

**UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA NO BRASIL  
E SEUS DESAFIOS**

Área de Estudos de Transmissão de Energia Elétrica

por

Fredner Leandro Cardoso

Geraldo Peres Caixeta, Doutor.  
Orientador

Itatiba (SP), Dezembro de 2008

**UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA NO BRASIL  
E SEUS DESAFIOS**

Área de Estudos de Transmissão de Energia Elétrica

por

Fredner Leandro Cardoso

Relatório apresentado à Banca Examinadora do  
Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia  
Elétrica para análise e aprovação.  
Orientador: Geraldo Peres Caixeta, Doutor.

Itatiba (SP), Dezembro de 2008

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE ABREVIATURAS .....</b>	<b>iii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>iv</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>v</b>
<b>LISTA DE EQUAÇÕES.....</b>	<b>vi</b>
<b>RESUMO .....</b>	<b>vii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>viii</b>
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 OBJETIVOS.....</b>	<b>2</b>
<b>1.1.1 Objetivo Geral.....</b>	<b>2</b>
<b>1.1.2. Objetivos específicos.....</b>	<b>2</b>
<b>1.2 METODOLOGIA.....</b>	<b>3</b>
<b>1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO.....</b>	<b>3</b>
<b>2. ESTRUTURA DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....</b>	<b>5</b>
<b>2.2 SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....</b>	<b>6</b>
<b>2.3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>11</b>
<b>3. COMPONENTES DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....</b>	<b>11</b>
<b>3.1 SUBESTAÇÃO.....</b>	<b>11</b>
<b>3.2 GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>13</b>
<b>3.3 TRANSFORMADORES.....</b>	<b>18</b>
<b>3.4 LINHAS DE TRANSMISSÃO E CABOS ISOLADOS.....</b>	<b>19</b>
<b>3.5 ELEMENTOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA.....</b>	<b>21</b>
<b>3.6 SUBESTAÇÕES CONVERSoras E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CORRENTE CONTÍNUA.....</b>	<b>29</b>
<b>4. CARGA ELÉTRICA.....</b>	<b>31</b>
<b>5. CONCLUSÃO.....</b>	<b>38</b>
<b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>38</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS

ASC	Compensação série avançada
CEEE	Companhia Estadual de energia elétrica (Rio Grande do Sul)
CEA	Companhia de Energia do Amapá
CEMIG	Companhia de Energia de Minas Gerais
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
COPEL	Companhia Paranaense de energia
CTEEP	Companhia de transmissão de energia elétrica paulista
CUCA	Curva de Carga do Sistema Elétrico
COS	Centro de Operação do Sistema
EDAO	Encontro para debates de assuntos da operação
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
ELETROPAULO	Eletricidade de São Paulo
EMAE	Empresa Metropolitana de águas e energia
FCE	Furnas Centrais Elétricas
FACTS	Sistema de transmissão em corrente alternada flexível
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
STATCON	Condensador estático
TCPS	Defasador controlado por tiristor
TCSC	Capacitor série controlado por tiristor
UPFC	Controlador unificado de fluxo de potência

## LISTA DE FIGURAS

Figura 01. Estrutura de um sistema elétrico.....	4
Figura 02. Esquema básico para transporte de energia elétrica.....	6
Figura 03 Transformador Abaixador 138/11,9kV e linha de transmissão 138kV (CPFL).....	6
Figura 04. Sistema Interligado Brasileiro – SIN (fonte ONS).....	8
Figura 05. Centro de Operação de Sistemas (COS) da CPFL em Campinas.....	9
Figura 06. Esquema básico da distribuição de energia elétrica.....	10
Figura 07. Transformador de distribuição (CPFL) e linha de transmissão (CPFL).....	10
Figura 08. Subestação de Bateias 500 kV (Copel).....	12
Figura 09. Barramentos da subestação de Campinas 500/345/138 kV (FCE).....	13
Figura 10. Exemplo de um gerador de energia elétrica (WEG Motores S.A.).....	13
Figura 11 – Dados da placa da turbina Kaplan (Usina Henry Borden), 2 x 72 MW (EMAE).....	14
Figura 12 – Tubulação de água (684 metros de queda) Henry Borden - Baixada Santista (AES)....	14
Figura 13. Gerador da PCH da Usina Americana, 2 x 904 kW (CPFL).....	15
Figura 14. Geradores da usina termelétrica de Presidente Médici, 2 x 63 e 2 x 160 MW, carvão mineral (CEEE).....	16
Figura 15. Geradores da usina termelétrica de Santa Cruz, 2 x 81,6 e 2 x 217,6 MW, óleo combustível e gás natural (Furnas).....	16
Figura 16. Gerador a gás da usina de Uruguaiana, 187 MW (AES).....	17
Figura 17. Gerador acionado através de um motor diesel, em Lourenço, no Amapá (CEA).....	18
Figura 18 – Transformador instalado na subestação de Campinas, 400 MVA, 345/11,9 kV (FCE).....	18
Figura 19. Corredor de linhas de transmissão na Grande São Paulo (CTEEP).....	20
Figura 20. Cabos isolados (Pirelli).....	21
Figura 21. Cabos com refrigeração a óleo (Pirelli) e para travessia submarina (ABB).....	21
Figura 22. Compensador síncrono na SE de Neves, +100 MVar/-60 MVar (Cemig).....	23
Figura 23. Banco de capacitores em derivação de São Luís II 230kV (Eletronorte).....	24
Figura 24. Reator em derivação de Tijuco Preto 750 kV, 110 MVar (Furnas).....	25
Figura 25. Reator com núcleo de ar (Alstom).....	26
Figura 26. Banco de capacitores série de Itaberá 750 kV, 1242 MVar (Furnas).....	26
Figura 27. Compensador estático de Campina Grande 230 kV, 0/+200 MVar (Chesf).....	28
Figura 28. TCSC de Imperatriz 525 kV, 108 MVar (Eletronorte).....	29
Figura 29 – Gráfico de curva típica de carga elétrica.....	33
Figura 30 – Gráfico da curva de carga do Sistema Norte-Nordeste e Sul-Sudeste Brasileiro.....	34
Figura 31. Curva de carga do Sistema Sul-Sudeste Brasileiro.....	34
Figura 32 – Gráfico da Potência e energia na curva de carga.....	35
Figura 33 - Gráfico de demanda máxima de carga.....	36

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 01. Horário de carga pesada, média e leve no SIN.....	33
--	----

## LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 01. Energia média da carga própria.....	35
Equação 02. Fator de Carga.....	36

## RESUMO

CARDOSO, Fredner Leandro. **Controle e Qualidade de Energia de um Sistema Elétrico de Potência.**, Itatiba, Ano. 2008, 39 f. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade São Francisco, Itatiba, 2008.

Com o crescimento acelerado do setor de energia elétrica no Brasil a partir de meados do século XX, o problema do controle de tensão nos sistemas de transmissão e distribuição necessitou de uma maior atenção das empresas de energia elétrica, dos órgãos responsáveis pelo gerenciamento do setor elétrico e dos consumidores, uma vez que a limitação do fluxo de potência reativa nas linhas começou a causar dificuldades na operação dos sistemas na medida do crescimento das cargas e das tensões nas linhas de transmissão. A missão do Centro de Operação do Sistema (COS) é controlar o caminho que a energia elétrica irá percorrer desde sua geração nas usinas hidroelétricas, passando pelas linhas de transmissão e chegando até as subestações de energia, onde será distribuída pelos alimentadores. Neste trabalho será apresentado o que é um sistema elétrico de potência e também uma descrição sobre seus principais componentes, será relatado a função de cada um destes equipamentos e também onde os mesmos se encontram estrategicamente distribuídos dentro do SIN (Sistema Interligado Nacional) que é coordenado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema). Dentro de um Centro de Operação do Sistema Elétrico, existe a área de estudos e planejamento da operação (Pré-Operação), existe a área de tempo real, onde os operadores executam as manobras programadas e manobras emergenciais quando em contingências (desligamentos de LTs/ black outs) , e finalizando, existe a área de análise da operação (Pós-Operação). Por fim será mostrado como se comporta a curva de carga do sistema elétrico brasileiro e a demanda máxima de carga nos horários de carga leve, média e pesada.

Palavras-chave: Sistema Elétrico de Potência, Operador Nacional do Sistema, Qualidade de Energia, Centro de Operação do Sistema, Sistema Interligado Nacional.



## **ABSTRACT**

With the accelerated growth of the sector of electric power in Brazil from the mid-twentieth century, the problem of controlling stress on transmission and distribution systems needed greater attention from electric power companies, bodies responsible for managing the energy sector and consumers, since limiting the flow of reactive power on the lines began to cause difficulties in the operation of the systems to the extent of load growth and tensions in the lines of transmission. The mission of the Center Operating System (COS) is to control the way that the power will go from his generation in hydroelectric plants, through the transmission lines and substations of up the energy, which will be distributed by feeders. This work will be presented which is a system of electric power and also a description of its main components, is reported to the function of each of these equipment and also where they are strategically distributed within the SIN (National Electric System) which is coordinated by the ONS (National System Operator). Within a center of Operation of the Electric System, there is a field of study and planning of the operation (Pre-Operation), there is the area of real time, where operators perform the maneuvers planned and emergency maneuvers when contingencies (disconnections of LTS / black outs) and ending, there is the area of analysis of the operation (Post-Operation). Finally behaves as if it will show the curve of loading the Brazilian electrical system and demand maximum cargo load in times of mild, medium and heavy.

**Keywords:** Electrical Power System, National System Operator, Power Quality, Center Operating System, National Interconnected System.

# 1. INTRODUÇÃO

Segundo o professor Elgerd, em seu livro “Introdução à teoria de sistemas de energia [1], o objetivo de um Sistema Elétrico de Potência é de gerar energia elétrica em quantidades suficientes e nos locais mais apropriados, transmiti-la em grandes quantidades aos centros de carga e então distribuí-la aos consumidores individuais, em forma e quantidade apropriada, e com o menor custo ecológico e econômico possível. Mas tudo isto pode ser resumido em poucas palavras: a finalidade básica de todo Sistema Elétrico de Potência (SEP) é atender aos seus usuários com uma “qualidade de energia” elevada a baixo custo.

