sistemas CO<sup>2</sup> – usados para acionamento dos sistemas automáticos de extinção de incêndios.

Sistema de esgotamento e drenagem – tem a finalidade de direcionar para o poço de esgotamento, por meio de bombas e tubulações, a água existente na tubulação forçada e no tubo de sucção, a fim de possibilitar a inspeção e o reparo das partes normalmente submersas da turbina, da tubulação forçada e do tubo de sucção. O sistema de drenagem de uma central hidroelétrica tem a finalidade de direcionar para o poço de drenagem a água utilizada nos refrigeradores dos geradores, compressores, mancais das unidades geradoras etc.

Ponte rolante e pórtico rolante – têm a finalidade de permitir internamente/externamente o carregamento/descarregamento de peças na montagem e atividades de manutenção do gerador. Este equipamento é chamado de ponte rolante quando localizado internamente na central hidroelétrica e pórtico rolante quando localizado externamente à central. Em algumas centrais, além da ponte rolante interna à central, encontramos pórtico rolante nos seguintes locais:

Barragem – próximo ao sistema extravasor de superfície.

Pátio externo – próximo à saída do tubo de sucção.

O pórtico rolante da barragem tem por finalidade a colocação e retirada dos *stop-logs* do vertedouro por ocasião da manutenção das comportas ou a retirada dos *stop-logs* do tubo de sucção.

Máquinas limpa grades – têm a finalidade de retirar as vegetações, detritos etc. que se acumulam nas grades de retenção das tomadas de água da central.

## 1.5 Operação do Grupo Gerador

A operação de uma central hidroelétrica compreende: execução de manobras para colocar e retirar os geradores em paralelo; ligação e desligamento de circuitos elétricos, hidráulicos e pneumáticos; operação do grupo gerador-turbina para atender à

carga; inspeção de máquinas e equipamentos; transmissão e recepção de dados e mensagens relativos à operação da central; registro e anormalidades observadas nos equipamentos; operação de disjuntores e chaves seccionadoras da subestação da central e operação de reservatórios através das comportas.

A operação do grupo gerador é feita seguindo a sequência seguinte:

- 1) Abertura de comportas de sucção;
- 2) Normalização do regulador de velocidade;
- 3) Abertura de comportas de adução;
- 4) Normalização do sistema de resfriamento da unidade geradora;
- 5) Normalização do sistema de lubrificação do mancal escora.

Para a partida da unidade geradora, certos procedimentos devem ser executados e dependem do tipo de regulador de velocidade usado do grupo gerador. De maneira geral, os procedimentos são os seguintes:

- a) Verificar se todos os equipamentos auxiliares do grupo estão devidamente ativados e supridos por suas fontes de alimentação e verificar os disjuntores, controle e sinalização.
- b) Fazer inspeção visual da não existência de objetos estranhos do gerador.
- c) Desbloquear os dispositivos de fechamento rápido do distribuidor da turbina, que o mantém travado na posição de fechamento.
- d) Verificar o circuito de frenagem com relação ao sistema pneumático a ar comprimido, verificando a pressão normal de trabalho.

Em seguida, é realizada a excitação do grupo gerador, que é feita através do disjuntor de campo do gerador. O processo de exci-

tação do gerador pode ser feito no modo manual ou automático: no modo manual, logo após ser fechado o disjuntor de campo do gerador. Um circuito de corrente contínua vindo dos serviços auxiliares faz o nível de tensão atingir um valor correspondente ao nível mínimo de excitação. Quando a tensão nos terminais da máquina estiver acima de 70 %, o disjuntor de excitação inicial é desligado e a máquina passa a fornecer sua própria corrente de excitação, como mostrado na figura 1.76. Então, a partir do valor anterior, o nível de tensão é ajustado ao valor nominal, através da chave de controle de tensão do regulador, no modo manual. No modo automático, após o fechamento do disjuntor de campo, a unidade deverá apresentar o valor de tensão correspondente à referência de tensão do regulador, quando a máquina estava em operação.

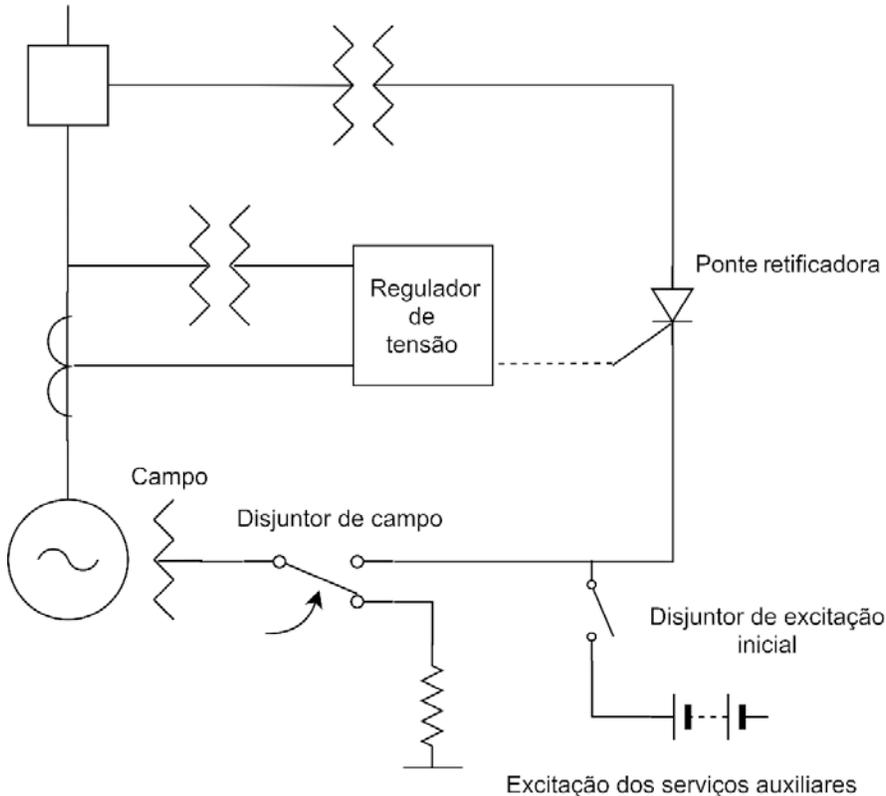


Figura 1.76 – Excitação do gerador

A última etapa é a sincronização e acoplamento do grupo gerador ao sistema de potência. Os pré-requisitos necessários ao paralelismo de geradores são: mesma sequência de fases, mesma frequência e mesma tensão em módulo e ângulo. Nessa etapa, é usado um sincronoscópio, como mostrado na figura 1.77.

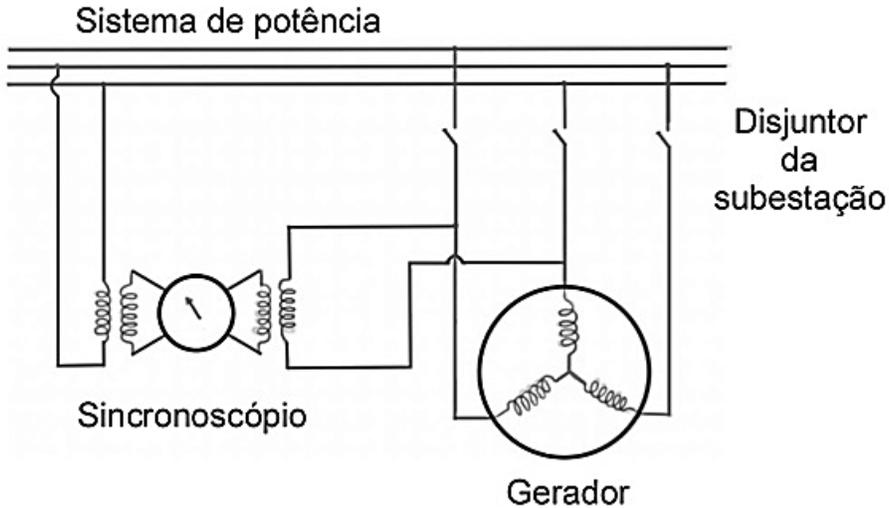


Figura 1.77 – Sincronização do gerador usando sincronoscópio

Um sincronoscópio é um dispositivo que mostra o instante correto de fechamento do interruptor de sincronização. O sincronoscópio tem um ponteiro que gira no mostrador. O ponteiro gira no sentido anti-horário se a máquina estiver funcionando mais devagar ou gira no sentido horário se a máquina estiver funcionando rapidamente. O interruptor de sincronização de sincronismo correto é quando o ponteiro estiver na posição vertical.

## 1.6 O Controle Potência Ativa – Frequência

A frequência elétrica dos sistemas de potência deve ser mantida o mais estável possível, sendo sua constância um critério de qualidade do fornecimento da energia. Restrições à operação com subfrequência podem ser listadas como:

- a) O bom funcionamento de diversos equipamentos elétricos (motores, relógios elétricos) depende essencialmente da frequência elétrica da rede.
- b) Aumento da fadiga das unidades geradoras e perda de vida útil.

De uma maneira geral, as cargas nas várias barras do sistema de potência variam com a frequência e com a tensão. Podemos observar esse fato considerando uma carga RL. A potência absorvida por essa carga é calculada como:

$$S = P + jQ = |V|^2 / Z^* \quad (1.7)$$

Mas,

$Z = R + j2\pi fL$ , vem:

$$P + jQ = \frac{|V|^2}{R - j2\pi fL} = \frac{|V|^2(R + j2\pi fL)}{R^2 + (2\pi fL)^2} = \frac{|V|^2 R}{R^2 + (2\pi fL)^2} + j \frac{|V|^2 (2\pi fL)}{R^2 + (2\pi fL)^2} \quad (1.8)$$

Logo, as potências ativa e reativa são calculadas como:

$$P = \frac{|V|^2 R}{R^2 + (2\pi fL)^2} \quad (1.9)$$

$$Q = \frac{|V|^2 (2\pi fL)}{R^2 + (2\pi fL)^2} \quad (1.10)$$

As equações (1.9) e (1.10) mostram que a potência ativa e a potência reativa aumentam com o quadrado da tensão.

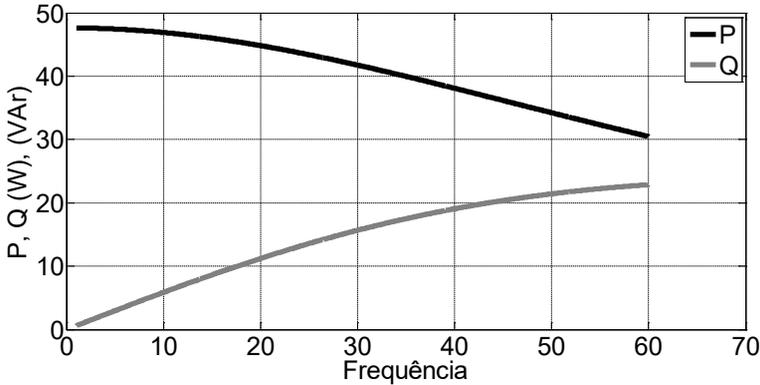


Figura 1.78 – Curva de potência x frequência para carga indutiva

Considerando um motor de indução de 50 HP, com rendimento de 0.85 e fator de potência de 0.80, com uma tensão aplicada de 480 V, obtemos as seguintes curvas de potência ativa e reativa em função da frequência.

O gráfico mostra que a potência ativa da carga diminui, enquanto a potência reativa da carga aumenta com o aumento da frequência.

Assim, as equações (1.9) e (1.10) são do tipo:

$$P = P(f, |V|) \quad (1.11)$$

$$Q = Q(f, |V|) \quad (1.12)$$

Em um sistema de potência, a maioria das cargas são compostas e têm dependência com a frequência e a tensão, mas a relação funcional não pode ser obtida analiticamente. Essa relação deve ser obtida de forma empírica, estimada ou medida.

Além da variação da frequência influenciar as potências ativas e reativas da carga, em um sistema de potência onde existem vários geradores em paralelo, há necessidade de se manter todas as máquinas em sincronismo, pois qualquer tendência de desvio da frequência, por parte de qualquer máquina, implicaria em alterações de sua potência e, em caso extremo, acarretaria a perda de estabilidade e do sincronismo, comprometendo todo o

sistema. A constância da frequência é normalmente mantida nos limites de  $\pm 0.05\text{Hz}$ .

A frequência elétrica numa máquina síncrona está diretamente ligada à rotação da mesma. Em vista disso, uma regulação de frequência implica, simplesmente, em uma regulação de velocidade da turbina.

A rotação de uma turbina se mantém constante quando há um equilíbrio entre o conjugado motor desenvolvido pela turbina e o seu conjugado resistente, imposto pela carga que a mesma aciona. Uma diferença entre os conjugados motor e resistente provoca uma alteração na velocidade da máquina. Se o conjugado motor é maior do que o conjugado resistente, a velocidade aumenta. No entanto, se o conjugado motor é menor do que o resistente, a velocidade diminui.

Quando se produz uma variação da carga imposta à turbina, isto é, quando se modifica o conjugado resistente que atua sobre a mesma, conforme se trate de um aumento ou diminuição deste conjugado, a turbina reduzirá ou aumentará sua velocidade de rotação.

É preciso, então, adaptar o trabalho motor ao resistente, e isso se consegue graduando convenientemente a entrada d'água na turbina, para que, aumentando ou diminuindo a vazão (considerando que a altura de queda não tenha sofrido modificação), se disponha em cada momento da potência requerida.

Como já explicado anteriormente, o dispositivo que regula a entrada d'água na turbina denomina-se "distribuidor". Ele fica situado entre a roda da turbina e a carcaça, sendo composto de pás diretrizes móveis (figura 1.79(a), (b)).

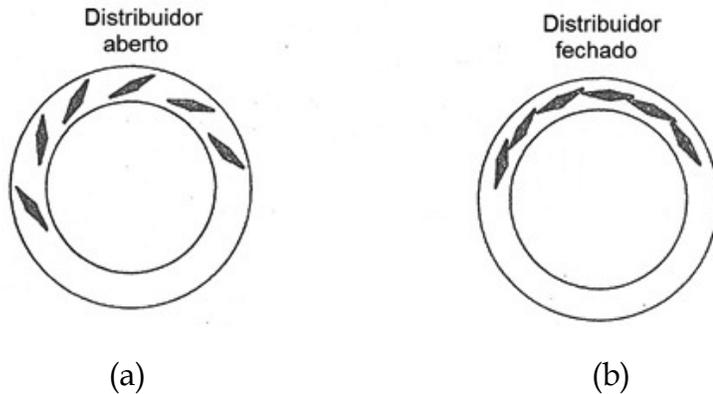


Figura 1.79 – Esquema das pás do distribuidor em posição: (a) aberta e (b) fechada

Os reguladores de velocidade atuam sobre os mecanismos de fechamento e abertura do distribuidor, através dos servomotores, movidos a óleo sob pressão, obtido com um sistema de bombeamento.

A função básica da regulação primária (ou controle primário de velocidade) é controlar a potência mecânica da turbina acoplada ao rotor do gerador, por meio de um regulador de velocidade, para a manter o equilíbrio entre geração e carga. A resposta do gerador depende da característica de estatismo do regulador de velocidade, de modo que o gerador deve ter condições de aumentar ou reduzir sua geração. Para o provimento deste serviço, a resposta está associada à reserva girante do sistema, disponível no intervalo de 10 a 20 segundos. A reserva de operação, ou de potência operativa, consiste de reserva girante e reserva não girante. A reserva girante corresponde à diferença entre a potência total efetiva das unidades geradoras que já se encontram sincronizadas ao sistema e a demanda total do sistema num dado momento. A reserva não girante é a parcela da reserva de operação de unidades geradoras que não estão em funcionamento, mas podem ser sincronizadas à rede e ter sua potência despachada dentro de um período de tempo especificado.

## Tipos de reguladores

Antigamente, um trabalho de regulação adequado para as necessidades, a cada momento, poderia ser executado apenas por um regulador simples. Entretanto, os sistemas de energia foram se expandindo. Primeiro, era uma simples máquina alimentando uma carga. Depois, um número de unidades geradoras ligadas em conjunto. Atualmente, os sistemas de potência operam de forma interligada através de várias linhas de transmissão e são necessários reguladores de velocidade sofisticados.

### *Regulador isócrono*

Os primeiros reguladores das unidades geradoras funcionavam para manter a velocidade e, conseqüentemente, a frequência constante. Esses reguladores são denominados isócronos, pois eles só admitem como situação aceitável aquela caracterizada por frequência de referência igual à frequência nominal. Assim, eles não são mais usados nos sistemas de potência modernos. No entanto, apresentamos a seguir o seu princípio de funcionamento como uma base para o entendimento do funcionamento de um regulador de velocidade com mais recursos.

A figura 1.80 mostra o esquema do regulador isócrono.

O pêndulo centrífugo é um órgão sensor de velocidade. As forças centrífugas atuantes em cada massa são compensadas por uma mola, de modo que a cada velocidade angular corresponde um afastamento bem determinado das massas.

O afastamento das massas é transmitido ao colar em sentido axial; desta maneira, o deslocamento do colar, para cima ou para baixo, está diretamente relacionado com a variação da velocidade da turbina.

O colar, por sua vez, movimentará a haste para cima ou para baixo, acionando a válvula distribuidora.

Supondo a ocorrência de uma variação de carga no sistema de potência, haverá um desvio na frequência  $\Delta f$ , tal que:

$$\Delta f = f_o - f \quad (1.13)$$

Onde:

$f_0$  é a frequência de referência;

$f$  é a nova frequência da unidade geradora.

Se a haste, por exemplo, movimenta-se para cima (correspondendo a um aumento de velocidade), a válvula distribuidora sobe, liberando a passagem de óleo para o lado esquerdo do servomotor e fazendo com que o pistão se desloque para a direita, no sentido de fechar um pouco as palhetas diretrizes (nos reguladores reais há um estágio de amplificação entre a válvula piloto e o servomotor que não foi considerado na figura 1.80).

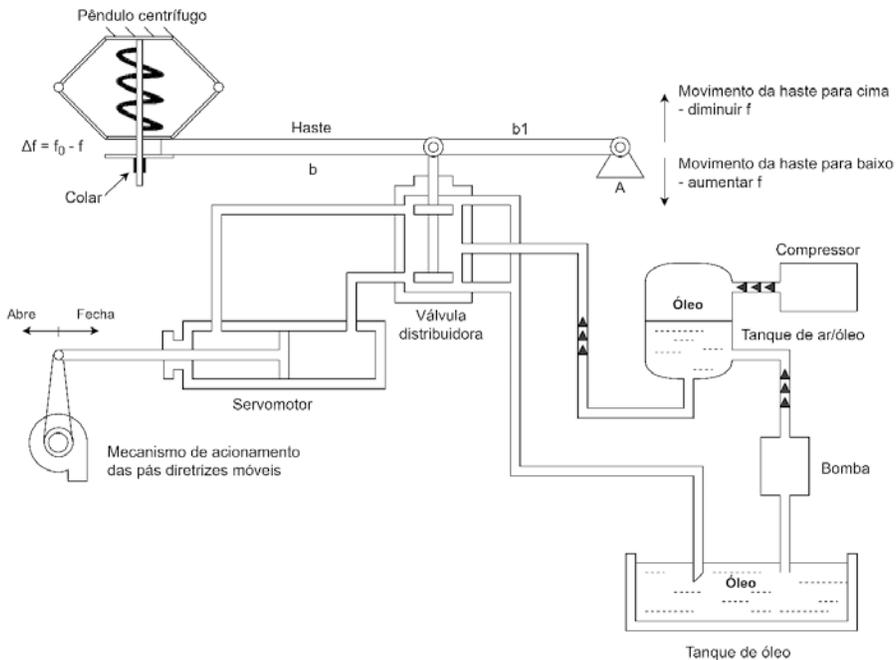


Figura 1.80 – Esquema de funcionamento de um regulador isócrono

O retorno do óleo do lado direito do servomotor é feito pela parte de baixo da válvula distribuidora para o tanque de óleo.

Se a velocidade decresce, o movimento transmitido à haste será no sentido da mesma se deslocar para baixo. A haste faz com que a válvula distribuidora desça, liberando o óleo sob pressão para o lado direito do servomotor e fazendo o pistão

deslocar-se para a esquerda, no sentido de abrir um pouco as palhetas diretrizes.

O retorno de óleo é feito pela parte de cima da válvula distribuidora até o tanque de óleo.

Portanto, qualquer desvio na frequência provoca a atuação do servomotor no sentido de variar a potência motriz (turbina) fornecida ao grupo gerador.

Naturalmente, a mudança das palhetas e, por conseguinte, a variação da potência da turbina poderão ser causadas tanto por mudança da frequência como por uma mudança do ponto de apoio da haste  $b/b_1$  em A. Essa mudança é feita pelo chamado motor de ajuste de referência de velocidade.

A característica frequência *versus* potência desse regulador está mostrada na figura 1.81.

Como pode ser observado nessa figura, quaisquer dos pontos 1, 2, ... n são pontos que satisfazem a curva característica de operação. Não há nada que possa definir a potência que deverá ser gerada pelo grupo gerador, que poderá ser 0, P1, P2, ... ou PNOM.

A resposta no tempo de um regulador de velocidade do tipo isócrono, para uma variação de carga  $\Delta P$ , está esquematizada na figura 1.82. A característica correspondente desse regulador é denominada característica de velocidade constante.

O uso desse regulador só é possível para um gerador atendendo a uma determinada carga. Quando se tornar necessário entregar a energia proveniente de dois ou mais geradores em paralelo, num mesmo barramento, haverá dificuldade em se conseguir que cada unidade assuma sua parcela de carga. Na curva característica de velocidade constante da figura 1.82, pode ser observado que não há nada que determine em que proporção a carga seria dividida: uma unidade poderia assumir toda a carga, enquanto que a outra poderia ficar sem carga.



abertura do distribuidor da turbina, é através do regulador dotado de característica de queda, denominado de regulador estático.

### *Regulador com estatismo ou regulação permanente*

Fisicamente, estatismo significa quantos por cento da frequência nominal, a frequência diminui, a partir da frequência em vazio, quando a potência do grupo gerador passa de zero à potência nominal.

A curva característica deste regulador é mostrada na figura 1.83.

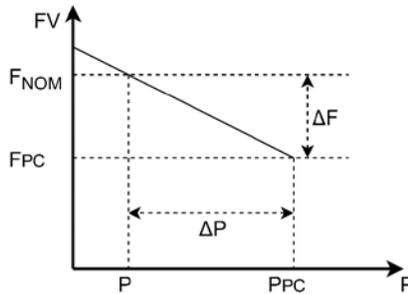


Figura 1.83 – Frequência *versus* potência – regulador com estatismo

Onde:

FV é a frequência da unidade geradora em vazio;

FNOM é a frequência nominal;

FPC é a frequência à plena carga.

Assim, representando o estatismo pela letra R, vem:

$$R = \frac{\Delta F}{\Delta P} \quad (1.14)$$

É importante destacar que a característica da operação apresenta pontos definidos com relação aos valores de frequência e potência, de modo que o funcionamento do grupo gerador fica estável para valores de frequência diferentes da frequência nominal de operação.

Em algumas máquinas, o estatismo pode ser ajustado desde 0 % a 5 %. Em outras máquinas, o mesmo pode variar de 0 % a 10 %.

Quando vários geradores estão operando em paralelo, os geradores mais “sensíveis” às variações de carga são os que estão com o estatismo mais baixo. Ou seja, quanto maior o estatismo, mais “insensível” o gerador será com relação às variações de carga no sistema de potência.

A figura 1.84 mostra o esquema de funcionamento de um regulador com estatismo.

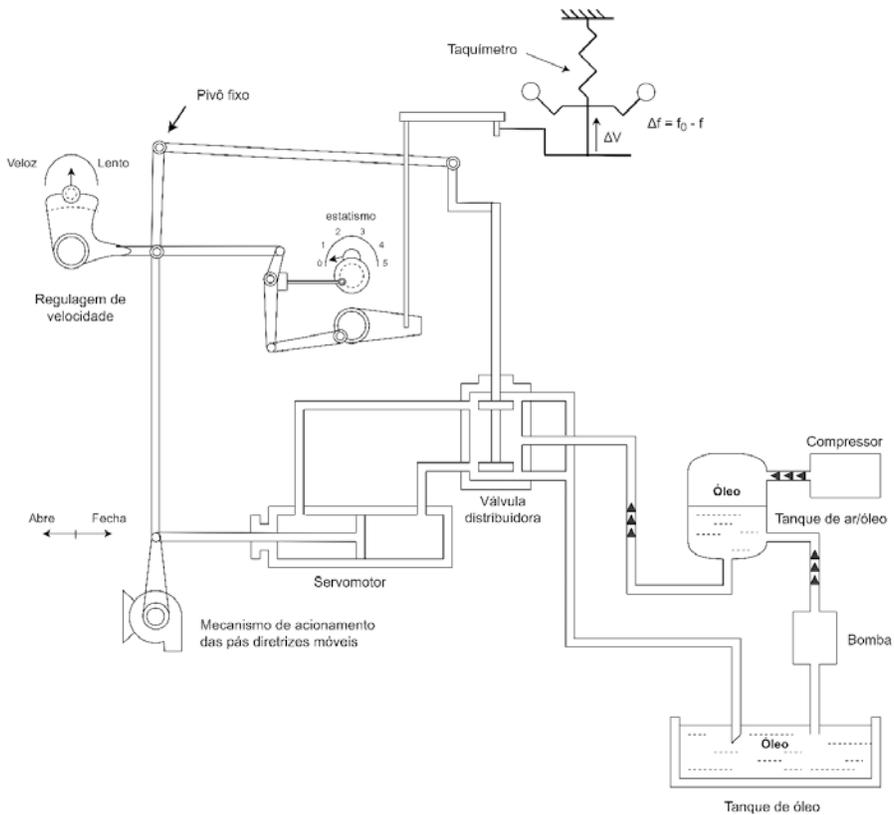


Figura 1.84 – Esquema de funcionamento de um regulador com estatismo

A resposta no tempo de um regulador de velocidade com estatismo, para uma variação de carga  $\Delta P$ , está mostrada na figura 1.85.

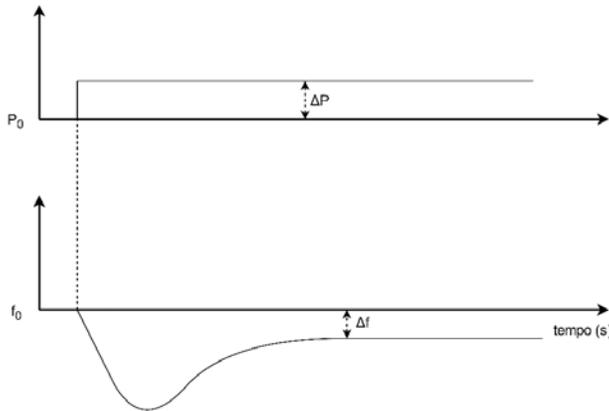


Figura 1.85 – Resposta no tempo de um regulador com estatismo

Observa-se, na figura 1.85, que a unidade aumenta a geração para atender à variação de carga  $\Delta P$ , mantendo o equilíbrio geração-carga, mas não restabelecendo a frequência no valor inicial.

#### *Dispositivo de ajuste de velocidade*

O dispositivo de regulação ou de controle de velocidade, ou variador de velocidade, é responsável pela chamada regulação secundária ou suplementar. A regulação secundária é feita por um equipamento eletrônico chamado controlador de frequência, cuja filosofia de operação é a frequência constante (*flat frequency*) (FF).

Se um gerador estiver operando isolado com metade da sua carga nominal, a frequência, de acordo com a figura 1.86, será de 59,5 Hz.

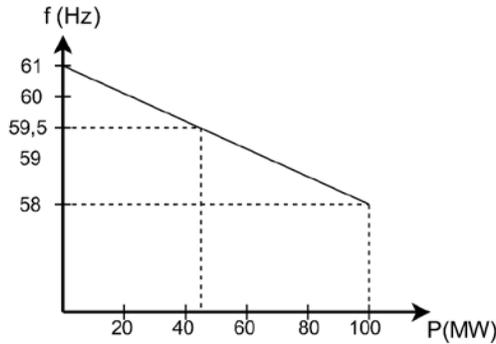


Figura 1.86 – Curva de estatismo com metade da carga

Mas a frequência normal da rede é de 60 Hz. Para atingir esse valor, é necessário que o controle de velocidade atue, de modo que a curva característica do estatismo do gerador desloque-se paralelamente à curva da figura 1.86, de maneira que, para a carga de 50 MW, a frequência volte a ser de 60 Hz, como mostra a figura 1.87.

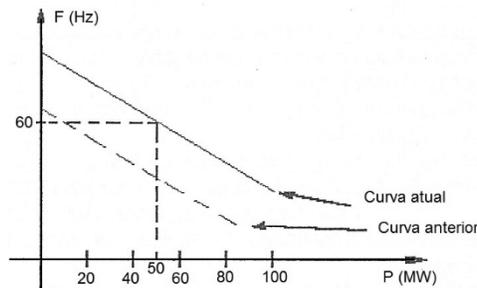


Figura 1.87 – Deslocamento da curva de estatismo

O deslocamento da curva de estatismo, mantendo a sua inclinação, é obtida no regulador por meio de um pequeno motor chamado “motor de sincronização”. Esse motor é comandado por uma chave com duas posições, “mais rápido” e “mais lento”, localizada na mesa de comando ou no próprio painel do regulador, ou ainda, nos dois locais.

Quando o gerador está ligado em paralelo com uma rede muito grande, o efeito do variador de velocidade não é o mesmo descrito anteriormente, desde que a frequência do gerador é imposta pela rede. A regulação secundária continua com sua função de deslocar o nível da curva característica do estatismo, mas, nesse caso, a frequência permanece constante, enquanto que a potência fornecida é modificada, conforme mostra a figura 1.88.

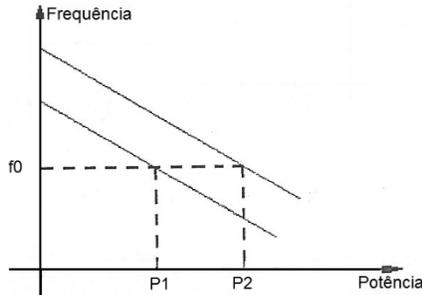


Figura 1.88 – Modificação na potência

Atualmente, todos os reguladores aplicados nas instalações de grande porte são do tipo eletro-hidráulico. Nesses reguladores, todas as ações controladas são efetuadas através de dispositivos elétricos ou eletrônicos, exceto o circuito óleo-dinâmico, que comanda mecanicamente as palhetas do distribuidor da turbina, conforme mostra o diagrama de blocos de operação do regulador eletro-hidráulico da figura 1.89.

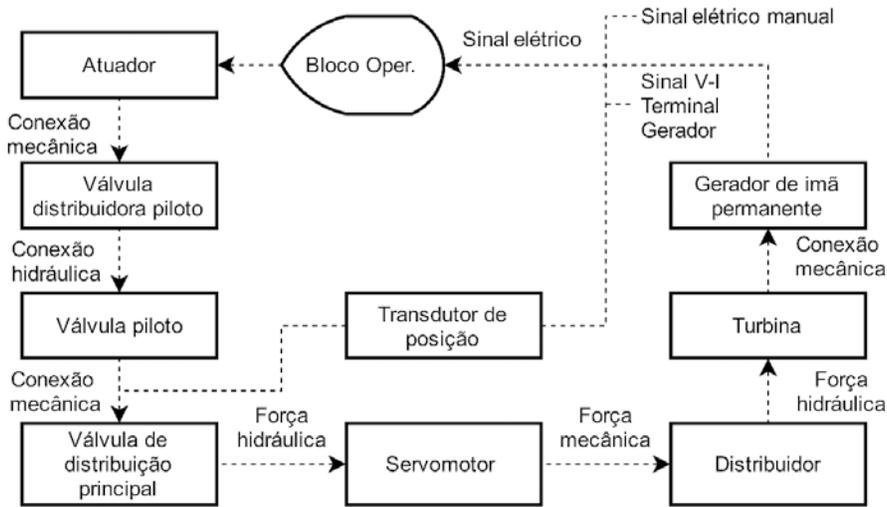


Figura 1.89 – Diagrama de blocos de operação do regulador eletro-hidráulico

### 1.6.1 Revisão de transformada de Laplace e diagrama de blocos

O cálculo operacional da transformada de Laplace é o fundamento da análise de sistemas de controle. Usando a transformada de Laplace, uma equação diferencial ou expressão da variável “ $t$ ” é transformada em uma equação algébrica ou expressão da variável “ $s$ ”. Essa expressão algébrica pode ser operada e ao final convertida em uma função do tempo. O processo de obtenção da função do tempo a partir da expressão transformada é denominado transformada inversa de Laplace.

A transformada de Laplace  $\mathcal{L}^1$  é definida como:

$$\mathcal{L}[f(t)] = \int_0^{\infty} f(t)e^{-st} dt \quad (1.15)$$

A transformada inversa de Laplace  $\mathcal{L}^{-1}$  é definida implicitamente como:

$$\mathcal{L}^{-1}=\{\mathcal{L}[f(t)]\} = f(t) \quad 0 \leq t \quad (1.16)$$

Na tabela 1.4, apresentamos algumas transformadas de Laplace úteis.

**Tabela 1.4 Transformadas de Laplace**

$f(s)$	$f(t)$
$sf(s) - f(0)$	$f'(t)$
$s^2f(s) - sf(0) - f'(0)$	$f''(t)$
$f(s-a)$	$e^{at}f(t)$

Para fazer a transformação inversa, considere a função algébrica racional geral:

$$F(s) = \frac{A(s)}{B(s)} \approx \frac{a_p s^p + a_{p-1} s^{p-1} + \dots + a_1 + a_0}{b_q s^q + b_{q-1} s^{q-1} + \dots + b_1 + b_0} \quad (1.17)$$

Onde:  $p \leq q$ .

Resolvendo para as raízes da equação  $B(s) = 0$ , e chamando estas de  $s_1, s_2, \dots, s_q$ , a fração pode ser expressa como:

$$F(s) = \frac{A(s)}{B(s)} = \frac{A(s)}{(s-s_1)(s-s_2)\dots(s-s_q)} \quad (1.18)$$

A equação (1.18) pode ser escrita como a soma de frações parciais, tendo cada fração parcial como denominador um dos fatores de  $B(s)$ . Haverá, então,  $q$  frações parciais:

$$\frac{A(s)}{B(s)} = \frac{K_1}{(s-s_1)} + \frac{K_2}{(s-s_2)} + \dots + \frac{K_q}{(s-s_q)} \quad (1.19)$$

Uma função de transferência é uma expressão operacional que descreve a relação funcional entre duas variáveis. Por exemplo, consideramos a equação diferencial de um circuito RL excitado por uma fonte senoidal  $v(t)$ :

$$v(t) = i(t)R + L \frac{di(t)}{dt} \quad (1.20)$$

Considerando as condições iniciais nulas, a equação (1.20) pode ser expressa usando-se a transformada de Laplace. Da tabela 1.4, vem:

$$v(s) = i(s)R + sLi(s) = i(s)[R + sL] \quad (1.21)$$

Portanto:

$$\frac{i(s)}{v(s)} = \frac{1}{R+sL} \quad (1.22)$$

A função de transferência pode ser representada usando diagramas de blocos, como mostra a figura 1.90.



Figura 1.90 – Representação esquemática da equação (1.19)

Um diagrama de blocos é uma representação esquemática de relações ou equações matemáticas entre variáveis. Existem relações básicas no diagrama de blocos que são úteis para a redução do número de blocos dos diagramas. Essas relações realizam operações como a eliminação de variáveis por substituição, em um sistema de equações simultâneas. Os algoritmos, que são usados para a redução de diagramas de blocos, são análogos às fórmulas que usamos na combinação de impedâncias ou transformações estrela triângulo.

Algoritmos para redução de diagramas de blocos:

*Série*

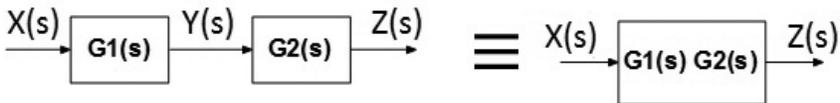


Figura 1.91 – Diagrama de blocos em série

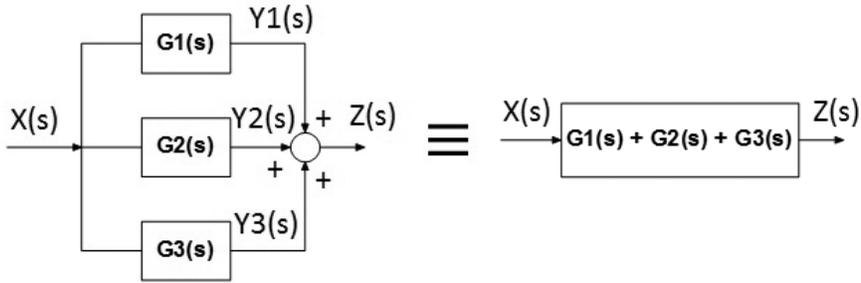
*Paralelo*

Figura 1.92 – Diagrama de blocos em paralelo

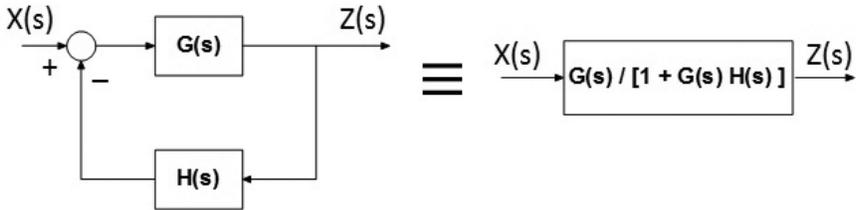
*Arranjo com realimentação*

Figura 1.93 – Diagrama de blocos com realimentação

A função de transferência é dada por:

$$\frac{Z(s)}{R(s)} = \frac{G(s)}{1 + G(s)H(s)} \quad (1.23)$$

A equação característica é o denominador da função de transferência de laço fechado igualada a zero. Ou seja,

$$1 + G(s)H(s) = 0 \quad (1.24)$$

$$a_0 s^n + a_1 s^{n-1} + \dots + a_{n-1} s + a_n = 0 \quad (1.25)$$

As raízes da equação característica são os polos de  $\frac{Z(s)}{R(s)}$ .

### 1.6.2 Modelos

Neste tópico, são apresentados os modelos dos principais componentes do sistema: gerador, carga, turbina hidráulica e regulador de velocidade.

#### *Modelo do gerador*

A equação swing é uma equação dinâmica para a aceleração ou desaceleração da combinação do conjunto turbina – rotor da máquina síncrona. Para pequenas perturbações:

$$\frac{2H}{w_s} = \frac{d^2\Delta\theta}{dt^2} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (1.26)$$

Onde:

$H \rightarrow$  é a constante de inércia;

$w_s \rightarrow$  é a velocidade síncrona;

$\Delta\theta \rightarrow$  é a variação do ângulo de fase da máquina;

$\Delta P_m \rightarrow$  é a variação da potência mecânica de entrada;

$\Delta P_e \rightarrow$  é a variação da potência elétrica de saída.

Obs.: a constante  $H$  de geradores é um valor aproximadamente entre 2 e 5 MJ/MVA. Os geradores acionados por turbinas hidráulicas têm valores de  $H$  menores que os geradores acionados por turbinas a vapor.

Em termos de pequenas variações de velocidade angular:

$$\theta = \omega t + \varphi \quad (1.27)$$

Fazendo a derivada em relação ao tempo:

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \quad (1.28)$$

$$\frac{d\left(\frac{d\Delta\theta}{dt}\right)}{dt} = \frac{d\frac{\omega}{w_s}}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (1.29)$$

Com a velocidade expressa por unidade, temos:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (1.30)$$

Fazendo a transformada de Laplace, vem:

$$\Delta w(s) = \frac{1}{2Hs} [\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)] \quad (1.31)$$

O diagrama de blocos do gerador é mostrado na figura 1.94.

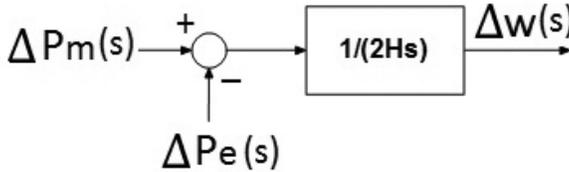


Figura 1.92 – Diagrama de blocos do gerador

### Modelo da carga

A característica de uma carga composta com a variação da frequência é aproximada por:

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D\Delta w \quad (1.32)$$

Onde:

$\Delta P_l \rightarrow$  é a parcela de variação da carga que não varia com a frequência;

$D\Delta w \rightarrow$  é a parcela da variação da carga que varia com a frequência.

$$D = \frac{\Delta P_l(\text{frequência})}{\Delta w} \quad (1.33)$$

Com D sendo expressa como a variação percentual da carga dividida pela variação percentual da frequência. Por exemplo, se a carga varia de 1.7 % para 1 % de variação de frequência, então D é igual a 1.7. No entanto, o valor de D deve ser mudado se não estiver na base do sistema.

O diagrama de blocos do gerador incluindo o modelo da carga é mostrado na figura 1.95.

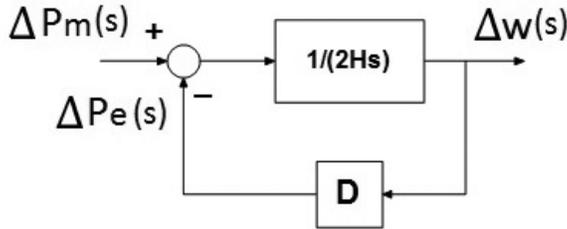


Figura 1.95 – Diagrama de blocos gerador-carga

O diagrama de blocos da figura 1.95 pode ser reduzido usando o algoritmo da figura 1.93.



Figura 1.96 – Diagrama de blocos gerador-carga reduzido

### Modelo da turbina hidráulica

O comportamento das turbinas hidráulicas é determinado pelos efeitos de inércia da água, pela compressibilidade da água e pela elasticidade da parede do tubo na tubulação ou no túnel da chaminé de equilíbrio. A inércia da água causa uma constante de tempo elevada na resposta do torque da máquina em relação à posição das comportas.

O modelo mais simples de uma turbina hidráulica pode ser aproximado com uma constante de tempo  $\tau_w$ , resultando na função de transferência da figura 1.97.

$$G_T(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_H(s)} = \frac{1 - s\tau_w}{1 + s\frac{\tau_w}{2}} \quad (1.34)$$

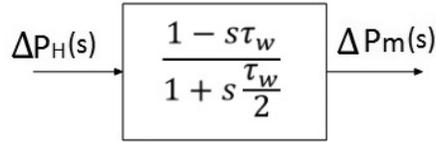


Figura 1.97 – Diagrama de blocos da turbina

Onde:

$$\tau_w = \frac{vL}{gh} \quad (1.35)$$

$\tau_w \rightarrow$  é tempo de partida da água na tubulação em segundos;

$L \rightarrow$  é o comprimento da tubulação em pés;

$v \rightarrow$  é a velocidade da água em  $\frac{\text{pés}}{\text{s}}$ ;

$h \rightarrow$  é a altura em pés;

$g \rightarrow$  é a aceleração da gravidade em pés/s<sup>2</sup>;

$\Delta P_h \rightarrow$  variação das aberturas provocadas na admissão da água.

A constante de tempo  $\tau_w$  varia de 0.5 a 4 segundos.

*Modelo do regulador de velocidade*

O modelo mais usado para o regulador de velocidade de uma unidade hidráulica é mostrado no diagrama de blocos da figura 1.98.

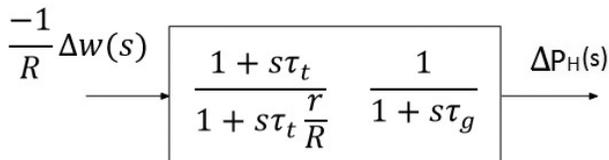


Figura 1.98 – Diagrama de blocos de regulador de velocidade para unidade hidráulica

Onde:

$R \rightarrow$  é regulação de velocidade em regime permanente, que varia entre 0.05 e 0.167;

$r \rightarrow$  é a regulação de velocidade transitória, que varia 0.3 e 0.12;

$\tau_t \rightarrow$  é a constante de tempo associada com o estatismo transitório, que varia entre 0.5 e 64 segundos;

$\tau_g \rightarrow$  é a constante de tempo do regulador de velocidades  $\cong 0.60$  segundos.

Combinando os diagramas de blocos das figuras 1.96, 1.97 e 1.98, resulta no diagrama de blocos de controle carga-frequência de uma central isolada, mostrada na figura 1.99.

