



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO



ALUNA: FLOR ROXANA ÑAHUI BRAVO
MATRÍCULA: 2.97111-48
ORIENTADOR: BENEDITO ANTÔNIO LUCIANO

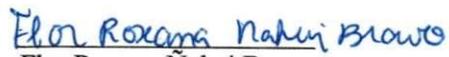


Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

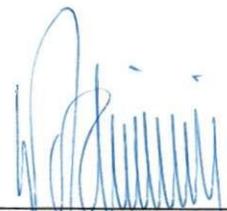
Sumé - PB

ESTÁGIO

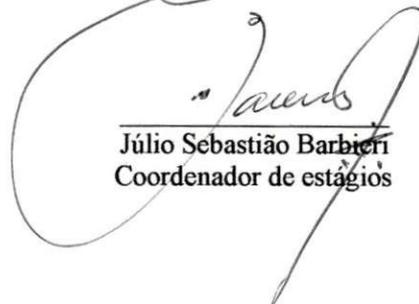
Estagiária:


Flor Roxana Nahui Bravo

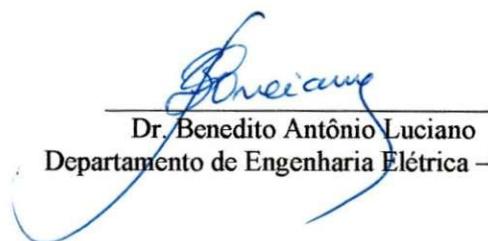
Supervisão -Empresa:


Engº Waldimir Machado


Engº Marco César Castella


Júlio Sebastião Barbieri
Coordenador de estágios

Orientador:


Dr. Benedito Antônio Luciano
Departamento de Engenharia Elétrica -UFPB

INSTITUIÇÃO DE ENSINO

Universidade Federal da Paraíba
Campus II- Campina Grande
Centro de Ciências e Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica
Av. Aprígio Veloso, S/N
Bodocongó

Chefe do Departamento de Engenharia Elétrica
Dr.^a Moema Soares de Castro

Coordenador do Curso de Engenharia Elétrica
Prof. Mário Araújo

Professor orientador:
Dr. Benedito Antônio Luciano

Agradecimentos

A todos que contribuíram com seu conhecimento e experiência para o sucesso do estágio, em especial aos engenheiros, técnicos e funcionários da Superintendência de Manutenção (SM.DT) da ITAIPU Binacional. E também aos meus colegas que compartilharam comigo seu conhecimento e cuja companhia tornou minha estadia em Foz do Iguaçu mais agradável.

Aos meus pais pelo seu apoio durante mais esta etapa da minha vida.

SUMÁRIO

ÍNDICES.....	3
ÍNDICE DE FIGURAS.....	3
ÍNDICE DE FOTOS.....	4
APRESENTAÇÃO.....	5
INTRODUÇÃO.....	5
OBJETIVOS.....	5
INTRODUÇÃO TEÓRICA.....	6
USINA HIDRELÉTRICA.....	6
SISTEMA ELÉTRICO.....	10
A EMPRESA- ITAIPU BINACIONAL.....	21
HISTÓRICO.....	21
ORGANIZAÇÃO DA EMPRESA.....	23
DADOS TÉCNICOS.....	24
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ITAIPU.....	29
PROTEÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ITAIPU.....	50
SISTEMA DE SERVIÇOS AUXILIARES (SSA).....	52
SISTEMA DE CONTROLE, SUPERVISÃO E A AQUISIÇÃO DE DADOS DE ITAIPU- SCADA/EMS.....	58
SISTEMA MONDIG.....	61
ESTÁGIO.....	63
RECEPÇÃO NO CRV.....	63
RECEPÇÃO NO SM.DT.....	63
CRONOGRAMA DE ATIVIDADES.....	63
ATIVIDADES DESENVOLVIDAS.....	64
LABORATÓRIO DE QUÍMICA.....	64
LABORATÓRIO DE HIDRÁULICA.....	66
REFÚGIO BIOLÓGICO E ECOMUSEU.....	67
USINA SÃO JOÃO.....	67
SUBESTAÇÃO FURNAS.....	68
SCC (SISTEMA DE CONTROLE COMPUTADORIZADO).....	68
SCADA /EMS (SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION/ ENERGY MANAGEMENT SYSTEM).....	69
UNIDADE 9A.....	71
INSPEÇÃO QUADRIENAL DA UNIDADE 9.....	72
EVENTO OCORRIDO : APAGÃO.....	73
CONCLUSÕES.....	74
BIBLIOGRAFIA.....	75

ANEXOS.....	76
ANEXO 01-ORGANOGRAMAS GERAL DA EMPRESA, DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO E DO DEPARTAMENTO DE MANUTENÇÃO.....	77
ANEXO 02- VISTA EXPLODIDA DA UNIDADE GERADORA.....	78
ANEXO 03-ESQUEMA DE INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA DA USINA DE ITAIPU.....	79
ANEXO 04- DIAGRAMAS DO SISTEMA DE INTEGRAÇÃO AO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E AO SISTEMA ELÉTRICO PARAGUAIO.....	80
ANEXO 05-TABELAS 1-7 REFERENTES AOS DADOS TÉCNICOS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ITAIPU.....	81
ANEXO 06- INTEGRAÇÃO DO SISTEMA SCADA/SEM COM OS SISTEMAS EXTERNOS, SISTEMAS INTERNOS, SCC E UTR'S.....	82
ANEXO 07- PROCEDIMENTO DE TESTES PONTO-A-PONTO.....	83
ANEXO 08-INSTRUMENTAÇÃO TOTAL.....	84
ANEXO 09-DIAGRAMA UNIFILAR DA SE MD.....	85
ANEXO 10-DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 50 HZ.....	86
ANEXO 10-DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 60 HZ.....	87

Índices

Índice de Figuras

FIGURA 1- INSTALAÇÃO HIDROELÉTRICA	6
FIGURA 2 -BARRAGEM TRIANGULAR	7
FIGURA 3 -BARRAGEM EM ARCO.....	7
FIGURA 4 -ADUÇÃO EM CANAL	8
FIGURA 5 -ADUÇÃO EM TÚNEL	8
FIGURA 6-POSIÇÕES DA TUBULAÇÃO FORÇADA.....	9
FIGURA 7-SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA	10
FIGURA 8- TRANSFORMAÇÃO.....	12
FIGURA 9-LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	15
FIGURA 10- VÁLVULAS A TIRISTORES	16
FIGURA 11 -LOCALIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS E PRINCIPAIS COTAS	24
FIGURA 12- TOMADA D'ÁGUA	26
FIGURA 13-SUBESTAÇÃO ISOLADA A GÁS	27
FIGURA 14-SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....	28
FIGURA 15- DIAGRAMA SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE TRONCOS.....	31
FIGURA 16- LINK AC -DIAGRAMA UNIFILAR- ESTÁGIO FINAL	33
FIGURA 17 -FOZ DO IGUAÇU (SUBESTAÇÃO ELEVADORA) 500/750 KV- DIAGRAMA UNIFILAR	34
FIGURA 18 -IVAIPORÃ-DIAGRAMA UNIFILAR	35
FIGURA 19 -ITABERÁ- DIAGRAMA UNIFILAR.....	36
FIGURA 20-TIJUCO PRETO 345/500/750 KV- DIAGRAMA UNIFILAR.....	38
FIGURA 21- RIGHT-OF-WAY DOS TRONCOS AC E DC- (EM KM)	39
FIGURA 22- LINK DC- DIAGRAMA UNIFILAR -ESTÁGIO FINAL.....	40
FIGURA 23- FOZ DO IGUAÇU-RETIFICADOR-DIAGRAMA UNIFILAR	41
FIGURA 24- IBIÚNA- DIAGRAMA UNIFILAR	44
FIGURA 25-RELÉ DE DISTÂNCIA	51

Índice de Fotos

FOTO 1- FOZ DO IGUAÇU 500/ ±600/ 750 KV	34
FOTO 2 -IVAIPORÃ 500/750 KV	35
FOTO 3-ITABERÁ 750 KV.....	36
FOTO 4 -TIJUCO PRETO 345/500/750 KV	37
FOTO 5-TORRE GUIADA 750 KV	39
FOTO 6-TORRE AUTO-PORTANTE 750 KV.....	39
FOTO 7- VÁLVULA CONVERSORA	42
FOTO 8 -PRÉDIO DA SUBESTAÇÃO CONVERSORA DE FOZ DO IGUAÇU	43
FOTO 9 -IBIÚNA 345/500/±600 KV.....	44
FOTO 10- TORRE GUIADA 600 KV	46
FOTO 11- TORRE AUTO-PORTANTE 600 KV	46
FOTO 12 -ELETRODOS ATERRADOS DE FOZ DO IGUAÇU.....	47
FOTO 13 -TORRE AUTO-PORTANTE 345 KV DE LINHA IBIÚNA- TIJUCO PRETO.....	48
FOTO 14-CENTRAL DIESEL ELÉTRICA	57
FOTO 15- MODELO REDUZIDO DA USINA DE ITAIPU	66
FOTO 16- REFÚGIO BIOLÓGICO DA MARGEM DIREITA	67
FOTO 17-GERADOR DA ANTIGA USINA SÃO JOÃO	68
FOTO 18-SISTEMA DE CONTROLE COMPUTADORIZADO.....	69
FOTO 19- BERÇO DA UNIDADE 9A	71
FOTO 20-TROCA DO ANEL DA UNIDADE 9	72
FOTO 21- ROTOR DA UNIDADE 9	72

Apresentação

Introdução

Neste relatório são apresentadas as atividades desenvolvidas durante o programa de estágio realizado na ITAIPU BINACIONAL, no período de 14/01/2002 à 08/02/2002, totalizando **160** (cento e sessenta) horas de estágio supervisionado, na Superintendência de Manutenção – SM.DT.

Objetivos

Do estudante:

- Verificar aplicação prática de conhecimentos técnicos obtidos na Universidade
- Obter uma visão panorâmica dos processos de geração de energia elétrica e de engenharia de manutenção.

Da Itaipu Binacional:

- Acompanhar o estado-da-arte da formação acadêmica
- Obter contribuições visando melhorias
- Reforçar a imagem positiva da Empresa no meio acadêmico, contribuindo para a futura atração de profissionais recém-formados nos programas de Trainees que a ITAIPU venha oferecer.

Introdução teórica

Usina hidrelétrica

Essencialmente, uma instalação hidrelétrica consta de:

1. barragem: para produzir a diferença de nível do reservatório
2. adução (tomada d'água)
3. tubulação forçada
4. casa de máquinas
5. canal de fuga

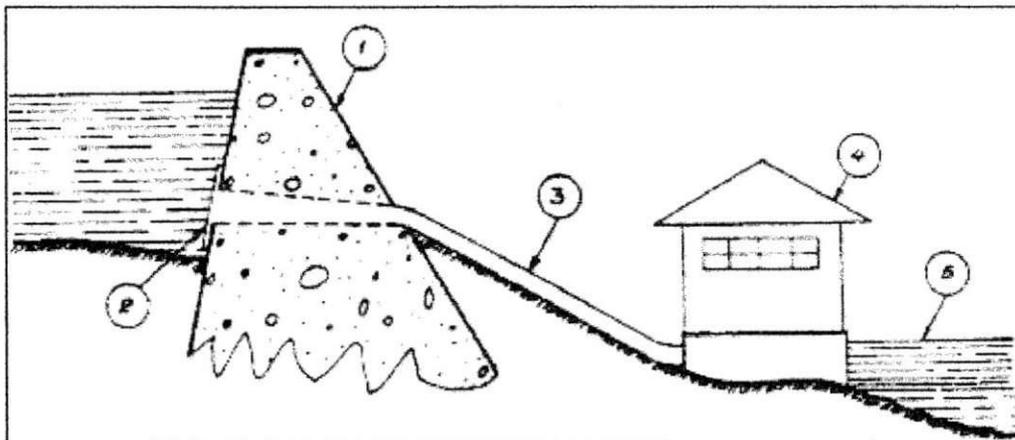


Figura 1- Instalação hidroelétrica

O vertedouro não é visto na figura. Sua função é de regularização do nível d'água do reservatório.

Barragem

A barragem é um elemento do conjunto, cuja principal finalidade é interromper o curso do rio de modo a formar o reservatório.

As barragens podem ser de:

- terra e pedra
- concreto

Quanto à forma podem ser:

- triangular
- em arco

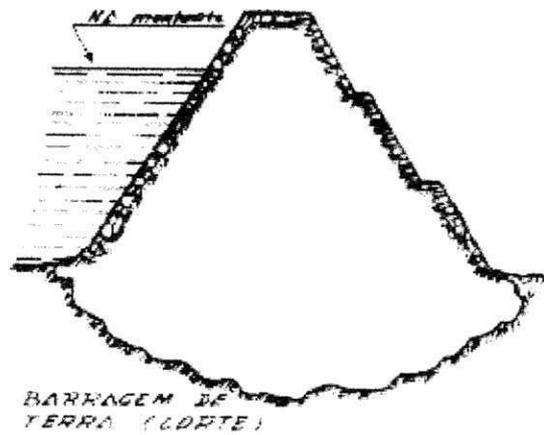


Figura 2 -Barragem triangular

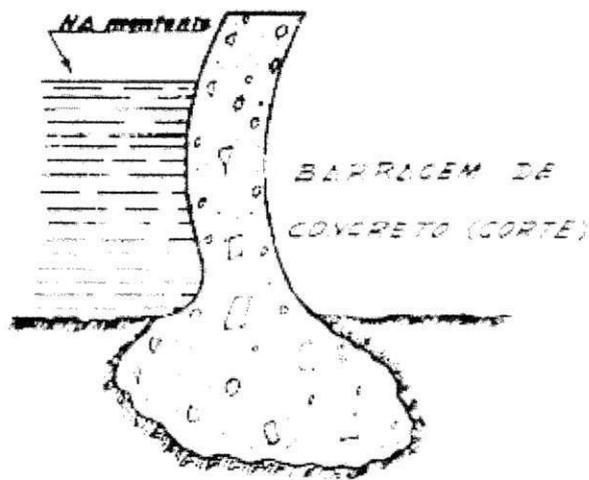


Figura 3 -Barragem em arco

Adução

Nos aproveitamentos, junto às barragens, pode-se dizer que a tomada d'água e a adução se confundem, uma vez que a água sai do reservatório e já penetra nos condutos forçados. Em outros casos, há necessidade de se prever obras de adução que podem ser:

- em canal
- em túnel

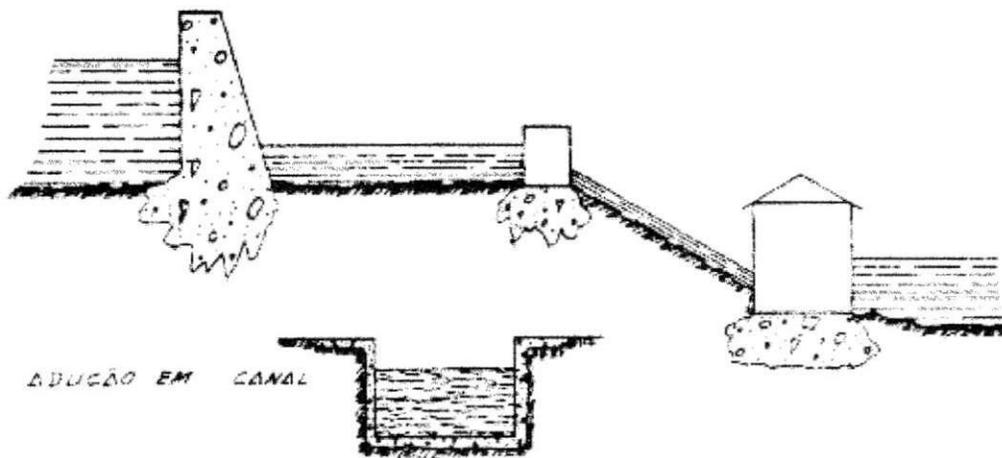


Figura 4 -Adução em canal

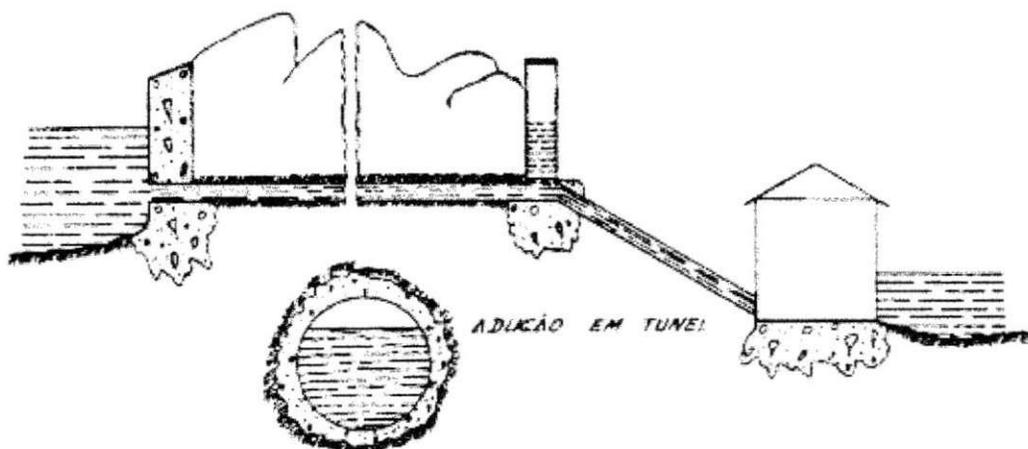


Figura 5 -Adução em túnel

Tubulação forçada

A tubulação forçada tem por finalidade levar a água até o motor hidráulico.

Quanto ao material, podemos ter:

- tubulação de concreto armado
- de aço

Quanto à posição no terreno, podem ser:

- sobre o terreno
- subterrânea

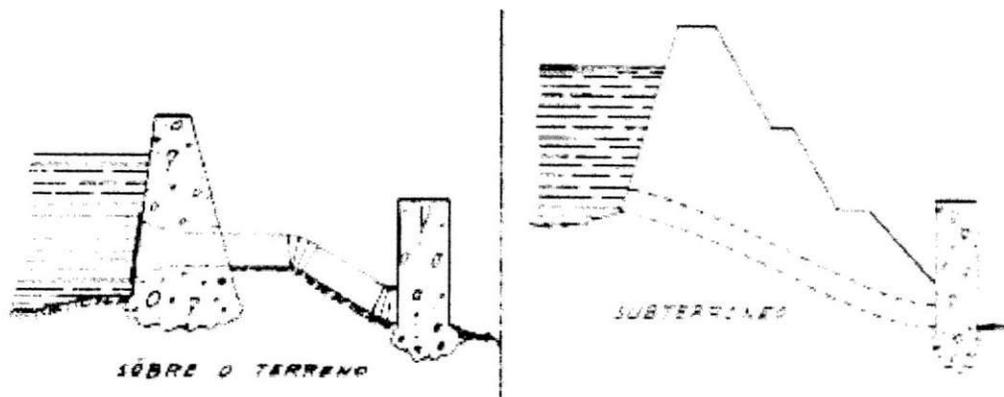


Figura 6-Posições da tubulação forçada

Casa de força

Na casa de força, está localizado todo o equipamento hidráulico e todo o equipamento elétrico, necessário à produção de energia elétrica da central.

Não há uma classificação rigorosa quantos aos tipos de casas de força, uma vez que um conjunto de fatores influi em cada caso.

Entretanto, quanto à disposição dos equipamentos, podemos ter a seguinte classificação:

Casa de força

- ao tempo (semi-abrigada)
- abrigada
- subterrânea

Canal de fuga

O canal de fuga é a parte da instalação que restitui ao rio a água utilizada nas turbinas ou **vazão turbinável**. É a última parte da instalação hidrelétrica e fica situada à jusante da casa de força.

Sistema elétrico

Os sistemas de energia elétrica, de uma forma geral, compreendem três subsistemas: geração, transmissão e distribuição. As fontes de energia para o sistema de geração são provenientes do combustível fóssil (carvão, óleo, gás natural etc), nuclear ou hidráulica. A energia gerada é transferida da fonte para a carga (Usos Finais) através dos sistemas de transmissão e distribuição.

Durante esse percurso, geralmente, a energia percorre grandes distâncias, sofrendo transformações (conversões e perdas) ao longo desse percurso.

Ao sistema de transmissão está associado ao transporte de grandes blocos de energia em grandes distâncias, por meio de linhas de transmissão, suportadas por grandes torres metálicas, das usinas de geração aos centros de consumo.

Nesses centros, estão localizados os sistemas de distribuição, encarregados de rebaixar e distribuir a energia elétrica da transmissão para os usos finais dos consumidores (residenciais, comerciais e industriais).

Composição de um sistema

Um sistema de energia elétrica com todos os seus estágios: Produção, Transmissão, Transformação e Distribuição pode ser representado esquematicamente, conforme a Figura 7

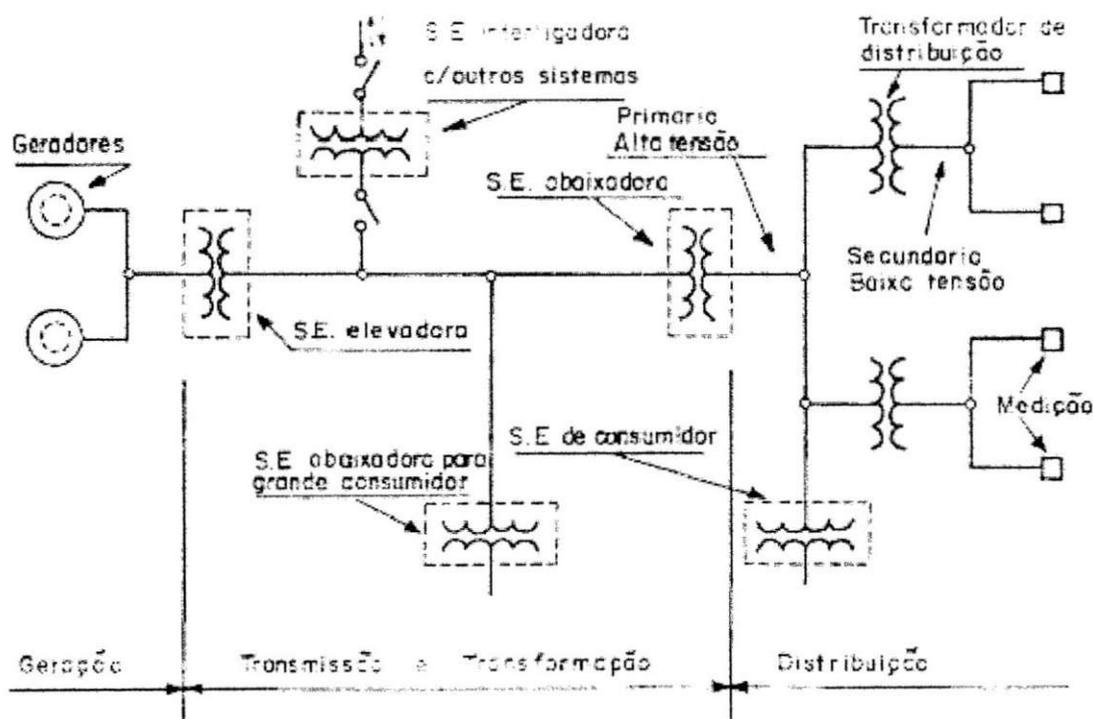


Figura 7-Sistema de energia elétrica

Geração

Nesse estágio encontramos:

- os motores primários, turbinas hidráulicas ou térmicas
- os alternadores, comumente chamados de geradores
- painéis de comando, controle e proteção

Transmissão e transformação

- linhas de transmissão, formando o sistema de transmissão
- subestações:
 - elevadora no lado da geração
 - abaixadora no lado da distribuição
 - interligadora, para possibilitar a interligação com outros sistemas

Distribuição

- rede em média tensão, (tensão primária de distribuição), composta de alimentadores e circuitos distribuidores
- transformadores abaixadores de distribuição
- rede em baixa tensão (tensão secundária de distribuição)
- medidores de energia (medição)
- iluminação pública
- subestação de consumidor
- linhas de distribuição, ligando um ou mais consumidores de distribuição em localidades diferentes

Transmissão de energia elétrica

Introdução

Com o aproveitamento das disponibilidades energéticas, principalmente as hídricas, cada vez mais distantes dos centros de consumo, a transmissão de energia elétrica tem tido fundamental importância nos estudos elétricos.

Por outro lado, a interligação dos sistemas produtores é possibilitada através do estágio da transmissão de energia elétrica.

Conceito

Transporte ou transmissão de energia elétrica é o estágio da função elétrica que consiste no recebimento de energia elétrica na subestação elevadora e sua entrega na subestação abaixadora, para consumo.

A transmissão de energia elétrica está situada entre:

- a) geração e consumo

- b) subestações independentes para atendimento de grandes cargas
- c) sistemas de produção, para efeitos de interligação

Transmissão e transformação

Geralmente, a transmissão está ligada à transformação de componentes da energia elétrica (tensão e corrente). Esta ligação é determinada pelo fato da energia elétrica ser produzida sob média tensão, por motivos vários. Entretanto, os valores da tensão considerados bons para o transporte são, geralmente, altos. Daí, a necessidade dos valores elétricos de tensão e corrente, de uma determinada potência elétrica entregue à subestação do lado emissor, serem transformados para possibilitar o transporte econômico.

Transformação

Muda os valores de tensão e corrente, sem variação de frequência, permitindo a sua elevação ou abaixamento. É possibilitada através do transformador. Como por exemplo, podemos ver:

Um sistema gerador entrega a potência de 40 MVA sob 13,8 kV entre fases, de um sistema trifásico, com fator de potência igual a 85%, no lado primário de um transformador de uma subestação elevadora. O rendimento de transformação é 97%. É fácil verificar que a corrente no primário é 1969A sob 13,8 kV.

Jogar essa corrente numa linha de transmissão, sob a tensão inicial, traria sérios problemas. Aplicando-se a transformação e fixando-se a tensão de transmissão em 138 kV, entre fases, a intensidade de corrente baixa para 191A.

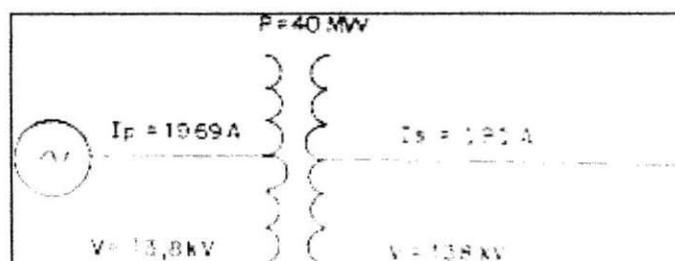


Figura 8- Transformação

Este exemplo serve para demonstrar o largo emprego da transformação no transporte de energia elétrica sob corrente alternada.

Sistemas de transmissão

De acordo com a natureza da corrente, os sistemas de transmissão podem ser:

- a) Sistemas de corrente alternada
- b) Sistemas de corrente contínua

Embora tenha sido a corrente contínua a primeira a ser empregada na transmissão de energia elétrica, é através da corrente alternada que funciona a quase totalidade dos sistemas de transmissão.

Nos circuitos de corrente contínua, por exemplo, as quedas de tensão devida à reatância indutiva não existem. Por outro lado, entretanto, a facilidade de transformação dos valores de tensão e corrente, na corrente alternada, sobrepujam as vantagens da corrente contínua.

Normalmente, a energia elétrica é transmitida sob forma de corrente alternada e convertida, no local, quando necessário, para corrente contínua.

Sistemas de corrente alternada

Os sistemas de corrente alternada podem ser:

- a) monofásicos
- b) polifásicos

Os sistemas monofásicos somente são usados quando as condições da carga permitirem.

Dos sistemas polifásicos, é o **trifásico** o mais usado por apresentar vantagens sobre os outros, tais como:

- a maioria da carga industrial utiliza o sistema trifásico de alimentação
- facilidade de se obter um sistema monofásico, partindo-se dos circuitos trifásicos.

Sistemas de corrente contínua

As usinas hidrelétricas brasileiras, que até agora têm sido projetadas e implantadas a distâncias razoáveis da maioria dos centros de consumo, terão, no futuro, energia transmitida a mais de 2000 quilômetros, particularmente no caso do aproveitamento energético dos grandes potenciais existentes na região amazônica.

A energia gerada pelas usinas hidrelétricas, situadas em localidades distantes, poderá ser transmitida pelo sistema **HVDC, (High Voltage Direct Current: Corrente Contínua de Alta Tensão)**, tanto por razões econômicas, quanto por motivos técnicos.

A interconexão entre a energia provinda de transmissões a longa distância, oriundas de diferentes regiões brasileiras, é também uma aplicação em potencial do sistema HVDC. Um caso típico seria a interconexão entre os sistemas geradores das regiões Nordeste e Sudeste, onde o HVDC poderia ser vantajoso, principalmente pela eliminação dos problemas de estabilidade.

Além das vantagens na adoção do HVDC como forma de transmissão de energia a longa distância, a técnica poderá se prestar a muitas outras finalidades. Como no Brasil a frequência é de 60 Hz, e a maioria dos países periférica utiliza 50 Hz, toda conexão entre o Brasil e os países fronteiriços poderá se processar através de passagem da energia elétrica por conversores de frequência.

