

PAULO ROBERTO PEDROSO DE OLIVEIRA

**VIABILIDADE DA APLICAÇÃO DO PADRÃO “UCA – UTILITY
COMMUNICATIONS ARCHITECTURE” : UMA ANÁLISE “ ODP – OPEN
DISTRIBUTED PROCESSING “**

Texto apresentado à Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo, para conclusão do Mestrado em Tecnologia de
Informação

São Paulo
2002

PAULO ROBERTO PEDROSO DE OLIVEIRA

**VIABILIDADE DA APLICAÇÃO DO PADRÃO “UCA – UTILITY
COMMUNICATIONS ARCHITECTURE” : UMA ANÁLISE “ ODP – OPEN
DISTRIBUTED PROCESSING “**

Texto apresentado à Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo, para conclusão do Mestrado em Tecnologia de
Informação

Área de Concentração :
Engenharia Elétrica

Orientador :
Professor Dr.
Jorge Luis Risco Becerra

São Paulo
2002

Ficha Catalográfica

AGRADECIMENTOS

Aos amigos e incentivadores , Dr. José Sidnei Colombo Martini,
Presidente da CTEEP, Dr. Celso Cerchiari, Diretor Técnico e Dr.
João Carlos Faria Costa, Gerente de Operação .

DEDICATÓRIA

Aos meus filhos, esposa, neto e familiares , razão principal de nosso esforço e dedicação, pela sua compreensão e apoio de todas as horas.

RESUMO

Em todos ramos das atividades industriais os esforços para padronização das especificações técnicas são significativos. Estes esforços se tornam particularmente complexos quando se procura padrões no mundo de desenvolvimento de softwares embarcados.

Padrões de fato e direito são convenientes para os fabricantes, pois diminuem o risco de colocação de uma nova tecnologia, que na luta comercial, não se torne padrão de mercado, perdendo-se o que foi investido no desenvolvimento. São importantes para usuários, pois aumentam as opções de fornecedores e a conectividade entre estes.

O presente trabalho investiga o padrão UCA - Utility Communications Architecture, proposto para o Setor Elétrico, e desenvolvido por entidades como EPRI, IEEE, CEPEL. Procura-se identificar os pontos que trarão benefícios às Empresas de Transmissão de Energia Elétrica.

Observa-se de forma cada vez mais nítida que os instrumentos que suportam processos de automação (IED's, multimedidores, transdutores, etc ..) se tornam "commodities", com os processos de fabricação dominados por vários fabricantes, na Europa, USA, Brasil ou Ásia, à bordo do processo de globalização. Desta forma, assume destacada importância o conceito AUTOMAÇÃO, que neste contexto definiríamos como MODELOS e ARQUITETURAS para solução automatizadas, visando o incremento da produtividade industrial. A visão sistêmica, clara do negócio a ser abordado é imperiosa. Esta habilidade, sempre fundamental, tem sua importância aumentada à medida que o número de "commodities" também aumenta. Um dos pilares do padrão UCA são os protocolos de comunicação, que permitem a interoperabilidade, porção relevante deste processo.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	10
LISTA DE TABELAS	11
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	12
1. VIABILIDADE DA APLICAÇÃO DO PADRÃO “UCA – UTILITY COMMUNICATIONS ARCHITECTURE” : UMA ANÁLISE “ODP – OPEN DISTRIBUTED PROCESSING”	
INTRODUÇÃO	13
1.1. Considerações Iniciais	13
1.2. Objetivo	14
1.3. Justificativa	15
1.4. Metodologia	15
1.5. Estrutura da Monografia	15
2. TEORIA DO PADRÃO UCA IEC 61850	16
2.1. Conceito	16
2.2. Arquitetura UCA IEC 61850	20
2.3. Padronização	21
2.4. Aplicações Atuais	22
3. RELAÇÃO ENTRE O PADRÃO UCA-UTILITY COMMUNICATION ARCHITECTURE E ODP- OPEN DISTRIBUTED PROCESSING	23
3.1. Ponto de Vista da Tecnologia	24
3.2. Ponto de Vista da Engenharia	24
3.3. Ponto de Vista da Computação	24
3.4. Ponto de Vista da Informação	25

3.5. Ponto de Vista da Empresa	25
4. PROPOSTA PRINCIPAL - MODELO DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES PARA A TRANSMISSÃO PAULISTA	26
4.1. Considerações sobre a integração das informações	26
4.2. Ilhas de dados em Subestações	26
4.3. Base para a proposta	27
4.3.1. Aspectos para adoção da tecnologia da informação	27
4.3.1.1. Serviços insalubres	27
4.3.1.2. Monitoração de segurança da operação	28
4.3.1.3. Aumento de produtividade	28
4.3.2. Prioridade de implantação nas instalações	28
4.3.3. Infra-estrutura de Telecomunicações	28
4.4. Detalhamento do Modelo	29
4.4.1 Subestação da Transmissão	31
4.4.1.1. Período 2003 à 2004	31
4.4.1.2. Ponto de Vista da informação	34
4.4.1.2.1. Medidas Analógicas	35
4.4.1.2.2. Sinalização de estado	35
4.4.1.2.3. Informações para controle automático de geração	36
4.4.1.2.4. Informações para acompanhamento hidrológico	36
4.4.1.2.5. Telecomandos	36
4.4.1.2.6. Informações não operacionais	37
4.4.1.3. Subestação da transmissão – Ponto de vista da computação	38
4.4.2. Rede de aquisição de dados SCADA – WAN	39
4.4.2.1. Período 2003 à 2004	39
4.4.2.2. Período 2005 à 2008	39
4.4.3. Centro de Operação do Sistema	39
4.4.3.1. Período de 2003 à 2004	41
4.4.3.2. Período de 2005 à 2008	42

4.4.4 Sede da Transmissão Paulista	42
4.4.4.1. Período de 2003 à 2004	42
4.5. Resumo da Proposta Principal	45
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	46
5.1. Conclusões	46
5.2. Contribuição	47
5.3. Trabalho no futuro	47
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	49
ANEXOS	50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Conceitos e benefícios do padrão UCA	17
Figura 2. Funções de um sistema de automação e nós lógicos	18
Figura 3. Modelo conceitual das principais abstrações do IEC 61850	19
Figura 4. Visão panorâmica do sistema de aquisição de dados	30
Figura 5. Arquitetura de automação na subestação	31
Figura 6. ACSI – Abstract Communications Services Interface	33
Figura 7. Dado – Referência a um objeto	34
Figura 8. IEC 61850 – Visão do Dispositivo – Nó Lógico	37
Figura 9. Estimativa de disponibilidade e custos	38
Figura 10. Arquitetura de automação nos Centros	40
Figura 11. Ponto de Vista da Empresa – modelo ODP	43
Figura 12. Resumo da Proposta.	45
Figura 13. Padronização ou diversificação	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Modelo de 7 camadas OSI da ISSO e de 4 camadas TCP/IP	20
Tabela 2. Relação entre o Padrão UCA e os Pontos de Vista ODP	23

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ACSI	Abstract Communication Service Interface
CASM	Commo Aplication Services Model
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
COS	Centro de Operação do Sistema
CSMACD	Carrier Sense Multiple Access Colision Detected
DTS	Dispatching Training Simulator
EMS	Energy Management System
EPRI	Electric Power Research Institute
ICCP	Inter Control Center Communication Protocol
IEEE	Instituto de Engenharia Elétrica e Eletrônica
IED	Intelligent Electronic Device
IEC	International Eletrotechnical Commitee
ISO	International Standard Organization
LAN	Local Area Network
MAC	Manufacturing Address Code
MMS	Manufacturing Message Specification
OSI	Open System Interconnect
ONS	Operador Nacional do Sistema
ODP	Open Distributed Processing
SAA	Sistema Aberto de Automação
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
TASE	Telecontrol Application Service Element
TCP/IP	Transmission Control Protocol Internet Protocol
UCA	Utility Commnunication Architecture
UML	Unified Modeling Language
UTR	Unidade Terminal Remota
WAN	Wide Area Network

VIABILIDADE DA APLICAÇÃO DO PADRÃO “UCA – UTILITY COMMUNICATIONS ARCHITECTURE” : UMA ANÁLISE “ ODP – OPEN DISTRIBUTED PROCESSING “

1. INTRODUÇÃO

1.1.Considerações iniciais

As informações de tempo real adquiridas pelos Sistemas de Supervisão dentro de subestações, têm uma diversidade muito grande de padrões e arquiteturas. Para otimizar a esta aquisição de dados de tempo real, as concessionárias vem investindo quantidade crescente de recursos. Na tentativa de disciplinar a evolução destes sistemas de automação utilizados em linhas de transmissão, usinas e subestações, o IEEE-Instituto de Engenharia Elétrica e Eletrônica, publicou em 1999 um conjunto de padrões internacionais que ficou conhecido como “UCA-Utility Communications Architecture”.

Esses padrões -UCA- objetivam uma melhoria expressiva na integração de sistemas de tempo real proporcionadas por equipamentos microprocessados, além de contribuir na redução de custos de engenharia, comissionamento, operação e manutenção de sistemas de automação elétrica [IEC,2001].

Para tanto esse padrão estabelece modelos de objetos que são utilizados para representar logicamente os equipamentos e seus componentes, e que são conhecidos como GOMSFE- (Generic Object Model for Substation and Feeder Equipment). O padrão UCA vem recebendo adesão dos fornecedores de equipamentos e software para sistemas de automação elétricos, e também da IEC-International Electrotechnical Committee, através da norma IEC61850, que está em fase de draft.

Tendo em vista a importância e a repercussão desta nova arquitetura na automação de subestações, consideramos oportuna a investigação da mesma nesta monografia, visto que a “Transmissão Paulista” possui 99 Subestações, nos mais variados

estágios tecnológicos. Temos desde subestações construídas no início do século passado, totalmente eletromecânicas, até instalações totalmente automatizadas, e por necessidades de projeto, blindadas; no atual estado da arte destas tecnologias. Em toda extensão deste espectro a “Transmissão Paulista” deve atuar **MODELANDO** e definindo **ARQUITETURAS** de **AUTOMAÇÃO**.

1.2.Objetivo

Pretende-se, baseando-se nas propostas “Sistemas Abertos de Automação – SAA ” [Martucci , 1992] , onde definem-se níveis hierárquicos dos vários enfoques e agentes envolvidos; e também o conceito fundamental de “Padrão de Processamento Distribuído e Aberto (ODP) nos Projetos de Sistemas Abertos de Automação” [Becerra, 1998] , absorver e focar os padrões definidos na norma UCA, para uma empresa de Transmissão de Energia Elétrica.

Observa-se que as propostas de padronização publicadas no mundo da automação (Institutos, Universidades, Empresas) são extensas, ricas em detalhes e em número significativo, o que determina um esforço importante para absorção de todas as suas nuances. Considerando que a tarefa usual de instalar e manter os sistemas de informação absorve parcela significativa do esforço das equipes, uma sistematização para absorção do conhecimento é desejável.

Dentro deste contexto, este trabalho avalia a estratégia de implantação dos conceitos introduzidos pela norma IEC 61850 e UCA, procurando focar o Ponto de Vista da Empresa, na “Transmissão Paulista”, explicitando o modelo do fluxo das informações desde o seu evento no processo elétrico, até os equipamentos de informação que atendem níveis gerenciais.

Outro objetivo é apresentar uma proposta de Automação de Subestações da Transmissão Paulista, considerando a diversidade de informações disponíveis e suas características atualmente não integradas.

1.3. Justificativa

Ressalta-se a abordagem do Nível Corporativo, justificando este enfoque a tarefa inadiável de dotar a Companhia de ferramentas de tecnologia de informação que permitam oferecer novos produtos e serviços, reformatar formas e fluxos de trabalho, evitando a perpetuação de métodos e processos pouco produtivos.

A disponibilização das informações, em tempo real, do processo produtivo (transmissão de energia elétrica e status do Sistema Eletroenergético) aos vários órgãos corporativos formadores de opinião e tomadores de decisão, determinarão aumento de produtividade e diminuição custos de manutenção; contribuindo decisivamente para a rentabilidade da empresa e para sua imagem no mercado.

1.4. Metodologia

Serão abordados os vários níveis de informações dentro de uma corporação [MARTUCCI, 92], a saber, Instrumentação, Controle, Coordenação e Corporativo, permitindo uma visão clara do universo envolvido, assegurando uma alta probabilidade de se considerar todos os aspectos relevantes.