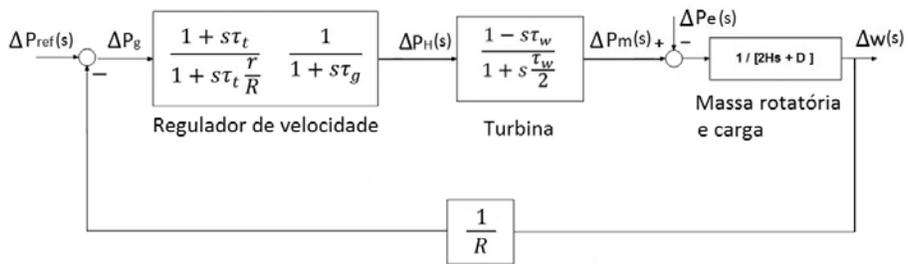


Figura 1.99 – Diagrama de blocos do controle carga-frequência de um sistema de potência isolado

Onde:

$\Delta P_{ref}(s) \rightarrow$  é a potência de referência.

$$\Delta P_g(s) = \Delta P_{ref}(s) - \frac{\Delta w(s)}{R} \quad (1.36)$$

### Exemplo 1.3

Um sistema de potência é composto de 2 unidades geradoras que suprem uma carga de 350 MW, constante e invariável com a frequência. A primeira unidade é de potência nominal de 300 MW, estatismo de 5 % na base da máquina e está ajustada para fornecer 200 MW à frequência nominal. A segunda unidade tem potência nominal de 220 MW, estatismo de 5 % na base da própria máquina e está ajustada para fornecer 150 MW à frequência nominal.

Considerando-se que ocorra um súbito aumento de 80 MW na carga, e o sistema opera com uma frequência nominal de 60 Hz, determinar:

- Quanto cada uma das máquinas alocará para este aumento de carga.
- A nova frequência que será atingida, considerando que este sistema é dotado somente de regulação primária.

Base comum: 100 MVA.

#### Solução:

Primeiro vamos converter todos os estatismos para a base comum de 100 MVA.

$$\left(\frac{I}{R}\right)_{base\ 100} = \left(\frac{I}{R}\right)_{pu} \times \frac{P_{base}}{100}$$

$$\left(\frac{I}{R1}\right)_{base\ 100} = \frac{1}{0.05} \times \frac{300}{100} = 60\ pu$$

$$\left(\frac{I}{R2}\right)_{base\ 100} = \frac{1}{0.05} \times \frac{220}{100} = 44\ pu$$

Os estatismos são, então:

$$R1 = \frac{1}{60} = 0.0167\ pu$$

$$R2 = \frac{1}{44} = 0.0227\ pu$$

Esses são os valores correspondentes à queda de velocidade angular ou de frequência entre a operação em vazio da máquina e a operação à plena carga (definição de estatismo).

Logo, a reta ( $f \times P$ ) deve passar pelo ponto ( $P1 = 1.0, f1 = 1.0167$ ).

No entanto, a primeira unidade foi ajustada para fornecer 200 MW ( $200/100 = 2$  pu). Como não estamos fazendo nenhuma alteração no estatismo, a reta representativa dos pontos ajustados de operação deve ser paralela à reta inicial e passar pelo ponto: ( $P1' = 2.0, f1' = 1.0334$ ), pois

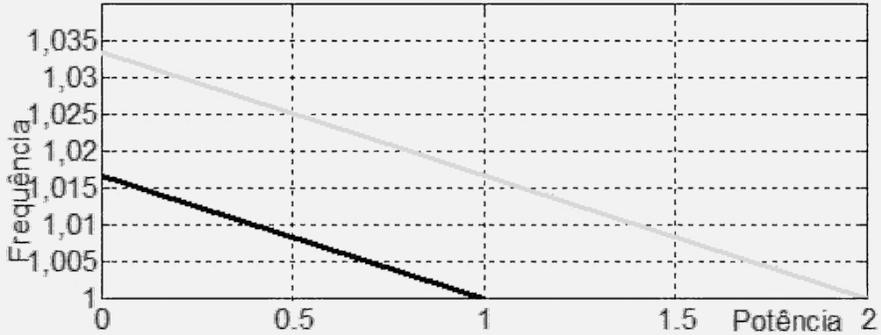


Figura 1.100 – Gráfico de  $f \times P$  em pu para a unidade 1

usando semelhança de triângulos, vem:

$$\frac{1.0167 - 1}{1 - 0} = \frac{f_1' - 1}{2 - 0} \rightarrow f_1' = 1.0334 \text{ pu}$$

Na figura 1.100, a reta, em cor preta, representa a primeira situação e a reta, em cor cinza, representa a segunda situação.

Analogamente para a segunda unidade:

Para 150 MW ( $150/100 = 1.5$  pu).

Pontos: ( $P2 = 1.0, f2 = 1.0227$ ) e ( $P2' = 1.5, f2' = 1.03405$ ).

$$\frac{1.0227 - 1}{1 - 0} = \frac{f_2' - 1}{1.5 - 0} \rightarrow f_2' = 1.03405$$

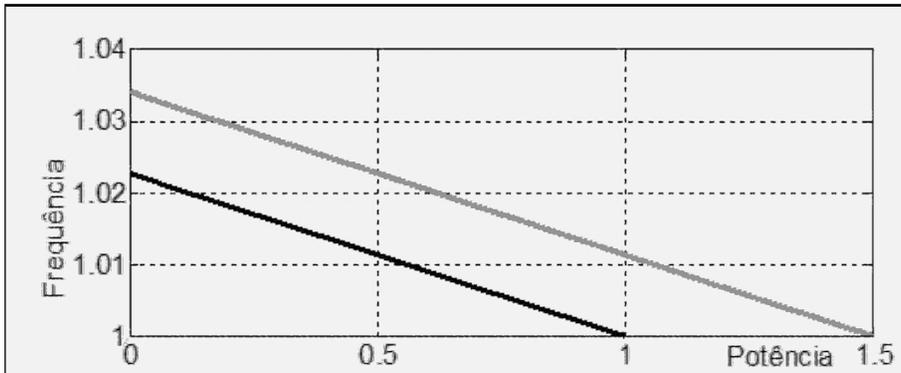


Figura 1.101 – Gráfico de  $f \times P$  em pu para a unidade 2

Quando ocorre um aumento de carga, o sistema tem apenas regulação primária feita pelos reguladores de velocidade, então o sistema operará com frequência inferior à nominal. Portanto, haverá uma queda de frequência em regime permanente, como é mostrado na figura 1.102.



Figura 1.102 – Gráfico de  $f \times P$  em pu para unidades 1 e 2 em operação

A nova frequência é chamada de  $f$  e as unidades geradoras passarão a fornecer  $P1$  e  $P2$  para totalizar 350 MW ou 3.5 pu.

Da equação (1.10), vem:

$$R_1 = \frac{\Delta f}{P1-2} \rightarrow \frac{1}{R_1} = \frac{P1-2}{\Delta f} = \frac{\Delta P1}{\Delta f}$$

Analogamente:

$$R_2 = \frac{\Delta f}{P2-1.5} \rightarrow \frac{1}{R_2} = \frac{P2-1.5}{\Delta f} = \frac{\Delta P2}{\Delta f}$$

Somando membro a membro as duas equações anteriores, temos:

$$\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} = \frac{\Delta P1 + \Delta P2}{\Delta f}$$

Logo:

$$\Delta f = \frac{\Delta P1 + \Delta P2}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}}$$

Substituindo os valores numéricos, vem:

$$\Delta f = \frac{80/100}{60 + 44} = 0.007692307692 pu$$

Cálculo do aumento de geração em cada unidade:

$$\Delta P1 = \frac{\Delta f}{R_1} = \frac{0.007692307692}{0.0167} = 0.4606 pu \rightarrow 46.1 MW$$

$$\Delta P2 = \frac{\Delta f}{R_2} = \frac{0.007692307692}{0.0227} = 0.3389 pu \rightarrow 33.1 MW$$

A nova frequência em Hz vale:

$$\Delta f = (1-\Delta f) \times 60 = (1-0.007692307692) \times 60 = 59.538 Hz$$

Para que a frequência retorne ao seu valor inicial, após o impacto de carga, precisaríamos introduzir o controle secundário, através de um sinal chamado  $\Delta \gamma(s)$ , (**variador de velocidade**), no diagrama de blocos da figura 1.99. Mas esse assunto não faz parte do escopo deste livro.

## Exemplo 1.4

A figura 1.103 mostra o diagrama de blocos de uma turbina hidráulica e de um gerador alimentando uma carga isolada. O regulador de velocidade é simplificado como um ganho puro  $1/R$  sem constantes de tempo. A constante de tempo da turbina é  $\tau_w = 4s$ .

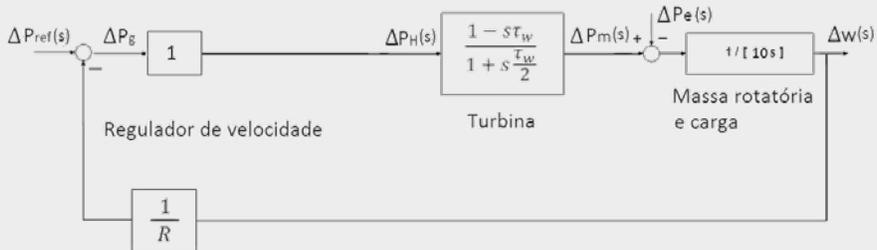


Figura 1.103 – Diagrama de blocos-sistema de potência isolado

- Qual é o menor valor da regulação  $R$  para o qual se espera que o sistema seja estável?
- Qual é o valor da regulação  $R$  para o qual o comportamento do sistema é criticamente amortecido?

### Solução:

A função de transferência é obtida usando-se a combinação de diagramas de blocos em série e com realimentação.

$$\frac{\Delta w(s)}{\Delta P_g} = \frac{\frac{(1-s\tau_w)}{\left(1 + \frac{\tau_w}{2}\right)} \left(-\frac{1}{10s}\right)}{1 + \frac{1}{10Rs} \frac{(1s\tau_w)}{\left(1 + s\frac{\tau_w}{2}\right)}}$$

A equação característica, de acordo com a equação (1.16), é igual a:

$$1 + \frac{1}{10Rs} \frac{(1-s\tau_w)}{\left(1 + s\frac{\tau_w}{2}\right)} = 0$$

Substituindo o valor da constante de tempo  $\tau_w = 4$  segundos e simplificando, vem:

$$10Rs(1+2s) + (1-4s) = 50$$

$$20Rs^2 + (10R - 4)s + 1 = 0$$

Para amortecimento crítico  $b^2 = 4ac$ , logo:

$$(10R - 4)^2 = 4(20R)1$$

$$100R^2 - 80R + 16 = 80R$$

$$100R^2 - 160R + 16 = 0 \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} R = 1.4928 \text{ pu} \\ R = 0.1072 \text{ pu} \end{array} \right\}$$

Para solução estável  $b > 0 \rightarrow 10R - 4 > 0 \rightarrow R > 0.4$ . Portanto,  $R = 1.4928$  para solução estável.

## 1.7 Exercícios

1.7.1 O que é uma central hidroelétrica?

Resposta: veja o item 1.3.

1.7.2 Como se classificam as centrais hidrelétricas?

Resposta: veja o item 1.3.1.

1.7.3 Quais são as principais partes de uma central hidrelétrica?

Resposta: veja o item 1.3.2.

1.7.4 O que são descarregadores de superfície?

Resposta: veja o item 1.3.2.3.

1.7.5 O que são descarregadores de fundo?

Resposta: veja o item 1.3.2.4.

1.7.6 Fale sobre a casa de máquinas de uma central hidrelétrica.

Resposta: veja o item 1.3.2.6.

1.7.7 Qual é a ordem ascendente de equipamentos em uma central hidroelétrica?

Resposta: veja o item 1.3.2.8.

**1.7.8** Explique o que é um pré-distribuidor e um distribuidor em uma central hidroelétrica.

Resposta: veja o item 1.3.2.8.

**1.7.9** Explique o que é cavitação em uma turbina hidráulica.

Resposta: veja o item 1.3.2.8.

**1.7.10** Explique o que é um regulador de velocidade.

Resposta: veja o item 1.3.2.8.

**1.7.11** Explique como funciona o sistema de excitação e regulação de tensão.

Resposta: veja o item 1.3.2.8.

**1.7.12** Quais são os principais equipamentos de uma subestação elevadora?

Resposta: veja o item 1.3.2.9.

**1.7.13** Explique como é feita a operação do grupo gerador.

Resposta: veja o item 1.4.

**1.7.14** Explique o que é chaminé de equilíbrio e sua utilidade.

Resposta: veja o item 1.3.2.7.

**1.7.15** Explique o que são enrolamentos de amortecimento e sua utilidade.

Resposta: veja o item enrolamentos de amortecimento.

**1.7.16** Explique o que é o controle de potência ativa – frequência.

Resposta: veja o item 1.5.

**1.7.17** Faça um programa em linguagem MATLAB para resolver o seguinte problema: um sistema de potência é composto de 2 unidades geradoras que suprem uma carga de 350 MW, constante e invariável com a frequência. A primeira unidade é de potência nominal de 100 MW, estatismo de 5 % na base da máquina e está ajustada para fornecer 80 MW à frequência nominal. A

segunda unidade tem potência nominal de 500 MW, estatismo de 5 % na base da própria máquina e está ajustada para fornecer 300 MW à frequência nominal.

Considerando-se que ocorra um súbito aumento de 100 MW na carga, e o sistema opera com uma frequência nominal de 60 Hz, determinar:

- a) Quanto cada uma das máquinas alocará para esse aumento de carga.
- b) A nova frequência que será atingida, considerando que esse sistema é dotado somente de regulação primária.

Base comum: 100 MVA.

Resposta: uma função do tipo \*.m deve ser programada.

**1.7.18** Na maioria das grandes centrais hidrelétricas, a elevação da tensão para as linhas de transmissão é feita utilizando-se:

- A. Transformadores trifásicos ligados em delta-estrela.
- B. Transformadores trifásicos ligados em estrela-estrela.
- C. Transformadores trifásicos ligados em delta-delta.
- D. Banco de transformadores ligados em delta-estrela aterrada.
- E. Banco de transformadores ligados em estrela-estrela.

Resposta: Letra D.

# 2

# CENTRAL EOLIOELÉCTRICA

## 2.1 Introdução

As centrais eolieléctricas são as fontes de energia renováveis que mais se expandem em todo o mundo.

O tipo de abordagem apresentado neste capítulo procura mostrar como são as centrais eolieléctricas reais e sua modelagem para análise em regime permanente.

## 2.2 Partes de uma Central Eolieléctrica

Um parque eólico ou central eólica é um espaço terrestre ou marítimo onde estão concentrados vários aerogeradores destinados a transformar energia eólica em energia eléctrica.

Um esquema de uma central eolieléctrica conectada com a rede eléctrica é mostrado na figura 2.1. Cada aerogerador de uma central eolieléctrica é composto de torre, pás e nacele. Na central, existem ainda o centro de controle e o transformador individual na base da torre (figura 2.2) ou colocado em uma subestação elevadora (figura 2.3). A geração é feita em uma tensão de 400 V ou 690 V e, através de um transformador, é elevada para o valor da tensão da rede eléctrica. Esta tensão pode ser, por exemplo, de 69 kV ou 230 kV no sistema de subtransmissão/transmissão ou 13.8 kV no sistema de distribuição.

A figura 2.3 mostra com detalhes o interior da nacele onde fica o gerador eléctrico, que pode ser uma máquina síncrona ligada em uma conexão com dois circuitos trifásicos em estrela aterrada ou uma máquina de indução.

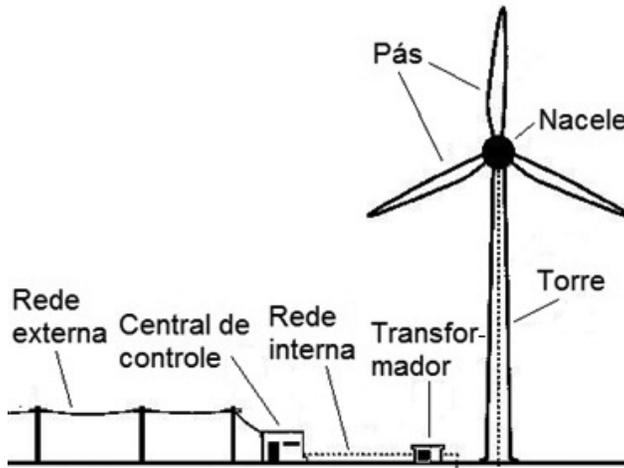


Figura 2.1 - Esquema de uma central eolioelétrica



Figura 2.2 - Transformador individual na base da torre



Figura 2.3 – Subestação de 230 kV conectada com parque eólico

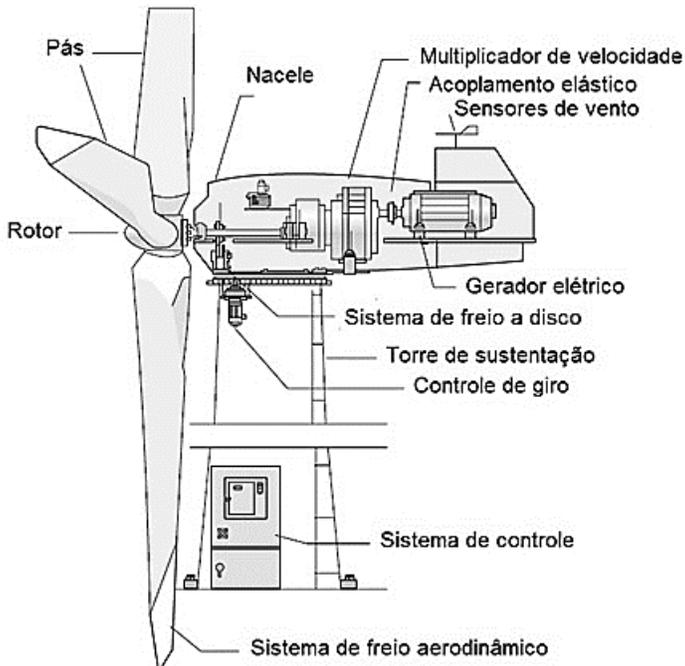


Figura 2.4 – Detalhes do interior da nacelle

Parques eólicos podem ser pequenos, como o mostrado na figura 2.5, que é constituído por 5 máquinas síncronas de 500 kW, ou grandes, como o mostrado na figura 2.6, que é constituído por 184 aerogeradores de 1.6 MW distribuídos em 14 parques e cada parque gera até 30 MW. A energia gerada por um parque eólico de grande porte é suficiente para garantir o consumo de uma cidade com 540 mil residências ou 2,16 milhões de habitantes, considerando quatro pessoas por residência.

Empreendimentos de grandes parques eólicos podem ter investimentos de R\$ 1,2 bilhão.



Figura 2.5 – Parque eólico à beira-mar



Figura 2.6 – Parque eólico no interior

## Sistema de controle

A figura 2.7 mostra um painel de um sistema de controle de um aerogerador com as seguintes grandezas: velocidade do vento em m/s, no caso 12.5 m/s; a velocidade de rotação das pás em rpm, no caso 20.2 rpm; a potência ativa produzida correspondente à velocidade do vento em kW, no caso 1.740 kW; a energia elétrica acumulada em kWh, no caso 9.715.631 kWh; e as horas de operação acumuladas, no caso 19.618 horas.

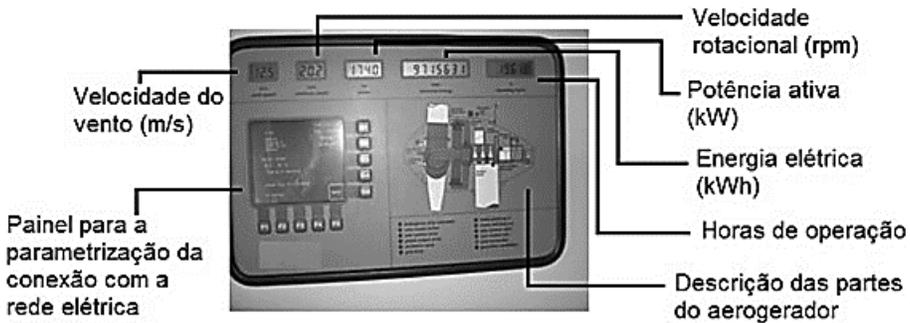


Figura 2.7 – Painel de um sistema de controle

No lado direito (esquerdo para quem está de frente) do painel é possível estabelecer a parametrização da conexão do gerador com a rede elétrica. A tabela 2.1 mostra os valores parametrizados para este caso.

**Tabela 2.1 – Parametrização da conexão com a rede**

<i>Voltagem nominal</i>	220 V	
Voltagem mínima	200 V	(- 9.5 %)
Voltagem máxima	238 V	(+ 7.6 %)
Voltagem para limitar a potência	234 V	(+ 5.8 %)
Frequência nominal	60.00 Hz	
Frequência mínima	58.20 Hz	
Frequência máxima	60.80 Hz	

A voltagem para limitar a potência ativa da rede é devida ao seguinte fato: quando se injeta potência ativa na rede, a voltagem no ponto de conexão aumenta, assim torna-se necessário limitar esta potência, mesmo que o vento permita aumentar a potência gerada, para que os limites de tensão não ultrapassem os limites estabelecidos.

Abaixo do painel de controle existem chaves seletoras e botoeiras como mostra a figura 2.8, que permitem a passagem do modo automático de operação para o modo manual. No modo manual, a máquina para e, usando uma chave seletora, é possível mexer o motor de azimute para a direita e para a esquerda. Também usando botoeiras é possível alterar a posição das pás.

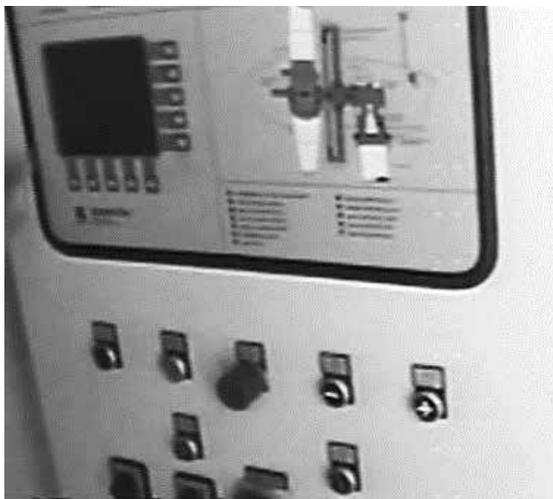


Figura 2.8 – Chaves seletoras e botoeiras para controle manual

Também é possível realizar controle de potência, limitando a potência fornecida pelo aerogerador, para valores acima da velocidade nominal do vento. Esse fato ocorre em um número limitado de horas por ano. Pode ser feito de duas maneiras:

- a) Pitch control (ativo): possibilidade de rodar a pá em torno do seu eixo longitudinal, isto é, variar o ângulo de passo das pás (figura 2.9).

O mecanismo de controle do ângulo das pás de turbinas grandes permite a rotação das pás em torno de seu eixo longitudinal. Isso pode mudar o ângulo de ataque com respeito ao vento. Providencia também um grau de controle sobre a captura do vento para melhorar a eficiência do processo de conversão ou para proteger a turbina eólica. Quando a velocidade do vento é menor ou igual ao seu valor nominal, o ângulo de ataque das pás é mantido em seu valor ótimo, no qual a turbina pode capturar a máxima potência eólica disponível. Quando a velocidade do vento ultrapassa o seu valor nominal, o mecanismo de controle do ângulo das pás é ativado para regular o limite de potência gerada. Para esse propósito, uma faixa de 20 a 25 graus é usualmente suficiente.



Figura 2.9 – Rotação das pás

- b) Stall (passivo): características aerodinâmicas das pás do rotor dimensionadas para entrar em perda a partir de uma certa velocidade do vento.

A figura 2.10 mostra um detalhe de adaptação de tecnologia de um aerogerador construído em um país do norte e usado no Brasil. Devido à diferença de temperatura para o Brasil, um sistema com um ventilador axial ligado a uma chaminé foi projetado para dissipar o calor dos quadros, onde estão os componentes eletrônicos dos retificadores e inversores. O ar mais quente sobe através da chaminé no interior da torre.

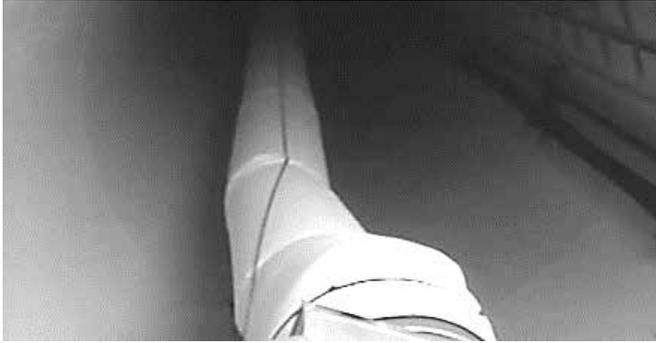
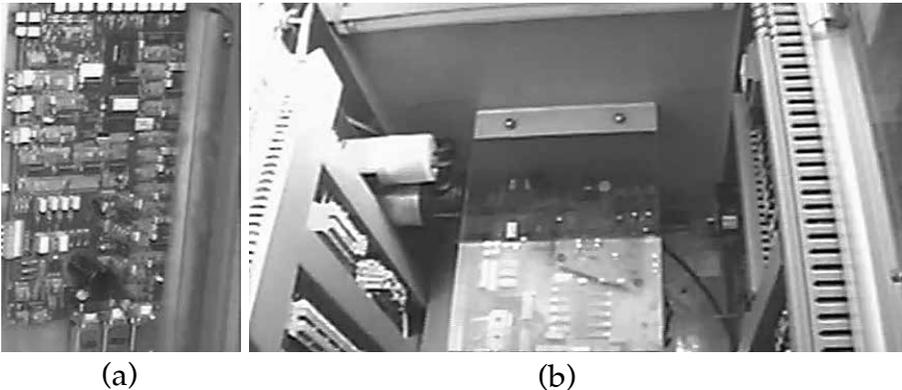


Figura 2.10 – Ventilador axial e chaminé para condução de calor no interior da torre

A figura 2.11 mostra a placa eletrônica, que faz a comunicação entre os conversores e a rede elétrica, e também a placa digital, que controla a excitação de um aerogerador síncrono.



Figuras 2.11 – (a) Placa de comunicação dos inversores, (b) PWM com a rede elétrica e placa de controle da excitação do gerador

Para levantar a curva de potência, utiliza-se um sistema de aquisição de dados monitorando-se a velocidade do vento, a potência da máquina, a temperatura ambiente, a pressão atmosférica e a umidade relativa. A figura 2.12 mostra a curva de potência de um aerogerador gerada por computador. Os pontos condensados representam a região de maior operação.

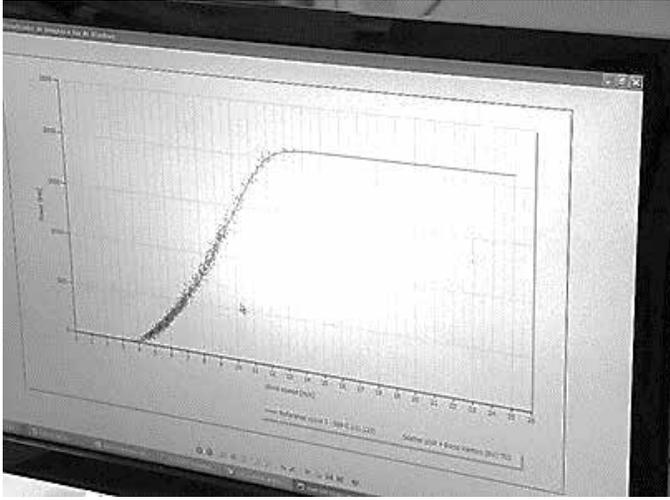


Figura 2.12 – Curva de potência de um aerogerador

## 2.3 Potência do Vento

A energia cinética de uma massa de ar  $m$  movendo em uma velocidade  $v$  é dada por:

$$E_{\text{cinética}} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

A potência de uma massa de ar movendo-se com uma velocidade através de uma área  $A$  é a energia por unidade de tempo:

$$P = \frac{E_{\text{cinética}}}{t} = \frac{1}{2} \frac{m}{t} v^2 \quad (2.2)$$

Mas a taxa de fluxo da massa através da área  $A(m^2)$  é calculado como o produto da densidade do ar  $\rho = \frac{kg}{m^3}$  pela área e pela velocidade  $v = \frac{m}{s}$ .

$$\frac{m}{t} = \rho Av \quad (2.3)$$

Logo,

$$P = \frac{1}{2} \rho Av^3 (W) \quad (2.4)$$

Para 1 atm e 15 °C, temos  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ .

A densidade do ar corrigida pela temperatura é dada por:

$$\rho = \frac{P_{\text{pressão absoluta}} P_{\text{peso gas}} 10^{-3}}{R_{\text{constante gas}} T_{\text{temperatura absoluta}}} \quad (2.5)$$

Onde:

$$P_{\text{peso gas}} = 28.97 \text{ g/mol};$$

$$T_{\text{temperatura absoluta}} = 273.15 + t^0 \text{ K};$$

$$R_{\text{constante gas}} = 8.2056 \times 10^{-5} \text{ m}^3 \cdot \text{atm};$$

$$P_{\text{pressão absoluta}} = 1 \text{ atm}.$$

Quando a altitude aumenta, a pressão do ar aumenta e, conseqüentemente, a densidade do ar aumenta. A pressão do ar corrigida pela altitude é dada pela seguinte equação:

$$P_{\text{pressão absoluta corrigida}} = P_{\text{pressão absoluta}} e^{-1.185 \cdot 10^{-4} H} \quad (2.6)$$

Onde:

$H$  é a altura em metros.

A altura da torre impacta diretamente na velocidade do vento e, conseqüentemente, na potência produzida.

Uma expressão bastante usada nos EUA, para calcular a velocidade do vento em função da rugosidade da superfície, é dada pela equação (2.7).

$$\left( \frac{v}{v_{10}} \right) = \left( \frac{H}{H_{10}} \right)^\alpha \quad (2.7)$$

Onde:

$v$  é a velocidade do vento na altura da torre;

$v_{10}$  é a velocidade do vento, geralmente a 10 m de altura;

$H$  é a altura da torre;

$H_{10}$  é a altura, geralmente igual a 10 m.

$\alpha$  é o coeficiente de rugosidade dado na tabela 2.2.

**Tabela 2.2 – Coeficiente  $\alpha$  para vários tipos de terrenos**

Características do terreno	Coeficiente
Terra firme e lisa, água calma em lago e oceano	0.10
Gramma alta em terreno nivelado	0.15
Cultivos altos e arbustos	0.20
Campo arborizado, muitas árvores	0.25
Cidade pequena com árvores e arbustos	0.30
Cidade grande com edifícios altos	0.40

Na Europa é usada uma formulação alternativa, que tem base teórica aerodinâmica, dada por:

$$\left(\frac{v}{v^{10}}\right) = \left(\frac{\ln\left(\frac{H}{z}\right)}{\ln\left(\frac{H}{H_{10}}\right)}\right) \quad (2.8)$$

Onde:

$z$  é o comprimento da rugosidade, cujos valores são dados na tabela 2.3.

**Tabela 2.3 – Classificação de rugosidade**

Descrição	Comprimento da rugosidade $z$
Superfície da água	0.0002
Áreas abertas com alguns corta-ventos	0.03
Terras agrícolas com alguns quebra-ventos de mais de 1 km separados	0.10
Distritos urbanos e terras agrícolas com muitos quebra-ventos	0.40
Densidade urbana ou florestal	1.60

## 2.4 Máxima Eficiência do Rotor

A dedução da potência máxima que uma turbina pode extrair do vento é creditada a um físico alemão, chamado Albert Betz, que primeiro formulou o equacionamento em 1919.

Considere a figura 2.13.

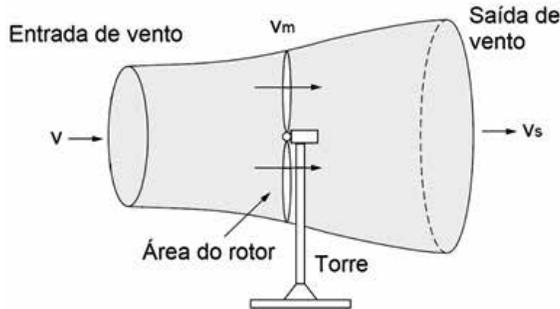


Figura 2.13 – Tubo de fluxo para cálculo da energia cinética extraída de uma turbina

A potência extraída pelas pás é igual à diferença de energia cinética do fluxo de entrada e saída.

$$P_{\text{extraída}} = \frac{1}{2} \rho A v_m (v^2 - v_s^2) \quad (2.9)$$

Mas

$$v_m = \frac{v + v_s}{2} \quad (2.10)$$

Substituindo a equação (2.10) em (2.9), temos:

$$P_{\text{extraída}} = \frac{1}{2} \rho A \frac{v + v_s}{2} (v^2 - v_s^2) \quad (2.11)$$

Dividindo por \$v\$ e multiplicando por \$v\$:

$$P_{\text{extraída}} = \frac{1}{2} \rho A \frac{\left(v + \frac{v_s}{v}\right)}{2} \left(v^2 - v^2 \left(\frac{v_s}{v}\right)^2\right) \quad (2.12)$$

Separando os termos:

$$P_{\text{extraída}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \left[ \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_s}{v}\right) \left(1 - \left(\frac{v_s}{v}\right)^2\right) \right] \quad (2.13)$$

A equação (2.13) é composta pela potência do vento  $\frac{1}{2}\rho Av^3$  multiplicada pela quantidade entre colchetes. A quantidade entre colchetes representa a potência que é extraída pelas pás, ou seja, a eficiência do rotor, designada como  $C_p(v)$  e chamada de coeficiente de potência.

$$C_p(v) = \left[ \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{v_s}{v} \right) \left( 1 - \left( \frac{v_s}{v} \right)^2 \right) \right] = \frac{1}{2} (1 + x)(1 - (x)^2) \quad (2.14)$$

Onde:

$$x = \frac{v_s}{v}$$

Portanto:

$$P_{\text{extraída}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(v) \quad (2.15)$$

Para calcular a máxima eficiência do rotor, derivamos a equação do  $C_p(v)$  em relação a  $x$  e igualamos o resultado a zero.

$$\frac{dC_p(v)}{dx} = \frac{1}{2} (1 + x)(1 - 3x) = 0 \quad (2.16)$$

Que resulta em:  $x = \frac{1}{3}$

Substituindo esse resultado na equação (2.14), vem:

$$C_p(v)_{\text{máximo}} = \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{1}{3} \right) \left( 1 - 3 \left( \frac{1}{3} \right)^2 \right) = \frac{16}{27} = 0.59259 = 59.259 \% \quad (2.17)$$

Portanto, a eficiência de Betz é igual a 59.3 %.

Sob as melhores condições de operação, as pás modernas de turbinas eólicas podem aproximar-se de 80 % desse limite.

A razão de velocidade da ponta da pá ( $\lambda$ ) é calculada como:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.18)$$

Onde:

$\omega R$  é a velocidade tangencial da ponta da pá;

$\omega$  é a velocidade angular;

$R$  é o raio da pá;

$v$  é a velocidade do vento a montante.

A potência extraída também sofre os efeitos do processo de conversão mecânico-eléctrico. Assim, a potência extraída do vento é representada por:

$$P_{\text{extraída}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(v) \eta \quad (2.19)$$

Onde:

$\eta$  é o rendimento do processo de conversão.

Estudos recentes indicam, para medições na Europa, um aproveitamento efetivo (produção de energia eléctrica) de 21 % da capacidade (valor nominal) dos aerogeradores, ao invés dos 35 % utilizados, normalmente, nos estudos de implantação.

### Exemplo 2.1

Uma turbina eólica tem uma torre de 50 m. A turbina eólica é instalada *offshore* em águas calmas, onde a potência da turbina a 10 m é 500 kW. Calcule a potência da turbina na altura da torre.

#### Solução:

Adotando a consideração de que  $\rho_{\text{AR}}$  não muda nas duas alturas e que o  $C_p$  também não muda para a máquina nas duas condições de altura, tem-se:

$$\frac{P_{50}}{P_{10}} = \frac{\left[ \frac{1}{2} \rho A v_{\text{vento}(50)}^3 \right] C_p}{\left[ \frac{1}{2} \rho A v_{\text{vento}(10)}^3 \right] C_p} \rightarrow \frac{P_{50}}{P_{10}} = \left( \frac{V_{\text{vento}(50)}}{V_{\text{vento}(10)}} \right)^3$$

Usando a equação (2.8):

$$\left( \frac{V_{\text{vento}(50)}}{V_{\text{vento}(10)}} \right) = \left( \frac{\ln\left(\frac{H}{z}\right)}{\ln\left(\frac{H_{10}}{z}\right)} \right) = \left( \frac{\ln\left(\frac{50}{0.0001}\right)}{\ln\left(\frac{10}{0.0001}\right)} \right) = 1.1398$$

Da tabela 2.3, pode-se obter o valor de rugosidade ( $Z_0$ ). Para lagos ou mar aberto, adota-se  $Z_0=0,0001$ . Assim,

$$\frac{P_{50}}{P_{10}} = (1.1398)^3 \rightarrow P_{50} = 500 \times 1.4807 = 740.3705 \text{ kW}$$

## Exemplo 2.2

Uma turbina eólica com pás de diâmetro 33.4 m tem velocidade a montante de 10 m/s e a jusante de 20 m/s. Calcule a potência capturada pela pá.

**Solução:**

Da equação (2.13), substituindo os valores dados, temos:

$$\begin{aligned}P_{\text{extraída}} &= \frac{1}{2} \rho A v^3 \left[ \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{v_s}{v} \right) \left( 1 - \left( \frac{v_s}{v} \right)^2 \right) \right] \\&= \frac{1}{2} 1.255 \pi \left( \frac{33.4}{2} \right)^2 20^3 \left[ \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{10}{20} \right) \left( 1 - \left( \frac{10}{20} \right)^2 \right) \right] \\&= 2.4149 \text{ MW}\end{aligned}$$

## 2.5 Regime dos Ventos

De uma maneira geral, as estações meteorológicas utilizam anemômetros de três copos para medir a velocidade do vento, colocados a uma altura de 10 m do solo (o ideal seria medir a velocidade do vento na altura do rotor), segundo recomendação da organização meteorológica mundial.

As modernas estações meteorológicas possuem, acoplado ao anemômetro, um sistema de armazenamento e transmissão dos dados medidos para uma central de processamento.

Esses sistemas registram os valores da velocidade e calculam um valor médio durante um período de tempo de 1 hora, 10 minutos ou de 1 minuto associados a uma data.

O processo de medição de 1 em 1 hora durante um mês é representado na tabela 2.4.

**Tabela 2.4 – Medidas de velocidade de vento**

Hora/ Dia	1	2	3	...	30	Velocidade média diária
1	$V_m(1,1)$	$V_m(1,2)$	$V_m(1,3)$	...	$V_m(1,30)$	$V_m(1)$
2	$V_m(2,1)$	$V_m(2,2)$	$V_m(2,3)$	...	$V_m(2,30)$	$V_m(2)$
3	$V_m(3,1)$	$V_m(3,2)$	$V_m(3,3)$	...	$V_m(3,30)$	$V_m(3)$
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
24	$V_m(24,1)$	$V_m(24,2)$	$V_m(24,3)$	...	$V_m(24,30)$	$V_m(24)$
Velocidade média mensal						$V_m$

Na tabela 2.4, o valor  $V_m(1,1)$  representa a velocidade média na primeira hora do primeiro dia, o valor  $V_m(1,2)$  representa a velocidade média na segunda hora do primeiro dia e assim as outras medidas de velocidade seguem uma descrição similar.

Na tabela 2.4, o período de amostragem, que é o intervalo de tempo utilizado para o cálculo da velocidade média a ser armazenada, é de 1 hora. A frequência de amostragem, que é o número de amostras colhidas em um dia, é de 24 amostras.

Para um levantamento mais preciso, podemos utilizar um período de amostragem de 10 minutos, com 144 ( $6 \times 24$ ) medidas diárias ou um período de 1 minuto, com 1.440 ( $60 \times 24$ ) medidas diárias.

O valor médio das velocidades acumuladas durante um mês é conhecido como velocidade média mensal ( $V_m$ ), que é calculado como a média das velocidades médias diárias. O conjunto das velocidades médias mensais fornece uma indicação da distribuição da velocidade do vento ao longo do ano.

O gráfico de  $V_m$  x hora do dia representa o dia típico, que é usado para estimar a distribuição da potência ao longo do dia e analisar as disponibilidades de energia com as necessidades do sistema de potência.

### 2.5.1 Análise do regime dos ventos

A análise de dados do vento envolve um número grande de valores medidos da velocidade. A apresentação desses valores por meio de uma tabela é de difícil interpretação, como mostrado em um exemplo didático, considerando somente valores inteiros, na tabela 2.5.

**Tabela 2.5 – Valores de velocidade média de vento (m/s) para 3 dias**

Dia/hora	1ªh	2ªh	3ªh	4ªh	5ªh	6ªh	7ªh	8ªh	9ªh	10ªh	11ªh	12ªh
1	3	4	4	6	7	7	6	5	5	4	5	3
2	4	5	5	8	9	8	7	6	4	3	2	2
3	2	5	6	6	8	10	9	7	6	4	5	3

Para facilitar a análise dos dados, os valores podem ser agrupados de uma maneira conveniente de acordo com a sua frequência de ocorrência, como mostra a tabela 2.6.

**Tabela 2.6 – Distribuição de velocidades**

Medida i	Vm	Frequência de ocorrência (fi)
1	10	1
2	9	2
3	8	3
4	7	4
5	6	6
6	5	7
7	4	6
8	3	4
9	2	3

O valor médio da velocidade pode ser calculado através da equação a seguir:

$$\bar{V} = \frac{\sum_{i=1}^N f_i V_i}{M} = \frac{f_1 V_1 + f_2 V_2 + \dots + f_N V_N}{M} \quad (2.20)$$

Onde:

$$M = f_1 + f_2 + \dots + f_N \quad (2.21)$$

$f_i$  é a frequência de ocorrência;  
 $N$  é o número de classes.

A variância pode ser calculada por:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^N f_i (V_i - \bar{V})^2}{M} \quad (2.22)$$

Ou em termos da frequência relativa:

$$f_{ri} = \frac{f_i}{M} \quad (2.23)$$

A velocidade média é calculada como:

$$\bar{V} = V_1 f_{r1} + V_2 f_{r2} + \dots + V_N f_{rN} \quad (2.24)$$

A variância é dada pela equação abaixo:

$$\sigma^2 = (V_1 - \bar{V})^2 f_{r1} + (V_2 - \bar{V})^2 f_{r2} + \dots + (V_N - \bar{V})^2 f_{rN} \quad (2.25)$$

A tabela 2.7 mostra o cálculo da velocidade média e da variância referente aos valores da tabela 2.6.

**Tabela 2.7 – Distribuição de velocidades**

Medida i	Vm	Frequência de ocorrência (fi)	$f_i x V_i$	$f_i (V_i - \bar{V})^2$
1	10	1	10	24.21
2	9	2	18	30.73
3	8	3	24	25.58
4	7	4	28	14.75
5	6	6	36	5.08
6	5	7	25	0.04
7	4	6	24	7.00
8	3	4	12	17.31
9	2	3	6	28.46
Total			$\bar{V} = \frac{183}{36} = 5.08$	$\sigma^2 = \frac{153.16}{36} = 4.25$

Os valores de velocidades de vento obtidos nas medições práticas são normalmente valores não inteiros e são agrupadas em classes com amplitudes de 1 m/s, ou seja,  $\Delta V = 1$  m/s. A velocidade de classe é a velocidade média dos valores que ocorrem na classe.

A identificação da classe a que pertence uma dada medida de velocidade é obtida com a utilização da equação (2.26).

$$C = INT\left(\frac{V_i}{\Delta V}\right) + 1 \quad (2.26)$$

Onde:

$INT(X)$  é a parte inteira de X;

$\Delta V$  é a largura do intervalo.

Um método alternativo e fundamentado em estudos estatísticos é o baseado na utilização da fórmula de Sturges.

Pela fórmula de Sturges, o número de classes é dado por:  $N = 1 + 3.333333333333333 \log(n)$ , onde n é o número total de valores.

No método de Sturges, calcula-se primeiro o número de classes e, em seguida, a amplitude de cada classe através da utilização da equação (2.27):

$$\Delta v = \left( \frac{V_{max} - V_{min}}{N} \right) \quad (2.27)$$

Os resultados podem ser visualizados pelo diagrama de frequências ou histograma.

Existem dois tipos de histogramas: o histograma de frequência de ocorrência ( $f_i \times V_i$ ) e o histograma de frequência relativa ( $f_{ri} \times V_i$ ), como é mostrado na figura 2.14, em (a), (b) e (c).

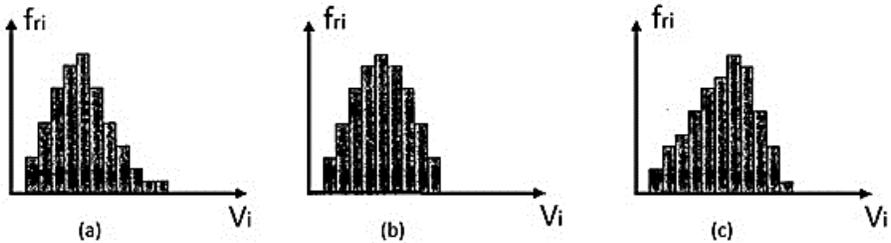


Figura 2.14 (a), (b), (c) – Histogramas

O histograma da figura 2.14(a) tem assimetria positiva e o valor médio é maior do que o valor mais frequente. Esse caso é mais interessante para a energia eólica. Os histogramas das figuras 2.14(b) e 2.14(c) têm, respectivamente, assimetria nula e assimetria negativa. Os valores médios das velocidades, respectivamente, são iguais e menores aos valores mais frequentes.