Uma qualidade de energia elevada significa:

- variação de tensão e frequência dentro dos limites aceitáveis (critérios);
- operação dos equipamentos dentro de faixas normais;
- operação com alto grau de confiabilidade;
- operação em situações de emergência sem grandes alterações para os usuários;
- operação adequada sob várias condições diárias de carga;
- geração, transformação, transmissão e distribuição de energia sem causar danos ao meio ambiente;

Um baixo custo significa que o preço do kW (potência) e do kWh (energia) devem ser os mais baixos possíveis.

Para isto se faz necessário a realização de estudos tanto técnicos quanto econômicos, no que se refere a:

- planejamento e projeto de novos sistemas elétricos: os novos sistemas elétricos a fim de atender a cargas futuras em sistemas existentes ou novas cargas que entram em operação devem ser planejados e projetados de modo a atender a certos critérios e escolhidas as melhores alternativas;
- planejamento da ampliação de sistemas já existentes: devido ao crescimento anual da carga, impõe-se a instalação de novas usinas geradoras e também reforços nos sistemas de transmissão e distribuição (transformadores, reatores, capacitores, etc) e verificação de até quanto o sistema existente é capaz de atender (dentro dos critérios) a uma dada projeção de carga;
- planejamento da operação e operação de sistemas: os estudos visam definir a maneira de se operar o sistema, ajustar taps de transformadores, chavear bancos de capacitores e reatores, definir níveis de tensão, carregamento de equipamentos, etc;
- distribuição de energia elétrica;

Para realizar os planejamentos acima são feitos vários estudos como:

- fluxo de potência, fluxo de carga ou load-flow ;
- curto-circuito;
- transitórios eletromecânicos (estabilidade);
- estabilidade de tensão;
- transitórios eletromagnéticos;
- confiabilidade;

Os estudos econômicos visam a minimizar o custo total de produção (geração, transmissão e distribuição) de energia elétrica, ou seja, visam a manter uma relação razoável entre o que paga o consumidor pela energia e potência consumida e o que custa a concessionária este fornecimento (geração, transmissão, distribuição, equipamentos, operação, manutenção, etc). Por exemplo:

- em planejamento de sistemas, a alternativa mais vantajosa economicamente será aquela que resultar no menor valor presente dos investimentos;
- procura-se operar o sistema distribuindo de forma mais econômica a energia entre as usinas (e entre as unidades geradoras), minimizando perdas, operando adequadamente os reservatórios;

## **1.1. OBJETIVOS**

### **1.1.1. Objetivo Geral**

Este trabalho tem por objetivo apresentar como é concebido um sistema elétrico de potência, desde a geração da energia elétrica (em suas diversas formas) até a entrega da energia ao consumidor final.

### **1.1.2. Objetivos Específicos**

Apresentar aos alunos universitários e também ao corpo docente, o SIN (sistema interligado nacional) e como ele é controlado pelos COS (centro de operação do sistema). Como é feito o despacho de carga das regiões.

Relatar quais são os principais componentes de um sistema elétrico de potência, e a função de cada um no que diz respeito ao controle e qualidade de energia do sistema.

Apresentar e exemplificar como é feito o levantamento da curva de carga do sistema (CUCA), para posterior estudo, análise e planejamento da operação do sistema elétrico.

## **1.2. METODOLOGIA**

Serão realizadas visitas técnicas nas seguintes instalações da CPFL :

- PCH -Usina Americana (CPFL Geração) localizada na cidade de Americana;
- Usina Henry Borden (EMAE) localizada na baixada santista;
- Subestação de Transmissão de 500/345/138KV FCE (Furnas Centrais Elétricas) localizada na cidade de Campinas;
- Subestação de Distribuição Campinas Centro (CPFL), que é a maior SE da região metropolitana de Campinas;
- Finalizando, será visitado o maior COS (Centro de Operação do Sistema) da América Latina (CPFL) que fica na cidade de Campinas;

## **1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO**

Este trabalho tem como estrutura o SIN (sistema interligado nacional) e também pesquisa de campo feita através de visitas técnicas em usinas de pequeno e grande porte, subestações de transmissão e distribuição de energia elétrica.

## 2. ESTRUTURA DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Pode-se caracterizar um SEP, ou simplesmente, sistema elétrico, como sendo uma rede elétrica composta de centrais geradoras, sistemas de transformação, transmissão e distribuição e cargas, como ilustra a figura 01.



Figura 01 – Estrutura de um sistema elétrico

A energia elétrica é gerada em máquinas chamadas de geradores que estão localizados nas centrais geradoras. A maneira de gerar esta energia pode ser classificada em dois grupos, que utilizam materiais diversos: as fontes renováveis (água, sol, vento e biomassa) e as não renováveis (combustíveis fósseis e nucleares).

As fontes não renováveis são passíveis de se esgotarem por serem utilizadas com velocidade bem maior que os milhares de anos necessários para sua formação, enquanto que as fontes renováveis a reposição pela natureza ocorre bem mais rápida que sua utilização energética.

Os pontos onde a energia elétrica é gerada normalmente encontram-se longe dos centros de consumo. É necessário, portanto, transportar esta energia gerada até onde será consumida. Para isso é usado o sistema de transmissão que tem a finalidade de interligar as usinas e os consumidores para que a energia elétrica produzida possa ser utilizada.

Por motivos econômicos e mecânicos torna-se necessário elevar a tensão no ponto de geração, para então transmitir a energia gerada e depois, por motivos de segurança, diminuir a tensão próximo do centro de consumo. Estas tarefas são feitas pelos transformadores, que tem a finalidade de elevar e reduzir a tensão.

A diminuição da tensão que ocorre próximo do ponto de consumo ainda não é aquela que será utilizada pelos consumidores. Torna-se ainda econômico distribuí-la em uma tensão média e depois, junto ao ponto de consumo, realizar uma segunda transformação, a um nível compatível como o sistema final de consumo (baixa tensão) e entregá-la ao consumidor. Esta função é feita pelo sistema de distribuição.

Inicialmente os sistemas elétricos funcionavam em geral como unidades isoladas, mas atualmente até o mais simples dos sistemas é constituído por uma rede de grande complexidade. O tamanho do sistema dependerá de vários fatores de ordem econômica, política, histórica e tecnológica, mas existem certas similaridades que se aplicam à maioria dos sistemas elétricos.

## **2.1. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Denomina-se sistema interligado, o sistema elétrico resultante da interligação dos sistemas elétricos de diversas concessionárias. O transporte da energia elétrica é realizado entre os pontos de geração e de consumo, através de interligações, realizadas por meio de linhas de transmissão (aérea) ou cabos isolados (subterrâneo).

Quanto maior a potência a ser transmitida, maior deve ser a tensão e/ou a corrente. As perdas de potência (e conseqüentemente de energia), existentes no processo de transporte de energia elétrica, são diretamente proporcionais ao quadrado da corrente circulante nas linhas e cabos. Elevadas correntes acarretam também grandes quedas de tensão no sistema elétrico. Por estas razões procura-se transportar grandes blocos de potência, sob elevada tensão de transmissão, reduzindo assim, as correntes circulantes e conseqüentemente as perdas. A escolha desta tensão é função da potência a transmitir e da distância entre as usinas geradoras e os centros de consumo e da relação custo de implantação/benefício alcançado.

O esquema básico de transporte de energia elétrica está mostrado nas figuras 02 e 03.

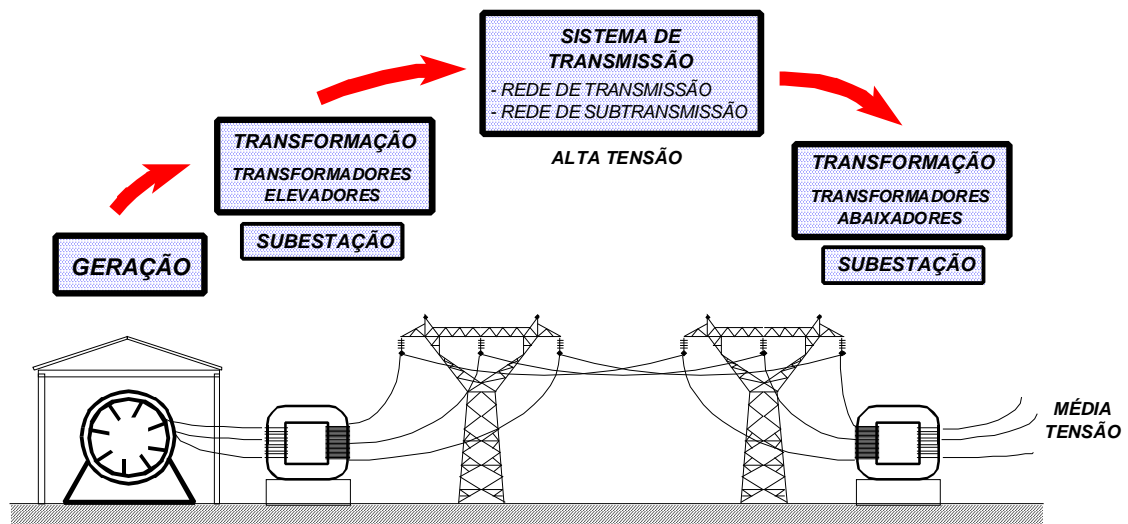


Figura 02 – Esquema básico para transporte de energia elétrica



Figura 03 – Transformador Abaixador 138/11,9kV e linha de transmissão 138kV (CPFL)

## 2.2 SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O sistema de transmissão é constituído do conjunto de linhas, cabos e subestações e tem como função primordial fazer a distribuição espacial da energia gerada, ou seja, interligar a geração ao consumo.

O sistema de transmissão é tradicionalmente dividido nas chamadas redes (ou sistemas) de transmissão e subtransmissão. A rede de transmissão lida com grandes blocos de potência e interliga as estações geradoras e todos os pontos de maior carga do sistema. A rede de transmissão geralmente ocupa e se desenvolve por grandes extensões territoriais, integrando-se aos sistemas de subtransmissão e distribuição mediante subestações abaixadoras e possibilitando ainda interligar sistemas vizinhos, auferindo daí benefícios técnicos e econômicos. As tensões de transmissão são elevadas, geralmente acima de 230 kV, e atingem atualmente, no Brasil, 765 kV, mais já foram estudados projetos de transmissão em até 1 050 kV. No Brasil, existem em torno de 70.000 km de linhas de transmissão acima de 230 kV.