Estes aspectos relevantes serão enfocados segundo os pontos de vista do ODP [BECERRA, 1998], considerando seus aspectos de Tecnologia, Engenharia, Computação, Informação e Empresa. O aspecto da Informação dentro da empresa é extenso, portanto procurar-se-á, sem prejuízo à uma visão concreta dos demais, um maior detalhamento do ponto de vista da empresa.

1.5. Estrutura da Monografia

- Estado atual da Supervisão, Controle e Automação na CTEEP- Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista.
- Relação da arquitetura da empresa, ODP e UCA.
- Ponto de vista da Empresa
- Conclusões

2. TEORIA DO PADRÃO UCA – IEC 61850

Os esforços de entidades mundiais para padronização das definições de serviços de comunicações entre instrumentos e equipamentos de automação , resultará na diminuição (e talvez eliminação) da necessidade de conversores de protocolo. Estes softwares (conversores) oneram os investimentos de automação e muitas vezes deixam a desejar, pois uma parcela muito grande destes são temporários, compondo um investimento de baixo retorno.

Os padrões permitirão uma integração “sem costura” (sem conversores de protocolos) entre todos os equipamentos dentro da instalação. Utiliza-se (definido como mandatório em 1998) as três primeiras camadas do modelo TCP/IP , seguindo este padrão: Camada Física (ethernet), camada link de dados e rede (internet – IP) e camada de transporte (TCP). O modelo “UCA” aloca-se na Camada de Aplicação (Camadas seção, apresentação e aplicação do modelo OSI).

Ressaltamos neste momento, ao se definir como mandatório o protocolo TCP/IP, que toda tecnologia já adotada e testada na rede corporativa, inicia sua migração para o ambiente de controle de processos. Conceitos de LAN/WAN, Hubs, Switches, Roteadores, Endereços IP's, placas ethernet, MAC address, cabos categoria 5, 10 base F, etc, passam a ser adotados neste ambiente de instrumentação, de forma idêntica ao mundo corporativo. Convém ressaltar que os requisitos de hardware serão mais exigentes (IEC 61850-3 General Requirements).

2.1. Conceito

Observa-se na Figura 1. que o conceito principal do padrão UCA é a integração de todos os agentes envolvidos na atividade Energia Elétrica. As informações devem fluir, com requisitos específicos, para todas as entidades interessadas, tais como : Centros de Controle, Consumidores, Órgãos Governamentais (O N S, MAE, ANEEL) e Corporação.

Para que este processo se viabilize em dimensões nacionais ou mundiais, uma padronização baseada no conceito de OBJETOS DE SOFTWARE foi proposta.

Padrão UCA

◆ Benefícios

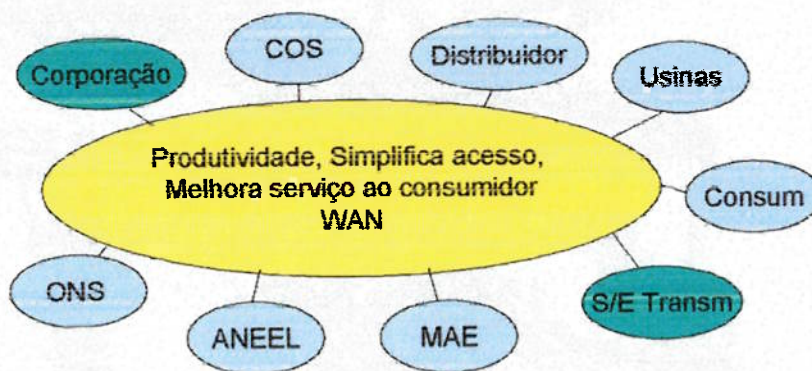


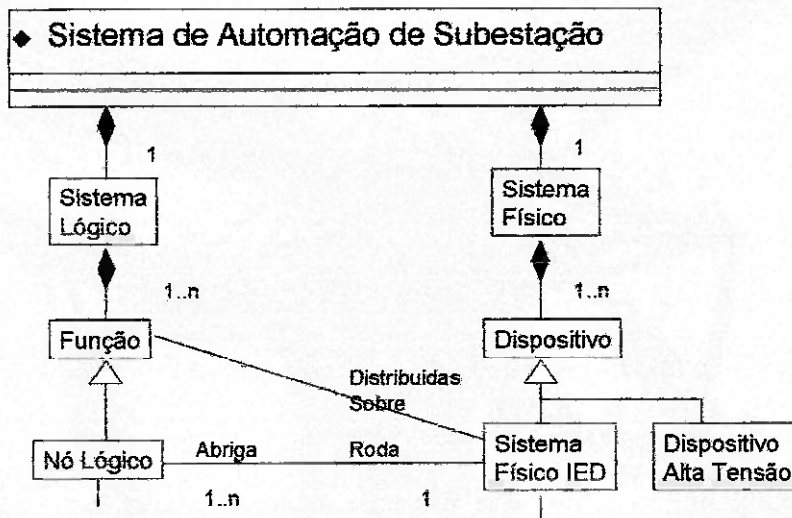
Figura 1. Conceito e benefícios do Padrão UCA

Uma analogia que permite a descrição rápida do conceito é a da indústria da construção civil, onde os vários objetos (portas, janelas, tubulações, entre outros) já estão padronizados, sendo altamente independentes do fabricante ou fornecedor. O mesmo vale para a indústria mecânica automobilística globalizada.

Num projeto de construção civil ou mecânico, temos a “plantas” ou as antigas “cópia heliográficas “ que só são universalmente inteligíveis porque utilizam uma linguagem de símbolos universalmente aceita (pelo menos no mundo ocidental).

Na padronização dos OBJETOS DE SOFTWARE a linguagem de símbolos adotada foi a UML-Unified Modeling Language [BOOCH, 2001].

**Modelo Conceitual das Principais
Abstrações do IEC61850**



**Modelo Conceitual das Principais
Abstrações do IEC 61850**

◆ Sistema de Automação de Subestação

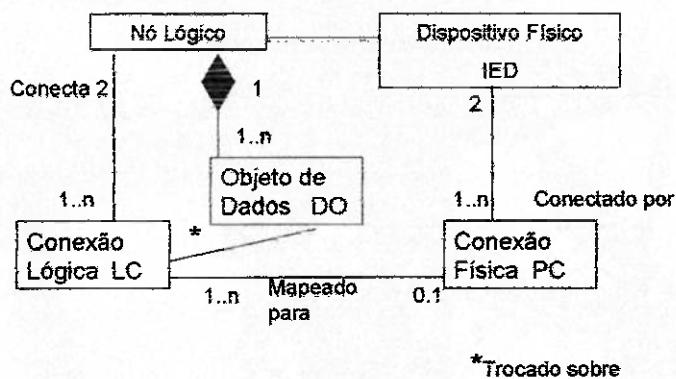


Figura 3 . Modelo conceitual das principais abstrações do IEC 61850

Funções de um sistema de automação sendo realizado por Nós Lógicos Distribuídos (UML)

- ◆ LN = Nó Lógico - CL = Conexão Lógica - CF = Conexão Física
- ◆ Ponto de Vista da Computação - Modelo ODP

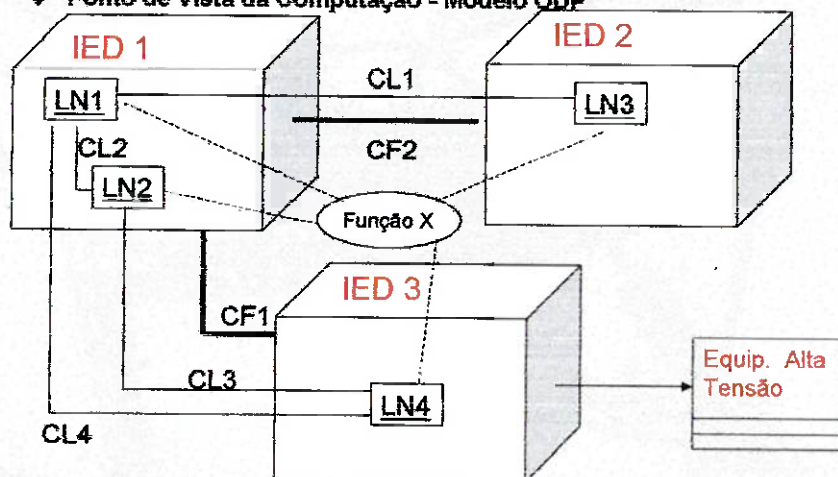


Figura 2. Funções de um sistema de automação e nós lógicos

Uma função X de uma Subestação, conforme Figura 2, (proteção diferencial, medição , telecomando e outras) é modelada em “nós lógicos” padronizados para todos os fabricantes de equipamentos e executados por vários IED’s (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes). As Empresas de Transmissão poderão adquirir os vários IED’s e LN’s e compor suas necessidades como uma montagem de “encaixar” (analogia do brinquedo “Lego” para crianças)

Para facilitar o entendimento e utilizando a UML [BOOCH. 1991], define-se na figura 3. abaixo a “grande planta” que permite a macro visão de uma automação de Subestação de Energia .

No ramo esquerdo observa-se a conceituação lógica e no ramo direito os correspondentes físicos do sistema de automação. São apresentadas as relações de agregação e especializações principais.

2.2. Arquitetura UCA – IEC 61850

A disposição dos vários elementos do Padrão UCA são apresentados na Tabela 1, que também apresenta as camadas do Modelo OSI e TCP/IP.

Camadas Modelo OSI	Padrão UCA	Padrão IEC 61850
7. Aplicação	<ul style="list-style-type: none"> - Modelos de Dispositivos Definição de Classe Comuns Tipos de dados padrões GOMSFE – Generic Object Model for Substation and Feeder Equipment CASM – Common Application Services Model <p><i>(Modelo TCP/IP - 4. Camada de Aplicação)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> -Nós Lógicos e Objetos de Dados <i>(item 7.4. da norma)</i> -Classe de dados comuns e atributos <i>(item 7.3. da norma)</i> -Interface de serviços de comunicação abstrata-ACSI <i>(item 7.2. da norma)</i> Mapeamento par o MMS – <i>Manufacturing Message Specification (item 8.1. da norma)</i> <p><i>(Modelo TCP/IP - 4. Camada de Aplicação)</i></p>
6. Apresentação		
5. Sessão		
4. Transporte.	<p><i>(Modelo TCP/IP – 3. Camada de Transporte)</i> Endereço TCP + Port Number</p> <p><i>TCP+IP = Socket</i></p>	<p><i>(Modelo TCP/IP – 3. Camada de Transporte)</i> Endereço TCP + Port Number</p> <p><i>TCP+IP = Socket</i></p>
3. Rede		
2. Enlace	<p><i>(Modelo TCP/IP – 2. Camada Internet)</i> Endereço IP</p>	<p><i>(Modelo TCP/IP – 2. Camada Internet)</i> Endereço IP</p>
1. Física	<p><i>(Modelo TCP/IP – 1. Camada Física)</i> – Ethernet- MAC Addr</p>	<p><i>(Modelo TCP/IP – 1. Camada Física)</i> – Ethernet- MAC Addr</p>

Tabela 1. Modelo de 7 Camadas OSI da ISO e de 4 camadas TCP/IP.

A Tabela 1. condensa os principais conceitos da arquitetura TCP/IP. Todos os serviços do protocolo TCP/IP, características de encapsulamento (envelopar) e desencapsulamento

(tirar do envelope) nas três camadas (física, internet e transporte) vão ao ambiente de Automação de Subestação de forma completa.

Deve se ressaltar a característica “connectionless” do protocolo IP . Comparando, de forma didática, à uma carta que colocamos no correio, o destinatário não tem conhecimento que lhe enviamos uma carta. Por outro lado, uma ligação telefônica “tem conexão”, pois é necessário que o outro lado atenda para estabelecer envio de informação. As camadas superiores do protocolo (TCP) implementam características de “conexão “ .

Estes conceitos são importantes para considerações sobre características de “ tempo real “, necessárias no controle do processo . Exemplificando, mensagens entre relés de proteção necessitam de tempos menores que 4 milisegundos (LAN dentro da Subestação). Já um pacote que vai trafegar através de roteadores para apresentar informações ao Centro de Controle ou à Rede Corporativa, tem características de tempo da ordem de 1 a 10 segundos.

Bem modelar esta solução é fundamental.

2.3. Padronização

O padrão UCA – Utility Communications Architecture foi desenvolvido por entidades relacionadas ao Setor Elétrico (EPRI – Electric Power Research Institute (USA) e CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (Brasil), entre outros) e serve de base para o padrão IEC 61850.

