

**MARCOS DANTONIO
NELSON DA SILVA VILARES**

**GERÊNCIA DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA QUANTO A
DISTORÇÃO HARMÔNICA UTILIZANDO A ARQUITETURA DO SAA
(SISTEMA ABERTO DE AUTOMAÇÃO)**

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de
São Paulo para a obtenção do
Título de Especialização em
Tecnologia da Informação

São Paulo
2002

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. José Sidnei Colombo Martini, Presidente da Transmissão Paulista, que através da política de educação corporativa, nos proporcionou esta oportunidade.

Ao Prof Dr. Moacyr Martucci Junior pelas diretrizes dadas para realização deste trabalho.

A todos que direta ou indiretamente colaboraram na execução deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho apresenta os conceitos de Sistemas Abertos de Automação, Sistemas de Supervisão e Controle e Qualidade de Energia Elétrica realizando a associação desses conceitos com o objetivo de obter-se um indicativo dos valores da distorção harmônica nas barras da rede básica sob responsabilidade da CTEEP.

Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	9
<i>Objetivo</i>	<i>9</i>
<i>Motivação</i>	<i>9</i>
<i>Justificativa.....</i>	<i>9</i>
2. CONCEITOS E DEFINIÇÕES	11
<i>Sistemas de Informação distribuídos abertos para sistemas de energia</i>	<i>11</i>
<i>Caracterização de Sistemas Distribuídos Abertos.....</i>	<i>11</i>
<i>Conceituação de Sistema Aberto</i>	<i>11</i>
<i>Conceituação de Sistemas Distribuídos</i>	<i>13</i>
<i>O Modelo de Referência ODP^l</i>	<i>14</i>
<i>Pontos de Vista do Modelo de Referência ODP</i>	<i>16</i>
<i>Sistema de Supervisão e Controle – SSC</i>	<i>18</i>
<i>Sistema de Supervisão Alternativo - SSA</i>	<i>22</i>
<i>Qualidade de Energia Elétrica.....</i>	<i>24</i>
<i>Tensão ou corrente fundamental (V_1 ou I_1).....</i>	<i>24</i>
<i>Tensão ou corrente harmônica de ordem h (V_h ou I_h).....</i>	<i>24</i>
<i>Harmônicos : Causas & Efeitos.....</i>	<i>25</i>
<i>Distorção harmônica total (DHT).....</i>	<i>26</i>
<i>DHT 95%.....</i>	<i>27</i>
<i>Pontos de Entrega</i>	<i>27</i>
<i>Limites Globais</i>	<i>27</i>
<i>Limites Recomendados</i>	<i>27</i>
<i>Faixa de Aceitabilidade.....</i>	<i>28</i>
<i>Transdutores Digitais.....</i>	<i>28</i>
<i>Unidade de Processamento Digital.....</i>	<i>31</i>

3. HISTÓRICO DO CONTROLE DE QUALIDADE DA TENSÃO APLICADO NA REDE DE TRANSMISSÃO.....	32
<i>Programa de Controle da Qualidade da Tensão.....</i>	<i>33</i>
<i>Instrumentação.....</i>	<i>34</i>
<i>Procedimento de Medição.....</i>	<i>35</i>
<i>Procedimento de Análise.....</i>	<i>35</i>
4. DO NÍVEL DE INSTRUMENTAÇÃO AO NÍVEL DA CORPORAÇÃO.....	38
<i>Nível de Instrumentação.....</i>	<i>39</i>
<i>Nível de Controle.....</i>	<i>41</i>
<i>Nível de Coordenação.....</i>	<i>42</i>
<i>Nível Corporativo.....</i>	<i>42</i>
5. CONCLUSÃO.....	46
6. CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	47
<i>Propostas para o futuro.....</i>	<i>47</i>
<i>Trabalhos complementares.....</i>	<i>47</i>
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48

Lista de Figuras

Figura 1 – Exigências do ONS e sua implementação na CTEEP.....	10
Figura 2 - Sistema de Gerenciamento de Energia – EMS nos três níveis hierárquicos..	18
Figura 3 – Sistema Legado de Supervisão e Controle	20
Figura 4 - Sistema Atual de Supervisão e controle.....	21
Figura 5 - Configuração básica do SSA.....	23
Figura 6 – Conceito de Harmônicos	25
Figura 7 - Sistema automático de medição de Harmônicas – 1992.....	32
Figura 8 – Apresenta o desenvolvimento dos trabalhos realizados, visando a obtenção do controle de qualidade da tensão aplicado na Rede de Transmissão	37