A rede de transmissão tem a função primordial de fazer a distribuição da energia gerada interligando as usinas geradoras aos grandes centros de consumo. Em um sistema predominantemente hidráulico de geração o sistema de transmissão propicia a otimização temporal e econômica da energia gerada. Os blocos de energia transportados e as distâncias envolvidas são as maiores do sistema elétrico.

A rede de subtransmissão é similar, na sua concepção básica e estrutural, à rede de transmissão e distribui a energia às subestações de distribuição localizadas em uma certa área geográfica, num nível de tensão que, em geral, varia de 69 a 138 kV. Elas recebem energia diretamente dos geradores ou por meio das subestações de potência.

A rede de subtransmissão inicia-se nas subestações da rede de transmissão e destina-se a suprir às pequenas cidades ou agrupamento de cidades, o interior de grandes centros urbanos e a consumidores industriais de grande porte. Os blocos de energia transportados e as distâncias envolvidas são de médio porte.

Apesar de estruturalmente a rede de subtransmissão ser idêntica à de transmissão esta divisão é importante de ser feita visto as características do mercado consumidor. A rede de subtransmissão enxerga um mercado mais desagregado que o da transmissão. As fronteiras existentes entre as redes de transmissão e de subtransmissão são difíceis de serem caracterizadas. A tensão de 138 kV, considerada fronteira, pode ser incluída também como sendo de transmissão, dependendo da situação.

Normalmente a rede de transmissão apresenta uma estrutura malhada, o que significa uma maior combinação de percursos para o fluxo de potência servindo melhor aos seus propósitos. Esta situação propicia melhores condições de funcionamento técnico e econômico, apesar de apresentar algumas desvantagens. Já a rede de subtransmissão geralmente, mas nem sempre, de estrutura radial, mais óbvio no caso da energia fluir em uma direção predominante.

As linhas de transmissão também produzem impactos ambientais, embora de dimensões bastante inferiores aos das usinas de geração.



O sistema de transmissão brasileiro, devido à extensão territorial do País e por ter um parque gerador hidráulico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão.

O conjunto do sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil recebe o nome de Sistema Interligado Nacional – SIN e é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. A figura 04 mostra o SIN.



Figura 04 – Sistema Interligado Brasileiro – SIN (fonte ONS)

Para as atividades de coordenação, supervisão e operação em tempo real do sistema de transmissão existem os chamados Centros de Operação de Sistema – COS. O COS atua na área de concessão das empresas de energia elétrica e pertencem às mesmas. A figura 05 ilustra um COS.

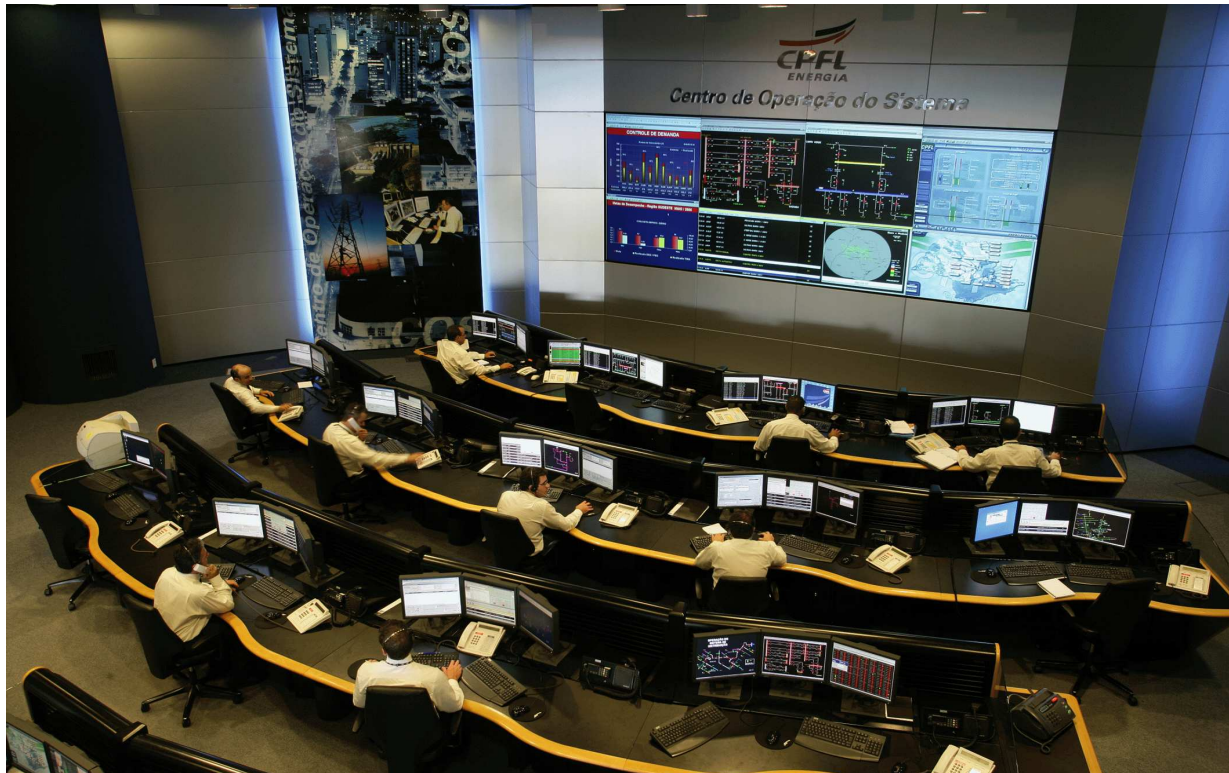


Figura 05 – Centro de Operação de Sistemas (COS) da CPFL em Campinas

A energia elétrica produzida nas centrais geradoras e transportada pelo sistema de transmissão está disponibilizada nas subestações de subtransmissão. Falta agora entregá-la aos consumidores finais. Muito grandes consumidores industriais podem adquirir a energia diretamente nas subestações de transmissão, fato raro, mas que é possível. Grandes consumidores industriais adquirem a energia diretamente da subestação de subtransmissão em alta tensão. Mas a quase totalidade dos consumidores adquire a energia elétrica em baixa tensão. Para isto são usados os sistemas de distribuição. A figura 06 ilustra o esquema básico da distribuição de energia elétrica, e a figura 07 mostra alguns dos componentes.

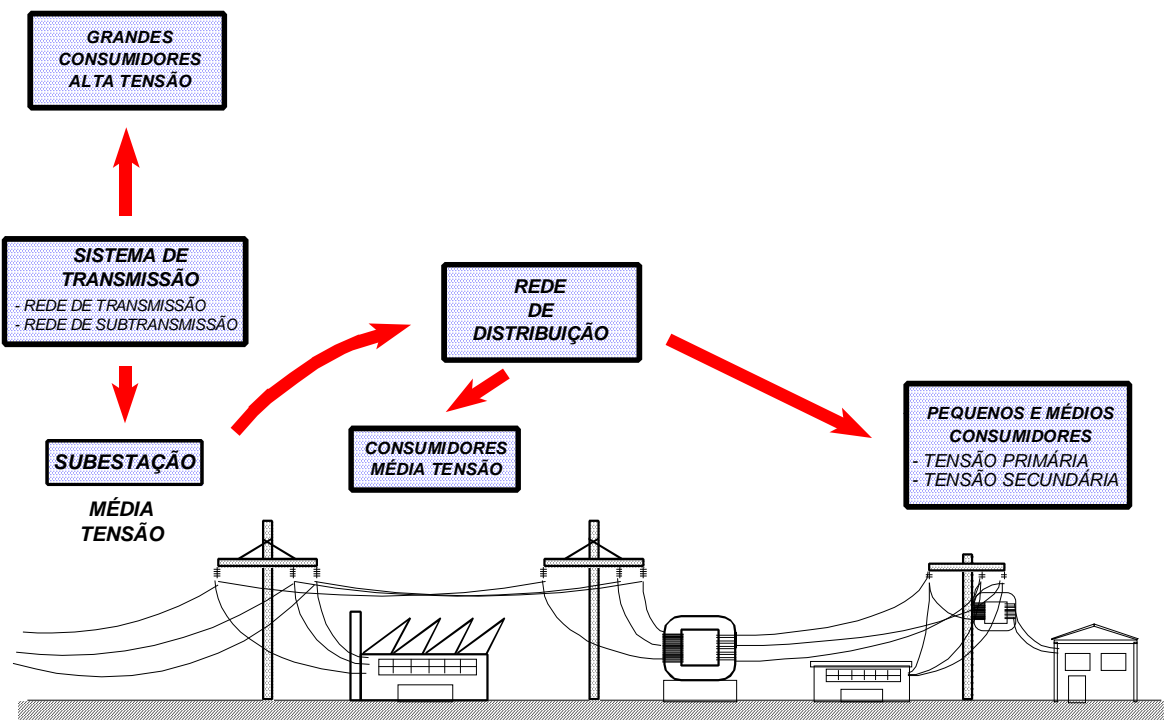


Figura 06 – Esquema básico da distribuição de energia elétrica



Figura 07 – Transformador de distribuição (CPFL) e linha de transmissão (CPFL)

## **2.3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

As redes ou sistemas de distribuição constituem as malhas mais refinadas da rede total. Os sistemas de distribuição são alimentados a partir das subestações de distribuição e fornecem energia aos pequenos e médios consumidores. Usualmente são usados dois níveis de tensão de distribuição: a tensão primária, ou de alimentação (por exemplo, 13,8 kV e 34,5 kV) e a tensão secundária, ou de consumidor (por exemplo, 110 V e 220 V).

O sistema de distribuição tem a finalidade de suprir os consumidores das aglomerações urbanas e os consumidores rurais. A distribuição é feita predominantemente através de redes radiais aéreas existindo também sistemas do tipo subterrâneo. Os blocos de energia transportados e as distâncias envolvidas são as menores do sistema elétrico.

No ponto final da rede de distribuição se situam os consumidores, que utilizarão a energia elétrica gerada, transportada e distribuída pelo SEP. O objetivo final do SEP consiste em fornecer aos consumidores um produto, no caso, a energia elétrica, que constitui a carga do mesmo.