Se a distribuição for concentrada, como mostra a figura 2.15 (a), a variância é pequena e o vento tende a ser mais constante. Se a distribuição for espalhada, como mostra a figura 2.15(b), a variância é grande e o vento tende a ser mais inconstante.

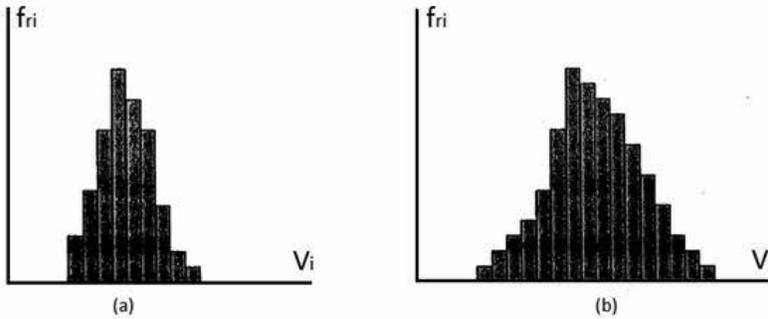


Figura 2.15 – (a) Distribuição concentrada, (b) distribuição espalhada

### Exemplo 2.3

Determine a velocidade média do sítio com as seguintes medidas de vento, faça o gráfico da frequência relativa *versus* velocidade de classe e comente sobre a viabilidade do sítio para geração de energia elétrica.

Tabela 2.8 – Medidas de velocidade de ventos

Dia-direção/hora						
	1	Direção (graus)	2	Direção (graus)	3	Direção (graus)
1ªh	3.12	113.2	4.10	93.1	2.90	121.7
2ªh	4.00	117.8	5.38	76.8	5.56	113.2
3ªh	4.15	106.6	5.95	76.1	6.23	113.4
4ªh	6.65	109.5	8.56	90.1	6.86	120.7
5ªh	7.70	104.7	9.96	87	8.65	119.6
6ªh	7.26	114.9	8.12	103.4	10.34	125
7ªh	6.90	94.9	7.54	102.7	9.87	111.9
8ªh	5.60	92.3	6.76	96.6	7.45	147.1
9ªh	5.50	82.5	4.67	104.5	6.39	196.8
10ªh	4.90	77.3	3.23	110.7	8.83	237.1
11ªh	5.50	78.9	2.46	107.9	5.87	217.7
12ªh	3.10	85.4	2.03	116.2	3.98	226.7

**Solução:**

Determinação das classes de cada velocidade

$$C = INT\left(\frac{V_i}{\Delta V}\right) + 1 = INT\left(\frac{3.12}{I}\right) + 1 = 3 + 1 = 4$$

$$C = INT\left(\frac{4.00}{I}\right) + 1 = 4 + 1 = 5$$

A tabela 2.9 apresenta as classes para todos os valores de velocidade de vento da tabela 2.8.

**Tabela 2.9 – Velocidades de vento separadas em classes**

Contador	$V_i$	Classe
1	3.12	4
2	4.00	5
3	4.15	5
4	6.65	7
5	7.70	8
6	7.26	8
7	6.90	7
8	5.60	6
9	5.50	6
10	4.90	5
11	5.50	6
12	3.10	4
13	4.10	5
14	5.38	6
15	5.95	6
16	8.56	9
17	9.96	10
18	8.12	9
19	7.54	8
20	6.76	7
21	4.67	5
22	3.23	4
23	2.46	3

24	2.03	3
25	2.90	3
26	5.56	6
27	6.23	7
28	6.86	7
29	8.65	9
30	10.34	11
31	9.87	10
32	7.45	8
33	6.39	7
34	8.83	9
35	5.87	6
36	3.98	4

As curvas de potência das turbinas eólicas começam desde a velocidade de 1 m/s. No caso do sítio em análise, não apareceram valores de velocidade de vento de 1 m/s nem de 2 m/s. Mas é possível representar esses valores, considerando a velocidade média da classe como sendo a metade do valor superior da classe, como mostrado na tabela 2.10.

**Tabela 2.10 – Cálculos obtidos com valores da tabela 2.9**

Número de medidas	Classe	Velocidade média da classe $V_i$	Frequência relativa $f_i$	Velocidade média $V_i * f_i$	Variância
0	1	0.5	0.00	0.00	0.00
0	2	1.5	0.00	0.00	0.00
3	3	2.4633	0.0833	0.2052	1.0431
4	4	3.3575	0.1111	0.3730	0.7770
5	5	4.3640	0.1388	0.6057	0.3724
7	6	5.6229	0.1944	1.0931	0.0279
6	7	6.6317	0.1667	1.1055	0.0661
4	8	7.4875	0.1111	0.8319	0.2452
4	9	8.5400	0.1111	0.9488	0.7156
2	10	9.9150	0.0556	0.5513	0.8513
1	11	10.3400	0.0278	0.2875	0.5231
Total				$V_m=6.002$	$\sigma^2=4.6217$

Onde:

$$\bar{V}_3 = \frac{2.46 + 2.03 + 2.90}{3} = 2.4633$$

$$f_{r3} = \frac{3}{36} = 0.0833$$

$$\bar{V}_4 = \frac{3.12 + 3.10 + 3.23 + 3.98}{4} = 3.3575$$

$$f_{r4} = \frac{4}{36} = 0.1111$$

$$\bar{V}_5 = \frac{4.00 + 4.15 + 4.90 + 4.10 + 4.67}{5} = \frac{21.82}{5} = 4.3640$$

$$f_{r5} = \frac{5}{36} = 0.1388$$

E de maneira similar são calculados os outros valores.

O gráfico da figura 2.16 mostra que a distribuição tem assimetria positiva. Isso indica que o sítio é bom para a energia eólica.

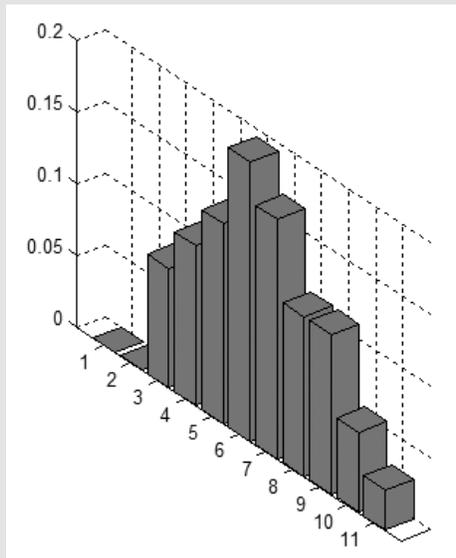


Figura 2.16 – Gráfico de barras

O registro contínuo da velocidade dos ventos permite associar uma distribuição da direção com que o vento sopra; isso é feito com a rosa dos ventos.

Para o traçado da rosa dos ventos, os quatro quadrantes são divididos em setores de  $30^\circ$  ou  $45^\circ$ , contados no sentido horário a partir do Norte.

Para 12 setores:

$$Número_{setor} = INT\left[\frac{\hat{angulo}}{30^\circ}\right] + 1 \quad (2.28)$$

Cada setor é dividido como a seguir:

Setor 1:  $0^\circ$  a  $29^\circ$

Setor 2:  $30^\circ$  a  $59^\circ$

Setor 3:  $60^\circ$  a  $89^\circ$

Setor 4:  $90^\circ$  a  $119^\circ$

Setor 5:  $120^\circ$  a  $149^\circ$

Setor 6:  $150^\circ$  a  $179^\circ$

Setor 7:  $180^\circ$  a  $209^\circ$

Setor 8:  $210^\circ$  a  $239^\circ$

Setor 9:  $240^\circ$  a  $269^\circ$

Setor 10:  $270^\circ$  a  $299^\circ$

Setor 11:  $300^\circ$  a  $329^\circ$

Setor 12:  $330^\circ$  a  $360^\circ$

Para 8 setores:

$$Número_{setor} = INT\left[\frac{\hat{angulo}}{45^\circ}\right] + 1 \quad (2.29)$$

Cada setor é dividido como a seguir:

Setor 1:  $0^\circ$  a  $44^\circ$

Setor 2:  $45^\circ$  a  $89^\circ$

Setor 3:  $90^\circ$  a  $134^\circ$

Setor 4:  $135^\circ$  a  $179^\circ$

Setor 5:  $180^\circ$  a  $224^\circ$

Setor 6:  $225^\circ$  a  $269^\circ$

Setor 7:  $270^\circ$  a  $314^\circ$

Setor 8:  $315^\circ$  a  $360^\circ$

As circunferências concêntricas são associadas a um valor da frequência relativa de ocorrência de leitura de velocidade no respectivo setor, que são marcadas sobre cada mediatriz. A rosa dos ventos é obtida com a união dos pontos marcados sobre todas as mediatrizes.

### Exemplo 2.4

Determine a rosa dos ventos, para o sítio do exemplo 2.3, considerando as medidas dadas na tabela 2.8:

#### Solução:

A partir da tabela 2.8, temos as medidas convertidas para radianos:

$d = [113.3 \ 117.8 \ 106.6 \ 109.5 \ 104.7 \ 114.9 \ 94.9 \ 92.3 \ 82.5 \ 77.3 \ 78.9 \ 85.4 \ 93.1 \ 76.8 \ 76.1 \ 90.1 \ 87 \ 103.4 \ 102.7 \ 96.9 \ 104.5 \ 110.7 \ 107.9 \ 116.2 \ 121.7 \ 113.2 \ 113.4 \ 120.7 \ 119.6 \ 125 \ 111.9 \ 147.1 \ 196.8 \ 237.1 \ 217.7 \ 226.7] \times \pi / 180$

Utilizando o comando `rose (d, 30)` do MATLAB, para gerar uma rosa dos ventos com 12 setores, vem:

Obs.: se a rosa dos ventos for com 8 setores, basta utilizar o comando `rose (d, 45)`.

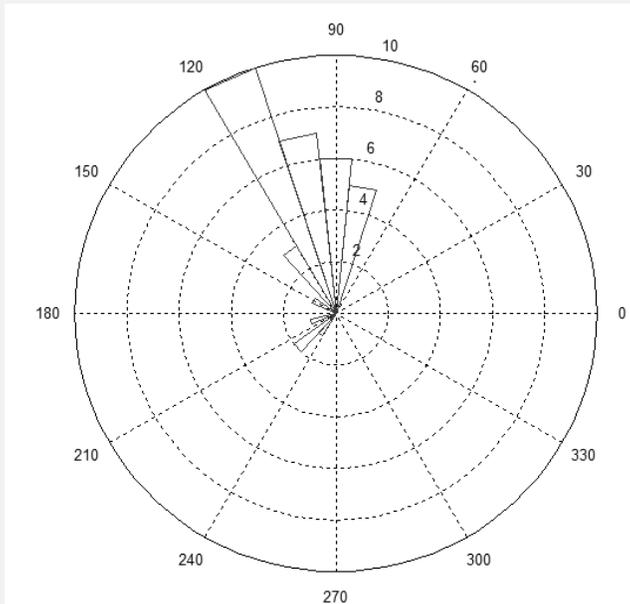


Figura 2.17 – Rosa dos ventos

A rosa dos ventos mostra que a direção predominante dos ventos é noroeste.

## 2.5.2 Distribuição de Weibull

Uma função densidade muito utilizada em energia eólica, para a previsão de ventos no futuro, é a densidade da distribuição de Weibull, definida como:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left( \frac{V_m}{c} \right)^{k-1} \exp \left[ - \left( \frac{V_m}{c} \right)^k \right] \quad (2.30)$$

Onde:

$f(V)$  representa a probabilidade de o vento assumir uma determinada velocidade  $V$ ;

$V_m$  é o valor médio;

$c$  é o fator que define a escala da distribuição e está relacionado com o valor médio;

$k$  é o parâmetro que define a forma da distribuição e está relacionado com o desvio padrão. Se o valor de  $k$  assume valores mais elevados, o gráfico da distribuição será mais concentrado e com um valor máximo maior.

O cálculo dos parâmetros de Weibull é feito através das equações seguintes:

$$k = \left( \frac{\sigma}{V_m} \right)^{-1.086} \quad (2.31)$$

$$V_m = c \gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (2.32)$$

Onde:

$\gamma$  é a função gama dada por:

$$\gamma = \int_0^a e^{-t} t^{x-1} dt = (\sqrt{2\pi x}) (x^{x-1}) (e^{-x}) \left( 1 + \frac{1}{12x} + \frac{1}{288x^2} - \frac{139}{51840x^3} + \dots \right) \quad (2.33)$$

A expressão que define a distribuição de Weibull pode ser reduzida à distribuição de Rayleigh, quando os parâmetros  $c$  e  $k$  têm os seguintes valores:

$$k = 2 e c = \frac{2V_m}{\sqrt{\pi}} \quad (2.34)$$

$$f(V) = \frac{2V_m}{c^2} \exp\left[-\left(\frac{V_m}{c}\right)^2\right] \quad (2.35)$$

Para determinar a potência média de Weibull em um dado sítio, deve ser feito o procedimento seguinte:

1. Determinar as classes de cada velocidade de vento medida, a velocidade média e o desvio padrão, conforme o item anterior 2.2.1;
2. Calcular a função densidade de probabilidade de Weibull para cada velocidade média de classe;
3. Para cada velocidade média de classe, determinar a potência gerada na curva do aerogerador;
4. Determinar a potência média de Weibull, de acordo com a equação (2.36).

$$P_m = \left( \frac{\sum_{n=1}^N f(V) P_{curva}}{\sum_{n=1}^N f(V)} \right) \quad (2.36)$$

Onde:

$N$  é o número de classes.

Os fabricantes de turbinas eólicas apresentam curvas de suas turbinas como as descritas em seguida:

Fabricante 1

**Tabela 2.11– Dados do fabricante 1**

Gerador assíncrono Potência nominal 2.1 MW Tensão nominal 690 V		Gerador assíncrono Potência nominal 1.5 MW Tensão nominal 690 V	
Velocidade do vento (m/s)	Potência de saída (kW)	Velocidade do vento (m/s)	Potência de saída (kW)
4	14	4	1
5	138	5	99
6	312	6	263

7	546	7	466
8	840	8	709
9	1180	9	974
10	1535	10	1219
11	1856	11	1382
12	2037	12	1438
13	2088	13	1473
14	2100	14	1500
15	2100	15	1500
16	2100	16	1500
17	2000	17	1500
18	2000	18	1500
19	2000	19	1500
20	2000	20	1500
21	2000		
22	2000		
23	2000		
24	2000		
25	2000		

Fabricante 2

**Tabela 2.12 – Dados do fabricante 2**

Gerador síncrono Potência nominal 2.0 MW Tensão nominal 690 V			Gerador síncrono Potência nominal 900 kW Tensão nominal 690 V		
Velocidade do vento (m/s)	Potência de saída (kW)	Coefficiente de potência (Cp)	Velocidade do vento (m/s)	Potência de saída (kW)	Coefficiente de potência (Cp)
1	0.0	0.00	1	0.0	0.00
2	3.0	0.12	2	1.4	0.19
3	25.0	0.29	3	8.0	0.32
4	82.0	0.40	4	24.5	0.41
5	174.0	0.43	5	53.0	0.46

6	321.0	0.46	6	96.0	0.48
7	532.0	0.48	7	156.0	0.49
8	815.0	0.49	8	238.0	0.50
9	1180.0	0.50	9	340.0	0.50
10	1612.0	0.50	10	466.0	0.50
11	1890.0	0.44	11	600.0	0.48
12	2000.0	0.36	12	710.0	0.44
13	2050.0	0.29	13	790.0	0.39
14	2050.0	0.23	14	850.0	0.33
15	2050.0	0.19	15	880.0	0.28
16	2050.0	0.15	16	905.0	0.24
17	2050.0	0.13	17	910.0	0.20
18	2050.0	0.11	18	910.0	0.17
19	2050.0	0.09	19	910.0	0.14
20	2050.0	0.08	20	910.0	0.12
21	2050.0	0.07	21	910.0	0.11
22	2050.0	0.06	22	910.0	0.09
23	2050.0	0.05	23	910.0	0.08
24	2050.0	0.05	24	910.0	0.07
25	2050.0	0.04	25	910.0	0.06

### Exemplo 2.5

Determine o valor da potência média de Weibull, para o sítio do exemplo 2.3, utilizando a curva de potência do aerogerador de um fabricante, dada a seguir:

**Tabela 2.13 – Dados da curva de potência**

Gerador síncrono Potência nominal 330 kW Tensão nominal 440 V		
Velocidade do vento (m/s)	Potência de saída (kW)	Coefficiente de potência (Cp)
1	0	0.00

2	0	0.00
3	5.0	0.35
4	13.7	0.40
5	30.0	0.45
6	55.0	0.47
7	92.0	0.50
8	138.0	0.50
9	196.0	0.50
10	250.0	0.47
11	292.8	0.41
12	320.0	0.35
13	335.0	0.28
14	335.0	0.23
15	335.0	0.18
16	335.0	0.15
17	335.0	0.13
18	335.0	0.11
19	335.0	0.09
20	335.0	0.08
21	335.0	0.07
22	335.0	0.06
23	335.0	0.05
24	335.0	0.05
25	335.0	0.04

**Solução:**

Determinação dos parâmetros de Weibull:

Da tabela 2.1, temos:

data = [3.12 4.00 4.15 6.65 7.70 7.26 6.90 5.60 5.50 4.90

5.50 3.10 4.10 5.38 5.95 8.56 9.96 8.12 7.54 6.76 4.67 3.23 2.46 2.03 2.90

5.56 6.23 6.86 8.65 10.34 9.87 7.45 6.39 8.83 5.87 3.98]

Cálculo dos parâmetros de Weibull:

Usando a expressão do MATLAB, vem:

```
parmhat= wblfit(data);      % estima os parâmetros de Weibull
a=parmhat(1,1)              % fator de escala
b=parmhat(1,2)              % fator de forma
a= 6.7284
b= 3.0653
```

Da tabela 2.6, temos as velocidades de classe:

```
VC= [0.5 1.5 2.4633 3.3575 4.3640 5.6229 6.6317 7.4875 8.5400 9.9150
10.3400]
```

Usando o comando do MATLAB:

```
for i=1:1:11
probabilidade(i) = wblpdf(VC(i), a, b);
end
```

Onde: wblpdf calcula a probabilidade de acontecer as velocidades de vento de acordo com a distribuição de Weibull.

```
probabilidade = [ 0.0021  0.0203  0.0546  0.0963  0.1429  0.1766
0.1699  0.1418  0.0934  0.0381  0.0265]
```

Para cada velocidade de classe será feita uma interpolação com spline, usando comando do MATLAB, na curva de potência do aerogerador:

interp1(X,Y,xi,método), onde: X e Y são vetores com pontos e valores correspondentes da função que se quer interpolar; xi é o ponto do qual se deseja saber o valor interpolado; e método pode ser um de 'linear', 'cubic', 'spline', 'nearest'.

Sejam:

```
X=[1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14; 15; 16; 17; 18; 19; 20; 21; 22;
23; 24; 25]
```

```
Y=[0; 5.0; 13.7; 30.0; 55.0; 92.0; 138.0; 196.0; 250.0; 292.8; 320.0; 335.0;
335.0; 335.0; 335.0; 335.0; 335.0; 335.0; 335.0; 335.0; 335.0; 335.0;
335.0; 335.0]
```

```
xi=0.5
```

```
interp1(X,Y,xi,'linear')= 0
```

```
xi=1.5
```

```
interp1(X,Y,xi,'linear')= 0
```

```
xi=2.4633;
```

```
interp1(X,Y,xi,'spline')= 8.2681
```

```
xi=3.3575;
```

```
interp1(X,Y,xi,'spline')= 18.6098
```

xi= 4.3640;  
interp1(X,Y,xi,'spline')= 37.8626

xi= 5.6229;  
interp1(X,Y,xi,'spline')= 76.9194

xi= 6.6317;  
interp1(X,Y,xi,'spline')= 119.6011

xi= 7.4875;  
interp1(X,Y,xi,'spline')= 165.5993

xi= 8.5400;  
interp1(X,Y,xi,'spline')= 226.2947

xi= 9.9150;  
interp1(X,Y,xi,'spline')= 289.7715

xi= 10.3400;  
interp1(X,Y,xi,'spline')= 303.6251

Cálculo da potência média gerada. Usando a equação (2.14), temos:

$$\left( \sum_{n=1}^N f(V)P_{curva} \right)$$

$$\begin{aligned} &= 0.0021 \times 0 + 0.0203 \times 0 + 0.0546 \times 8.2681 \\ &+ 0.0963 \times 18.6098 + 0.1429 \times 37.8626 + 0.1766 \times 76.9194 \\ &+ 0.1699 \times 119.6011 + 0.1418 \times 165.5993 \\ &+ 0.0934 \times 226.2947 + 0.0381 \times 289.7715 \\ &+ 0.0265 \times 303.6251 = 105.2626 \end{aligned}$$

$$\sum_{n=1}^N f(V) = 0.0021 + 0.0203 + 0.0546 + 0.0963 + 0.1429 + 0.1766 \\ + 0.1699 + 0.1418 + 0.0934 + 0.0381 + 0.0265 = 0.9625$$

$$P_m \left( \frac{\sum_{n=1}^N f(V)P_{curva}}{\sum_{n=1}^N f(V)} \right) = \frac{105.2626}{0.9625} = 109.3637 \text{ kW}$$

## 2.6 Controle de Potência Mecânica e Controle de Velocidade

O princípio de funcionamento de turbinas eólicas é baseado em dois processos bem conhecidos.

1. A conversão de energia cinética do ar em movimento em energia mecânica. Uso da aerodinâmica das pás do rotor.
2. A conversão eletromecânica de energia por meio de um gerador que é transmitida à rede elétrica.

As turbinas eólicas podem ser classificadas pelo seu controle de potência mecânica em:

1. Controle Stall

Stall passivo – quando a velocidade do vento supera a velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor “descola” da superfície da pá, aumentando a força de arrasto. Devido a tal fenômeno, o sistema atua como um freio aerodinâmico, controlando a potência produzida pela turbina. Para evitar que o estol ocorra em todas as posições da pá ao mesmo tempo, o que reduziria drasticamente a potência do rotor, as pás possuem uma torção longitudinal que leva a um suave desenvolvimento do estol. Sob todas as condições de velocidade do vento superior à nominal, o fluxo em torno dos perfis das pás é, pelo menos parcialmente, deslocado da superfície, produzindo sustentações menores e forças de arrasto mais elevadas (figura 2.18).

Stall ativo – baseia-se na alteração do eixo das pás (como no pitch), porém de forma a provocar “stall”. Acontece quando o ângulo de passo é reduzido e, conseqüentemente, o ângulo de ataque é aumentado para que a pá entre na região post-stall (apresenta efeitos turbulentos), como pode ser visto na figura 2.18. O ângulo de trabalho tem um limite de aproximadamente  $-5^\circ$ . A ação de controle dos atuadores é menor em stall ativo do que em ângulo de passo.

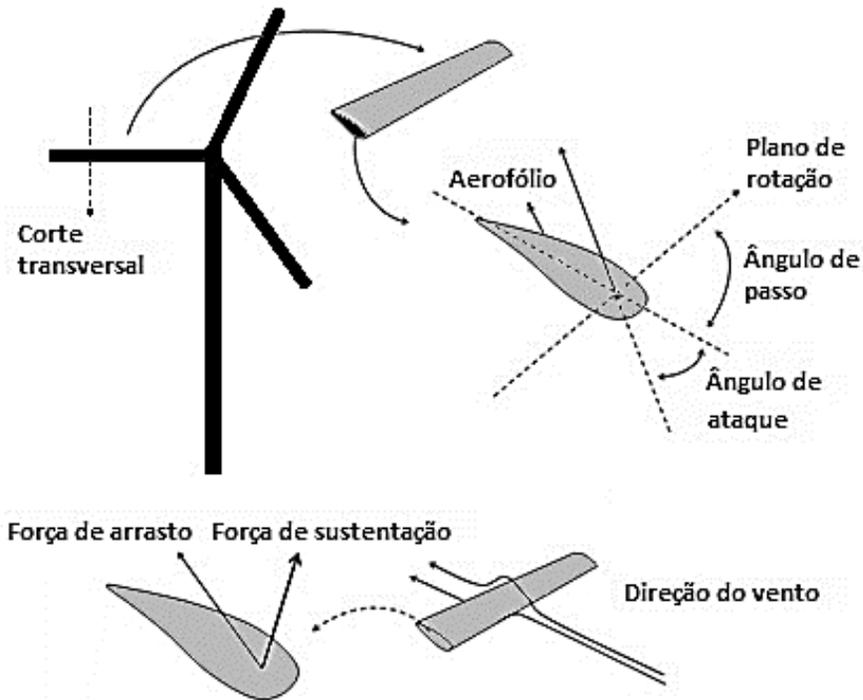


Figura 2.18 – Ângulo de passo e de ataque e forças de sustentação (faz a pá girar) e arrasto (faz a pá frear)

## 2. Controle pitch

No controle por ângulo de passo, o ângulo varia de  $0^\circ$  até aproximadamente  $35^\circ$ , podendo atingir  $90^\circ$  para frenagem aerodinâmica.

A figura 2.19 ilustra o efeito dos diferentes controles em termos da característica de produção de potência. A manutenção da potência em seu valor nominal à medida que aumenta a velocidade do vento se deve à movimentação das pás, o que resulta em uma redução no parâmetro  $C_p$ . Em velocidades muito elevadas o sistema é desligado para evitar danos.

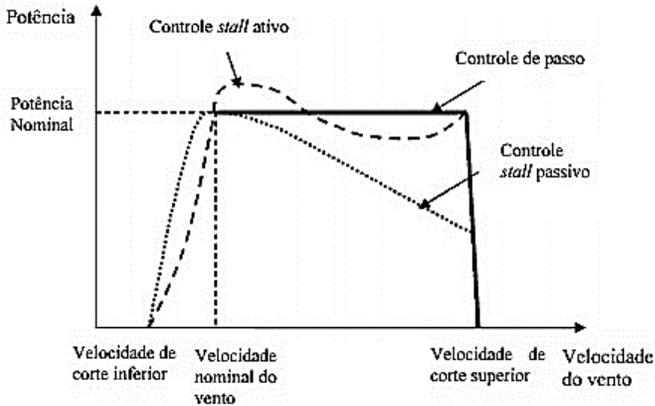


Figura 2.19 – Ações de controle de velocidade da turbina para controle de geração

As turbinas são divididas pelo seu controle de velocidade em:

1. Velocidade fixa (Tipo 1): usa gerador de indução com rotor em gaiola e turbina com regulação stall, stall ativo e pitch. Os fabricantes desse tipo de turbina são: Suzlon, Vestas, Siemens, Nordex, Ecotécnica e Made. As principais vantagens dessas turbinas são: simplicidade, robustez e baixo custo. As desvantagens são: funcionamento a velocidade constante e carga mecânica elevada para a maioria dos regimes de ventos.
2. Velocidade variável limitada (Tipo 2): usa gerador de indução com rotor bobinado e resistência de rotor controlada e controle de pitch. Os fabricantes desse tipo de turbina são: Suzlon, Vestas e Gamesa. As principais vantagens dessas turbinas são: melhoria da eficiência do sistema através do aumento da gama de variação de velocidade. As desvantagens são: gama de variação da velocidade reduzida e dissipação da potência extraída do rotor na resistência variável.
3. Velocidade variável (conversor variável) (Tipo 3): conhecido como gerador de indução com dupla alimentação. Usa gerador de indução com rotor bobinado e conversor

de frequência com processamento parcial de potência de 20 % a 30 % da potência nominal do gerador, no circuito do rotor. O conversor realiza a conversão da potência reativa e uma conexão suave à rede. Os fabricantes desse tipo de turbina são: Suzlon, Vestas e Gamesa, Nordex, GE e Ecotécnica. As principais vantagens são: aumento da eficiência, melhoria da qualidade de energia produzida, controle da potência ativa e reativa, atrativo do ponto de vista econômico. As desvantagens são: sistema de proteção do conversor (crowbar) contra correntes elevadas de defeito no rotor. Utilização de anéis coletores para transferir a potência do rotor para o conversor.

4. Velocidade variável completa (Tipo 4): usa gerador síncrono com conversor de potência com potência projetada para a potência nominal da máquina ou gerador síncrono de ímãs permanentes e controle de pitch. Os fabricantes são: Enercon, GE, Siemens, Made, Leitner e Jeumont. As principais vantagens dessas turbinas são: aumento da eficiência, melhora da qualidade de energia produzida, melhora do controle da potência ativa e reativa, ausência de anéis coletores e possível ausência da caixa de velocidade. As desvantagens são: custo elevado e perdas no conversor.
5. Uma máquina síncrona diretamente conectada à rede (Tipo 5): conversor de torque mecânico entre o eixo de baixa velocidade do rotor e o eixo de alta velocidade do gerador controla a velocidade síncrona.

## 2.7 Modelos em Regime Permanente

Turbinas eólicas modernas são mais altas do que a grande pirâmide de Quéops, com 139 m, e são mais altas do que monumentos como a mãe pátria, medindo 85 metros do topo de seu pedestal até a ponta da espada, em Leningrado, e a estátua da liberdade em Nova York, com 93 m, como mostra a figura 2.20. Atualmente, estão em estudos turbinas maiores do que 10 MW.

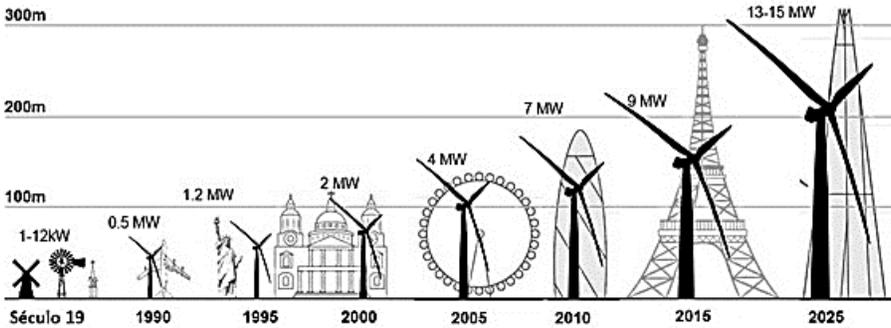


Figura 2.20 – Altura das turbinas eólicas

Como visto no item 2.2, os geradores empregados nas centrais eólicas podem ser máquinas de indução ou máquinas síncronas. Esses tipos de máquinas são descritos a seguir.

### 2.7.1 Máquinas de indução (MI)

O princípio de funcionamento de uma máquina de indução é explicado usando a figura 2.21.

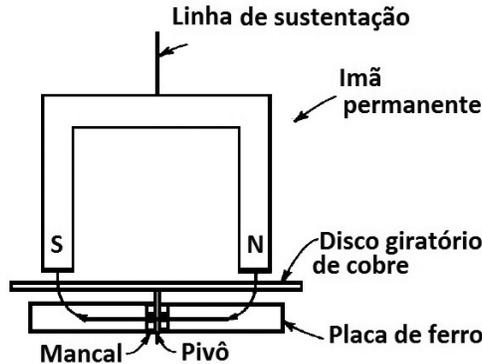


Figura 2.21 – Princípio de funcionamento de máquina de indução

Na figura 2.21, um ímã permanente, com bastante densidade de fluxo, é suspenso por uma linha de sustentação, sobre um disco de cobre colocado em um pivô preso num mancal de apoio fixa-

do em uma placa de ferro. Supõe-se que o pivô tem pouco atrito. Quando o ímã é colocado para girar, da direita para a esquerda ou da esquerda para a direita, o disco de cobre segue o movimento do ímã por causa das correntes parasitas induzidas devido ao movimento do disco em relação ao campo magnético. Pela lei de Lenz, o sentido da tensão induzida produz um campo que é oposto ao movimento que produziu a tensão induzida. Portanto, o disco gira no mesmo sentido do ímã, mas com uma velocidade menor. Assim, temos uma diferença de velocidades entre a velocidade síncrona do campo magnético girante, dependente da frequência, e a velocidade de escorregamento, a qual o disco de cobre gira. O escorregamento percentual é dado, então, pela equação (2.37).

$$s = \frac{\text{velocidade de escorregamento}}{\text{velocidade síncrona}} = \frac{\text{velocidade síncrona} - \text{velocidade do rotor}}{\text{velocidade síncrona}} = \left( \frac{w_s - w_r}{w_s} \right) \times 100 \quad (2.37)$$

Se o escorregamento for negativa, a MI funciona como um gerador, como mostrado na figura 2.22.

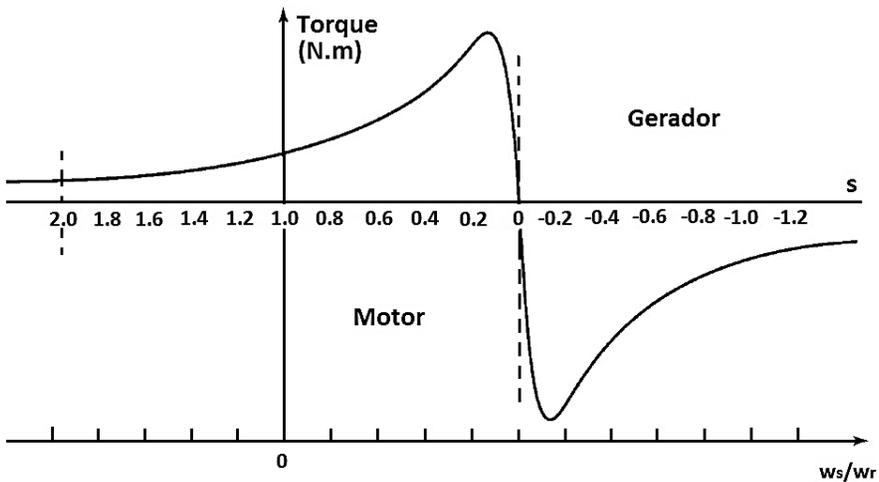


Figura 2.22 – Conjugado *versus* rotação de uma MI

Uma máquina de indução é composta por estator e rotor, como mostra a figura 2.23, (a) e (b).

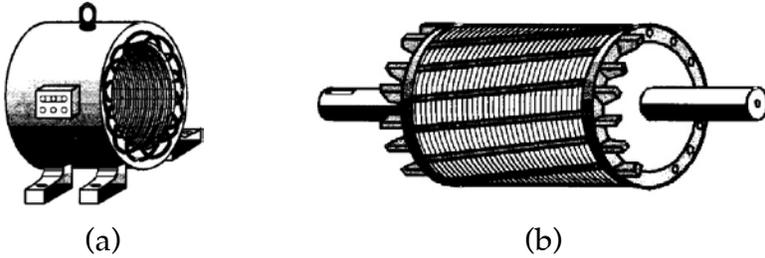


Figura 2.23 – (a) Estator de uma MI, (b) rotor de uma MI

O rotor pode ser do tipo gaiola de esquilo, que não possui os terminais acessíveis, ou seja, suas barras são curto-circuitadas, ou do tipo rotor bobinado, cujos terminais são acessíveis, como vemos nas figuras 2.24 e 2.25, respectivamente.

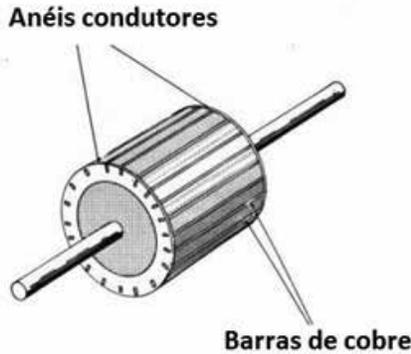


Figura 2.24 – Rotor gaiola de esquilo



Figura 2.25 – Rotor bobinado

As máquinas com rotor bobinado (MRB) podem receber energia nos terminais do rotor e do estator. As MRBs fornecem tensão constante ou controlada  $V_{a1}$  e frequência  $f_1$  através do estator, enquanto o rotor é suprido por um conversor de potência estática com tensão variável  $V_{a2}$  e frequência  $f_2$ .

O circuito do rotor pode absorver ou fornecer energia elétrica. Devido ao número de polos dos enrolamentos do estator e do rotor ser o mesmo no estado estacionário, de acordo com o teorema da frequência, a velocidade de escorregamento  $W_{esc}$  é dada pela equação (2.38):

$$W_{esc} = W_s - W_r \quad (2.38)$$

O sinal positivo (+) na equação (2.38) indica que a sequência de fase no rotor é a mesma no estator e  $w_{esc} < w_s$ , isto é, operação subsíncrona. O sinal negativo (-) na equação (2.38) corresponde a uma sequência de fase inversa no rotor quando  $w_{esc} > w_s$ , isto é, operação supersíncrona.

Pode-se argumentar que as MRBs funcionam como geradores síncronos com excitação trifásica de corrente alternada (CA) na frequência de deslizamento (rotor)  $w_r = w_s - w_{esc}$ . No entanto, como  $w_s \neq w_{esc}$ , o estator induz tensões nos circuitos do rotor mesmo em estado estacionário, o que não é o caso em geradores síncronos convencionais. Como resultado, componentes adicionais de energia ocorrem.

### 2.7.1.1 Equações de estado permanente

As equações de estado permanente para o rotor e o estator podem ser escritas em termos fasoriais na frequência  $f_1$  do estator e na frequência  $f_2$  do rotor como:

$$(R_1 + jw_1L_1)I_{a1} - V_{a1} = E_1 \quad (2.39)$$

$$(R_2 + js_1w_1L_2)I_{a2} - V_{a2} = E_{2s} \quad (2.40)$$

Mas para reduzir a tensão do rotor para o estator:

$$E_{2s} = sE_1 \quad (2.41)$$

Dividindo a equação (2.40) por  $s$ , vem:

$$\left( \frac{R_2}{s} + j\omega_1 L_2 \right) I_{a2} - \frac{V_{a2}}{s} = \frac{E_{2s}}{s} \quad (2.42)$$

Substituindo (2.41) em (2.42), temos a tensão e a corrente de rotor variando com a frequência  $f_1$  e assim estão referidas ao estator:

$$(R'_2 + j\omega_1 L_2) I'_{a2} - V'_{a2} = E_1 \quad (2.43)$$

O circuito equivalente da MI é mostrado na figura 2.26.

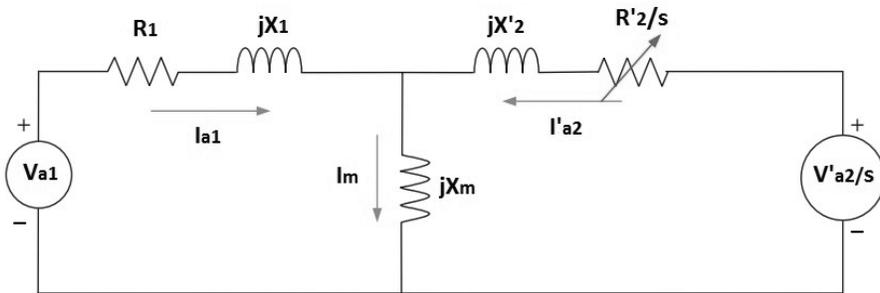


Figura 2.26 – Circuito equivalente da máquina de indução

As relações entre as grandezas do lado do estator e do rotor são dadas a seguir:

Frequência:

$$f_2 = sf_1 \quad (2.44)$$

Resistência:

$$R'_2 = R_2 \left( \frac{N_1}{N_2} \right) \quad (2.45)$$

Reatância:

$$X'_{2eq} = \omega \left[ \left( \frac{N_1}{N_2} \right)^2 L_2 - L_{12} \right] = 2\pi s f_2 L'_{2eq} = sX'_2 \quad (2.46)$$

Tensão:

$$V'_{a2} = \left( \frac{N_1}{N_2} \right) V_{a2} \quad (2.47)$$

Corrente no rotor referida ao estator:

$$I'_{a2} = \frac{V'_{a2}}{R'_2 + jX'_2} = \frac{V'_{a2}/s}{\frac{R'_2 + jX'_2}{s}} \quad (2.48)$$

$f_2$  é a frequência do rotor;

$f_1$  é a frequência do estator;

$s$  é o escorregamento;

$N_1$  é o número de espiras do enrolamento do estator;

$N_2$  é o número de espiras do enrolamento do rotor;

$L_2$  é a indutância própria do enrolamento do rotor;

$L_{12}$  é a indutância mútua entre os enrolamentos do estator e do rotor;

$V_{a1}$  é a tensão no estator;

$I_{a1}$  é a corrente no estator;

$R_1$  é a resistência do enrolamento do estator;

$X_1$  é a reatância do enrolamento do estator;

$X_m$  é a reatância de magnetização;

$X'_2$  é a reatância do enrolamento do rotor, referida ao estator;

$R'_2/s$  é a resistência do enrolamento do rotor, referida ao estator;

$V'_2/s$  é a tensão do rotor, referida ao estator;

$I'_{a2}$  é a corrente injetada no rotor, referida ao estator.

A componente  $R'_2/s$  pode ser decomposta em duas componentes: a resistência real do enrolamento do rotor mais uma componente que depende da velocidade do rotor e varia com o escorregamento.

$$\frac{R'_2}{s} = R'_2 + \frac{R'_2}{s}(1-s) = R'_2 + R_G \quad (2.49)$$

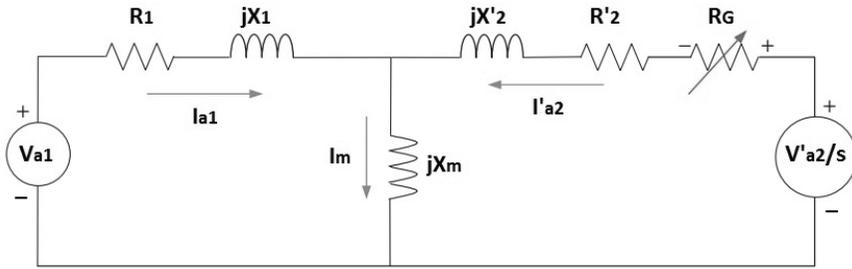


Figura 2.27 – Modelo da MI genérica

A resistência  $R_G$  multiplicada pela corrente  $I'_{a2}$  pode ser substituída por uma fonte de tensão  $V_G$  que representa a potência gerada pelo gerador em seu movimento de rotação. Ou seja, essa fonte de tensão representa a conversão de potência mecânica da caixa de engrenagens em potência eléctrica. Essa fonte está entregando potência quando a resistência  $R_G$  é negativa. A polaridade de  $V_G$  indica a energia entregue ao rotor.

$$V_G = -R_G I'_{a2} = -\frac{R'_2}{s} (1-s) I'_{a2} \quad (2.50)$$

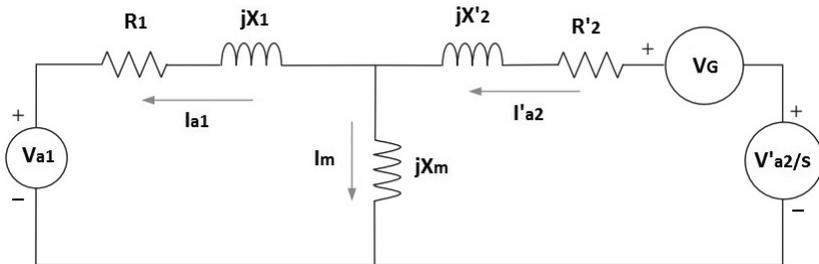


Figura 2.28 – Modelo da MI alternativo

### 2.7.1.2 Turbina tipo 1

Para o tipo de turbina 1, os enrolamentos do rotor são curto-circuitados e nenhuma injeção externa é usada. Então, para esses casos, a tensão no rotor é retirada do circuito da figura 2.28 e o circuito equivalente para um gerador de indução com rotor em gaiola é mostrado na figura 2.29.

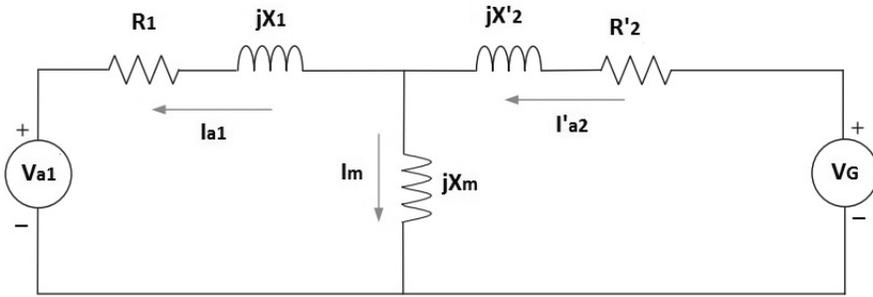


Figura 2.29 – Modelo de gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo

Na figura 2.30 é mostrada a turbina do tipo 1 ligada ao sistema de potência.