Utiliza-se para a padronização o “Modelo por Objetos” para os dispositivos e componentes dos dispositivos. Estes modelos definem os formatos dos dados, identificadores e controles para subestações e alimentadores. Podemos citar os transdutores, seccionadoras, reguladores de tensão e relés. O modelo descreve o comportamento das mais diversas funções dos dispositivos, ficando à disposição para

os fabricantes traduzirem os modelos em produtos comercializáveis, que serão facilmente integráveis, independente de marca ou modelo.

Uma característica importante são os “metadados” : informações de nomes e tipos padronizados para as informações mais comuns dos dispositivos que serão utilizadas pelas aplicações para verificações da integração e configuração dos bancos de dados distribuídos

na instalação. Exemplos de metadados para medição são “unidade”, “banda morta”, “escala”. Esta característica reduz o custo da integração de dados, gerenciamento e erros de configuração.

Os modelos de objetos são definidos em termos de serviços e tipos padronizados (ex: envio por exceção, seleção prévia antes da execução) em termos abstratos e mapeados por mensagens, nas camadas inferiores do protocolo. Estas mensagens são integrantes do documento ISO/IEC 9506: Manufacturing Message Specification(MMS), [IEC, 2001].

2.4. Aplicações Atuais

Apesar de ser uma solução relativamente recente, os fabricantes já identificaram suas potencialidades e já disponibilizam equipamentos aderentes à norma IEC61850, entre os quais podemos citar : Alston, ABB, Siemens, GE, Tamarack, Bitronics, Schneider, KEMA, Schwarz, Ziv, Dranetz, e outros.

Podemos citar aplicações documentadas nos anais de congressos tecnológicos mundiais

- Subestação de 525 KV de Batéias – COPEL /Brasil

Mark Adamiak, Ashish Kulshresta

- Toronto’s Lester B. Pearson International Airport / Canadá

Gustavo Brunello, Bogdan Kasztenny

2. RELAÇÃO ENTRE O PADRÃO UCA-UTILITY COMMUNICATION ARCHITECTURE E ODP-OPEN DISTRIBUTED PROCESSING

Observa-se na “Tabela 2. Relação entre o Padrão UCA e os Pontos de Vista ODP”, uma distribuição sistematizada de todos os aspectos relevantes tocados pela norma que merecem uma observação detalhada.

Esta observação sinaliza claramente quais áreas do conhecimento de automação deverão receber maior atenção e investimento.

PADRÃO UCA – IEC 61850	PONTO DE VISTA ODP
TCP/IP - UCA WEB – HTTP/HTML, HTTP/XML Sistemas Operacionais Abertos – padrão POSIX Rede ethernet – WAN / LAN MMS – Manufacturing Message Specification	Teconlogia
Topologia da rede TCP/IP da CTEEP Centro de Supervisão da Rede Equipes de manutenção Sistema de Telecomunicações	Engenharia
Componentes – Nós lógicos e dispositivos físicos TASE2 – Telecontrol Application Service Element (TASE 2) ICCP – Inter Control Center Communication Protocol	Computação
Objetos de dados – item 7.4 da norma Common Data classes – item 7.3 da norma	Informação
Equipe de implantação – Nível de domínio da tecnologia Estratégias de capacitação Estratégias de migração Estratégias de integração com o legado Estratégias de interfaceamento com o ERP.	Empresa

Tabela 2. Relação entre o Padrão UCA e os Pontos de Vista ODP

3.1. Ponto de vista da Tecnologia

Uma tendência mundial já consolidada é a arquitetura baseada no protocolo TCP/IP, com as possibilidades de tecnologias Cliente/Servidor e WEB.

Sistemas operacionais aderentes ao padrão POSIX são interessantes e produtos da Free Software Foundation devem ser cogitados.

Existem recomendações sérias, de países sérios (Alemanha, França, China entre outros) na direção do Sistema Operacional Linux, com as vantagens já conhecidas.

Num país com as carências estruturais como o nosso é uma temeridade não considerar seriamente uma solução baseada em Linux. Numa primeira fase, para sistemas não dependentes de tempo real. Numa fase final, com a tecnologia já dominada e consolidada na equipe, será cogitado o “RealTime Linux”.

3.2. Ponto de vista da Engenharia :

A adoção da tecnologia referida no item 3.1. só será viável se forem concretizados os investimentos previstos na modernização do Sistema Privativo de Telecomunicações da CTEEP. A tecnologia de objetos e cliente/servidor exigem largura de banda onde 2 megabps devem ser o padrão. No atual sistema analógico de telecomunicações (da década de 1970) a banda passante é 4khz

3.3. Ponto de vista da Computação

O grande esforço de desenvolvimento do padrão UCA-IEC61850, concentra-se na definição dos “Nós Lógicos” que agregam as funções de uma subestação de forma sistematizada(1). Juntamente com a padronização de mensagens (2) (MMS- Manufacturing Message Specification) e o “building bricks” (3) que modelam as funções reais de uma subestação, formam o tripé que sustenta todo desenvolvimento do trabalho de padronização.

3.4. Ponto de vista da Informação

Outro aspecto fundamental que sustenta a norma é a padronização dos dados que serão intercambiados entre os vários entes presentes na automação de uma subestação. Esta forma de padronizar “o que” informar e não como informar e conhecida como “abstrata”. Deixa os detalhes de implementação com o fabricante, mas todos informam a mesma coisa.

3.5. Ponto de vista da Empresa

Aspectos de recursos humanos, como capacitação, composição de equipes, motivação são fundamentais para o sucesso de um empreendimento. O entusiasmo de uma equipe deve ser estimulado dentro de padrões suportáveis à política de investimentos e cargos e salários da companhia. Expectativas superestimadas aumentam as chances de frustrações com consequências imprevisíveis ao sucesso do empreendimento.

Estratégias de integração e interfaceamento com o legado devem ser detalhadas com cuidados especiais, pois interferem em hábitos culturais consolidados e toda mudança implica numa dose de incerteza e insegurança.

Esta descrição inicial dos pontos de vista, objetivam apresentar o ODP como um método possível, adequado e recomendável para abordar outros padrões apresentados pelo mercado (atuais e futuros) que exigirão uma análise e um investimento de tempo dos profissionais da Transmissão Paulista. Se o processo de absorção dos critérios da norma for abreviado no tempo teremos um ganho de produtividade.

4. PROPOSTA PRINCIPAL - MODELO DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO PARA A TRANSMISSÃO PAULISTA.

4.1. Considerações sobre a integração de informações :

- Operacionais, tipicamente de Supervisão e Controle.
- Informações não operacionais, tipicamente de Supervisão da Manutenção.
- Informações Gerenciais.
- Informações de Segurança das Instalações e Empresariais

A troca de informações de tempo real e controle dentro de uma empresa de Transmissão de Energia Elétrica resume em duas classes de principais de aplicações :

(I) acesso a bancos de dados de tempo real

(EMS, SCADA) e (II) acesso aos dispositivos finais de tempo real

(disjuntores, medidores e UTR's).

Estas duas classes de aplicações são caracterizadas por diferentes modelos de dados e requisitos de controle de acesso diferentes.

Para o acesso a banco de dados de tempo real (I) faremos considerações nos capítulos posteriores (ICCP e TASE 2). Para os dispositivos finais de tempo real (II) temos uma característica que chamamos "Ilhas de Dados".

4.2. Ilhas de Dados em Subestações

Com a evolução dos requisitos da tecnologia de eletricidade e a expansão do sistema durante todo o século 20, várias funções foram e continuam sendo agregadas ao ambiente de subestação . Relacionamos abaixo um conjunto significativo de equipamentos ou sistemas que originam a totalidade dos tipos de dados durante a operação normal de uma subestação. Cada conjunto é uma ilha originando e processando seus dados conforme os seus requisitos:

- Medidor digital de Faturamento
- Relés de Proteção

- Oscilografia
- Monitoração para otimização do uso dos ativos
- Monitoração da qualidade de energia
- UTR – Unidade Terminal Remota
- Imagens – Informações para operação, manutenção e segurança empresarial
- Monitoração de equipamentos auxiliares

A forma de aquisição destes dados (integrando o legado e os novos equipamentos) e seu encaminhamento aos órgãos interessados (quatro grupos definidos no início , Operação, Manutenção, Gerencial e Segurança) deve ser motivo de uma estratégia bem definida, com arquitetura bem definida, orientando o processo de investimentos

4.3. Base para a proposta

4.3.1.Aspectos para adoção de tecnologia de automação

- Serviços Insalubres
- Monitoração de Segurança
- Aumento de produtividade

4.3.1.1.Serviços Insalubres

A natureza das atividades de uma Empresa de Transmissão, como na grande maioria das atividades humanas, concentram os fatos relevantes no período diurno.

Liberações de Circuitos para manutenção em Linhas de Transmissão e Subestações, manobras de corredores de transporte de energia etc . A estatística mostra que uma parcela significativa das Subestações tem atividades destinadas aos Operadores próxima de zero, no período das 22:00 hs às 06:00 hs. É um serviço com características insalubres manter um ser humano acordado de madrugada sem nenhuma atividade física ou intelectual. É contrário à natureza humana.

Esta é uma atividade típica de computadores e monitoração por câmeras de vídeo, concentrando estas atividades em Centros com mais atividades.

4.3.1.2. Monitoração de Segurança da Operação

Esta monitoração tem aspectos que envolvem segurança empresarial e patrimonial o que deve determinar um trabalho em cooperação com as equipes que trabalham aqueles aspectos.

4.3.1.3. Aumento de produtividade

Na nossa empresa uma atividade de grande responsabilidade é a aplicação dos Programas de Manobras. Erros são desastrosos. Como são sequencias de atividades pré-estabelecidas, bem estudadas e repetitivas no tempo, são grandes candidatas a serem executadas por computadores. As sequencias serão repetidas à exaustão, sem a menor probabilidade de erros. Para isto servem os computadores. O Operador ficará liberado para supervisão e avaliações críticas da situação, inerentes ao ser humano e não passíveis de automatização.

4.3.2. Prioridade de implantação nas instalações

O parque energético instalado totaliza 100 subestações nos mais variados estágios de modernização. Uma área que requer atenção prioritária é a que abrange a grande São Paulo. Descrevemos no anexo I. detalhes e a sequência de implantação.

4.3.3. Infra-estrutura de Telecomunicações

A viabilidade de implantação do padrão IEC61850 só existirá com a modernização do sistema de telecomunicações privativo da CTEEP, hoje em fase de publicação do edital de concorrência pública.

4.4. Detalhamento do Modelo

Ressaltamos na “Figura 4. Visão panorâmica do sistema de aquisição de dados do sistema elétrico da CTEEP”, a existência de três grandes agrupamentos de equipamentos, que numa primeira aproximação da topologia da rede, nos induz a 3 (três) LAN’s – Local Area Network, que podem ser roteadas entre si.

-LAN de IED’s, no nível de instrumentação

-LAN (WAN) SCADA entre S/E’s e Centros de Operação

-LAN (WAN) Corporativa.

As particularidades de cada uma destas LANs, no que se refere ao tipo de função que elas atendem, nos levam a afirmar que a única coincidência é a tecnologia ethernet. O roteamento deve ser sempre através de firewall e em alguns casos especiais nem deve ocorrer.

Considerações sobre o aspecto segurança é de fundamental importância no nível de instrumentação.

A LAN de IEDs é a mais sensível neste ponto de vista, pois atua diretamente na instrumentação da subestação, e uma invasão via internet pode ser desastrosa. Toda prudência numa implantação neste nível deve ser utilizada. Restrições de tempo (4 ms) devem ser consideradas, como uma preocupação sobre efeitos de contenção de barramento (rede congestionada) para relés de proteção.

A LAN (WAN) dos Centros de Operação tem as características de temporização menos exigentes, mas em termos de segurança contra ataques via internet, são até mais preocupantes. Se no primeiro caso a influencia é numa subestação, neste caso todo sistema pode ser afetado.

Com a premissa fundamental da segurança de acesso balizando todas as iniciativas, passaremos a detalhar nos itens seguintes os pontos importantes na implantação de uma nova topologia de automação de subestações e supervisão e controle.