## **3. COMPONENTES DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

### **3.1 SUBESTAÇÃO**

Pode-se dizer que subestação é um local, onde existe um conjunto de componentes elétricos, utilizados para dirigir e controlar o fluxo de energia deste sistema, procurando garantir de forma contínua e segura, o transporte desse fluxo, vinculando as suas fontes de produção e de transmissão aos seus mais diversificados centros de consumo.

A função ou tarefa mais importante das subestações é de garantir a máxima segurança de operação e serviço a todas as partes componentes dos sistemas elétricos. Isto é feito através do provimento de um ponto no qual possam ser instalados equipamentos de manobra, para a distribuição da potência elétrica através dos circuitos, e de equipamentos de proteção para garantir a segurança do sistema em condições de defeito.

A figura 08 ilustra uma subestação típica do SIN.



Figura 08 – Subestação de Bateias 500 kV (Copel)

Basicamente, qualquer subestação consiste de um determinado número de circuitos conectados a um barramento comum. A subestação pode desempenhar um ou mais das seguintes funções:

- Geração, controlando diretamente a potência fornecida para o sistema elétrico;
- Transformação, conectando circuitos de diferentes níveis de tensão;
- Seccionamento, conectando circuitos do mesmo nível de tensão;
- Conversão, conectando circuitos de corrente alternada e corrente contínua.

A subestação é composta dos seguintes componentes:

- Barramentos;
- Equipamentos primários (disjuntores, chaves, transformadores de força e de instrumentos, bancos de capacitores e de reatores e os pára-raios);
- Equipamentos secundários (dispositivos de controle associados aos equipamentos primários, tais como, medição, proteção, comando, alarmes, serviços auxiliares, etc).

Os barramentos têm a função de coletar os circuitos, onde se pode estabelecer um somatório de injeção de potências no sistema elétrico. A figura 09 ilustra um barramento de uma subestação.



Figura 09 – Barramentos da subestação de Campinas 500/345/138 kV (FCE)

### **3.2 GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA**

A transformação de energia que se obtém de uma fonte natural em energia elétrica é efetuada nas centrais de produção por meio dos geradores elétricos.

Os geradores são máquinas destinadas a transformar energia mecânica em energia elétrica. A figura 10 ilustra um gerador de energia elétrica.



Figura 10 – Exemplo de um gerador de energia elétrica (WEG Motores S.A.)

O gerador é constituído basicamente de um eixo de um dos lados e enrolamentos e dispositivos no outro para produção da energia elétrica. O eixo precisa ser girado para que o gerador produza energia elétrica. Na produção comercial de energia elétrica o acionamento do eixo do gerador é feito principalmente através de:

- turbinas hidráulicas, que acionam os hidrogeradores;
- turbinas térmicas, que acionam os turbogeradores;
- motores diesel.

Simplificadamente falando, a turbina é considerada uma máquina que é movimentada por alguma força externa. Essa força externa pode vir de várias fontes, notadamente a água em movimento (turbinas hidráulicas) ou vapor sob pressão (turbinas térmicas a vapor).

Existem vários tipos de turbinas hidráulicas, que são utilizadas de acordo com as características do local onde serão instaladas. Pode-se citar a turbina Kaplan, para aproveitamentos com grandes alturas de queda d'água, usada, por exemplo, em Henry Borden e a Francis, para grandes volumes de água, usada na maior parte das hidrelétricas brasileiras. As figuras 11, 12 e 13 ilustram alguns dados técnicos de turbinas de usinas hidrelétricas, de grande e pequeno porte.



Figura 11 – Dados da placa da turbina Kaplan (Usina Henry Borden), 2 x 72 MW (EMA/E)



Figura 12 – Tubulação de água (684 metros de queda) Henry Borden - Santos (Eletropaulo)



Figura 13 – Gerador da PCH da Usina Americana, 2 x 904 kW (CPFL)

As turbinas térmicas a vapor são utilizadas nas usinas termelétricas, e são movimentadas pelo vapor de água sob pressão.

O vapor pode ser produzido por diversos tipos de fontes: queima de óleo, queima de gás natural, queima de carvão, queima do bagaço de cana, etc. Neste caso a energia do combustível é transferida ao vapor d'água, que a cede posteriormente à turbina, em condições de transformá-la em energia mecânica.

Nas usinas nucleares também é produzido vapor sob pressão. Mas o calor para a produção do vapor não é obtido pela queima de algum material, mas sim por reação nuclear.

As figuras 14 e 15 ilustram alguns geradores de usinas térmicas brasileiras.

Nas térmicas a gás, o princípio de funcionamento é basicamente o mesmo. A turbina a gás é uma forma de um motor térmico que produz trabalho a partir de gases quentes. Seu princípio de funcionamento é baseado no direcionamento de um fluxo contínuo de gases sobre as palhetas do rotor de uma turbina. Este fluxo de gases é obtido através da compressão de ar em uma câmara onde é misturado com combustível, queimado e expandindo, fazendo com que mova a turbina, que por sua vez move o gerador. São os gases resultantes da combustão que acionam a turbina, daí a denominação turbina a gás, que não tem relação com o tipo de combustível utilizado, que pode ser gás natural, óleo diesel ou outro tipo de combustível líquido ou gasoso.





Figura 14 – Geradores da usina termelétrica de Presidente Médici, 2 x 63 e 2 x 160 MW, carvão mineral (CEEE)



Figura 15 – Geradores da usina termelétrica de Santa Cruz, 2 x 81,6 e 2 x 217,6 MW, óleo combustível e gás natural (Furnas)

A figura 16 mostra o gerador de uma usina térmica a gás. Este gerador faz parte do conjunto de geração em ciclo combinado da usina de Uruguaiiana, pertencente à AES Uruguaiiana Ltda. Ela é composta de 2 geradores a gás (187 MW cada) e 1 gerador térmico a vapor (264 MW), com potência total da usina de 638 MW.

Com base no ciclo de funcionamento, as turbinas a gás podem ser a ciclo aberto ou fechado. No ciclo aberto, os gases de exaustão da turbina que estão em uma temperatura elevada podem ser utilizados, em uma caldeira de recuperação, para produzir vapor que pode acionar uma turbina a vapor para gerar energia elétrica. Neste caso, tem-se o chamado ciclo combinado. O rendimento do ciclo combinado é superior ao dos ciclos simples.



Figura 16 – Gerador a gás da usina de Uruguaiana, 187 MW (AES)

Quando a partir da queima de um combustível, aproveita-se a energia de duas formas distintas, para produção de trabalho (por exemplo, geração de energia elétrica) e de calor para aproveitamento dentro do processo industrial, tem-se a chamada cogeração. Erroneamente costumam chamar o ciclo combinado de cogeração. Se os gases quentes de exaustão da turbina a gás forem utilizados diretamente ou para produzir vapor para ser usada em processos industriais, tem-se uma turbina a gás numa configuração de cogeração. Da mesma maneira se parte do vapor produzido na caldeira de uma turbina a vapor for utilizada no processo industrial tem-se uma turbina a vapor numa configuração de cogeração.

A energia do combustível também pode ser utilizada em um motor capaz de transformar diretamente a energia térmica em energia mecânica, como nos caso dos motores de combustão interna, diesel ou explosão. São utilizados em geradores menores na faixa de até 1,5 MVA para utilização em serviços auxiliares de subestação.

A figura 17 mostra um gerador acionado por um motor diesel instalado no município de Calçoene no Amapá, pertencente a Centrais Elétricas do Amapá. O gerador WEG de 405 kVA é acionado por um motor diesel Cummins de 324 kW.



Figura 17 – Gerador acionado através de um motor diesel, em Lourenço, no Amapá (CEA)

Cabe salientar que a utilização de dínamos e geradores recebendo energia mecânica de máquinas primárias, a transformam em energia elétrica com características dependentes do princípio de funcionamento da máquina geradora: com os dínamos, obtém-se corrente contínua, enquanto que as outras máquinas, têm-se corrente alternada monofásica ou trifásica.

### 3.3 TRANSFORMADORES

O transformador é um dispositivo sem partes móveis que transfere energia de um sistema elétrico em corrente alternada para outro. A energia é sempre transferida sem alteração de frequência, mas, normalmente, com mudança no valor da tensão e da corrente.

A figura 18 ilustra um transformador instalado na subestação de Campinas, de Furnas Centrais Elétricas.



Figura 18 – Transformador instalado na subestação de Campinas, 400 MVA, 345/138 kV (FCE)

Os transformadores das subestações de alta tensão podem ser classificados de acordo com suas funções:

- transformadores elevadores, cuja função é elevar a tensão de geração para tensão de transmissão;
- transformadores de interligação, cuja função é interligar partes do sistema de transmissão;
- transformadores abaixadores, cuja função é reduzir a tensão de transmissão para a tensão da subtransmissão ou de distribuição.

Os transformadores podem ainda ser classificados de outras maneiras, por exemplo, quanto à finalidade, material e forma do núcleo, número de fases, disposição dos enrolamentos, maneira de dissipar o calor, etc.

Os transformadores podem ser construídos em unidades monofásicas e conectados em número de três para constituir um banco, ou então ser uma única peça constituída de três transformadores montados em um mesmo núcleo, denominada transformador trifásico. Os transformadores trifásicos têm um peso menor e ocupam um espaço inferior ao requerido pelo banco de capacidade equivalente, além de ter um custo mais baixo. O inconveniente do transformador trifásico é ter de tirar o transformador inteiro de serviço quando ocorre um problema em uma das fases.

Um tipo usual de transformador é o transformador com múltiplos enrolamentos, o que permite o mesmo operar com diversas tensões em seus terminais. O mais utilizado é o transformador de três enrolamentos, nos quais dois dos enrolamentos interligam sistemas de tensões diferentes e o terceiro serve para alimentar serviços auxiliares e cargas. A maioria dos transformadores utilizados no SIN são deste tipo. O transformador de três enrolamentos também é usado em subestações de usinas, conectando dois geradores ao barramento elevador. Neste caso os dois enrolamentos primários são de mesma tensão e o secundário de outra tensão.

Um outro tipo muito utilizado é o autotransformador no qual uma porção de seu enrolamento serve em comum tanto para o circuito primário como secundário. O autotransformador também pode ser de três enrolamentos.