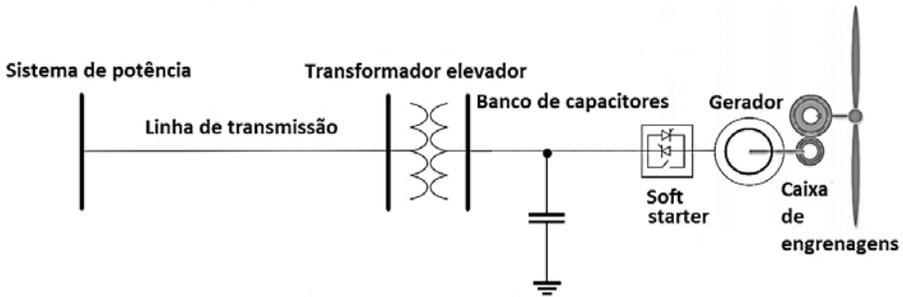


Figura 2.30 – Turbina do tipo 1

Soft-starter é um dispositivo eletrônico que efetua a conexão automaticamente, para reduzir a corrente de magnetização na partida.

O fluxo de potência no gerador de indução com gaiola de esquilo é mostrado na figura 2.31.

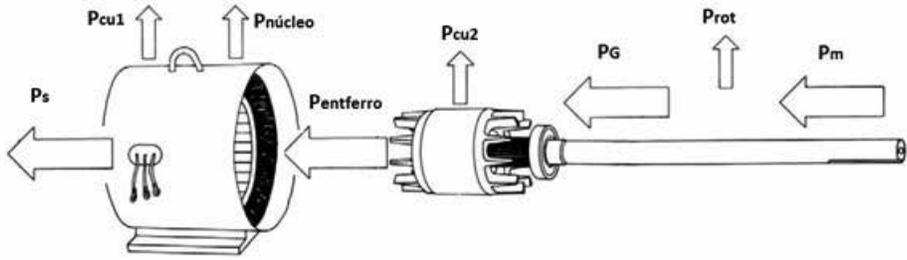


Figura 2.31 – Fluxo de potência em um gerador de indução com gaiola de esquilo

A potência na caixa de engrenagens  $P_m$  sofre perdas rotacionais  $P_{rot}$  e é convertida na potência elétrica  $P_G$ , que é dada por:

$$P_G = 3V_G I'_{a2} \cos\theta_2 = -3 \frac{R'_2}{s} (1-s) (I'_{a2})^2 \quad (2.51)$$

Onde:

$\theta_2$  é o ângulo entre  $V_G$  e  $I'_{a2}$ .

A potência gerada, também, pode ser calculada através do torque e da velocidade do rotor.

$$P_G = T_G \omega_r \quad (2.52)$$

As perdas no cobre do rotor são calculadas através da equação (2.53).

$$P_{cu2} = 3R'_2 (I'_{a2})^2 \quad (2.53)$$

A potência que passa através do entreferro é dada pela potência gerada menos as perdas no cobre do rotor.

$$P_{entferro} = P_G - P_{cu2} = -3 \frac{R'_2}{s} (I'_{a2})^2 \quad (2.54)$$

Comparando as equações (2.53) e (2.54), temos:

$$P_{entferro} = \left( \frac{P_G}{1-s} \right) \quad (2.55)$$

Quando a potência entra no estator, acontecem as perdas no cobre do estator, dadas por:

$$P_{cu1} = 3R_1(I_{a1})^2 \quad (2.56)$$

Outra perda é a perda no núcleo  $P_{núcleo'}$  que são difíceis de quantificar. O restante da potência é a potência de saída, que é entregue para a rede elétrica.

$$P_s = P_{entferro} - P_{cu1} - P_{núcleo} = 3V_{a1}I_{a1}\theta_1 \quad (2.57)$$

Onde:

$\theta_1$  é o ângulo entre  $V_{a1}$  e  $I'_{a1}$ .

O modelo do gerador de indução pode ser modificado usando o teorema de Thévenin, como mostrado na figura 2.32.

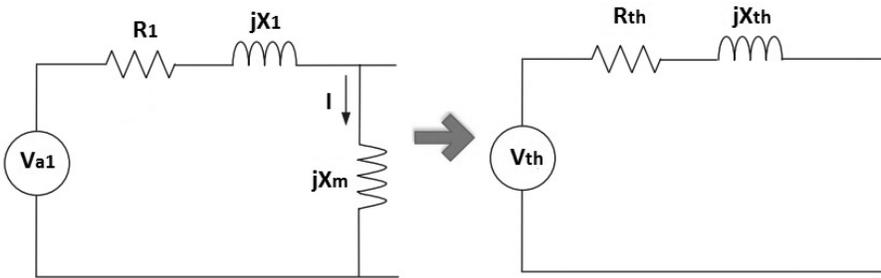


Figura 2.32 – Equivalente de Thévenin do estator

$$V_{th} = jX_m I = \frac{jX_m V_{a1}}{R_1 + j(X_1 + X_m)} \quad (2.58)$$

$$Z_{th} = R_{th} + jX_{th} = \frac{jX_m (R_1 + jX_1)}{R_1 + j(X_1 + X_m)} \quad (2.59)$$

Portanto, um modelo modificado do gerador de indução é mostrado na figura 2.33.

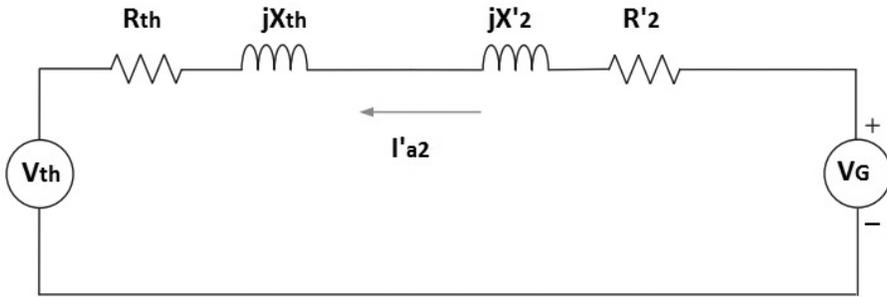


Figura 2.33 – Modelo do gerador de indução modificado

A corrente no rotor pode ser calculada como:

$$I'_{a2} = \frac{V_G - V_{th}}{(R_{th} + R'_2) + jX_{th} + X'_2} = \frac{-\frac{R'_2}{s}(1-s)I'_{a2} - V_{th}}{(R_{th} + R'_2) + jX_{th} + X'_2} \quad (2.60)$$

Isolando a corrente no rotor, temos

$$I'_{a2} = \frac{-V_{th}}{(R_{th} + R'_2/s) + j(X_{th} + X'_2)} \quad (2.61)$$

A potência reativa consumida pelo gerador de indução com gaiola de esquilo é calculada somando as potências reativas consumidas na reatância do estator, na reatância de magnetização e na reatância do rotor, respectivamente.

$$Q_t = Q_1 + Q_m + Q_2 = 3X_1(I_{a1})^2 + 3X_m(I_m)^2 + 3X'_2(I'_{a2})^2 \quad (2.62)$$

O fator de potência do gerador de indução é calculado pela equação clássica.

$$fp = \frac{P_s}{\sqrt{P_s^2 + Q_t^2}} \quad (2.63)$$

O escorregamento máximo do gerador é calculado a partir da substituição do módulo da equação (2.61) na equação (2.51) e depois calculando a derivada da potência gerada pelo escorregamento e igualando essa a zero. Portanto:

$$P_G = \frac{-3R'_2 V_{th}^2 (1-s)}{s \left[ \left( R_{th} + \frac{R'_2}{s} \right)^2 + (X_{th} + X'_2)^2 \right]} \quad (2.64)$$

$$\frac{dP_G}{ds} = 0 \rightarrow s' \quad (2.65)$$

$$s' = -x \left( x + \sqrt{x^2 + 1} \right) \quad (2.66)$$

Onde:

$$x = \frac{R'_2}{\sqrt{R_{th}^2 + 2R_{th}R'_2 + (X_{th} + X'_2)^2}} \quad (2.67)$$

A potência máxima que pode ser gerada é calculada substituindo o valor do novo escorregamento  $s'$  na equação (2.64).

$$P_{Gmax} = \frac{-3R'_2 V_{th}^2 (1-s')}{s' \left[ \left( R_{th} + \frac{R'_2}{s'} \right)^2 + (X_{th} + X'_2)^2 \right]} \quad (2.68)$$

### Exemplo 2.6

Uma turbina tipo 1 com 6 polos, 60 Hz, trifásica, com um gerador de indução conectado em estrela, está girando o gerador em 1.260 r/min. A tensão terminal do gerador é 690 V. Os parâmetros da máquina são  $R_1 = R'_2 = 10 \text{ m}\Omega$ ,  $X_1 = X'_2 = 100 \text{ m}\Omega$  e  $X_m = 2\Omega$ . Faça um programa em MATLAB para calcular:

- O escorregamento.
- A tensão de Thévenin.
- A impedância de Thévenin.
- A corrente no estator.
- A corrente no rotor referida ao estator.
- A potência gerada.
- A potência no entreferro.
- A potência entregue para a rede elétrica.
- A potência reativa do gerador.
- O fator de potência nos terminais do gerador.
- A potência máxima que pode ser gerada.

**Solução:**

```

clear all
clc
disp('xxx TURBINA 1 - GERADOR DE INDUÇÃO COM ROTOR GAIOLA
DE ESQUILO xxx')
%%

% CARACTERIZAÇÃO DA MÁQUINA
r1=0.01;           %resistência do estator
x1=0.1;           %reatância do rotor
r2=0.01;           %resistência do rotor referida ao estator
x2=0.1;           %reatância do rotor referida ao estator
xm=2;             %reatância de magnetização
p_rot=0;          %perdas rotacionais
v1=690/sqrt(3);   %tensão de fase de saída do gerador
av1=0;            %ângulo da tensão do gerador
ang=deg2rad(av1); % transforma grau para radiano
[v1x,v1y]=pol2cart(ang,v1); % transforma polar para retangular
v1_ret=v1x+(j*v1y); %tensão de entrada na forma retangular
f=60;             %frequência da rede elétrica
p=6;              %número de polos
ns=(120*f)/p;    %Velocidade Síncrona do campo do estator em RPM;
%%

% CÁLCULO DO CIRCUITO EQUIVALENTE DE THEVENIN DO ESTATOR
vth=((j*xm)*(v1x+(j*v1y)))/(r1+j*(x1+xm));
vth_mod=abs(vth); %Valor eficaz da Tensão de Thevenin
vth_ang_graus=rad2deg(angle(vth)); %Ângulo em graus da Tensão de
Thevenin
zth=((r1+(j*x1))*(j*xm))/(r1+j*(x1+xm)); %impedância de Thevenin
zth_mod=abs(zth); %módulo da impedância de Thevenin
zth_ang_graus=rad2deg(angle(zth)); %ângulo da impedância de
Thevenin
rth=real(zth); %resistência de Thevenin
xth=imag(zth); %reatância de Thevenin
fprintf('\nVth_mod=%.5f',vth_mod);
fprintf('\nVth_ang_graus=%.5f\n',vth_ang_graus);
fprintf('\nZth_mod=%.5f',zth_mod);
fprintf('\nZth_ang_graus=%.5f',zth_ang_graus);

```

```

%% GERADOR DE INDUÇÃO
nm=1260;           %Velocidade de operação do gerador
s=(ns-nm)/ns;     %cálculo do escorregamento
wm=nm*(2*pi)/60;  %velocidade ANGULAR do rotor

%CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE Zeq
zeq=zth+r2+(j*x2);
req=real(zeq);
xeq=imag(zeq);

%CÁLCULO DA CORRENTE NO ROTOR
i2=-vth/(rth+(r2/s)+j*xeq);
i2_mod=abs(i2)
i2_ang_graus=rad2deg(angle(i2))

%CÁLCULO DA TENSÃO Vd DO GERADOR ANTES DE PASSAR PARA
O ROTOR
vd=-(r2/s)*(1-s)*i2;
vd_mod=abs(vd);
vd_ang=rad2deg(angle(vd));

%CÁLCULO DA TENSÃO NA REATÂNCIA DE MAGNETIZAÇÃO
vm=vd-i2*(r2+(j*x2));
vm_mod=abs(vm)
vm_ang_graus=rad2deg(angle(vm))

%CÁLCULO DA CORRENTE NA REATÂNCIA DE MAGNETIZAÇÃO
im=vm/(j*xm);
im_mod=abs(im)
im_ang_graus=rad2deg(angle(im))

%CÁLCULO DA CORRENTE NO ESTATOR
i1=(vm-v1_ret)/(r1+(j*x1));
i1_mod=abs(i1)
i1_ang_graus=rad2deg(angle(i1))

%CÁLCULOS DIVERSOS
p_mec_des=-3*(r2/s)*(1-s)*((i2_mod)^2)  %potência gerada
t_mec=p_mec_des/wm                      %torque desenvolvido
p_perda_rotor=3*r2*((i2_mod)^2)         %perda no cobre do rotor
pg=p_mec_des-p_perda_rotor-p_rot        %potência no entreferro
p_perda_est=3*r1*((i1_mod)^2)          %perda no estator

```

```

p_rede=pg-p_perda_est      %potência entregue para a rede elétrica
s_est=3*(v1_ret*conj(i1')) %potência aparente de saída
s_est_mod=abs(s_est)       %módulo da potência aparente
s_est_graus=rad2deg(angle(s_est)) %ângulo da potência aparente
Q=(3*x1*(i1_mod)^2)+(3*x2*(i2_mod)^2)+(3*xm*(im_mod)^2)
%potência reativa consumida pelo gerador
Fp=(abs(p_rede))/s_est_mod %fator de potência do gerador
rend=p_rede/p_mec_des      %rendimento do gerador

```

```

% CÁLCULO DA POTÊNCIA MÁXIMA QUE PODE SER GERADA
m=r2/(sqrt(rth^2+2*rth*r2+xeq^2)) %variável auxiliar
para cálculo da potmax
sli=-m*(m+sqrt(m^2+1)) %calculo de
escorregamento para potência máxima
Pd_max=(-3*(1-sli)*r2*vth_mod^2)/sli/((rth+r2/sli)^2+xeq^2)
%potência máxima

```

Resultados:

- a)  $s = -0.05$ .
- b)  $V_{Th} = 379.3973 \angle 0.2728^\circ \text{ V}$ .
- c)  $Z_{Th} = 0.0091 + j0.0953 \ \Omega$ .
- d)  $I_{a1} = 1465.2 \angle 51.3587^\circ \text{ A}$ .
- e)  $I'_{a2} = 1389.2 \angle 45.9183^\circ \text{ A}$ .
- f)  $P_G = 1.2158 \text{ MW}$ .
- g)  $P_{\text{entferro}} = 1.1579 \text{ MW}$ .
- h)  $P_s = 1.0935 \text{ MW}$ .
- i)  $Q_t = 1.3677 \text{ MVAr}$ .
- j)  $fp = 0.6244 \text{ ind}$ .
- k)  $P_{G_{\text{max}}} = 1.2189 \text{ MW}$ .

### 2.7.1.3 Turbina tipo 2

A turbina do tipo 2 usa um gerador de indução com rotor bobinado, onde são conectadas resistências variáveis controladas por chaves de estado sólido, como mostrado na figura 2.34.

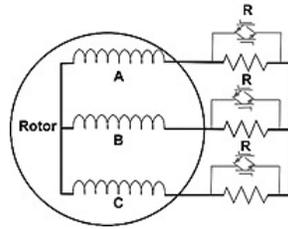


Figura 2.34 – Resistências conectadas ao rotor da turbina do tipo 2

Na figura 2.35 é mostrada a turbina do tipo 2 ligada ao sistema de potência.

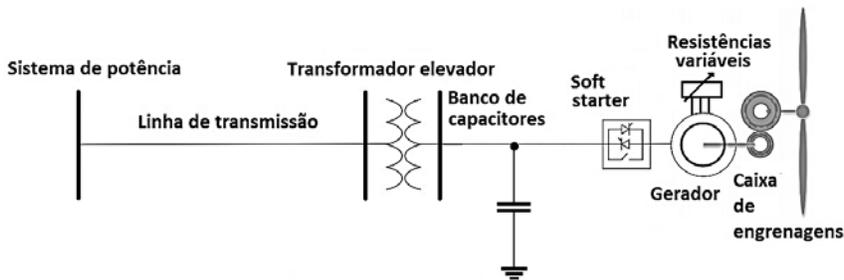


Figura 2.35 – Turbina tipo 2

O circuito equivalente da turbina tipo 2 é modificado em relação ao circuito equivalente da turbina tipo 1 colocando a resistência inserida nos terminais do rotor, como mostrado na figura 2.36. Essa resistência é geralmente usada para controlar a potência gerada em um valor especificado.

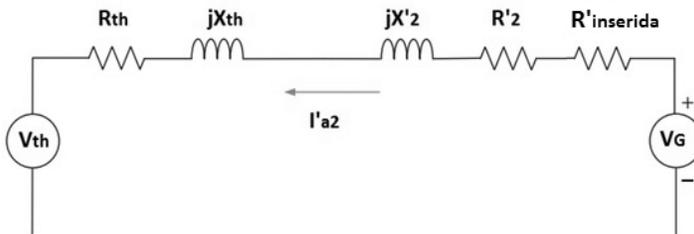


Figura 2.36 – Circuito equivalente da turbina do tipo 2

Conseqüentemente, as equações para a turbina tipo 2 são semelhantes àquelas da turbina do tipo 1, mas com a  $R'_{inserirda}$  inserida nas mesmas. Portanto, corrente no rotor:

$$I'_{a2} = \frac{-V_{th}}{(R_{th} + (R'_{inserirda} + R'_2) / s + j(X_{th} + X'_2))} \quad (2.69)$$

potência gerada:

$$P_G = 3V_G I'_{a2} \cos\theta_2 = -3 \frac{(R'_2 + R'_{inserirda})}{s} (1-s) (|I'_{a2}|)^2 = \frac{-3(R'_2 + R'_{inserirda})(1-s)V_{th}^2}{s \left[ \left( R_{th} + \frac{R'_2 + R'_{inserirda}}{s} \right)^2 + (X_{th} + X'_2)^2 \right]} \quad (2.70)$$

A resistência inserida, para controlar a potência em um determinado valor, pode ser deduzida a partir da equação (2.70).

$$R'_{inserirda} = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (2.71)$$

Onde consideramos somente a raiz positiva, e os parâmetros da equação do segundo grau são:

$$a = P_G$$

$$b = 2P_G R'_2 + 2P_G R_{th} s - (3s^2 - 3s)V_{th}^2$$

$$c = s^2 P_G R_{th}^2 + 2P_G R_{th} s R'_2 + (R'_2)^2 P_G - (3s^2 - 3s)V_{th}^2 R'_2 + s^2 P_G (X_{th} + X'_2)^2$$

De maneira similar ao caso da turbina tipo 1, temos:

Potência máxima gerada:

$$P_{Gmax} = \frac{-3(R'_2 + R'_{inserirda})V_{th}^2(1-s')}{\left[ \left( R_{th} + \frac{(R'_2 + R'_{inserirda})}{s'} \right)^2 + (X_{th} + X'_2)^2 \right]} s' \quad (2.72)$$

Onde:

$$s' = -x \left( x + \sqrt{x^2 + 1} \right) \quad (2.73)$$

$$x = \frac{R'_2 + R'_{inseririda}}{\sqrt{R_{th}^2 + 2R_{rh} (R'_2 + R'_{inseririda}) + (X_{th} + X'_2)^2}} \quad (2.74)$$

### Exemplo 2.7

Uma turbina eólica do tipo 2 tem os mesmos dados da turbina do exemplo numérico 2.6. Suponha que o gerador está operando em uma velocidade de 1.240 rpm. Se o vento aumenta a velocidade do gerador para 1.260 rpm, calcule a resistência que deve ser adicionada para manter a potência desenvolvida constante. Com o valor da resistência calculada, faça um código em MATLAB para calcular:

- A corrente no estator.
- A corrente no rotor referida ao estator.
- A potência gerada.
- A potência no entreferro.
- A potência entregue para a rede elétrica.
- A potência reativa do gerador.
- O fator de potência nos terminais do gerador.
- A potência máxima que pode ser gerada.

#### Solução:

Para calcular a resistência, precisamos calcular a potência gerada com a velocidade de 1.240 rpm. Temos:

$$s = \left( \frac{w_s - w_r}{w_s} \right) = \left( \frac{1200 - 1240}{1200} \right) = -0.0333$$

Usando a equação (2.61):

$$P_G = \frac{-3R'_2 V_{th}^2 (1-s)}{s \left[ \left( R_{th} + \frac{R'_2}{s} \right)^2 + (X_{th} + X'_2)^2 \right]} = \frac{-3(0.01)(379.3973)^2 (1+0.033)}{(-0.0333) \left[ \left( 0.0091 + \frac{0.01}{-0.0333} \right)^2 + (0.0953 + 0.1)^2 \right]}$$

$$P_G = 1.0903 \quad MW$$

Usando a equação (2.45), vem:

Portanto:

novo valor do escorregamento:

$$s = \left( \frac{w_s - w_r}{w_s} \right) = \left( \frac{1200 - 1260}{1200} \right) = -0.05$$

$$R'_{inserida} = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

$$a = P_G = 1090300$$

$$\begin{aligned} b &= 2P_G R'_2 + 2P_G R_{th} s - (3s^2 - 3s)V_{th}^2 \\ &= 2(1090300)(0.01) + 2(1090300)(0.0091)(-0.05) \\ &\quad - (3(-0.05)^2 - 3(-0.05))(379.3973)^2 = -1.8571 \times 10^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} c &= s^2 P_G R_{th}^2 + 2P_G R_{th} s R'_2 + (R'_2)^2 P_G - (3s^2 - 3s)V_{th}^2 R'_2 \\ &\quad + s^2 P_G (X_{th} + X'_2)^2 \\ &= (-0.05)^2 (1090300)(0.091)^2 \\ &\quad + 2(1090300)(0.091)(-0.05)(0.01)(0.1)^2 (1090300) \\ &\quad - (3(-0.05)^2 - 3(-0.05))(379.3973)^2 (0.01) \\ &\quad + (-0.05)^2 (1090300)(0.1 + 0.0953)^2 = -23.4094 \end{aligned}$$

$$R'_{inserida} = 0.005592888173907 \Omega$$

Código MATLAB

```
clear all
clc
disp('xxx  TURBINA 2 - GERADOR DE INDUÇÃO COM ROTOR
BOBINADO COM RESISTOR  xxx')
%%

% CARACTERIZAÇÃO DA MÁQUINA
r1=0.01;           %resistência do estator
x1=0.1;           %reatância do rotor
r2=0.01;           %resistência do rotor referida ao estator
x2=0.1;           %reatância do rotor referida ao estator
xm=2;             %reatância de magnetização
p_rot=0;          %perdas rotacionais
v1=690/sqrt(3);   %tensão de fase de saída do gerador
av1=0;           %ângulo da tensão do gerador
ang=deg2rad(av1); % transforma grau para radiano
[v1x,v1y]=pol2cart(ang,v1); % transforma polar para retangular
v1_ret=v1x+(j*v1y); %tensão de entrada na forma retangular
f=60;             %frequência da rede elétrica
p=6;              %número de polos
ns=(120*f)/p;    %Velocidade Síncrona do campo do estator
em RPM;
%%
```

```

%CÁLCULO DO CIRCUITO EQUIVALENTE DE THEVENIN DO ESTATOR
vth=((j*xm)*(v1x+(j*v1y)))/(r1+j*(x1+xm));
vth_mod=abs(vth); %Valor eficaz da Tensão de
Thevenin
vth_ang_graus=rad2deg(angle(vth)); %Ângulo em graus da
Tensão de Thevenin
zth=((r1+(j*x1))*(j*xm))/(r1+j*(x1+xm)); %impedância de Thevenin
zth_mod=abs(zth); %módulo da impedância de
Thevenin
zth_ang_graus=rad2deg(angle(zth)); %ângulo da impedância
de Thevenin
rth=real(zth); %resistência de Thevenin
xth=imag(zth); %reatância de Thevenin
fprintf('\nVth_mod=%.5f',vth_mod);
fprintf('\nVth_ang_graus=%.5f\n',vth_ang_graus);
fprintf('\nZth_mod=%.5f',zth_mod);
fprintf('\nZth_ang_graus=%.5f',zth_ang_graus);

%% GERADOR DE INDUÇÃO
rinse=0.005562888173907 %Resistência inserida no
rotor para controle de potência
nm=1260; %Velocidade de operação do gerador
s=(ns-nm)/ns; %cálculo do escorregamento
wm=nm*(2*pi)/60; %velocidade ANGULAR do rotor

%CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE Zeq
zeq=zth+r2+(j*x2);
req=real(zeq);
xeq=imag(zeq);

%CÁLCULO DA CORRENTE NO ROTOR
i2=-vth/(rth+((r2+rinse)/s)+j*xeq);
i2_mod=abs(i2)
i2_ang_graus=rad2deg(angle(i2))

%CÁLCULO DA TENSÃO Vd DO GERADOR ANTES DE PASSAR PARA
O ROTOR
vd=-((r2)/s)*(1-s)*i2;
vd_mod=abs(vd);
vd_ang=rad2deg(angle(vd));

```

**%CÁLCULO DA TENSÃO NA REATÂNCIA DE MAGNETIZAÇÃO**

```

vm=vd-i2*(r2+(j*x2));
vm_mod=abs(vm)
vm_ang_graus=rad2deg(angle(vm))

```

**%CÁLCULO DA CORRENTE NA REATÂNCIA DE MAGNETIZAÇÃO**

```

im=vm/(j*xm);
im_mod=abs(im)
im_ang_graus=rad2deg(angle(im))

```

**%CÁLCULO DA CORRENTE NO ESTATOR**

```

i1=(vm-v1_ret)/(r1+(j*x1));
i1_mod=abs(i1)
i1_ang_graus=rad2deg(angle(i1))

```

**%CÁLCULOS DIVERSOS**

```

p_mec_des=-3*((r2+rinse)/s)*(1-s)*((i2_mod)^2)    %potência gerada
t_mec=p_mec_des/wm                                %torque desenvolvido
p_perda_rotor=3*r2*((i2_mod)^2)                  %perda no cobre do rotor
pg=p_mec_des-p_perda_rotor-p_rot                 %potência no entreferro
p_perda_est=3*r1*((i1_mod)^2)                    %perda no estator
p_rede=pg-p_perda_est                            %potência entregue para a rede
elétrica
s_est=3*(v1_ret*conj(i1'))                        %potência aparente de saída
s_est_mod=abs(s_est)                              %módulo da potência aparente
s_est_graus=rad2deg(angle(s_est))                %ângulo da potência
aparente
Q=(3*x1*(i1_mod)^2)+(3*x2*(i2_mod)^2)+(3*xm*(im_mod)^2)
%potência reativa consumida pelo gerador
Fp=(abs(p_rede))/s_est_mod                        %fator de potência
do gerador
rend=p_rede/p_mec_des                             %rendimento do gerador

```

**% CÁLCULO DA POTÊNCIA MÁXIMA QUE PODE SER GERADA**

```

m=r2/(sqrt(rth^2+2*rth*r2+xeq^2))                %variável auxiliar
para cálculo da potmax
sli=-m*(m+sqrt(m^2+1))                           %calculo de
escorregamento para potência máxima
Pd_max=(-3*(1-sli)*(r2+rinse)*vth_mod^2)/sli/((rth+(r2+rinse)/
sli)^2+xeq^2)  %potência máxima

```

- a)  $I_{a1} = 1655.2 \angle 86.3635^\circ$  A.
- b)  $I'_{a2} = 1054.5 \angle 33.1444^\circ$  A.
- c)  $P_G = 1.0903$  MW.
- d)  $P_{\text{entferro}} = 1.0569$  MW.
- e)  $P_s = 0.97466$  MW.
- f)  $Q_t = 1.2389$  MVar.
- g)  $\text{fp} = 0.4927$  ind.
- h)  $P_{G_{\text{max}}} = 1.1276$  MW.

### 2.7.1.4 Turbina tipo 3

Na figura 2.37 é mostrada a turbina do tipo 3 ligada ao sistema de potência.

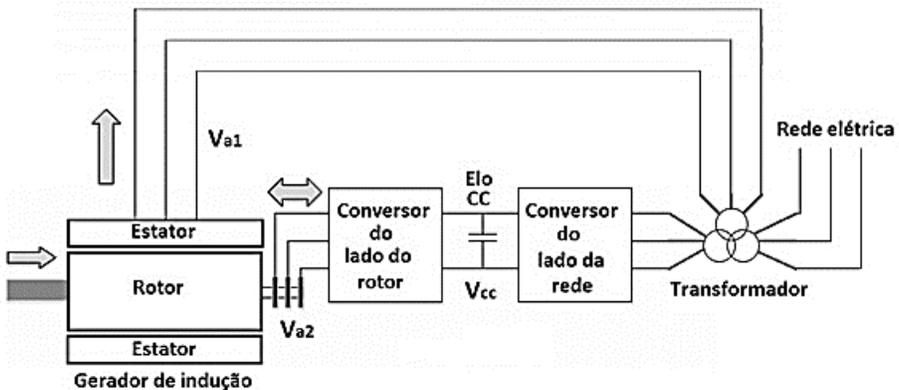


Figura 2.37 – Turbina tipo 3

A potência mecânica que vem da turbina entra no rotor e é convertida em energia elétrica. Como mostra a figura, no tipo de turbina 3 os enrolamentos do rotor são ligados ao conversor do lado do rotor que também injeta potência no rotor. Portanto, o modelo do circuito equivalente é o da figura 2.38, repetido a seguir:

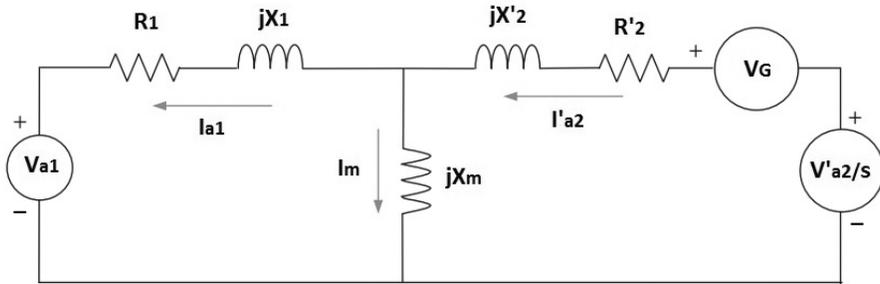


Figura 2.38 – Modelo da turbina do tipo 3

Quando a potência no rotor é negativa, o fluxo de potência é invertido e a potência é extraída do rotor e injetada na rede elétrica. O conversor do lado do rotor injeta tensão no rotor e controla o módulo e o ângulo da tensão e a frequência. Com isso, pode-se controlar: o torque desenvolvido, a velocidade de rotação, a potência reativa e o fator de potência nos terminais do estator, variação de velocidade da turbina e o fluxo bidirecional do rotor para o elo CC. A função do conversor do lado da rede elétrica é: manter a voltagem do elo CC em uma faixa especificada, permitir o fluxo bidirecional do elo CC para a rede elétrica, inverter a tensão na frequência da rede e controlar a potência reativa.

O gerador de indução com dupla alimentação pode operar com escorregamentos positivos ou negativos (velocidades subsíncrona ou supersíncrona). Quando o fluxo de potência ativa vai do conversor para o rotor, a velocidade é subsíncrona; o escorregamento é positivo e a potência do rotor também é positiva. É assim que o gerador de indução com dupla alimentação pode gerar eletricidade quando a velocidade do gerador está abaixo da sua velocidade síncrona. Na velocidade supersíncrona, o escorregamento é negativo e o fluxo de potência do rotor é negativo, isto é, a potência vai do rotor para a rede elétrica. No caso em que a potência mecânica da turbina é maior do que a potência nominal do estator, o excesso de energia passa para a rede elétrica através dos conversores de rotor. Assim, a capacidade total de geração de energia do sistema é aumentada.

Se o escorregamento for mantido dentro de  $\pm 30\%$ , a potência que passa pelo conversor é de cerca de 30% da potência nominal do estator. Portanto, o conversor do gerador de dupla alimentação é projetado para gerenciar cerca de um terço da potência nominal. Desta forma, o sistema gerador com dupla alimentação pode produzir 30% de potência em relação aos sistemas dos tipos 1 ou 2.

A partir da equação (2.69), acrescentando a tensão injetada no rotor, temos a corrente no rotor dada por:

$$I'_{a2} = \frac{\frac{V'_{a2}}{s} - V_{th}}{(R_{th} + R'_2/s) + j(X_{th} + X'_2)} \quad (2.75)$$

A tensão injetada pode ser decomposta em duas componentes:

$$\frac{V'_{a2}}{s} = V'_{a2} + \frac{V'_{a2}(1-s)}{s} \quad (2.76)$$

A potência elétrica vindo do rotor é calculada como:

$$P_r = 3I'_{a2} V'_{a2} \cos\theta_2 \quad (2.77)$$

Onde:

$\theta_2$  é o ângulo entre  $V'_{a2}$  e  $I'_{a2}$ .

A potência gerada pode ser obtida da equação (2.64) somada com a injeção no rotor. Portanto:

$$P_G = \frac{-3R'_2 V_{th}^2 (1-s)}{s \left[ \left( R_{th} + \frac{R'_2}{s} \right)^2 + (X_{th} + X'_2)^2 \right]} + 3 \operatorname{real} \left\{ \frac{V'_{a2}(1-s)}{s} I'_{a2} \right\} \quad (2.78)$$

A potência de saída do gerador é calculada como:

$$P_s = P_G + P_r - P_{cu} \quad (2.79)$$

Onde:

$$P_{cu} = 3R_1(I_{a1})^2 + 3R'_2(I'_{a2})^2 \quad (2.80)$$

A corrente no estator:

$$I_{a1} = \frac{jX_m I'_{a2} - V_{a1}}{R_1 + j(X_1 + X_m)} \quad (2.81)$$

### Proteção da turbina tipo 3

A ocorrência de um curto-circuito no SEP, mesmo distante do aerogerador, pode causar queda na tensão no ponto de acoplamento comum e esse afundamento, por sua vez, pode resultar em um aumento da corrente nos enrolamentos do estator do gerador que fluirá tanto no circuito do rotor quanto no conversor de potência, o qual poderá ser danificado. Com isso, a turbina eólica estará incapacitada de transmitir a potência mecânica convertida em elétrica ao sistema e a velocidade de rotação irá aumentar.

Para manter a estabilidade do sistema elétrico nessas condições, as centrais eólicas devem garantir seu funcionamento diante de afundamentos de tensão severos, evitando o acionamento dos dispositivos de proteção para subtensão.

Uma solução possível e bastante utilizada nos aerogeradores atuais, quando tensões e correntes elevadas são detectadas, é o fechamento de um curto nos enrolamentos do rotor da máquina através do circuito de proteção denominado *crowbar*, como mostrado na figura 2.39.

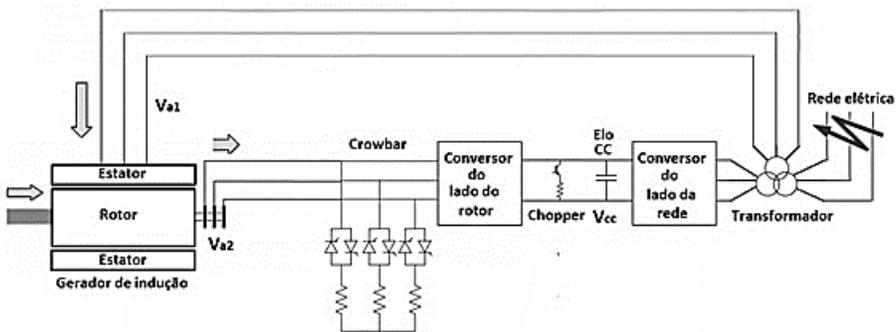


Figura 2.39 – Turbina tipo 3 com circuito *crowbar* ligado no rotor e *chopper*

O *crowbar* consiste, basicamente, num conjunto de resistências externas de alta densidade de dissipação de energia conectadas aos enrolamentos do rotor por contatores ou conversor estático (*crowbar* ativo) durante a falta. O objetivo fundamental de operação dessa proteção é, durante os instantes iniciais do afundamento de tensão, aumentar a resistência dos enrolamentos do rotor, a fim de proporcionar amortecimento no fluxo magnético e, com isso, conter picos de correntes nos enrolamentos do rotor e estator, protegendo, principalmente, o conversor do lado do rotor, evitando que os interruptores eletrônicos sejam avariados devido aos efeitos negativos das sobrecorrentes, bem como tensões elevadas no elo CC dos conversores.

Apesar da diminuição dos efeitos das correntes de curto-circuito, o *crowbar* possui uma desvantagem de que, durante o tempo em que a proteção está ativa, o conversor do lado do rotor é desconectado do rotor e fica impossibilitado de realizar o controle das potências ativa e reativa do estator.

Se a corrente do rotor do gerador durante as faltas na rede elétrica atinge o elo CC, ela poderia elevar a tensão do barramento CC devido à energia extra adquirida pelo capacitor. A elevação da tensão do barramento CC pode danificar os conversores eletrônicos de energia. Uma solução para esse problema é usar o sistema de *crowbar* para absorver a energia na resistência do *crowbar*. O *chopper* é outra solução que pode ser usada sozinha ou em conjunto com o circuito do *crowbar*. O circuito do *chopper* está localizado na ligação CC e está em paralelo com o capacitor, como mostrado na figura 2.34. Ele é projetado para dissipar a energia excedente em sua resistência, para manter a tensão do barramento CC em um valor desejado.

O *crowbar* pode ser ligado no estator, como mostra a figura 2.40.

### Enrolamento do estator

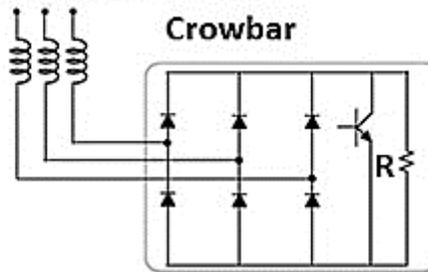


Figura 2.40 – Crowbar conectado nos enrolamentos do estator

### Exemplo 2.7

Uma turbina do tipo 3 com 6 polos, 60 Hz, trifásica, com um gerador de indução conectado em estrela, girando em 1.230 rpm. A tensão terminal do gerador é 690 V. Os parâmetros da máquina são  $R_1 = R'_2 = 5 \text{ m}\Omega$ ,  $X_1 = X'_2 = 150 \text{ m}\Omega$  e  $X_m = 5\Omega$ . Suponha que a tensão injetada vista do estator seja controlada pelo conversor PWM em  $5 \angle -120^\circ$ . Faça um programa em MATLAB para calcular:

- A corrente no rotor referida ao estator.
- A corrente no estator.
- A potência gerada.
- A potência entregue para a rede elétrica.
- A potência reativa do gerador.
- O fator de potência nos terminais do gerador.

#### Solução:

```
clear all
```

```
clc
```

```
disp('xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx ANÁLISE DE MÁQUINAS DE INDUÇÃO  
COM DUPLA ALIMENTAÇÃO xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx')
```

```
%%
```

#### % CARACTERIZAÇÃO DA MÁQUINA

```
r1=0.005;           %resistência do estator
```

```
x1=0.15;           %reatância do rotor
```

```
r2=0.005;           %resistência do rotor referida ao estator
```

```

x2=0.15;           %reatância do rotor referida ao estator
xm=5;             %reatância de magnetização
p_rot=0;          %perdas rotacionais
v1=690/sqrt(3);   %tensão de fase de saída do gerador
va2=(5)*(cos(-120*pi/180)+j*sin(-120*pi/180));           %tensão de
excitação do rotor ajustada por técnica PWM
modva2=abs(va2);  %módulo da tensão de excitação
av1=0;            %ângulo da tensão do gerador
ang=deg2rad(av1); % transforma grau para radiano
[v1x,v1y]=pol2cart(ang,v1); % transforma polar para retangular
v1_ret=v1x+(j*v1y); %tensão de entrada na forma retangular
f=60;             %frequência da rede elétrica
p=6;              %número de polos
ns=(120*f)/p;     %Velocidade Síncrona do campo do estator
em RPM;
wr=1230           %velocidade do rotor
%
%%

```

#### %CÁLCULO DO CIRCUITO EQUIVALENTE DE THEVENIN DO ESTATOR

```

vth=((j*xm)*(v1x+(j*v1y)))/(r1+j*(x1+xm));
vth_mod=abs(vth); %Valor eficaz da Tensão de Thevenin
vth_ang_graus=rad2deg(angle(vth)); %Ângulo em graus da Tensão de
Thevenin
zth=((r1+j*x1)*(j*xm))/(r1+j*(x1+xm));
zth_mod=abs(zth);
zth_ang_graus=rad2deg(angle(zth));
rth=real(zth);
xth=imag(zth);
fprintf('\nVth_mod=%.5f',vth_mod);
fprintf('\nVth_ang_graus=%.5f\n',vth_ang_graus);
fprintf('\nZth_mod=%.5f',zth_mod);
fprintf('\nZth_ang_graus=%.5f',zth_ang_graus);

```

#### %% ANÁLISE DA MÁQUINA DE INDUÇÃO COM DUPLAALIMENTAÇÃO

```

n=1;
modva2(n)=abs(va2);
s(n)=(ns-wr)/ns;
if s(n)~=0
nm(n)=ns*(1-s(n));
wm(n)=nm(n)*(2*pi)/60; %velocidade ANGULAR do rotor
%

```

```

%CÁLCULO DA Zeq
zeq=zth+r2+(j*x2);
req=real(zeq);
xeq=imag(zeq);

%CÁLCULO DA CORRENTE NO ROTOR
i2(n)=(va2/s(n)-vth)/(rth+(r2/s(n))+j*xeq)
ang2(n)=rad2deg(angle(i2(n)))
if s(n)<0
i2_mod(n)=abs(i2(n))
else
i2_mod(n)=-abs(i2(n))
end

%CÁLCULO DA TENSÃO Vd DO GERADOR ANTES DE PASSAR PARA O ROTOR
vd(n)=-(r2/s(n))*(1-s(n))*i2(n);
vd_mod(n)=abs(vd(n));
vd_ang(n)=rad2deg(angle(vd(n)));

%CÁLCULO DA TENSÃO NA REATÂNCIA DE MAGNETIZAÇÃO
vm(n)=vd(n)-i2(n)*(r2+(j*x2));
vm_mod(n)=abs(vm(n));
vm_ang_graus(n)=rad2deg(angle(vm(n)));

%CÁLCULO DA CORRENTE NA REATÂNCIA DE MAGNETIZAÇÃO
im(n)=vm(n)/(j*xm);
im_mod(n)=abs(im(n));
im_ang_graus(n)=rad2deg(angle(im(n)));

%CÁLCULO DA Ic (CORRENTE NA RESISTÊNCIA QUE REPRESENTA AS PERDAS NO NÚCLEO)
ic(n)=0;
ic_mod(n)=0;
%CÁLCULO DA CORRENTE NO ESTATOR
i1(n)=(j*xm*i2(n)-v1)/(r1+j*(x1+xm))
if s(n)<0
i1_mod(n)=abs(i1(n))
else
i1_mod(n)=-abs(i1(n)) %esse sinal negativo antes do abs tem a ver
com a convenção adotada (quando gerador positivo quando carga
NEGATIVO)
end

```

**%CÁLCULOS DIVERSOS**

```

Pr(n)=3*(i2_mod(n))*modva2(n)*cos(-120*pi/180-ang2(n)*pi/180);
% Potência gerada
p_mec_des(n)=-3*(r2*(1-s(n))/s(n))*((i2_mod(n))^2)+3*cos(-120*pi/180-
ang2(n)*pi/180)*(abs(va2)*abs(i2(n))*(1-s(n))/s(n))
%Torque desenvolvido
t_mec(n)=p_mec_des(n)/wm(n);
% Perda no rotor
p_perda_rotor(n)=3*r2*((i2_mod(n))^2);
%Potência no entreferro
pg(n)=p_mec_des(n)-p_perda_rotor(n)-p_rot;
%Perda no estator
p_perda_est(n)=3*r1*((i1_mod(n))^2);
p_nucleo(n)=0;
%Potência de saída do estator
p_rede(n)=pg(n)-p_perda_est(n)-p_nucleo(n)
%%Relação percentual entre a potência que passa no rotor e a
potência de saída do gerador
rela(n)=abs((Pr(n)/p_rede(n)))*100;
%if s(n)==-0.305 || s(n)==0.305
%imprima(n)=Pr(n)
%end
s_est(n)=3*(v1_ret*(i1(n)))'; %usado só p calcular o FP e nada mais
s_est_mod(n)=abs(s_est(n));
s_est_graus(n)=rad2deg(angle(s_est(n)));
%Potência reativa
Q(n)=(3*x1*(i1_mod(n))^2)+(3*x2*(i2_mod(n))^2)+(3*xm*(im_
mod(n))^2)
%Fator de potência
fp(n)=abs(p_rede(n))/s_est_mod(n)
s_def(n)=p_rede(n)/fp(n);
rend(n)=p_rede(n)/p_mec_des(n);
else
i2(n)=0;
i2_mod(n)=0;
i2_ang_graus(n)=0;

%CÁLCULO DA TENSÃO Vd DO GERADOR ANTES DE PASSAR PARA
O ROTOR
vd(n)=0;
vd_mod(n)=0;
vd_ang(n)=0;

```

**%CÁLCULO DA CORRENTE NO ESTATOR**

```

i1(n)=v1_ret/(r1+j*(x1+xm));
ang1(n)=rad2deg(angle(i1(n)))
i1_mod(n)=-abs(i1(n)); %esse sinal negativo antes do abs tem a ver
com a convenção adotada (quando gerador positivo quando carga
NEGATIVO)
i1_ang_graus(n)=rad2deg(angle(i1(n)));
%
```

**%CÁLCULO DA TENSÃO NA REATÂNCIA DE MAGNETIZAÇÃO**

```

vm(n)=v1_ret*((j*xm)/(r1+j*(x1+xm)));
vm_mod(n)=abs(vm(n));
vm_ang_graus(n)=rad2deg(angle(vm(n)));
%
```

**%CÁLCULO DA CORRENTE NA REATÂNCIA DE MAGNETIZAÇÃO**

```

im(n)=i1(n);
im_mod(n)=abs(im(n));
im_ang_graus(n)=rad2deg(angle(im(n)));
%
```

**%CÁLCULO DA  $I_c$  (CORRENTE NA RESISTÊNCIA QUE REPRESENTA AS PERDAS NO NÚCLEO)**

```

ic(n)=0;
ic_mod(n)=0;
%
```

**%CÁLCULOS DIVERSOS**

```

%
p_mec_des(n)=0;
t_mec(n)=0;
p_perda_rotor(n)=0;
pg(n)=0;
p_perda_est(n)=3*r1*((i1_mod(n))^2);
p_nucleo(n)=0;
p_rede(n)=-((p_perda_est(n))+p_nucleo(n));
s_est(n)=3*(v1_ret*(i1(n)))'; %utilizado só p calcular o FP
s_est_mod(n)=abs(s_est(n));
s_est_graus(n)=rad2deg(angle(s_est(n)));
Q(n)=(3*x1*(i1_mod(n))^2)+(3*xm*(im_mod(n))^2);
fp(n)=cos(angle(r1+j*(x1+xm)));
s_def(n)=p_rede(n)/fp(n);
rend(n)=0;
end
```

**Respostas:**

- a)  $I'_{a2} = 944.9916 \angle 25.4760^\circ \text{ A.}$
- b)  $I'_{a1} = 953.3007 \angle 29.7325^\circ \text{ A.}$
- c)  $P_G = 1.028 \text{ MW.}$
- d)  $P_s = 1.0010 \text{ MW.}$
- e)  $Q_t = 0.8443 \text{ MVar.}$
- f)  $fp = 0.8786 \text{ ind.}$

### 2.7.2 Máquina síncrona (MS)

Aproximadamente 98 % da potência gerada total nas centrais hidroelétricas, termelétricas e fontes não convencionais é feita com máquinas síncronas. A máquina síncrona é composta por uma parte fixa chamada de estator ou armadura e de uma parte móvel chamada de rotor, mostradas na figura 2.41.