Outra possibilidade de aplicação do HVDC é na alimentação energética de grandes cidades, por meio de cabos aéreos de alta tensão. Nas áreas metropolitanas, por razões da própria urbanização, é mais difícil encontrar disponibilidades para a instalação de cabos aéreos, motivo pelo qual a utilização do processo HVDC se faz com grande eficiência. No futuro, isso poderá ser adotado nos principais centros metropolitanos brasileiros.

Limitações do Nível de Tensão para Transmissão a Corrente Contínua

Durante muito tempo, houve competição entre a utilização da corrente contínua e da corrente alternada, como forma de aplicação da energia elétrica. Uma das razões pelas quais nunca se pôde utilizar indiscriminadamente a corrente contínua, foi a existência de sérias limitações referentes à tensão, tornando antieconômico o transporte desse tipo de energia a longas distâncias.

O nível de impedância nas linhas de transmissão de energia elétrica foi ampliado com o passar do tempo. A corrente alternada, por sua vez, apresenta nitidas vantagens no transporte de energia, prestando-se a quaisquer níveis de transmissão.

Foi em meados do século XIX que a utilização de conversores teve sua eficácia demonstrada, em todas as operações de alta tensão. A primeira operação comercial do sistema HVDC foi utilizada quando se empregou um conversor com capacidade de 20 MVA \pm 100 kV, no transporte de energia entre a Suécia e a ilha de Gotland.

A manutenção dos níveis de tensão e a transmissão à distância, problemas tão comuns nos dias de hoje, apresentam dificuldades, tanto para a corrente alternada, quanto para a contínua. A corrente alternada apresenta problemas com as linhas de alta impedância.

A escolha da tensão na linha de transmissão é determinada mais pela necessidade de estabilidade temporária, que por razões de natureza econômica.

Com relação à corrente contínua, as variáveis a se considerar ocorrem em número bem menor. As tensões adotadas para a transmissão por HVDC não indicam, no mundo todo, qualquer inconveniência nos níveis de elevação da tensão.

As Linhas de Transmissão em Corrente Contínua

Do ponto de vista elétrico existem certas propriedades que diferem completamente nos casos de corrente alternada e corrente contínua, e que determinam, conseqüentemente, diferentes concepções para o projeto das linhas de transmissão.

Características de Isolamento

O isolamento das linhas que conduzem corrente contínuas faz-se de forma a suportar uma tensão normal de operação, contando com um disjuntor acionado apenas nos casos de sobretensões.

É necessário, no entanto, a adição de alguns cuidados na colocação dos isoladores, principalmente quanto ao seu espaçamento, ao longo da linha de transmissão de energia. A experiência adquirida em vários anos de trabalho e os testes de laboratório têm demonstrado que o estado físico do isolador adquire maior importância quando usado em corrente alternada.

Características de Corona

Do ponto de vista físico, a natureza do fenômeno difere completamente entre a corrente contínua e a alternada. Os resultados experimentais de testes efetuados com os dois tipos de corrente indicaram que, para níveis de tensão superiores a \pm 1200 kV, o comportamento da corrente contínua foi mais favorável que o da corrente alternada.

Algumas comparações típicas podem ser mencionadas:

1. As perdas de corona são da ordem de duas ou três vezes maiores para a corrente alternada, do que as linhas de corrente contínua, tomando um valor médio de comparação.
2. O nível da rádio-interferência e dos ruídos audíveis apresenta valores mais baixos nas

linhas de transmissão de corrente contínua do que nas de corrente alternada.

Escolha do nível de tensão nas transmissões a longa distância

Não existem limitações básicas na escolha do nível de tensão. A escolha dos níveis de tensão presume uma economia direta no custo, tanto da linha transmissora, quanto do equipamento empregado na subestação conversora. A esse respeito, o fornecimento dos parâmetros é feito, geralmente, em função da tensão ativa com a qual se transmite ao longo da linha de transmissão.

Uma das características na transmissão de corrente contínua é que o próprio solo pode ser usado como condutor, de muita baixa perda. Em princípio, são três as possíveis configurações para a transmissão aérea, pelo emprego do sistema HVDC. São elas:

- a. linha monopolar com apenas um condutor, utilizando o solo como condutor de retorno
- b. linha monopolar com separação em dois ou mais condutores de mesma polaridade e utilizando o solo como condutor de retorno
- c. linha bipolar com dois condutores de diferentes polaridades, com ou sem o solo como elemento de retorno. A corrente, então, nos dois condutores é igual e, neste caso, o solo não conduz energia. Se no entanto um dos condutores falhar o solo será usado como condutor

A maioria das linhas de transmissão em operação no mundo é do tipo bipolar.

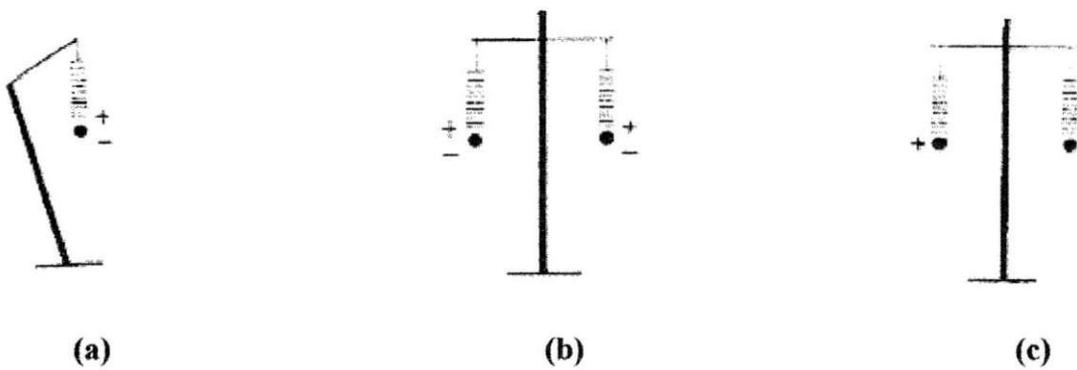


Figura 9–Linhas de transmissão aéreas

A tabela abaixo resume o nível de tensão para uma transmissão bipolar pelo sistema HVDC, a ser esperado nas futuras demandas.

Nível de Tensão (kV)	Capacidade (MW)
±400	500-1000
±500	1000-2500
±600	2000-4000
±700	4000-6000
±800	6000-9000

O sistema de transmissão em corrente contínua de Itaipu

A inauguração da usina hidroelétrica de Itaipu e do sistema de transmissão em corrente contínua foi um marco histórico para a engenharia elétrica no Brasil e a celebração do sucesso de um empreendimento numa nova tecnologia. Com a decisão, em 1976, de que os nove geradores instalados no lado paraguaio da usina deveriam gerar energia em 50 Hz, ficou óbvio que seria necessário um sistema de transmissão em corrente contínua de alta tensão (CCAT). A construção e a operação do sistema de transmissão de Itaipu, foi alocada a Furnas Centrais Elétricas S.A. Em 1979, o contrato de fornecimento das estações conversoras do CCAT foi ganho pelo consórcio Asea-Promon.

O contrato englobou o fornecimento de duas estações conversoras em corrente contínua de alta tensão completas, e seus respectivos pátios de manobra de corrente alternada. A estação conversora localizada em Foz do Iguaçu, próxima à usina hidroelétrica que, em sua fase final receberá, em corrente alternada, e converterá essa energia em corrente contínua e a transmitirá à estação conversora de São Roque, onde o processo inverso ocorrerá, convertendo-a novamente em corrente alternada em 60 Hz, que será injetada na rede de transmissão do Sudeste brasileiro.

Válvulas a Tiristores

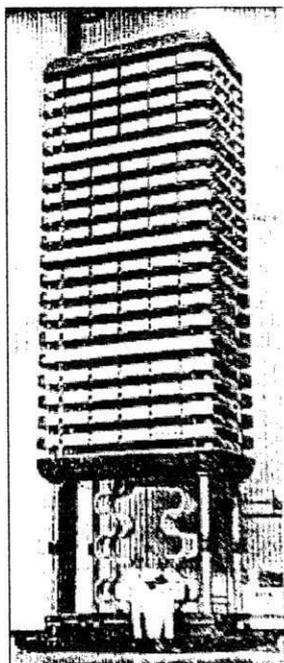


Figura 10- Válvulas a tiristores

No coração das estações conversoras encontram-se as válvulas a tiristores, as maiores de seu tipo em todo o mundo. Utilizando tiristores refrigerados a água, ligados em série, cada qual sendo capaz de suportar até 3000 A, as válvulas são ligadas em pontes trifásicas para se formar um total de quatro conversores separados em cada

bipolo. Cada uma das válvulas a tiristores fica alojada dentro de recintos enormes, extremamente limpos, eletricamente blindados e próprios às válvulas.

A ligação destas para os pátios de manobra de corrente alternada e corrente contínua é executada através de buchas especiais tipo parede. No lado de corrente alternada, as válvulas são ligadas a transformadores conversores, especialmente projetados para suportar a combinação de esforços de corrente alternada e contínua a que estão sujeitos.

Devido a considerações de tamanho e peso, os transformadores para cada conversor são fabricados como três unidades monofásicas, cada qual com dois enrolamentos secundários, os quais são ligados às válvulas em configurações estrela e triângulo, como requerido pelo processo de conversão de 12 pulsos. Portanto, um total de 24 transformadores é empregado para cada uma das duas estações conversoras. Por sua vez, os transformadores conversores são ligados aos pátios de manobras de corrente alternada, 500 kV em Foz do Iguaçu e 345 kV em São Roque, que apresentam configuração de disjuntor e meio, e utilizam disjuntores a ar comprimido. Os pátios de manobras, derivação de corrente alternada, totalizando 1 538 Mvar em Foz do Iguaçu e 3070 Mvar em São Roque, por também propiciarem ligações aos bancos de filtros de onde escoam os componentes harmônicos da corrente que passa pelos conversores e, também, fornecem parte da grande demanda de energia reativa dos conversores, os quais, devido à sua natureza de operação, funcionam a um fator de potência extremamente baixo.

Na estação de São Roque existem, adicionalmente, quatro compensadores síncronos refrigerados a hidrogênio, cada um com capacidade nominal de 300 MVA, cuja função consiste em fornecer energia reativa adicional e, ao mesmo tempo, ajudar a fortalecer as redes receptoras de corrente alternada, relativamente fracas. Esses compensadores auxiliam, portanto, a operação estável dos conversores que funcionam como inversores.

No lado de corrente contínua dos conversores, o equipamento é praticamente idêntico em cada estação. Estão instaladas chaves especiais para tornar possível a retirada de operação de qualquer conversor, caso necessário, sem afetar o funcionamento dos demais. Também estão instalados grandes reatores refrigerados a óleo, para que seja assegurada uma corrente contínua uniforme, e filtros de derivação com finalidade de minimizar as corrente harmônicas que penetram na linha de corrente contínua, evitando assim, o risco de interferência nas redes telefônicas. Outra característica especial desse sistema consiste em permitir, caso necessário, o funcionamento em paralelo, parcial ou total, de um bipolo na linha de corrente contínua que pertence ao outro bipolo. Isso irá permitir uma disponibilidade máxima de transmissão que será mantida mesmo durante a interrupção de uma linha de transmissão.

Distribuição de energia elétrica

Introdução

A distribuição de energia elétrica é o último estágio da função elétrica. Fica localizada junto ao consumo.

Fisicamente, é constituído pelo conjunto de redes, linhas e todo o equipamento necessário à entrega da energia elétrica, nos pontos de consumo.

Natureza do Estágio em Distribuição

A distribuição é essencialmente um estágio de entrega de energia podendo então apenas constituir-se numa só atividade, daí resultando a existência de muitas empresas que apenas distribuem energia elétrica.

Eletricamente, entretanto, não há geração de energia elétrica sem os estágios antecedentes e instantâneos de geração e transportem, decorrendo daí as empresas distribuidoras apenas recebem a energia elétrica no estágio do transporte, transformam-na em suas subestações e a entregam através de sua rede distribuidora.

Redes de distribuição

Pode-se dizer que a rede de distribuição de energia elétrica representa uma das condições de qualidade do produto a ser entregue. Senão, vejamos:

Uma rede de distribuição deve levar energia elétrica aos pontos de entrega com a perda permitida dentro das limitações técnicas.

Deve, por isso, ser dimensionada para os momentos de sobrecarga previstos, inclusive para as estações do ano, onde a carga noturna (residencial e iluminação pública) se adiciona à carga diurna (comercial e industrial), principalmente ao anoitecer.

Por outro lado, a continuidade de fornecimento é assegurada através da grande segurança das instalações.

Neste ponto, é interessante salientar o excessivo cuidado para a operação das redes aéreas em centros urbanos. Os postes, por exemplo, devem ser estudados com relação à altura mínima dos condutores ao solo e o afastamento que eles devem ter das frentes das edificações, principalmente sacadas, janelas, etc.

Um estudo particular deve ser feito com relação aos esforços mecânicos exercidos pelos condutores no topo das estruturas, notadamente quando for em ângulos (esquinas e derivações de ramais).

Isto representa uma das razões pelas quais os postes não devem ser afastados um dos outros mais do que 40 metros em média. Vão maiores representariam maior quantidade de condutor por vão, derivações de entrega, (ramais de serviço), mais longos, principalmente quando atravessarem as vias públicas, resultando daí maior esforço no topo dos postes, além de prejudicar o efeito da iluminação pública.

Nas redes de distribuição, a iluminação pública representa também um elemento notável para estudo, de vez que se torna, atualmente, um serviço indispensável em qualquer comunidade.

Características de uma Rede de Distribuição

A carga elétrica dos consumidores tem certas particularidades; uma delas em função da demanda de cada ponto de entrega. Em função da demanda, a tensão de fornecimento cresce também.

As cargas de pequena demanda são alimentadas por baixas tensões. Entretanto, a soma dessas pequenas cargas constitui parcelas que necessitam ser alimentadas por tensões maiores.

Em função disso, as redes de distribuição geralmente possuem dois níveis de tensão:

- Tensão primária de distribuição, que alimenta os consumidores de maior demanda e os transformadores de distribuição
- Tensão secundária de distribuição, que alimenta os consumidores ligados nos circuitos de baixa tensão

Normalmente as redes de distribuição caracterizam-se pelo seguinte:

a) Quanto à tensão

- Tensão primária (2,2 a 13,8 kV, entre condutores fase)
- Tensão secundária (220 a 380 V, entre condutores fase)

b) Quanto ao número de fases:

- Monofásicas
- Trifásicas

c) Quanto à montagem:

- Aéreas (montada sobre postes de distribuição)
- Subterrâneas (montada em eletrodutos especiais, inclusive com os transformadores colocados em câmaras especiais, localizadas abaixo do nível das vias públicas)

Consumidores de energia elétrica

Conceitos e Considerações

Introdução

A carga do consumidor é fator importante para o sistema elétrico. Dela decorrem os dimensionamentos para todos os estágios da função elétrica com a finalidade de dar condições técnicas e seguras para o funcionamento do sistema.

Consumidores

São consumidores, aqueles que utilizam a energia elétrica para fins vários de aplicação que podem ser:

- Iluminação
- Aquecimento
- Força matriz

Classificação de consumidores

Os consumidores de energia elétrica são classificados dentro das seguintes categorias:

- Residencial

- Industrial
- Comercial
- Rural
- Iluminação pública
- Poderes públicos
- Estradas de ferro-metrô
- Transportes coletivos
- Outras empresas de eletricidade
- Cooperativas rurais

A EMPRESA- ITAIPU BINACIONAL

Histórico

A Usina de Itaipu é resultado de intensas negociações entre os dois países, que ganharam impulso na década de 60. Em 22 de junho de 1966, os ministros das Relações Exteriores do Brasil, Juracy Magalhães, e do Paraguai, Sapena Pastor, assinaram a "Ata do Iguaçu", uma declaração conjunta que manifestava a disposição para estudar o aproveitamento dos recursos hidráulicos pertencentes em condomínio aos dois países, no trecho do Rio Paraná "desde e inclusive o Salto de Sete Quedas até a foz do Rio Iguaçu". Em fevereiro do ano seguinte, foi criada a Comissão Mista Brasil - Paraguai para a implementação da "Ata do Iguaçu", na parte relativa ao estudo sobre o aproveitamento do Rio Paraná.

Em 1970, o consórcio formado pelas empresas IECO (dos Estados Unidos da América) e ELC (da Itália) venceu a concorrência internacional para a realização dos estudos de viabilidade e para a elaboração do projeto da obra. O início do trabalho se deu em fevereiro de 1971. Em 26 de abril de 1973, Brasil e Paraguai assinaram o Tratado de Itaipu, instrumento legal para o aproveitamento hidrelétrico do Rio Paraná pelos dois países. Em maio de 1974, foi criada a entidade binacional Itaipu, para gerenciar a construção da usina. O início efetivo das obras ocorreu em janeiro do ano seguinte.

O dia 14 de outubro de 1978 foi um grande marco na construção de Itaipu. Nesse dia, foi aberto o canal de desvio do Rio Paraná, que permitiu secar um trecho do leito original do rio para ali ser construída a barragem principal, em concreto.

Outro marco importante, na área diplomática, foi a assinatura do Acordo Tripartite entre Brasil, Paraguai e Argentina, em 19 de outubro de 1979, para aproveitamento dos recursos hidráulicos no trecho do Rio Paraná desde as Sete Quedas até a foz do Rio da Prata. Este acordo estabeleceu os níveis do rio e as variações permitidas para os diferentes empreendimentos hidrelétricos na bacia comum aos três países.

Em 13 de outubro de 1982, com a conclusão das obras da barragem de Itaipu, as comportas do canal de desvio foram fechadas e começou a ser formado o reservatório da usina. O Lago de Itaipu, com área de 1.350 km², foi formado em apenas 14 dias. Nesse período, as águas subiram 100 metros e chegaram às comportas do vertedouro às 10 horas do dia 27 de outubro.

Durante a formação do reservatório, equipes do setor ambiental de Itaipu percorreram em barcos e lanchas toda a área que seria alagada, salvando centenas de espécies de animais da região, em uma operação conhecida como Mymba Kuera (que em tupi-guarani quer dizer "pega-bicho").

Em 5 maio de 1984, entrou em operação a primeira unidade geradora de Itaipu. As 18 unidades geradoras foram sendo instaladas ao ritmo de duas a três por ano. A 18ª entrou em operação em 9 de abril de 1991.

Mas o projeto original de Itaipu foi concebido prevendo a instalação de 20 unidades geradoras. As duas adicionais seriam instaladas quando o aumento de produção da usina fosse conveniente e necessário para atender os interesses do Brasil e do Paraguai. Por isso, em 13 de novembro de 2000, os presidentes do Brasil, Fernando Henrique Cardoso, e do Paraguai, Luis Gonzáles Macchi, participaram em Itaipu da assinatura do contrato para instalação das duas novas unidades.

A fabricação e instalação das unidades está a cargo do Consórcio Ceitaipu, que venceu uma licitação internacional. O contrato prevê a conclusão do comissionamento da unidade em 50 Hz para fevereiro de 2004 e a de 60 Hz para maio de 2004. A capacidade instalada de Itaipu passará, então, dos atuais 12.600 para 14.000 MW.

Os dois novos conjuntos turbina-gerador serão instalados em aberturas existentes na barragem e na casa de força, já previstas pelo projeto original, o que permite minimizar custos e prazos.

O projeto de ampliação inclui a compra e instalação dos dois bancos de transformadores elevadores 18/500 kV e a ampliação da subestação isolada a gás SF₆, em 500 kV. Esses equipamentos também se encontram instalados no interior da casa de força.

O custo total de implantação será da ordem de US\$ 200 milhões, resultando em um custo unitário de US\$ 143 /kW instalado.

O maior benefício para o sistema elétrico será o ganho auferido pelo aumento da capacidade de atendimento, à custo reduzido, da demanda de pico do sistema.

Além desse benefício, as duas unidades adicionais, dependendo das condições hidrológicas e da demanda do sistema, possibilitarão um aumento da ordem de 3.500 GWh na capacidade anual média de produção de energia da usina.

Organização da Empresa

Devido ao seu tamanho a ITAIPU BINACIONAL possui uma estrutura organizacional extensa. Os organogramas mais relevantes à compreensão do relatório encontram-se na seção de anexos. São estes: o organograma geral da empresa, do Departamento de Engenharia de Manutenção e o do Departamento de Manutenção.

Pela natureza binacional do empreendimento, pode-se observar, que há representantes tanto brasileiros como paraguaios na diretoria executiva e Assessoria de Planejamento e Coordenação. Porém a divisão dos cargos entre brasileiros e paraguaios não ocorre apenas no alto escalão, mas se reflete em toda a estrutura hierárquica; o que pôde ser observado durante o decorrer do estágio. Procura-se adotar a filosofia de que para cada brasileiro empregado na Itaipu Binacional, haja um paraguaio exercendo cargo equivalente.

Dados Técnicos

Equipamentos

Casa de Força e Barragem Principal

Localização dos Equipamentos e Principais Cotas

Casa de Força (18 unidades inclusive áreas de montagem) - m

Comprimento	968
Largura	99
Altura	112
Nível de cobertura	148
Nível do piso dos geradores	108
Espaçamento entre unidades	34

01-Cota 40	Fundação da barragem
02-Cota 92,4	Acesso ao poço da turbina
03-Cota 98,5	Serviço auxiliar da unidade /Sistema de água pura
04-Cota 98,5	Sistema de excitação, acesso ao "housing" do gerador e regulador de velocidade
05-Cota 108	Transformadores elevadores
06-Cota 108	Piso dos geradores e salas de controle local
07-Cota 122	Sistema de ventilação
08-Cota 127,6	Galeria de cabos
09-Cota 128,2	GIS SF ₆
10-Cota 133,2	Painéis principais do serviço auxiliar AC e sala dos geradores diesel
11-Cota 144	Serviço auxiliar da barragem
12-Cota 214	Central hidráulica das comportas

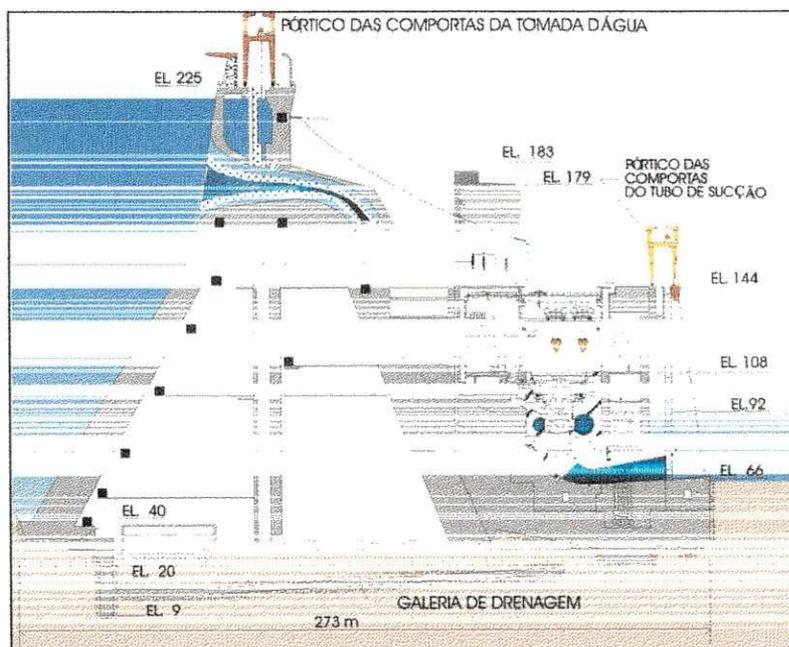


Figura 11 -Localização dos equipamentos e principais cotas

Tomada D'Água

Caminho de rolamento (m)

Distância entre eixos	10,00
Comprimento total	857,6
Cota do topo dos trilhos(m)	225

Condutos Forçados

Quantidade	18
Peso de cada conduto (t)	883
Diâmetro interno (m)	10,5
Comprimento desenvolvido (m)	142,2
Descarga nominal (m ³ / s)	690

Grades para Tomada D'Água

Quantidade	18
Painéis de grade por tomada: 24(m)	4,7 x 5,5

Guindastes Limpa-Grades

Quantidade	2
Capacidade do gancho (kN)	200
Curso vertical do rastelo (m)	61,5
Capacidade do rastelo (m ³ / kN)	2/2,5

Comportas de Serviço (tipo vagão)

Quantidade	18
Vão livre (m)	8,2
Altura livre total (m)	19,3
Cota da soleira (m)	177,6
Vazão máxima pela comporta (m ³ /s)	750

Stop-logs

Cota da soleira (m)	177,2
Vão livre (m)	7,5
Altura livre (m)	17,5
Quantidade	7

Pórticos

Quantidade	2
Capacidade (kN)	1.100/400
Veloc. máx. levant. do gancho 50/60 Hz (m/min.)	4,6/5,5
Veloc. mín. levant. gancho 50/60 Hz (m/min.)	1,7/2,0
Veloc. nominal de translação 50/60 Hz (m/min.)	25/30

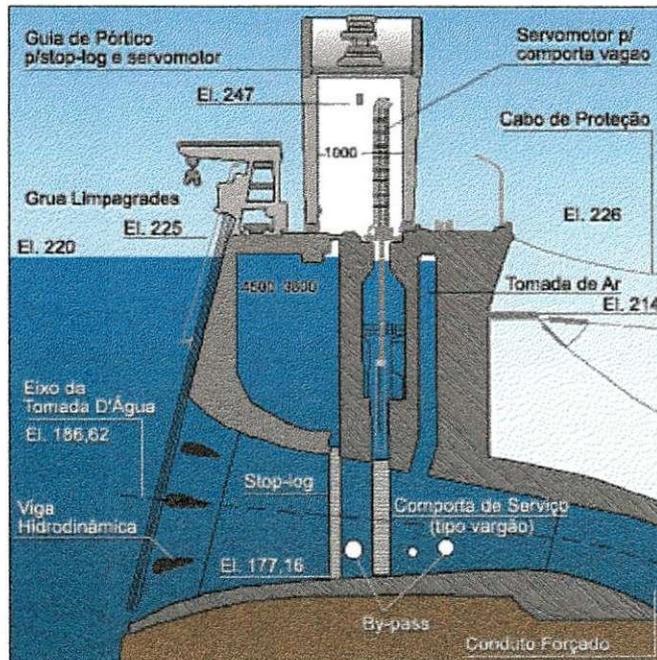
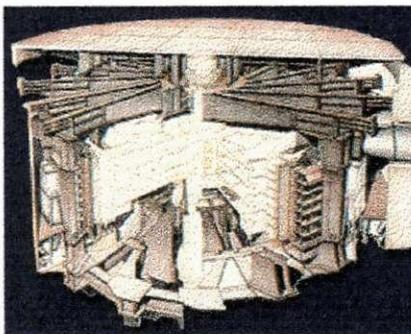


Figura 12- Tomada d'água

Unidade Geradora

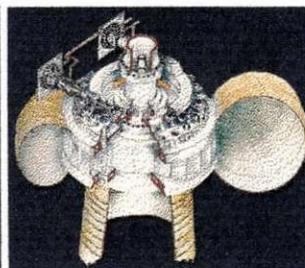
Gerador

Quantidade	18
Frequência	60 Hz (9 un.) 50 Hz (9 un.)
Potência nominal- 50 / 60 Hz (MVA)	823,6 / 737,0
Tensão nominal (kV)	18
Nº de pólos - 50 / 60 Hz	66 / 78
Momento de inércia - GD2 (t.m ²)	320.000
Fator de potência - 50 / 60 Hz	0,85 / 0,95
Peça mais pesada - rotor (t)	1.760
Peso de cada unidade - 50 / 60 Hz (t)	3.343 / 3.242
Razão X"q/X"d	1.10/1.17



Turbina

Quantidade	18
Tipo	Francis
Potência nominal unitária (MW)	715
Velocidade de projeto - 50 / 60 Hz (rpm)	90,9 / 92,3
Queda líquida de projeto (m)	118,4
Vazão nominal unitária (m ³ /s)	645
Peça indivisível mais pesada - rotor (t)	296
Peso de cada unidade (t)	3.360



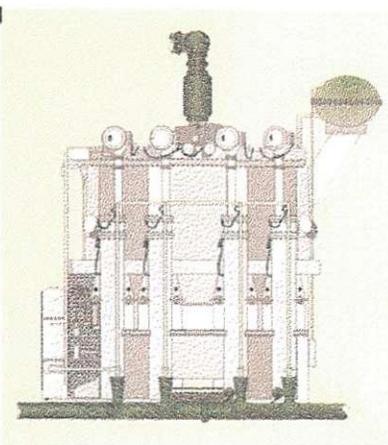
Unidade geradora

Na seção de anexos, encontra-se uma vista explodida da unidade geradora.