### **3.4 LINHAS DE TRANSMISSÃO E CABOS ISOLADOS**

As fontes de energia das quais se obtém energia elétrica não estão, geralmente, disponíveis nas imediações dos grandes centros de consumo, pelo que é necessário recorrer à transmissão a distância.

O crescimento econômico e populacional e o uso crescente de energia elétrica levaram progressivamente a necessidade de construir cada vez mais linhas de transmissão. As restrições ambientais e a falta de espaço dificultam este intento. Portanto, a solução natural foi o emprego de níveis de tensão cada vez maiores para a transmissão de energia elétrica. Assim surgiram as linhas de 69 kV, 138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV. Estão em estudo linhas de transmissão em níveis acima desta tensão. A figura 19 ilustra um corredor de linhas de transmissão.



Figura 19 – Corredor de linhas de transmissão na Grande São Paulo (CTEEP)

A maior parte das redes de transmissão funciona em corrente alternada trifásica, que se mostrou adequada para transmitir e distribuir energia elétrica, mas existem também linhas de transmissão em corrente contínua.

Os cabos isolados para transmissão e distribuição de energia elétrica são empregados principalmente nos grandes conglomerados urbanos por economia de espaço e questões de segurança permitindo transmitir a energia por meio subterrâneos ou subaquáticos. Também são usados, em pequenas seções, para conectar transformadores e terminais de subestações ou entre subestações e linhas aéreas.

Por cabo isolado entende-se um condutor uniformemente isolado (ou um conjunto de mais condutores uniformemente isolados e agrupados), geralmente provido de revestimento protetor, e caracterizado por um grande desenvolvimento em comprimento. Sob esta denominação devem ser considerados muitos produtos que são, desde cabos destinados à rede de transmissão e de distribuição, até cabos de pequenas dimensões, normalmente empregados nas instalações internas, que são também chamados fios, fiação, condutores isolados, etc.

A figura 20 ilustra alguns cabos isolados empregados em transmissão e distribuição de energia elétrica.



Figura 20 – Cabos isolados (Pirelli)

Para tensões muito elevadas empregam-se cabos de um só condutor anular, nestes, os fios são torcidos em torno de uma fita helicoidal de cobre ou de aço e o canal central é cheio de óleo. O óleo deve ser mantido sob pressão. Existem instalações nas quais é empregado gás (nitrogênio), sob pressão em lugar do óleo. Os cabos para utilizações especiais, como por exemplo, travessias subaquáticas, devem ter características próprias. A figura 21 ilustra alguns destes cabos.

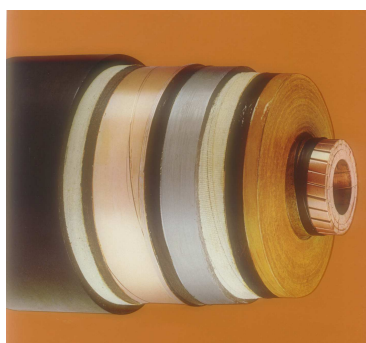


Figura 21 – Cabos com refrigeração a óleo (Pirelli) e para travessia submarina (ABB)

### 3.5 ELEMENTOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA

Nos sistemas que operam em corrente alternada, associado à potência ativa que circula no mesmo, e que produz trabalho, existe uma outra parcela de potência, necessária para manter o equilíbrio entre os campos elétrico e magnético, que é a potência reativa. A potência reativa, não

produz trabalho útil, e está fortemente relacionada com a tensão.

Alguns componentes do sistema elétrico geram potência reativa, enquanto outros consomem. Por exemplo, os transformadores consomem potência reativa, enquanto as linhas de transmissão, dependendo de seu carregamento, podem consumir ou gerar potência reativa. As cargas elétricas, principalmente as industriais, consomem potência reativa, devido aos seus motores. Como a potência não pode ser armazenada, caso algum componente esteja gerando potência reativa é necessário que outro a consuma e vice-versa. Se estes componentes estiverem longe um do outro, acarretará circulação de potência reativa pelo sistema elétrico, em consequência circulação de corrente, e com isso aumento nas perdas de potência ativa (útil).

No sistema elétrico típico existem flutuações diárias normais de demanda de carga em horas do dia e da noite. Durante as horas de maior potência ativa encontra-se também a maior demanda de potência reativa e vice-versa. Existe, portanto, num sistema normal, existe a tendência das tensões caírem durante os períodos de pico de carga.

Por tudo isso, é necessário se dispor de equipamentos que produzam ou consumam potência reativa, de tal modo a ligá-los de acordo com a necessidade. Estes equipamentos não envolvem custos monetários da mesma ordem que os geradores de potência ativa, pois não existe o equivalente ao custo do combustível. Existe o custo de instalação e de manutenção dos mesmos. A estes equipamentos são dados o nome de equipamentos de compensação reativa.

Além da produção de potência reativa no gerador, a compensação reativa do sistema elétrico pode ser realizada pela compensação série e paralela. Para ambas as formas de compensação podem ser utilizadas unidades de compensação chaveadas ou reguladas.

Entende-se como compensação paralela àquela na qual a compensação de potência reativa realiza-se através de unidades reguladas ou chaveadas, ligadas em paralelo com o sistema de transmissão em determinados pontos da rede.

Entende-se por compensação série a instalação de elementos de potência reativa na linha de transmissão.

Os equipamentos de compensação reativa embora utilizados basicamente para controle de tensão em um sistema elétrico, podem também desempenhar outras funções importantes.

Os diferentes equipamentos de compensação reativa são:

- compensadores síncronos;
- capacitores em derivação;
- reatores em derivação;

- capacitores série;
- dispositivos FACTS;

Os compensadores síncronos, também chamados de síncronos, são máquinas estruturalmente idênticas aos geradores. Os síncronos não geram potência ativa, portanto não tem conectado a eles nenhum tipo de turbina, mas como são máquinas girantes, apresentam inércia. A finalidade dos síncronos é gerar e/ou absorver potência reativa. Normalmente sua capacidade de absorção de potência reativa é da ordem de 60% da sua capacidade nominal de geração. Dos tipos de equipamentos para compensação reativa os síncronos são aqueles de custo mais elevado, mas ainda são muito utilizados principalmente junto às subestações de conversão de corrente contínua.

A figura 22 mostra o compensador síncrono instalado na subestação de Neves 345 kV, na região de Belo Horizonte, Minas Gerais, pertencente à Companhia Energética de Minas Gerais. Ele pode gerar 100 MVar e absorver 60 MVar.



Figura 22 – Compensador síncrono na SE de Neves, +100 MVar/-60 MVar (Cemig)

Os capacitores em derivação, também chamados capacitores shunt, são elementos destinados a gerar potência reativa e são conectados entre o barramento da subestação e a terra. Os capacitores em derivação levam considerável vantagem entre os elementos capazes de gerar potência reativa, visto o seu menor custo de instalação aliado a maior simplicidade de manutenção. Ao se falar de compensação reativa capacitiva se entende tratar-se da utilização de capacitores em derivação.

A compensação reativa capacitiva tem duas finalidades básicas, compensar o fator de potência das cargas e controlar os níveis de tensão de operação de barramentos do sistema elétrico, o qual reflete-se nos seguintes pontos:

- aumenta a tensão nos terminais da carga;



- melhora a regulação de tensão;
- reduz as perdas no sistema elétrico;
- reduz o custo do sistema, pois evita investimento em linhas de transmissão para o transporte de potência reativa.

A figura 23 mostra um banco de capacitores em derivação instalado na subestação de São Luís II 230 kV, no Maranhão, pertencente às Centrais Elétricas do Norte do Brasil. São 6 bancos de capacitores tendo cada um potência de 61,2 MVar.



Figura 23 – Banco de capacitores em derivação de São Luís II 230 kV (Eletronorte)

Os bancos de capacitores em baixa tensão, geralmente são de ação localizada, visando a correção do fator de potência de um determinado barramento. Em média tensão, são mais abrangentes corrigindo o fator de potência de várias instalações ao mesmo tempo e auxiliando no controle de tensão local. Já em alta tensão, os bancos de capacitores instalados nos barramentos estão voltados para o controle de tensão e de fluxo de potência reativa no sistema.

Nos sistemas elétricos os reatores em derivação, também chamados reatores shunt, são empregados para controlar as tensões nos barramentos, na operação normal e para a redução das sobretensões quando ocorrem manobras no sistema. Os reatores em derivação absorvem potência reativa e são conectados um terminal e a terra.

Os reatores de derivação, de acordo com sua localização no sistema, podem ser classificados em:

- reatores de linha de transmissão;
- reatores de barramento;
- reatores de terciário de transformador.

Os reatores podem ser conectados permanentemente no barramento, só se desconectando com o sistema desligado, ou manobráveis, através de disjuntores, o que permite retirá-lo e colocá-lo em operação com o sistema em funcionamento.

A estrutura básica do reator tem muitos pontos em comum com os transformadores. A maioria dos reatores em derivação utilizados nos sistemas elétricos é do tipo de núcleo de ferro com entreferros, pois são mais compactos com menores perdas.

A figura 24 mostra um banco de reatores em derivação. Este banco está instalado na subestação de Tijuco Preto 750 kV, pertencente à Furnas Centrais Elétricas S.A. Ele faz parte do Sistema de Transmissão em corrente alternada 750 kV de Itaipu, é monofásico e sua potência é de 110 MVar.



Figura 24 – Reator em derivação de Tijuco Preto 750 kV, 110 MVar (Furnas)

Os reatores com núcleo de ar são menores e muito utilizados para aterramento de neutro de equipamentos, redução de correntes de curto-circuito, redução de harmônicos e oscilações de tensão no sistema, na composição de outros equipamentos, em aplicações especiais, etc. A figura 25 mostra um desses reatores.

Os capacitores série, como o próprio nome diz, são conectados em série no sistema elétrico, no(s) extremo(s) de linhas de transmissão. Eventualmente pode ser colocado também no meio da linha, exigindo neste caso a construção de uma subestação.

O capacitor série acarreta as seguintes vantagens principais ao sistema elétrico:

- aumento da capacidade de transmissão de potência da linha de transmissão;

- diminuição das necessidades de controle de tensão no sistema;
- melhoria na divisão de potência entre linhas de transmissão, reduzindo as perdas;
- economia no sistema.