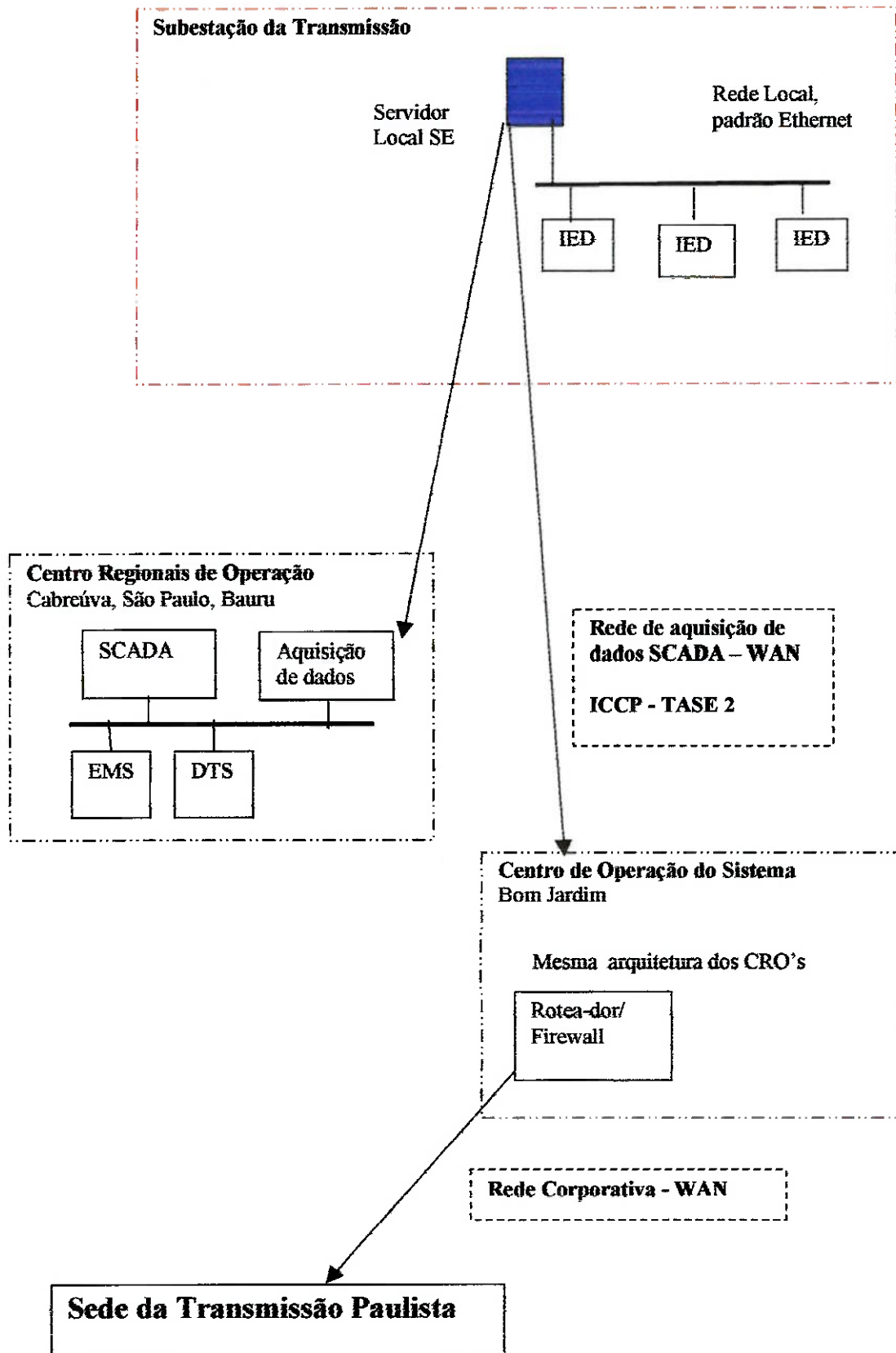


Figura 4. Visão panorâmica do sistema de aquisição de dados da CTEEP

4.4.1 Subestação da Transmissão

4.4.1.1. Subestação da Transmissão Período 2003 à 2004

Ponto de Vista ODP - Engenharia

Padrão SAA - Nível de Instrumentação

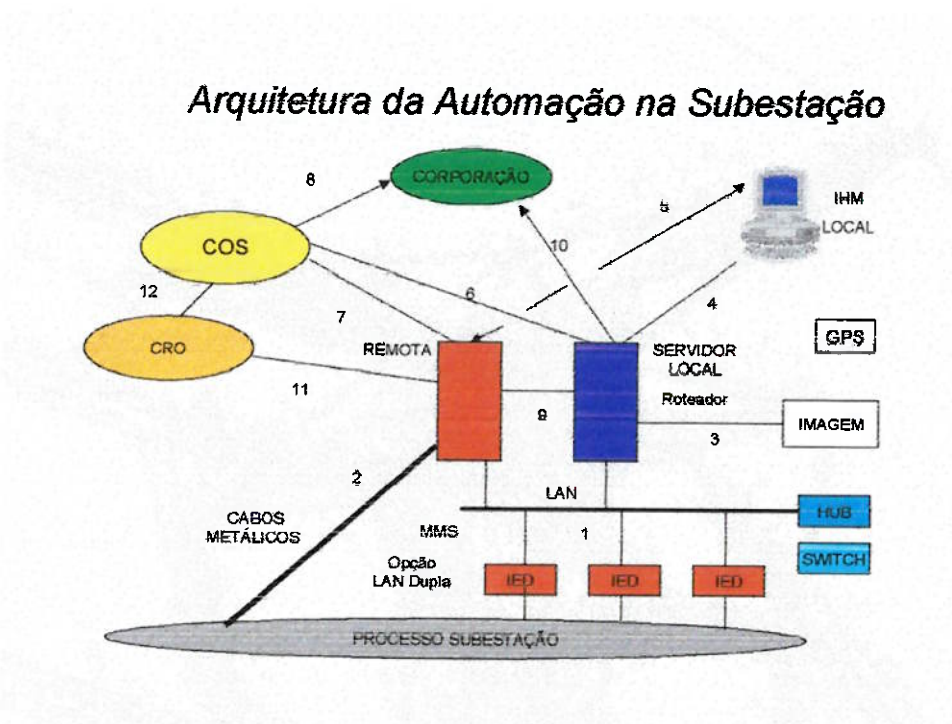


Figura 5. Arquitetura de Automação na Subestação

Na “ Figura 5. Arquitetura de Automação na Subestação “ , temos a integração das várias commodities através dos protocolos :

1. LAN Ethernet ou modbus
2. Legado
3. Imagem sobre TCP/IP
4. Protocolo IEC 60870 104 (TCP/IP)
5. Protocolo IEC 60870 104 (TCP/IP)
6. ICCP – TASE 2

7. Protocolo IEC 60870 101
8. ICCP – TASE 2
9. Protocolo IEC 60870 101
10. ICCP TASE 2
11. Protocolo IEC 60870 101

Apresentamos a seguir contratos ODP, para execução das tarefas :

Contrato 1
<p>Modernizar as instalações, com implantação de IED's baseados em protocolos industriais de mercado (modbus, fieldbus, DNP3, conforme disponibilidade industrial da atualidade), para Supervisão e Controle. Suprir a Sala de Comando Local com recursos SCADA.</p> <p>Integrar com os atuais IED's de proteção, oscilografia, medição de faturamento.</p>

Contrato 2
<p>Desenvolver o “Servidor Local de S/E “, contemplando o padrão IEC 61850, como o primeiro passo para absorção desta Arquitetura. Este servidor contempla também os atuais protocolos IEC870-101, 104 e DNP3 para comunicação com os Centros.</p> <p>Obviamente a migração para esta nova arquitetura deve ser suave, sem interrupções nos atuais serviços.</p>

Complementando a visão apresentamos na Figura 6. Abstract Communication Service Interface, onde explicitamos o conceito “abstrato” que significa “ o que “ informar e não “como” informar.

IEC 61850 - Ponto de Vista da Comunicação
ACSI - Abstrato = o que / concreto = como

- ◆ 1) Cliente/Servidor - Controle / Acessar valores dos dados
- ◆ 2) Ponto à Ponto - Transmissão rápida - relés de proteção

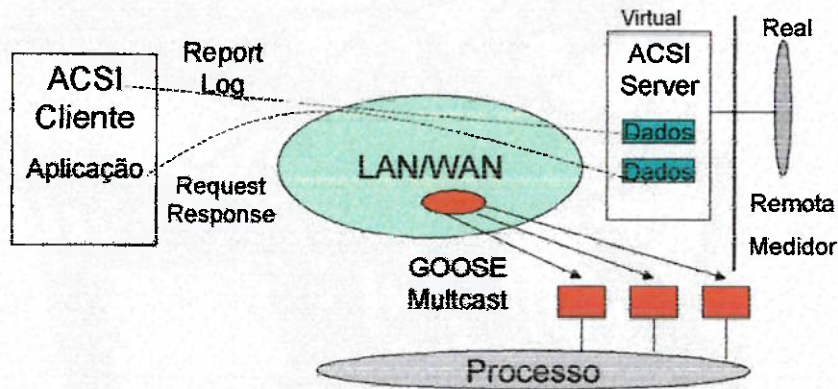


Figura 6. ACSI – Abstract Communication Services Interface

O “Servidor Local de S/E” é um componente fundamental da estratégia de implantação da arquitetura, pois deve promover a integração dos dados das várias ilhas de dados dentro de uma subestação e encaminhá-los dentro dos requisitos de cada grande usuário na empresa – Operação, Manutenção, Gerenciais e de Segurança.

Contrato 3
<p>Implantar LAN-SCADA em Subestação Protótipo (S/E Bom Jardim).</p> <p>Desenvolver protótipo com a utilização de equipamentos já disponíveis no mercado, que utilizam o padrão IEC 61850, GOMSFE – Generic Object Model for Substation and Feeder Equipment. Verificar impacto na LAN da S/E do tráfego de informações, determinado pela nova tecnologia de objetos, e requisitos de temporização típicos (4 ms).</p> <p>Utilizar tecnologia de “Terminais Servers”, em parceria com fabricantes, para encapsular em TCP/IP (LAN Ethernet), os atuais protocolos proprietários, individualmente por IED.</p> <p>Esta tecnologia existe no setor elétrico brasileiro, e o esforço necessário está adequado às expectativas de ganhos de produtividade imediatos.</p>

4.4.1.2. Subestação da Transmissão

Ponto de Vista ODP – Informação

Padrão SAA - Nível de Instrumentação

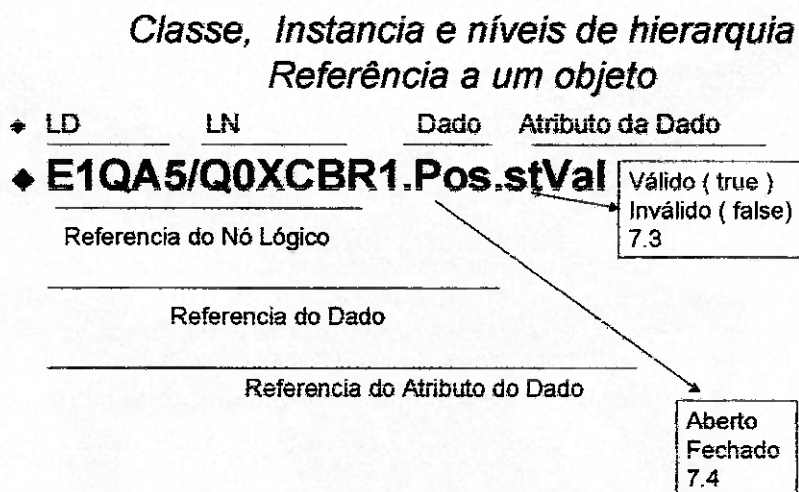


Figura 7. Dado : Referência a um objeto

Na “Figura 7. Dado : Referência a um objeto” , mostramos a forma padrão da representação na norma IEC 61850.

Descrevemos a seguir s informações a serem adquiridas, que seguem Procedimentos de Rede – Sub-Módulo 10.19 , item 11 Disposições Transitórias, e a Política de Medição adotada pela CTEEP, que comporão o universo de dados de supervisão e controle.

4.4.1.2.1. Medições Analógicas

Tensão fase-neutro, em Kv, de todos os barramentos (principal, de transferência)

Tensão fase-neutro, em Kv, de todos os geradores.

Potência trifásica ativa em MW e reativa em MVAr em todas as linhas de transmissão.

Potência Trifásica ativa em MW e reativa em MVAr, no lado AT de todos os transformadores.

Potência trifásica ativa em MW e reativa em MVAr por gerador.

Potência trifásica reativa em MVAr de reatores.

Posição de TAP nos transformadores equipados com comutadores sob carga.

Temperatura em Celsius dos enrolamentos, por fase, dos transformadores.