Outros equipamentos

Transformadores Elevadores

Banco de Transformadores monofásicos	50 Hz 9 + 2 Unidades Reservas 60 Hz 9 + 2 Unidades Reservas
Potencial Nominal de cada Banco	50 / 60 Hz (MVA) 825/768
Nível de Impulso (Fase/Neutro)	Tensão Superior (kV) 1.550/110 Tensão Inferior (kV) 125
Tipo de Ligação	Δ -Y aterrado
Peso de cada Transformador (kg)	217×10^3 (50 Hz) 189×10^3 (60 Hz)
Resfriamento	óleo e água forçados



Subestação Isolada a Gás SF₆

Tensão Nominal Máxima (kV)	550
Corrente Nominal (A)	4.000
Corrente de Interrupção Nominal (kA)	63
Quantidade de Disjuntores	52
Comprimento de Barramentos Blindados e Isolados a Gás SF ₆ (m)	7.500
Pressão de SF ₆ nos Disjuntores (kPa)	620
Quantidade de Chaves Seccionadoras	124
Quantidade de Transformadores de Corrente	396
Quantidade de Transformadores de Potencial	24
Quantidade de Pára - raios	126
Massa de Gás SF ₆ (kg)	108×10^3

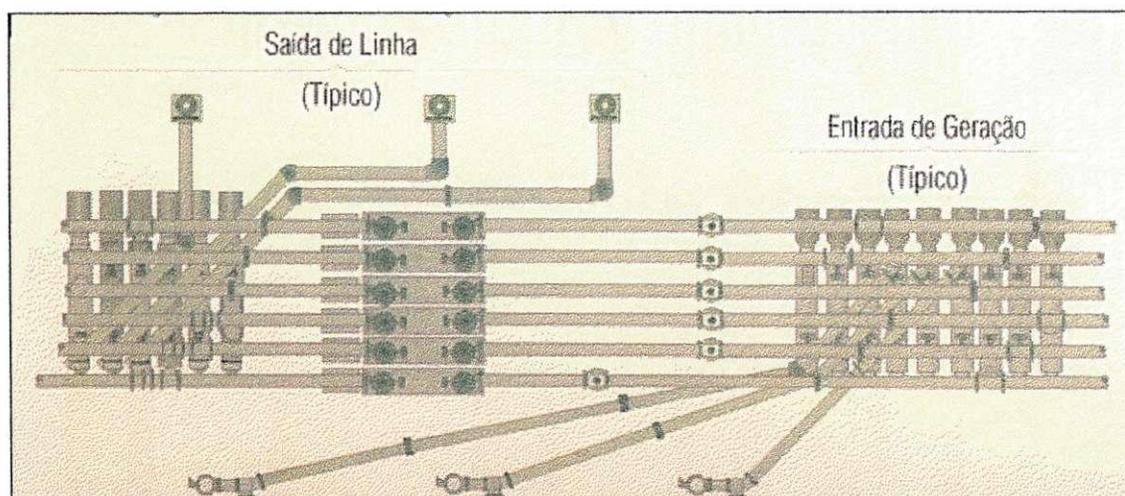


Figura 13-Subestação isolada a gás

Integração energética

Na seção de anexos encontra-se um esquema de integração energética da Usina de Itaipu com outras usinas.

Sistemas de Transmissão- Associado à Usina de Itaipu

Setor de 50 Hz	Setor de 60 Hz
Itaipu - SE Margem Direita (500 kV) 2 circuitos, cada um com cerca de 2 km de extensão SE Margem Direita - Foz do Iguaçu (500 kV) 2 circuitos, cada um com cerca de 9 km de extensão Itaipu - SE Foz do Iguaçu (500 kV) 2 circuitos, cada um com cerca de 11 km de extensão	Itaipu - SE Foz do Iguaçu (500 kV) 4 circuitos, cada um com cerca de 8 km de extensão

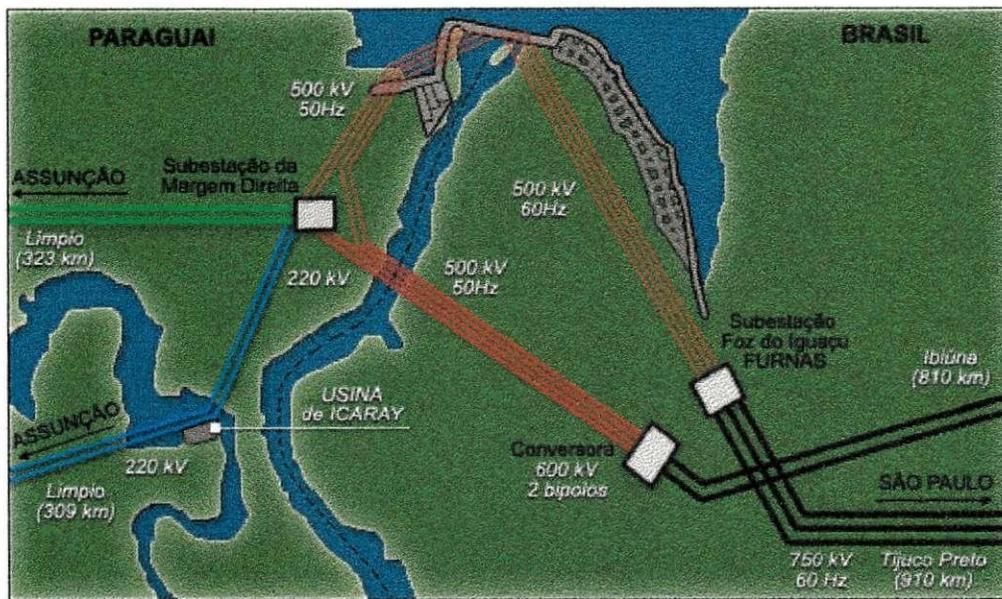


Figura 14-Sistema de transmissão

Sistema de Integração ao Sistema Elétrico Brasileiro

Na seção de anexos está disponível um diagrama esquemático do sistema de integração ao Sistema Elétrico Brasileiro mostrando as linhas de transmissão existentes, assim também como as futuras.

Sistema de Integração ao Sistema Elétrico Paraguaio

Na seção de anexos está disponível um diagrama esquemático do sistema de integração ao Sistema Elétrico Paraguaio mostrando as linhas de transmissão existentes, assim também como as futuras.

Sistema de transmissão de Itaipu

Introdução

O sistema de transmissão de Itaipu foi desenvolvido para levar a energia produzida pela Hidroelétrica de Itaipu no Rio Paraná para os centros consumidores no sul e sudeste do Brasil.

Devido à competência e experiência de FURNAS adquiridos durante seus 39 anos de operação- sendo pioneira na instalação de linhas de transmissão de 345kV e 500 kV no Brasil- deparou-se com um novo desafio. A companhia foi encarregada da instalação e depois operação do sistema de alta tensão de Itaipu (*Extra-High Voltage*).

Uma vez determinada que aproximadamente 85% da potência elétrica a ser entregue ao Brasil seria canalizada pela região sudeste, um **sistema de troncos** foi implementado de modo a levar a eletricidade em tensões muito elevadas da vizinhança da planta para a região de São Paulo; daí seria distribuída através de vários **sistemas receptores**.

A mesma lei estabeleceu que FURNAS entregaria a diferença (15%) para a ELETROSUL. O *link DC* transmite a maior potência total e tem o maior nível de tensão atualmente em operação, enquanto o nível de 750 kV do *link AC* é um dos mais altos do mundo.

A energia elétrica levada pelo *link DC* é entregue à Subestação Ibiúna enquanto que o levado pelo *link AC* é entregue à Subestação de Tijuco Preto.

O intercâmbio de energia dentro da região sudeste é efetuado através de corrente alternada a partir da Subestação de Ivaiporã onde uma Subestação da ELETROSUL recebe a energia que foi separada para os estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul em 500 kV.

O Sistema de Transmissão em Corrente Contínua consiste de:

- Subestação conversora (retificadora) de Foz do Iguaçu;
- Subestação conversora (inversora) de Ibiúna;
- Duas linhas de eletrodos em cada subestação
- Duas linhas de transmissão $\pm 600\text{kV}$ conectando as Subestações de Foz do Iguaçu e Ibiúna;

O Sistema de Transmissão em Corrente Alternada consiste de:

- Subestação elevadora de Foz do Iguaçu;
- Subestação abaixadora de Ivaiporã;
- Subestação chaveadora de Itaberá;
- Subestação abaixadora de Tijuco Preto;
- Três linhas de transmissão de 750 kV de circuito único interconectando as quatro subestações

As Subestações de 345 kV de Ibiúna e Tijuco Preto são interconectadas por uma linha de transmissão de circuito duplo que fornece uma troca entre os sistemas de corrente alternada e contínua.

A definição dos parâmetros inerente ao equipamento foi definida através de estudos de planejamento e análise de sistemas de transmissão, considerando que, de acordo com o tratado que regula a operação da planta de Itaipu, cada país proprietário tem o direito a partes iguais da eletricidade produzida. Apesar desta divisão oficial, os estudos em questão eram baseados em duas considerações principais:

- A necessidade de potência elétrica do Paraguai no futuro próximo não alcançaria uma parte significativa dos 12 600 MW instalados em Itaipu;
- De acordo com o tratado mencionado acima, cada país tem prioridade na aquisição da cota excedente de energia do outro.

Devido a essas considerações, os estudos para o **sistema** sempre eram baseados na suposição que praticamente toda a potência elétrica gerada na planta seria consumida no Brasil. Os estudos levaram vários anos e foram divididos em dois estágios distintos:

- No início, havia a possibilidade que o Paraguai mudaria a frequência da sua rede de 50 Hz para 60 Hz usado no Brasil; isto teria permitido a instalação de unidades geradoras com única frequência em Itaipu e em o sistema de transmissão de energia no Brasil através do **sistema de troncos** ser exclusivamente para corrente AC;
- Posteriormente, em 1977, a possibilidade de uma alteração na frequência do Paraguai foi descartada. Após a análise e eliminação de diversas premissas, decidiu-se instalar diferentes unidades (metade em 50 Hz e metade em 60 Hz) em Itaipu e adotar uma solução híbrida para o **sistema de troncos**, usando circuitos AC e DC.

Os estudos para o **sistema** foram divididos em três estágios principais:

- Um **sistema de troncos** AC;
- Um **sistema de troncos** híbrido AC/DC;
- Estudos específicos para o **link DC**.

Durante estes estágios um estudo de viabilidade das opções também foi feito, resultando na seleção de uma alternativa que depois foi otimizada.

Os principais itens estudados foram: fluxo de carga, estabilidade, rejeição de carga, ressonância subsíncrona e confiabilidade.

Entre os estudos específicos sobre as linhas e subestações, os seguintes merecem destaque: interferência de rádios, ruído audível, campo elétrico, barreiras contra surtos (surges) atmosféricos, coordenação de isolamento, interação de condutores, layout físico das subestações etc.

Estudos adicionais foram feitos sobre estações conversoras, tais como: filtros de corrente alternada e contínua, controle máster e de estação, paralelismo bipolar..

Para estes estudos, FURNAS usou vários programas digitais, assim também como simuladores analógicos: TNA (*Transient Network Analyzer*) e Simulador de Sistema Elétrico em Tempo Real (simulador DC).

Descrição geral do Sistema de troncos

O **sistema de troncos** de aproximadamente 800 km de extensão começa na Subestação de Foz do Iguaçu e termina na região de São Paulo, como mostrado na Figura

15. A Subestação de Foz do Iguaçu está localizada a uma distância de cerca de 10 km da Usina de Itaipu e serve como um ponto convergente para 8 linhas de transmissão de 500 kV, quatro dos quais conectados com as 9 unidades geradoras que operam a 50 Hz. Estas levam à primeira subestação do ANDE no território paraguaio; lá, dois são separados para permitir um abaixamento para os 230 kV usados no sistema Paraguaio.

O sistema de troncos consiste essencialmente de:

- Um link AC operando em 750 kV, 60 Hz;
- Um link DC operando em ± 600 kV;
- Facilidades comuns a ambos *links*
 - Uma rede de telecomunicações
 - Uma linha de transmissão de circuito duplo de 345 kV, Ibiúna-Tijuco Preto

Para facilitar a identificação, as figuras contêm os seguintes números para definir as linhas AC e DC do sistema (Figura 15):

- 1,2 & 3- as 3 linhas do link AC de 750 kV;
- 4 & 5 – os 2 bipolos do link DC de ± 600 kV;
- 6 & 7 – cada um dos 2 circuitos das linhas de Ibiúna-Tijuco Preto de 345 kV (circuito duplo)

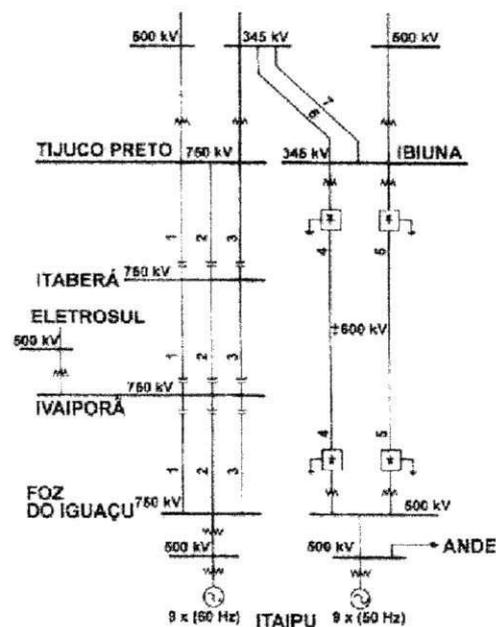
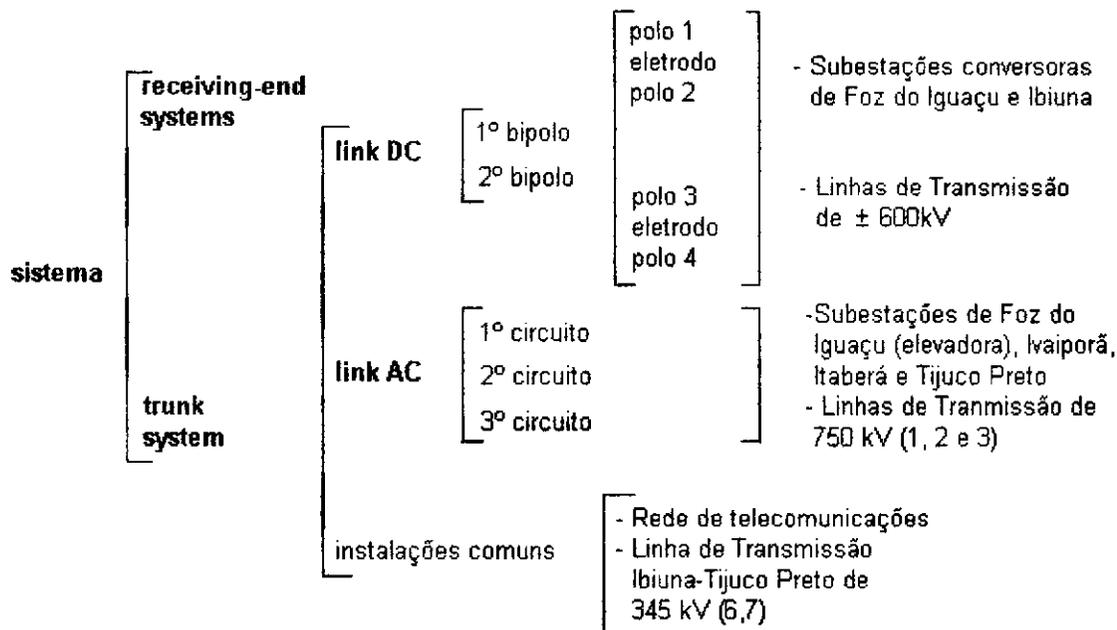


Figura 15- Diagrama simplificado do *sistema de troncos*

O diagrama a seguir permite a correta identificação dos vários elementos do sistema com a terminologia usada.



Subestação de Foz do Iguaçu

A subestação de Foz do Iguaçu, ponto inicial do **sistema de troncos**, tem algumas facilidades em comum para ambos os **troncos**.

Há, de fato, duas subestações eletricamente independentes, lado-a-lado (foto 1):

- uma subestação elevadora convertendo 500 kV a 750 kV, 60 Hz, com capacidade de 6300 MW, o ponto inicial para o link AC;
- uma subestação conversora transformando, retificando 500 kV, 50 Hz para ± 600 kV, DC, com uma capacidade de 6300 MW, o ponto inicial do link DC

A principal facilidade comum para as duas partes da subestação é a sala de controle localizada na área da subestação conversora, mas projetada para servir a todo o projeto. Outras são workshops, centro de informação e recepção, entre outros.

Os sistemas elétricos auxiliares são independentes

A área total da subestação mede 2329600 m².

O link AC consiste de três linhas de transmissão de circuito único, começando na Subestação Elevadora de Foz do Iguaçu e terminando na Subestação Tijuco Preto na região de São Paulo. (Figura 16)

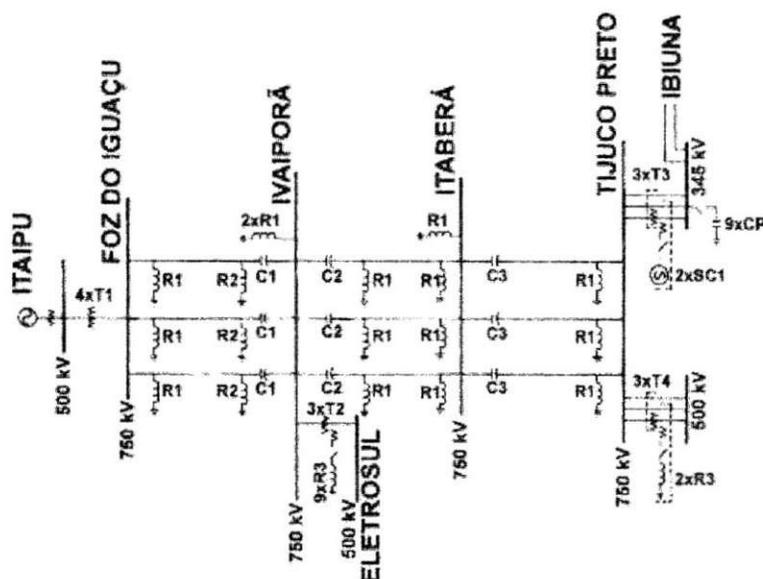
Entre os dois extremos há duas subestações intermediárias:

- Ivaiporã onde um abaixamento para 500 KV acontece, permitindo conexão com o sistema ELETROSUL;
- Itaberá, uma subestação chaveadora

As linhas de transmissão entre as subestações mencionadas medem:

- Foz do Iguaçu-Ivaiporã 331 km
- Ivaiporã-Itaberá 266 km

- Itaberá-Tijuco Preto 313 km



T	- Autotransformer	R	- Shunt-Reactor	C	- Series-Capacitor	CP	- Shunt-Capacitor
T1	- 525/765 kV - 1,650 MVA	R1	- 330 MVar (765 kV)	C1	- 1,017 MVar (40%)	CP	- 200 MVar (345 kV)
T2;T4	- 765/512/69 kV - 1,650 MVA	R2	- 150 MVar (765 kV)	C2	- 1,053 MVar (50%)	SC	- Synchronous Compensator
T3	- 765/345/20 kV - 1,500 MVA	R3	- 180 MVar (69 kV)	C3	- 1,262 MVar (50%)	SC1	- 300 MVar

Figura 16- Link AC –Diagrama Unifilar- Estágio Final

Subestações

A seguir há informação sobre as quatro subestações, suplementadas pelas figuras correspondentes e Tabela 1 (nos anexos), mostrando suas principais características elétricas. A quantidade de equipamento indicado corresponde ao total instalado durante a implementação do **sistema de troncos** final, de acordo, como os achados dos estudos do sistema, e é mostrado nas Figuras 16 e 22. Tabelas 2 a 4 (nos anexos) mostram as características dos principais equipamentos do **sistema** i.e.: Autotransformadores e Reatores, Compensadores Síncronos, Capacitores Séries e Shunt.

Subestação Elevadora de Foz do Iguaçu

A subestação recebe quatro linhas de 500 kV da Usina de Itaipu e envia três linhas de 750 kV para Ivaiporã. Seus pátios de manobra medem 232 600 m² e contém os seguintes equipamentos:

- Quatro bancos de autotransformadores de 1650 MVA (3 x 550 MVA) 525/765 kV, mais uma unidade de reserva;
- Três bancos de reatores shunt 330 Mvar (3 x 110 Mvar), mais uma unidade de reserva.

A foto 1 ilustra as subestações elevadoras e conversoras, e Figura 17 mostra o diagrama unifilar da subestação elevadora.

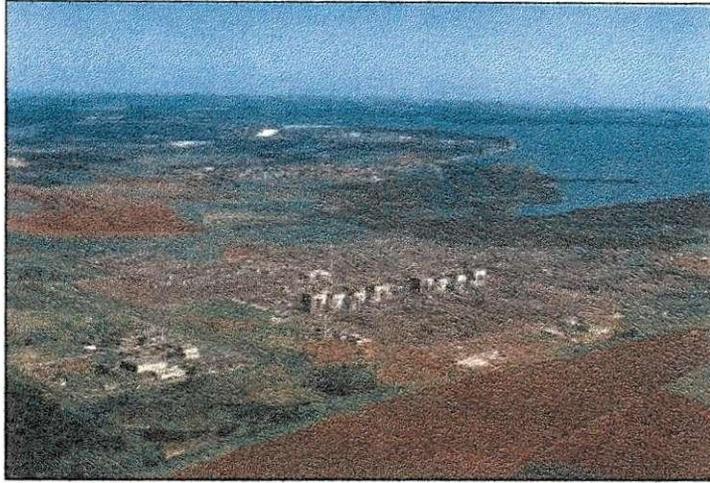


Foto 1- Foz do Iguaçu 500/ ±600/ 750 kV

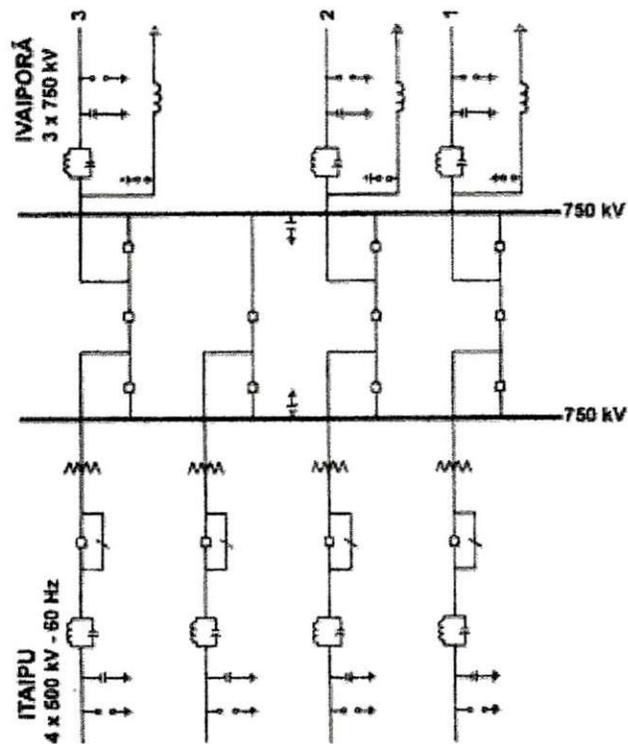


Figura 17 -Foz do Iguaçu (subestação elevadora) 500/750 kV- Diagrama unifilar

Subestação de Ivaiporã

Esta subestação possui as seguintes conexões:

- Três linhas de 750 kV, conectando-o a Foz do Iguaçu;
- Três linhas de 750 kV, conectando-o a Itaberá
- Três linhas de 500 kV, conectando-o a subestação de Itaiporã da ELETROSUL

O pátio de manobras cobre 215 000 m² e contém alguns dos seguintes equipamentos:

- Três bancos de autotransformadores de 1650 MVA (3 x 550 MVA) 765/512/69 kV, mais uma unidade de reserva
- Três bancos de reguladores -série de 1650 MVA (3 x 550 MVA) 512 kV, mais uma unidade de reserva
- Cinco bancos de reatores shunt de 330 Mvar (3 x 110 MVA), mais uma unidade de reserva
- Três bancos de reatores shunt de 150 Mvar (3 x 50 Mvar) 765 kV, mais uma unidade de reserva
- Três bancos de reatores shunt de 540 Mvar (9 x 60 MVA) 69 kV, mais uma unidade de reserva
- Três bancos de capacitores séries de 1017 Mvar (3 x 339 Mvar) 765 kV
- Três bancos de capacitores séries de 1056 Mvar (3 x 352 Mvar) 765 kV

A Foto 2 é uma foto da Subestação de Ivaiporã, enquanto que a figura 18 mostra seu diagrama unifilar.



Foto 2 -Ivaiporã 500/750 kV

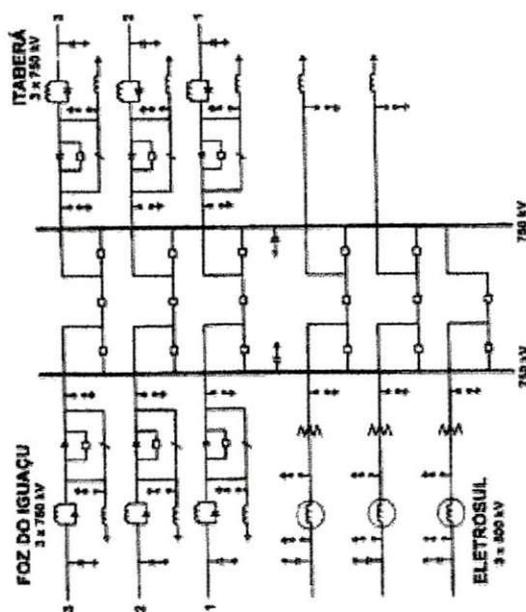


Figura 18 -Ivaiporã-Diagrama Unifilar

Subestação de Itaberá

Esta subestação tem as seguintes conexões:

- Três linhas de 750 kV conectando-o a Ivaiporã;
- Três linhas de 750 kV conectando-o a Tijuco Preto

O pátio de manobras cobre 140 00 m², e contém os seguintes equipamentos de acordo com sua capacidade nominal:

- Quatro bancos de reatores shunt de 330 Mvar (3 x 110 Mvar), mais uma unidade de reserva
- Três bancos de 3 capacitores série de 1242 Mvar (3 x 414 Mvar) 765 kV, mais uma unidade de reserva

A foto 3 mostra a Subestação de Itaberá, e a Figura 19, seu diagrama unifilar



Foto 3-Itaberá 750 kV

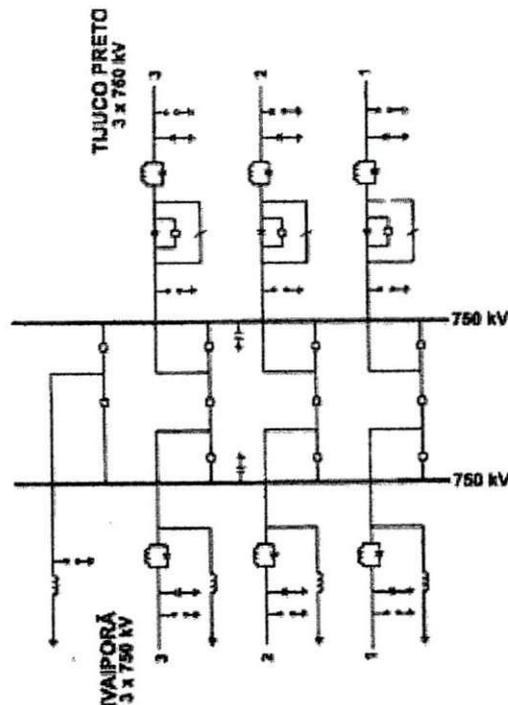


Figura 19 -Itaberá- Diagrama Unifilar

Subestação de Tijuco Preto

Esta subestação, onde o *link* AC termina, está localizada perto da cidade de Mogi das Cruzes e tem as seguintes conexões:

- Linhas pertencentes ao **sistema de troncos**;
 - três linhas de 750 kV conectando a Itaberá
 - uma linha de 345 kV de circuito duplo conectando a Ibiúna, onde o *link* DC termina
- Linhas alimentando o **sistema receptor**;
 - duas linhas de 500 kV, conectando-o a Taubaté e Cachoeira Paulista;
 - sete linhas de 345 kV, três conectando-o ao terminal leste, duas a Itapeti e duas ao Terminal Baixada

O pátio de manobras cobre 520 000 m² e contém os seguintes equipamentos:

- três bancos de autotransformadores de 1650 MVA (3 × 550 MVA) 765/512/69 kV, mais uma unidade reserva
- três bancos de autotransformadores de 1500 MVA (3 × 500 MVA) 765/345/20 kV, mais uma unidade reserva
- três bancos reguladores-série de 1650 MVA (3 × 550 MVA) 500 kV, mais uma unidade reserva
- três bancos de reatores shunt de 330 Mvar (3 × 110 Mvar) 765 kV, mais uma unidade reserva
- dois bancos de reatores shunt de 360 Mvar (6 × 60 Mvar) 69 kV, mais uma unidade reserva
- nove bancos de capacitores shunt 200 Mvar, 345 kV
- dois compensadores síncronos de 300 Mvar cada, 20 kV