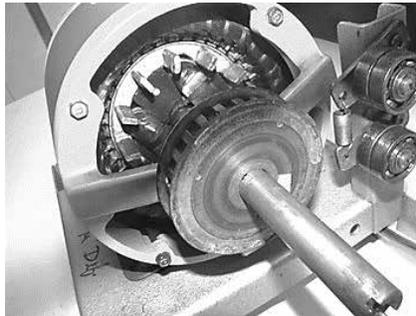


Figura 2.41 – Detalhes da construção do estator e do rotor de um gerador síncrono

Na figura 2.41, pode-se identificar os enrolamentos do estator (fios de cobre enrolados de maneira circular) e na parte central da máquina, fios de cobre ao redor dos polos do rotor, constituindo assim o enrolamento de campo. A parte metálica no formato circular são as hélices de arrefecimento e são utilizadas para a dissipação do calor gerado na máquina, constituindo função similar a dos radiadores de calor.

Geralmente, o circuito de excitação é conectado ao rotor, como mostra a figura 2.42.

Para pequenos geradores (até 1 MW), a excitação é produzida por um material magnético permanente tipo ferrita. Assim, uma máquina síncrona de imã permanente não tem enrolamentos de campo, que são substituídos por imãs permanentes de alto produto energético. Não possui escovas ou fonte de tensão contínua. A partir da utilização de novos materiais magnéticos, como os imãs permanentes de terras raras, aumentou a confiabilidade de o imã não desmagnetizar durante sobretensões no rotor. Os imãs de terras raras são compostos de neodímio-ferro-boro ou NdFeB e de samário-cobalto ou SmCo.

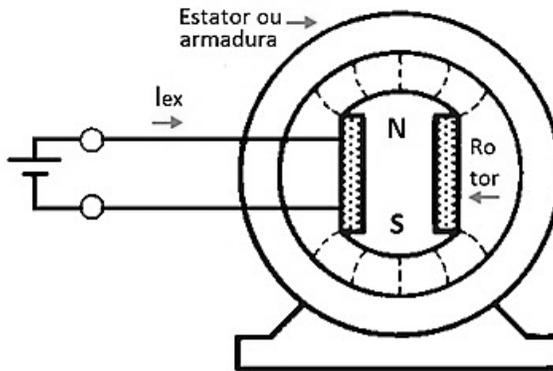


Figura 2.42 – Excitatriz da máquina síncrona

A velocidade síncrona é dada pela equação (2.82).

$$w_s = \frac{60f}{n^\circ \text{ de pares de polos}} = \frac{120f}{n^\circ \text{ de polos}} \quad (2.82)$$

A relação entre o ângulo elétrico e o ângulo mecânico de rotação é desenvolvida a seguir:

$$\begin{aligned} 2 \text{ polos} &\rightarrow 1 \text{ ciclo completo de onda} \\ P \text{ polos} &\rightarrow x \text{ ciclos} \end{aligned}$$

$$\text{Logo, } x = \frac{P}{2} \text{ ciclos}$$

1 ciclo  $\rightarrow \theta_m$

$$\frac{P}{2} \text{ ciclos} \rightarrow \theta_e$$

Portanto, o ângulo elétrico é relacionado com o ângulo de rotação mecânica como:

$$\theta_e = \frac{P}{2} \theta_m \quad (2.83)$$

### *Excitação dos geradores*

A potência necessária para alimentar o circuito de excitação de um gerador é, em geral, cerca de 5 % da potência do próprio gerador, variando a tensão entre 50 e 250 volts. A corrente de excitação dos primeiros geradores das centrais hidroelétricas era fornecida por um dínamo (relativamente pequeno em comparação com o gerador) com excitação em derivação, diretamente acionado pelo eixo do rotor do gerador. Esse dínamo era fixado sobre uma saliência do suporte do gerador, se este fosse horizontal. No caso de gerador vertical, pode ser sustentado pelo suporte superior, conforme figura 2.43. Atualmente, a excitação é feita por dispositivo de estado sólido.

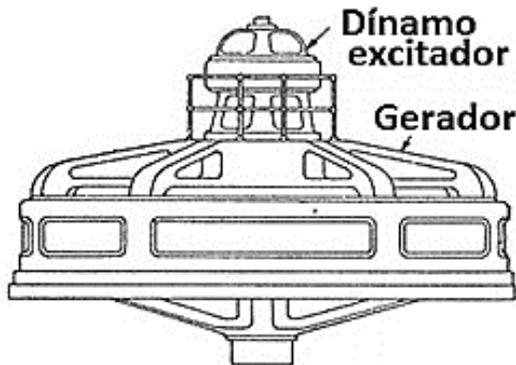


Figura 2.43 Dínamo excitador

A estrutura geral do sistema de excitação de um gerador síncrono é mostrada na figura 2.44, a qual consiste de circuitos de

medição e processamento de sinais, um regulador e uma excitatriz. Um determinado sinal de erro é enviado para o regulador e a tensão de campo  $E_{fd}$  da excitatriz é ajustada baseada na saída do regulador. Além disso, o conjunto regulador/excitatriz usualmente é equipado com limitadores de sobre/subexcitação, os quais, de fato, limitam a quantidade de potência reativa injetada ou consumida pelo gerador. A excitatriz pode ser controlada para atuar como um regulador de tensão ou de fator de potência, como discutido a seguir.

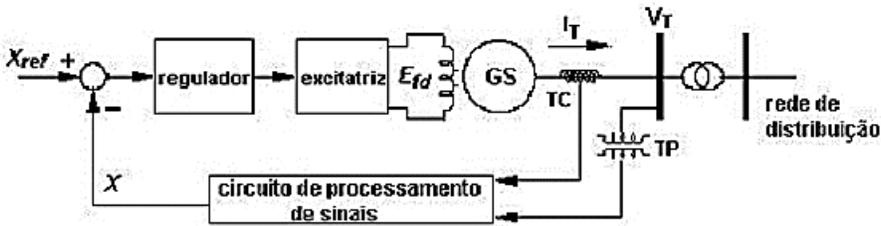


Figura 2.44 – Diagrama esquemático do sistema de controle de excitação de um gerador síncrono

### Regulador de tensão

Neste caso, o sinal medido  $X$  é dado por (2.76), sendo:  $V_t$  o fasor da tensão terminal,  $I_t$  o fasor da corrente terminal,  $j$  é o operador complexo (-1) e  $X_C$  é a reatância de compensação de corrente reativa. Normalmente, um valor positivo de  $X_C$  (reactive droop compensation) é empregado para compartilhar a corrente reativa entre diferentes geradores conectados a uma mesma barra. Por outro lado, um valor negativo de  $X_C$  (line drop compensation) é adotado com o objetivo de controlar a tensão em uma barra remota, usualmente a tensão terminal do lado de alta do transformador.

$$X = |V_t - j I_t X_C| \quad (2.84)$$

Na equação (2.76), se  $X_C$  for positiva,  $X$  diminui e  $V_t$  aumenta. Seja  $X = 10 \angle 0^\circ - 5 \angle -2^\circ (-1) \rightarrow X = 5.006$ . Se  $X_C$  for negativa,  $X$  aumenta e  $V_t$  diminui. Seja  $X = 10 \angle 0^\circ - 5 \angle -2^\circ (-1) \rightarrow X = 14.998$ .

### Regulador de fator de potência

Neste caso, o sinal medido  $X$  é o fator de potência. A tensão de campo é automaticamente ajustada para manter o fator de potência constante. Esse tipo de regulador é frequentemente utilizado no controle de excitação de grandes motores síncronos. No caso de geradores distribuídos, tal estratégia de controle é adotada por produtores independentes para evitar o pagamento de penalidades devido ao consumo de potência reativa ou para maximizar a geração de potência ativa. Nesse caso, a operação com fator de potência unitário é usualmente adotada. Adicionalmente, no caso de autoprodutores industriais, pode-se empregar os geradores síncronos para realizar a correção do fator de potência da instalação. Por conseguinte, os geradores são operados com fator de potência capacitivo. Além dos casos citados acima, alguns órgãos de regulamentação de países com tradição em geração distribuída requerem que o gerador opere importando potência reativa da rede de forma a contrabalancear o aumento do perfil de tensão. Assim, verifica-se que geradores distribuídos podem operar com fator de potência unitário, indutivo e capacitivo.

### 2.7.3 Circuito equivalente do gerador síncrono

O circuito equivalente do gerador em regime permanente é mostrado na figura 2.45.

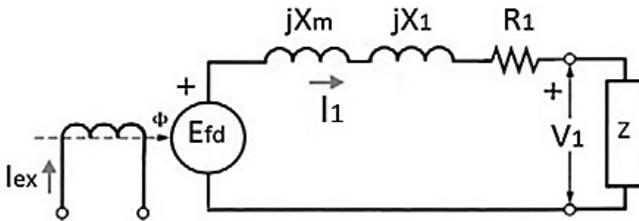


Figura 2.45 – Circuito equivalente do gerador síncrono

$$X_s = X_d \cong X_m + X_1 \quad (2.85)$$

Onde:

$I_{ex}$  é a corrente de excitação do gerador;

$I_1$  é a corrente no estator;

$X_s$  é a reatância síncrona;

$X_d$  é a reatância de eixo direto;

$X_m$  é a reatância de magnetização (reatância de reação da armadura);

$X_1$  é a reatância do enrolamento do estator;

$R_1$  é a resistência do enrolamento do estator;

$E_{fd}$  é a tensão no campo da armadura;

$V_1$  é a tensão terminal;

$Z$  é a impedância da carga.

Quando a corrente está em atraso (carga com fator de potência indutivo),  $E_{fd} > V_1$ , o gerador exporta (gera) reativos para atender à carga, como mostra a figura 2.46.

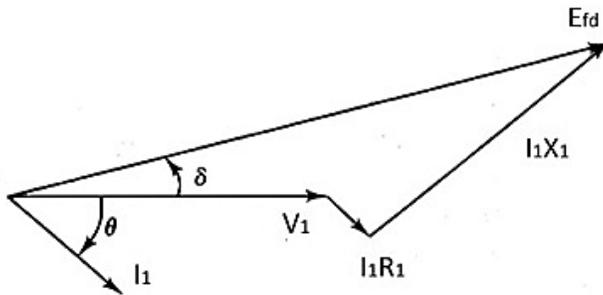


Figura 2.46 – Diagrama fasorial do gerador sobre-excitado

De acordo com a figura 2.46, a equação de tensão do gerador sobre-excitado é dada por:

$$E_{fd} = V_1 \cos\theta + I_1 R_1 + j(V_1 \sin\theta + I_1 X_1) \quad (2.86)$$

Quando a corrente está em atraso (carga com fator de potência capacitivo),  $E_{fd} < V_1$ , o gerador importa (absorve) reativos para atender à carga, como mostra a figura 2.47.

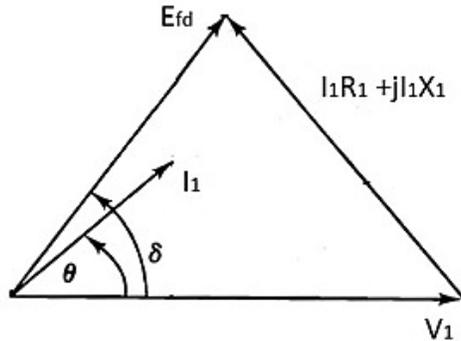


Figura 2.47 – Diagrama fasorial do gerador subexcitado

De acordo com a figura 2.47, a equação de tensão do gerador subexcitado é dada por:

$$E_{fd} = V_1 \cos\theta + I_1 R_1 + j(V_1 \sin\theta - I_1 X_1) \quad (2.87)$$

Quando a corrente está em fase (carga com fator de potência unitário),  $E_{fd} = V_1$ , o gerador não gera reativos, como mostra a figura 2.48.

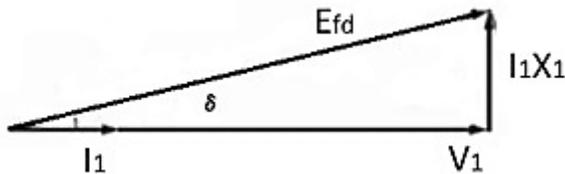


Figura 2.48 – Diagrama fasorial do gerador em fase

De acordo com a figura 2.48, a equação de tensão do gerador sobre-excitado é dada por:

$$E_{fd} = V_1 + I_1 R_1 + jI_1 X_1 \quad (2.88)$$

Os geradores síncronos utilizados nas centrais termelétricas são em sua maioria geradores de polos lisos (figura 2.49), com 2 polos (3.600 rpm) e alguns com 4 polos (1.800 rpm).

Os geradores síncronos utilizados nas centrais hidroelétricas e eolielétricas são máquinas com muitos polos, por exemplo,

110 polos nas hidrelétricas, e são chamadas máquinas de polos salientes, como mostra a figura 2.50.

Nas máquinas de polos salientes existem uma distorção no fluxo magnético entre os polos, como mostra a figura 2.51. Isso leva à decomposição das equações do gerador síncrono nos eixos direto e em quadratura, para levar em conta essa distorção. Assim, temos as reatâncias de eixo direto e de eixo em quadratura.

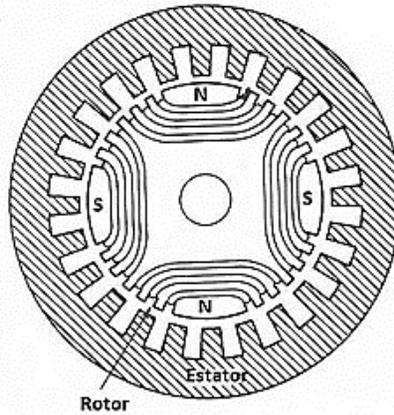


Figura 2.49 – Máquina síncrona de polos lisos

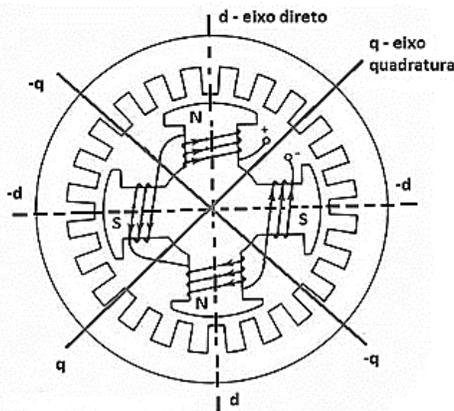


Figura 2.50 – Máquina síncrona de polo salientes

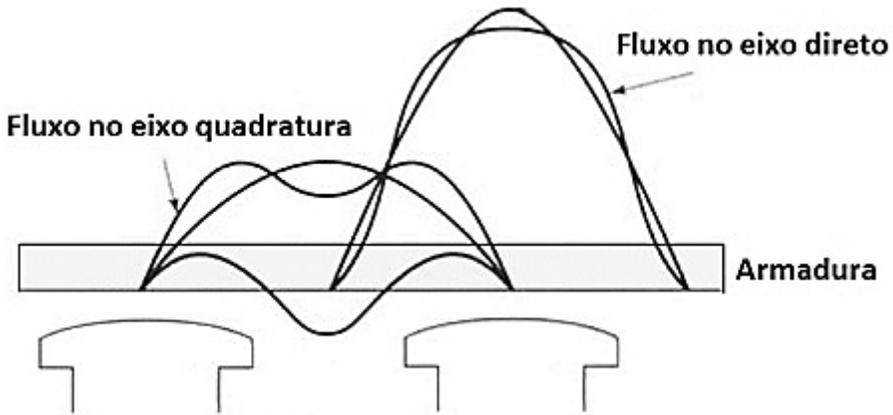


Figura 2.51 – Fluxos nos eixos direto e quadratura

## 2.7.4 Equações dos geradores síncronos

Seja um gerador síncrono de polos salientes ligado a um barramento infinito, como mostra a figura 2.52.

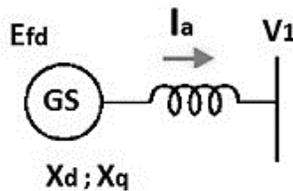


Figura 2.52 – Gerador síncrono de polos salientes conectado à rede elétrica

O diagrama fasorial do gerador síncrono de polos salientes alimentando uma carga com fator de potência indutivo é mostrado na figura 2.53.

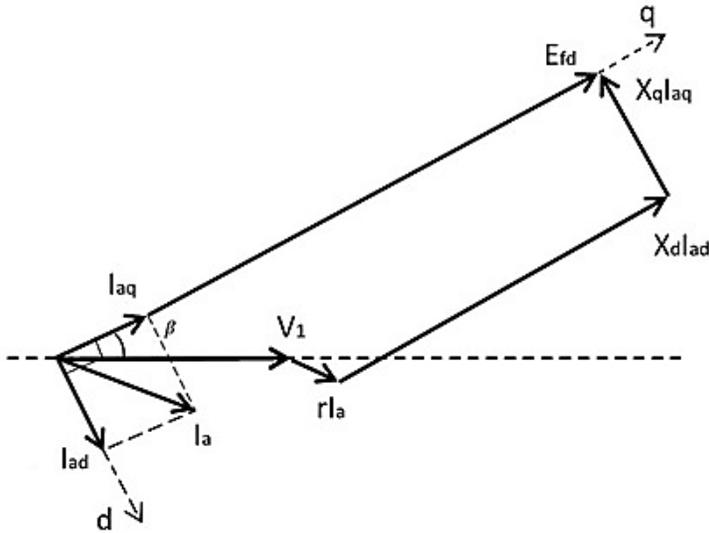


Figura 2.53 – Diagrama fasorial do gerador síncrono de polos salientes alimentando uma carga com fator de potência indutivo

Onde:

$E_{fd}$  é o vetor da tensão interna induzida do gerador;

$V_1$  é o vetor da tensão terminal do gerador;

$I_{aq}$  é a componente retangular da corrente do eixo em quadratura;

$I_{ad}$  é a componente retangular da corrente do eixo direto;

$I_a$  é a corrente de estator;

$X_d$  é a reatância síncrona de eixo direto;

$X_q$  é a reatância síncrona de eixo em quadratura;

$r$  é a resistência do enrolamento do estator.

Desprezando-se a resistência do enrolamento do estator e considerando:

$$V_1 = V_1 \angle 0^\circ \quad (2.89)$$

Vem:

$$\mathbf{E}_{fd} = |\mathbf{E}_{fd}| \angle \beta^{\circ} = |\mathbf{E}_{fd}| e^{j\beta} = |\mathbf{E}_{fd}| (\cos\beta - j\text{sen}\beta) \quad (2.90)$$

$$\mathbf{I}_a = \mathbf{I}_{ad} + \mathbf{I}_{aq} \quad (2.91)$$

A potência aparente gerada é dada por:

$$S_G = \mathbf{E}_{fd} \mathbf{I}_a^* = \mathbf{E}_{fd} (\mathbf{I}_{ad} + \mathbf{I}_{aq})^* = P_G + jQ_G \quad (2.92)$$

Fazendo as substituições e separando as partes real e imaginária, obtemos as equações para as potências geradas ativa e reativa.

$$P_G = \frac{|E_{fd}| |V_1|}{X_d} \text{sen}\beta + \frac{|V_1|^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}2\beta \quad W / \text{fase} \quad (2.93)$$

$$Q_G = \frac{|E_{fd}| |V_1|}{X_d} \cos\beta + \frac{|V_1|^2}{2} \left( \frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \right) \cos2\beta - \frac{|V_1|^2}{2} \left( \frac{X_d + X_q}{X_d X_q} \right) \quad Var / \text{fase} \quad (2.94)$$

Se fizermos:

$$X_d = X_q = X_s \quad (2.95)$$

Teremos as equações do gerador síncrono de polos cilíndricos ou lisos.

$$P_G = \frac{|E_{fd}| |V_1|}{X_s} \text{sen}\beta \quad W / \text{fase} \quad (2.96)$$

$$Q_G = \frac{|E_{fd}| |V_1|}{X_s} \cos\beta - \frac{|V_1|^2}{X_s} \quad Var / \text{fase} \quad (2.97)$$

### 2.7.5 Turbina tipo 4

A maioria dos geradores para sistemas tipo 4 são máquinas síncronas com excitação de ímã elétrico ou permanente.

Nessa tecnologia não há a presença de caixa de engrenagens na nacele e o rotor eólico é acoplado diretamente no eixo de um gerador síncrono que, devido à velocidade das pás está tipicamente variando de 6 a 60 rpm, o número de polos do gerador é grande, tipicamente mais de 100 polos, para aumentar  $f$  próxima da frequência da rede elétrica. Para fazer a ligação com a rede elétrica, são usados um retificador e dois conversores, como mostrado na figura 2.54.

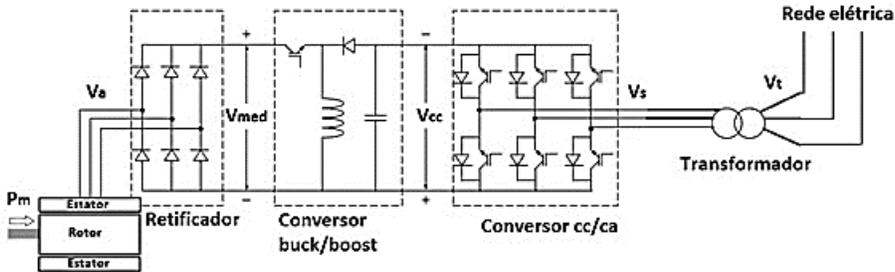


Figura 2.54 – Turbina tipo 4

Antes do retificador e conversor buck/boost, a tensão gerada é variável tanto em amplitude como em frequência; no entanto, após a inversão, a tensão, além de ser constante em amplitude e frequência, é dotada de harmônicas, cuja harmônica de terceira ordem é eliminada pelo transformador ligado em delta estrela aterrada.

Sabe-se que 3 enrolamentos defasados no espaço de  $120^\circ$  produzem no interior da máquina um campo magnético girante cujo sentido de rotação vai depender da sequência de fases em que se alimentou a máquina. Nesse tipo de máquina não há velocidade relativa de rotação entre o campo girante e a velocidade de rotação do rotor. Portanto,  $w_s = w_r$  e o escorregamento é nulo.

O gerador síncrono opera na velocidade de sincronismo.

$$w_s = \frac{120f}{n^\circ \text{ de polos}} \quad (2.98)$$

## Exemplo 2.8

Uma turbina do tipo 4 é conectada a um barramento infinito através de uma linha de transmissão. A tensão da barra infinita é de 15 kV e a tensão de saída do gerador do lado de alta tensão do transformador é de 14 kV. A reatância indutiva da LT é de 4  $\Omega$  e a reatância do transformador é de 5  $\Omega$ .

- Calcule a capacidade do sistema.
- Se um capacitor de 2  $\Omega$  é conectado em série com a LT, calcule a nova capacidade do sistema.

**Solução:**

$$\text{a) } P_{max} = \frac{V_1 V_2}{X} = \frac{14 \times 15 \times 10^6}{4 + 5} = 23.33 \text{ MW}$$

$$\text{b) } P_{max} = \frac{14 \times 15 \times 10^6}{9 - 2} = 30 \text{ MW}$$

## 2.8 Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono

A curva de capabilidade é associada com os limites físicos dos dispositivos do gerador síncrono. Esses limites definem a região de operação do gerador, considerando a análise em regime permanente. Os principais limites da curva de capabilidade são: limite térmico dos enrolamentos de campo, limite da potência da máquina primária, limite térmico dos enrolamentos do estator, limites de estabilidade permanente teórico e prático e limite mínimo da corrente de excitação.

Para calcular esses limites, precisamos das equações de potência gerada. Utilizando as variáveis auxiliares  $a$ ,  $b$  e  $c$ , para simplificar as equações (2.96) e (2.97), vem:

$$a = \frac{|E_{fd}| |V_1|}{X_d} \quad (2.99)$$

$$b = \frac{|V_1|^2}{2} \left( \frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \right) \quad (2.100)$$

$$c = \frac{|V_1|^2}{2} \left( \frac{X_d + X_q}{X_d X_q} \right) \quad (2.101)$$

Logo,

$$P_G = a \operatorname{sen} \beta + b \operatorname{sen} 2\beta \quad \text{W/fase} \quad (2.102)$$

$$Q_G = a \operatorname{cos} \beta + b \operatorname{cos} 2\beta - c \quad \text{Var/fase} \quad (2.103)$$

Os limites térmico dos enrolamentos de campo, potência da máquina primária e térmico dos enrolamentos do estator definem a operação do gerador na região de sobre-excitação, ou seja, na região de geração de reativos. Os geradores das centrais hidroelétricas, normalmente, atuam nessa condição de operação.

#### *Limite térmico dos enrolamentos de campo*

O limite térmico dos enrolamentos de campo é determinado pela corrente máxima que os enrolamentos do rotor podem suportar sem que ocorra danos a eles. Como a corrente de campo máxima é proporcional à tensão induzida, esse limite é definido como o lugar geométrico da tensão induzida máxima.

Temos:

$$S_G^2 = P_G^2 + Q_G^2 = (a \operatorname{sen} \beta + b \operatorname{sen} 2\beta)^2 + (a \operatorname{cos} \beta + b \operatorname{cos} 2\beta - c)^2 = a^2 + b^2 + 2abc \operatorname{cos} \beta - 2acc \operatorname{cos} \beta - 2bcc \operatorname{cos} 2\beta + c^2 \quad (2.104)$$

Somando  $-2ab$  e  $2ab$  e reunindo os termos, vem:

$$S_G^2 = P_G^2 + Q_G^2 = a^2 + (b + c)^2 + 2abc \operatorname{cos} \beta - 2c(a \operatorname{cos} \beta + b \operatorname{cos} 2\beta) \quad (2.105)$$

Somando e subtraindo  $c$  dentro do parêntese multiplicado por  $2c$  e fazendo:

$$Q_{\text{aux}} = Q_G + b + c \quad (2.106)$$

temos:

$$P_G^2 + (Q_{aux} - (b + c))^2 = a^2 + (b + c)^2 + 2abc\cos\beta - 2cQ_{aux} \quad (2.107)$$

Desenvolvendo a soma dos quadrados no primeiro membro, vem:

$$P_G^2 + Q_{aux}^2 - 2(b + c)Q_{aux} + (b + c)^2 = a^2 + (b + c)^2 + 2abc\cos\beta - 2cQ_{aux} \quad (2.108)$$

Reunindo os termos:

$$P_G^2 + Q_{aux}^2 = a^2 + 2bQ_{aux} + 2abc\cos\beta \quad (2.109)$$

Definindo:

$$W^2 = P_G^2 + Q_{aux}^2 \quad (2.110)$$

Em que vale:

$$P_G = W\sin\beta \quad (2.111)$$

$$Q_{aux} = W\cos\beta \quad (2.112)$$

Substituindo as equações (2.110) e (2.112) na equação (2.108), temos:

$$W^2 = a^2 + 2bW\cos\beta + 2abc\cos\beta \quad (2.113)$$

Resolvendo a equação do segundo grau (2.113), encontramos a raiz:

$$W = a + 2bc\cos\beta \quad (2.114)$$

Verificação:

Substituindo (2.114) em (2.112), vem:

$$(a + 2bc\cos\beta)^2 = a^2 + 2bc\cos\beta(a + 2bc\cos\beta) + 2abc\cos\beta \quad (2.115)$$

$$a^2 + 4abc\cos\beta + 4(bc\cos\beta)^2 = a^2 + 2abc\cos\beta + 4(bc\cos\beta)^2 + 2abc\cos\beta \quad (2.116)$$

Confirmando a raiz da equação.

A equação (2.114) denomina-se Limaçon de Pascal e representa o limite térmico da corrente de campo.

#### *Limite da potência mecânica da máquina primária*

A potência mecânica máxima é representada no plano P – Q com uma reta paralela ao eixo Q, que passa pelo ponto:

$$P_{\text{mec MAX}} = kS_{\text{nominal}} \quad (2.117)$$

Onde k é uma constante, por exemplo 0.9.

#### *Limite térmico dos enrolamentos do estator*

O limite térmico dos enrolamentos do estator é determinado pela corrente máxima que os enrolamentos do estator podem suportar e é o lugar geométrico para a corrente do estator máxima constante, de acordo com a equação (2.118).

$$(V_1 I_{a\text{MAX}}^*)^2 = P_G^2 + Q_G^2 \quad (2.118)$$

Para a operação do gerador na região de subexcitação, ou seja, o gerador consumindo reativos, devem ser determinados os limites de estabilidade de regime permanente teórico e prático.

#### *Limites de estabilidade teórico e prático*

Usando a identidade  $\cos 2\beta + 2b(\cos\beta)^2 - 1$  na equação (2.103), vem:

$$Q_G = a \cos\beta + 2b(\cos\beta)^2 - b - c \quad (2.119)$$

Separando, no primeiro membro, o valor de  $\cos\beta$ :

$$\cos\beta = -\frac{a}{4b} \pm \sqrt{\frac{a^2}{16b^2} + \frac{Q_G + b + c}{2b}} \quad (2.120)$$

Substituindo a equação (2.110) e a equação (2.104) na equação (2.102), temos:

$$P_G^2 + (Q_G + b + c)^2 = \frac{a^2}{2} + 2b(Q_G + b + c) \pm 2ab\sqrt{\frac{a^2}{16b^2} + \frac{Q_G + b + c}{2b}} \quad (2.121)$$

Desenvolvendo a expressão (2.121), temos:

$$P_G^2 = \frac{a^2}{2} + b^2 - (Q_G + c)^2 \pm \sqrt{\frac{a^4}{4} + 2a^2b(Q_G + c) + 2a^2b^2} \quad (2.122)$$

usando a variável auxiliar:

$$Q_{aux1} = Q_G + c \quad (2.123)$$

Para encontrar uma expressão para a potência ativa máxima em função da potência reativa, deriva-se a equação (2.122) em função de  $Q_{aux1}$  e iguala-se a zero.

$$\frac{dP_G^2}{dQ_{aux1}} = 0 \quad (2.124)$$

Vem:

$$-2Q_{aux1} \pm \frac{1}{2} \left( \frac{a^4}{4} + 2a^2bQ_{aux1} + 2a^2b^2 \right)^{\frac{1}{2}} 2a^2b = 0 \quad (2.125)$$

Separando no primeiro membro o termo da raiz quadrada e substituindo a equação (2.121), temos:

$$\pm \left( \frac{a^4}{4} + 2a^2b(Q_G + c) + 2a^2b^2 \right)^{\frac{1}{2}} = \pm \frac{a^2b}{2(Q_G + c)} \quad (2.126)$$

Substituindo na equação (2.120), vem:

$$P_{Gmax}^2 = \frac{a^2}{2} + b^2 - (Q_G + c)^2 \pm \frac{a^2 b}{2(Q_G + c)} \quad (2.127)$$

$$P_{Gmax} = \sqrt{\frac{\left(\frac{a^2}{2} + b^2\right) 2(Q_G + c) - 2(Q_G + c)^3 + a^2 b}{2(Q_G + c)}} \quad (2.128)$$

Para calcular o limite prático é comum deixar uma margem de estabilidade disponível:

$$P_{\text{limite prático}} = P_{\text{limite teórico}} - k1(P_{\text{nominal}}) \quad (2.129)$$

Onde:

$$k1 = 0.1 \text{ a } 0.2$$

#### *Limite mínimo da corrente de excitação*

O lugar geométrico no plano P – Q corresponde à corrente de excitação zero, que pode ser construído diretamente quando o Limaçon de Pascal possuir excitação zero, ou seja, quando  $E_{fd} = 0$ . Na prática, a corrente de campo dos geradores é reduzida até um valor mínimo de 5 % da corrente nominal.

O lugar geométrico corresponde à circunferência de raio b e traçado entre os limites mínimo e máximo de  $Q_G$ , de acordo com a equação (2.130).

$$P_G^2 + Q_G^2 = b_2 \quad (2.130)$$

### **Exemplo 2.9**

Faça um programa em MATLAB para plotar a curva de capacidade de um gerador síncrono com os seguintes dados:

$S_g = 247.5$  MVA;

$f_p = 0.90$ ;

$V = 1.0$  pu;

$X_d = 1.1$  pu;

$X_q = 0.7$  pu;

Efd=1.4074 pu;  
B=17.719 graus.

**Solução:**

**Programa MATLAB:**

```

clc
clear all
Sg=247.5/247.5;
fp=0.90;
Pg=Sg*fp;
V=1.0;
Xd=1.1;
Xq=0.7;
Efd=1.4074;
a=Efd*V/Xd;
b=((V^2)*(Xd-Xq))/(2*Xd*Xq);
c=((V^2)*(Xd+Xq))/(2*Xd*Xq);
QG(1)=-0.90;
B=17.719*pi/180;
for i=1:2999
    QG(i+1)=QG(i)+0.001;
end
for i=1:3000
PGmax(i)=imag(sqrt((((a^2/2+b^2 )^2*(QG(i)+c)-2*(QG(i)+c)^3+(a^2)*
b))/2*(QG(i)+c)));
Pprat(i)=PGmax(i)-0.2*PGmax(i); %limite prático de estabilidade
end
for i=1:3000
    Pmecmax(i)=0.9; %limite de potência da máquina primária
end
for i=1:3000
P3(i)=(sqrt(b^2-(QG(i))^2)); %limite mínimo da corrente de excitação
P2(i)=sqrt((a^2+(b+c)^2+2*a*b*cos(B)-2*c*(a*cos(B)+b*cos(2*B)))-
QG(i)^2); %limite de aquecimento do rotor
end
plot(QG,P2)
hold on
plot(QG,Pprat)
plot(QG,Pmecmax)
plot(QG,P3)

```

A solução é mostrada na figura 2.55.

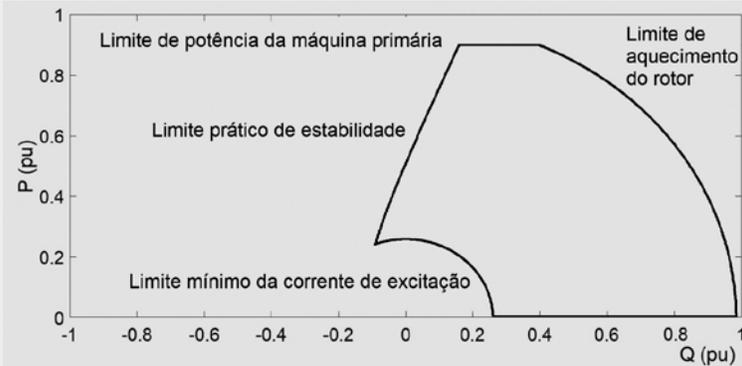


Figura 2.55 – Curva de capacidade do gerador do exercício 2.8

As aplicações da curva de capacidade são feitas em:

- a) Fluxo de potência ótimo;
- b) Operação de sistemas de potência.

## 2.9 Programa de Análise e Aplicação do Atlas de Vento (WAsP)

O Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) ou Programa de Análise e Aplicação do Atlas de Vento é um programa que permite ao usuário:

- a) Criar um atlas de vento regional;
- b) Fazer uma estimativa da posição ótima para a instalação de uma turbina.

Os dados de entrada são:

- Dados de vento da região na forma de rosa dos ventos ou séries temporais de velocidade e direção;
- Curva de operação da turbina;
- Informações topográficas da região (orografia, rugosidade e obstáculos).

A estrutura do WAsP possui quatro blocos principais de cálculo:

1. Análise de dados de ventos: este bloco realiza um tratamento de qualquer série temporal e direção dos ventos;
2. Geração do atlas de vento regional: esta opção converte dados de ventos já tratados em um atlas das condições meteorológicas de vento da região. Nessa etapa, os dados de vento já tratados são adequados em relação às condições específicas do local (orografia, rugosidade e obstáculos) e reduzidos a condições-padrão;
3. Estimativa das condições climatológicas dos ventos: utilizando o atlas calculado pelo WAsP, o programa faz uma estimativa das condições climatológicas dos ventos num local específico da região analisada. Esse cálculo é um processo inverso ao de geração do atlas;
4. Estimativa do potencial eólico: calcula a energia eólica total da média dos ventos disponível no local. Além disso, o WAsP utiliza a curva da turbina para fornecer uma estimativa da produção de potência média anual da turbina que estiver em análise.

O modelo numérico do WAsP foi desenvolvido pela primeira vez em 1987 pelo Departamento de Energia Eólica da Universidade Técnica da Dinamarca. O objetivo do desenvolvimento do programa foi fazer as análises apresentadas no European Wind Atlas. O programa emprega uma lista abrangente de modelos para projeção da extrapolação horizontal e vertical das estatísticas do clima do vento e dos recursos eólicos. O modelo WAsP é um modelo numérico linear que se baseia nos princípios físicos dos fluxos na camada limite atmosférica. O modelo foi validado por uma série de comparações entre estatísticas de vento medidas, modeladas e produção de parques eólicos. O programa é capaz de descrever o fluxo de vento em diferentes terrenos, perto de obstáculos e em pontos específicos.

### 2.9.1 Análise e projeção de dados de vento

Antes que o WAsP possa projetar e estimar velocidades de vento, direção e produção de energia em locais escolhidos, os da-

dos de vento fornecidos devem ser analisados. As medidas de vento de 10 minutos são analisadas e um resumo estatístico do clima de vento é observado, específico do local. A saída é uma rosa de vento e as distribuições de velocidade do vento em diferentes setores. Uma função de distribuição Weibull é então montada no histograma medido para fornecer parâmetros de escala  $c$  e forma  $k$  para cada setor (figura 2.56). Os dados do vento observados são convertidos em um clima de vento generalizado ou conjunto de dados de atlas de vento mostrado na figura 2.56. As observações de vento são limpas em relação às condições do local, tais como: abrigo (edifícios etc.), rugosidade superficial e orografia. Essa informação é adquirida de diferentes fontes e é convertida em um formato de mapa legível pelo WAsP. O programa que pode ser utilizado para conversão é o Global Mapper (figura 2.56).

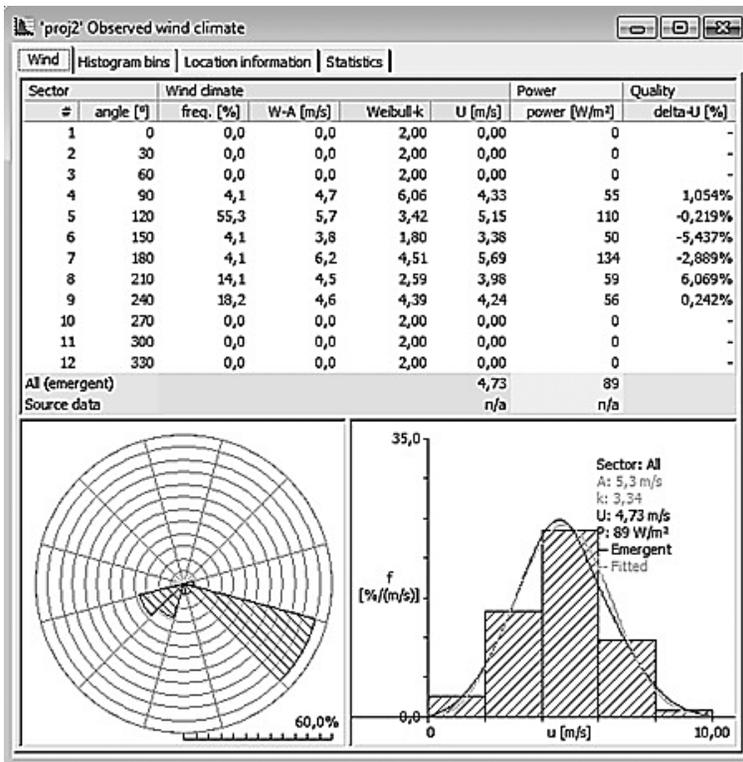


Figura 2.56 – Exemplo de saída de dados meteorológicos de ventos analisado em WAsP

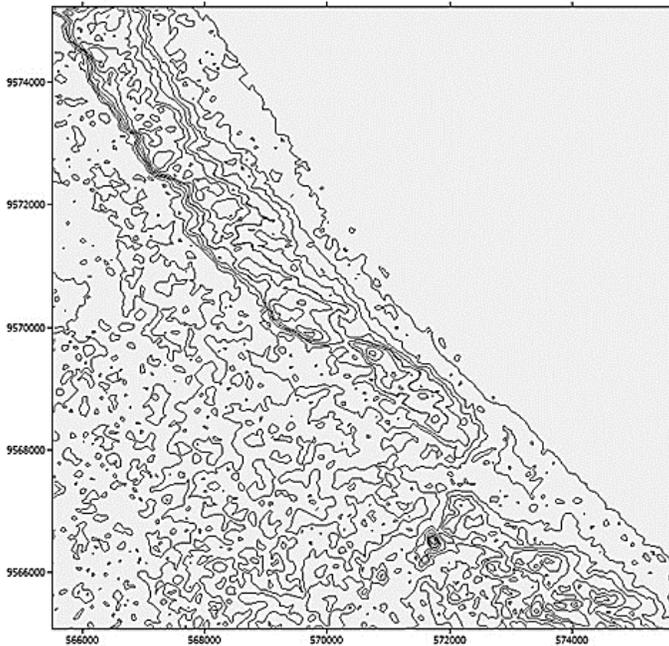


Figura 2.57 – Topografia da estação meteorológica vista no Global Mapper

Quando os dados são convertidos em condições padrão, e transformados em parâmetros Weibull  $c$  e  $k$  para quatro padrões rugosidades, cinco alturas padrão acima do solo e 12 setores azimutais, um atlas de vento geral pode ser criado.

Quando os dados do atlas do vento são gerados, o WASP pode estimar condições climatológicas dos ventos em qualquer ponto particular ao realizar o cálculo inverso, como é usado para gerar o atlas do vento. O processo é resumido como:

*Medições discretas do vento* → *estatísticas do vento*

*Estatísticas de vento + dados meteorológicos do site* → *dados do atlas do vento, clima generalizado do vento*

O modelo de fluxo de vento WASP baseia-se na teoria de Jackson-Hunt. Ele resolve as equações de Navier-Stokes linearizadas usando várias suposições. O modelo assume um fluxo de

estado estacionário, advecção linear e fechamento de turbulência de primeira ordem.