Temperatura em Celsius do óleo dos transformadores.

Corrente em Ampere no lado AT dos transformadores.

Exatidão das medidas 0,25%, exceto para o transdutor de potência reativa que poderá ter exatidão de 0,5%.

4.4.1.2.2. Sinalização de estado

Chaves e disjuntores utilizados na S/E, incluindo as chaves de aterramento e by-pass.

Estado de geradores – CAG ligado ou desligado.

Relés de bloqueio.

Estado dos comutadores sob carga (automático/manual/remoto)
Alarmes de temperatura de enrolamento e óleo dos transformadores.
Estado operacional da UTR e/ou sistemas de supervisão e controle local.
Todas as sinalizações devem ser reportadas por exceção.

4.4.1.2.3. Informações para Controle Automático de Geração.

Potência ativa trifásica em MW dos geradores sob controle.
Modo de operação dos geradores no CAG – local ou telecomandado.

4.4.1.2.4. Informações para acompanhamento hidrológico.

Nível de montante e jusante de reservatório.
Posição dos vertedouros (entrada manual)
Vazão defluente (valor calculado)
Vazão turbinada (valor calculado)
Vazão vertida (valor calculado)
Estado operacional dos acionadores de comporta e vertedouros – disponível ou indisponível.

4.4.1.2.5. Telecomandos

Disjuntores de subestação (check before operate)
Taps de transformadores (comando direto)
Controle de geração
Relé 79 (relé de bloqueio)
Inserção/retirada de reatores.

Telecomando de Seccionadoras – Deverão ser implantados onde as mesmas são motorizadas. Será detalhado um plano de modernização onde obviamente a relação custo/benefício deverá nortear as ações.

4.4.1.2.6. Informações não operacionais

Arquivos de Oscilografia

Sequência de trips de relés de proteção

4.4.1.3. Subestação da Transmissão

Ponto de Vista ODP – Computação

Padrão SAA - Nível de Instrumentação

Um dos pilares principais da norma IEC 61850 é o dispositivo “Nó Lógico” que é descrito na Figura 8 a seguir . Observamos a representação gráfica de uma classe ou objeto. A representação UML [BOOCH, 2001] é utilizada.

IEC 61850- Visão do Dispositivo - Nó Lógico (Server) / Dados

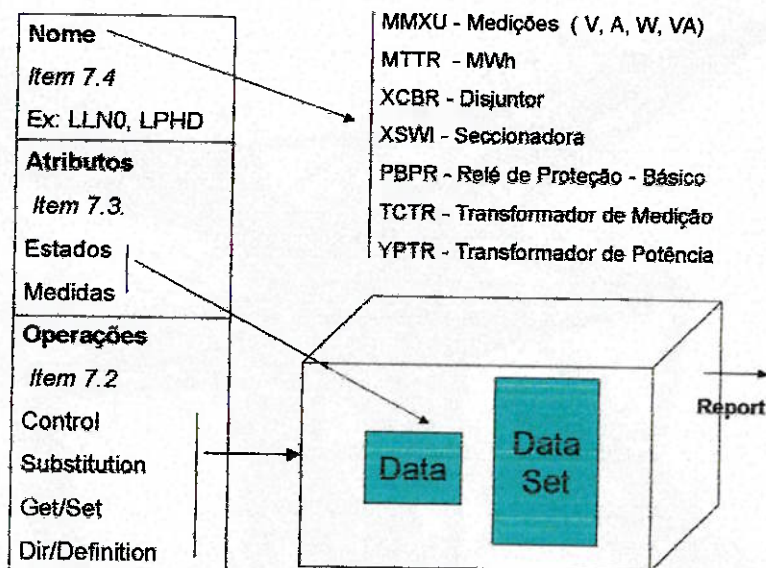


Figura 8 . IEC 61850 – Visão do dispositivo – Nó Lógico

Dentro do ponto de vista computação, no nível de instrumentação temos uma componente fundamental e determinante. Os custos envolvidos nas atividades de

modernização impõem sempre restrições que devem ser verificadas com antecedência prudente. Seguem estimativas referenciais.

MTBF (anos) e Disponibilidade (%) de Dispositivos de Rede

◆ HUB ethernet	118,9	99,9954
◆ Relé de Proteção	115,0	99,9945
◆ Hardware IED	115,0	99,9945
◆ interface de Rede do IED	19,2	99,9715
◆ PC Industrial (Servidor)	14,3	99,9615
◆ Gateway-SCADA	14,3	99,9615
◆ Switch ethernet	11,5	99,9523
◆ Roteador ethernet	9,5	99,9423

◆ Fonte - Schweitzer Engineering Laboratories

Custos (inicial e manutenção por 10 anos) e Disponibilidade de configurações básicas

◆ Switchs	123000	147000	99,6079
◆ HUBs compart	121000	129000	99,7725
◆ Switchs redund	156000	173000	99,8932
◆ HUBs comp+red	106000	127000	99,8945
◆ Serv Rot swit red	116000	156000	99,9850

◆ Fonte : Schweitzer Engineering Laboratories

Figura 9. Estimativas de Disponibilidades e Custos

4.4.2. Rede de aquisição de dados SCADA - WAN

Ponto de Vista ODP – Engenharia

Padrão SAA - Nível de Controle

4.4.2.1. Período 2003 à 2004

Consideramos prudente conservar atual arquitetura, que teve sua conclusão de implantação em 2001 e vem prestando bons serviços à empresa. Detalhamos no anexo 7.2 os pontos relevantes da instalação na CTEEP.

4.4.2.2. Período 2005 à 2008

Contrato 4
Implantar modelo TASE 2 (ICCP), para comunicação entre Subestações, Centros Regionais de Operação e COS-Centro de Operação do Sistema. Esta implementação está totalmente atrelada à atualização do Suporte Computacional dos Centros de Controle. Obviamente a migração para esta nova arquitetura deve ser suave, sem interrupções nos atuais serviços. Esta migração ocorrerá através do “Servidor Local de S/E ”, distribuindo informações para o “Sistema em Operação” e o “Sistema em Implantação”.

4.4.3. Centro de Operação do Sistema

Ponto de Vista ODP – Computação

Padrão SAA – Nível de Controle

Observamos na figura 10. Arquitetura de Automação nos Centros, uma representação simplificada de um conceito importante e fundamental. A evolução da tecnologia

criou uma oportunidade de decréscimo significativo de custos de automação de centros de controle

(seguindo a tendência de todos os campos de avanço tecnológico).

As soluções de grandes computadores e enormes, pesados e caros E M S (Energy Management Systems) rodando em poucos e centralizados computadores (mesmo que em redes TCP/IP) estão superadas. As empresas de Transmissão podem obter soluções a preços competitivos se diversificar os fornecedores dos vários módulos que compõem um E M S. Um esforço de integração e eventualmente de elaboração de API's (Applications Interfaces) são esperados. Mas esta é uma vantagem adicional pois a segurança estratégica está estabelecida , pois numa área sensível, de segurança nacional, como a energia elétrica é fortemente recomendável não depender de maneira significativa de um único fornecedor.

Arquitetura de Automação nos Centros Integrar Commodities

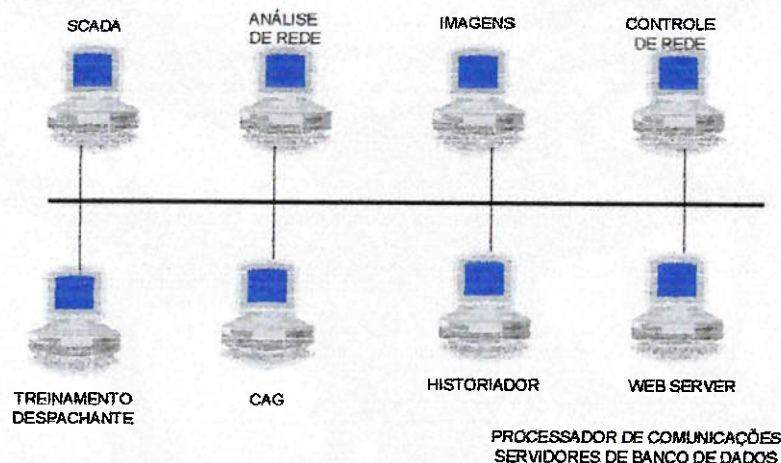


Figura 10. Arquitetura de Automação nos Centro

4.4.3.1 Período 2003 à 2004

Contrato 5
<p>Conservar a atual arquitetura (ver anexo 7.2)</p> <p>Detalhar os critérios do novo Sistema Supervisório. As tendências atuais indicam que os vários sub-sistemas (SCADA, E M S, DTS, Servidores de Aquisição de Dados, Historiadores, etc...), devem compor dispositivos independentes na LAN , e certamente serão de fornecedores independentes, especializados em cada uma daquelas áreas.</p> <p>O processo de definição da nova arquitetura dos “Centros de Supervisão” contarão com consultorias externas, mas sua integração deverá ser na sua totalidade executada por equipe interna. Isto para conservar o investimento nesta área tão sensível da tecnologia. Soma-se o fato da habilidade para integração ser fundamental para uma transição segura e continuidade do alto índice de disponibilidade que sistema exige e que estão traduzidos nos “Procedimentos de Rede” [O N S - 10.19].</p> <p>Deve ser acelerado do processo de capacitação das equipes de Supervisão e Automação do Departamento de Operação e Gerencias Regionais. Observamos ser imperioso que a TRANSMISSÃO PAULISTA conserve a atual política e mantenha sua equipe plenamente informada e atualizada nas tecnologias destes produtos de software.</p>

4.4.3.2. Período 2005 à 2008

Contrato 6
Publicar Especificação Técnica Publicar Edital de Concorrência Pública Nacional Implantar o Centro de Operação do Sistema dentro da nova arquitetura. Implantar os 3 Centros de Operação Regionais dentro da nova arquitetura.

4.4.4. Sede da Transmissão Paulista

Ponto de Vista ODP – Empresa

Padrão SAA – Nível Corporativo

4.4.4.1. Período 2003 à 2004

Contrato 7
Replicar no Servidor de Banco de Dados Corporativo, a base de tempo real , do Sistema de Supervisão e Controle. Banco de Dados Oracle. Os critérios de replicação devem seguir dois parâmetros globais : <ul style="list-style-type: none">- Dados replicados a cada 30 segundos. Para alimentação de outros softwares, de estudos,- análises e estimação de estados -Utilizar softwares historiadores, com compressão de dados. -Utilizar Tecnologia WEB para disponibilizar informações sobre energia elétrica no Portal da Empresa. -Disponibilizar estas informações com requisitos visuais que transmitam à sociedade a real imagem de uma empresa empenhada na inovação tecnológica.

Ponto de Vista da Empresa - Modelo ODP

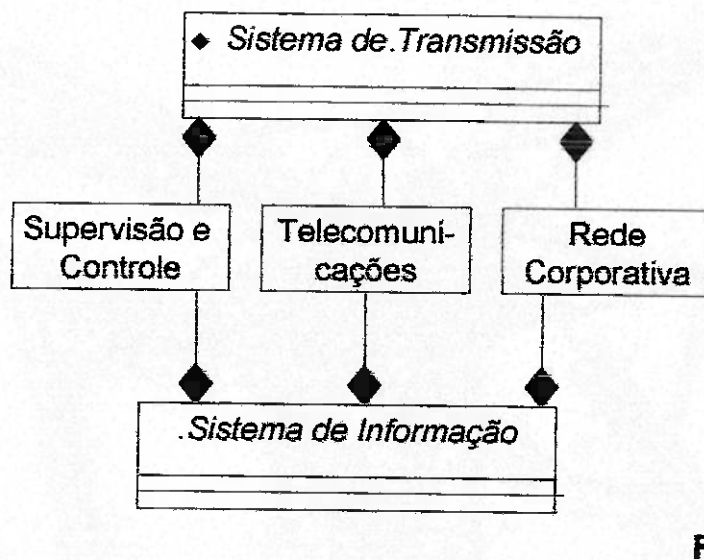


Figura 11. Ponto de Vista da Empresa – Modelo ODP

Quando investigamos os pontos de vista ODP, principalmente o da Empresa, necessário é tecer considerações e destacar elementos importantes conforme os que seguem :

- Devemos ter equipe própria de manutenção ? Sim, apesar o apelo da terceirização. Nas atividades de prestação de serviço de energia elétrica, não nos interessa aplicar multas aos terceirizados que eventualmente não cumpram suas obrigações, mas sim garantir um fluxo ininterrupto de energia para a sociedade.