Figura 25 – Reator com núcleo de ar (Alstom)

A figura 26 mostra um banco de capacitores série, instalado na subestação de Itaberá 750 kV, pertencente à Furnas. Este banco de capacitores série faz parte do Sistema de Transmissão em corrente alternada de Itaipu 750 kV e tem uma potência de 1 242 MVar (por circuito).



Figura 26 – Banco de capacitores série de Itaberá 750 kV, 1242 MVar (Furnas)

FACTS é a abreviatura de Flexible AC Transmission Systems, conceitualmente a extensão da capacidade e controlabilidade da transmissão de potência em um sistema elétrico pela adição de dispositivos que utilizam eletrônica de potência, ou seja, com base em semicondutores de alta potência. Controladores FACTS paralelo são efetivos no controle de tensão enquanto que controladores FACTS série são eficientes no controle do fluxo de potência entre circuitos.

Os compensadores estáticos, que são controladores em paralelo, basicamente são compostos de bancos de capacitores e reatores. Através de controles adequados são inseridos e retirados estes bancos de tal modo que o compensador possa gerar (capacitor) ou absorver (reator) potência reativa.

Compensadores estáticos têm sido usados há mais de 35 anos em indústrias, principalmente no controle de oscilações rápidas de tensão. A primeira utilização em sistemas elétricos foi feita em 1969, através de um compensador de 20 MVar capacitivo/15 MVar indutivo, instalado na subestação de Kitwei, no Zâmbia, da Central African Power Corporation, em 330/220/11 kV.

Os tipos básicos de compensadores estáticos são:

- reatores e capacitores chaveados mecanicamente
- reator saturado;
- capacitor chaveado por tiristor;
- reator chaveado por tiristor;
- combinação dos tipos acima.

Os capacitores estáticos se tornam grandes competidores dos compensadores síncronos, que também geram e absorvem potência reativa, principalmente em relação ao preço, hoje em dia da ordem de 30% mais barato.

As seguintes características dos compensadores estáticos podem ser consideradas como vantagem na sua utilização:

- menor custo;
- menores perdas;
- menor manutenção;
- maior confiabilidade;
- resposta mais rápida;
- ausência de inércia.

A utilização de compensadores estáticos também tem apresentado algumas desvantagens:

- capacidade de geração e absorção de reativos dependente da tensão;
- geração de harmônicos.

A figura 27 ilustra o compensador estático instalado na subestação de Campina Grande, na Paraíba, pertencente à Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. A faixa de operação deste compensador estático é de 0 a 200 MVar, o que significa que ele não pode absorver potência reativa e gerar até 200 MVar. Sua tensão de operação é de 230 kV.

O capacitor série controlado por tiristor, denominado TCSC, foi o primeiro controlador série desenvolvido no âmbito do FACTS. Com o mesmo é possível variar a impedância aparente de um circuito de modo a controlar o fluxo de potência através do mesmo. O TCSC é conectado em série e formado de bancos de capacitores. Através de controles adequados podem ser continuamente inseridos e retirados capacitância no sistema.



Figura 27 – Compensador estático de Campina Grande 230 kV, 0/+200 MVar (Chesf)

A figura 28 mostra o TCSC instalado na subestação de Imperatriz 525 kV, no Maranhão, pertencente à Eletronorte. Sua potência é de 108 MVar. Equipamento idêntico está instalado na subestação de Serra da Mesa 500 kV, em Goiás, e pertence à Furnas. Eles fazem parte do SIN e estão no tronco da Interligação Norte-Sul 500 kV.



Figura 28 – TCSC de Imperatriz 525 kV, 108 MVar (Eletronorte)

Existem outros tipos de dispositivos FACTS, donde pode-se citar, Statcon (condensador estático), UPFC (controlador unificado de fluxo de potência), TCPS (defasador controlado por tiristor), ASC (compensação série avançada), etc.

### **3.6 Subestações conversoras e transmissão de energia elétrica em corrente contínua**

Atualmente a transmissão de energia elétrica em corrente contínua é considerada pelos setores de planejamento das empresas, como alternativa de mesmo grau de confiança que a alternativa em corrente alternada.

A transmissão em corrente contínua é indicada nas seguintes situações:

- travessias subterrâneas ou subaquáticas utilizando cabos de alta tensão em trechos relativamente longos, onde o custo do cabo é menor que qualquer solução de linhas de transmissão aéreas;
- interligação de sistemas de frequências diferentes ou onde não há interesse em sincronizar dois sistemas em corrente alternada;
- transmissão de grandes blocos de potência à grandes distâncias utilizando linhas de transmissão aéreas;

A transmissão em corrente contínua apresenta algumas vantagens sobre a transmissão em corrente alternada, donde pode-se citar:

- simplifica a interligação de sistemas elétricos;
- não contribui para o aumento da corrente de curto-circuito em sistemas interligados;
- apresenta uma perda de potência ativa substancialmente menor que um sistema equivalente de corrente alternada (o que torna especialmente atraente para grandes distâncias);
- menores faixas de passagens das linhas de transmissão;

Mas também apresenta algumas desvantagens:

- custos mais elevados das subestações terminais;
- geração de harmônicos no sistema;
- controle e proteção mais sofisticados;
- necessidade de instalação de equipamentos de compensação reativa nas subestações terminais;

O primeiro sistema elétrico de transmissão de energia elétrica a entrar em operação em corrente contínua foi na Suécia em 1954, utilizando um cabo submarino de 100 km, conectando a Ilha de Gotland ao continente (Suécia), transmitindo 20 MW em uma tensão de 100 kV.

A transmissão em corrente contínua em geral caracteriza-se pela interligação de dois sistemas de corrente alternada através de duas subestações conversoras e uma ou mais linhas de transmissão conectadas entre as subestações conversoras.

As seguintes configurações de transmissão em corrente contínua podem ser definidas:

- ligação ponto a ponto, no qual linhas de transmissão ou cabos conectam as duas subestações conversoras. É a configuração mais comum. O primeiro sistema a entrar em operação nesta configuração, conforme já comentado foi o de Gotland, na Suécia. No Brasil, o Sistema de Transmissão de Itaipu apresenta esta configuração e transmite 6.300 MW em uma tensão de 600 kV. A configuração ponto a ponto pode ser bipolar (pólos positivo e negativo) ou monopolar (um pólo somente), com retorno metálico ou pela terra;
- ligação back to back que é caracterizado pela presença das duas subestações conversoras na mesma subestação, ou seja, não há linhas de transmissão em corrente contínua entre elas. Na maioria dos casos existe um reator entre as duas subestações. O primeiro back to back entrou em operação no início da década de 60 em Sakuma, no Japão, com potência de 300 MW em 125 kV, interligando sistemas de 50 e 60 Hz. No Brasil, o primeiro back to back a entrar em operação foi o de Acaray interligando o Brasil, 60 Hz, com o Paraguai, em 50 Hz, com potência de 50 MW em 26 kV;
- ligação em rede de corrente contínua, denominado sistema multiterminal, no qual a potência pode fluir entre mais de dois pontos no sistema de corrente alternada através de uma verdadeira

rede em corrente contínua, em série ou paralelo. O primeiro sistema multiterminal entrou em operação em fevereiro de 1987, no elo Sardenha - Itália, com a inclusão do terminal da Córsega de 50 MW, totalizando 200 MW no elo.

Na subestação conversora, denominada "retificadora" a corrente alternada é transformada em corrente contínua, cujos elementos principais são válvulas de funcionamento semelhante às de equipamentos eletrônicos. No terminal receptor de energia, a corrente contínua é novamente transformada em corrente alternada em outra subestação, no caso chamada de "inversora" constituída por elementos iguais aos da retificadora, porém funcionando em sentido contrário.

As linhas de transmissão em corrente contínua são usadas para levar a potência da subestação retificadora para a subestação inversora, sob a forma de tensão e corrente contínuas.

#### **4. CARGA ELÉTRICA**

Como comentado, o objetivo final de um SEP consiste em fornecer aos consumidores um produto, no caso, a energia elétrica, de boa qualidade e economicamente acessível. Para o SEP o consumidor constitui a carga do mesmo.

Em geral, o termo carga refere-se a qualquer equipamento ou conjunto de equipamentos que retira energia elétrica do sistema. Na prática, a carga pode variar desde uma simples lâmpada até um motor de grande potência.

No SEP o termo carga pode ter vários significados [2]:

- um dispositivo, conectado ao sistema, que consome potência;
- a potência total (ativa e/ou reativa) consumida por todos os dispositivos conectados a um sistema, denominada "carga do sistema";
- parte do sistema que não está explicitamente representada, ou seja, um conjunto de dispositivos que não estão individualmente modelados, tratados como se fosse um único dispositivo consumidor de potência conectado a um barramento no modelo do sistema, denominado "carga do barramento". Este contexto de carga é o mais utilizado;
- a potência de saída de um gerador ou de uma usina, denominada "carga do gerador ou da usina".

O SEP, se bem projetado, deve ser capaz de fornecer energia a todas elas. É possível dividir as cargas em várias categorias, cada uma apresentando uma certa característica, por exemplo:

- motores;
- compressores;



- fornos;
- iluminação;
- aquecimento;
- refrigeração;
- equipamentos eletrônicos;

A carga pode ainda pertencer a várias classes, que agrupam cargas que têm composição e característica similares, por exemplo:

- industriais;
- residenciais;
- públicas;
- agrícolas;

Do ponto de vista elétrico, as cargas podem ainda variar em:

- tamanho;
- simetria;
- permanência em funcionamento (em relação ao tempo, frequência, tensão);
- ciclo de funcionamento (regular, aleatório);

A exata composição da carga é difícil de ser estimada. Sua composição varia continuamente de acordo com os consumidores quando os mesmos utilizam seus equipamentos e máquinas. A composição da carga pode variar ainda de acordo com:

- hora do dia;
- dia da semana;
- estação do ano;
- condições climáticas;
- eventos especiais;
- estado da economia;

Apesar do comportamento individual das milhares de cargas (consumidores) ser imprevisível e inteiramente aleatório, o comportamento de grupos de cargas é estatisticamente previsível fornecendo subsídios valiosos para a análise do sistema elétrico. Estes grupos de cargas variam com o tempo de maneira previsível. Em geral, há uma variação considerável, não apenas durante as horas do dia, mas também entre os dias da semana e os domingos e feriados. A figura 29 ilustra uma variação típica da carga em função do tempo, que é denominada curva de carga.