A Foto 4 é uma foto da Subestação de Tijuco Preto e Fig 20 seu diagrama unifilar

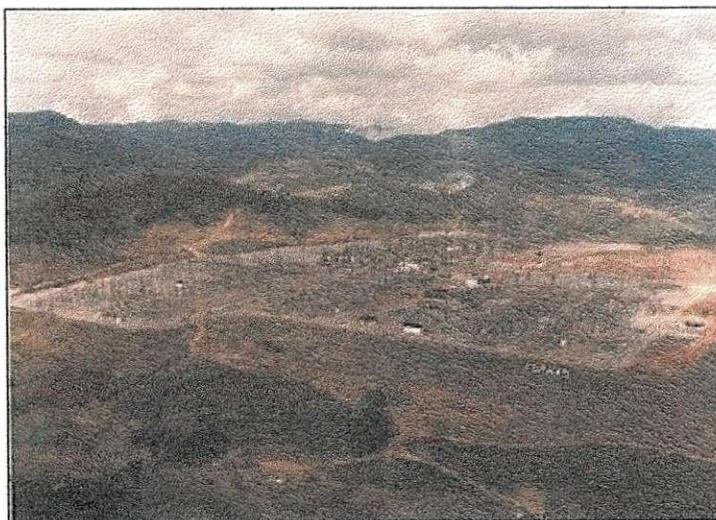


Foto 4 -Tijuco Preto 345/500/750 kV

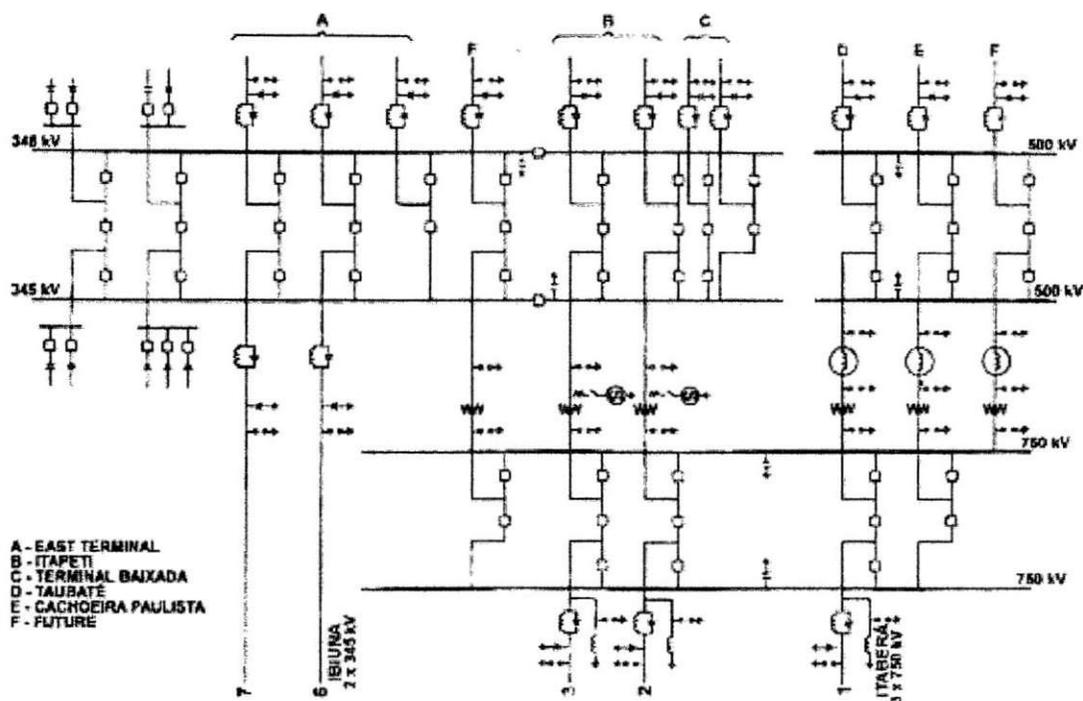


Figura 20—Tijuco Preto 345/500/750 kV- Diagrama Unifilar

Linhas de transmissão

As três linhas de transmissão do *link* AC seguem rotas paralelas entre as subestações de Foz do Iguaçu e Tijuco Preto, passando por Ivaiporã e Itaberá. Dois deles tem o mesmo *right-of-way*, com uma distância de 68,5 m entre os eixos: um terço possui outro *right-of-way*, aproximadamente 10 km do primeiro (Fig 21). Dois tipos de torre são usados: guiados (64 % do total) e auto-portantes (36 %). Tabela 5 (anexos) mostra as principais características das linhas, as torres são mostradas nas fotos 5 e 6

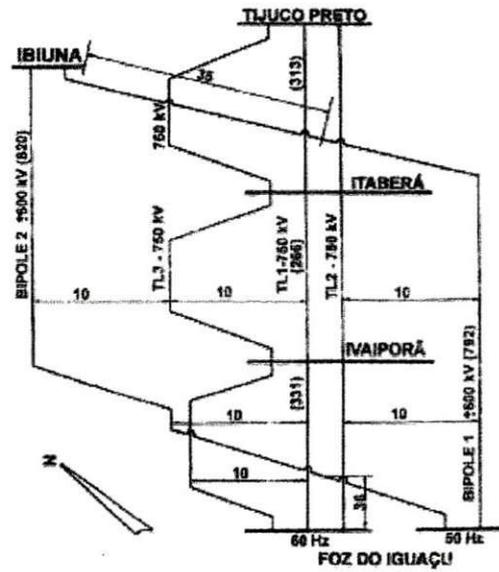


Figura 21- *Right-of-way* dos troncos AC e DC- (em km)

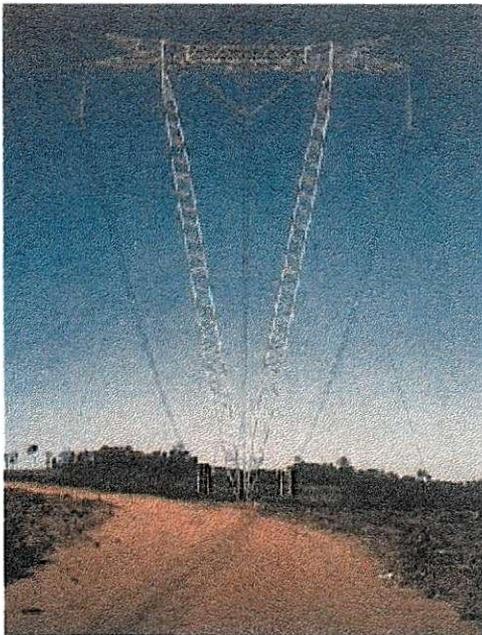


Foto 5-Torre Guia 750 kV

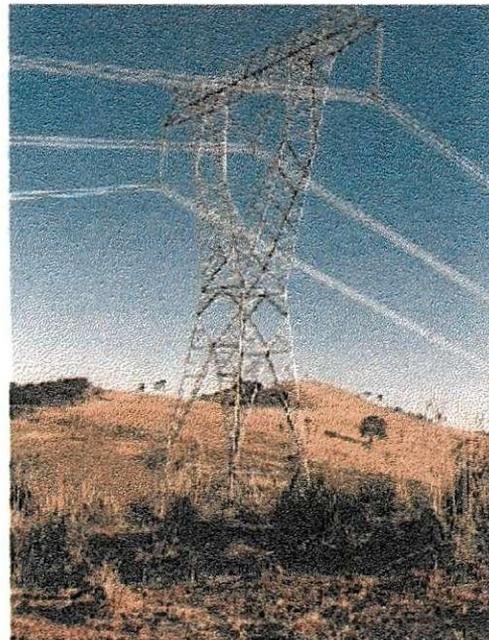


Foto 6-Torre Auto-portante 750 kV

Link DC

O *link* DC é equipado com as seguintes instalações:

- subestação conversora (retificadora);
- Subestação conversora (inversora);
- Duas linhas de transmissão conectando as 2 subestações conversoras
- 4 eletrodos , 2 em cada extremidade do *link* DC conectando as 2 subestações através de linhas de eletrodo

Eletricamente, o *link* DC é dividido em duas linhas bipolares independentes; cada bipolo consiste de 2 polos e 2 eletrodos, como mostrado na Fig 22.

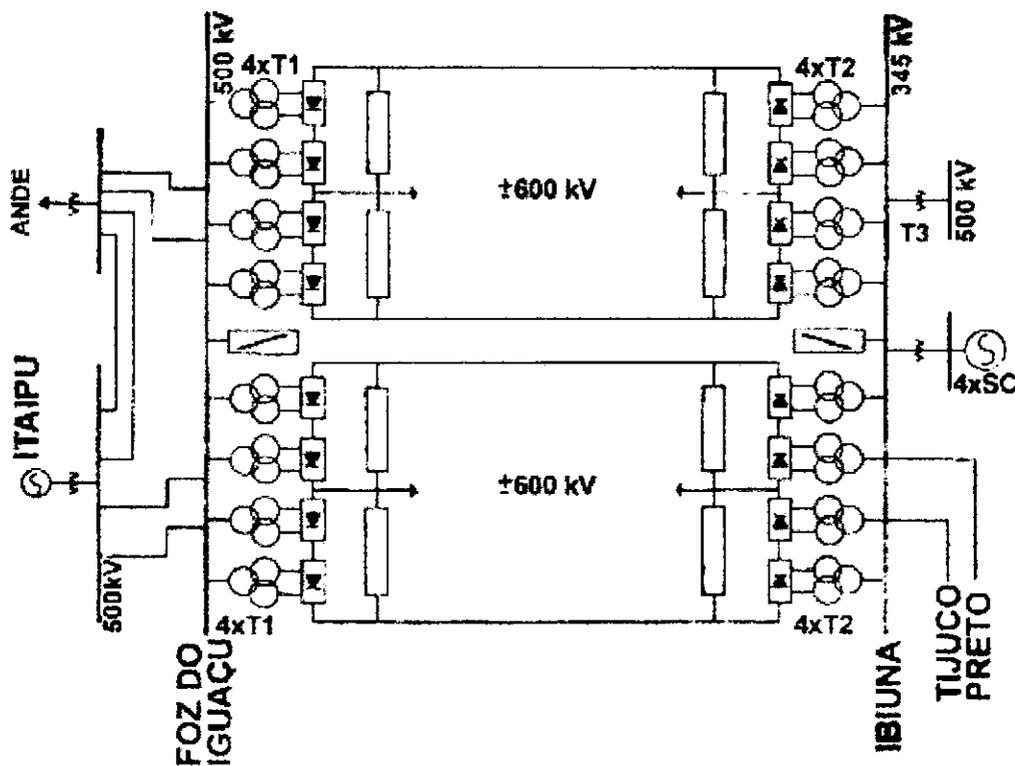


Figura 22- *Link* DC- Diagrama unifilar –Estágio final

A distancia entre Foz do Iguaçu e Ibiúna é aproximadamente 800 km, mas as linhas têm comprimentos ligeiramente diferentes devido aos seus projetos.

Subestações

A energia recebida na subestação de Foz do Iguaçu vem da Usina de Itaipu através de 4 linhas 500 kV/50 Hz, depois é transformada e retificada para transmissão em ± 600 kV. O oposto ocorre em Ibiúna: correntes contínuas mudam para alternada em 345/60 Hz; é entregue ao sistema receptor em 500 kV e 345 kV.

No setor de corrente contínua, as duas subestações são simétricas, ambos eletricamente e fisicamente, A descrição resumida segue, suplementada pelas figuras e tabelas correspondentes 1,6 e 7 (anexos), que mostram as suas principais características elétricas.

Subestação (Retificadora) de Foz do Iguaçu

A foto 1 é uma vista das subestações elevadoras e retificadoras de Foz do Iguaçu aonde quatro linhas 500 kV/50 Hz, vindos de Itaipu, se encontram. Duas linhas passam pela subestação do ANDE e 2 linhas de transmissão de ± 600 kV/DC partem em direção de Ibiúna. Também há 2 linhas isoladas de 25 kV levando a eletrodos de terra que correspondem a 2 bipolos.

A fig 23 é um diagrama unifilar da subestação retificadora, dividida em 3 áreas principais:

- lado AC(A)
- prédio principal (B)
- lado DC(C)

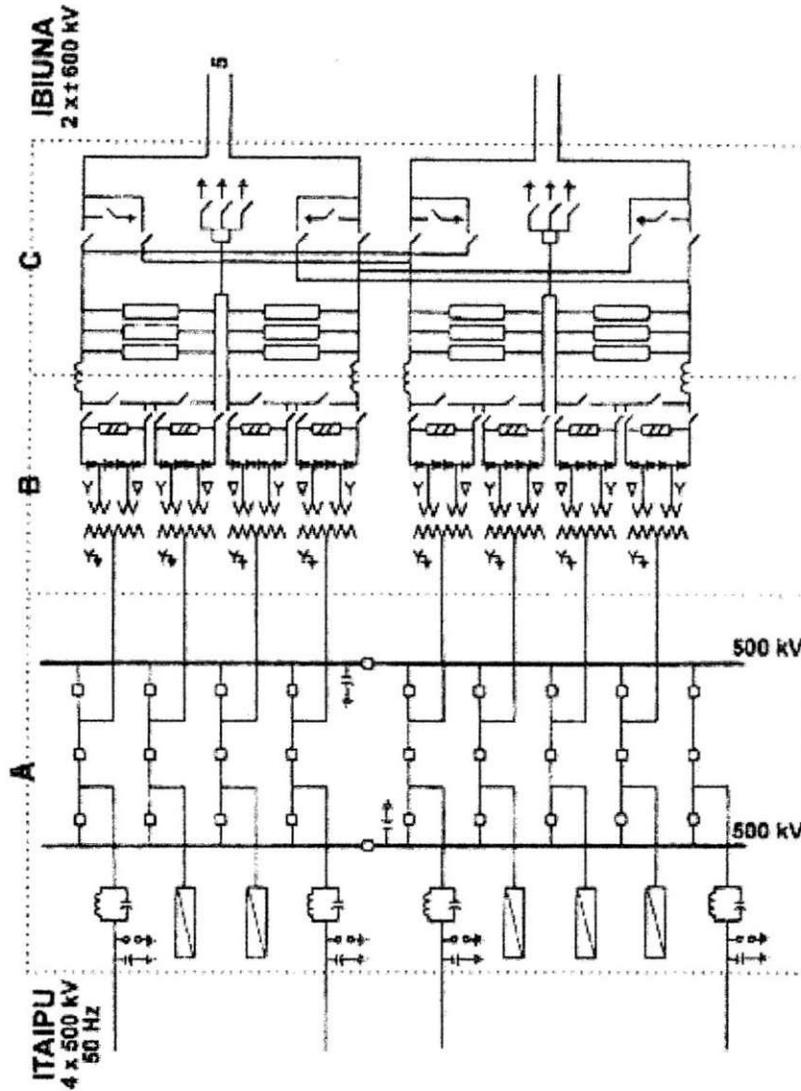


Figura 23- Foz do Iguaçu-Retificador-Diagrama Unifilar

Lado AC (A)

Esta área consiste basicamente de um pátio de manobras com um tipo de arranjo barramento e meio, que permite o envio de potência de qualquer uma das quatro linhas de 500 kV/50 Hz para qualquer bipolo. Em frente ao pátio de manobras, perto do gateway, está o pátio de filtragem AC.

Perto do pátio de manobras estão os transformadores conversores, com as seguintes características:

- oito bancos de três transformadores do tipo OFAF com fase única, cada um com três enrolamentos do comutador de derivação sob carga, potência de 314 MVA por

unidade. Nos lados das válvulas, cada um dos enrolamentos está conectado em uma configuração estrela aterrada, enquanto que no lado das válvulas a conexão de um dos enrolamentos está em estrela e o outro na configuração delta.

Os transformadores conversores caracterizam ambos bipolos, cada banco estando conectado a uma ponte conversora.

O prédio de controle para a subestação conversora (que também serve como subestação elevadora) está localizada em um eixo simétrico a ambos bipolos, perto do pátio de corrente alternada de 500 kV.

Prédios Principais (B)

O equipamento principal da subestação, a válvula conversora (vista na Foto 7), onde o processo de retificação de corrente ocorre, é localizado no que é conhecido como “prédios principais”, um nome genérico dado aos dois grupos de sete prédios descritos a seguir, um grupo para cada bipolo:

- dois prédios para válvulas de baixa tensão (300 kV), um para cada pólo;
- dois prédios para válvulas de alta tensão (600kV), um para cada pólo;
- dois prédios com equipamento auxiliar, um para cada pólo;
- um prédio para o controle do bipolo.

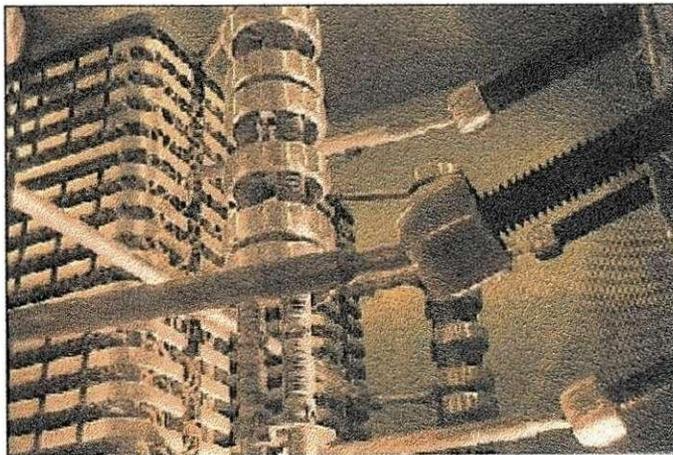


Foto 7- Válvula conversora

A foto 8 mostra o prédio de válvulas de Foz do Iguaçu



Foto 8 -Prédio da subestação conversora de Foz do Iguaçu

Os prédios de válvulas são extremamente grandes e o acesso a eles é bloqueado enquanto as válvulas estão energizadas. Possuem as seguintes características:

- uma malha metálica como parte integral das paredes, chão e teto, dando-as características da “Gaiola de Faraday”;
- um sistema de ventilação que garante uma diferença positiva entre a pressão interna e atmosférica, evitando contaminação com agentes poluidores.

Nas buchas de saída dos prédios de válvulas, a corrente já foi convertida em corrente contínua. Daí em diante, está a terceira maior área da subestação conversora: o lado DC.

Lado DC (C)

Adjacentes às buchas estão os dispositivos *by-pass*, reatores de alisamento, filtros DC, pára-raios, etc. Aqui também estão as interconexões que permitem operação paralela de ambos os bipolos.

Do pátio de manobras partem:

- duas linhas de transmissão ± 600 kV/DC;
- duas linhas de eletrodo, um para cada bipolo.

Subestação de Ibiúna (Inversora)

Para esta subestação, no qual o *link* DC termina, vem duas linhas de transmissão de ± 600 kV/DC, correspondendo aos dois bipolos. As seguintes linhas partem daqui:

- duas linhas de eletrodo;
- a linha de transmissão de circuito duplo de 345 kV, interconectando com a subestação de Tijuco Preto, onde o *link* AC termina;
- quatro linhas de transmissão de 345kV levando potência de Itaipu para os **sistemas receptores**.
- A linha de transmissão de 500kV para Campinas

Como mencionado anteriormente com relação à corrente contínua, a subestação de Ibiúna é fisicamente e eletricamente análoga à subestação (retificadora) de Foz do Iguaçu. As principais diferenças no setor de corrente alternada são:

- A tensão e frequência no lado AC são 345 kV/60 Hz, ao invés de 500 kV/50 Hz;
- No pátio de manobras estão:
 - Quatro compensadores síncronos de 300 Mvar cada;
 - Duas ilhas de filtros de corrente alternada de 345 kV;
 - Um banco de autotransformadores de 345/500 kV de 1050 MVA (3×350 MVA), com uma unidade reserva.

A Foto 9 mostra o layout da subestação de Ibiúna e a Figura 24, seu diagrama unifilar. As tabelas 1 e 6 (anexos) mostram suas principais características elétricas.

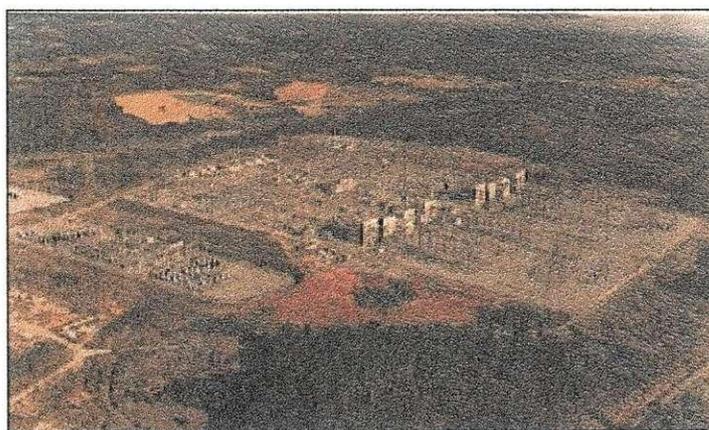


Foto 9 -Ibiúna 345/500/±600 kV

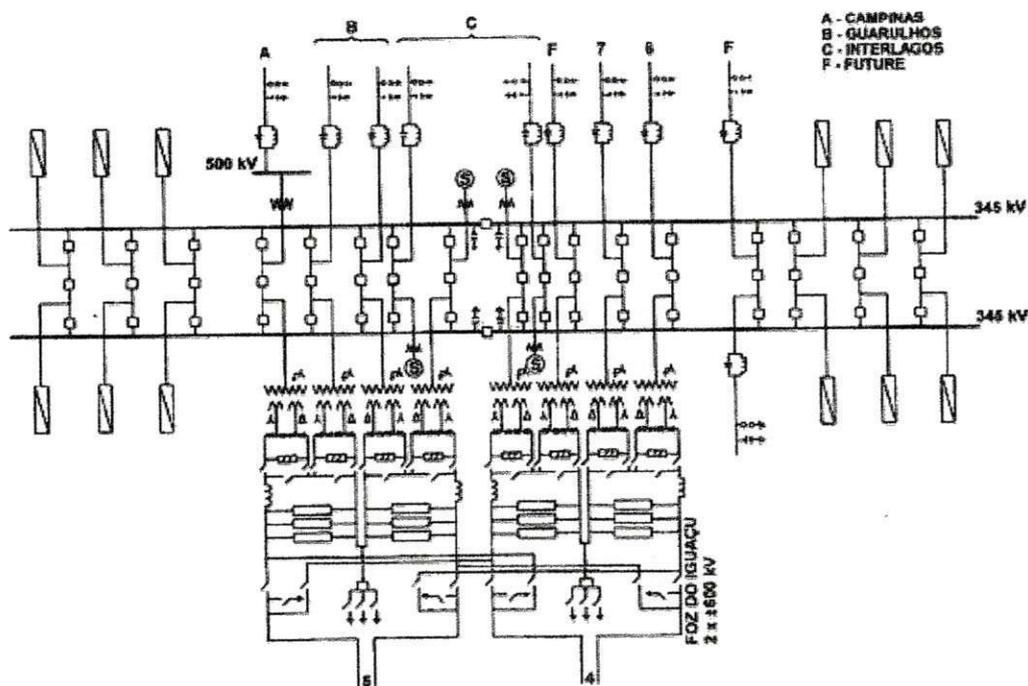


Figura 24- Ibiúna- Diagrama Unifilar

Instalações Auxiliares

Tanto, Foz do Iguaçu e Ibiúna, são equipados com as instalações comuns a subestações grandes:

- Prédios administrativos
- Oficinas
- Armazéns
- Refeitórios

Devido à sua localização, Foz do Iguaçu também tem um centro de informações para turista.

Os sistemas de resfriamento em ambas as subestações consistem de um circuito fechado (primário) com água deionizada, e outro (secundário) circuito resfriado por um conjunto de torres refrigeradoras. Cada sistema de resfriamento serve a um grupo de válvulas.

Este sistema foi projetado para abaixar o calor gerado pelo grupo de válvulas de modo que o sistema de controle de temperatura possa prevenir temperaturas baixas no circuito com baixas cargas e sob condições de temperatura externa baixa. Equipamento reserva foi instalado em cada sistema de resfriamento de modo a evitar perda de capacidade do conversor sob qualquer condição operacional do sistema em caso de falha de equipamento, tais como bombas, trocadores de calor ou torres de refrigeração.

Todas as partes do circuito primário são feitas de aço inoxidável, polietileno expandido ou alumínio, enquanto que as partes do circuito secundário são feitas de aço carbono. A água, deionizada e desoxigenada após bombeamento, passa primeiro pelas válvulas dos tiristores para os trocadores de calor e retorna às bombas.

Parte da descarga do circuito primário é desviada para o circuito de tratamento que assegura que as características da água do circuito primário permaneçam inalteradas, como determinado pela sua eletrólise, e atenda aos requisitos de baixa condutividade e de conteúdo de oxigênio dissolvido. A água deve permanecer nas seguintes condições:

- Condutividade de entrada – 0,5 $\mu\text{S}/\text{cm-max}$
- Condutividade de saída – 0,15 $\mu\text{S}/\text{cm-max}$
- Oxigênio dissolvido – 100 ppb-max

As resinas desoxigenadas e deionizadas devem ser trocadas a cada seis meses para assegurar a qualidade adequada da água.

O circuito secundário, de modo similar ao circuito primário, possui duas bombas: uma bomba reserva, para uso caso a bomba principal falhe, entra automaticamente em operação. A água escorre das bombas através dos trocadores de calor, e daí para quatro torres de resfriamento, três dos quais podem eliminar o calor gerado pelas válvulas dos tiristores. A temperatura de bulbo úmida máxima da água é 29 ° C.

Linhas de transmissão

As duas linhas de *link* DC separam-se quando deixam as subestações de Foz do Iguaçu e Ibiúna, estando a uma distância de cerca de 30 km um do outro, cada um em cada lado do *link* AC como mostrado na Figura 21. A linha de bipolo I de 792 km vai para o sul, enquanto que a linha de bipolo de 820 km se dirige para o norte.

Dois tipos de torres são usados: guiadas (aproximadamente 77 % do total) e auto-portante (aproximadamente 23%). Estes podem ser visto nas fotos 10 e 11.

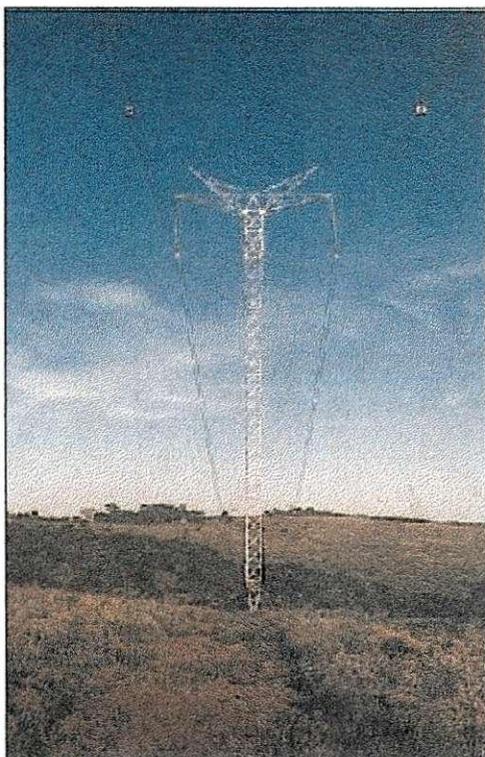


Foto 10- Torre guiada 600 kV

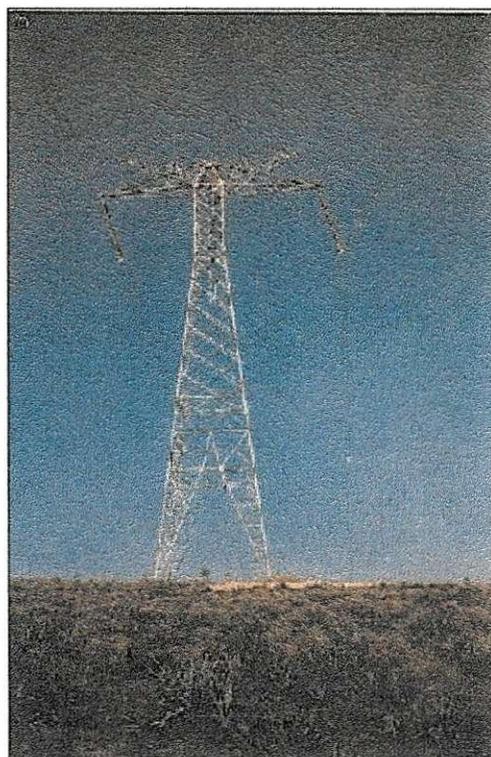


Foto 11- Torre Auto-portante 600 kV

As principais características destas linhas estão expostas na Tabela 5 (anexos).

Eletrodos

O projeto dos eletrodos de terra de Foz do Iguaçu e Ibiúna seguem os mesmos critérios: eles são lisos e horizontais, praticamente com formato circular, e tem anodos de haste de Fe-Si enterrados a uma profundidade de cerca de 3 m em um leito de coque. Estes anodos são alimentados por cabos paralelos isolados que correm cerca de 1 m subterraneamente ao longo de todo o perímetro, e são equipados com um sistema de irrigação de resfriamento de emergência.

Os eletrodos de Foz do Iguaçu estão localizados aproximadamente 15 km da subestação, enquanto que os de Ibiúna estão situados a aproximadamente 55 km. As características de terra variam substancialmente entre as duas regiões, o que resultou em certas diferenças principais em projeto; por exemplo, os eletrodos de Foz do Iguaçu que são praticamente circulares, têm um diâmetro de 860 m, enquanto que os de Ibiúna são ovais.