- A política de dimensionamento das equipes e capacitação de recursos humanos deve primar pela obtenção de técnicos conscientes da medida exata de suas responsabilidades. Devemos ter respeito ao histórico de formação das equipes atuais, considerando particularidades locais. Valorização do conceito que uma equipe é mais que um amontoado de pessoas e sim um grupo com qualidades de confiança recíproca e respeito.

	Contrato 8
	<ul style="list-style-type: none"> - Desmistificar a aquisição de microcomputadores, que já são considerados commodities. - Tornar clara a Política de Supervisão e Controle. Plano de Capacitação Anexo 7.3. - Melhorar o entendimento de que, para um dado projeto, as prioridades não serão as mesmas nas diversas áreas da companhia. Os recursos deslocados não serão os mesmos. - Melhorar o entendimento sobre o que é um usuário desenvolvedor de Supervisão e Controle. - Considerar as diferenças de se administrar uma empresa de energia elétrica na América do Sul, longe dos polos geradores de tecnologia.

	Contrato 9
	<p>Gestão do Conhecimento da Operação</p> <p>No anexo 7.4 temos uma descrição dos passos iniciais para a integração dos vários pacotes de software existentes hoje na corporação.</p>

	Contrato 10
	<p>Banco de Dados da Operação</p> <p>No Anexo 7.5 temos o detalhamento de um componente fundamental na estratégia de modernizar os recursos disponíveis ao Departamento de Operação.</p>

4.5. Resumo da Proposta Principal

Pelos benefícios citados nos capítulos anteriores, o Padrão IEC 61850 mostra uma alternativa promissora para o controle do parque transmissor de energia elétrica.

Para atendimento da Sede da Transmissão Paulista, no entanto, observa-se que o modelo adequado é WEB Services, XML e SOAP, motivado pela característica de fluxo de conhecimentos. Uma estruturação de argumentos para validar esta segunda sugestão é motivo para mais uma (ou várias) monografias.

Observamos de forma condensada estas sugestões na figura 12, abaixo:

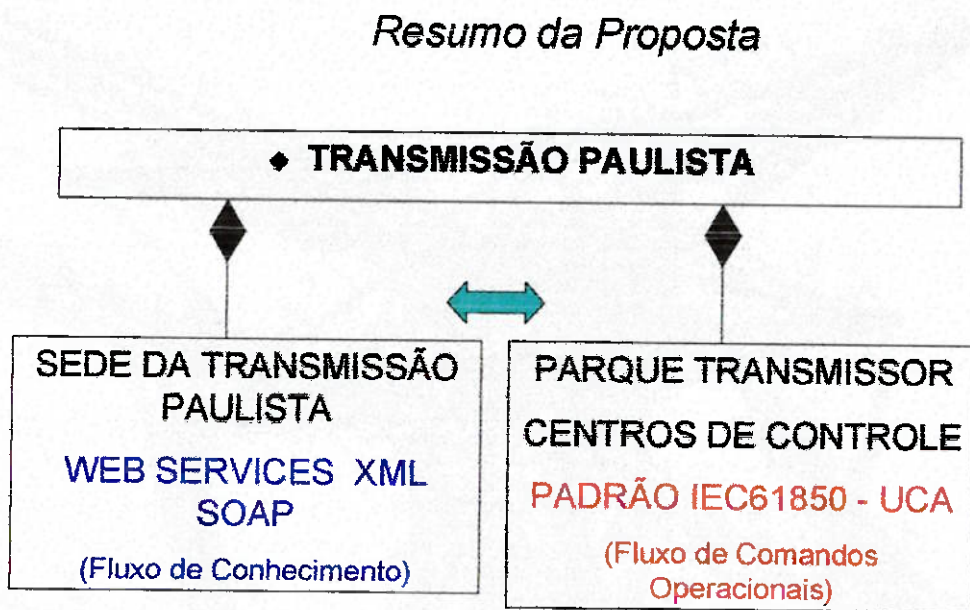


Figura 12 . Resumo de Proposta

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1. Conclusões

Observa-se com bastante nitidez, a partir da compilação das informações descritas nos itens anteriores, que é fortemente recomendável para a TRANSMISSÃO PAULISTA a preparação do seu corpo técnico para a absorção da tecnologia proposta na norma IEC 61850. A viabilidade de implantação do Padrão UCA existe e é bastante atrativa, pois disciplina e padroniza a aquisição de informações do sistema eletroenergético, com a consequente diminuição de custo (ou contenção de custos crescentes para supervisionar sistemas que aumentam em complexidade de forma contínua).

Observa-se que o volume de informações adquiridas em subestações é grande e tem naturezas diversas. É necessário considerar na estrutura da empresa as áreas que terão a atribuição formal de retirar destes dados as informações que permitirão um salto de qualidade na sua prestação de serviço.

No processo de modernização existem aspectos de custos, resumidos na figura 12. Observa-se o custo de se padronizar e o custo de diversificar. Estes custos sempre diminuem com a capacitação de recursos humanos.

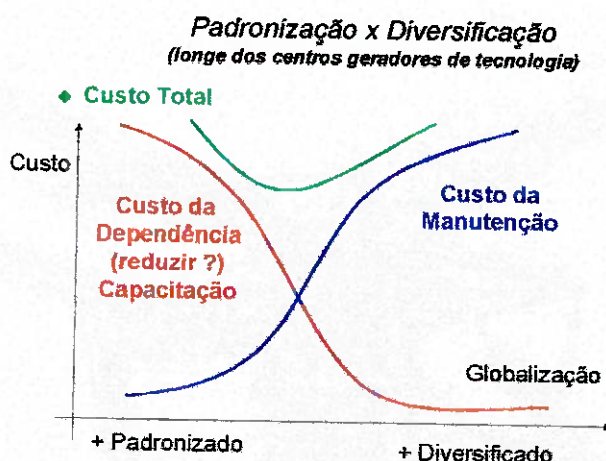


Figura 13. Padronização ou Diversificação

Contrato 11
<p>Incorporar na estrutura dos 3 Centros Regionais de Operação uma atividade de “ Centro de Supervisão de Manutenção”, para onde todos os dados “ não operacionais” adquiridos pelo Sistema Supervisório seja canalizado.</p> <p>Teremos Centros de Supervisão da Manutenção em São Paulo, Cabreúva e Bauru. A estrutura funcional destes centros deve ser tema de entendimento futuros .</p>

5.2. Contribuição

A proposta ODP se mostrou uma ferramenta importante para aumentar a produtividade de absorção dos conhecimentos necessários à equipe de Supervisão e Controle. A sistematização de procedimentos para aquisição de novos conhecimentos e tecnologias contribuirá para o aumento de bens materiais a disposição da população.

O processo de modernização do parque de automação passa a ter uma sistematização, contribuindo para uma melhoria de resultados, evitando duplicação de esforços ou investimentos.

5.3. Trabalho no futuro

O detalhamento na proposta ODP das atividades de automação de subestação pode ser enriquecido e detalhado em cada um dos níveis abordados no capítulo 4.

Contratos mais detalhados e mais precisos devem ser buscados nas várias LAN's e WAN's, no atendimento aos Centros de Operação e na Rede Corporativa.

Modelamentos UML da solução de automação numa empresa de transmissão de energia elétrica virão para otimizar investimentos.

Administrar uma empresa de energia elétrica na América do Sul, longe dos polos desenvolvedores de tecnologia tem particularidades que invalidam importação de modelos pré-fabricados no hemisfério norte.

Pela indisponibilidade de capitais abundantes para construção de linhas de transmissão, as alternativas de manobras para o transporte de energia são em número visivelmente menores na nossa realidade que, por exemplo, no Canadá. A supervisão, controle e automação certamente contribui para a diminuição dos risco de interrupções, com investimentos menores que duplicar o parque transmissor.

Fica o desafio para outras monografias ou dissertações.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [Martucci, 92] Martucci Jr., M. **Estudo de Estruturas de Sistemas de Automação**, São Paulo, 1992. Tese (Livre Docência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo
- [Becerra, 98] Becerra, J.L.R., **Aplicabilidade do Padrão de Processamento Distribuído e Aberto nos Projetos de Sistemas Abertos de Automação**, São Paulo. 1998, Tese de Doutorado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.
- [Craig,, 98] Craig Hunt, **TCP/IP – Network Administration**, O'REILLY, second Edition,
- [Zahavi, 95] Thomas J. Mowbray, Ron Zahavi, **The Essential Corba : System Integration Using Distributed Objects**, John Willey & Sons, Inc.
- [Epri, 1997] Electric Power Research Institute, **Utility Communication Architecture**, Version 2.0
- [IEC, 2001} International Eletrotechnical Commitee, **IEC 61850-7-1 Basic communication structure for substation and feeder equipment.**
- [O N S, 10.19] Procedimentos de Rede-Submódulo 10.19 – Requisitos de Telessupervisão para a Operação, **O N S – Operador Nacinal do Sistema Elétrico.**
- [BOOCH, 2001] Grady Booch, James Rumbaugh, Ivar Jacobson -**The Unified Modeling Language User Guide** , Addison-Wesley

ANEXOS

ANEXO A.1.

DEFINIÇÃO DE PRIORIDADES PARA AUTOMAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DA TRANSMISSÃO PAULISTA

It	Descrição	Observação	Prior
1	S/E's elevadoras contíguas às Empresas Geradoras	Configuradas em grupos, com Polos de Operação – item 7	I
2	S/E's de Seccionamento/Interligação Acima de 230Kv, inclusive.	Item 8	IV
3	S/E's de Seccionamento/Interligação Até 138 Kv, inclusive	Item 9	II
4	S/E's já desassistidas pelo SSC	Item 10	----
5	S/E's já desassistidas com Sistemas CMW	Item 11	III

A . 1.1. S/E's Elevadoras contíguas às Empresas Geradoras – Os Polos de Operação serão definidos durante o desenvolvimento da Especificação Técnica.

It	SubEstação	Observação
1	Água Vermelha	SCADA Elipse e Monitoração por vídeo - AES
2	Barra Bonita	Nova UTR - AES
3	Bariri	Nova UTR - AES
4	Ibitinga	Nova UTR - AES
5	Promissão	Nova UTR - AES
6	Nova Avandava	Nova UTR - AES
7	CaConde	
8	Euclides da Cunha	Nova UTR - AES
9	A Sales O (Limoeiro)	Nova UTR - AES
10	Jurumirim	Nova UTR – DUKE

11	Chavantes	Nova UTR – DUKE
12	Salto Grande	Nova UTR – DUKE
13	Capivara	Nova UTR – DUKE
14	Taquaruçu	SCADA – ELIPSE – DUKE
15	Rosana	Nova UTR – DUKE
16	Jupia	Nova UTR - CESP
17	Ilha Solteira	Nova UTR - CESP
18	Três Irmãos	Nova UTR - CESP
19	Porto Primavera	Nova UTR - CESP
20	Paraibuna	Nova UTR - CESP
21	Jaguari	Nova UTR - CESP

A. 1.2.. S/E's de Seccionamento e Interligação, acima de 230 Kv.

It	Subestação	Observação
1	Araraquara	Nova UTR
2	Assis	Nova UTR
3	Bauru	Nova UTR
4	Bom Jardim	Nova UTR
5	Botucatu	Nova UTR
6	Cabreuva	Nova UTR
7	Capão Bonito	Nova UTR
8	Embu-Guaçu	Nova UTR
9	Mogi Mirim III	Nova UTR
10	Ribeirão Preto	Nova UTR
11	Santa Barbara D'Oeste	Nova UTR
12	Santo Angelo	Nova UTR
13	Sumaré	Nova UTR
14	Taubaté	Nova UTR
15	Anhanguera Provisória	Nova UTR *
16	Centro	Nova UTR *
17	Edgard Souza	Nova UTR *
18	Interlagos	Nova UTR *
19	Baixada Santista	Nova UTR *

20	Itapeti	Nova UTR *
21	Bandeirantes	Nova UTR *
22	Xavantes	Nova UTR *
23	Leste	Nova UTR *
24	Nordeste	Nova UTR *
25	Oeste	Nova UTR *
26	Centro	Nova UTR *
27	Sul	Nova UTR *
28	Piratininga	Nova UTR-TermoElétrica - Petrobrás
29	Henry Borden - Subterranea	Nova UTR *
30	Norte	Nova UTR *
31	Henry Borden - Externa	Nova UTR *
32	Pirituba	Digitalização em andamento
33	Milton Fornazaro	Nova UTR *
34	São José dos Campos	Nova UTR *
35	Mogi	Nova UTR *
36	Ramon Reberte Filho	Nova UTR *
37	Aparecida	Nova UTR *
38	Santa Cabeça	Nova UTR *
39	Miguel Reale	Digitalização em andamento
40	Anhaguera	UTAR

* Implantação a curto prazo de novos pontos do SSC – Divisão de Projetos TEP.