Pode-se notar na figura 29 a existência de períodos diferenciados de consumo. O valor máximo de consumo, que é denominado de carga pesada, ocorre normalmente por volta das 19

horas e constitui a chamada ponta de carga, com cerca de 2 a 3 horas de duração. O valor mínimo de consumo, denominado de carga leve, dá-se por volta das 4 horas da madrugada. Tem-se também um período de carga intermediária. Podem ocorrer variações nos períodos de tempo de ocorrência da carga pesada e da carga leve de acordo com a região, os dias da semana e as estações do ano.

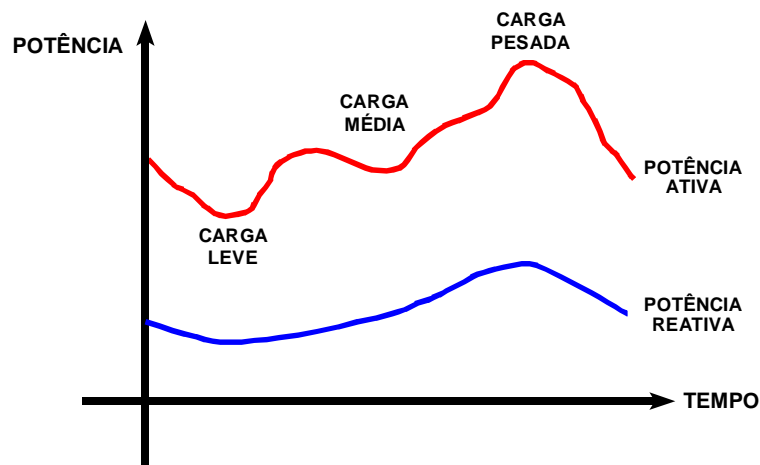


Figura 29 – Gráfico de curva típica de carga elétrica

No Brasil, a curva de carga dos dias úteis compreendidos entre terça e sexta feira tem um comportamento bastante semelhante. O consumo de domingo é o menor da semana (em média 25% abaixo dos dias úteis). O consumo do sábado também é inferior ao de um dia útil. A segunda feira é um dia atípico, pois apresenta o mais baixo consumo de todos os dias da semana no período da madrugada. O horário da ponta de carga também se desloca ao longo dos meses. Normalmente, no período de abril a setembro, a ponta se encontra entre as 18 e 19 horas e nos demais meses entre 19 e 20 horas. Um verão mais intenso ou um inverno mais rigoroso podem acarretar um deslocamento nestes períodos de ponta. A tabela 01 mostra os horários de carga pesada, média e leve no SIN.

Tabela 01 – Horário de carga pesada, média e leve no SIN

	Período	
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriados
Carga Pesada	18 às 21 horas	17 às 22 horas
Carga Média	7 às 18 horas 21 às 24 horas	-
Carga Leve	0 às 7 horas	0 às 17 horas 22 às 24 horas

A figura 30 ilustra a carga própria do Sistema Norte-Nordeste e do Sistema Sul-Sudeste brasileiro para o dia 27/08/2008 (quarta-feira - dia útil) onde se pode notar o comportamento descrito como típico da curva de carga

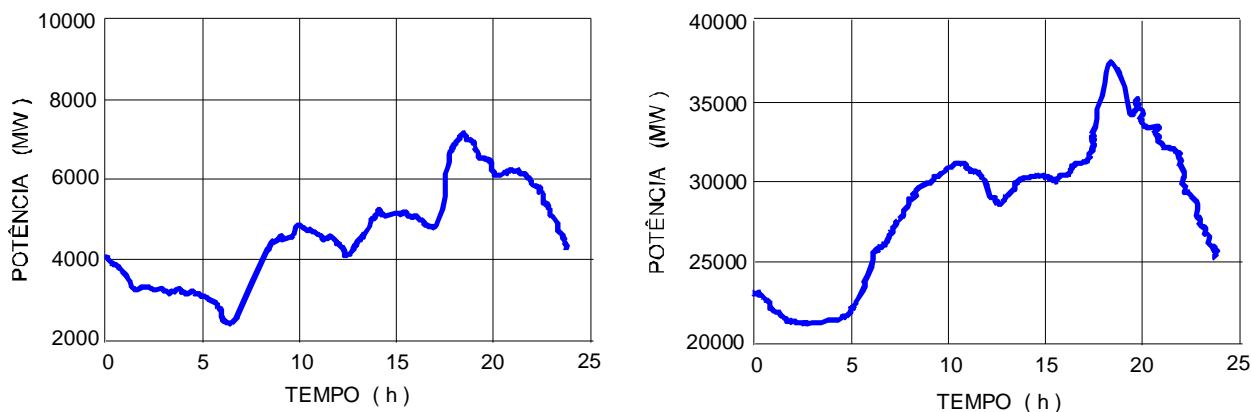
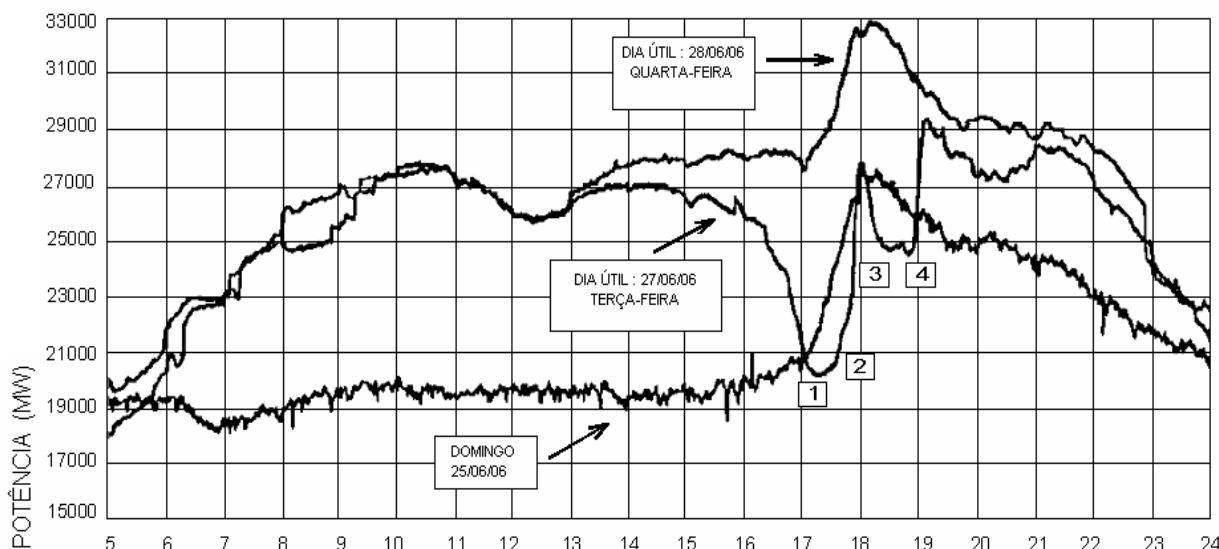


Figura 30 – Gráfico da curva de carga do Sistema Norte-Nordeste e Sul-Sudeste Brasileiro.

Eventos especiais podem modificar o comportamento da curva de carga. A figura 31 ilustra a curva de carga do Sistema Sul-Sudeste brasileiro durante o dia 27/06/2006, terça-feira (dia útil), quando ocorreu o jogo de futebol entre o Brasil e Gana pela XVIII Copa do Mundo. Na figura também estão apresentadas as curvas de carga para um dia de domingo (25/06/2006) e para um outro dia útil (28/06/2006, quarta-feira). Nota-se que a curva de carga do dia 27/06 inicialmente apresenta comportamento típico de um dia útil. Às 13 horas com encerramento de expediente a curva caminha para a carga de um domingo, permanecendo assim até o término do jogo, quando retorna à curva de carga de um dia útil. Os pontos 1, 2, 3 e 4, correspondem ao início do jogo, término do primeiro tempo, início do segundo tempo e término do jogo.



TEMPO (horas)

Figura 31– Gráfico da curva de carga do Sistema Sul-Sudeste Brasileiro (Fonte ONS).

A área sob a curva de carga representa a energia consumida pela mesma durante o período em análise e é expressa em MWh, como ilustra a figura 32.

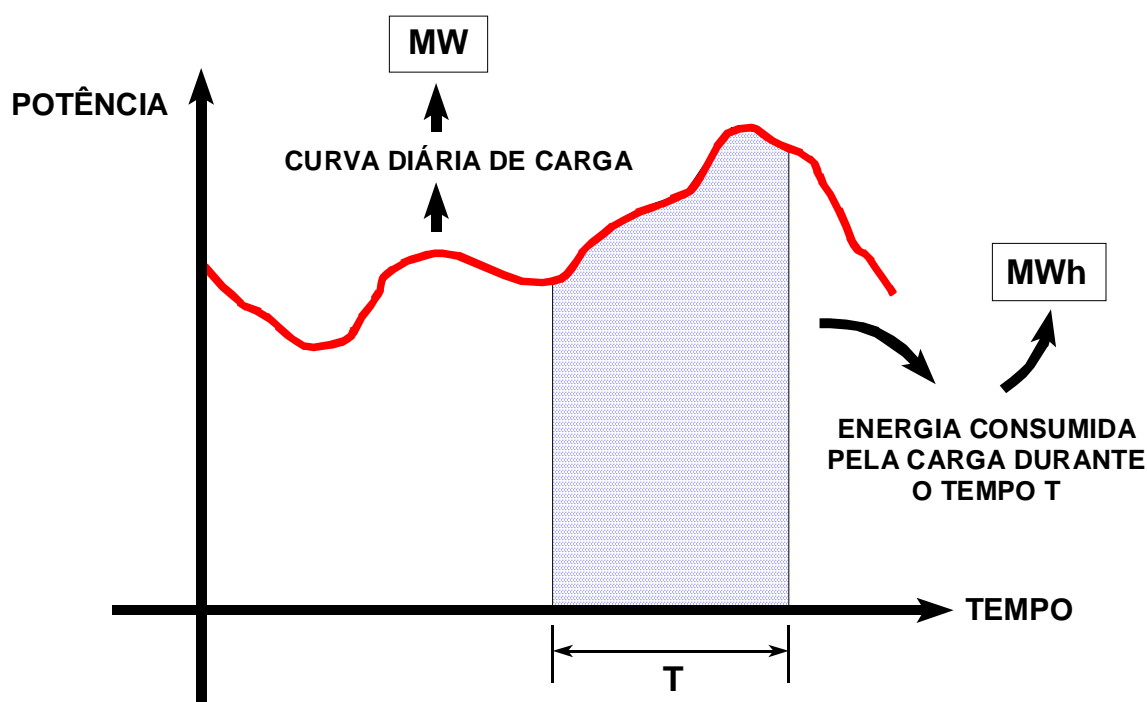


Figura 32 – Gráfico da Potência e energia na curva de carga

Como a potência instantânea no sentido físico não é representativa para os estudos de curva de carga utiliza-se da energia demandada em intervalos de tempo para quantificá-la