O WASP usa o perfil logarítmico do vento para calcular a variação da velocidade do vento com a altura. Portanto, considera três variáveis: a altura acima do solo, o comprimento da rugosidade e a velocidade de fricção. O tamanho da rugosidade parametriza a rugosidade da superfície e a velocidade de fricção parametriza a força de fricção entre o ar e o chão em movimento.

O WASP pressupõe que a atmosfera é estável e o fluxo está em equilíbrio com a força de pressão e a força de Coriolis. O WASP usa as estatísticas de vento medidas e o comprimento da rugosidade da superfície ao redor da estação de meteorologia para calcular o vento geostrofônico. Isso é modelado calculando a velocidade de fricção a partir do perfil logarítmico do vento e depois aplicado na lei de arraste geostrofica para calcular o vento geostrofico.

O método de extrapolação dupla permite que o modelo utilize um clima do fluxo de calor de superfície como um parâmetro para a extrapolação vertical de vento. Isso permite que o modelo possa explicar os desvios a partir do perfil logarítmico que ocorre frequentemente. Esses desvios são causados pelo efeito de forças de flutuação na dinâmica de turbulência. Esse desvio é contabilizado no modelo simples que utiliza a média meteorológica e a raiz quadrada média do fluxo de calor de superfície. Isso representa o desvio por efeito de estabilidade no perfil de vento logarítmico, quando diferentes condições são calculadas para alturas e superfícies. O WASP inclui um modelo de mudança de rugosidade que calcula o efeito sobre o vento de características topográficas e lhe permite calcular o efeito das variações entre comprimentos de rugosidade e variações de altura do terreno.

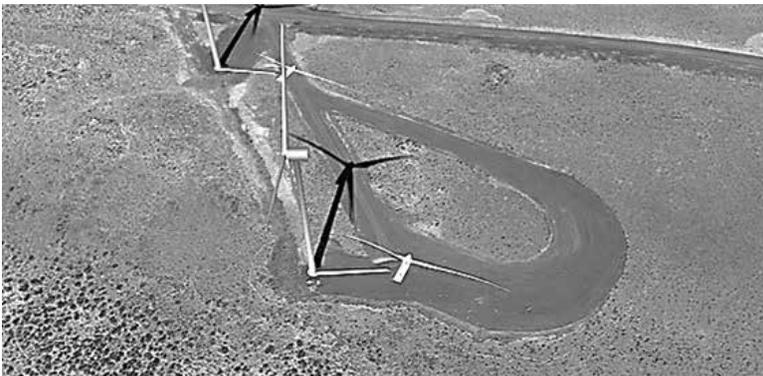
### 2.9.2 Dados topográficos

O WASP usa dados topográficos específicos de um sítio para generalizar a climatologia do vento regional e, em seguida, usa o cálculo inverso para adquirir a climatologia do vento projetada em um local específico. É importante que os dados topográficos

sejam de precisão suficiente para minimizar a incerteza das projeções de velocidade do vento.

O Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS) tem modelos de elevação digital de 10 m, que é a escala espacial (DEM) da área do parque eólico. Esta informação pode ser importada pelo programa de informações geográficas (SIG). O WAsP requer essa informação para gerar linhas de contorno e elevação.

Os comprimentos de rugosidade da superfície são determinados pela informação da cobertura do solo. Esses dados estão disponíveis em uma resolução de 30 metros da base de dados nacional de cobertura de terra (NLCD) dos EUA a partir de 2006. Diferentes comprimentos de superfície são dados a diferentes camadas de terra. O mesmo programa GIS combina os arquivos DEM e Land Cover no mesmo sistema de coordenadas. O arquivo de mapa espacial WAsP legível foi exportado e usado para análise. As localizações das turbinas são determinadas usando o Google Maps. O local preciso da colocação de turbinas projetadas é mostrado na figura 2.58. Os programadores do WAsP atualizaram recentemente o programa para projetar mapas espaciais no Google Terra. Quando a figura 2.58 é analisada, a localização da turbina eólica é precisa e não irá distorcer os resultados. A área do mapa é importada para o WAsP e a análise inclui todo o parque eólico e aproximadamente mais 5 quilômetros da borda de todas as turbinas em todas as direções.



**Figura 2.58 – A turbina projetada como visto no Google Earth**  
**Nota: a projeção tridimensional é implementada pelo WAsP,**  
**mas a imagem de satélite também mostra a turbina.**

## 2.9.3 Produção de energia

Quando o programa WASP cria um clima de vento generalizado para a área, ele usa o conteúdo total de energia e o vento médio vem calculado a partir dos dados meteorológicos. Com a curva de potência de uma turbina qualquer fornecida, o programa pode estimar a produção anual de energia em cada uma das turbinas no parque eólico de acordo com o *layout*. As curvas de coeficientes da força de arrasto da turbina e o *layout* do parque eólico são então usados para estimar as perdas para cada turbina. A energia anual líquida pode então ser estimada.

Isso pode ser expresso de forma mais simples como:

Em cada turbina:

*Clima de vento generalizado + descrição do local* → *clima de vento previsto*

*Clima de vento previsto + curva de potência* → *produção anual de energia da turbina eólica* (figura 2.59).

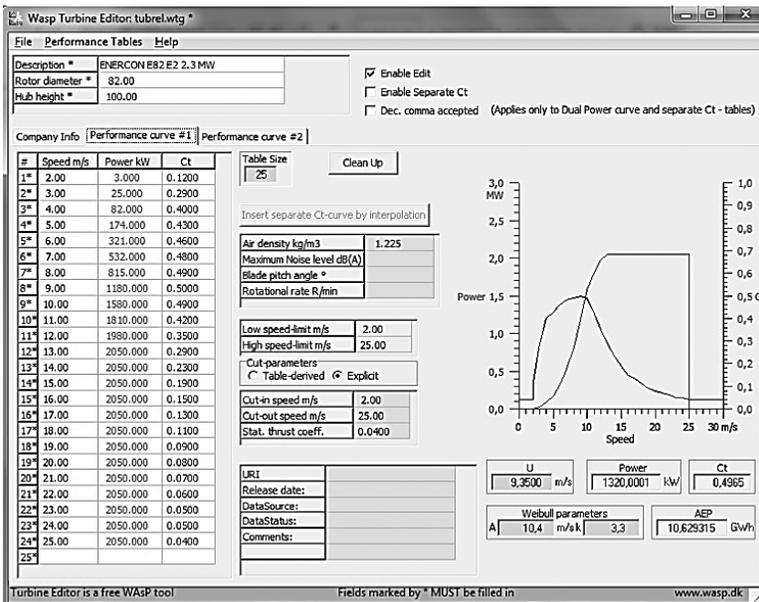


Figura 2.59 – Simulação com uma turbina eólica

Para todo o parque eólico:

*Clima de vento previsto + características do gerador da turbina eólica  
→ produção anual bruta de energia do parque eólico*

*Clima de vento previsto + características do gerador da turbina eólica  
+ layout da fazenda eólica → perdas do efeito esteira do parque eólico*

Quando essas estimativas são calculadas, elas podem ser comparadas com a produção anual do parque eólico. As previsões para a disposição de parque eólico original também são comparadas com medições anuais. Para cada turbina, a produção anual de energia líquida pode ser utilizada para comparações com dados medidos.

Quaisquer discrepâncias significativas são localizadas e analisadas para determinar os fatores que contribuem para elas. O programa é capaz de gerar uma grade com recursos eólicos exibida como um mapa sobre uma área selecionada. Este mapa permite que o usuário identifique locais onde existem melhores rendimentos para geração de energia. Se uma turbina estiver produzindo significativamente abaixo da média, com pequenas perdas de vigília, um local mais desejável pode ser localizado e a produção para o parque eólico modificado pode ser estimada.

#### 2.9.4 Modelagem de efeito esteira

O WAsP modela a perda de energia estimada em parques eólicos devido à redução da velocidade do vento nas turbinas eólicas. Esta é uma característica muito importante para a análise de parques eólicos. Uma colocação em uma posição de baixa velocidade do vento produzirá pouca energia e a colocação de uma turbina na proximidade de outra turbina pode diminuir significativamente a produção em um dos locais devido aos efeitos de esteira.

O WAsP implementa o modelo de parque para estimar os efeitos esteira e seus efeitos sobre o total de produção. O modelo Park é um modelo computacionalmente rápido, que faz algumas

simplificações em suas estimativas. O programa assume uma perda inicial na velocidade atrás do rotor da turbina, calculada a partir da curva de coeficiente de turbinas de impulso e de uma sequência de decaimento constante determinada empiricamente.

Ele simplifica o cálculo por negligenciar certos detalhes no fluxo de campo em torno de um rotor de turbina e assumindo a expansão linearmente com a distância. O modelo de parque assume o fluxo que segue o terreno. Quando há múltiplos fluxos, o programa sobrepõe as seções esteira transversais das turbinas a montante. A velocidade do vento projetada em um turbina a favor do vento é estimada como o efeito de vento menos as velocidades livres.

O déficit velocidade do vento devido ao efeito esteira é então calculado a favor do vento, usando:

$$\delta V_{01} = U_0 \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D_0}{D_0 + 2kX_{01}}\right)^2 \frac{A_{\text{sobreposição}}}{A_1^{(R)}} \quad (2.131)$$

Onde:

$U_0$  representa a velocidade do vento sem ser perturbado na turbina de vento para cima (ver figura 2.60) com o diâmetro  $D_0$  do rotor;

$k$  é o coeficiente de esteira.

A perda de esteira na direção predominante do vento será utilizada a partir do WASP para comparação, onde há discrepância significativa entre os dados previstos e medidos.

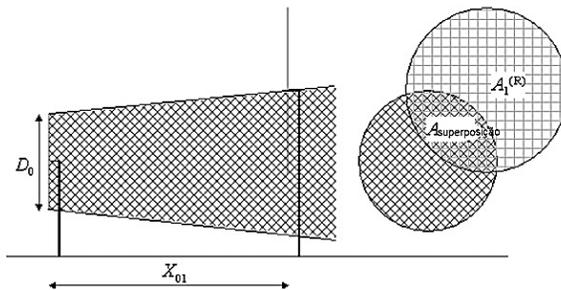


Figura 2.60 – Exemplo de como o WASP calcula a saída de vento na turbina

### 2.9.5 Limitações do WASP

Devido a algumas das simplificações feitas nos modelos numéricos usados, o programa pode produzir resultados um tanto imprecisos quando usado fora de sua recomendação operacional. Quando um *site* tem terreno complexo e acidentado ou condições atmosféricas muito complexas, a precisão do WASP pode não ser confiável. O WASP analisa a orografia e o índice de robustez local (IRL) de todo o *layout* de grade. O indicador de desempenho associado ( $\Delta IRL$ ) pode identificar problemáticas no *site* dentro de um projeto. O IRL é definido como a medida fracionada do terreno circundante, que é mais acentuada do que uma inclinação crítica, o que está dentro do envelope de utilização do modelo de fluxo WASP ( $\Delta IRL$  é definido como a diferença nas frações (percentagem) entre os locais previstos e de referência).

Esse problema pode ser resolvido através da utilização de vários sítios de referência e os local de referência cruzada onde observações do vento estão disponíveis. Há também a opção para algumas correções de usuários no problemático local que podem melhorar significativamente a precisão do modelo em terreno complexo. Esse método usa  $\Delta IRL$  para calcular um fator de correção, que pode então ser inserido no WASP para reduzir/aumentar a velocidade do vento e altura do cubo em cada turbina local.

Se assumirmos que o logaritmo da relação de velocidade do vento  $U_p/U_m$  está linearmente relacionado à diferença entre os valores de  $\Delta IRL$  nos dois locais e o ajuste linear é caracterizado apenas pela sua inclinação, a seguinte equação pode ser prontamente derivada:

$$U_m = \left( \frac{1}{\exp(\alpha \Delta IRL)} \right) U_p \quad (2.132)$$

Onde:

$U_p$  representa a velocidade do vento projetada à altura do cubo do rotor;

$\alpha$  é o número obtido.

Sempre que há uma diferença significativa nas medidas e nos cálculos previstos na produção de energia, o IRL e  $\Delta$ IRL vão ser usados para avaliar a sua correlação com os erros de projeção. O WAsP também tem sido conhecido por ter problemas em projeções perto de extensas florestas, tendendo a superestimar a velocidade do vento nesses locais.

Mais recentemente a indústria de energia eólica tem tentado implementar o uso de modelos de fluidos dinâmicos computacionais (MFDC). Esses modelos desenvolvem uma solução independente do tempo no estado permanente para o vento e campo de turbulência. Eles resolvem a conservação da massa e dinâmica das equações de Navier-Stokes. Esta é uma modelagem física mais precisa do campo de fluxo, quando comparado ao WAsP.

Houve vários estudos onde o WAsP tem sido comparado a MFDC em complexos terrenos. Esses estudos mostram que o uso de MFDC oferece uma melhoria em alguns casos, mas não para todos. Esses MFDC são muito complicados e requerem alimentação computacional significativa. É preciso supercomputadores e várias horas para completar os cálculos exigidos.

Em geral, os modelos do WAsP têm desempenho adequado quando operado dentro de seu envelope e até mesmo ligeiramente fora dele. Os MFDC serão, inevitavelmente, o padrão da indústria, mas que parece estar a décadas de distância devido aos computadores atuais. O programa WAsP vai continuar a melhorar e adotar novas técnicas de modelagem, aumentando a precisão para terrenos mais complexos.

## 2.10 Exercícios

**2.10.1** Quais são as principais partes de uma central eolielétrica?

Resposta: veja o item 2.2.

**2.10.2** Explique como funciona o sistema de controle para limitar potência ativa injetada na rede.

Resposta: veja o item 2.2.

**2.10.3** Explique o que é o controle de pitch.

Resposta: veja o item 2.2.

**2.10.4** Deduza qual é a potência máxima que uma turbina pode extrair do vento.

Resposta: veja o item 2.4.

**2.10.5** O que é controle stall ativo?

Resposta: veja o item 2.6.

**2.10.6** Explique como é a operação de um gerador eolielétrico no modo de fator de potência e no modo de regulador de tensão.

Resposta: veja o item 2.7.2.

**2.10.7** Explique o que são os eixos direto e quadratura em uma máquina síncrona.

Resposta: veja o item 2.7.3.

**2.10.8** Explique como se obtém a curva de capacidade de um gerador síncrono de polos salientes e de polos lisos.

Resposta: veja o item 2.8.

**2.10.9** Considere um sítio cujas medidas de velocidade de vento são dadas na tabela 2.14.

**Tabela 2.14 – Dados de ventos**

Data	Hora	Velocidade	Direção
dia 26	12:30	4.372	113.3
dia 26	13:00	4.536	117.8
dia 26	13:30	4.47	106.6
dia 26	14:00	4.374	109.5
dia 26	14:30	4.335	104.7
dia 26	15:00	4.989	114.9
dia 26	15:30	4.016	94.9
dia 26	16:00	4.048	92.3

dia 26	16:30	5.103	82.5
dia 26	17:00	4.659	77.33
dia 26	17:30	5.155	78.9
dia 26	18:00	4.771	85.4
dia 26	18:30	3.435	93.1
dia 26	19:00	3.994	76.8
dia 26	19:30	3.865	76.1
dia 26	20:00	3.918	90.1
dia 26	20:30	3.226	87
dia 26	21:00	3.487	103.4
dia 26	21:30	3.585	102.7
dia 26	22:00	3.715	96.9
dia 26	22:30	4.37	104.5
dia 26	23:00	4.806	110.7
dia 26	23:30	4.216	107.9
dia 26	0:00	4.969	116.2
dia 27	0:30	4.201	121.7
dia 27	1:00	4.289	113.2
dia 27	1:30	6.124	113.4
dia 27	2:00	5.904	120.7
dia 27	2:30	5.171	119.6
dia 27	3:00	4.885	125
dia 27	3:30	4.37	111.9
dia 27	4:00	2.69	147.1
dia 27	4:30	1.759	196.8
dia 27	5:00	2.207	237.1
dia 27	5:30	1.858	217.7
dia 27	6:30	2.716	226.7
dia 27	7:00	3.707	232.1
dia 27	7:30	4.447	210
dia 27	8:00	5.625	222.6
dia 27	8:30	6.095	216.6
dia 27	9:00	7.12	222.6
dia 27	9:30	5.777	225.9

dia 27	10:00	5.736	214.1
dia 27	10:30	6.459	227
dia 27	11:00	6.201	215.2
dia 27	11:30	6.414	149.1
dia 27	12:00	5.765	176.6
dia 27	12:30	4.235	154.6
dia 27	13:00	5.281	104.8
dia 27	13:30	5.619	105
dia 27	14:00	5.363	100.9
dia 27	14:30	5.386	91.7
dia 27	15:00	5.265	105.1
dia 27	15:30	5.872	110.6
dia 27	16:00	4.816	101.8
dia 27	16:30	4.962	100.6
dia 27	17:00	4.189	102.6
dia 27	17:30	2.999	106.6
dia 27	18:00	3.103	106.1
dia 27	18:30	2.846	97.7
dia 27	19:00	2.788	102.1
dia 27	19:30	2.18	102.8
dia 27	20:00	3.378	109
dia 27	20:30	2.693	102.1
dia 27	21:00	2.654	94.3
dia 27	21:30	2.672	103.4
dia 27	22:00	3.634	108.3
dia 27	22:30	2.793	109.8
dia 27	23:00	2.161	101.2
dia 27	23:30	2.576	106.7
dia 27	0:00	3.867	118.1
dia 28	0:30	3.501	115.6
dia 28	1:00	3.608	112.4
dia 28	1:30	4.573	113.8
dia 28	2:00	4.969	123.7
dia 28	2:30	3.801	108.9

dia 28	3:00	3.254	123.1
dia 28	3:30	1.831	134.4
dia 28	4:00	2.858	214.1
dia 28	4:30	2.334	232.7
dia 28	5:00	2.004	227.6
dia 28	5:30	2.501	227.3
dia 28	6:00	2.621	224.2
dia 28	6:30	3.048	226.8
dia 28	7:00	3.83	227.4
dia 28	7:30	4.811	225.3
dia 28	8:00	4.816	225.3
dia 28	8:30	4.57	202.9
dia 28	9:00	5.037	225.5
dia 28	9:30	5.641	185.4
dia 28	10:00	6.308	193.5
dia 28	10:30	5.159	187.4
dia 28	11:00	4.857	116.2
dia 28	11:30	5.355	116.8
dia 28	12:00	5.726	98.7
dia 28	12:30	6.344	105.4
dia 28	13:00	5.733	100.5
dia 28	13:30	5.877	107.6
dia 28	14:00	5.287	102.2
dia 28	14:30	6.135	105.5
dia 28	15:00	5.466	92.1
dia 28	15:30	5.309	104.8
dia 28	16:00	5.224	109.1
dia 28	16:30	4.497	104.7
dia 28	17:00	5.081	107.3
dia 28	17:30	4.62	109.3
dia 28	18:00	5.009	115
dia 28	18:30	6.384	111.7
dia 28	19:00	5.01	109.7
dia 28	19:30	6.699	107.7

dia 28	20:00	7.66	112.9
dia 28	20:30	5.256	110
dia 28	21:00	5.777	110.7
dia 28	21:30	5.64	119.5
dia 28	22:00	5.394	107.3
dia 28	22:30	5.792	115.2
dia 28	23:00	5.857	115.5
dia 28	23:30	6.431	112.8
dia 28	0:00	5.896	118.6
dia 29	0:30	6.903	124.8
dia 29	1:00	3.298	140
dia 29	1:30	3.842	219.4
dia 29	2:00	4.065	231.8
dia 29	2:30	4.47	236.2
dia 29	3:00	4.282	227.7
dia 29	3:30	4.38	232.9
dia 29	4:00	4.151	232.2
dia 29	4:30	4.052	228.8
dia 29	5:00	3.742	226.7
dia 29	5:30	5.094	223
dia 29	6:00	5.094	236.5
dia 29	6:30	4.417	227.2
dia 29	7:00	4.378	233.3
dia 29	7:30	4.994	238.4
dia 29	8:00	4.56	233.6
dia 29	8:30	4.973	228.5
dia 29	9:00	5.822	212.3
dia 29	9:30	6.08	180
dia 29	10:00	5.961	169.9
dia 29	10:30	6.284	182.5
dia 29	11:00	7.68	128.4
dia 29	11:30	8.59	116.4
dia 29	12:00	8.83	118.1
dia 29	12:30	7.78	123.8

dia 29	13:00	7.87	116.6
dia 29	13:30	9.22	113.8
dia 29	14:00	7.66	122.1
dia 29	14:30	7.78	116.1
dia 29	15:00	7.14	108.7
dia 29	15:30	7.5	107.7
dia 29	16:00	6.25	112.1
dia 29	16:30	5.553	120.3
dia 29	17:00	7.03	115.8
dia 29	17:30	5.213	106.4
dia 29	18:00	5.416	106.3
dia 29	18:30	3.294	87.6
dia 29	19:00	3.817	90.3
dia 29	19:30	2.924	95.1
dia 29	20:00	2.884	97.4
dia 29	20:30	3.327	108.1
dia 29	21:00	2.954	109.9
dia 29	21:30	3.524	102
dia 29	22:00	3.646	95.1
dia 29	22:30	3.704	105
dia 29	23:00	3.697	102.7
dia 29	23:30	3.661	104.9
dia 29	0:00	4.038	117.4
dia 30	0:30	4.048	110.3
dia 30	1:00	3.504	123.1
dia 30	1:30	3.829	116.2
dia 30	2:00	3.994	120.7
dia 30	2:30	3.496	123.8
dia 30	3:00	2.442	158.5
dia 30	3:30	2.452	218.7
dia 30	4:00	2.207	234.9
dia 30	4:30	2.707	226.2
dia 30	5:00	1.681	214.6
dia 30	5:30	1.873	212.7

dia 30	6:00	2.937	234.7
dia 30	6:30	2.708	224.9
dia 30	7:00	2.043	221.4
dia 30	7:30	3.367	228.1
dia 30	8:00	4.193	238.2
dia 30	8:30	4.935	217.5
dia 30	9:00	4.435	203.3
dia 30	9:30	5.736	202.7
dia 30	10:00	4.911	128.2
dia 30	10:30	7.21	116.2
dia 30	11:00	5.867	123.9
dia 30	11:30	6.892	107.8
dia 30	12:00	6.592	109.7
dia 30	12:30	6.506	112.1
dia 30	13:00	6.171	115.1
dia 30	13:30	6.089	107.8
dia 30	14:00	7.23	106.5
dia 30	14:30	5.981	104.7
dia 30	15:00	5.717	102
dia 30	15:30	5.713	107.4
dia 30	16:00	5.503	102.5
dia 30	16:30	5.765	123.7
dia 30	17:00	6.129	110.4
dia 30	17:30	4.281	110.4
dia 30	18:00	4.08	106.7
dia 30	18:30	3.611	104.5
dia 30	19:00	3.244	97
dia 30	19:30	2.467	91.4
dia 30	20:00	1.891	84.3
dia 30	20:30	2.461	88.3
dia 30	21:00	2.14	107.7
dia 30	21:30	1.308	118.7
dia 30	22:00	1.97	153.1
dia 30	22:30	1.39	197.7

dia 30	23:00	1.063	224.7
dia 30	23:30	2.094	158
dia 30	0:00	3.422	117.1

Faça um programa em linguagem MATLAB para determinar o valor da potência média de Weibull, para o sítio do exemplo 2.3, utilizando a curva de potência do aerogerador de um fabricante, traçar o histograma de frequência e a rosa dos ventos.

Resposta: uma função do tipo \*.m deve ser programada.

# 3

# IMPACTO DA CENTRAL EOLIOELÉTRICA NA QUALIDADE DE ENERGIA

## 3.1 Introdução

A integração de aerogeradores à rede, se não for devidamente planejada, pode causar interferências e/ou problemas de qualidade de energia. Os principais distúrbios que podem ser observados na medição da qualidade da energia são: variação de tensão, picos e flutuação da tensão, cintilação (*flicker*) e harmônicos.

## 3.2 Problemas Básicos com Centrais Eolielétricas em Redes Fracas

Os principais problemas associados a uma conexão de um parque eólico conectado à rede elétrica em regime permanente são analisados a seguir.

### 3.2.1 Definição de rede fraca

O termo rede fraca é usado em sistemas elétricos com e sem a inclusão de energia eólica. É usado sem qualquer definição rigorosa. Normalmente só é usado para significar que o nível de

tensão não é tão constante quanto em uma rede forte. A definição de uma rede fraca é necessária quando se leva em conta o nível de tensão e flutuações de tensões, por existir uma probabilidade de que os valores poderiam exceder as exigências dos padrões. Em outras palavras, a impedância de rede é significativa e tem de ser levada em conta para que sejam obtidas conclusões válidas.

Normalmente são encontradas redes fracas em lugares mais distantes de grandes centrais e onde os alimentadores são longos e operam a um nível de média tensão. Geralmente, nesses lugares, as redes são projetadas para cargas relativamente pequenas. Quando essa carga é excedida, a tensão pode cair a níveis abaixo do mínimo permitido. Uma das consequências disso é que o desenvolvimento na região será restringido, devido à limitação da rede para entregar uma tensão adequada para a indústria etc.

O problema com redes fracas em relação à energia eólicoelétrica é o oposto. Devido à impedância da rede, a quantidade de energia eólica que pode ser absorvida por ela, no ponto de conexão com a central eólicoelétrica, pode ser limitada, porque os valores de tensão podem ultrapassar as tensões de faixa permitida.

### 3.2.2 Aumento de tensão em regime permanente

A conexão de geração distribuída altera o fluxo de potência na rede e pode causar tensões maiores do que as normalmente permitidas nas barras. Para controlar esse aumento de tensão, restrições severas podem ter de ser colocadas na capacidade de geração, que pode ser conectada no ponto de acoplamento.

A figura 3.1 ilustra uma central eólicoelétrica conectada a um sistema de distribuição de média tensão.

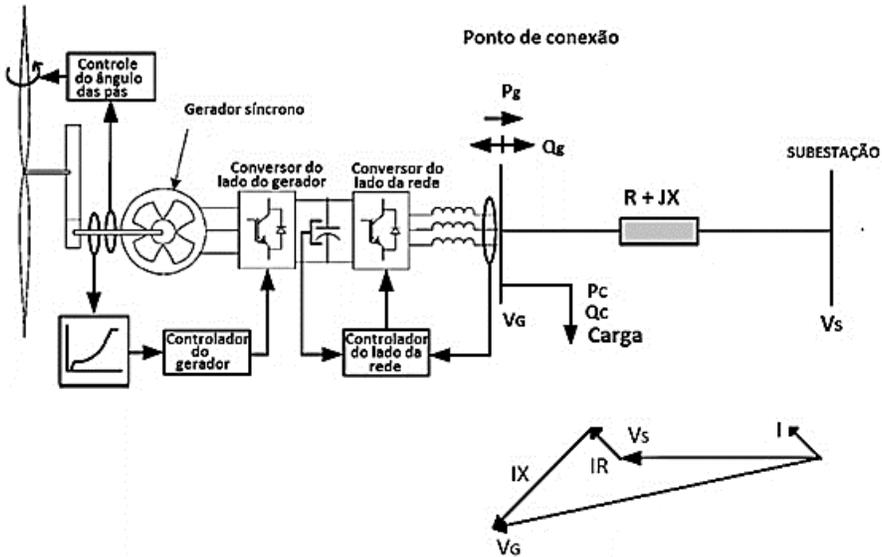


Figura 3.1 – Aumento de tensão devido à conexão da central eolielétrica na rede

Onde:

$P_g$  e  $Q_g$  são as potências ativa e reativa do parque eólico;

$P_c$  e  $Q_c$  são as potências ativa e reativa consumidas na carga;

$V_G$  é a tensão na barra conectada ao parque eólico;

$V_S$  é a tensão na subestação;

$I$  é a corrente através da impedância.

No diagrama fasorial da figura 3.1, observa-se que a tensão no ponto de conexão com o parque eólico é maior do que na subestação, como anteriormente foi descrito.

### 3.2.3 Métodos utilizados para limitar o aumento de tensão

Para diminuir o aumento de tensão devido à conexão do parque eólico, podem ser aplicadas as seguintes técnicas:

- Redução da impedância da linha;
- Redução da potência ativa do gerador;
- Aumento da potência reativa importada pelo gerador;
- Diminuição da tensão na subestação.

### 3.2.4 Flicker (cintilação)

A cintilação ou flicker é uma flutuação de tensão particular.

#### 3.2.4.1 Flutuação de tensão

É uma mudança na amplitude da tensão para um período que é maior do que o período em consideração.

A figura 3.2, a seguir, mostra uma sequência de flutuações de tensão (a) e flutuações de tensão aleatórias (b).

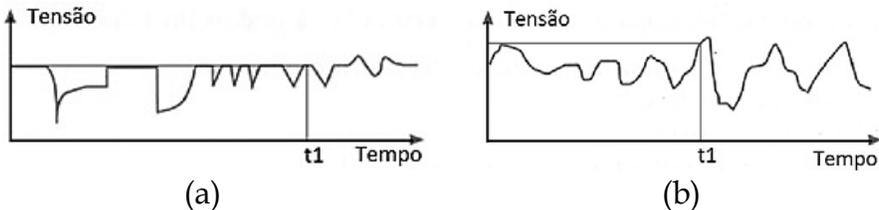


Figura 3.2 – (a) Flutuação de tensão, (b) flutuações de tensão aleatórias

A flutuação de tensão pode ocorrer uma vez, várias vezes, aleatoriamente ou regularmente.

#### 3.2.4.2 Definição de cintilação (flicker)

É uma variação de tensão que pode ser percebida pelo olho humano, de acordo com a amplitude em que ocorre, em uma faixa de frequência aproximada de 0.005 ciclos/s a 35 ciclos/s.

A intensidade da cintilação (flicker) depende de:

- Amplitude da variação de tensão;
- Frequência;
- Tipo de lâmpada (230 V, 60 W);
- Condições ambientais;
- Estado físico e psíquico da pessoa exposta ao fenômeno.

### 3.2.4.3 Causas da cintilação (flicker)

- a) Variações na situação da carga (fornos a arco, máquinas de solda, laminadores, elevadores de minas, ferrovias eletrificadas, grandes motores);
- b) Variações na geração (geração eolielétrica).

A potência que uma central eolielétrica entrega no ponto de acoplamento com a rede é variável, devido à velocidade variável do vento. A mudança de potência provoca alteração de tensão, como já explicado anteriormente, podendo provocar cintilação (flicker).

### 3.2.4.4 Cálculo de cintilação (flicker)

Quando se considera a cintilação, a variável física, isto é, a tensão, não é avaliada diretamente. Ao invés disso, a taxa de flicker é calculada levando em conta uma função de transmissão especial e uma observação estatística em cima de um alcance de tempo definido. O cálculo de cintilação devido a turbinas eólicas é feito conforme a norma IEC 61400 – 21, que será apresentada no item 3.8.

### 3.2.4.5 Limites de flicker

De acordo com a norma IEC 1000-3-7, os limites de emissão de flicker são dados na tabela 3.1.

**Tabela 3.1 – Níveis de emissão de flicker**

Tensões (kV)	Fator de severidade de flicker	Níveis de emissão	Fator de severidade de flicker	Níveis de emissão
Baixa tensão $0 \leq V \leq 1$	$P_{ST}$	1	$P_{LT}$	0.65
Média tensão $1 < V \leq 36$	$P_{ST}$	0,35	$P_{LT}$	0,25
Alta tensão $36 < V \leq 230$	$P_{ST}$	0,35	$P_{LT}$	0,25

Em geral é aceito que o  $P_{LT}$  deve ser menor que o  $P_{ST}$ , a fim de considerar o fato de que o desconforto ou a irritabilidade causada pela cintilação são um efeito cumulativo que cresce com o tempo.

### 3.2.4.6 Resultados numéricos internacionais

As máquinas utilizadas no parque eólico de Indebý são descritas na tabela 3.2, juntamente com os diagramas esquemáticos logo a seguir.

**Tabela 3.2 – Aerogeradores utilizados no parque eólico de Indebý**

Fabricante	Tipo	Controle de potência	Potência nominal kW
Vestas	V39	Pitch	500
Nordtank	NTK500	Stall	500
Vestas	WD34	Pitch	400
Nordtank	NTK300F	Stall	300

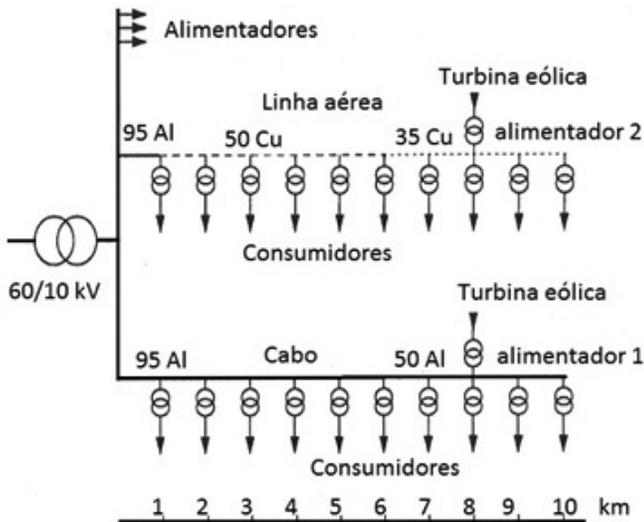


Figura 3.3 – Sistema de distribuição ligado com o parque eólico de Indebý

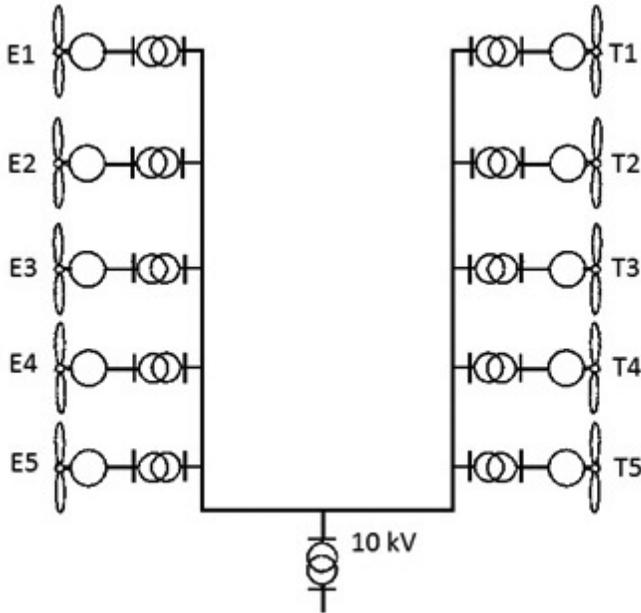


Figura 3.4 – Diagrama unifilar do parque eólico de Indeby

Os resultados de emissão de flicker no sistema de distribuição ligado com o parque eólico de Indeby, na Dinamarca, são mostrados na figura 3.5.

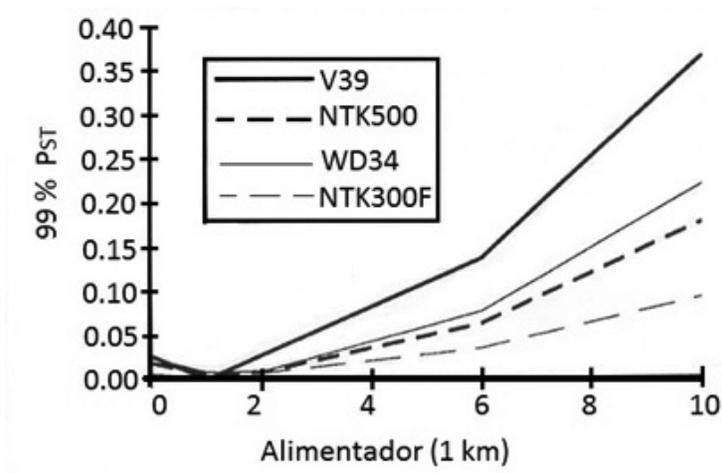


Figura 3.5 – Resultados de emissão de flicker

Analisando a figura 3.5 e considerando os limites da tabela 3.1, podemos dizer que utilizando a turbina V39, para uma distância de 10 km, o  $P_{ST}$  é maior do que 0.35.

Resultados de taxas de emissão de flicker de longa e curta duração em um dia no horário de ponta e outro dia fora do horário de ponta, em um ponto de conexão de um parque eólico, que tem geradores de 500 kW, com um sistema de distribuição no estado do Ceará, Brasil, são mostrados nas figuras 3.6 e 3.7.

PQ Flicker 2		23/06/2003 14:53:49	
V1-Flick Pst	0,13	V1-Flick N	0,00
V1-Flick Plt	0,12	V1-Flick N1	0,00
V2-Flick Pst	0,14	V2-Flick N	0,00
V2-Flick Plt	0,14	V2-Flick N1	0,00
V3-Flick Pst	0,12	V3-Flick N	0,00
V3-Flick Plt	0,11	V3-Flick N1	0,00
<input type="checkbox"/> PQ Flk1 <input type="checkbox"/> PQ Flk2 <input type="checkbox"/> PQ Vdist <input type="checkbox"/> PQ Vunb <input type="checkbox"/> PQ V...			

Figura 3.6 - Medição de níveis de emissão de flicker  $P_{ST}$  e  $P_{LT}$  - 14h53

PQ Flicker 2		14/06/2003 17:54:00	
V1-Flick Pst	0,57	V1-Flick N	0,00
V1-Flick Plt	0,46	V1-Flick N1	0,00
V2-Flick Pst	0,59	V2-Flick N	0,00
V2-Flick Plt	0,47	V2-Flick N1	0,00
V3-Flick Pst	0,63	V3-Flick N	0,00
V3-Flick Plt	0,46	V3-Flick N1	0,00
<input type="checkbox"/> PQ Flk1 <input type="checkbox"/> PQ Flk2 <input type="checkbox"/> PQ Vdist <input type="checkbox"/> PQ Vunb <input type="checkbox"/> PQ V...			

Figura 3.7 - Medição de níveis de emissão de flicker  $P_{ST}$  e  $P_{LT}$  - 17h54

Os níveis de emissão de flicker estão de acordo com os limites de emissão da tabela 3.1.

### 3.3 Harmônicas

O desenvolvimento que ocorreu em eletrônica de potência tem permitido a construção das máquinas do tipo 3 e 4. No entanto, o emprego de retificadores e conversores elétricos, que se comportam como cargas não lineares, causa distorções fortes na forma de onda da rede, que deixa de ser senoidal.

#### 3.3.1 Definição de harmônica

Harmônica é a componente senoidal de uma tensão ou corrente alternada, com uma frequência igual a um múltiplo inteiro da frequência do sistema. São componentes de alta frequência que, quando injetadas no sistema elétrico, causam diversos fenômenos, afetando diretamente o fornecimento de energia, seja na qualidade da energia, seja na operação da concessionária e do próprio consumidor.

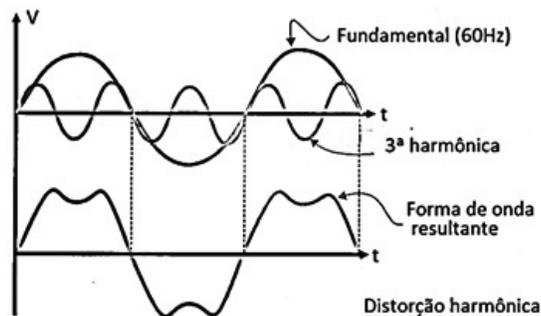


Figura 3.8 – Visualização da senoide fundamental, sua 3ª harmônica e a soma resultante

O matemático francês Joseph Fourier demonstrou que uma função periódica pode ser expressa como a soma de curvas senoidais com frequências diferentes, contendo a frequência fundamental e inteiros múltiplos da frequência fundamental.

$$f(t) = a_0 + a_1 \cos \omega t + \dots + a_n \cos n \omega t + b_1 \sin \omega t + \dots + b_n \sin n \omega t + \dots \quad (3.1)$$

Ou usando somatório:

$$f(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos n \omega t + b_n \sin n \omega t) \quad (3.2)$$

Onde:

$a_0$ ,  $a_n$  e  $b_n$  são conhecidos como coeficientes de Fourier;  
 $n$  é a ordem da harmônica.

Os coeficientes  $a_0$ ,  $a_n$  e  $b_n$  são calculados como segue.

Termo constante:

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt \quad (3.3)$$

Coeficientes  $a_n$ :

$$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos n \omega t dt \quad (3.4)$$

Coeficientes  $b_n$ :

$$b_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \sin n \omega t dt \quad (3.5)$$

Uma forma simples de visualizar a decomposição de uma forma de onda é através da construção de um espectro de frequências, conforme apresentado na figura 3.9, (a) e (b).

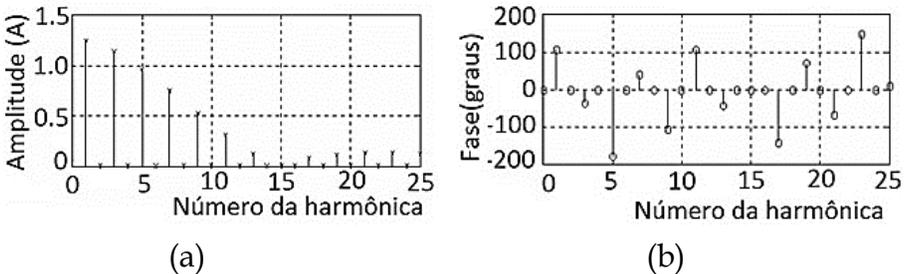


Figura 3.9 – Espectro de frequência

Na maioria dos projetos de turbinas eólicas feitos nos dias atuais, não se usam transistores. O método usado é conhecido como modulação da largura de pulso (PWM). Na figura 3.10, temos um exemplo de harmônicos de uma turbina eólica com sistema inversor PWM sem filtro.

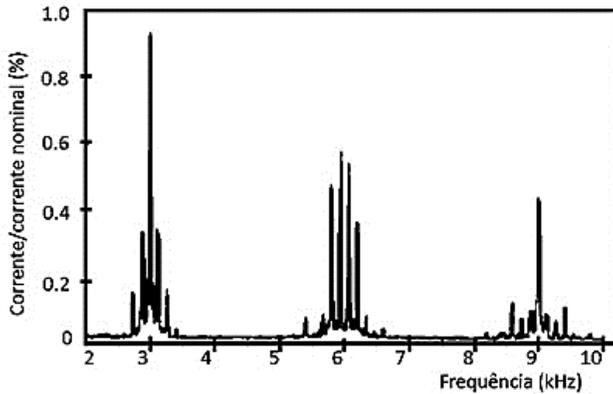


Figura 3.10 – Análise de corrente *versus* frequência de uma turbina eólica com sistema inversor PWM sem filtro

### 3.3.2 Taxa de distorção harmônica

Existem vários índices comumente usados para indicar o conteúdo harmônico de uma forma de onda. Um dos índices mais comuns é o que mede o nível de harmônicos através da THD – Taxa de distorção harmônica (IEEE Std 519–1992), ou simplesmente fator de distorção.

A THD é a medida do grau de distorção de uma onda em relação a uma corrente pura. A THD tem valor nulo quando se tratar de senoide pura da frequência fundamental.

A THD para tensão é definida como:

$$THD_V = \frac{1}{V_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2} \cdot 100 \quad (\%) \quad (3.6)$$

em que  $V_h$  ( $h = 2, 3, \dots$ ) pode representar tanto valor de pico como valor eficaz.

A THD para corrente é definida como:

$$THD_I = \frac{1}{I_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2} \cdot 100 \quad (\%) \quad (3.7)$$

Para caracterizar as correntes harmônicas de forma consistente, a recomendação do IEEE 519-1992 define o índice, taxa de distorção de demanda (TDD). Esse termo é o mesmo que o THD da equação anterior, exceto que a distorção é expressa como um percentual da fundamental da corrente da demanda máxima (15 ou 30 minutos de demanda), ao invés de um percentual da magnitude da corrente fundamental.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \cdot 100 \quad (\%) \quad (3.8)$$

### 3.3.3 Limites de distorção harmônica conforme Norma IEEE 519-2014

As tabelas 3.3, 3.4 e 3.5 representam os limites de distorção de tensão e corrente de acordo com a recomendação Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power System. Project IEEE-519. Os limites estabelecidos referem-se aos valores medidos no ponto de conexão comum (PCC), e não em cada equipamento individual.

*Tensão*

**Tabela 3.3 – Limites de distorção de tensão**

IEEE 519		
Tensão no ponto comum de conexão kV	Harmônico individual de tensão $V_h$ (%)	Taxa de distorção de tensão $THD_v$ (%)
$V \leq 1$	5.0	8.0
$1 < V \leq 1$	3.0	5.0
$69 < V \leq 161$	1.5	2.5
$V > 161$	1.0	1.5*

\* Os sistemas de alta tensão podem ter até 2,0 % de THD, onde a causa é um terminal HVDC cujos efeitos terão atenuação em pontos da rede onde futuros usuários podem ser conectados.