A.1.3.. S/E's de Seccionamento e Interligação até 138 Kv, inclusive.

It	SubEstação	Observação
1	Bragança Paulista	
2	Vicente de Carvalho	
3	Registro	
4	São Sebastião	
5	Peruibe	
6	Bertioga II	
7	Porto Ferreira	
8	Mogi Guaçu I	
9	Rio Claro I	
10	Limeira I	
11	Caraguatatuba	
12	Mairiporã	

A.1.4. . S/E's já desassistidas pelo SSC .

It	SubEstação	Observação
1	São João da Boa Vista II	CROC –Cabreúva-Total
2	São Carlos	CROC –Cabreúva-Total
3	Mogi Mirim II	CROC –Cabreúva-Total
4	Rio Pardo	CROC –Cabreúva-Total
5	Valparaiso	CROB – Bauru- Parcial
6	Ilha Solteira	CROB - Bauru- Parcial
7	Jales	CROB – Bauru- Parcial
8	Votuporanga	CROB – Bauru- Total
9	Catanduva	CROB – Bauru- Total
10	Dracena	CROB - Bauru- Parcial
11	Flórida Paulista	CROB - Bauru- Parcial
12	Presidente Prudente	CROB - Bauru- Parcial
13	Itapeva	CROB - Bauru- Parcial
14	Itapetininga	CROB - Bauru- Parcial
15	Tiete	CROB - Bauru- Parcial
16	Itararé	CROB - Bauru- Total
17	Cardoso	CROB - Bauru- Total
18	São José do Rio Preto	CROB - Bauru- Parcial

Parcial = Desassistimento fora do horário comercial.

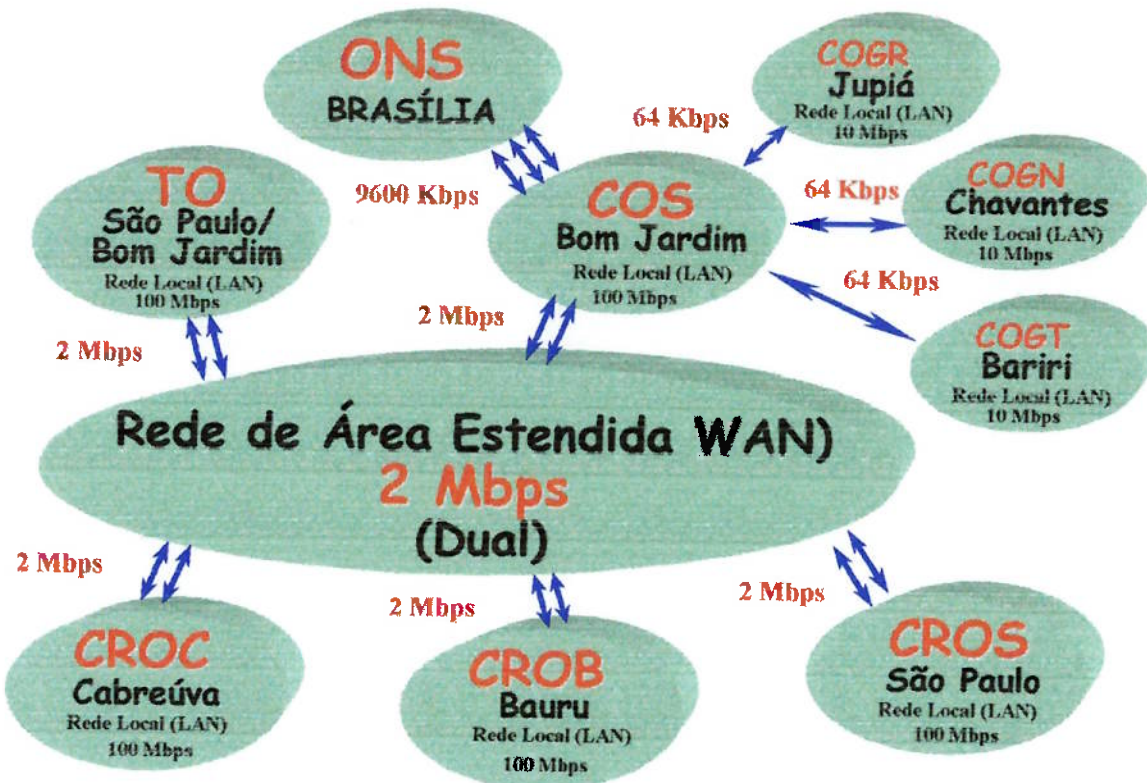
Total = Desassistimento durante todo período.

A.1.5. S/E's já desassistidas com Sistemas CMW/Elipse – passíveis de receberem remotas Microlab, quando da instalação das novas UTR's, e serem desassistidas pelo SSC.

It	SubEstação	Observação
1	Ubarana	
2	Penápolis	
3	Cerquilha	
4	Mongaguá	

ANEXO A.2

REDE DE AQUISIÇÃO DE DADOS SCADA-WAN E CENTRO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA. CONFIGURAÇÕES ATUAIS



Arquitetura do Sistema - SSC

ANEXO A.3.
PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO - 2003 - DIVISÃO DE SUPERVISÃO E AUTOMAÇÃO

A.3.1.Objetivo –

Definir áreas do conhecimento da Tecnologia de Informação onde os profissionais da TOA-Divisão de Supervisão e Automação devem ter sua capacitação técnica aprimorada. Será apresentada uma relação nominal, incluindo profissionais das Gerencias Regionais.

A.3. 2.Justificativas –

- 2.1. Observa-se uma tendência na tecnologia de software em geral, e em Supervisão e Controle em particular, de adoção da orientação por objetos.
- 2.2. A recomendação dos órgãos de padronização mundiais (IEC-International Electrotechnical Committee , EPRI-Electric Power Research Institute, CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), seguem nesta linha. Os padrões UCA-Utility Communications Architecture e IEC61850 já tem produtos disponibilizados no mercado mundial.
- 2.3.As equipes de Supervisão e Automação da CTEEP precisam estar capacitadas para absorver estas mudanças de paradigmas, que estarão presentes na breve necessidade (2004) de elaboração de Especificação Técnica para modernização do Sistema da Empresa.
- 2.4. Protocolos de Comunicação entre Bancos de Dados de Tempo Real, como o ICCP – InterCenter Control Protocol devem ter sua utilização ampliada.
- 2.5.As equipes de Supervisão e Controle totalizam 4 (quatro) grupos alocados de forma estratégica para atender, com requisitos de tempo real, as necessidades da Operação.

<p>“... tempo real é uma área onde “misteriosas caixas pretas” de software são menos aceitáveis. Se você depende de uma tarefa que deve completar em um espaço de tempo definido, é aconselhável que entenda como ela funciona”.</p>
--

<p>Victor Yodaiken, Senior Specialist at “New Mexico Technology Institute.” H Massalyn, Operating Systems Services, PHD at Columbia Univ.</p>

Importante : Consideramos este documento um instrumento capaz de dar início ao processo de contratação dos treinamentos relacionados.

Para maiores detalhes fazer contato com a Divisão de Supervisão e Automação, telefones (11) 4589 6531 e 8 224 255.

Plano de Capacitação para a equipe técnica dedicada aos Sistemas de Supervisão e Controle –

As indicações subentendem que os indicados possuem os pré-requisitos necessários.

Serão consideradas quatro grandes áreas para a capacitação :

I - Tecnologia de Redes – TCP/IP – Código R

II - Tecnologia de Banco de Dados – Código B

III - Tecnologia de Objetos – Código J

IV – Tecnologia WEB

Descrição das necessidades - Treinamentos

It	Capacitação	Oservação
R1	Segurança de Informações em Redes com tecnologia TCP/IP	Entidade Externa
R2	Roteadores CISCO	CISCO ou Representante
R3	Linux para Adminstradores de Rede – Básico e Avançado	Entidade Externa
R4	TCP/IP – Administração de Redes SNMP – Simple Network Management Protocol	Entidade Externa
B1	Introdução ao Oracle SQL	Oracle
B2	Oracle DBA Fundamentals I	Oracle
B3	Oracle DBA Fundamentals II	Oracle
B4	Oracle DBA Performance and Tuning	Oracle
B5	Java Programing	Oracle
B6	Discover para administradores	Oracle
B7	Designer 2000 – Design and Generate WEB Server Aplications	Oracle
B8	ICCP – Inter Center Comunication Protocol – Protocolo de comunicação de banco de dados de tempo real.	EPRI ou CEPEL

J1	UML – Unified Modeling Language	Entidade Externa
J2	Programação JAVA	SUN MicroSis Representante
W1	WEB Manager	
W2	WEB Developer	

Descrição das necessidades - Treinandos

It	Treinando	Treinamentos
	COS – Bom Jardim	
1	Ederson Coletto dos Santos	B2, B3, B4, B8, J1
2	Eduardo Tadeu Lacreta de Toledo	B2, B3, B4, B8, J1
3	Eduardo Hideki Takano	B2, B3, B4, B8, J1
4	Miriam Yoshie Inoue	B2, B3, B4, B7,B8
5	Antonio Carlos Campos	B2, B3, B4, B8, J1,W3, R1
6	Emanuel Vendramin	B2, B3, B5, B6, B7, J2, R1
7	Edson Fernando Fonseca	B2, B3, B5, B6, B7, J2, W1
8	Wellington Roberto S. Alves	B2, B3, B6
9	Carlos Aloísio M. Trovó	W1, W2, B6
10	Alexander Vargas Rocha	W1, W2, B6
11	Dagoberto M Lima	B1, W1, R4
12	Paulo Hinniger	R1,R2,R3,R4
13	Kenji Inoue	B8
	CRO - Cabreúva	
14	Mario Nakashima	B2, B3, B4,B8, J1
15	Sandro Prado Gambini	B2,B3,J2,R4
16	Alci Ruiz Figueiredo	B2,B3,J2,R4
17	Aguinaldo Aparecido Marques	B2,B3,J2,R4

	CRO-Bauru		
18	Sueli de Fátima Juliani	B2, B3, B4,B8, J1	
19	Fabio Marques de Souza	B2,B3,J2,R4	
20	Marcelo Bras Correa	B2,B3,J2,R4	
21	Joao Teodoro da Silva Neto	B2,B3,J2,R4	
	CRO São Paulo		
22	Marcos Dantonio	B2, B3, B4,B8, J1	
23	Dirce Kazuko Kaneko	B2,B3,J2,R4	
24	Eliza Midori Yokomi	B2,B3,J2,R4	
25	Donato Petronella Junior	B2,B3,J2,R4	

	<p>"I also think that realtime is one of those areas where mysterious "black box" software is less acceptable. If you depend on a component to always complete within a time bound, you better understand how it works."</p> <p>Victor Yodaiken, Senior Specialist at "New Mexico Technology Institute." H Massalyn, Operating Systems Services, PHD at Columbia Univ.</p>

ANEXO A. 4

GCO – GESTÃO DO CONHECIMENTO DA OPERAÇÃO

Plano Plurianual

A.4.1.Objetivo – Descrever os produtos propostos pelas diversas áreas do Departamento de Operação, originados à partir de informações contidas no Banco de Dados do “ SSC-Sistema de Supervisão e Controle “, e outras fontes do Departamento, que agregarão valor às atividades pela automatização de Procedimentos, em duas formas principais :-

- a) pela maior velocidade de compilação dos dados na forma usual dos Procedimentos já consagrados pelo uso, ou
- b) propondo novos agrupamentos de dados (Tabelas, Gráficos e Relatórios) que facilitarão a visualização do comportamento e tendências do complexo Sistema Eletroenergético Paulista.

Conforme solicitação do Dr. Sidney C. Martini, Presidente da CTEEP e Dr. Celso Cerchiari, Diretor Técnico, em reunião ocorrida em Bom Jardim, no dia 18/01/2002.

A partir deste documento serão originados “Especificações Técnicas” e “Editais” para contratação dos Serviços necessários em Software Houses nacionais. Estes projetos terão a supervisão de profissionais do TO-Departamento de Operação.