As linhas de eletrodo são isoladas para 25 kV, e são suportadas por postes de concreto; utilizam dois condutores do tipo 1,272 MCM BITTERN.

A Foto 12 mostra a instalação de eletrodos aterrados de Foz do Iguaçu.



Foto 12 -Eletrodos aterrados de Foz do Iguaçu

Linha de transmissão Ibiúna- Tijuco Preto

Esta linha que conecta os pontos terminais do *link* DC e do *link* AC balanceia o fluxo de potência elétrica de Itaipu para os sistemas receptores entre os dois *links*. Embora relativamente curto (99km), possui características, especialmente em vista da periferia bastante urbanizada de São Paulo pelo qual corre; mais ainda, ela cruza vários tipos de estradas e o reservatório de Billings em diversos pontos.

Esta linha também possui um circuito duplo de 345 kV e consiste exclusivamente de torres auto-portantes cuja altura média é de 30 m. A Tabela 5 (anexos) mostra suas principais características técnicas e a foto 13 retrata uma vista da linha.

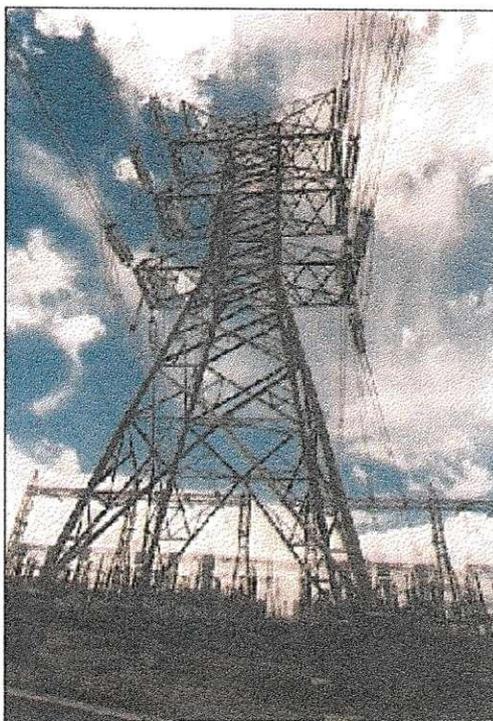


Foto 13 -Torre auto-portante 345 kV de linha Ibiúna- Tijuco Preto

Terminologia empregada

Palavras e expressões utilizadas foram classificadas em três grupos principais:

- A- Os componentes do sistema de transmissão da Usina de Itaipu (**sistema**).
- B- Entidades e companhias
- C- Expressões técnicas

A- Componentes do Sistema de Transmissão da Usina de Itaipu

De modo a definir de forma clara e simples algumas partes do **sistema**, adotaram-se palavras e expressões. Seus significados são dados abaixo:

- **Sistema** – sistema de transmissão de Itaipu incluindo o **sistema de troncos** e os **sistemas receptores**
- **Sistema receptor** – sistema de qualquer das companhias para as quais FURNAS ou ELETROSUL retransmite a energia recebida de Itaipu
- **Sistema de troncos**- inclui as subestações e linhas de transmissão levando energia de Itaipu para os **sistemas receptores**. Na configuração final estão incluídas:
 - o *link* AC
 - o *link* DC
 - facilidades comuns a ambos os troncos

Em Foz do Iguaçu, o alinhamento dos *gateways* de entrada para as linhas de 500 kV partindo de Itaipu é considerado o ponto inicial do **sistema de troncos**; em Ibiúna e Tijuco Preto, o alinhamento dos *gateways* de saída e das várias linhas de 345 e 500 kV que levam aos **sistemas receptores** é considerado o ponto final

Link AC

Inclui as subestações AC e as linhas de transmissão a subestação inicial à subestação final (na configuração final, de Foz do Iguaçu para Tijuco Preto).

Link DC

Incluem as subestações conversoras (em Foz do Iguaçu e Ibiúna na configuração final), os dois bipolos, e as linhas de eletrodo.

B- Entidades e Companhias

A seguir são mostrados alguns dados sobre entidades e companhias mencionadas

- ANDE- *Administración Nacional de Electricidad* (Companhia de energia elétrica paraguaia)
- ASEA, ASEA AB – *Almana Svenska Elektriska AB* –Suécia, e suas subsidiárias no Brasil ASEA ELÉTRICA S.A . e ASEA DO BRASIL S. A .
- CEEE- Companhia Estadual de Energia Elétrica
- CEPEL- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
- CONSORTIUM- CONSÓRCIO ASEA-PROMON, responsável pelo suprimento geral das subestações conversoras de Foz do Iguaçu e Ibiúna
- COPEL- Companhia Paranaense de Energia
- ELETROBRÁS- Centrais Elétrica Brasileiras S.A.
- ELETROSUL- Centrais Elétricas do Sul do Brasil
- FURNAS- FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

C- Expressões Técnicas

A seguir estão alguns acrônimos utilizados:

- AMRS-(*Alarm Monitoring and Reporting System*)
- BIL- *Basic lightning impulse insulation level*
- BSL- *Basic switching impulse insulation level*

Proteção das linhas de transmissão de Itaipu

Introdução

Os Sistemas de Proteção das linhas de 500kV de Itaipu foram projetados com base no critério de duplicação, ou seja, cada linha foi dotada de dois sistemas de proteção independentes, denominados de Proteção Primária e Proteção Alternada. Cada uma delas é capaz de realizar as suas funções, mesmo com a outra de operação. Para tanto foram adotadas as seguintes orientações no projeto:

- Uso de relés independentes para cada proteção ;
- Uso de fontes de alimentação DC independentes para cada proteção ;
- Uso de núcleos de TC's e TP's diferentes para cada proteção ;
- Uso de 2 conjuntos de canais de telecomunicação :
 - 2 canais de "Power Line Carrier"
 - 2 canais de microondas

Proteção das linhas 500 kV 50 Hz

As proteções Primária e Alternada são constituídas de :

- Um relé de distância (21) estático tipo RAZFE (ASEA), capaz de detectar defeitos trifásicos, bifásicos e monofásicos ;
- Um relé direcional de sobrecorrente de terra (67N) tipo RAEPA (ASEA), com uma unidade que enxerga defeitos fase terra na direção da linha protegida e uma unidade reversa.

Proteção das linhas 500 kV 60 Hz

Proteção Primária constituída de :

- Um relé Diferencial (87L) tipo DIFL 3000 (GEC), segregado por fase operando em arranjo mestre_IPU escravo_FI, através de canais pilotos óticos. As unidades de partida e medida se localizam no terminal mestre e comunicam ao terminal escravo a decisão de disparo.
- Um relé direcional de seqüência zero (67N) tipo PDHS 1510 (GEC), operando com uma lógica de sobrealcance permissivo por desbloqueio, através de canais de microondas.

Proteção Alternada constituída de :

- Um relé de distância (21) estático tipo RAZFE (ASEA), operando em teleproteção através dos canais de *carrier*

Relés de distância

Os relés de distância têm sua operação baseada na sensibilidade que eles possuem para detectar a impedância vetorial entre o local onde estão instalados e o ponto em que se verificou o curto-circuito. Eles são alimentados por transformador de corrente e de potencial, de tal forma ligados que sentem a relação $Z = V / I_f$ onde :

- Z é a impedância entre o relé e o ponto de curto ;
- V é a tensão no local do relé ;
- I_f é a corrente de curto circuito.

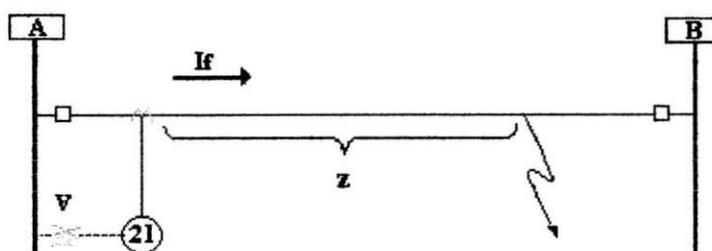


Figura 25-Relé de distância

Se a impedância detectada pelo relé estiver dentro do alcance do relé estiver dentro do alcance do relé, este operará abrindo o disjuntor da linha.

Sistema de Serviços Auxiliares (SSA)

Introdução

O Sistema de Serviços Auxiliares da CHI é dividido em 2 grandes sistemas:

- Sistema de Corrente Alternada que tem como objetivo principal a alimentação das cargas necessárias para a partida e manutenção das Unidades Geradoras, bem como, das cargas para a operação da Subestação a gás SF₆, das cargas para Barragem e Vertedouro, além disso, este sistema alimenta todos os sistemas eletromecânicos necessários para o apoio a operação/manutenção da CHI, tais como, sistema de ar condicionado, sistema de ventilação, sistema de ar comprimido, sistema de iluminação normal, etc.
- Sistema de Corrente Contínua que tem como objetivo principal alimentar as cargas necessárias para operação das Unidades Geradoras e da Subestação a gás SF₆ e as cargas do sistema de iluminação de emergência

Sistema de Serviços Auxiliares de Corrente Alternada

Concepção básica

O sistema de Serviços Auxiliares de Corrente Alternada da CHI foi dividida em dois sistemas independentes entre si e praticamente iguais operando respectivamente em 60Hz e 50Hz, tendo em vista a existência de dez unidades geradoras em 50 Hz e dez unidades em 60 Hz.

Tensões Utilizadas

Os níveis de tensão utilizados para o SSA considerados os aspectos econômicos e de segurança, são os seguintes:

- 13800, 460 e 220/127 para distribuição
- 6900 V para o gerador diesel

Fontes de Alimentação

As fontes foram divididas em três categorias, que são as seguintes:

- Fonte Normal

Quadros de Alimentação dos Serviços Auxiliares de Corrente Alternada (QA's), que recebem alimentação em 13,8 kV da própria Usina

- Fonte Reserva

Quadros de Alimentação dos Serviços Auxiliares de Corrente Alternada (QA's), que recebem alimentação das Subestações das concessionárias COPEL (lado brasileiro) e ANDE (lado paraguaio)

- Fonte de Emergência

Unidades Geradoras de 5,2 MVA sendo 2 em 50 Hz e 2 em 60 Hz, as quais são totalmente independentes de outras fontes.

Cargas

As cargas dos Serviços Auxiliares foram classificadas em três classes distintas:

- Classe 1

São sistemas necessários para assegurar a integridade das estruturas da CHI, durante e após acontecimentos catastróficos. Estas cargas recebem tripla alimentação (normal, reserva e de emergência).

O fornecimento de energia das cargas abaixo relacionadas pertence a esta classe:

- Comportas do Vertedouro
- Sistema de Drenagem da Barragem
- Sistema de Esgotamento de Inundação da Casa de Força
- Sistema de Proteção contra Incêndio
- Baterias
- Iluminação de Emergência
- Sistema de comunicações

- Classe 2

São sistemas necessários para assegurar a entrega da energia gerada na CHI ao sistema de transmissão em condições de segurança. Estas cargas recebem dupla alimentação (normal e reserva), através de circuitos redundantes, de forma a permitir pronta transferência de fontes.

As seguintes cargas pertencem a esta classe:

- Comportas da Tomada d'Água
- Regulador de Velocidade e dispositivos de partida e parada das Unidades Geradoras
- Auxiliares essenciais ao funcionamento das Unidades Geradoras
- Carregadores de Baterias
- Iluminação normal (crítica)
- Elevadores

- Classe 3

São sistemas que asseguram continuidade dos trabalhos de manutenção nas Unidades Geradoras e Auxiliares contribuindo para um retorno mais rápido das Unidades Geradoras às condições normais de operação e que assegurem certas facilidades durante a operação. Estas cargas são alimentadas, apenas, pelas fontes normais, e desligadas automaticamente quando da comutação das fontes

Pertencem a esta classe, as seguintes cargas:

- Sistema de Drenagem normal da Casa de Força
- Pontes Rolantes da Casa de Força

- Oficinas
- Ar Comprimido de serviço
- Água de Serviço
- Iluminação Normal
- Tomadas de Força
- Sistema de Tratamento de óleos
- Ventilação e Ar Condicionado Geral
- Água Potável
- Elevadores de Carga

Equipamentos Principais

Quadros de Alimentação dos Serviços Auxiliares (QA)

Existem instalados 2 quadros denominados QA01 e QA02, sendo que o QA01 alimenta o sistema de 50 Hz e está localizado na EL.144 na Área de Montagem Direita e o QA02 alimenta o sistema de 60 Hz e está na EL 144 na Área de Montagem Central.

Cada quadro possui barramentos seccionados em duas partes por meio de disjuntor de 13,8 kV, sendo que um deles recebe energia proveniente da Subestação em SF₆ da própria CHI e o outro da Subestação da Concessionária da margem respectiva (COPEL ou ANDE) e possuem cinco cubículos de saída, cada um.

Quadros Principais dos Serviços Auxiliares (QP)

Existem 4 quadros denominados QP01/QP02/QP03/QP04, sendo os dois primeiros alimentam cargas em 50 Hz e os outros dois em 60 Hz e estão instalados na galeria de jusante na EL. 133,20 da Casa de Força.

Cada quadro possui barramento único trifásico em 13,8 kV, com 3 cubículos de entrada, sendo que uma das entradas recebe alimentação proveniente do quadro "QA" através de transformador regulador de 13,8/13,8 kV, uma da Subestação da concessionária local e uma do quadro "CS" dos grupos geradores de emergência e são interligados dois a dois por meio de disjuntores e possuem 32 cubículos de saída, que alimentam as Subestações Unitárias 13800-460 V da Casa de Força, os Sistemas Auxiliares da Barragem Principal, da Tomada d'Água e do Vertedouro.

Quadros dos Grupos Geradores de Emergências

Existem 2 quadros denominados CS01/CS02, sendo que o CS01 alimenta o sistema de 50 Hz e o CS02 o sistema de 60 Hz e estão instalados na galeria de jusante na EL.133,20 da Casa de Força.

Cada quadro possui barramento único trifásico em 13,8 kV, seccionado em duas partes interligáveis por meio de disjuntor. Possuem dois cubículos de entrada, um em casa seção de barra que recebem os alimentadores provenientes das Unidades Geradoras de Emergência e possuem 20 cubículos de saída, que alimentam as Subestações Unitárias de 13800-460 V que contenham cargas da classe 1.

Grupos Geradores de Emergência

Existem 2 Centrais Diesel Elétricas de Emergência na Casa de Força, sendo que uma Central alimenta as cargas de 50 Hz e está localizada na EL.127,00 na Área de Montagem Direita e a outra alimenta as cargas de 60 Hz e está localizada na Área de

Montagem Central na mesma elevação. A central diesel elétrica na Área de montagem central pode ser vista na Foto 14.

Cada Central é constituída de dois Grupos Diesel-Geradores, denominados GD01/GD02/GD03/GD04 e estão instalados completos com seus auxiliares, sistema de óleo combustível, sistema de excitação e regulação de tensão, quadros respectivos e um ponte rolante para manutenção dos mesmos na EL.127.00.

Cada um destes Grupos constitui-se numa unidade totalmente autônoma, possibilitando a remoção completa de qualquer Grupo, sem prejuízo da operação dos Grupos restantes.

Os geradores são do tipo síncrono trifásico, autoexcitado, de tensão de 6,9 kV e com potência igual a 5,2 MVA e são acionados por motores diesel estacionários.

Transformadores dos Quadros dos Grupos Geradores de Emergência

Existem 4 Transformadores para alimentação dos Quadros dos Grupos Geradores, denominados TS01/ TS02/ TS03/ TS04/, sendo que o TS01/ TS02 correspondem aos grupos de 50 Hz e estão instalados na Área de Montagem Direita e o TS03/ TS04 aos grupos de 60 Hz e estão instalados na Área de Montagem Central.

Os transformadores têm relação de transformação 6.9-13.8kV e potência de 5MVA.

Subestações Unitárias 13800-460 V

As Subestações Unitárias estão instaladas na galeria da EL.115,00 a jusante da Casa de Força, com exceção do Centro de Controle de Motores e os quadros da Subestação SF₆, que estão instalados nas galerias da EL.98,5 de jusante e na EL.124,00 de montante, respectivamente.

Todos os transformadores de distribuição componentes das Subestações Unitárias são trifásicos, com relação de transformação 13.800-460V, com regulação sem carga no lado de A .T. em $13800 \pm 2 \times 2,5\%$, ligação delta-estrela aterrado e com potências de 500, 1000, 1500 e 2000 kVA.

O número de seções de barras, assim como de alimentadores de cada Subestação Unitária varia de acordo com as classes de carga que são alimentadas pelas mesmas, sendo que as distintas seções são interligadas por meio de disjuntores. Só uma classe de carga é ligada a cada seção da barra, portanto existem casos onde há seções de barra classe 1, 2 e 3. As Subestações Unitárias, bem como, suas características principais estão representadas conforme tabela a seguir:

Sigla	Capacidade instalada (trafos)	Frequência	Local de Instalação	Finalidade
QF-01 e QF-02	2×2000 +1×500kVA	01 -50Hz 02 -60 Hz	Edifício controle centralizado	Cargas de controle centralizado
QG-01 a QG-10	2×1500kVA	01 a 05-50Hz 06 -10 Hz	Casa de Força	Cargas serviço gerais C.F./unidades
QI-01 a QI-06	2×1500+1×500kVA	01 a 03-50Hz 04 a 06 -60 Hz	Casa de Força	Cargas p/carreg.bateria iluminação
QJ-01 a QJ-09	01/02/06/07- 2×200+1×1000kVA	01 a 04 -50Hz 05 a 09 -60 Hz	Casa de Força	Cargas p/sistema de drenagem

	03/05- 2×1500kVA 04- 3×1000kVA 08- 2×2000+1×1500 kVA 09- 2×2000kVA			
QK	2×500+2×200k VA	50Hz	Vertedouro	Serviços gerais
QM-01 a QM-04	01/03- 1×1500kVA 02/04 2×1500kVA	01 e 02 –50Hz 03 e 04 –60 Hz	Área de montagem	Cargas serviços gerais
QQ-01 a QQ-03	01/02- 3×1500kVA 03- 3×500kVA	01 e 02–50Hz 03 –60 Hz	Barragem	Cargas serviços gerais
QT-01 a QT-05	2×750kVA	01 e 04 –50Hz 02, 03 e 05 –60 Hz	Barragem	Cargas serviços gerais
QY-01 a QY-04	1×300kVA	01/02 –50Hz 03/04 –60 Hz	Casa de Força	Cargas pontes rolantes trafos elevadores
QZ-01 a QZ-04	01/03- 2×500kVA 02/04- 1×500kVA	01 e 02–50Hz 03 e 04 –60 Hz	Casa de Força	Cargas de serviços gerais SE SF ₆

Crítérios de Operação

O funcionamento dos quadros do Sistema de Serviços Auxiliares de Corrente Contínua, 50 e 60 Hz, descritos anteriormente, segue os seguintes critérios operativos.

Quadro de Alimentação dos Serviços Auxiliares (QA)

Em condições normais de operação este quadro recebe alimentação da Subestação SF₆ da própria Central e alimenta os quadros principais (QP's). No caso de falta de energia no alimentador da Subestação SF₆, este quadro passa a ser alimentado pela subestação da concessionária local por meio da comutação automática.

Quando do restabelecimento das condições normais do alimentador da Subestação SF₆, o retorno às condições iniciais é feito automaticamente.

Quadro Principal dos Serviços Auxiliares (QP)

Em condições normais de operação os quadros QP's recebem energia dos Quadros QA's, na falta desta alimentação, os referidos quadros passam a receber alimentação da Subestação da concessionária local ou das unidades geradoras, ficando a cargo da Operação escolher qual a mais adequada dentro dos critérios operativos no momento da falta do quadro QA.

Quando do restabelecimento do quadro QA, o retorno às condições normais de operação é feito de forma automática.

Os disjuntores dos circuitos de saída dos quadros QP's, quando em operação normal, estão sempre fechados, sendo o automatismo efetuado nas entradas das Subestações Unitárias 13800/460 V.

Gerador de Emergência (GD)

A condição de parada automática do gerador de emergência é estabelecida através da perda dos alimentadores do quadro QA.

Todas as operações necessárias ao bom funcionamento das unidades geradoras podem ser feitas remotamente ou manualmente, dependendo do momento e das condições operativas.

Quando do restabelecimento do quadro QA, a parada do grupo gerador é feita remotamente ou manualmente, a critério do operador.

Quadros dos Grupos Geradores de Emergência (CS)

Estes quadros distribuem a energia gerada nas Unidades Diesel-Geradoras para as Subestações Unitárias, que alimentam cargas da classe 1.

Destes quadros a única manobra possível é a de abertura dos disjuntores.

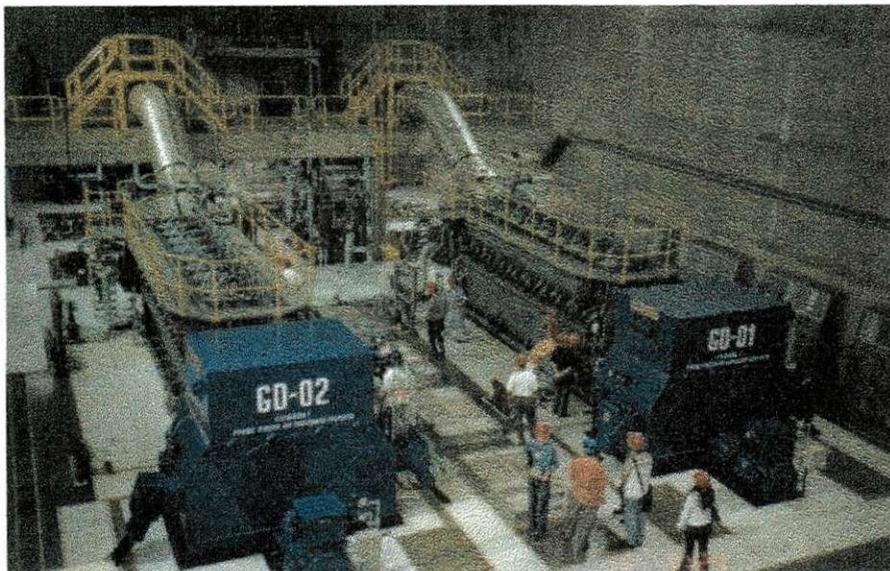


Foto 14-Central diesel elétrica

Sistema de controle, Supervisão e a Aquisição de Dados de Itaipu- SCADA/EMS

Apresentaremos a seguir uma breve descrição dos sistemas SCADA/SEM – Supervisão, Controle e Aquisição de Dados/ Sistema de Gerenciamento de Energia, em implantação na Usina Hidroelétrica de Itaipu Binacional.

Introdução

A Itaipu Binacional visa garantir o suprimento da energia elétrica com qualidade e confiabilidade. Para isso, está implantando a o Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados/Gerenciamento de Energia – SCADA/EMS. O SCADA é um projeto complexo com investimento de 8,5 milhões de dólares .

O Sistema SCADA além das comunicações internas, permitirá acesso para as Empresas controladoras de Itaipu, Eletrobrás (BR) e ANDE (PY), e para sistemas digitais internos: Sistema de Telemetria (STH), *Automatic Data Acquisition System* (ADAS), Sistema de Controle Computadorizado (SCC), Monitoramento e Diagnóstico das Unidades Geradoras (MONDIG), Sistema Digital de Supervisão e Controle das unidades 9 A e 18 A (SDSC).

Descrição geral

O subsistema SCADA- *Supervisory Control and Data Acquisition* é o responsável pela aquisição de dados e pelo controle/comando dos equipamentos de geração de energia e o subsistema EMS- *Energy Management System* é o responsável pela implementação de recursos que otimizam o processo de geração de energia de Itaipu e ao mesmo tempo automatizam os processos de controle de geração e tensão da usina. É um sistema distribuído aberto, projetado para suportar níveis requeridos de disponibilidade e performance de todas as funções críticas e não críticas.

As principais características da configuração do Sistema de SCADA/SEM, são:

- Projeto de arquitetura aberta onde os servidores de aquisição de dados e controle, servidores de aplicativos, servidores de comunicações, servidores de dados, estações de trabalho inteiramente gráficas e outros equipamentos estão conectados via rede local (LAN) redundante, tipo Ethernet/TCP/IP, denominada “LAN de processo”.
- Equipamentos conectados à LAN de Processo através de *routers/switch* de 100 Mbps.
- Uma rede Ethernet/TCP/IP LAN, denominada “Office LAN”, está interligada à “LAN de Processo” através de “firewall” redundante. Computadores PCs, impressoras e servidores de dados estão conectados à “Office LAN”.
- Equipamentos da “Office LAN” e impressoras da “LAN de Processo” estão conectados através de switch de 100 Mbps.
- A configuração permite uma expansão futura do sistema, pela inclusão/substituição de computadores ou estações de trabalho, sem necessidade que estes sejam da mesma família da configuração original.
- A indisponibilidade de um dispositivo ou equipamento não deverá causar a perda de nenhuma função (com exceção do Simulador de Treinamento para o Operador) nem a degradação na performance das funções críticas relacionadas com a operação em

tempo real (Funções Gerais, Controle Automático de Geração e Funções para Avaliação do Sistema de Medição).

- Alta flexibilidade para futuras melhorias: para facilitar manutenção, para substituição de equipamentos obsoletos, e para agregar avanços tecnológicos que permitam melhorar o desempenho do sistema.
- Fácil implementação de futuras funções sem afetar o desempenho do sistema e com o mínimo de distúrbio para a operação do sistema existente.
- Fácil conexão com futuros sistemas locais digitais de supervisão e controle

Unidade Terminal Remota (UTR)

As UTRs possuem arquitetura de processamento distribuído com um processador principal e módulos de entradas/saídas distribuídos, os quais se comunicam através de *links* RS-485 a 256 Kbps.

O processador principal é baseado em um processador Motorola de 32 bits e está equipado com 7+1 portas de comunicação serial – uma porta destinada para manutenção, configuradas para operar a 19.200 bps.

As remotas em número de 62 estão distribuídas em pontos específicos da Usina: Unidades Geradoras, Subestação isolada a Gás SF₆, Serviços Auxiliares e Vertedouro, e contarão com aproximadamente 22 000 pontos conectados

Funções

Além das duas funções básicas do Sistema SCADA (controle e aquisição de dados), o Sistema inclui um pacote de Gerenciamento de Banco de Dados Relacional, com interface colorida de alta resolução, um pacote amigável do Banco de Dados Histórico e um grupo de aplicativos.

Funções SCADA

Aquisição de dados e processamento

O sistema de aquisição de dados controla e coordena todas as comunicações com as UTRs, processando todos os dados envolvidos. A comunicação com as UTRs inclui aquisição de dados e execução de controle.

Controle

O controle permite realizar várias operações de controle agindo diretamente nos dispositivos, como: disjuntores, chaves de desligamento, TAPs de transformadores, etc. As funções de supervisão suportada no sistema são:

- Rótulo de inibição (*Tag/Untag*)
- Inibição de “*Scan*”
- Controle “*Raise/Lower*”
- Controle Supervisório (*Trip/Close*)
- Inibição de Alarme
- Controle de “*Setpoint*”
- Sequência de Comandos

Aplicativos

- Os cálculos são realizados em quatro áreas funcionais:
 - Cálculo de dados de pontos supervisionados
 - Cálculo de dados na tela
 - Cálculo em tempo real
 - Cálculo do banco de dados
- Tendências de dados
- Histórico
- Painel Mímico

Interface Homem x Máquina

Os usuários interagirão com o Sistema SCADA/SEM através das estações de trabalho com teclado, mouse e um ou mais monitores.

Programação da Operação

Examina continuamente a programação de carga de Itaipu, realizando um sincronismo com a programação do sistema interligado, avaliando as restrições de operação, auxiliando na otimização dos recursos hidro-energéticos disponíveis em tempo real.

Sistema MONDIG

Introdução

MONDIG é o acrônimo de Sistema de Monitoramento e Diagnóstico de defeitos incipientes nas unidades geradoras de Itaipu.

A manutenção, vai se valer do sistema MONDIG, para avaliar as condições de funcionamento das unidades geradoras.

Descrição do Sistema MONDIG

Em cada unidade geradora, o sistema MONDIG irá adquirir cerca de 440 dados, os quais uma vez processados irão gerar cerca de 1000 informações específicas. Considerando-se as dezoito unidades, cerca de 18.000 informações serão obtidas de forma *online* colocadas à disposição da manutenção e da operação da usina.

Como estas informações envolvem diferentes áreas de conhecimento, o sistema MONDIG foi subdividido em quatro subsistemas: o STE – Subsistema de Temperatura e Parâmetros Operativos, o SVIB – Subsistema de Vibração, o SPD - Subsistema de Descargas Parciais e finalmente o AGS – Subsistema de Entreferro do Gerador. Cada subsistema, embora integrados num ambiente único, tem suas funções específicas, as quais são descritas a seguir.

Uma das principais funções do STE é o monitoramento da temperatura das unidades geradoras. São quase 400 pontos monitorados, nos diversos componentes das unidades (rotor, estator, mancais, enrolamentos e outros). Ao menor indício de sobreaquecimento - este subsistema dará o alarme para providências da equipe de manutenção da usina.

É importante observar que este alarme será emitido, muitas vezes com antecedência de semanas ou meses, possibilitando que seja decidido a tempo qual a melhor solução a ser adotada, quando e de que forma deve ser adotada. Este tipo de alarme antecipado é adotado com relação a todas as grandezas monitoradas pelo MONDIG.