## Corrente

**Tabela 3.4 – Limites de distorção de corrente**

IEEE 519						
$\frac{I_h}{I_L}$ (%) Sistemas de distribuição gerais (120 V – 69 kV)						
$\frac{I_{CC}}{I_L}$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD %
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Em relação à distorção harmônica total de tensão, de acordo com os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional do ONS – módulo 8, os valores de referência estão indicados nas tabelas 3.5 e 3.6. Esses valores servem para a referência do planejamento elétrico em termos de qualidade de energia elétrica.

**Tabela 3.5 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)**

Indicador	Tensão nominal (kV)		
	$V_n \leq 1.0$	$1.0 < V_n < 69$	$69 \leq V_n \leq 230$
DTT 95 %	10 %	8.0 %	5.0 %
DTT <sub>p</sub> 95 %	2.5 %	2.0 %	1.0 %
DTT <sub>1</sub> 95 %	7.5 %	6.0 %	4.0 %
DTT <sub>3</sub> 95 %	6.5 %	5.0 %	3.0 %

Onde:

DTT 95 % – valor do indicador DTT % que foi superado em apenas 5 % das 1.008 leituras válidas;

$DTT_p$  95 % – valor do indicador  $DTT_p$  % que foi superado em apenas 5 % das 1.008 leituras válidas;

$DTT_I$  95 % – valor do indicador  $DTT_I$  % que foi superado em apenas 5 % das 1.008 leituras válidas;

$DTT_3$  95 % – valor do indicador  $DTT_3$  % que foi superado em apenas 5 % das 1.008 leituras válidas.

**Tabela 3.6 – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da fundamental)**

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão (%)				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$		$1 \text{ kV} \leq V_n \leq 13.8 \text{ kV}$	$13.8 \text{ kV} \leq V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$
Ímpares não múltiplas de 3	5	7.5	6	4.5	2.5
	7	6.5	5	4	2
	11	4.5	3.5	3	1.5
	13	4	3	2.5	1.5
	17	2.6	2	1.6	1
	19	2	1.5	1.5	1
	23	2	1.5	1.5	1
	25	2	1.5	1.5	1
	>25	1.5	1	1	0.5
Ímpares múltiplas de 3	3	6.5	5	4	2
	9	2	1.5	1.5	1
	15	1	0.5	0.5	0.5
	21	1	0.5	0.5	0.5
	>21	1	0.5	0.5	0.5

Pares	2	2.5	2	1.5	1
	4	1.5	1	1	0.5
	6	1	0.5	0.5	0.5
	8	1	0.5	0.5	0.5
	10	1	0.5	0.5	0.5
	12	1	0.5	0.5	0.5
	>25	1	0.5	0.5	0.5

Medições de harmônicas de corrente feitas com um medidor de qualidade de energia do tipo 7600 da Power Measurement, em um dia no horário de ponta, são mostradas nas figuras 3.11, 3.12 e 3.13 e, no horário fora de ponta, nas figuras 3.14, 3.15 e 3.16. As medições foram realizadas em um ponto de conexão de um parque eólico que tem geradores de 500 kW, com um sistema de distribuição, no estado do Ceará, Brasil. A relação entre a corrente de curto-circuito e a corrente nominal no parque eólico é de 9.16.

As grandezas elétricas foram configuradas no modo default do medidor de qualidade de energia, sendo possível obter:

- Distorção total de harmônicas de corrente;
- Distorção individual de harmônicas de corrente, componentes ímpares até a 63a;
- Distorção total de harmônicas de tensão;
- Distorção individual de harmônicas de tensão, componentes ímpares até a 63a;
- Níveis de emissão de flicker de curta duração;
- Níveis de emissão de flicker de longa duração;
- Grau de desequilíbrio de tensões;
- Tensões nas três fases do sistema;
- Potência ativa (kW).

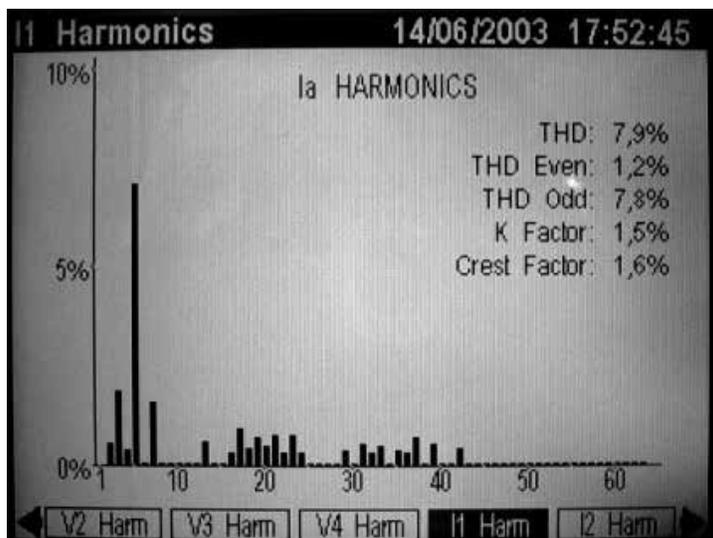


Figura 3.11 – Espectro de frequência de corrente Ia – 17h52

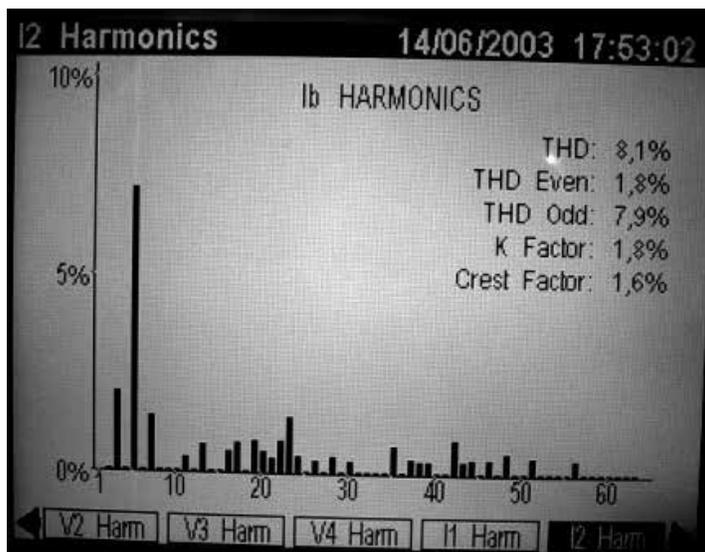


Figura 3.12 – Espectro de frequência de corrente Ib – 17h52

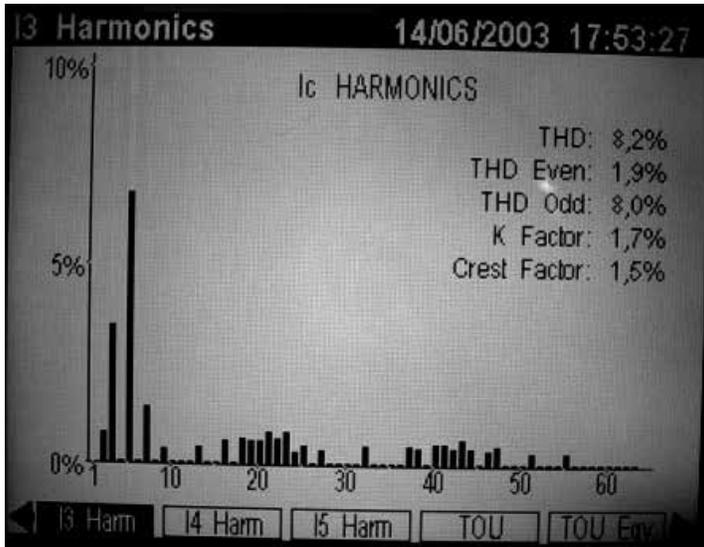


Figura 3.13 – Espectro de frequência de corrente Ic – 17h52

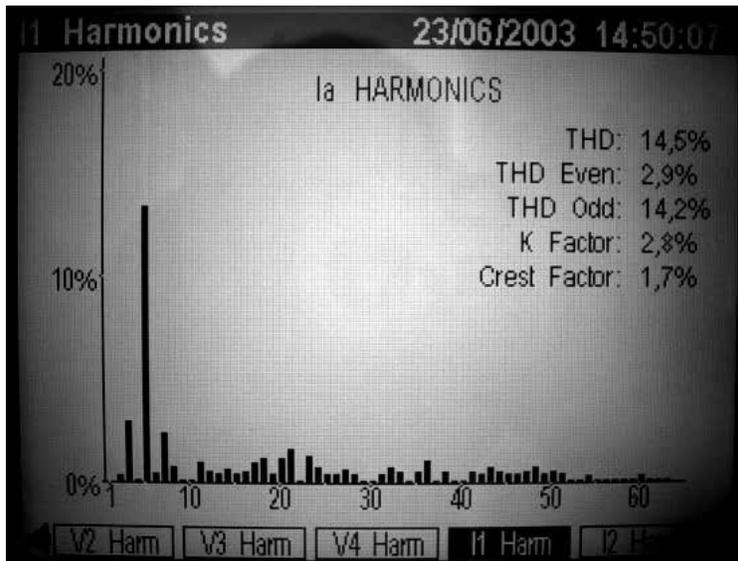


Figura 3.14 – Espectro de frequência de corrente Ia – 14h50

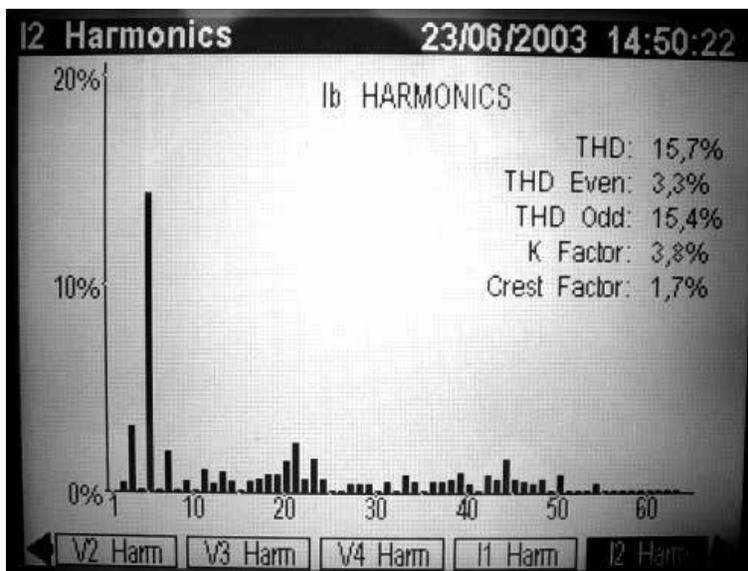


Figura 3.15 – Espectro de frequência de corrente Ib – 14h50

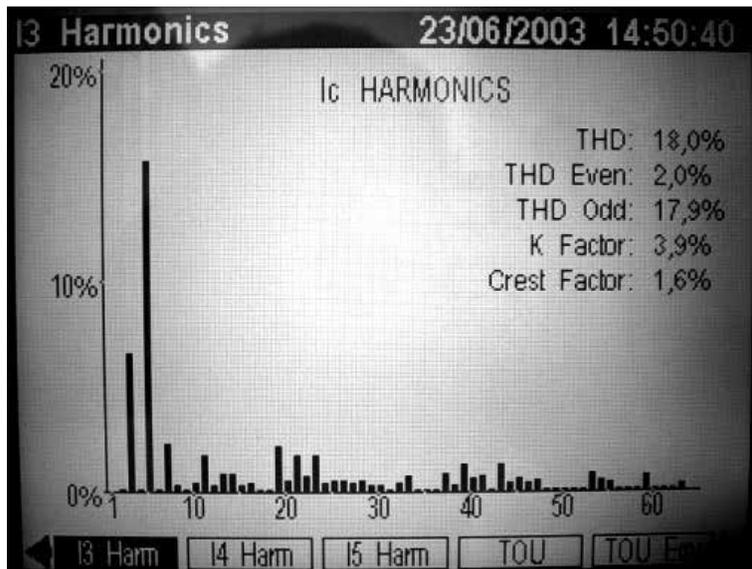


Figura 3.16 – Espectro de frequência de corrente Ic – 14h50

Considerando a recomendação IEEE 519, vemos que a TDD é limitada em 5 % para esse caso. Podemos ver nas medições que a TDD nos dois casos medidos, na ponta e fora de ponta, excede o limite permitido.

### 3.4 Modelo de Equivalente de Rede

O equivalente de rede é fundamental no cálculo do curto-circuito. Para fazer o equivalente de rede, utiliza-se a capacidade de curto-circuito.

#### 3.4.1 Conceito de capacidade de curto-circuito ( $S_{CC}$ )

As tensões nas barras em curto e em todas as outras barras da rede cairão durante a ocorrência do curto-circuito. O valor dessa queda de tensão é uma indicação da “força” da rede. Necessita-se medir essa força, bem como a “severidade” da influência dos curtos. Ambos os objetivos são conseguidos por uma grandeza designada por capacidade de curto-circuito (algumas vezes chamada de nível de falta) para a barra em questão.

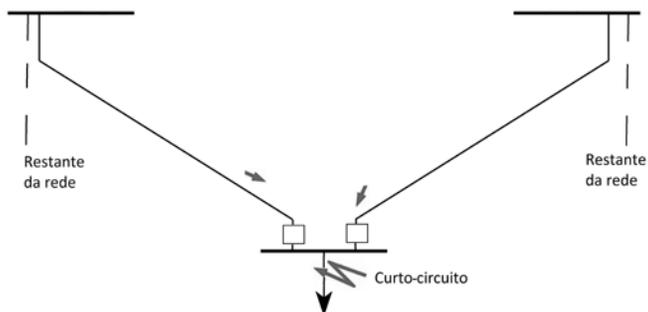


Figura 3.17 – Corrente de curto-circuito fluindo para uma barra com falta

A capacidade de curto-circuito ( $S_{CC}$ ) de uma barra de rede é definida como o produto da tensão anterior à falta (tensão pré-falta) pela corrente após a falta (corrente pós-falta). Assim, a  $S_{CC}$  virá em pu volt-ampère, se a tensão e a corrente forem dadas em pu.

$$S_{CC} \cong \left| V_{pré-falta} \right| \left| I_{pós-falta} \right| \quad (\text{pu}) \quad (3.9)$$

Se a tensão for medida em kV entre linhas e a corrente em kA por fase, a  $S_{CC}$  será dada em MVA trifásica.

$$S_{CC} \cong \sqrt{3} \left| V_{pré-falta} \right| \left| I_{pós-falta} \right| \quad (\text{MVA}) \quad (3.10)$$

A tensão pré-falta é usualmente cerca de 1,0 pu.

### 3.4.2 Ligação entre $S_{cc}$ e o teorema de Thévenin

O conceito de capacidade de curto-circuito toma um significado muito mais claro quando considerado em conjunto com o importante teorema de Thévenin, da teoria dos circuitos. Esse teorema é útil na determinação das variações que ocorrem nas correntes e tensões de um circuito linear quando é adicionada uma impedância entre dois nós do circuito. Esse é o caso de um curto-circuito.

#### *Enunciado do teorema de Thévenin*

As variações que ocorrem nas tensões e correntes de um circuito, devido à adição de uma impedância entre dois nós do circuito, são idênticas às tensões e correntes causadas por uma f.e.m. colocada em série com a impedância e com valor e polaridade iguais à tensão pré-falta que existiu entre os nós em questão, com todas as demais fontes ativas “anuladas”.

Para obter as correntes e tensões pós-falta, na rede, deve-se superpor essas variações a correntes e tensões pós-falta.

Aplicando diretamente o teorema, a corrente pode ser calculada através da equação (3.11):

$$I^f = \frac{V_{pré-falta}}{Z^f + Z_{TH}} \quad (3.11)$$

Ou, no caso de um curto-circuito sólido:

$$I^f = \frac{V_{pré-falta}}{Z_{TH}} \quad (3.12)$$

Onde:

$Z_{TH}$  é a impedância vista da barra  $i$ , com todas as fontes ativas zeradas.

Se todas as grandezas forem usadas em pu e a tensão pré-falta for considerada 1,0 pu, tem-se:

$$|Z_{TH}| = \frac{1}{|S_{CC}|} \quad (3.13)$$

O circuito equivalente correspondente é mostrado na figura 3.18.

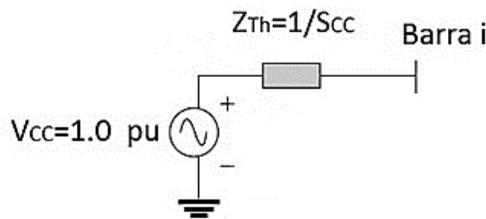


Figura 3.18 – Barra em falta equivalente de Thévenin

### 3.4.3 Montagem da matriz de impedância

Pode-se obter a matriz de impedâncias através da inversão da matriz de admitâncias nodais ou através de um algoritmo de montagem direta. Esse algoritmo é explicado a seguir:

A montagem da matriz de impedâncias utiliza três critérios:

- 1º) O (s) primeiro (s) ramo (s) tem(têm) que estar ligado(s) à referência (a barra de referência é escolhida como sendo o ponto comum atrás de todas as reatâncias dos geradores).

- 2º) Ramos que não tenham ligação com partes anteriores já processadas não podem ser ligados.
- 3º) Malhas devem ser fechadas da maneira mais rápida possível, na ordem ascendente das barras, a partir da numeração estabelecida.

Cada ramo da matriz de impedâncias pode ser:

- 1º) Um ramo ligando uma barra de referência a uma nova barra;
- 2º) Um ramo radial ligando uma barra já considerada a uma nova barra;
- 3º) Um ramo ligando duas barras já incluídas (ramo fechando malha).

O processamento dos ramos é feito da seguinte maneira:

- a) Adição de um ramo ligando uma barra de referência a uma nova barra.

De acordo com a figura 3.19, os termos da diagonal principal e fora da diagonal principal, respectivamente, são dados pelas equações (3.14) e (3.15).

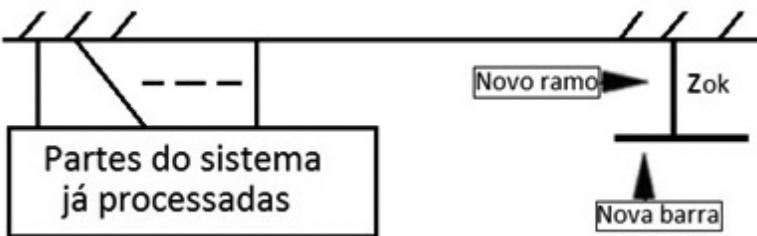


Figura 3.19 – Adição de um ramo ligando uma barra de referência a uma nova barra

$$Z_{kk} = z_{0k} \quad (3.14)$$

$$Z_{ik} = Z_{ki} = 0 \quad (3.15)$$

Onde:

$Z_{kk}$  é o elemento da diagonal principal da matriz de impedâncias;

$Z_{ik} = Z_{ki}$  são elementos fora da diagonal da matriz de impedâncias;

$Z_{0k}$  é a impedância física do ramo.

- b) Adição de um ramo radial ligando uma barra já considerada a uma nova barra.

De acordo com a figura 3.20, os termos da diagonal principal e fora da diagonal principal, respectivamente, são dados pelas equações (3.16) a (3.18).

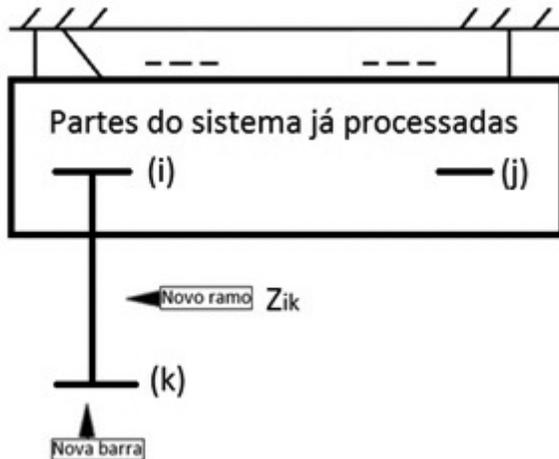


Figura 3.20 – Adição de um ramo radial ligando uma barra já considerada a uma nova barra

$$Z_{jk} = Z_{ji} \quad j \neq k \quad (3.16)$$

$$Z_{kj} = Z_{ij} \quad j \neq k \quad (3.17)$$

$$Z_{kk} = Z_{ii} + z_{ik} \quad (3.18)$$

Onde:

$Z_{jk}$  é o elemento fora da diagonal principal da matriz de impedâncias;

$Z_{kj}$  são elementos fora da diagonal da matriz de impedâncias;

$Z_{kk}$  é o elemento da diagonal;

$z_{ik}$  é a impedância física do ramo.

- c) Adição de um ramo ligando duas barras já incluídas (ramo fechando malha).

De acordo com a figura 3.21, os termos da diagonal principal e fora da diagonal principal, respectivamente, são dados pelas equações (3.19), (3.20) e (3.21).

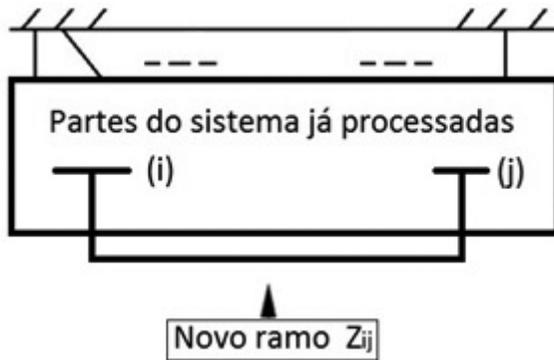


Figura 3.21 – Adição de um ramo ligando duas barras já incluídas (ramo fechando malha)

$$Z_{MM} = Z_{ii} + Z_{jj} - 2Z_{ij} + z_{ij} \quad (3.19)$$

$$Z_{kM} = Z_{ki} - Z_{kj} \quad (3.20)$$

$$Z_{Mk} = Z_{ik} - Z_{jk} \quad (3.21)$$

A matriz de impedância na forma matricial relaciona as tensões nas barras com as correntes injetadas.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdot & \cdot & Z_{1N} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdot & \cdot & Z_{2N} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{N1} & Z_{N2} & \cdot & \cdot & Z_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_N \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

A partir dos dados de ramos, que são dados em uma ordem qualquer, deve-se construir uma lista ordenada de ramos (LOR), onde o primeiro ramo dessa lista deve ser sempre conectado entre a referência e outra barra do sistema. Os demais ramos devem ser ordenados na ordem ascendente da numeração das barras. Em paralelo com a LOR, pode ser montada a lista ordenada de barras (LOB).

### Exemplo 3.1

Calcular os elementos da diagonal principal da matriz de impedâncias para o sistema elétrico residencial da figura 3.22. O alimentador é suprido por um transformador de 3 MVA. O transformador tem uma relação de tensão nominal de carga de 33 kV /11 kV e uma impedância associada de  $0.005 + j0.006$  pu. O alimentador tem uma demanda máxima de 1.89 MVA com um fator de potência de 0.95 em atraso. A potência de curto-circuito na barra 1, 33 kV, é igual a MVA. Os detalhes dos dados das linhas de

distribuição são dados na tabela 3.7. A potência base é de 100 MVA. Em seguida, determinar os níveis de curto-circuito em cada barra.

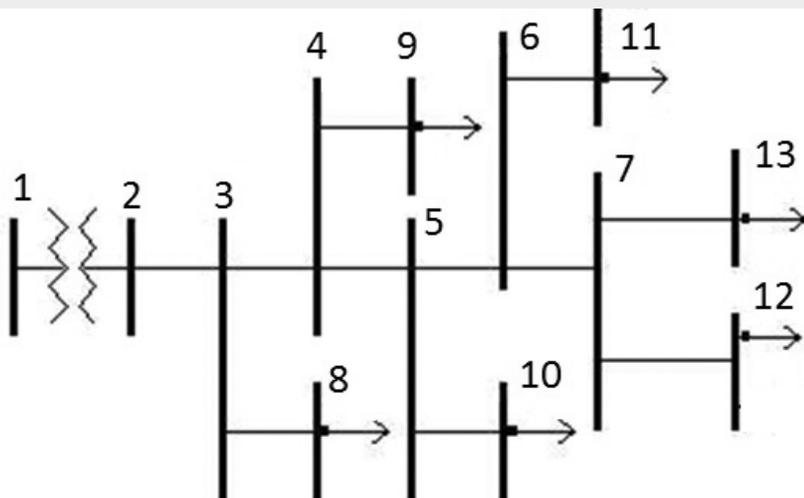


Figura 3.22 – Diagrama unifilar de sistema elétrico residencial

Tabela 3.7 - Dados de ramos do sistema

Barra emissora	Barra receptora	Resistência em pu	Reatância em pu
0	1	0.1015	0.2297
1	2	0.1667	0.2
2	3	0.06397	0.06462
3	8	1.5440	0.5788
3	4	0.2399	0.2424
4	5	0.4318	0.4362
4	9	1.7257	0.6469
5	6	0.1919	0.1939
5	10	1.5440	0.5788
6	7	0.4318	0.4362
6	11	1.6349	0.6129
7	13	1.4532	0.5448
7	12	1.5440	0.5788

**Solução:**

Cálculo do equivalente de curto-circuito do sistema de potência que supre o sistema de distribuição:

A potência de curto-circuito em MVA deve ser dividida pela potência de base. Utilizando a equação (3.17), temos:

$$Z_{TH} = \frac{1}{S_{CC}} = \frac{1}{\frac{398.21}{100} \angle -66.1603^\circ} = 0.1015 + j0.2297 \text{ pu}$$

A impedância do transformador está na base de 3 MVA. Portanto, a base de potência precisa ser mudada.

$$Z_{nova} = Z_{dada} \left( \frac{S_{nova}}{S_{dada}} \right) = (0.005 + j0.006) \left( \frac{100}{3} \right) = 0.1667 + j0.2 \text{ pu}$$

Montagem da matriz de impedâncias por inspeção.

No sistema de distribuição dado não existe ramo ligando duas barras já incluídas (ramo fechando malha).

O primeiro ramo é do tipo ramo ligando uma barra de referência a uma nova barra e os ramos seguintes são todos do tipo ramo radial ligando uma barra já considerada a uma nova barra. Portanto, a LOR é dada por:

LOR

0 - 1

1 - 2

2 - 3

3 - 4

3 - 8

4 - 5

4 - 9

5 - 6

5 - 10

6 - 7

6 - 11

7 - 12

7 - 13

LOB: 1, 2, 3, 4, 8, 5, 9, 6, 10, 7, 11, 12, 13

Primeiro ramo: 0-1

$$Z_{kk} = Z_{0k} \rightarrow Z_{11} = Z_{01} = 0.1015 + j0.2297$$

Matriz Z

$$[Z] = [Z_{01}] = 0.1015 + j0.2297 = 0.251126 \angle 66.16^\circ$$

Segundo ramo: 1-2

Elemento da diagonal principal:

De acordo com a figura (3.16), a nova barra processada é a número 2. Logo,

$$k = 2; i = 1$$

$$Z_{kk} = Z_{ii} + z_{ik} \rightarrow Z_{22} = Z_{11} + z_{12} = 0.1015 + j0.2297 + 0.1667 + j0.2 = 0.2682 + j0.4297$$

$$Z_{22} = 0.506531 \angle 58.03^\circ$$

Elementos fora da diagonal principal:

De acordo com a figura (3.17), temos

$$j = i = 1$$

$$Z_{jk} = Z_{ji} \quad j \neq k \rightarrow Z_{12} = Z_{11} = z_{01}$$

$$Z_{kj} = Z_{ij} \quad j \neq k \rightarrow Z_{21} = Z_{11} = z_{01}$$

Matriz Z

$$[Z] = \begin{bmatrix} z_{01} & z_{01} \\ z_{01} & Z_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.1015 + j0.2297 & 0.1015 + j0.2297 \\ 0.1015 + j0.2297 & 0.2682 + j0.4297 \end{bmatrix}$$

Terceiro ramo: 2-3

Elementos fora da diagonal principal:

De acordo com a figura (3.17), temos

$$j = 1, 2$$

$$i = 2$$

$$k = 3$$

Para

$$j = 1$$

$$Z_{jk} = Z_{ji} \quad j \neq k \rightarrow Z_{13} = Z_{12} = z_{01}$$

$$Z_{kj} = Z_{ij} \quad j \neq k \rightarrow Z_{31} = Z_{21} = z_{01}$$

Para

$$j = 2$$

$$Z_{23} = Z_{22}$$

$$Z_{32} = Z_{22}$$

Elemento da diagonal principal:

De acordo com a figura (3.16), a nova barra processada é a número 3.

Logo,

$$k = 3; i = 2$$

$$\begin{aligned} Z_{kk} &= Z_{ii} + z_{ik} \rightarrow Z_{33} = Z_{22} + z_{23} \\ &= 0.2682 + j0.4297 + 0.06397 + j0.06462 \\ &= 0.33217 + j0.49432 \end{aligned}$$

$$Z_{33} = 0.595558 \angle 56.10^0$$

$$\begin{aligned} [Z] &= \begin{bmatrix} z_{01} & z_{01} & Z_{12} \\ z_{01} & Z_{22} & Z_{22} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{33} \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 0.1015 + j0.2297 & 0.1015 + j0.2297 & 0.1015 + j0.2297 \\ 0.1015 + j0.2297 & 0.2682 + j0.4297 & 0.2682 + j0.4297 \\ 0.1015 + j0.2297 & 0.2682 + j0.4297 & 0.33217 + j0.49432 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Os demais elementos da matriz de admitâncias seguem o mesmo procedimento. Portanto, a matriz  $[Z]$  terá dimensões 13 x 13.

Os elementos da diagonal principal restantes são dados por:

$$\begin{aligned} Z_{44} &= 0.932749 \angle 52.17^0; Z_{55} = 1.543858 \angle 49.44^0; Z_{66} \\ &= 1.816057 \angle 48.82^0; Z_{77} = 2.428964 \angle 47.93^0; Z_{88} \\ &= 0.595558 \angle 56.10^0; Z_{99} = 0.932749 \angle 52.17^0; Z_{1010} \\ &= 1.543858 \angle 47.93^0; Z_{1111} = 1.816057 \angle 48.82^0; Z_{1212} \\ &= 2.428964 \angle 47.93^0; Z_{1313} = 3.873423 \angle 37.31^0; pu \end{aligned}$$

Os níveis de curto-circuito calculados pela equação (3.17) são mostrados na tabela 3.8.

Por exemplo: barra 5:

$$\begin{aligned} S_{CC} &= \frac{1}{Z_{TH}} = \frac{1}{1.543858 \angle 49.44^0} = 0.6477 \times 100 \angle -49.44^0 \\ &= 64.77 \angle -49.44^0 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Tabela 3.8 – Níveis de curto-circuito

Número da barra	Potência de curto-circuito trifásico (MVA)	Relação X/R
1	398.21 $\angle -66.16^{\circ}$	2.26
2	197.42 $\angle -58.03^{\circ}$	1.60
3	167.91 $\angle -56.10^{\circ}$	1.49
4	107.21 $\angle -52.17^{\circ}$	1.29
5	64.77 $\angle -49.44^{\circ}$	1.17
6	55.06 $\angle -48.82^{\circ}$	1.14
7	41.17 $\angle -47.93^{\circ}$	1.11
8	46.27 $\angle -56.10^{\circ}$	0.57
9	37.28 $\angle -52.17^{\circ}$	0.60
10	32.34 $\angle -49.44^{\circ}$	0.69
11	28.95 $\angle -48.82^{\circ}$	0.70
12	25.21 $\angle -47.93^{\circ}$	0.75
13	25.82 $\angle -37.31^{\circ}$	0.76

como a variação de tensão no ponto de conexão comum (PCC) pode ser calculada.

Na figura 3.23 é mostrado o equivalente monofásico de rede para estudo de variação de tensão.

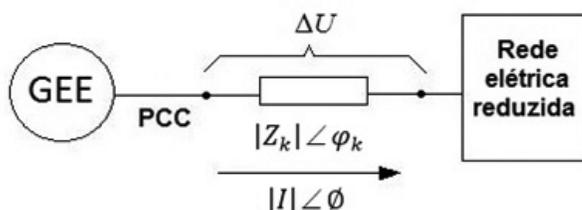


Figura 3.23 – Circuito equivalente monofásico

Então, o seguinte equacionamento pode ser feito:

$$\Delta U = (|Z_k| \angle \varphi_k) (|I| \angle \emptyset) \quad (3.23)$$

$$\Delta U = (|Z_k| \cos \varphi_k + j |Z_k| \operatorname{sen} \varphi_k) (|I| \cos \emptyset + j |I| \operatorname{sen} \emptyset) \quad (3.24)$$

Mas o módulo da corrente  $I$  é o módulo da potência aparente injetada pelo gerador eolielétrico (GEE) no PCC dividido pelo módulo da tensão no PCC. Assim:

$$\Delta U = (|Z_k| \cos \varphi_k + j |Z_k| \operatorname{sen} \varphi_k) \frac{|S|}{|V|} (\cos \emptyset + j \operatorname{sen} \emptyset) \quad (3.25)$$

Multiplicando os termos nos parênteses, obtém-se:

$$\begin{aligned} \Delta U = \frac{|S|}{|V|} & (|Z_k| \cos \varphi_k \cos \emptyset - |Z_k| \operatorname{sen} \varphi_k \operatorname{sen} \emptyset) + \\ & \frac{|S|}{|V|} j (|Z_k| \operatorname{sen} \varphi_k \cos \emptyset + |Z_k| \cos \varphi_k \operatorname{sen} \emptyset) \end{aligned} \quad (3.26)$$

A parte imaginária da queda de tensão pode ser desprezada, pois a abertura angular entre a tensão no PCC e a tensão na rede elétrica é pequena. Como exemplo, suponha que:

$$\Delta U = 50 \angle 10^\circ = 50 (\cos 10^\circ + j \operatorname{sen} 10^\circ) = 49.240 + j 8.682$$

A parte imaginária, nesse caso, é somente 17,63 % da parte real. Assim, uma boa aproximação consiste em desprezar a parte imaginária nos cálculos.

Logo:

$$\Delta U = \frac{|S| |Z_k|}{|V|} [\cos(\varphi_k + \emptyset)] \quad (3.27)$$

Reescrevendo a expressão (3.27), temos:

$$\Delta U = \frac{\frac{|S|}{|V|} [\cos(\varphi_k + \varnothing)]}{|Z_k|} \quad (3.28)$$

Aproximando a tensão no PCC com o valor de 1 pu e notando que  $|S_{CC}| = \frac{1}{|Z_k|}$ , a equação se torna:

$$\Delta U = \frac{\frac{|S|}{1} [\cos(\varphi_k + \varnothing)]}{|Z_k|} = \frac{|S|}{|S_{CC}|} [\cos(\varphi_k + \varnothing)] \quad (3.29)$$

A equação (3.29) somente é válida para  $[\cos(\varphi_k + \varnothing)] > 0.1 \rightarrow 0 < \varphi_k + \varnothing < 85^\circ$  e sistemas radiais.

Onde:

$\Delta U$  é a variação de tensão entre as tensões da barra do PCC e a tensão da rede equivalente;

$|S|$  é o módulo da potência complexa em 1-min para o pico de potência ativa na barra do PCC;

$|S_{CC}|$  é a capacidade de curto-circuito da barra do PCC;

$\varphi_k$  é o ângulo da impedância equivalente visto da barra do PCC;

$\varnothing$  é o ângulo do fator de potência na barra do PCC.

### Exemplo 3.2

Em um parque eólico, composto por 3 turbinas, cada uma de 600 kW potência nominal do tipo 1, deve ser conectada a barra 12 de 11 kV do sistema elétrico residencial do exemplo numérico 3.1. Da medição da qualidade de energia da turbina eólica, que foi realizada de acordo com IEC 61400-21, os dados, apresentados na tabela 3.10, são acessíveis. Os dados da rede foram calculados no exemplo 3.1. O módulo da potência complexa em 1-min para o pico de potência ativa na barra do PCC é igual a 655 kVA e o ângulo do fator de potência na barra do PCC é igual a  $10^\circ$ . Calcular a variação de tensão entre as tensões da barra do PCC e a tensão da rede equivalente. Faça um programa em código MATLAB para calcular a variação de tensão entre as tensões citadas.

$$S_{CC} = 25.21 \angle -47.93^\circ \text{ MVA}$$

$$\varphi_k = 47.93^\circ$$

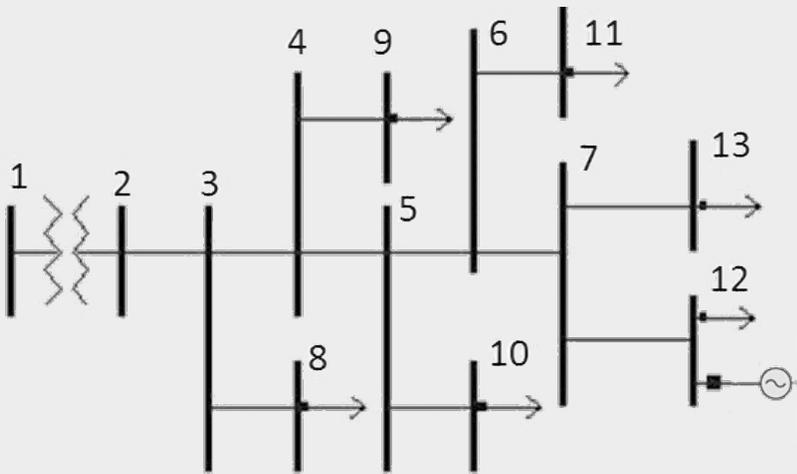


Figura 3.24 – Sistema de distribuição com geração eolielétrica

#### Solução:

$$\Delta U = \frac{|S|}{|S_{CC}|} [\cos(\varphi_k + \varnothing)] = \frac{655}{25210} [\cos(47.93^\circ + 10^\circ)] = 1.38 \%$$

$$\Delta U_{\text{parque eólico}} = 3 \times 1.39 = 4.14 \%$$

Em algumas normas internacionais, o limite máximo para variação de tensão causada por parque eólico é de 2 %. Nesse caso, o valor encontrado excede esse limite.

Código MATLAB

**Zbus MATRIZ DE IMPEDÂNCIA**

**% Este programa foma a matriz de impedância complexa pelo método de montagem direta. A barra zero é considerada como referência.**

```
function [Zbus] = zbuild(linedata)
nl = linedata(:,1); nr = linedata(:,2); R = linedata(:,3);
X = linedata(:,4);
nbr=length(linedata(:,1)); nbus = max(max(nl), max(nr));
for k=1:nbr
if R(k) == inf | X(k) ==inf
R(k) = 99999999; X(k) = 99999999;
else, end
end
ZB = R + j*X;
Zbus = zeros(nbus, nbus);
tree=0; %%%new

% Adding a branch from a new bus to reference bus 0
for l = 1:nbr
ntree(l) = 1;
if nl(l) == 0 | nr(l) == 0
if nl(l) == 0 n = nr(l);
elseif nr(l) == 0 n = nl(l);
end
if abs(Zbus(n, n)) == 0 Zbus(n,n) = ZB(l);tree=tree+1; %%%new
else Zbus(n,n) = Zbus(n,n)*ZB(l)/(Zbus(n,n) + ZB(l));
end
ntree(l) = 2;
else,end
end

% Adding a branch from new bus to an existing bus
while tree < nbus %%% new
for n = 1:nbus
nadd = 1;
if abs(Zbus(n,n)) == 0
for l = 1:nbr
if nadd == 1;
if nl(l) == n | nr(l) == n
```

```

48
if nl(l) == n k = nr(l);
elseif nr(l) == n k = nl(l);
end
if abs(Zbus(k,k)) ~= 0
for m = 1:nbus
if m ~= n
Zbus(m,n) = Zbus(m,k);
Zbus(n,m) = Zbus(m,k);
else, end
end
Zbus(n,n) = Zbus(k,k) + ZB(l); tree=tree+1; %%new
nadd = 2; ntree(l) = 2;
else, end
else, end
else, end
end
else, end
end
end %%%%%%%new

% Adding a link between two old buses
for n = 1:nbus
for l = 1:nbr
if ntree(l) == 1
if nl(l) == n | nr(l) == n
if nl(l) == n k = nr(l);
elseif nr(l) == n k = nl(l);
end
DM = Zbus(n,n) + Zbus(k,k) + ZB(l) - 2*Zbus(n,k);
for jj = 1:nbus
AP = Zbus(jj,n) - Zbus(jj,k);
for kk = 1:nbus
AT = Zbus(n,kk) - Zbus(k, kk);
DELZ(jj,kk) = AP*AT/DM;
end
end
Zbus = Zbus - DELZ;
ntree(l) = 2;
else,end
else,end
end
end
end

```

**DADOS DA REDE****zdata1=[0 1 0 0.25****0 2 0 0.25****1 2 0 0.125****1 3 0 0.15****2 3 0 0.25];****zdata0=[0 1 0 0.40****0 2 0 0.1****1 2 0 0.3****1 3 0 0.35****2 3 0 0.7125];****zdata2=zdata1;****Zbus1=zbuild(zdata1)****Zbus0=zbuild(zdata0)****Zbus2=Zbus1;**

### 3.5 O Problema do Fluxo de Carga

O problema do fluxo de carga é detalhado no volume 1 da coleção *Engenharia de Sistemas de Potência – Análise de Fluxo de Carga em Sistemas de Potência*; portanto, o leitor que ainda não estudou esse assunto pode procurar o citado volume. O enfoque nesse tópico será a modelagem simples das centrais eolielétricas para o fluxo de carga monofásico.

#### 3.5.1 Definição do problema

Fluxo de carga consiste na obtenção das condições de operação (tensões, fluxos de potência) de uma rede elétrica em função de sua topologia e dos níveis de demanda e de geração de potência.



acordo com as equações vistas em cada tipo de turbina eólica, os geradores eolielétricos que utilizam geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo podem ter seus bancos de capacitores calculados e inseridos nas simulações computacionais.

### Exemplo 3.3

O nível de carga para o sistema de distribuição do exemplo 3.1 está mostrado na tabela 3.9.

Tabela 3.9 – Dados de barras para sistema de distribuição

Número da barra	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)
1	--	--
2	--	--
3	--	--
4	150	50
5	--	--
6	--	--
7	150	50
8	270	90
9	270	90
10	270	90
11	270	90
12	270	90
13	240	80

Usando o programa ANAREDE, analise o sistema de distribuição para os seguintes casos:

Caso 1: o sistema de distribuição sem geração eolielétrica.

Caso 2: o sistema de distribuição com geração eolielétrica de 500 kW na barra 12. A barra 12 é uma barra do tipo PQ.

#### **Solução:**

Caso 1 – Na primeira simulação realizada não foi considerada nenhuma máquina eólica conectada no sistema. A barra 1 foi considerada como a barra de referência com tensão de 1.0 pu. Na figura 3.22 é possível analisar que o sistema solicita uma potência total de 2,0 MW e 0.7 MVar (considerando as perdas). Ainda analisando os resultados da primeira simulação, verifica-se que, no sistema de distribuição, quanto mais distante

da barra de referência maior é a queda de tensão nas barras. Observe que na barra 12 a tensão é de 0,970 pu, enquanto na barra 2 a tensão é de 0,995. Podemos concluir que no caso base não houve violação de tensão, considerando a faixa de tensões entre  $0,93 \leq v \leq 1,05$  pu.

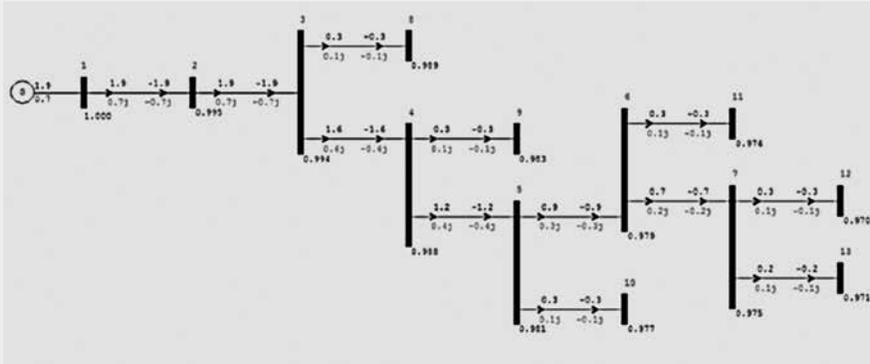


Figura 3.26 – Simulação do caso base

Caso 2 – Na segunda simulação realizada foi considerada a barra 1 como referência e uma máquina eólica de 500 kW conectada na barra 12. Com a conexão da geração na barra 12 houve um aumento na tensão nas barras do sistema, principalmente na barra 12, que foi de 0,970 pu para 1,02 pu. Nenhuma das tensões das barras do sistema está com tensões fora da faixa permitida.

### 3.6 Fatores da Norma IEC 61400–21, Medição e Taxas de Qualidade de Energia para Turbinas Eólicas Conectadas à Rede

A International Electrotechnical Commission (IEC) é uma organização internacional compreendendo todos os comitês nacionais para a padronização de normas. O objetivo da IEC é uma cooperação internacional em todas as questões relativas à padronização nos campos da elétrica e da eletrônica.