A.4.2.Histórico - Encerra-se no primeiro semestre de 2002 a implantação do SSC-Sistema de Supervisão e Controle, que teve seu início em 1998, compondo uma grande rede de aquisição de dados em tempo real do Sistema Eletroenergético do Estado de São Paulo. Este dados são armazenados em Bancos de Dados Oracle, que são fontes de informações preciosas que precisam ser extraídas (data mining) e estar à disposição dos usuários. Analogamente à uma biblioteca que, se não tiver os seus livros circulando pelos usuários não estará cumprindo seu papel de forma plena.

Com este enfoque realizou-se a reunião referida no item 1, onde as linhas gerais de atuação foram definidas, e a seguir citamos as principais :

A.4. 2.1.Integrar (interligar) Sistemas Corporativos como ERP, GIS, NOTES ao E M S

A.4.2.2.Integrar (interligar) Sistemas de Oscilopertubografia ao E M S.

A4.2.3.Utilizar o DTS (Dispatcher Training Simulator) para prestação de Serviços externos à Companhia.

A.4.2.4.Mapa do Estado de São Paulo com subregiões econômicas, animado com informações sobre as perturbações no Sistema de Transmissão que os afetam.

A.4.2.5. RDT – Relatório Diário da Transmissão.

A.4.2.6. Automatizar o RDO – Relatório Diário da Operação

A.4.2.7. BarGraph do Consumo, definindo regiões e alimentadores economicamente significativos.

A.4.2.8. Sistema de Informação Geo-referenciado com área de influência de cada Subestação, quando aplicável (ver item 2.4)

A.4.2.9. Características de consumo, referenciado a características sazonais, temperatura, festas nacionais etc.

A.4.2.10. Explicitar elemento restritivo numa S/E (Disjuntores, Transformadores, Seccionadoras), para um adequado Gerenciamento de Ativos (retirar, com segurança, o máximo que o atual parque instalado (financiado com dinheiro público) , pode oferecer).

A.4.2.11. Regiões Geométricas.

A.4.2.12. Curvas de Carga – Média, Mínima , Máxima – Calculando fator de pico, plotando no mês e no ano.

A.4.2.13. Configurar no PI todas as telas do Ranger.

A.4.2.14. Aplicações animadas de multimídia para o VídeoWall da Sala de Despacho.

A.4.2.15. Aplicações de multimídia para utilização em treinamentos de manutenção ou operação.

A.4.2.16. Instruções de Operação em HTML/AcrobatReader disponíveis em Servidor WEB.

A.4.2.17. PIO

A.4.2.18. Controle de Tensão – ISO 9000

A.4.2.19. Treinamento sobre o Historiador Ranger do SSC para usuários, pois este permite extração de informações do Banco de Dados com Utilitários Microsoft (Excel, Word), já plenamente dominado.

A.4.3. Considerações Gerais

Existem dois enfoques complementares que serão utilizados :

A.4.3.1. A partir dos Recursos disponíveis

- Hardware – Computadores, WAN's, LAN's.
- Software – Banco de Dados Oracle, Aplicativos licenciados como Historiador, PI ProcessBook, Servidores WEB,

Propor produtos úteis para aos usuários.

Atividade basicamente executada pelo TOA-Divisão de Supervisão e Automação.

A.4.3.2. A partir das necessidades listadas, verificar quais recursos devem ser mobilizados para atendimento.

Atividade a ser executada por todas Divisões (TOP, TOS, TOO), Departamento de Operação TO e demais áreas da Empresa interessada nestes dados.

A.4.4. Cronograma

Item	Atividade	Período
1	Propostas de Aplicativos pelos interessados (Departamento, Divisões, etc)	Fevereiro à Abril de 2003
2	Preparação das “Especificações Técnicas” e “Editais” dos Aplicativos a serem atendidos em 2003	Maio e Junho de 2003
3	Execução	Julho à Dezembro de 2003.

A.4.5. Natureza dos Dados.

Podemos identificar quatro grandes blocos :

A.4.5.1. Informações para operação do Despacho de Carga(principal)

A.4.5.2. Informações para estudos e pós operação.

A.4.5.3. Informações Gerenciais

A.4.5.4. Público em Geral

A.4.6. Recursos disponíveis para atendimento.

A.4.6.1 Para atender ao item 5.1– Sistema Ranger que deve ser restrito à Sala de Despacho

A.4.6.2 Para atender ao item 5.2 – Historiador e PI ProcessBook

A.4.6.3. Para atender ao item 5.3 – Historiador e Servidores WEB

A.4.6.4. Para atender ao item 4.4.– Servidores WEB

A.4.7. PRODUTOS PROPOSTOS E RECURSOS SUGERIDOS

A.4.7.1 Integração ERP e EMS – Projeto Piloto.

A.4.7.1.1 Resumo – Ligar os Equipamentos DISJUNTORES, constantes do Banco de Dados Oracle EMS com um Banco de dados corporativos contendo Especificações técnicas e dados limitantes do mesmo, com acesso a partir da Tela Unifilar do Ranger.

A.4.7.1.2. Coordenador – Paulo Roberto Pedroso de Oliveira

A.4.7.1.3. Recursos – Contratação Software House e AI-Departamento de Informática.

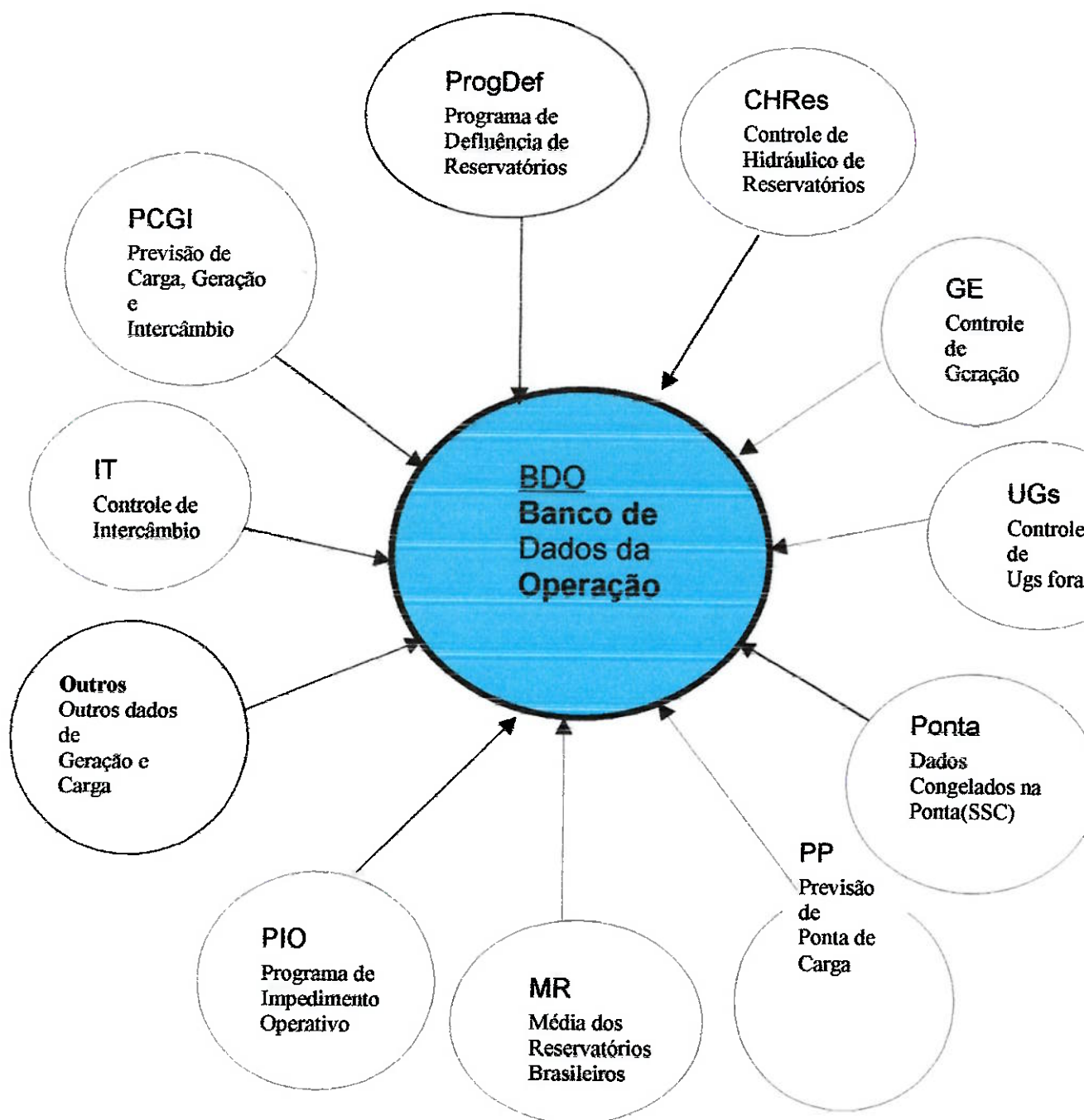
A.4.7.1.4. Cronograma

It	Atividade	Recurso	Período
----	-----------	---------	---------

1	Especificação Técnica	TOA AI	Junho à Setembro de 2003
2	Licitação	ASC PJ	Outubro

ANEXO 5. BDO-BANCO DE DADOS DA OPERAÇÃO

Autor : Emanuel Vendramin



1.PI0

1.1 Envolvidos

- Pólos de Operação
- Empresas de geração contratadas para operar SEs de usinas
- Áreas Descentralizadas da Operação
- Centros Regionais de Operação
- Centro de Operação de Sistema
- Divisão de Estudos de Desligamentos

1.2 Dados

Informações de programação de impedimentos de equipamentos para manutenção

1.3 Forma de entrada

Digitação

2.CHRES

2.1 Envolvidos

- Centro de Operação do Sistema
- AES, CESP e DUKE

2.2 Dados

informações horárias de níveis e vazões de suas respectivas usinas.

2.3 Forma de entrada

recebimento via FTP de arquivos texto padronizado ou digitação pelo COS.

3.GE

3.1 Envolvidos

- Centro de Operação do Sistema
- AES, CESP e DUKE

3.2 Dados

Informações horárias de geração prevista e verificada pelas usinas. Justificativas de

Desvio da previsão pelo COS.

3.3 Forma de entrada

Recebimento via FTP de arquivos texto padronizado pelas empresas de geração.
Digitação pelo COS.

4.IT

4.1 Envolvidos

- Centro de Operação do Sistema
- ONS

4.2 Dados

Informações de Intercâmbio 24 horas do D+1 pelo ONS. Reprogramações pelo COS.

4.3 Forma de entrada

recebimento via FTP de arquivo em formato EXCEL pelo ONS. Digitação pelo COS.

5.PONTA

5.1 Envolvidos

- Centro de Operação do Sistema

5.2 Dados

Informações diárias, congeladas pelo SSC, de geração e carga.

5.3 Forma de entrada

Coleta automática do Historiador do SSC via COSMM13 ou digitação pelo COS.

6.PP

6.1 Envolvidos

- Centro de Operação do Sistema

6.2 Dados

Previsão de Curva de Carga no horário da ponta.

6.3 Forma de entrada

Software auxiliar de geração de previsão.

7.OUTROS

7.1 Envolvidos

- Centro de Operação do Sistema
- EMAE, Eletropaulo, Bandeirante e Piratininga
- CPFL
- CNOS

7.2 Dados

Dados de geração e carga individualizados e regionalizados

7.3 Formas de entrada

Digitação pelo COS.

8.MR

8.1 Envolvidos

- Centro de Operação do Sistema
- CNOS

8.2 Dados

Dados médios de níveis e vazões de reservatórios brasileiros.

8.3 Forma de entrada

Recebimento via e-mail /FTP de arquivos texto.Digitação pelo COS.

9.UGS

9.1 Envolvidos

- Centro de Operação do Sistema
- CNOS

9.2 Dados

Dados médios de níveis e vazões dos reservatórios brasileiros.

9.3 Forma de entrada

Recebimento via e-mail /FTP de arquivos texto.Digitação pelo COS.

10.PROGDEFL

10.1 Envolvidos

- Centro de Operação do sistema
- AES, CESP e DUKE

10.2 Dados

Programa diário de defluência dos reservatórios.

10.3 Forma de entrada

Recebimento via e-mail /FTP de arquivos texto. Digitação pelo COS.

11.PCGI

11.1 Envolvidos

- Centro de Operação do sistema
- ONS

11.2 Dados

Programa diário de geração e intercâmbio

11.3 Forma de entrada

Recebimento via e-mail /FTP de arquivos Excel pelo ONS. Digitação pelo COS.