Em um hidrogerador, parte da água que impulsiona a turbina para gerar energia elétrica é desviada para os sistemas de resfriamentos de seus vários componentes (mancais, enrolamento estatórico e outros). As tubulações destes sistemas estão sujeitas à obstrução. Para verificar se não há acúmulo de lama e outros sedimentos, as vazões, pressões e temperaturas de saída da água de resfriamento são também monitoradas.

Outra importante função do STE é a aquisição dos parâmetros operativos da unidade geradora. O MONDIG pondera cerca de vinte parâmetros operativos para compensar as influências do ambiente e da condição operativa da unidade geradora.

O SVIB adquire cerca de 25 sinais de vibração, de deslocamentos e pulsações de pressão na unidade geradora. A parte rotativa da unidade geradora tem uma massa de 2500 toneladas e gira continuamente à cerca de 90 revoluções por minuto, por mais de 340 dias por ano, estando sujeita a desgaste. Assim, vibrações são monitoradas para se verificar qualquer anormalidade e realizar a manutenção devida.

Com uma vazão de água que ultrapassa 700.000 litros por segundo, pode-se dizer que a turbina é o coração mecânico da máquina. O trabalho ininterrupto também produz desgastes neste componente, os quais geram vibrações e pulsações de pressão características. Assim, os técnicos de manutenção utilizam medidores de pressão e outros equipamentos para monitorar as condições da turbina.

A falha na isolação é o principal problema de origem elétrica em um hidrogerador. Se a isolação do hidrogerador, deteriorado por algum motivo, não resistir à tensão elétrica de 18 000 pode acarretar na queima do mesmo, com sérios prejuízos.

Felizmente, na maioria dos casos, este processo não ocorre instantaneamente. Pequenos defeitos na isolação, provocam continuamente descargas elétricas de pequena intensidade. Estas descargas, denominadas descargas parciais, aumentam lentamente sua intensidade até a queima do mesmo.

O monitoramento da evolução destas descargas permitem a realização de reparos na isolação antes que ocorra a "queima". Para tanto, são colocados eletrodos na isolação para se captar e monitorar as descargas parciais. Esta função é desempenhada pelo SPD – subsistema de Descargas Parciais.

Resta ainda falar sobre o entreferro do gerador, que é o espaço de ar que separa o rotor e o estator do gerador. Com 2.000 toneladas de massa, o rotor tem 16 metros de diâmetro e gira a mais de 90 revoluções por minuto. O estator é um anel estático de pouco mais de 16 metros de diâmetro interno, mais de 3 metros de altura e tem massa de 700 toneladas. Apesar do gigantismo destes componentes, o entreferro representa um espaço de apenas 3 centímetros de espessura.

Ocorre que forças de origem mecânica e eletromagnética atuam no rotor e estator. Estas forças têm intensidades tão elevadas que podem deformá-los e, em casos extremos, provocar o roçamento entre rotor e estator. O monitoramento da espessura do entreferro e as formas do rotor e estator são as funções do AGS.

Algumas vezes as máquinas têm defeitos intermitentes, ou seja, defeitos que hora se apresentam, hora não. Outro caso são os defeitos de evolução lenta. Como exemplo aparece um pequeno ruído, esquisito na máquina, mas logo o operador se acostuma com ele. O ruído vai aumentando sem que se perceba, até que um dia acontece uma falha de grandes proporções.

Para evitar estes problemas, os dados adquiridos pelo MONDIG são sistematicamente armazenados em computadores. Programas especiais irão permitir a gravação automática de eventos transitórios ou intermitentes. Outros programas irão verificar tendências de aumento na intensidade de certas grandezas, mesmo que elas ainda estejam bem abaixo do limite permissível. O MONDIG terá ainda uma função de diagnóstico de defeito simplificada. Esta função consiste basicamente em associar um quadro de sintomas, informados pelo usuário ao sistema, às suas possíveis origens.

É importante observar que o MONDIG é um sistema evolutivo. Foi especificado para poder monitorar as novas unidades geradoras (unidades U09A e U18A), outros subsistemas e outras funções. Neste último aspecto, a função mais importante que se pretende incorporar ao MONDIG é a função de diagnóstico automático de defeitos incipientes, transformando-o em um sistema especialista.

Tal incorporação será feita a partir do emprego de técnicas de Inteligência Artificial e de uma base de conhecimentos de diagnóstico de defeitos, estabelecida a partir das experiências dos fabricantes das unidades geradoras, dos profissionais da manutenção de Itaipu e de outras empresas, bem como da bibliografia técnica disponível.

Vale ainda ressaltar que é também possível expandir o MONDIG, permitindo o monitoramento de outros equipamentos de importância no processo produtivo, tais como os transformadores elevadores principais e componentes da subestação isolada a gás.

Estágio

Recepção no CRV

No primeiro dia de chegada à Itaipu Binacional fomos recebidos pelo coordenador de estágios Júlio Sebastião Barbieri. Juntamente conosco havia estudantes das mais diversas áreas de conhecimento tais como: engenharia elétrica, engenharia mecânica, engenharia civil, engenharia química, engenharia florestal, engenharia de pesca, tecnologia eletromecânica, geografia, biologia, medicina veterinária, enfermagem, relações públicas, turismo e hotelaria. Ou seja, pôde-se concluir que o estágio de férias em Itaipu possui uma abrangência bastante vasta englobando não somente a área de exatas, mas também a de saúde e ciências sociais.

No primeiro momento a empresa foi apresentada através de um filme que foi bastante ilustrativo, e inclusive se encontra à nossa disposição.

Em seguida, tratou-se dos trâmites burocráticos tais como assinatura de seguro de vida, entrega das carteiras de trabalho e confecção dos crachás de identificação.

Recepção no SM.DT

Após a divisão dos estagiários em suas respectivas áreas de concentração, cada um foi encaminhado ao seu respectivo setor de trabalho, onde o pessoal de apoio os aguardava.

Os estagiários da área de engenharia, a priori, foram para o departamento de produção, mais especificamente para o setor de manutenção. Fomos recebidos pelo engenheiro Waldimir, que atuou como nosso guia e coordenou as nossas atividades, esforçando-se ao máximo para atender às nossas expectativas.

Foi feita uma apresentação do cronograma de atividades a ser seguido, assim também como uma introdução do corpo técnico do departamento de manutenção, incluindo engenheiros e técnicos.

Cronograma de atividades

DIA	DIVISÃO	ATIVIDADE
14/01 15/01		Recepção no CRV/Filme da Usina/Documentação
16/01		Recepção na SM.DT – Aud. El. 144 Apresentação da organização do estágio – Aud. El. 144 Apresentação – visão geral da usina – Aud. El. 144 Laboratório (SMIL.DT)/Usina/Estr.de desvio/Barragem/Vert.
17/01		SEMD/Laboratório de hidráulica Ecomuseu/Refúgio biológico/canal da barragem
18/01		SE Furnas (08:30h – 522.1068 – Sr. Claret) Cataratas (14:30h)/Usina São João/Marco das 3 Fronteiras
21/01	SMIM.DT	T.d'água-Vertedouro Ar cond.-Sist.A.Incend.
22/01	SMIM.DT	Turbina-Gerador-Sist.resfr.
23/01	SMIM.DT SMIN.DT	RV/RT SCADA/MONDIG
24/01	SMIS.DT	Apresentação da Divisão/SOM SMP/AMP

25/01	SMIS.DT	SEQ SMA/AMA SAC/PUG/Índices
28/01	SMIE.DT	Linhas de transmissão SEMD Transformadores GIS
29/01	SMMU.DT SMMG.DT	Água Pura – Sist./mecânica/elétrica/controlado CTM Materiais do gerador
30/01	SMIE.DT	Auxiliares – MT Auxiliares – BT Sistema de Iluminação Sistemas de corrente contínua
31/01	SMIN.DT	SE/Proteção STH/Eq. de telecomunicações Registradores Controle
01/02	SM.DT RHT.AD SMIM.DT	Engenharia de manutenção Programa de trainees – Itaipu Binacional Sist.bomb.-ETA-ETE
04/02	SMIL.DT	O papel do Laboratório na Manutenção Laboratório de ensaios Laboratório de instrumentação Laboratório de química Laboratório de Padrões
05/02- 08/02	SMIT.DT	Acompanhar as atividades referentes ao SCADA

Atividades Desenvolvidas

O estágio consistiu em uma série de palestras proferidas por engenheiros e técnicos da Itaipu Binacional e também de visitas técnicas aos locais de interesse, como pode ser observado no cronograma mostrado acima. Sempre fomos acompanhados pelos engenheiros ou então por técnicos bastante experientes.

A última semana foi dedicada para que o estagiário acompanhasse as atividades desenvolvidas em uma área específica de seu interesse, sob supervisão de um respectivo engenheiro responsável. A área de interesse escolhida foi referente ao SCADA e a supervisão ficou a cargo do engenheiro brasileiro Marco César Castella.

Devido à grande abrangência do assunto visto no decorrer do estágio, assim também como visitas efetuadas, nem todas serão abordadas neste relatório, de modo a não torná-lo de leitura exaustiva e muito extensa. Também serão relatados alguns outros eventos interessantes que aconteceram no decorrer do estágio.

Laboratório de química

Foi feita uma visita ao laboratório de química pertencente ao SMIL.DT, onde são efetuados ensaios de óleo, análise química da água, confecção de placas de circuito impresso, entre outras atividades. O laboratório de química é de importância fundamental tanto para a manutenção preventiva como para o diagnóstico de problemas em máquinas.

Lá fomos recebidos por dois engenheiros químicos que nos deram informações sobre as atividades realizadas. Inclusive, foi possível acompanhar uma análise de gás dissolvido. Observamos os equipamentos, entre eles alguns bastante sofisticados como o cromatógrafo de gases, que é determinante para a realização da análise de gases dissolvidos.

Na ocasião encontravam-se dois estagiários de engenharia química que também estavam realizando atividades sob supervisão dos engenheiros químicos responsáveis.

A seguir temos uma descrição de algumas das características físico-químicas e elétricas importantes do óleo que ajudará a entender a importância das análises realizadas no laboratório.

Características físico-químicas do óleo

O óleo mineral isolante desempenha um importante papel no transformador. Sua principal função, além da isolamento, é a de resfriamento do sistema e, para assegurar o seu bom desempenho este deve manter suas características físico-químicas. O acompanhamento destas características é de fundamental importância ao fato de que uma degradação do óleo pode implicar numa formação de borra dentro do transformador o que é altamente prejudicial aos componentes isolantes.

Os bons acompanhamentos das características do óleo isolantes assegurarão um bom desempenho do transformador, prevenindo defeitos elétricos prematuros e deteriorações químicas.

Para acompanhar o desenvolvimento de envelhecimento natural do óleo ou mesmo detectar a presença de contaminantes internos ou externos é necessário realizar periodicamente ensaios no óleo isolante.

Rigidez Dielétrica

A rigidez dielétrica de um óleo isolante exprime sua capacidade de restituir aos esforços elétricos sem que ocorra uma descarga. Normalmente ela se identifica através da tensão de descarga que ocorre entre dois eletrodos sob determinadas condições e métodos padronizados.

Com este ensaio, também se podem detectar a presença de água, sujeira e partículas condutoras.

Análise do gás dissolvido

O transformador é uma unidade de extrema importância no sistema de fornecimento de energia, portanto, existe uma preocupação geral em se encontrar uma forma de detectar o início de uma falha ou degradação que possa levar o equipamento a sofrer sérios danos, caso não seja corrigido a tempo, e provocar a sua indisponibilidade operativa por um período muito longo. A técnica de análise de gases dissolvidos tem sido recomendada como instrumento de acompanhamento de desempenho do transformador e os resultados têm sido bastante satisfatórios.

O óleo isolante, papel e outros isolantes sólidos, sofrem sob a ação da temperatura e de esforços elétricos, decomposições químicas que resultam na formação de gases, que ficam dissolvidos no óleo. Estes gases podem ser extraídos e analisados quantitativamente através da cromatografia.

O tipo, a quantidade e as proporções destes gases dependem, parte do material decomposto, parte da natureza do fenômeno ocorrido, bem como da intensidade de sua formação.

A concentração destes gases pode diagnosticar as condições operativas do transformador.

Os gases mais comuns resultantes do sobreaquecimento e descargas elétricas são:

Hidrogênio	(H ₂)
Metano	(CH ₄)
Etano	(C ₂ H ₆)
Monóxido de Carbono	(CO)
Etileno	(C ₂ H ₂)
Acetileno	(C ₂ H ₂)
Dióxido de Carbono	(CO ₂)
Nitrogênio	(N ₂)
Oxigênio	(O ₂)

Laboratório de Hidráulica

Visitamos também o laboratório de Hidráulica que é responsável pela realização de ensaios hidráulicos e possui um modelo reduzido em pequena escala da Usina da Itaipu.

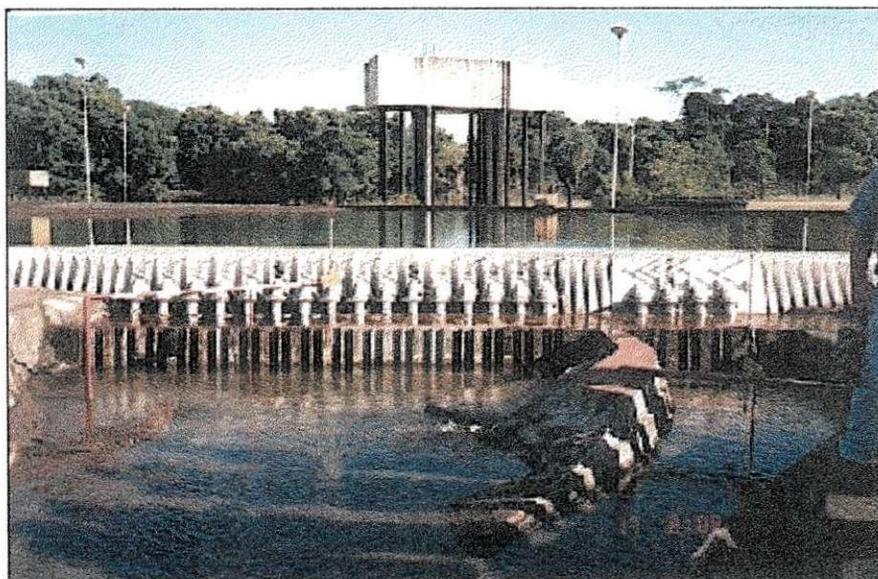


Foto 15- Modelo reduzido da Usina de Itaipu

O modelo reduzido foi muito importante na fase de projeto da Usina pois nele foram feitos testes de viabilidade hidráulica, estrutura de concreto, entre outros antes de se partir para a construção da Itaipu. Através da observação do modelo reduzido foi possível prever futuros problemas e ainda hoje, é utilizado para simulações. Um exemplo recente foi o uso do modelo reduzido para simulação dos efeitos do acúmulo de sedimentos e conseqüente assoreamento da barragem da Usina.

Refúgio Biológico e Ecomuseu

Tivemos a oportunidade de visitar o refúgio biológico da margem direita (lado brasileiro) e o seu ecomuseu. O refúgio biológico é um mini-zoológico que contém alguns exemplares da fauna nativa da região. Lá uma equipe constituída por biólogos, veterinários e técnicos cuida do seu bem-estar, estudam seu comportamento e zelam por sua preservação. Estudantes de biologia e medicina veterinária tiveram oportunidade de estagiar lá, sob supervisão da equipe mencionada.

Também há um ecomuseu que possui exemplares de fauna e flora ainda remanescentes da época da construção da Usina. Estes estão dissecados e empalhados. Tudo devidamente documentado e ilustrado através de quadros explicativos. A nossa visita ao ecomuseu foi acompanhado por um guia que era um técnico em biologia e nos forneceu muitas explicações sobre o que íamos observando. Assistimos também a palestras proferidas por biólogos sobre o seu trabalho e explicações sobre projetos de expansão e melhoramento do ecomuseu.

Nos foi concedido também a oportunidade de visitar também o ecomuseu da margem esquerda (lado paraguaio), que é um análogo do lado brasileiro, porém com o diferencial de possuir em seu acervo várias peças de artesanato remanescentes da cultura indígena local.

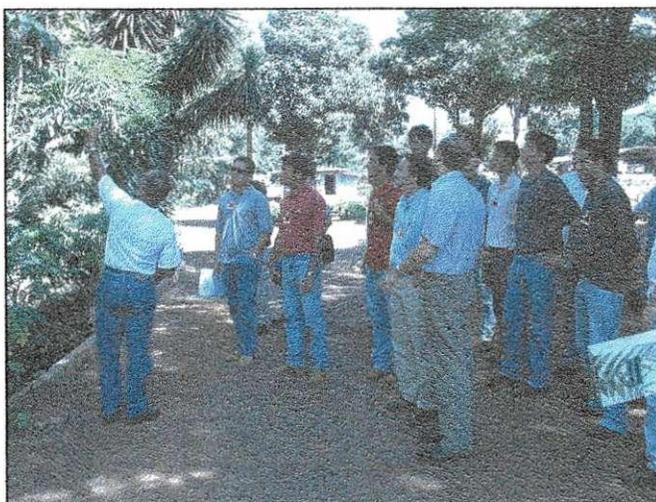


Foto 16- Refúgio Biológico da Margem Direita

Usina São João

Na primeira semana de chegada a Itaipu tivemos a oportunidade de visitar a Usina São João, um marco histórico, pois foi a primeira usina implantada em Foz do Iguaçu. Na verdade, o que vimos foi algumas máquinas que se encontram em um museu situado no Parque Nacional das Cataratas, que estão longe da grandiosidade das instalações atuais da Itaipu Binacional.

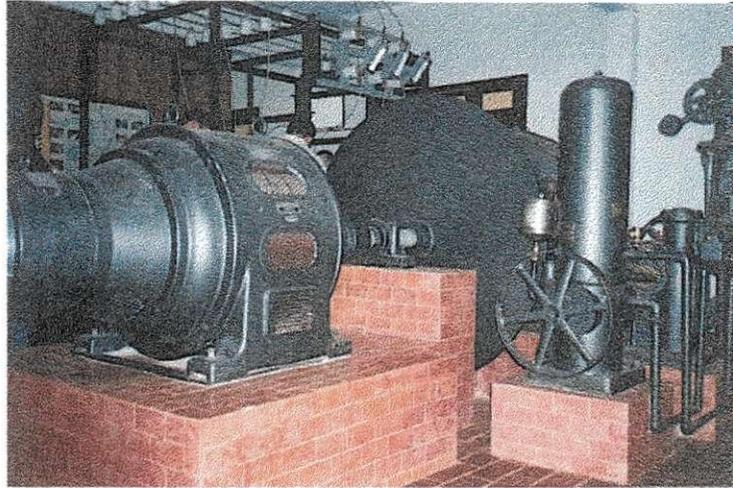


Foto 17-Gerador da antiga Usina São João

Subestação FURNAS

Fizemos uma visita à SE FURNAS em Foz do Iguaçu que consiste em uma subestação elevadora e outra conversora. De lá partem 3 linhas de 750 KV para Tijuco Preto-Ivaiporã. A linha de 50 Hz advinda do Paraguai é convertida em transmissão DC e vai para Ibiúna. Também havia dois transformadores trifásicos de 500 kV para 13,8 kV que alimenta os serviços auxiliares da SE. Em Ibiúna a transmissão DC é convertida para AC novamente.

As perdas na transmissão chegam a cerca de 5% em condições plenas de funcionamento. Na subestação foram utilizados filtros de 11° e 13° harmônicos, que são os mais significativos, embora possam vir a aparecer também 3ª e 5ª harmônicos.

Havia duas pontes retificadoras trifásicas de 6 pulsos em série. O tiristor utilizado era YST-45. Havia 96 tiristores/válvula. O ângulo de disparo dos tiristores não é menor que 15° porque haveria o risco do disparo não ocorrer.

O sistema de refrigeração das válvulas era através de trocadores de calor e água.

Lá podemos observar a proteção através de pára-raios de ZnO.

SCC (Sistema de Controle Computadorizado)

Este sistema permite a supervisão e controle de todos os setores de projeto. Os controle das unidades de geração são executados da bancada de controle. É composto por redes de computadores, sistema de aquisição de dados eletrônico, rede de fibras ópticas e de cabos convencionais, sistema de comunicação, etc. Através dele pode-se operar a subestação da margem direita a partir de um teclado e monitor, em lugar do painel de controle com diagramas mímicos e chaves de comando.

Não tivemos acesso direto a esta sala pois é restrito aos funcionários devido à sua importância no controle e supervisão da subestação.

Podemos observá-la na foto seguinte.

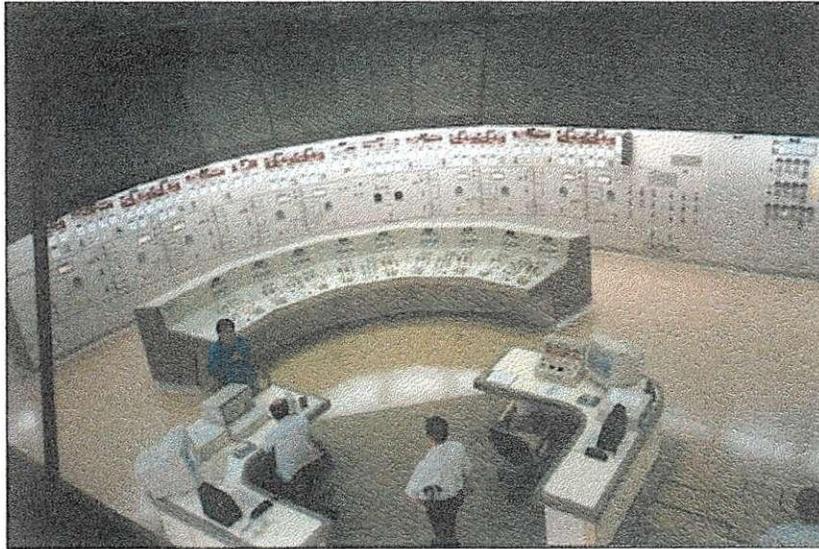


Foto 18-Sistema de Controle Computadorizado

SCADA /EMS (Supervisory Control and Data Acquisition/ Energy Management System)

Introdução

O sistema SCADA coletará diversos dados como temperaturas, vibrações, etc nos painéis agregados das turbinas, geradores, sistemas auxiliares elétricos, subestação blindada SF₆ etc. e as levarão até as Unidades Remotas, instalados nas galerias da Casa de Força, Barragem Principal e Vertedouro. Destas Unidades Remotas, as informações serão transmitidas através de cabos de fibra óptica até os computadores localizados ao lado da Sala de Comando Centralizado da Usina, de onde serão efetuados o controle/comando dos equipamentos de geração de energia.

O EMS é responsável pela implementação de recursos que otimizam o processo de geração de energia de Itaipu e ao mesmo tempo automatizam os processos de controle de geração e tensão da usina.

Na seção de anexos encontra-se um diagrama mostrando a integração do sistema SCADA/EMS com os sistemas externos (Eletrobrás, ANDE), sistemas internos (SOM, MONDIG, ADAS, STH, Unidades 9 A e 18 A), a SCC (sistema de controle computadorizado) e UTR's (Unidades Terminais Remotas).

Acompanhados pelo engenheiro Marcos César Castella, tivemos a oportunidade de conhecer um pouco mais sobre o sistema SCADA da Itaipu Binacional durante a última semana do estágio.

Histórico

- Contrato de fornecimento: julho/99
- Início da montagem (UTR): maio/00
- FAT (*Factory Acceptance Test*): junho /01
- Previsão de conclusão: Agosto/02

Desenvolvimento do sistema

O sistema SCADA adotado pela Itaipu foi desenvolvido e implementado pela empresa ABB, uma multinacional com vasta experiência em automação de usinas hidroelétricas entre muitas outras atividades. O software supervisor é o RANGER cujo sistema operacional é o UNIX. Para a elaboração das interfaces gráficas utilizadas está sendo utilizado o software DYSGEN, também propriedade da ABB, e parte integrante do pacote adquirido pela Itaipu Binacional. O Banco de Dados do Ranger é o ORACLE.

Visitamos a sala onde a interface do SCADA está sendo desenvolvida. Lá uma equipe, constituída em sua grande maioria por pessoal da própria ITAIPU está trabalhando incansavelmente, juntamente com funcionários da ABB para terminar a implantação da interface gráfica, e o software supervisor em si.

Treinamento dos funcionários

Para que o corpo técnico da Itaipu se adequasse a nova realidade a ser enfrentada com a implementação do SCADA, foram oferecidos os seguintes treinamentos:

- Curso de pós-graduação em Controle e Automação (Lato Sensu - 420 horas) - UFSC/Unioeste.
- Curso de Automação Digital (5 módulos - 250 horas) - CEFET:
- Eletrônica Digital
- Microprocessadores
- Aquisição e Processamento de Sinais
- Sistema de Automação e Controle Digital
- Comunicações de Dados
- UNIX.
- Oracle.

Inclusive uma equipe de engenheiros brasileiros e paraguaios foi enviada em diferentes períodos para realizar o treinamento em Houston, onde o sistema SCADA da Itaipu Binacional estava sendo desenvolvido por especialistas da ABB.

Testes ponto-a-ponto

Na tabela abaixo se encontram alguns dados referentes às entradas e/ou saídas digitais, analógicas e pseudo-pontos. Pontos são locais de coleta de dados. Pseudo-pontos são pontos virtuais cujos valores são calculados a partir de outros pontos. Por exemplo potência, que pode ser obtido através da tensão e corrente.

Entradas Digitais-DI (<i>Digital Inputs</i>)	17.052
Entradas Analógicas- AI (<i>Analogic Inputs</i>)	1.443
Saídas Digitais- DO (<i>Digital Outputs</i>)	1.841
Saídas Analógicas-AO (<i>Analogic Outputs</i>)	40
Pseudo-pontos	500

*dados referentes a maio de 2001 extraídos de um trabalho apresentado no IX Encontro Regional Latino-Americano da Cigré

Na época estavam sendo conduzidos testes ponto-a-ponto que visam assegurar o perfeito funcionamento do sistema de coleta de dados. Consistiam em testes minuciosos e cansativos realizados por uma equipe constituída por engenheiros, técnicos e com a supervisão e coordenação de um especialista enviado pela ABB.

Na sala onde o SCADA estava sendo implementado ficava um funcionário com um fone de ouvido que se comunicava via rádio com um ou mais operadores no local de um determinado equipamento a ser testado. Da sala de controle o funcionário verificava se os dados advindos do mesmo eram coerentes, sempre com *feedback* do pessoal de apoio que estava localizado na cota onde o equipamento em teste se encontrava. Na seção de anexos encontra-se alguns procedimentos adotados nos testes ponto-a-ponto.

A previsão era de que os testes fossem concluídos em tempo para que o sistema SCADA entrasse em funcionamento pleno em agosto deste ano e todos os esforços eram no sentido de cumprir esse prazo.

Unidade 9A

Como já foi explicado anteriormente, duas novas unidades 9A e 18A devem ser implantadas. O trabalho de implantação da unidade 9 A já teve início e tivemos oportunidade de observar o trabalho árduo realizado por uma equipe de vários técnicos e engenheiros. Acompanhamos o trabalho de longe pois eles se encontravam no fundo do “berço” da unidade que pode ser visto através da foto mostrada a seguir.

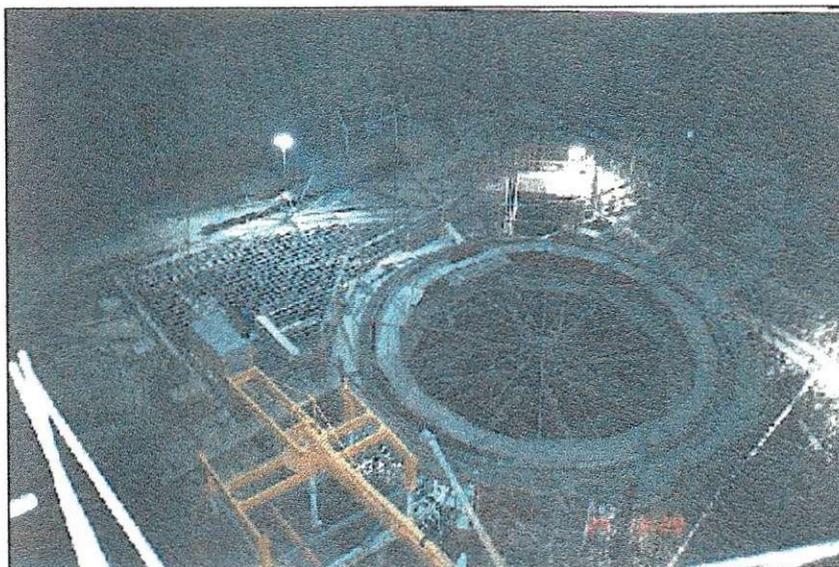


Foto 19- Berço da Unidade 9A

Inspeção quadrienal da unidade 9

Na época a unidade 9 estava passando por uma inspeção quadrienal. Todo o procedimento para desmontagem e posterior remontagem de uma unidade geradora é padronizado e está documentado em meio eletrônico e em papel, de modo a facilitar e orientar o trabalho da equipe. Entre outras coisas aproveitou-se pra trocar o anel da unidade por um mais moderno.