O propósito da IEC 61400–21 é oferecer uma metodologia uniforme que proporcione consistência, acuracidade e avaliação da qualidade de energia de turbinas eólicas conectadas com a rede elétrica.

De acordo com a norma 61400-21, os parâmetros de emissão de flicker são medidos em testes de certificação. Esses valores são fornecidos para diferentes ângulos de impedâncias características das redes elétricas e para diferentes velocidades médias de vento.

O coeficiente de flicker para operação contínua é dado por:

$$C(\varphi_{CC}, v) = P_{ST} \frac{S_{CC}}{S_N} \quad (3.30)$$

Onde:

$$P_{ST} = P_{LT}$$

$P_{ST}$  representa o flicker emitido por uma turbina eólica para períodos curtos de tempo;

$P_{LT}$  representa o flicker emitido por uma turbina eólica para períodos longos de tempo;

$C(\varphi_{CC}, v)$  é o coeficiente de emissão de flicker fornecido pelo fabricante;

$\varphi_{CC}$  é o ângulo característico da rede elétrica fornecido pela concessionária;

$v$  é a velocidade média anual de vento (medida no local);

$S_N$  é a potência aparente nominal da turbina eólica;

$S_{CC}$  é a potência aparente de curto-circuito no ponto de conexão.

No caso de mais de uma turbina instalada no sítio e conectada ao mesmo ponto, a soma da emissão de flicker pode ser estimada pela equação (3.31).

$$P_{ST} = P_{LT} = \frac{1}{S_{CC}} \sqrt{\sum_{i=1}^N C(\varphi_{CC}, v) [S_{n,i}]^2} \quad (3.31)$$

Onde:

$S_{n,i}$  é a potência aparente nominal de uma turbina individual;

$N$  é o número de turbinas.

O fator de flicker devido a operações de chaveamento é dado por:

$$K_f(\varphi_{CC}) = \frac{1}{130} \frac{S_{CC}}{S_N} P_{ST} T_P^{0.31} \quad (3.32)$$

Onde:

$K_f(\varphi_{CC})$  é o fator de flicker devido a operações de chaveamento;  
 $T_P$  é o período de medição.

Os demais parâmetros já foram definidos.

A variação da tensão relativa, devido à conexão de uma turbina eólica, pode ser estimada aplicando a seguinte expressão:

$$d = 100 k_u(\varphi_{CC}) \frac{S_N}{S_{CC}} \cdot 100 \quad (3.33)$$

Onde:

$d$  é a mudança de tensão relativa em %;

$k_u(\varphi_{CC})$  é o fator de mudança de tensão da turbina eólica, fornecido pelo fabricante para os ângulos da impedância característica da rede elétrica.

As grandezas  $k_u(\varphi_{CC})$ ,  $K_f(\varphi_{CC})$  e  $C(\varphi_{CC}, \nu)$  são fornecidas pelo fabricante para os ângulos 30, 50, 70 e 85 graus. Quando o ângulo da impedância característica da rede elétrica do local de instalação for diferente dos apresentados na tabela, aplica-se uma interpolação linear entre os dois valores mais próximos.

A tabela 3.10, na sua forma original da norma IEC 61400-21, é usada para obter a certificação de qualidade de energia de turbinas eólicas.

A tabela 3.10 apresenta os coeficientes para as seguintes condições:

- A) Operação de partida com velocidade de vento próxima da velocidade de entrada;
- B) Operação de partida com velocidade de vento próxima da velocidade de vento;

C) Na operação de troca de gerador (se a turbina eólica for equipada com dois geradores).

**Tabela 3.10 – Fatores da norma 61400–21**

Grid impedance angle $\psi$	30°	50°	70°	85°
Annual av. Wind Speed $v_a$ (m/s)	Flicker coefficient $c(\psi_k, v_a)$			
6.0 m/s	7.1	5.9	5.1	6.4
7.5 m/s	7.4	6.0	5.2	6.6
8.5 m/s	7.8	6.5	5.6	7.2
10,0 m/s	7.9	6.6	5.7	7.3

Switching operations:

Case of switching Operation	Start-up at cut-in wind speed			
Max. Number of Switching $N_{10}$	3			
Max. Number of Switching $N_{120}$	30			
Grid impedance angle $\psi$	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor $K_f(\psi)$	0.35	0.34	0.38	0.43
Voltage change factor $K_n(\psi)$	0.7	0.7	0.8	0.9
Case of switching Operation	Start-up at rated wind speed			
Max. Number of Switching $N_{10}$	1			
Max. Number of Switching $N_{120}$	8			
Grid impedance angle $\psi$	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor $K_f(\psi)$	0.35	0.34	0.38	0.43
Voltage change factor $K_n(\psi)$	1.30	0.85	1.05	1.60

A emissão de flicker de curta e longa duração, para operações de chaveamento de uma turbina eólica conectada, pode ser estimada pelas equações (3.34) e (3.35).

$$P_{ST} = 18N_{10}^{0.31} k_f (\varphi_{CC}) \left( \frac{S_n}{S_{CC}} \right) \quad (3.34)$$

$$P_{LT} = 8N_{120}^{0.31} k_f (\varphi_{CC}) \left( \frac{S_n}{S_{CC}} \right) \quad (3.35)$$

Onde:

$P_{ST}$  é a função de probabilidade de severidade de flicker (emissão de flicker) de curta duração medida em um intervalo de tempo de 10 minutos para uma turbina eólica;

$P_{LT}$  é a função de probabilidade de severidade de flicker (emissão de flicker) de longa duração medida em um intervalo de 2 horas para uma turbina eólica;

$k_f(\varphi_{CC})$  é o coeficiente de emissão de flicker fornecido pelo fabricante;

$\varphi_{CC}$  é o ângulo característico da rede elétrica;

$S_n$  é a potência nominal da turbina eólica;

$S_{CC}$  é a potência de curto-circuito no ponto de conexão;

$N_{10}$  é o número máximo de chaveamentos permitido para uma turbina eólica em 10 minutos;

$N_{120}$  é o número máximo de chaveamentos permitido para uma turbina eólica em 2 horas.

No caso de mais uma turbina conectada ao PCC, a emissão de flicker é obtida através das equações (3.36) e (3.37).

$$P_{STparque} = \frac{18}{S_{CC}} \left\{ \sum_{i=1}^N N_{10,i} \left[ k_{f,i}(\varphi_{CC}) S_{n,i} \right]^{3.2} \right\}^{0.31} \quad (3.36)$$

$$P_{LTparque} = \frac{8}{S_{CC}} \left\{ \sum_{i=1}^N N_{120,i} \left[ k_{f,i} (\varphi_{CC}) S_{n,i} \right]^{3,2} \right\}^{0,31} \quad (3.37)$$

Onde:

$N$  é o número de turbinas;

$N_{10,i}$  é o número de chaveamentos de uma turbina individual dentro de um intervalo de 10 minutos;

$N_{120,i}$  é o número de chaveamentos de uma turbina individual dentro de um intervalo de 2 horas.

### Exemplo 3.4

Dados do *site*:

Velocidade média anual do vento:  $V_a = 10,2$  m/s.

Tensão nominal da rede: 13.8 kV.

Potência de curto-circuito da rede no PCC:  $S_k = 25.82$  MVA.

Ângulo de impedância da rede elétrica:  $k = 37.31^\circ$ .

Número de turbinas eólicas:  $N = 3$ .

Tipo de turbina eólica: stall, direto.

Gerador de indução acoplado à rede elétrica.

Ângulo do fator de potência na barra do PCC é igual a  $10^\circ$ .

Dados da medição da qualidade de energia de uma turbina eólica de acordo com IEC61400/21/2/:

Potência nominal  $P_n = 600$  kW.

Potência aparente nominal:  $S_n = 607$  kVA.

Tensão nominal:  $U_n = 690$  V.

Corrente nominal  $I_n = 507,9009$  A.

Máx. potência ativa  $P_{60} = 645$  kW.

Máx. potência reativa  $Q_{60} = 114$  kvar.

a) Calcule a variação de tensão no PCC.

b) Flicker de operação contínua.

c) Flicker de chaveamento de curto e longo prazo.

**Tabela 3.11 – Flicker**

Grid impedance angle $\psi$	30°	50°	70°	85°
Annual av. Wind Speed $V_a$ (m/s)	Flicker coefficient $c(\psi_k, v_a)$			
6.0 m/s	7.1	5.9	5.1	6.4
7.5 m/s	7.4	6.0	5.2	6.6
8.5 m/s	7.8	6.5	5.6	7.2
10,0 m/s	7.9	6.6	5.7	7.3
Switching operations:				
Case of switching operation	Start-up at cut-in wind speed			
Max. number of switching $N_{10}$	3			
Max. number of switching $N_{120}$	30			
Grid impedance angle $\psi$	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor $K_f(\psi)$	0.35	0.34	0.38	0.43
Voltage change factor $K_n(\psi)$	0.7	0.7	0.8	0.9
Case of switching operation	Start-up at rated wind speed			
Max. number of switching $N_{10}$	1			
Max. number of switching $N_{120}$	8			
Grid impedance angle $\psi$	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor $K_f(\psi)$	0.35	0.34	0.38	0.43
Voltage change factor $K_n(\psi)$	1.30	0.85	1.05	1.60

**Solução:**

a)

$$|S| = \sqrt{645^2 + 114^2} = 654.9969 \text{ kVA}$$

$$\Delta U = \frac{|S|}{|S_{CC}|} [\cos(\varphi_k + \emptyset)] = \frac{654.9969}{25820} [\cos(37.31^\circ + 10^\circ)] = 1.72 \%$$

$$\Delta U_{\text{parque eólico}} = 3 \times 1.72 = 5.16 \%$$

b) Interpolação linear para o cálculo do coeficiente de flicker: usando a velocidade média anual do vento:  $V_a = 10,2 \text{ m/s}$  e o ângulo de impedância da rede elétrica:  $k = 37.31^\circ$ , necessitamos dos dados da tabela 3.11, para fazer a interpolação linear.

$$30^\circ - 7.9$$

$$50^\circ - 6.6$$

$$y - x$$

$$\frac{50^\circ - 30^\circ}{6.6 - 7.9} = \frac{y - 50^\circ}{x - 6.6} \rightarrow -15.38461538x + 101.5384615 = y - 50^\circ$$

Para o ângulo de  $37.31^\circ$ , vem:  $-15.38461538x + 101.5384615 = 37.31^\circ - 50^\circ$

Logo, o coeficiente de flicker tem o valor de: 7.42485.

Usamos, agora, a equação:

$$P_{ST} = P_{LT} = \frac{1}{S_{CC}} \sqrt{\sum_{i=1}^N C(\varphi_{CC}, v) [S_{n,i}]^2} = \frac{1}{25820} \sqrt{3x(7.42485x607)^2} = 0.3023$$

O valor máximo do PST, de acordo com a tabela 3.1, é de 0.25. Portanto, o valor obtido está acima da norma.

c) Cálculo de flicker de chaveamento:

Interpolação linear para o cálculo do coeficiente de flicker: o ângulo de impedância da rede elétrica:  $k = 37.31^\circ$ , necessitamos dos dados da tabela 3.11, para fazer a interpolação linear.

$$30^\circ - 0.35$$

$$50^\circ - 0.34$$

$$y - x$$

$$\frac{50^\circ - 30^\circ}{0.34 - 0.35} = \frac{y - 50^\circ}{x - 0.34} \rightarrow -2000x + 680 = y - 50^\circ$$

Para o ângulo de  $37.31^{\circ}$ , vem:  $-2000x + 680 = 37.31^{\circ} - 50^{\circ}$ .

Logo, o coeficiente de flicker tem o valor de: 0.346345.

Usando as equações (3.36) e (3.37), temos:

$$P_{ST\Sigma} = \frac{18}{S_{CC}} \left( \sum_{i=1}^N N_{10,i} (K_f (\varphi_{CC}) S_{N,i})^{3.2} \right)^{0.31}$$

$$= \frac{18}{25820} \left( 3 \times 1 (0.346345 \times 607)^{3.2} \right)^{0.31} = 0.1974$$

$$P_{LT\Sigma} = \frac{8}{S_{CC}} \left( \sum_{i=1}^N N_{120,i} (K_f (\varphi_{CC}) S_{N,i})^{3.2} \right)^{0.31}$$

$$= \frac{8}{25820} \left( 8 \times 1 (0.346345 \times 607)^{3.2} \right)^{0.31} = 0.1189$$

De acordo com a tabela 3.1, os valores estão abaixo dos valores permitidos pela norma IEC.

### 3.7 Estabilidade de Sistemas de Potência

A robustez de um sistema elétrico de potência é medida pela capacidade do sistema para funcionar numa situação de equilíbrio em condições normais e de perturbação. Os estudos de estabilidade analisam o comportamento do sistema quando da ocorrência de alterações bruscas do sistema ou da produção, bem como quando da ocorrência de curto-circuitos nas linhas de transmissão. O sistema é dito estável se após a ocorrência dessas perturbações continuar a funcionar em sincronismo.

Se a perturbação for pequena e de curta duração, o sistema tende a voltar ao mesmo ponto de funcionamento, o que já não sucederá se a perturbação for grande ou de longa duração. Por outro lado, se surgir um desequilíbrio entre a carga do sistema e a potência que estava a ser fornecida ao sistema, a exploração do sistema terá que ser continuada noutra ponto de funcionamento do sistema. Todas as máquinas síncronas terão, porém, de continuar a funcionar em sincronismo para que o sistema continue a ser estável.

### 3.7.1 Classificação da estabilidade

A estabilidade em sistemas de potência é classificada como mostrado na figura 3.27.

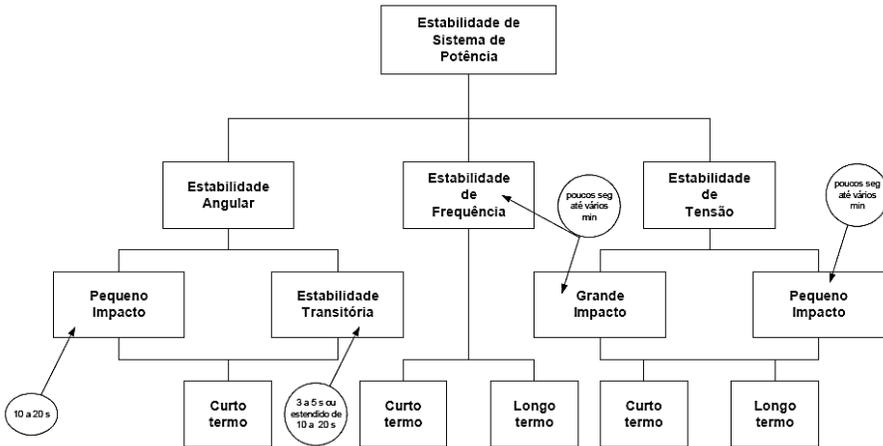


Figura 3.27 – Classificação da estabilidade

As definições de estabilidade transitória e de frequência são dadas a seguir:

#### Estabilidade transitória

É caracterizada por uma grande perturbação. A resposta de sistema resultante envolve grandes excursões do rotor do gerador e é influenciada pela relação não linear de potência-ângulo.

#### Estabilidade de frequência

Estabilidade de frequência é a habilidade do sistema de potência manter a frequência dentro de uma faixa nominal, seguindo-se a uma severa oscilação no sistema, que pode ou não particioná-lo em subsistemas. Geralmente, os problemas de estabilidade de frequência são associados a inadequadas respostas de equipamentos, fraca coordenação de controles e equipamentos de proteção, ou reserva de geração insuficiente.

Neste texto iremos tratar apenas da estabilidade de tensão.

### 3.7.2 Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão se refere à capacidade de um sistema elétrico de potência para manter as tensões estáveis em todas as barras do sistema, depois de ter sido submetido a um distúrbio, a partir de uma condição de funcionamento inicial dada. Isso depende da capacidade de manter/restaurar o equilíbrio entre a demanda de carga e de fornecimento de geração a partir do sistema de alimentação. A instabilidade que pode resultar ocorre sob a forma de uma queda progressiva ou aumento de tensões em algumas barras. Um possível resultado da instabilidade de tensão é a perda de carga em uma área, ou a saída de linhas de transmissão e outros elementos pelos respectivos sistemas de proteção, que levam a falhas em cascata. Perda de sincronismo de alguns geradores pode resultar dessas contingências ou de condições de funcionamento que violam o limite de corrente de campo.

Como condições de operação de um sistema de potência que contribuem para o colapso de tensão, temos:

- Acréscimo do carregamento;
- Geradores, compensadores síncronos e controladores estáticos de reativos atingindo seus limites de potência reativa;
- Saídas de linhas ou geradores;
- Comportamento das cargas em face das variações de tensão;
- Variação automática de taps de transformadores;
- Sistemas de potência estressados, devido à falta de reforço da transmissão e falta de investimento em geração;
- Uso excessivo de bancos de capacitores para compensação de potência reativa que, embora estendam os limites de transferência de potência, torna o sistema mais inclinado a sofrer problemas de instabilidade de tensão.

### 3.7.2.1 Classificação da estabilidade de tensão

Estabilidade de tensão de curto termo ou de curto prazo

A estabilidade de tensão de curto termo envolve as dinâmicas rápidas de algumas cargas, como, por exemplo, motores de indução, cargas eletronicamente controladas e conversores de sistemas de corrente contínua. O período de interesse de estudo é da ordem de alguns segundos.

Estabilidade de tensão de longo termo ou de longo prazo

A estabilidade de tensão de longo termo envolve as dinâmicas lentas de determinados equipamentos, por exemplo: LTCs, cargas termostáticas e atuações de limitadores de correntes de geradores. O período de interesse pode se estender de alguns a muitos minutos.

### 3.7.3 Curvas PV

Os métodos baseados nas curvas PV informam a margem de estabilidade de tensão do sistema de potência, que é a medida da distância, em MW ou em percentual, do ponto base de operação até o ponto de máximo carregamento do sistema, conforme a figura 3.28.

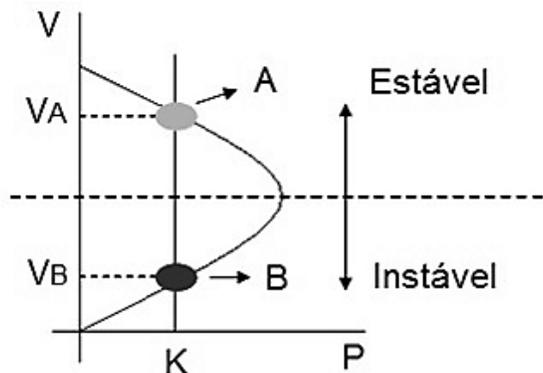


Figura 3.28 – Curvas PV

As interseções da reta  $K$ , que representa a característica da carga, com a curva PV são os pontos de operação do sistema, correspondendo a dois valores distintos de tensão. O ponto de operação na parte superior da curva é estável (ponto A), pois um aumento de carga provoca a redução da tensão. O ponto na parte inferior da curva é instável (ponto B), pois um aumento de carga eleva a tensão.

A seguir é explicado como traçar as curvas PV usando o programa ANAREDE do CEPEL (veja o livro *Análise de fluxo de carga para sistemas de potência*, dos mesmos autores).

### 3.7.3.1 Tutorial para plotagem da curva PV no programa ANAREDE

1. Desenhe o diagrama unifilar do sistema a ser simulado.  
Exemplo:

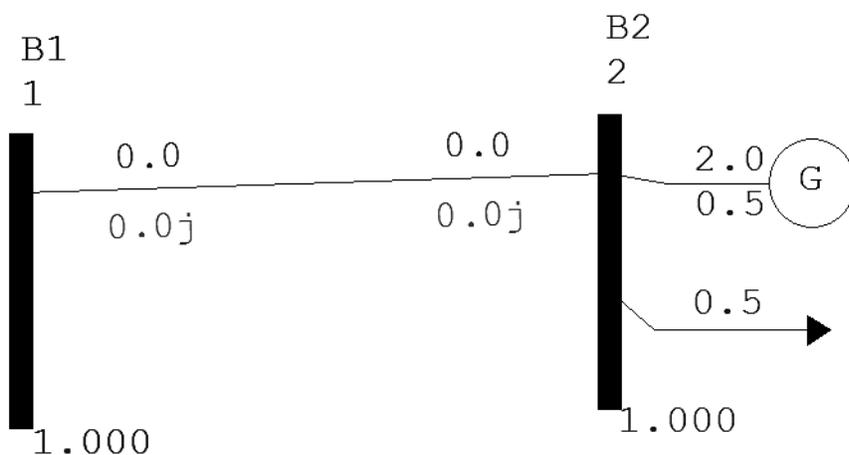


Figura 3.29 – Sistema de potência para exemplificar as curvas PV

Dados:

Barra 1

Nome da barra: B1

Tipo da barra: referência

Módulo da tensão: 1 pu

Ângulo da tensão:  $0^\circ$

## Barra 2

Nome da barra: B2

Tipo da barra: PV

Módulo da tensão: 1 pu

Ângulo da tensão:  $0^{\circ}$

Geração: 2 MW; 0,5 MVar

Carga: 0,5 MW; 0,5 MVar

## Linha de Transmissão

Resistência: 0,01 %

Reatância: 50 %

2. Clique na aba “Análise” e logo depois em “Fluxo de Potência Continuado”.

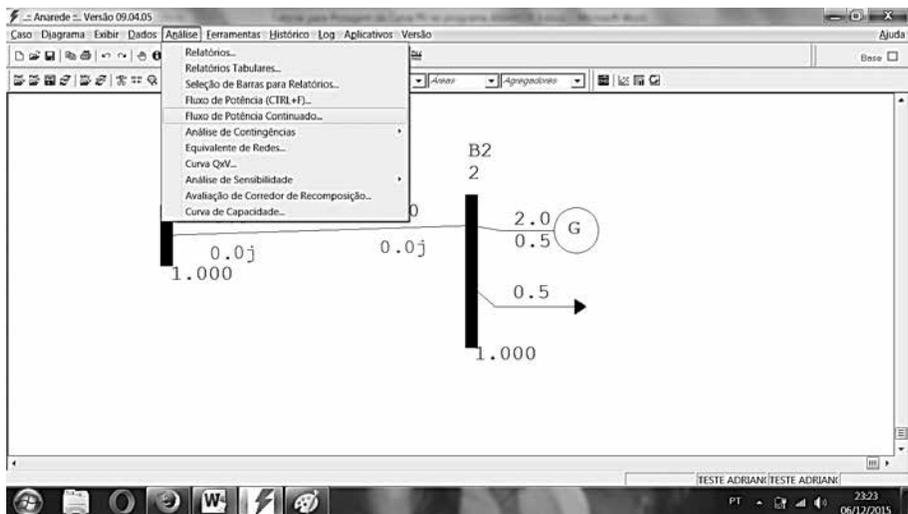


Figura 3.30 – Curvas PV no ANAREDE

3. Em “Opções”, marque a opção “Flat Start”. Em “Controles”, marque a opção “Limite de Geração Reativa”. Para configurar a simulação, clique em “Increm Automático de Carga”.

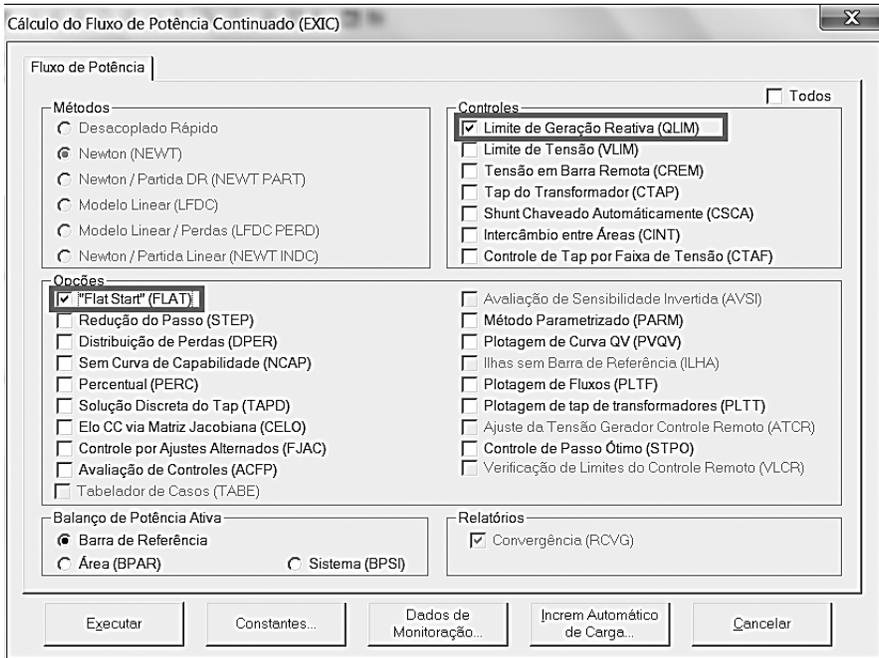


Figura 3.31 – Tela do fluxo continuado para fazer curvas PV

4. Na janela de “Dados de Incremento de Carga (DINC)”, seleccione o tipo de incremento como “Barra”, o número da barra onde haverá incremento de carga como “2”, o nome da barra “B2” e deixe o campo “Condição” vazio. Logo após, clique em “Inserir” (em azul) e depois em “Aceitar”.

Dados de Incremento Automático de Carga (DINC)

Tipo: Barra Número: 2 Nome: B2  
Condição:   
Tipo: Número: Nome:   
Condição Principal:   
Tipo: Número: Nome:   
Tipo: Número: Nome:   
P 50.00 % Q 50.00 % Pmáx 9999 Qmáx 9999  
Inserir Alterar Remover  
Aceitar Cancelar

Figura 3.32 – Dado de incremento de carga para fazer curvas PV

5. Para configurar os dados de monitoração, clique em “Dados de Monitoração”. Na próxima janela, em “Tipo de Monitoração”, selecione a grandeza que será monitorada na simulação (Tensão), o tipo (Barra), o número (2), o nome (B2) e a condição (Vazio). Logo após, clique em “Adicionar” e, em seguida, em “Inserir” e finalmente em “Aceitar”.

Dados de Monitoração (DMFL, DMGR, DMTE e DMET)

Tipo de Monitoração: Tensão

Tipo: Barra Número: 2 Nome: B2

Condição: [empty]

Tipo: [empty] Número: [empty] Nome: [empty]

Condição Principal: [empty]

Tipo: [empty] Número: [empty] Nome: [empty]

Tipo: [empty] Número: [empty] Nome: [empty]

Barras Fronteiras

Operação

Adicionar  Remover

Inserir

Alterar

Remover

Aceitar Remover Tudo Fechar

Figura 3.33 – Dados de monitoração para fazer curvas PV

6. Para realizar a simulação, clique em “Executar”. Depois de finalizada a simulação, clique no símbolo do PlotCepel. Observação: você deve ter o programa PlotCepel instalado em seu computador.

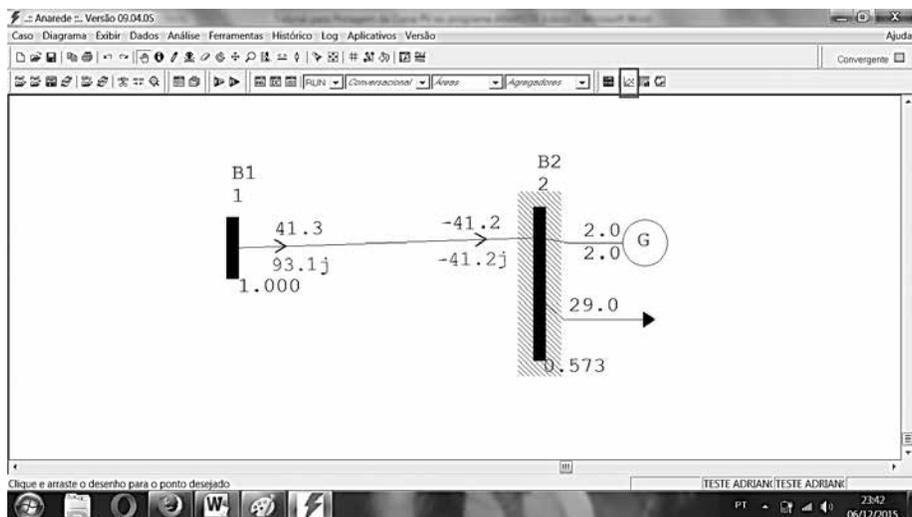


Figura 3.34 – Diagrama do sistema no ANAREDE para curvas PV

## 7. Encontre e seleccione o arquivo “pv.plt”.

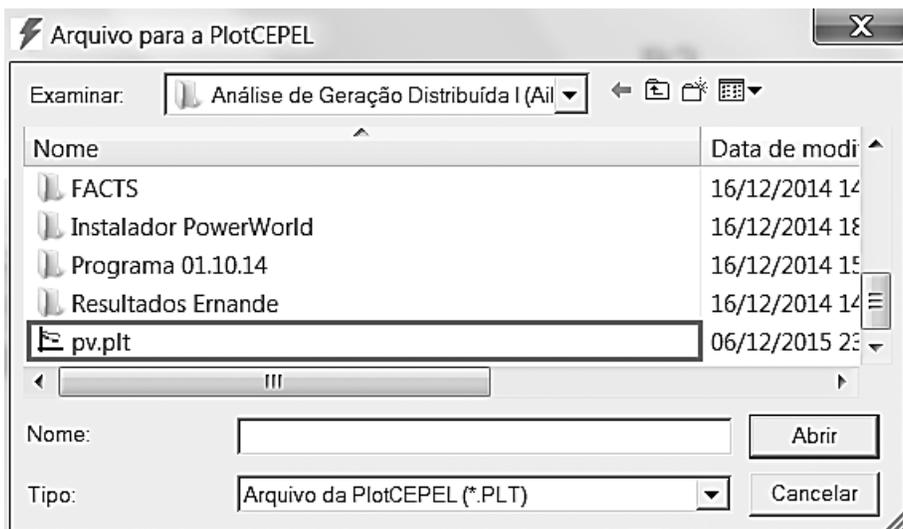


Figura 3.35 – Arquivo para PlotCepel

## 8. A curva PV será plotada em seguida.

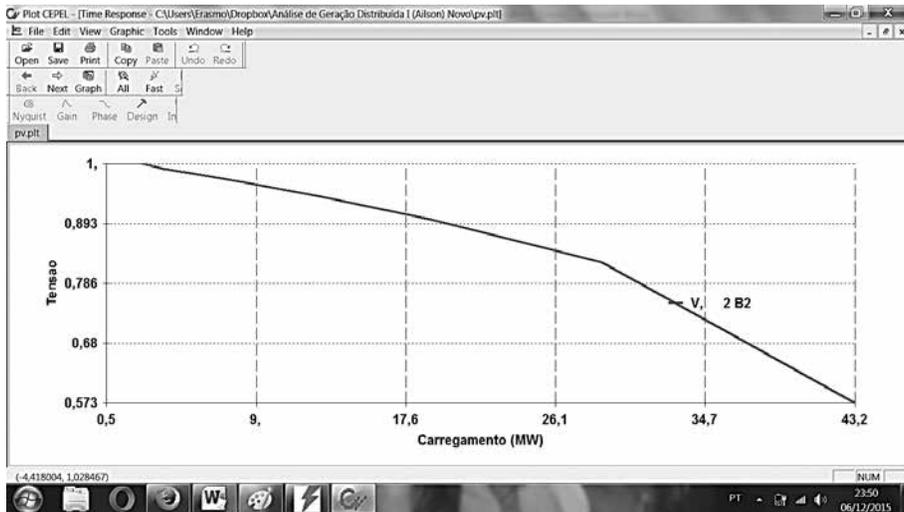


Figura 3.36 – Curvas PV plotadas

### Exemplo 3.5

O nível de carga para o sistema de distribuição do exemplo 3.1 é o mesmo do exemplo 3.3.

Usando o programa ANAREDE, obtenha as curvas PV para as barras de 3 a 13 do sistema de distribuição sem geração eolioelétrica.

#### Solução:

Para obter as curvas PV, realizou-se o fluxo de carga continuado, que faz parte do programa ANAREDE. A tela principal do estudo se localiza à esquerda da figura 3.37. Deve-se tomar os seguintes parâmetros para o estudo:

Limite de Tensão (VLIM): controlar os limites de tensão de cada barra a ser estudada, dessa forma vai se verificar até que ponto o sistema pode continuar simulando até que se atinja o limite de tensão especificado.

Método Parametrizado (PARM): vai permitir que o fluxo de carga continuado seja processado para toda curva PV até o ponto de convergência possível.

Plotagem de Curva QV (PVQV): permite traçar as curvas PQ.

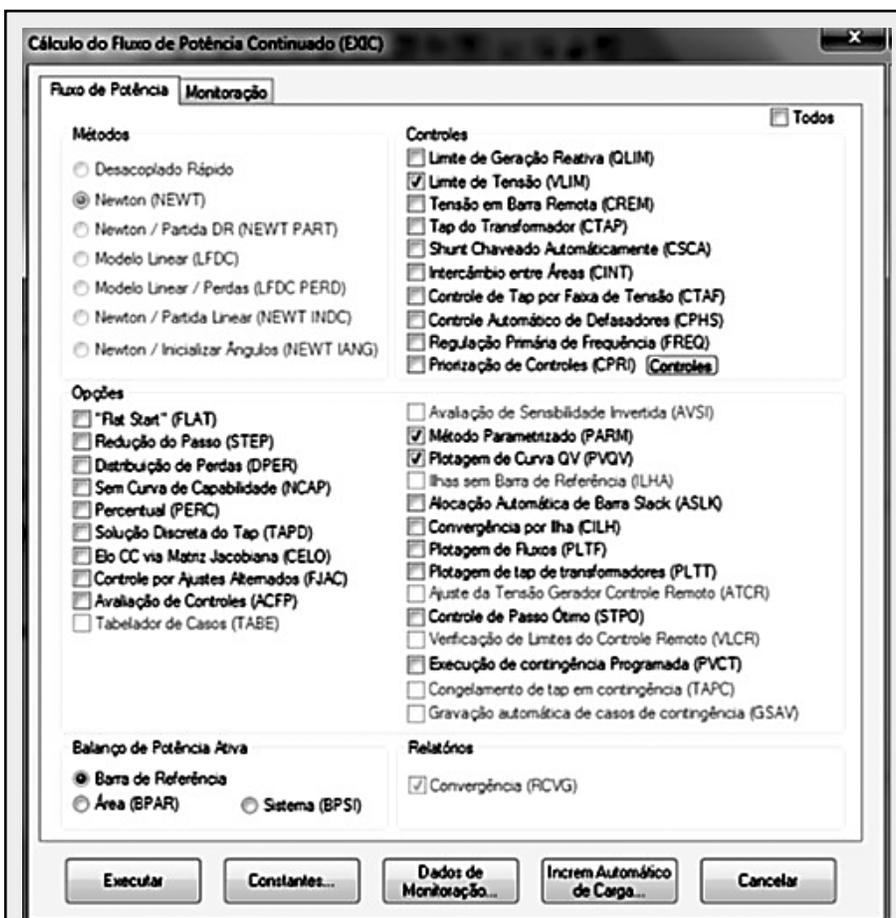


Figura 3.37 – Configuração do fluxo de potência continuado

A figura 3.38 mostra os parâmetros exigidos como limitadores do fluxo continuado. Deve-se tomar cuidado ao inserir o valor da variação de tensão (geralmente de 5 %, a não ser que se exija uma faixa maior de tensão) e o ponto de parada (estimado em 70 % do carregamento máximo).

Parâmetro	Valor
No. Máx. de Soluções (ICIT)	1000
Mín. Incremento Automático (ICMN)	.05 %
Fator de Redução (FDIV)	2
Variação de Tensão (VART)	5 %
Fatores de Divisão (DMAX)	5
Passo Inicial (ICMV)	.5 %
Ponto de Aceleração (APAS)	90 %
Ponto de Parada (CPAR)	70 %

**Figura 3.38 – Configuração das constantes do fluxo de potência continuado**

Na tela dos dados de monitoração, apresentada na figura 3.39, é preciso que sejam especificadas as barras e o tipo de monitoração. É possível monitorar os valores de tensão, potência e corrente. Especifica-se também uma barra, ou duas barras ou um intervalo de barras, a critério do estudo. Essas barras serão simuladas e seus valores verificados na tela a ser monitorada.

Dados de Monitoração (DMFL, DMGR, DMTE e DMET)

Tipo de Monitoração: Tensão

Tipo: Barra Número: 1 Nome:

Condição: Intervalo

Tipo: Barra Número: 13 Nome:

Condição Principal:

Tipo: Número: Nome:

Condição:

Tipo: Número: Nome:

Barras Fronteiras

Operação

Adicionar  Remover

Inserir

BARR	1 A	BARR	13	A	T

Alterar

Remover

Aceitar Remover Tudo Fechar

**Figura 3.39 – Configuração da monitoração**

A última tela a ser configurada é a de incremento automático do fluxo continuado, como mostrado na figura 3.40. Nela, são selecionadas as barras em que se deseja aumentar o carregamento das barras especificadas na tela anterior. Nesse ponto, deve-se especificar a porcentagem de incremento (no caso, é de 5 % da potência ativa) e os limitantes desse incremento. Para que não fiquem fixos os valores predefinidos, especificam-se os valores de 9999 para o máximo e o mínimo.

Dados de Incremento Automático de Carga (DINC)

Tipo: Barra Número: 1 Nome:

Condição: Intervalo

Tipo: Barra Número: 13 Nome:

Condição Principal:

Tipo:  Número:  Nome:

Condição:

Tipo:  Número:  Nome:

P 5 % Q % Pmáx 9999 Qmáx 9999

Inserir Alterar Remover

BARR 1 A BARR 13

Aceitar Cancelar

Figura 3.40 – Configuração do incremento da carga

As curvas PV geradas pela simulação de fluxo de potência continuado no software ANAREDE, sem a presença de GD, podem ser vistas na figura 3.41. O número de iterações foi fixado em 300.

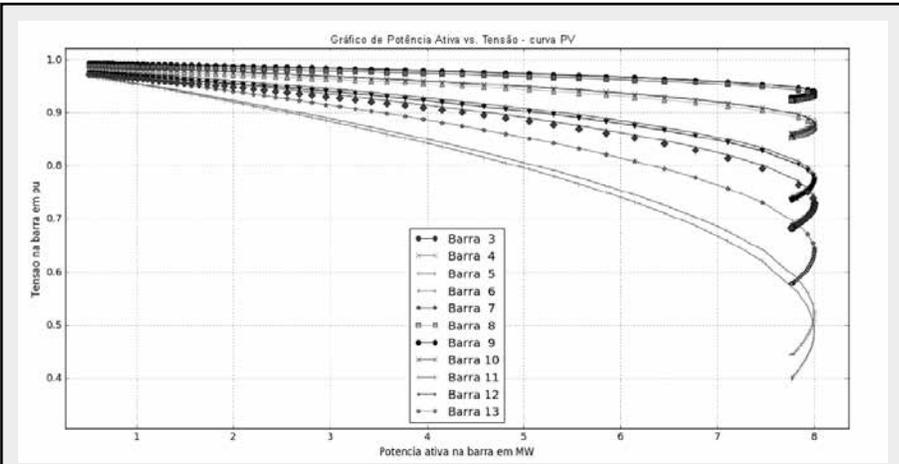


Figura 3.41 – Curva PV para barras do sistema

A partir da figura 3.33, é possível perceber que o ponto máximo de carregamento das barras é aproximadamente 8 MW.

## 3.8 Exercícios

### 3.8.1 Dados do site:

Velocidade média anual do vento:  $V_a = 8 \text{ m/s}$

Tensão nominal da rede: 10 kV

Potência de curto-circuito da rede no PCC:  $S_k = 15.82 \text{ MVA}$

Ângulo de iminência da rede elétrica:  $k = -58.82^\circ$

Número de turbinas eólicas:  $N = 3$

Tipo de turbina eólica: pitch

Gerador de indução acoplado à rede elétrica

Dados da medição da qualidade de energia de uma turbina eólica de acordo com IEC61400/21/2/:

Potência nominal  $P_n = 850 \text{ kW}$

Potência aparente nominal:  $S_n = 860 \text{ kVA}$

Tensão nominal:  $U_n = 690 \text{ V}$

Corrente nominal  $I_n = 711.2286 \text{ A}$   
 Máx. potência P60 = 914 kW  
 Máx. potência reativa Q60 = 161 kvar

Faça um programa em MATLAB para calcular:

- A variação de tensão no PCC;
- O flicker de operação contínua;
- O flicker de chaveamento de curto e longo prazo.

**Tabela 3.12 – Flicker**

Grid impedance angle $\psi$	30°	50°	70°	85°
Annual av. Wind Speed $v_a$ (m/s)	Flicker coefficient $c(\psi_k, v_a)$			
6.0 m/s	7	4	3	3
7.5 m/s	7	5	3	4
8.5 m/s	7	5	3	4
10,0 m/s	7	6	3	4

Switching operations:

Case of switching operation	Start-up at cut-in wind speed			
Max. number of switching $N_{10}$	2			
Max. number of switching $N_{120}$	20			
Grid impedance angle $\psi$	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor $K_f(\psi)$	0.5	1	1.6	1.8
Voltage change factor $K_n(\psi)$	0.7	1.1	1.5	1.7
Case of switching operation	Start-up at rated wind speed			
Max. number of switching $N_{10}$	1			
Max. number of switching $N_{120}$	1			
Grid impedance angle $\psi$	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor $K_f(\psi)$	1.3	1.5	1.6	1.6
Voltage change factor $K_n(\psi)$	2.4	2.3	2.1	2.0

Resposta: uma função do tipo \*.m deve ser programada.

**3.8.2** Usando o programa ANAREDE, analise o sistema de distribuição do exemplo 3.1, com dados de potência do exemplo 3.3 e obtenha as curvas PV para os seguintes casos:

Caso base: o sistema de distribuição sem geração eolielétrica.

Caso 2: o sistema de distribuição com geração eolielétrica de 500 kW na barra 12, considerando a máquina trabalhando no modo fator de potência.

Caso 3: o sistema de distribuição com geração eolielétrica de 500 kW na barra 13, considerando a máquina trabalhando no modo fator de potência.

Caso 4: o sistema de distribuição com geração eolielétrica de 500 kW nas barras 12 e 13, considerando a máquina trabalhando no modo fator de potência.

Caso 5: o sistema de distribuição com geração eolielétrica de 500 kW nas barras 12 e 13, considerando a máquina trabalhando no modo fator de potência, mais banco fixo de capacitores shunt de 1,5 Mvar na barra 13.

Caso 6: o sistema de distribuição com geração eolielétrica de 500 kW na barra 12, considerando a máquina trabalhando no modo regulador de tensão.

Caso 7: o sistema de distribuição com geração eolielétrica de 500 kW na barra 13, considerando a máquina trabalhando no modo regulador de tensão.

Caso 8: o sistema de distribuição com geração eolielétrica de 500 kW nas barras 12 e 13, considerando a máquina trabalhando no modo regulador de tensão.

Analise e comente cada caso.

Resposta: use o programa ANAREDE.

# BIBLIOGRAFIA

BOLDEA, I. *Electric Generators Handbook – second edition – Variables Speed Generators*. Boca Raton, Florida: CRC Press, 2016. 587 p.

ELGERD O. I. *Electric energy systems: an introduction second edition*, McGraw Hill, NY, 1998. 533 p.

MASTERS, G. M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 664 p.

PATEL, M. R. *Wind and Solar Power Systems*. CRC Press, Boca Raton, Florida, 1999. 348 p.

PRAMOD, J. *Wind Energy Engineering*. New York: The McGraw-Hill Companies, Inc., 2011. 408 p.

SCHREIBER, G. P. *Usinas hidrelétricas*. São Paulo: Ed. Edgard Blucher, 1977. 248 p.

SOUZA, Z. de; FUCHS, R. D.; SANTOS, A. H. M. *Centrais hidro e Termelétricas*. São Paulo: Ed. Edgard Blucher, 1983.

VEPA, R. *Dynamic modeling, simulation and control of energy generation*. London: Springer-Verlag, 2013. 387 p.

VIEIRA F. X. *Operação de sistemas de potência com controle automático de geração*. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1984. 286 p.

WOOD, A. J.; WOLLEMBERG, B. F.; SHEBLÉ, G. B. *Power generation, operation, and control*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2014. 643 p.

**Este livro apresenta, inicialmente, as centrais hidroelétricas descrevendo e mostrando todos os seus aspectos físicos e equipamentos de forma virtual. Dessa maneira, o leitor faz uma viagem virtual pelas instalações de uma central hidroelétrica e terá a oportunidade de aprender sobre seus componentes e sua operação. As centrais eolioelétricas são apresentadas também, mostrando seus componentes físicos e ensinando como fazer a análise de um sítio para saber a viabilidade de implantação de um parque eólico. Além disso, a interligação do parque eólico com a rede elétrica é equacionada, usando a norma IEC 61400 – 21, que trata da medição e taxas de qualidade de energia para turbinas eólicas conectadas à rede elétrica. Vários exercícios resolvidos e propostos tornam a obra didática. O livro pode ser utilizado em cursos de Graduação e de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

Agência Brasileira do ISBN  
ISBN 978-85-7282-764-5