A demanda da carga própria, também chamada de energia média da carga própria, dada em MW médio, é o resultado da razão entre a energia (MWh) consumida pela carga durante o período em análise e o somatório das horas deste período:

$$\text{Energia média da carga própria} = \frac{\text{energia (MWh) no período}}{\text{período (horas)}} \text{ MWmédio}$$

Equação 01 - Energia média da carga própria

A demanda máxima da carga própria, também chamada de ponta de carga, é a maior

demanda verificada em um período de tempo especificado, integralizada em intervalos de quinze minutos, dada em MWh/h. A figura 33 ilustra esta afirmação.

O fator de carga é o resultado da relação entre a energia média da carga própria (MW médio) e a demanda máxima da carga própria (MWh/h) ocorrida no período em análise.

$$\text{Fator de carga} = \frac{\text{MWh médio}}{\text{MWh/h}}$$

Equação 02 - Fator de Carga

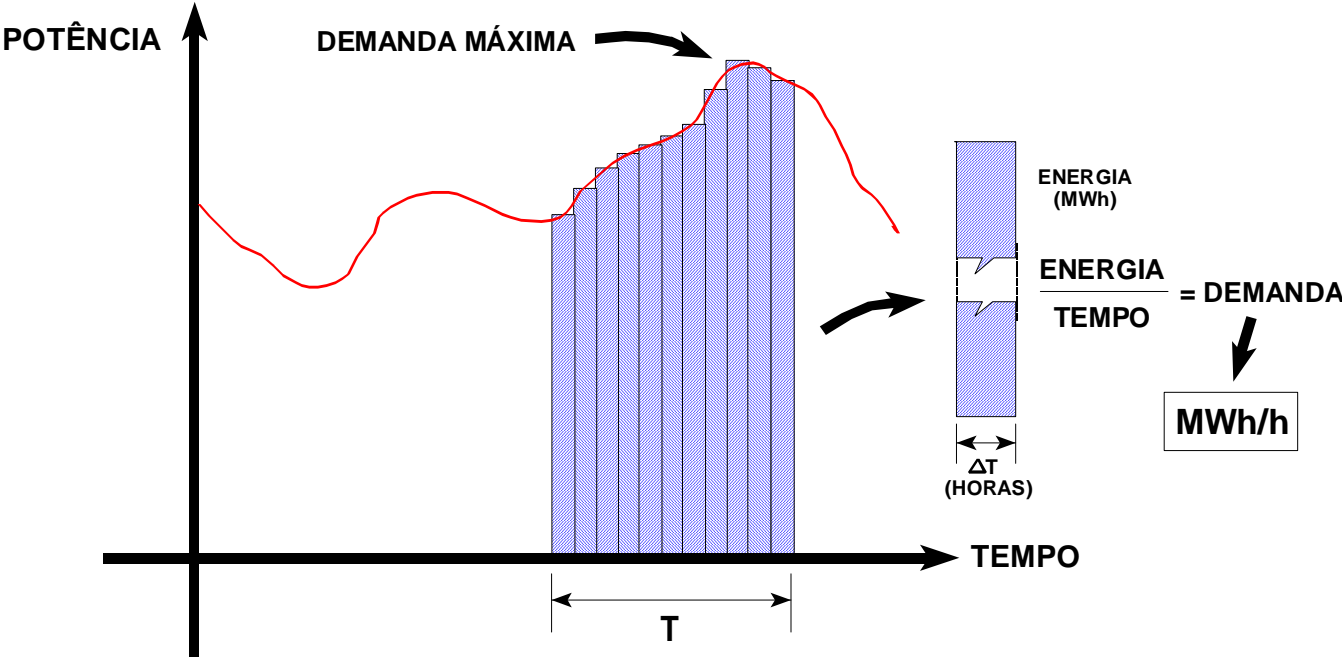


Figura 33 - Gráfico de demanda máxima de carga

Pode-se observar que no horário de ponta a demanda e o requisito de energia atingem seus

valores máximos. Devido ao maior carregamento no sistema, o que significa maiores correntes circulando na rede, as perdas elétricas também aumentam. A fim de propiciar uma melhor operação do sistema elétrico, quer do ponto de vista técnico, quanto econômico, procura-se deslocar este pico ao longo do dia tentando diminuir o mesmo e conseqüentemente aumentar o fator de carga.

Uma das maneiras de se conseguir este deslocamento é incentivar os consumidores a deslocar o seu consumo da hora de ponta para fora da ponta, com a aplicação de uma estrutura tarifária horo-sazonal, criando horários incentivados onde a tarifa da energia elétrica é mais barata. Com isso surgiram os períodos abaixo, apresentando tarifas de energia elétrica diferenciada:

- horário de ponta, que corresponde a um período de três horas consecutivas, no período entre 15 e 22 horas, definido pela concessionária;
- o horário incentivado, que é o período compreendido entre as 22 e às 7 horas do dia subsequente;
- o horário normal, compreendido entre as 7 e 22 horas, excluindo o horário de ponta.

Uma outra maneira de reduzir o efeito da ponta de carga e também diminuir o consumo de energia elétrica ao longo do dia, se bem que contestado por muitas pessoas é a adoção do chamado horário de verão. O horário de verão consiste no adiantamento artificial dos ponteiros de relógio em uma hora, de forma a criar uma defasagem em relação ao horário normal. Este procedimento permite um melhor aproveitamento da luz natural, ao se tirar partido do fato que, em certas épocas do ano e em determinadas regiões, os dias são mais longos que as noites e o alvorecer acontece mais cedo. Isto propicia um melhor aproveitamento da luminosidade natural, atrasando a necessidade da luz artificial, conseqüentemente racionalizando o uso da energia elétrica. Os ganhos com o horário de verão são mais pronunciados nas regiões mais afastadas da linha do equador, onde a duração dos dias e das noites sofre alterações significativas ao longo do ano.

O horário de verão foi criado em 1907 pelo inglês William Willet e sua adoção foi mais como uma medida de economia de guerra, durante a primeira (1914-1918) e segunda (1939-1945) guerras mundiais, principalmente na Europa. No Brasil, foi instituído por Getúlio Vargas em 1931, através de decreto, sendo reeditado poucas vezes pelos governos posteriores. Até 1985 tinha sido aplicado 14 vezes e partir desta data passou a ocorrer todos os anos.

No Brasil o horário de verão é aplicado de outubro a fevereiro, em outros países que também é aplicado a época pode mudar, donde pode-se citar:

- países Membros da União Européia, do último domingo de março ao último domingo de outubro;
- Estados Unidos, Canadá e México, de abril a outubro;
- Rússia, Turquia e Cuba, de março a outubro;
- Austrália, Nova Zelândia e Chile, de outubro a março.

Além das vantagens já citadas, o horário de verão também propicia:

- redução da demanda máxima, durante a hora de ponta de carga do SIN;
- redução dos custos com geração térmica para atendimento às cargas no horário de ponta;
- preservação do meio ambiente;
- melhoria da qualidade de vida da população pelo maior aproveitamento da luz solar;
- redução dos carregamentos nos principais troncos de transmissão, devido à diminuição da demanda;
- melhor alocação das folgas de geração;
- aumento da flexibilidade operacional.

## **5. CONCLUSÃO**

Atualmente no Brasil, o sistema elétrico é todo interligado (SIN), porém já é estudado em congressos firmados entre os países do mercosul, como por exemplo o EDAO (encontro para debates de assuntos da operação), uma futura interligação de todo o sistema de transmissão da América do Sul.

O grande ganho desta interligação, seria postergar investimentos de geração no SIN, uma vez que países como a Venezuela por exemplo, tem um excedente de 200 MW de geração, ou seja; existem máquinas (geradores) paradas não por falta de água nos reservatórios, mas sim por falta de consumo (carga) no seu sistema elétrico.

Outro ganho para o Brasil, seria que vários estados da região norte do país (Amazônia, Acre, Rondônia, Roraima e Amapá) não estão interligados no SIN, podendo num futuro próximo ter suas cargas interligadas com os países vizinhos (Venezuela, Colômbia, etc), evitando a construção de longas linhas de transmissão para interligá-las ao SIN.

## 6. REFERÊNCIAS

- 1 - "Introdução à teoria de sistemas elétricos de energia", Olle I.Elgerd, Mc Graw Hill do Brasil, 1978.
- 2 - "IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performances, Load Representation for Dynamic Performance Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, N° 2, May, 472-482, 1993.
- 3 - "Centrais Hidro e Termelétricas", Zulcy de Souza, Rubens Dario Fuchs, Afonso Henriques Moreira Santos, Editora Edgard Blücher Ltda, 1983.
- 4 - "Geração de Energia Elétrica", Lineu Belico dos Reis, Tec Art Editora, 1998.
- 5 - "Equipamentos Elétricos, especificação e aplicação em subestações de alta tensão", Furnas Centrais Elétricas S.A., UFF, 1985.
- 6 - Livro do Grupo Coordenador Para Operação Interligada – CGOI”, Eletrobrás.
- 7 - “Manual de Procedimentos da Operação”, ONS, 2006.
- 8 - “Nova Tarifa de Energia Elétrica - metodologia e aplicação”, DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, 1985.
- 9 - Catálogos de fabricantes de equipamentos.