Foto 20-Troca do anel da unidade 9

Mais tarde, também se aproveitou a oportunidade para realização de testes de partida da unidade remotamente. Na foto a seguir podemos ver o rotor em um momento em que está parado.

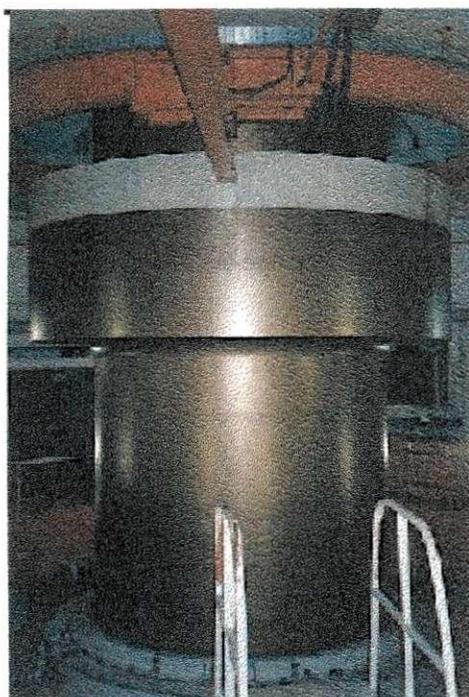


Foto 21- Rotor da unidade 9

Evento ocorrido : apagão

Tivemos a oportunidade de estar no edifício de produção no momento do “apagão” que atingiu vários estados do Brasil. No instante em que isso aconteceu, sentiu-se uma forte vibração e ruído em todo o edifício, pois na ocasião 13 das 18 máquinas pararam. Imediatamente houve uma movimentação intensa por parte do corpo técnico, especialmente na SCC (sala de controle centralizado) para averiguar a causa do desligamento automático das máquinas que havia acontecido.

A seguir está transcrito parte de reportagem publicada no Jornal Interno Eletrônico de Itaipu.

O rompimento de um cabo na linha de transmissão que liga a hidrelétrica de Ilha Solteira, no Rio Paraná, à subestação de Araraquara (SP) causou um apagão em dez Estados das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul do País e o Distrito Federal. O blecaute teve início às 13h34. A energia voltou aos poucos em diferentes regiões do País. Como o sistema é interligado, a Usina de Itaipu foi afetada, deixando de gerar para o Brasil. Às 19h, a luz havia retornado em 95% do sistema. A operação das usinas nucleares de Angra I e II também foi interrompida.

A falha de uma segunda linha de transmissão foi a causa do apagão que atingiu dez Estados e Brasília, na segunda-feira, revelou o presidente do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Mário Santos. A segunda linha entre a hidrelétrica de Ilha Solteira (SP) e a subestação de Araraquara (SP), é paralela àquela que teve o cabo rompido, primeira a ser apontada como a causa do blecaute. Segundo técnicos do ONS, o sistema pode suportar o corte de uma linha de transmissão, mas não o desligamento simultâneo de dois cabos.

O blecaute que atingiu dez Estados e Brasília começou com um parafuso frouxo. Segundo relatório divulgado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o parafuso de uma das junções que segurava as linhas de transmissão da usina de Ilha Solteira (SP) não estava corretamente colocado. Ele acabou causando um desgaste que terminou no rompimento de um dos cabos. O problema se agravou com uma pane no sistema de segurança. Ele deveria ter desligado apenas a linha rompida, mas desligou também um segundo cabo de transmissão.

Para completar, apenas quatro das seis linhas de transmissão estavam funcionando. Uma delas estava em manutenção e a outra havia sido desligada. A Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, proprietária das linhas de transmissão, e o ONS, que gerencia o sistema, poderão ser multados em R\$ 8 mi e R\$ 3 mi, respectivamente, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Conclusões

Apesar de o estágio ser caracterizado como estágio de férias e, portanto, realizado num curto período de tempo e de natureza predominantemente informativa, o mesmo foi uma oportunidade única de conhecer e vivenciar o cotidiano da maior hidroelétrica do mundo em operação na atualidade.

Pôde-se ter uma visão geral do seu funcionamento e das suas mais diversas áreas, o que era um dos principais objetivos da coordenação de estágios da Itaipu Binacional, a priori. Não ficamos restritos à parte técnica, mas também tivemos a oportunidade de conhecer o refúgio biológico e o trabalho de preservação ecológica realizada pela Itaipu .

O estágio teve uma abrangência bem vasta, pois englobou todas as ênfases oferecidas pelo curso de engenharia elétrica tais como: eletrotécnica, controle e automação, telecomunicações e eletrônica, embora não de maneira aprofundada devido à restrição de tempo.

Observou-se a importância e aplicação das disciplinas vistas no decorrer do curso, sobretudo as da área de eletrotécnica e de controle e automação. Verificou-se que, em geral, o conhecimento adquirido no decorrer do curso de engenharia elétrica foi suficiente para acompanhar as palestras dadas pelo corpo técnico da Itaipu; também observou-se que a grade curricular da UFPB, em termos de conteúdo atualizado, não deixa nada a desejar em comparação com o de demais universidades brasileiras.

Além de toda a experiência técnica obtida, o estágio serviu também como uma chance de conhecer e manter contato com profissionais altamente qualificados advindos não apenas das mais diversas regiões do país mas também do exterior. Foi possível ver, como na prática, a binacionalidade é exercida em toda sua plenitude, seja na divisão das tarefas, distribuição de cargos administrativos e cooperação entre o corpo técnico .

E como se não bastasse o contato com profissionais da área, foi possível estabelecer laços de amizade com os demais estagiários de outras universidades e regiões. Em suma, foi possível estabelecer, durante este breve período de tempo, uma rede de contatos que, sem dúvida, será muito importante para o nosso futuro profissional.

Bibliografia

Albabó, R **Qualidade na Energia Elétrica**. São Paulo. Editora Artliber, 2001

Apostila sobre Máquinas Elétricas da Itaipu Binacional da intranet de Itaipu

Apostila sobre Sistema de Serviços Auxiliares

Apostila de tecnologia de equipamentos elétricos da Itaipu Binacional da intranet de Itaipu

Apresentação em PowerPoint sobre Tópicos de Proteção

Apresentação em PowerPoint do artigo “**Sistema de controle, Supervisão e Aquisição de dados de Itaipu –SCADA/SEM**” apresentado no IX ERLAC(Encontro Regional Latino-Americano da Cigré),27/05 a 31/05/2001

M.C. Castella, P.R.C de Carvalho, G. O. Calcena, A.S.K, C.A.L. Bado, L.A.Arriola

Artigo do JIE (Jornal Interno Eletrônico) de Itaipu “Sistema MONDIG- O Monitoramento da Saúde das Máquinas”

Artigo do JIE (Jornal Interno Eletrônico) de Itaipu “Apagão atinge 10 estados”

Folder da Itaipu Binacional: **Principais Características Técnicas**

Folder de FURNAS: **Itaipu Transmission System**

Homepage da ITAIPU Binacional: **www.itaipu.gov.br**

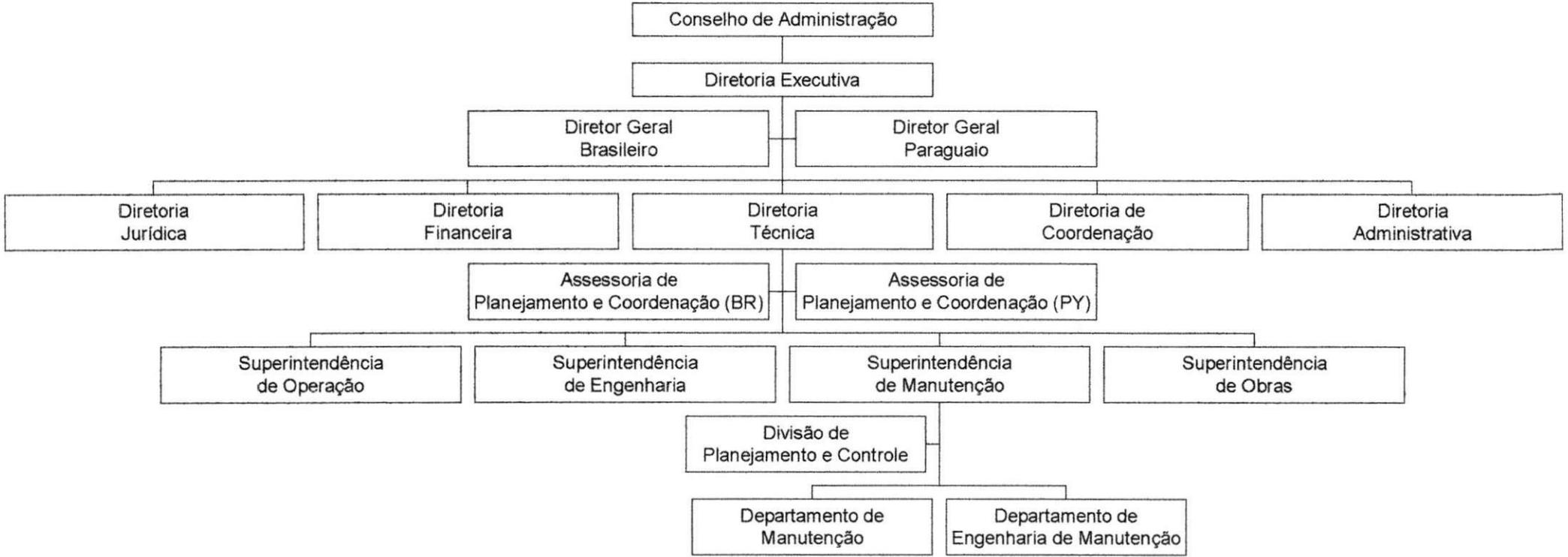
IX ERLAC(Encontro Regional Latino-Americano da Cigré),27/05 a 31/05/2001

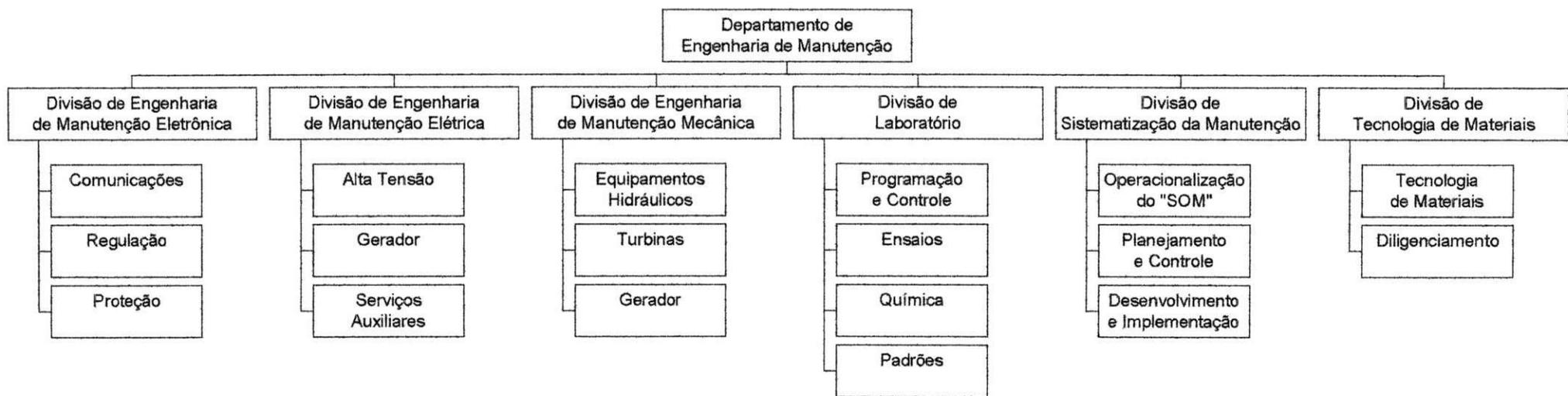
M.C. Castella, P.R.C de Carvalho, G. O. Calcena, A.S.K, C.A.L. Bado, L.A.Arriola
“**Sistema de controle, Supervisão e Aquisição de dados de Itaipu –SCADA/SEM**”

J. de Moraes, V. F. Salatko “ **Electrical and Related Design Aspects of Itaipu Hydroelectric Project**” , IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 5, May, 1982 pp. 1012-1020

ANEXOS

**ANEXO 01-ORGANOGRAMAS GERAL DA EMPRESA, DO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO E DO
DEPARTAMENTO DE MANUTENÇÃO**

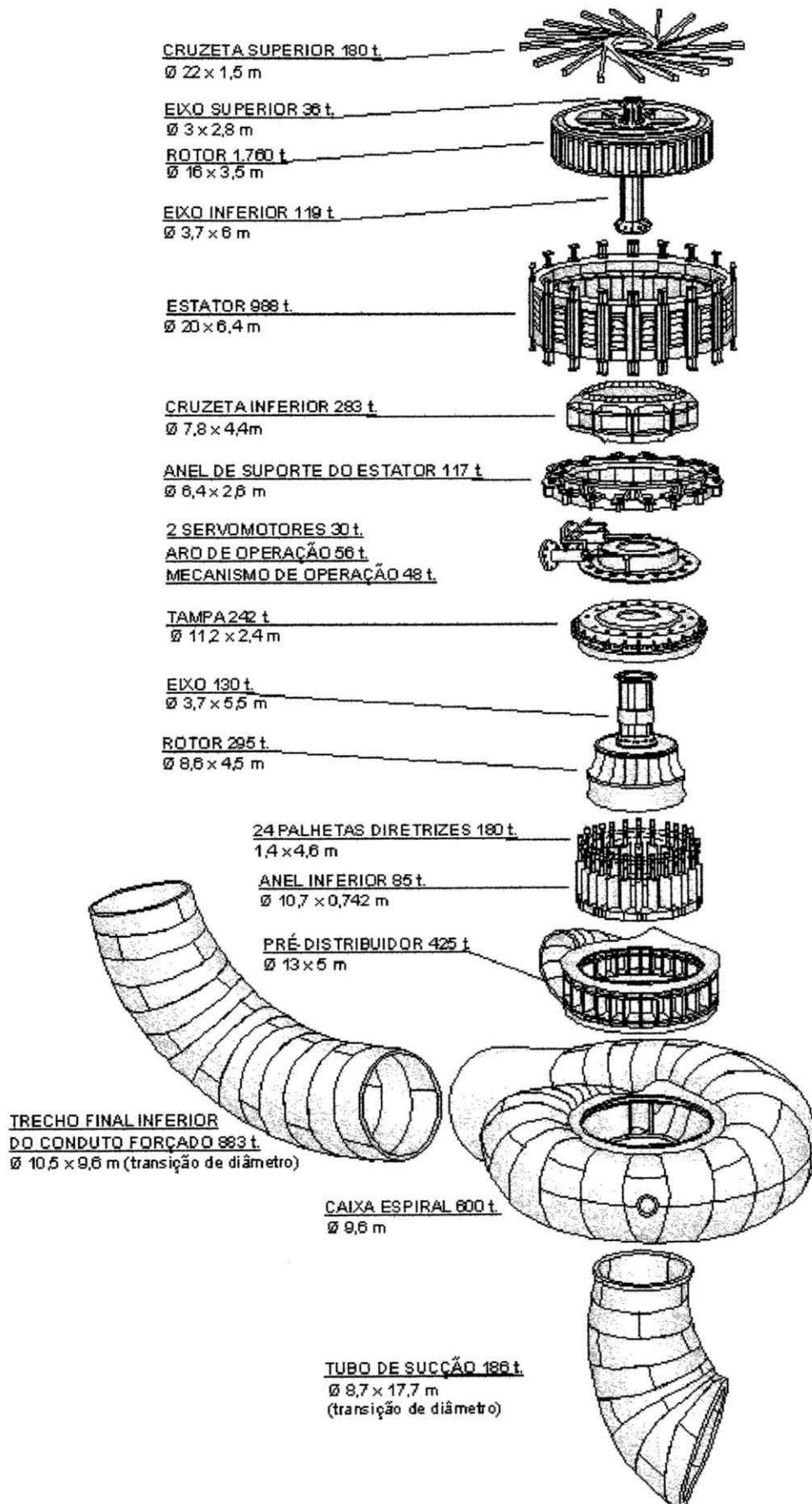






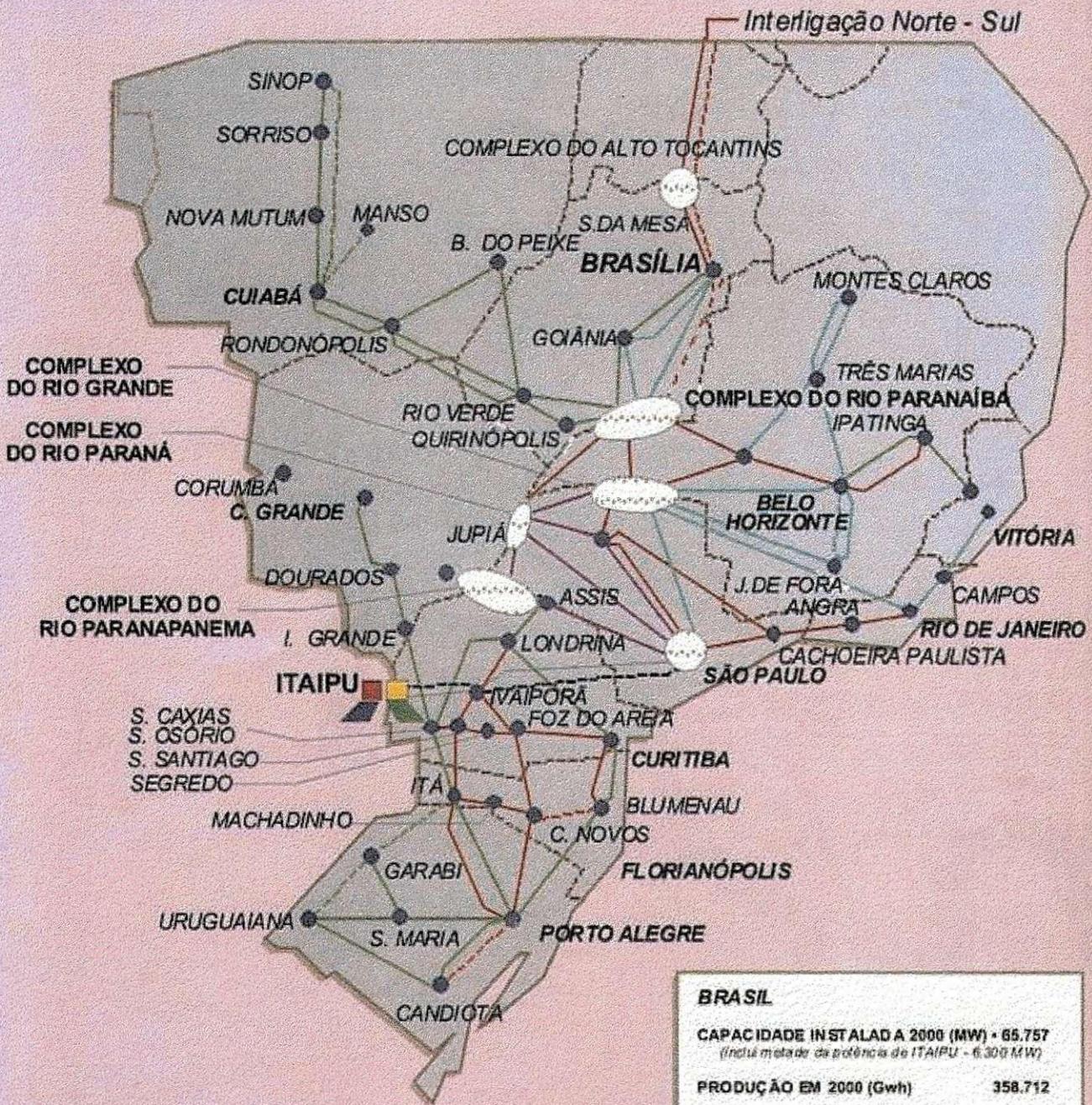
ANEXO 02- VISTA EXPLODIDA DA UNIDADE GERADORA

UNIDADE GERADORA



**ANEXO 03-ESQUEMA DE INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA DA USINA DE
ITAIPU**

**ANEXO 04- DIAGRAMAS DO SISTEMA DE INTEGRAÇÃO AO SISTEMA
ELÉTRICO BRASILEIRO E AO SISTEMA ELÉTRICO PARAGUAIO**



BRASIL	
CAPACIDADE INSTALADA 2000 (MW) • 65.757 <i>(inclui meta de produção do ITAIPU - 6.300 MW)</i>	
PRODUÇÃO EM 2000 (Gwh)	358.712
LINHAS DE TRANSMISSÃO (km)	69.417
	EXISTENTE FUTURO
230 kV	— — — — — - - - - -
345 kV	— — — — — - - - - -
440 kV	— — — — — - - - - -
500 kV	— — — — — - - - - -
± 600 kV DC	- - - - - - - - - -
750 kV	— — — — — - - - - -

Fonte: ONS - Operador Nacional do Sistema
 CNIQS - Eletrobras



● ● Subestação Existente 220 kV / 66 kV
○ ○ Subestação em Projeto 220 kV / 66 kV

LINHAS DE TRANSMISSÃO

	Existente	Futuro
220 kV	—	- - -
66 kV	—	- - -

**ANEXO 05-TABELAS 1-7 REFERENTES AOS DADOS TÉCNICOS DO
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ITAIPU**

Tabela 1 – Link AC- Principais características das subestações de 60/50 Hz

FOZ DO IGUAÇU, IVAIPORÁ, ITABERÁ, TIJUCO PRETO, IBIUNA (60 Hz) FOZ DO IGUAÇU (500 kV/50 Hz)				
CARACTERÍSTICAS	750 kV	500 kV (60 Hz)	500 kV (50 Hz)	345kV
Arranjo de barra coletora	Barramento e meio	(*)	Barramento e meio	Barramento e meio
NÍVEL DE ISOLAÇÃO				
Aberturas Mínimas (m)				
Fase-terra(metal-metal)	5	4,10	4,10	2,96
Fase-fase(metal-metal)	10	5,31	5,31	3,64
Na rua de veículos (linha de centro)	12,20	10,70	10,70	9,45
No chão (linha de centro)	12,20	10,10	10,10	7,20
Tensão máxima de operação (kV)				
BIL/BSL (Impulse/Surge withstand)	800	550	550	362
Barramentos	2100/1550	1800/1300	1550/1175	1175/900
Disjuntores, chaves seccionadoras, CT's e CCPD's	2100/1550	1800/1300	1550/1175	1175/900
Transformadores e reatores				
Enrolamentos	1950/1620	1800/1300	-	1050/870
Buchas	2100/1550	1800/1300	-	1175/900
Transformadores Conversores (lado AC-kV)	-	-	1425/1175	1050/870
Enrolamentos	-	-	1550/1175	1175/825
Buchas				
DISJUNTORES DE CIRCUITO DE POTÊNCIA				
CAPACIDADE DE INTERRUPTÃO (kA)	40	31,5	40	(**)
TENSÃO NOMINAL DE PÁRA-RAIOS (kV)	612 (SiC) / 588 (ZnO)	420	420	286/276 (linhas/transf.) 258 (bancos de capacitores-shunt)

(*) O arranjo de TIJUCO PRETO é barramento e meio; IVAIPORÁ é um barramento simples; IBIUNA é tipo anel; FOZ DO IGUAÇU 500 kV (60 Hz) não tem barramentos

(**) TIJUCO PRETO é 63 kA e IBIUNA 40 kA

Tabela 2 – Autotransformadores e Reatores

CARACTERÍSTICAS	Autotransformadores de 60 Hz monofásicos imersos em óleo isolante, 525 kV, regulador série, em tanques separados, terciário em delta para conexão 72,5 kV reatores-shunt			Autotransformadores de 60 Hz monofásicos imersos em óleo isolante, do tipo comutador de derivação sob carga, terciário para conexão de compensador síncrono de 300 Mvar			Reatores-shunt de 60 Hz monofásicos imersos em óleo isolante, resfriante tipo ONAN	
	AT	BT	TERT	AT	BT	TERT	AT	NEUTRO
TENSÃO NOMINAL (kV)	$765/\sqrt{3}$	$525/\sqrt{3}$	69	$765/\sqrt{3}$	$345/\sqrt{3}$	20	$800/\sqrt{3}$	-----
TENSÃO MÁXIMA DE OPERAÇÃO (kV)	$800/\sqrt{3}$	$550/\sqrt{3}$	72,5	$800/\sqrt{3}$	$362/\sqrt{3}$	21	-----	-----
BIL(kV)								
Enrolamento	1950	1425	350	1950	1050	150	1800	350
Bucha	2100	1550	450	2100	1300	200	1950	
	2550	1800	650	2550			2100	450
							2250	550
BSL (kV)								
Enrolamento e	1620	1175	-----	1620	850	-----	1550	280
Buchas	1450	1300		1450	1050		1450	230
POTÊNCIA NOMINAL TRIFÁSICA CONTÍNUA (*)								
ONAN	-----	990	330	-----	990	300	360	-----
OFAF I	-----	1320	440	-----	1200	400	165	-----
OFAF II	-----	1650	550	-----	1500	500	-----	-----
CONEXÃO DE BANCO TRIFÁSICO	Estrela aterrada (**)	Estrela aterrada (**)	Delta	Estrela aterrada (**)	Estrela aterrada (**)	delta	Estrela aterrada (**)	-----

(*) Autotransformadores -valores em MVA
 Reatores -valores em Mvar

(**) Solidamente

Tabela 3 – Compensadores síncronos- Características Principais

CARACTERÍSTICAS	
TENSÃO NOMINAL (KV)	20
FAIXA DE TENSÃO NOMINAL (%)	± 5
POTÊNCIA NOMINAL CONTÍNUA (sobre-excitado, 30 min) (Mvar)	300
CAPACIDADE A CURTO PRAZO (sobre-excitado, 30 min) (Mvar)	330
CAPACIDADE DE SUB-EXCITAÇÃO (corrente de campo de 5%)	
Potência (Mvar)	150
Tensão (p.u)	0,95
CAPACIDADE DE SUB-EXCITAÇÃO (limite de estabilidade de 60%)	
Potência (Mvar)	200
Tensão (pu)	0,95
SISTEMA DE RESFRIAMENTO	Hidrogênio

Tabela 4 –Capacitores- Principais características

CARACTERÍSTICAS	Capacitores- Série	Capacitores - shunt
TENSÃO NOMINAL (kV)	800	345
TENSÃO MÁXIMA DE OPERAÇÃO (kV)	-----	362
BIL (kV)	2100	1175
BSL (kV)	1550	950
CORRENTE NOMINAL (A)	3150	-----
BY-PASS GAP SETTING (tensão de gap a uma corrente nominal) (pu)	3 a 4	-----
POTÊNCIA NOMINAL TRIFÁSICA CONTÍNUA (Mvar)	-----	220
CONEXÃO	-----	Estrela dupla com neutro aterrado
COMPENSAÇÃO	Reatância de linha de 30- 50%	-----
LOCALIZAÇÃO	Entradas das LT's das SE's intermediárias (*)	Pátio de manobras de 345 kV

(*) Na SE Itaberá intermediária, apenas na saída do TL para a SE Tijuco Preto

Tabela 5 – Características das Linhas de Transmissão de Itaipu

TENSÃO NOMINAL	750 kV	IBIUNA 345 kV /TJUCO PRETO	BIPOLOS I E II
VELOCIDADE MÁXIMA DE WIND (km/h)			
Torres Guiadas	150	170	150
Torres Auto-portantes	170		
TEMPERATURA (° C)			
Máxima	40	40	40
Mínima	-5	-5	-5
NÍVEL ISOACERÁUNICO			
ALTITUDE (m)			
Média	800	800	700
Máxima	1200	1100	1110
RIGHT-OF-WAY			
Largura (m) (*)	1 TL: 94,5 2 TL's: 178	55	72
Distância entre Eixos para LT's na mesma banda (m)	68,5	-----	-----
Separação entre 2 linhas/bipolos (km) (*)	10	-----	30
TIPOS DE TORRES (%) (*)			
Guiados	64	-----	77
Auto-portante	36	100	23
PESO MÉDIO DAS TORRES (kg)			
Guiados	9000	-----	5000
Auto-portante	14000	19000	9000
ALTURA MÁXIMA DAS TORRES (m)			
Guiados	43,5		43,5
Auto-portantes	57	55	54
COMPRIMENTO MÉDIO DE ENVERGADURA (m)	464	430	450
DISTÂNCIA ENTRE FASES (m)			
Guiados	15,8	7,5	16,4 (entre pólos)
Auto-portantes	14,3	-----	-----
VÃO MÍNIMO CONDUTOR-TERRA (m)	15	8	13
CABOS CONDUTORES (ACSR)	4/FASE 1113 MCM -45/7	3/FASE 954 MCM -26/7	4/PÓLO 1272 MCM .45/7
ISOLADORES	"I" e "V" - 35 unidades	"I" e "V" - 18 unidades	"I" - 32 unidades
FIOS TERRA	TL 1 MINORCA-ACSR 110,8 MCM -12/7 DOTTEREL -ACSR 176.9 MCM -12/7 (perto das SE's) TL2 e TL 3 3/8 " EHS Aço Galv. 1/2 " EHS Aço Galv. (perto das SS's)	3/8 " EHS Aço Galv. ACSR 336,4 MCM (perto das SS's)	3/8 " EHS
CONTRAPESO	CABO #4 BWG Aço Galv. CABO 3/8 " SM Aço Galv.	3/8 " SM	CABO 6 AWG Copperweld

(*) Valores aproximados

Tabela 6 – Link DC- Subestações conversoras 600 kV. Características Elétricas

SUBESTAÇÃO	FOZ DO IGUAÇU/IBIÚNA
NÚMERO DE BIPOLOS	2
POTÊNCIA NOMINAL (MW/BIPOLO)	3150 (Foz) (*) 3010 (Ibiúna) (*) 3392 (Foz) (**)
NÚMERO DE GRUPOS DE VÁLVULAS	2 em série por pólo
CORRENTE DIRETA NOMINAL (A)	2610
CORRENTE CONTÍNUA MÁXIMA (A)	2690(*) 2930 (**)
CORRENTE DE SOBRECARGA MÁXIMA (A)	
5 seg duração	3410 (*) 3710(*)
Seguido por uma duração de 20 seg	3130(*) 3390(**)
CORRENTE MÍNIMA DIRETA (A)	260
TENSÃO DIRETA NOMINAL (kV)	± 600 (Foz) ± 576,6 (Ibiúna)
TENSÃO MÁXIMA CONTÍNUA (kV)	±613,6
OPERAÇÃO MONOPOLAR	Com retorno pelo terra
OPERAÇÃO DE POLOS PARALELOS	Com baixa velocidade
CONEXÃO DE GRUPOS DE VÁLVULAS	12 pulsos
VÁLVULA	
Tipo	Tiristores com diâmetro de 75 mm
Montagem	3 quadriválvulas por grupos de 12 pulsos
Resfriamento	Água desmineralizada
Isolação	Ar, com válvula hall enclosed
FILTROS DE HARMÔNICOS DO LADO DC	2º /6º, 12 º e passa alta (PA)
FILTROS DE HARMÔNICOS DO LADO AC	3º , 5º, 11º, 13º e passa alta (PA)
DESEMPENHO	
D, ΣD	1%, 4% (Foz-IBIÚNA)
TIF	35/25 (Foz/Ibiúna)
IT	35000/25000 (Foz/Ibiúna)

(*) valores a temperatura ambiente alta
 (**) valores a temperatura ambiente baixa

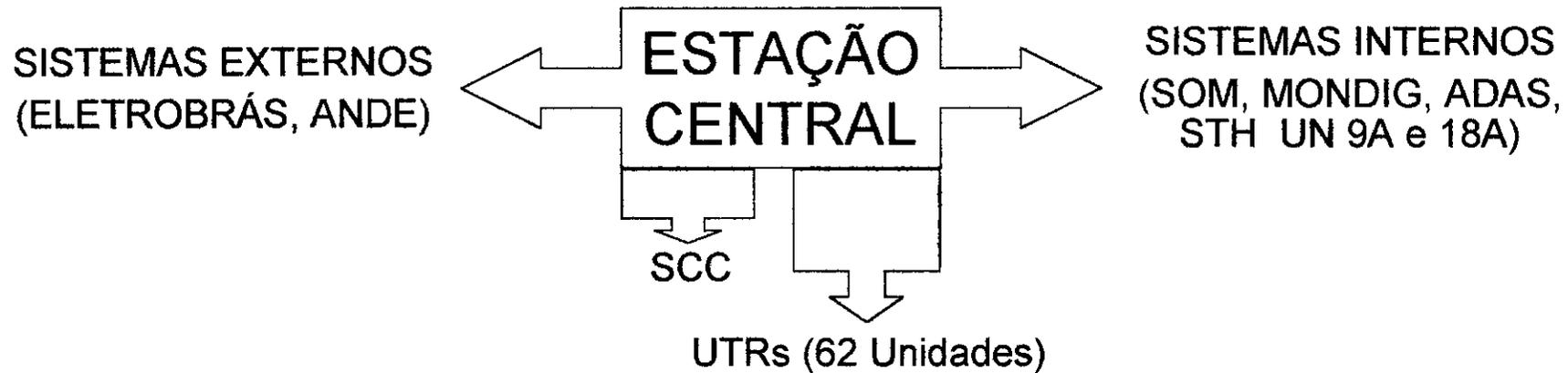
Tabela 7 – Link DC – Características Elétricas dos Transformadores Conversores

SUBESTAÇÃO		FOZ DO IGUAÇU / IBIÚNA			
TIPO		Monofásico, 3 Enrolamentos, comutador de derivação			
CONEXÃO DE BANCO					
Lado AC		Estrela aterrado			
Lado da Válvula		Estrela/delta			
POTÊNCIA NOMINAL (banco trifásico) (MVA)		942 (Foz)			
		900 (Ibiúna)			
TENSÃO NOMINAL AC (kV)					
Enrolamentos primários (Sistema)		500/√3 Y (Foz)			
		345/√3 Y (Ibiúna)			
Enrolamentos secundários (Válvulas)		127,4/√3 Y (Foz)			
		122/√3 Y (Ibiúna)			
Enrolamentos secundários (Válvulas)		127,4 Δ (Foz)			
		122 Δ (Ibiúna)			
FREQUÊNCIA NOMINAL (Hz)		50 (Foz)			
		60 (Ibiúna)			
		+20 × 1,25 e – 6 × 1,25			
COMUTADOR DE DERIVAÇÃO ON-LOAD E STEPS		(Foz-Ibiúna)			
		17,8 (Foz)			
		17,2 (Ibiúna)			
REATÂNCIA (Potência Nominal) (%)					
NÍVEIS DE ISOLAÇÃO (kV)		ENROLAMENTO		BUCHA	
		BIL	BSL	BIL	BSL
Lado DC					
Ponte superior	LADO YY	1800	1494	1950	1514
	LADO ΔY	1300	1079	1425	1119
Ponte inferior	LADO YY	1175	975	1300	975
	LADO ΔY	650	540	750	540
Lado AC					
500 kV (Foz)		1425	1175	1550	1175
345 kV (Ibiúna)		1050	870	1175	850
Reator de alisamento		1675	1390	1950	1514

**ANEXO 06- INTEGRAÇÃO DO SISTEMA SCADA/SEM COM OS SISTEMAS
EXTERNOS, SISTEMAS INTERNOS, SCC E UTR'S**

SCADA/EMS

Supervisão, Controle e Aquisição de Dados / Sistema de Gerenciamento de Energia



UNIDADES GERADORAS 50Hz	UNIDADES GERADORAS 60Hz	SISTEMAS AUXILIARES 50Hz	SISTEMAS AUXILIARES 60Hz	SF ₆ 50Hz	SF ₆ 60Hz	BARRAGEM PRINCIPAL 50Hz	BARRAGEM PRINCIPAL 60Hz	VERTEDOURO	CONTROLE CENTRALIZADO
18 UTR	18 UTR	6 UTR	5 UTR	4 UTR	4 UTR	2 UTR	2 UTR	1 UTR	2 UTR



ANEXO 07- PROCEDIMENTO DE TESTES PONTO-A-PONTO

3 PROCEDIMENTOS DE TESTES

3.1.1 Aquisição de dados – pontos de estado

3.1.1.1 Aquisição de dDados – pontos tipo 2-WAY

Procedimento de Teste

<u>Passo No.</u>	<u>Descrição do Passo</u>
------------------	---------------------------

Na UTR/Campo

- | | |
|----------|--|
| _____ 1. | Verificar o estado do contato do dispositivo primário (Aberto/Fechado) está na posição esperada como NORMAL. |
| _____ 2. | Verificar o valor lido na UTR (0/1). |
| _____ 3. | Fechar ou Abrir o contato do dispositivo primário, colocando-o em ESTADO ANORMAL. |
| _____ 4. | Verificar o valor lido na UTR (0/1) |

Na Estação Central

- | | |
|----------|--|
| _____ 5. | Selecionar os display apropriados da seguinte forma: |
|----------|--|

Se AR for PP50:

- Console 4: Todos diagramas que possuem o ponto a ser verificado.
- Console 5: A lista de alarme da console, Recon. & N. Recon. e o display tabular
- Console 6: A lista de alarme da console, Recon. & N. Recon.

Se AR for PP60:

- Console 6: Todos diagramas que possuem o ponto a ser verificado.
- Console 7: A lista de alarme da console, Recon. & N. Recon. e o display tabular
- Console 4: A lista de alarme da console, Recon. & N. Recon.

O Evento (Alarme) pode ser visto na Lista de Eventos, que pode ser selecionado em qualquer console, e no PC-Logger.

- | | |
|----------|--|
| _____ 6. | Anotar na planilha os display de diagramas selecionados. |
|----------|--|

- ___ 7. Verificar se o alarme é recebido na lista de alarme ou Lista de Eventos ou PC-Logger, de acordo com a Classe do ponto, para a console com a AR do ponto.
- ___ 8. Confirmar ou corrigir os campos CATEGORIA, CLASSE e PRIORIDADE na planilha de acordo com a cor e filtro do alarme.
- Observar que a CATEGORIA define em qual das consoles (AR) o alarme deve notificado.
- ___ 9. Verificar na janela de alarmes se a cor do botão é a mesma da cor do alarme.
- Observar que esta janela apresenta a cor do alarme, condição anormal, do alarme de maior prioridade não reconhecido no momento.
- ___ 10. (Opcional) Confirmar ou corrigir os campos referentes ao painel e dispositivo DEVNAM e PNLNAM.
- ___ 11. Verificar se nenhum alarme é recebido na lista da console que não cobre a AR do ponto.
- ___ 12. Verificar nos displays que contém os diagramas se o símbolo/texto aparece de forma apropriada.
- ___ 13. Verificar no display tabular se o texto possui o acronismo apropriado.
- ___ 14. Confirmar ou corrigir os campos ACRONM, STACON e NORMST na planilha.
- ___ 15. Se o ponto pertence ao esquema de redundância, campo RDVPNT = "Y", selecionar o display STATRDV, # 752, e verificar o estado do Primário, Alternativo e Resultado, conforme a função do ponto em teste.
- ___ 16. Reconhecer o alarme na lista de alarmes ou em um diagrama.
- ___ 17. Verificar na janela de alarmes se o botão da area do alarme desaparece.
- Observar que caso exista algum ponto alarmado, em estado anormal, não reconhecido, o botão permanecerá naquela cor.
- ___ 18. No PC para o Historian verificar a mudança de estado do ponto, para os pontos HISFLG = "Y".
- ___ 19. No PC que processa a Lista SOE, verificar o evento, para os pontos definidos com SOEHIS = "Y".

Na UTR/Campo

- ___ 20. Fechar ou Abrir o contacto do dispositivo primário, colocando-o em ESTADO NORMAL.
- ___ 21. Verificar o valor lido na UTR (0/1)

Na Estação Central

- _____ 22. Verificar se o Retorno-ao-Normal é recebido na lista de alarme ou Lista de Eventos ou PC-Logger, de acordo com a Classe do ponto, para a console com a AR do ponto.
- _____ 23. Verificar nos displays que contém os diagramas se o símbolo/texto aparece de forma apropriada.
- _____ 24. Verificar no display tabular se o texto possui o acronismo apropriado.
- _____ 25. Reconhecer o alarme na lista de alarmes ou em um diagrama.
- _____ 26. No PC para o Historian verificar a mudança de estado do ponto, para os pontos HISFLG = "Y".
- _____ 27. No PC que processa a Lista SOE, verificar o evento, para os pontos definidos com SOEHIS = "Y".
- _____ 28.

OBS: Os passos para verificação do Historian e lista SOE podem ser feitos por amostragem.

3.1.1.2 Aquisição de dados – pontos tipo 4-WAY

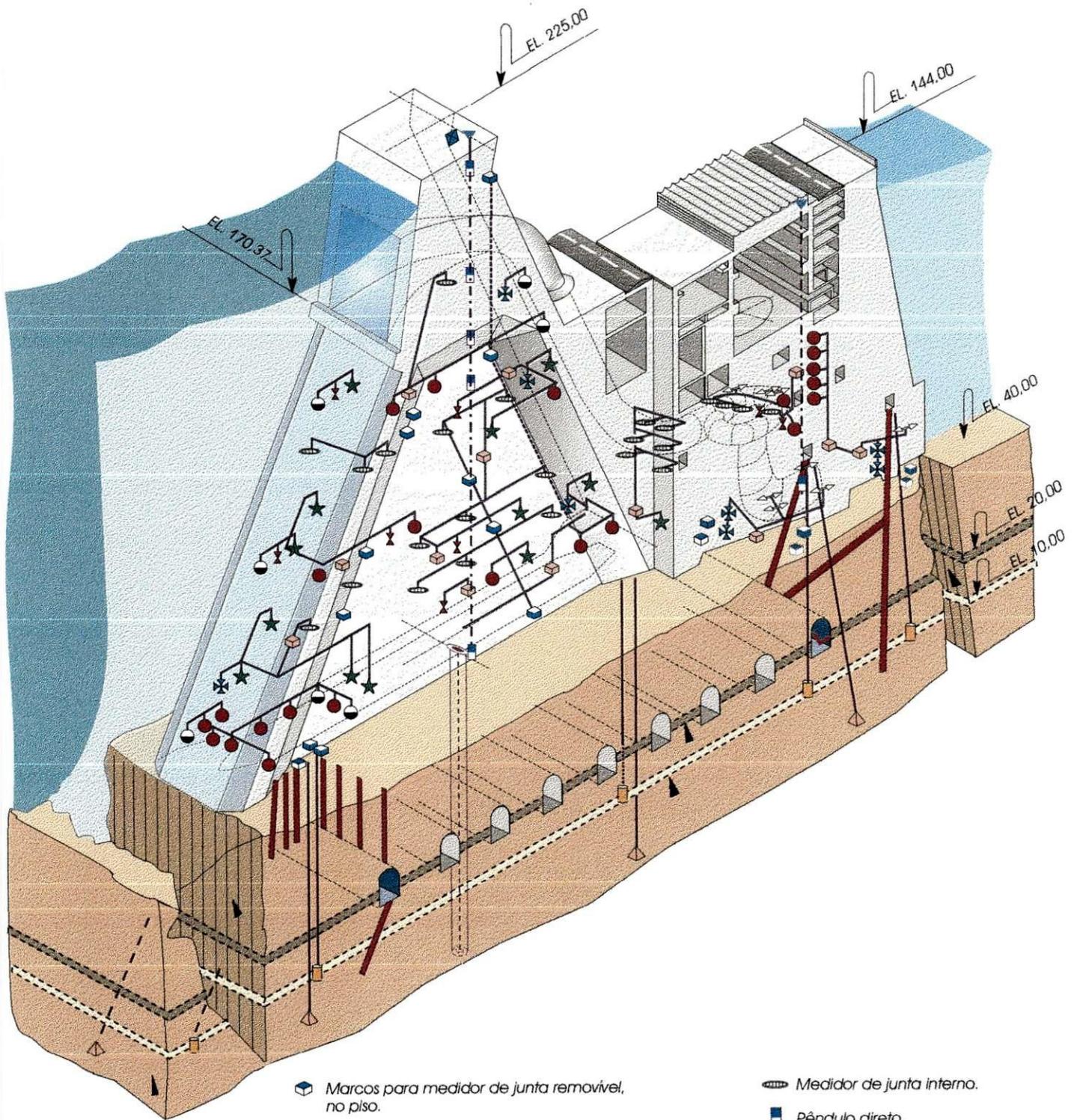
Procedimento de TestePasso No. Descrição do PassoNa UTR/Campo

- _____ 1. Verificar o estado dos contatos do dispositivo primário (Aberto/X/X/Fechado) está na posição esperada como NORMAL.
- _____ 2. Verificar o valor lido na UTR (00/01).
- _____ 3. Fechar ou Abrir os contatos do dispositivo primário, colocando-o em ESTADO ANORMAL.
- _____ 4. Verificar o valor lido na UTR (00/01)

Na Estação Central

- _____ 5. Selecionar os display apropriados da seguinte forma:
 - Se AR for PP50:
 - Console 4: Todos diagramas que possuem o ponto a ser verificado.
 - Console 5: A lista de alarme da console, Recon. & N. Recon. e o display tabular

ANEXO 08- INSTRUMENTAÇÃO TOTAL



 Marcas para medidor de junta removível, no piso.

 Marcas para medidor de junta removível, na parede.

 Caixa terminal.

 Termômetro na massa (interno).

 Termômetro de superfície

 Grupo de tensômetros.

 Tensômetro simples.

 Grupo de deformímetros.

 Medidor de junta interno.

 Pêndulo direto.

 Pêndulo invertido.

 Extensômetro

 Piezômetro

 Marco topográfico

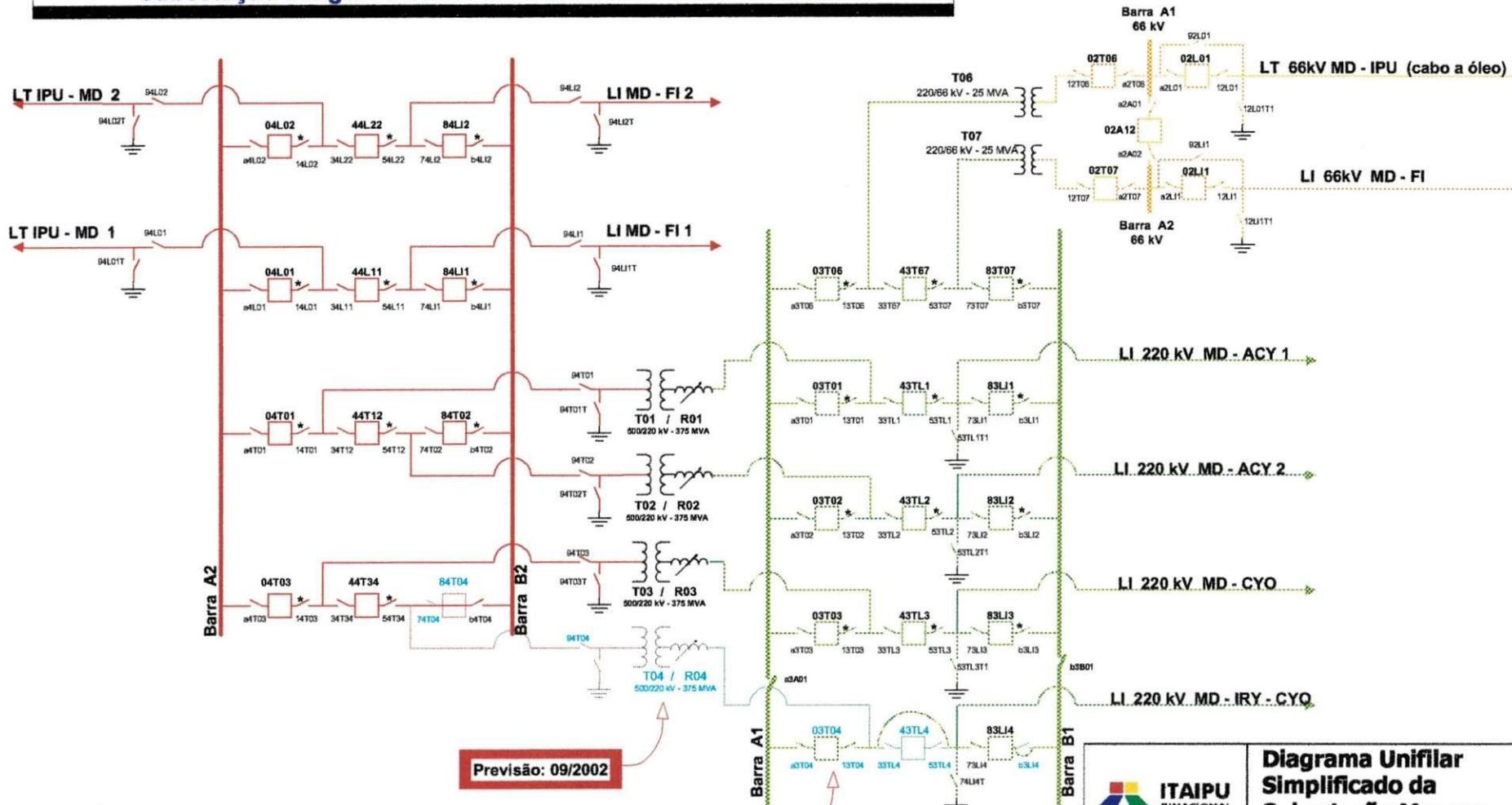
 Prisma geodésico

 Medidor de vazão

 Tensômetro para armadura

ANEXO 09-DIAGRAMA UNIFILAR DA SE MD

Subestação Margem Direita - SE-MD - 500 kV / 220 kV / 66 kV



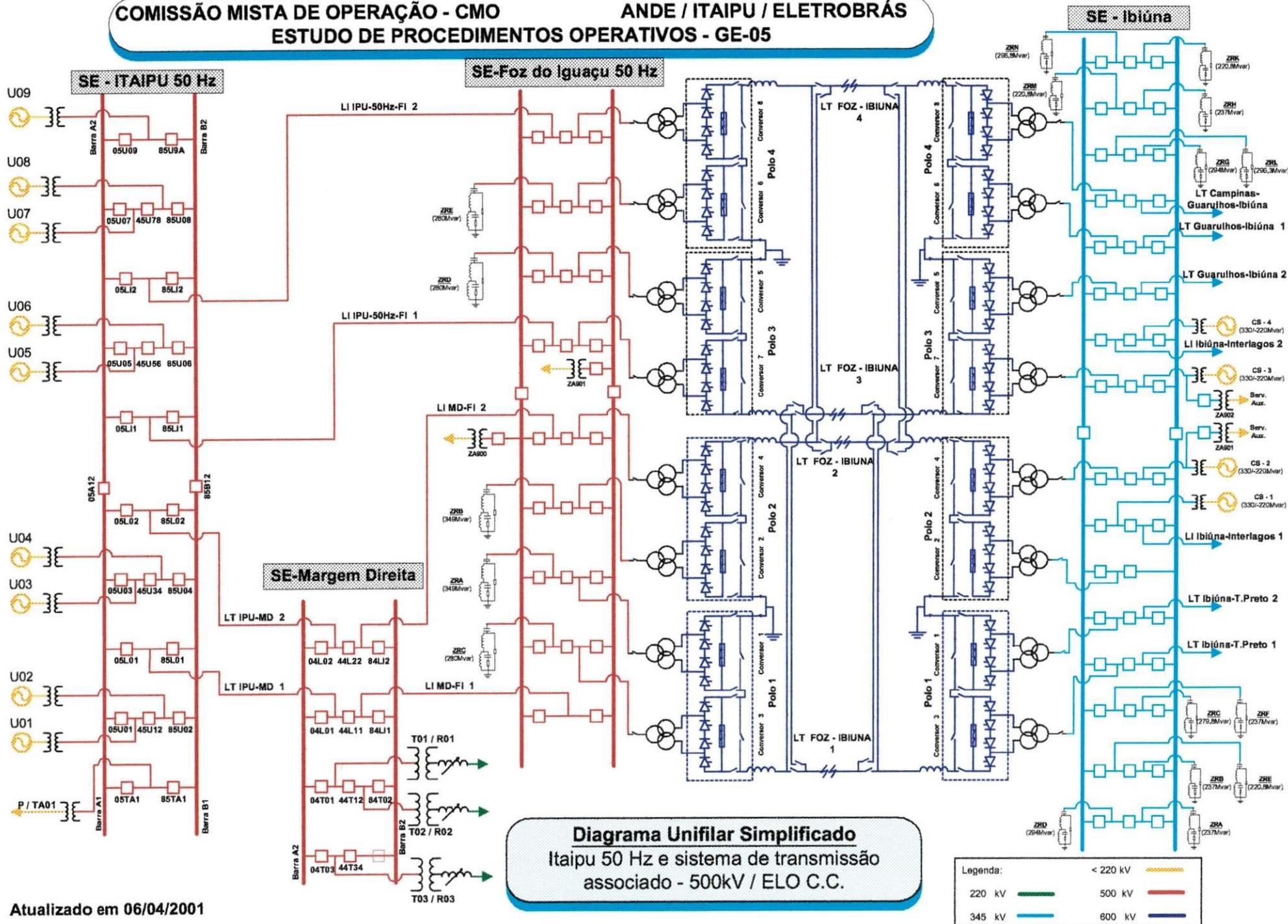
Obs.:As seccionadoras indicadas com asterisco são preferenciais quando comandadas pelo sistema de controle computadorizado (SCC).

	Diagrama Unifilar Simplificado da Subestação Margem Direita - 500/220/66 kV	
	Diagrama de Operação	
OPS.DT / OPSE.DT		Setor de Normas e Instruções de Operação - SE-MD
Aprov.:		
Orig.: 13/08/2001 Ult. Rev.: 23/10/2001		

ANEXO 10-DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 50 Hz

COMISSÃO MISTA DE OPERAÇÃO - CMO
ESTUDO DE PROCEDIMENTOS OPERATIVOS - GE-05

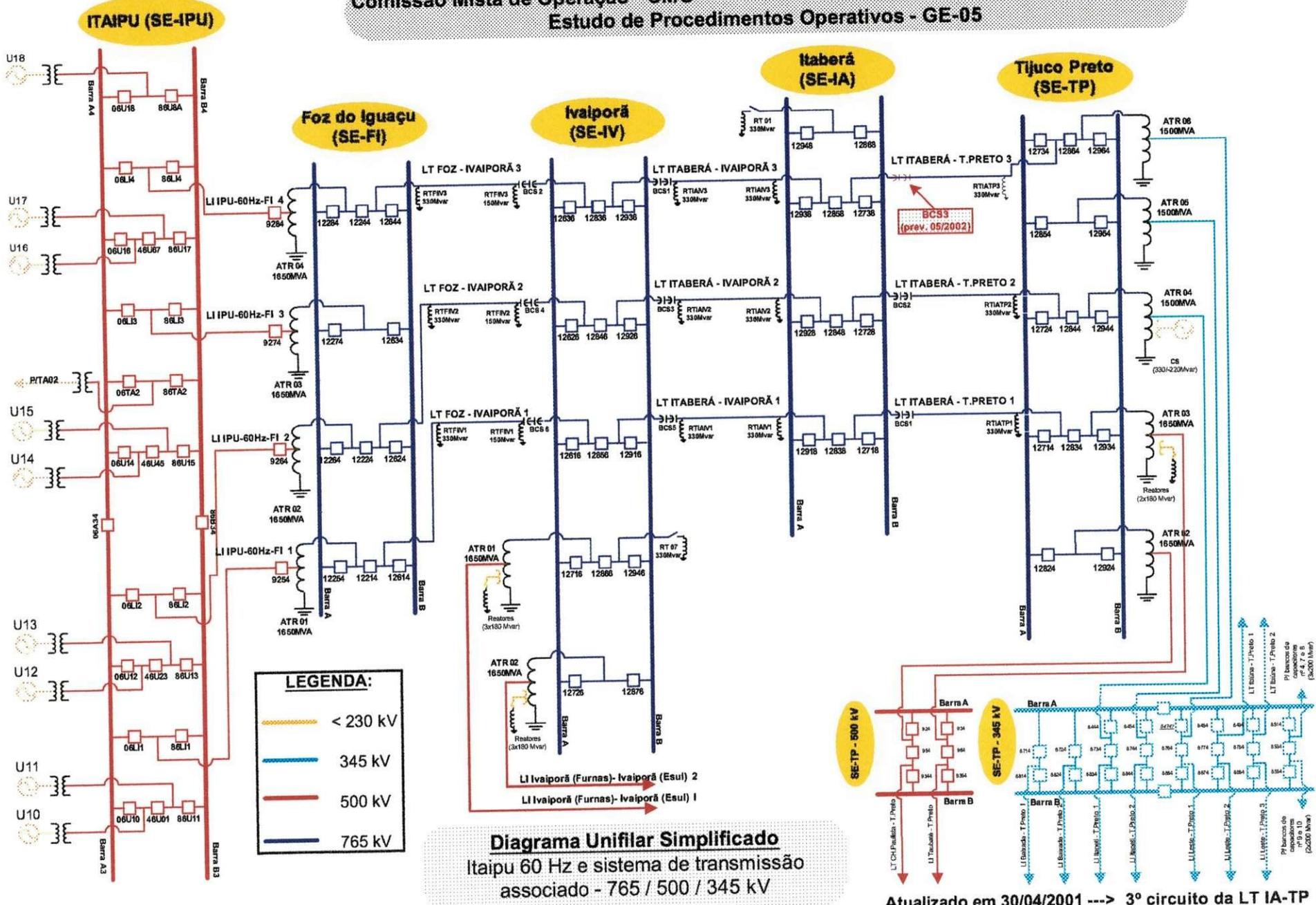
ANDE / ITAIPU / ELETROBRÁS



Atualizado em 06/04/2001

ANEXO 11-DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 60 Hz

Comissão Mista de Operação - CMO
 ANDE / ITAIPU / ELETROBRÁS
 Estudo de Procedimentos Operativos - GE-05



LEGENDA:

	< 230 kV
	345 kV
	500 kV
	765 kV

Diagrama Unifilar Simplificado
 Itaipu 60 Hz e sistema de transmissão
 associado - 765 / 500 / 345 kV

Atualizado em 30/04/2001 ---> 3º circuito da LT IA-TP