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Limites Globais Vh e DHT	28
Tabela 2 - Limites recomendados para tensões harmônicas 1992.....	33
Tabela 3 – Tela da Transnet que mostra os maiores valores de DHT em cada subestação.	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	- Controle Automático de Ganho
CC	- Concentrador de Comunicação
COS	- Centro de Operação do Sistema
CRO	- Centro Regional de Operação
DHT	- Distorção Harmônica Total
DPC	- Divisor de Potencial Capacitivo
EMS	- Energy Management System
ETT	- Estação Transformadora de Tensão
GCPS	- Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema
GCOI	- Grupo Coordenador de Operação Interligada
IEE	- Instituto de Engenharia Elétrica
ISO	- International Standards Organization
ITU	- International Telecommunication Union
MANTEC	- Sistema de Manutenção Técnica da Transmissão Paulista
ODP	- Open Distributed Processing
ONS	- Operador Nacional do Sistema
PLT	- Planning Long Term
PST	- Planning Short Term
QEE	- Qualidade de Energia Elétrica
RDAS	- Ranger Data Aquisition Server
RPM	- Reliable Power Meter
SAA	- Sistema Aberto de Automação
SCADA	- Supervisory Control And Data Aquisition
SSA	- Sistema de Supervisão Aberto
SSC	- Sistema de Supervisão e Controle
THD	- Total Harmonic Distorcion
TP	- Transformador de Potencial
UTR	- Unidade Terminal Remota

1. Introdução

Objetivo

Disponibilizar, via intranet da CTEEP, os valores da Distorção Harmônica Total, nas barras das subestação integrantes do sistema de transmissão da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, conforme proposta do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, submódulo 2.2 “Padrões de Desempenho na Rede Básica” e submódulo 2.8 “Gerência dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica”^[11]. Os valores serão obtidos através de transdutores digitais, utilizados na obtenção das grandezas que integram o Sistema de Supervisão Aberto – SSA.

Motivação

Use simple THD measurements from energy meters to indicate possible problems (transducers should be ok for this).^[1]

A CTEEP vem realizando a monitoração dos níveis de distorção harmônica nas suas subestações, com o objetivo de controlar e identificar possíveis problemas nas barras de conexão com seus clientes, tais como poluição e impurezas elétricas que possam danificar ou prejudicar equipamentos ou processos industriais.

Justificativa

Apesar da CTEEP ser pioneira na implantação de um mapeamento dos níveis de harmônicos em seu sistema, os instrumentos, procedimentos de medição e análise utilizados, possibilitam somente a monitoração de um local por vez. Esse sistema, por estar de acordo com a IEC 61000-4-7, capacita a empresa atender o proposto no submódulo 2.8^[15], que seria a realização de campanhas anuais de medição nas barras da rede básica sob sua responsabilidade.

Com a implantação do Sistema de Supervisão Aberto – SSA, e a utilização na aquisição dos dados, de modernos transdutores digitais, atualmente disponíveis no mercado, propõe-se neste trabalho o desenvolvimento de um sistema de monitoração dos níveis de distorção harmônicos total nas barras da Rede Básica e apresentá-los através da intranet da CTEEP, de maneira a se obter um indicativo para possíveis problemas com a qualidade da energia, auxiliando na definição junto a empresa e ao ONS, de quais barramentos deveriam ser considerados para realização da campanha anual de medição.

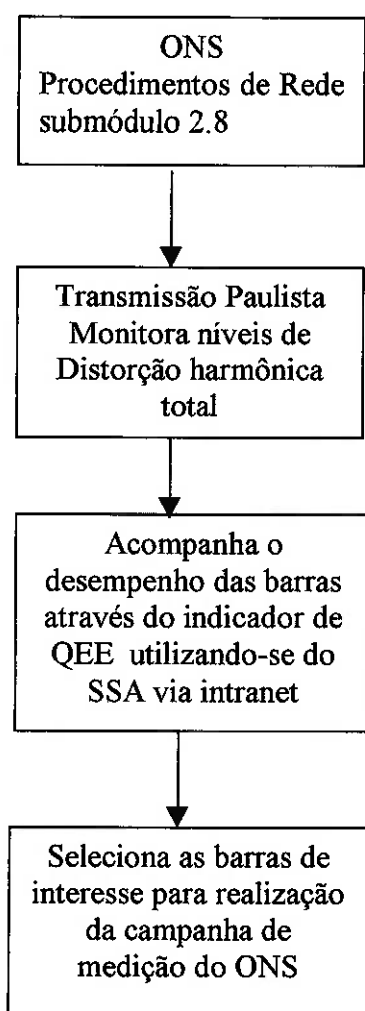


Figura 1 – Exigências do ONS e sua implementação na CTEEP

2. CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Sistemas de Informação distribuídos abertos para sistemas de energia ^[2]

Os centros de operação possuem vários programas de automação completamente independentes, cada um resolvendo uma parte dos problemas da operação, os quais, geralmente, possuem interfaces diferentes e incompatíveis, ressaltando a necessidade de projeto de soluções integradas, uma vez que o nível de digitalização das informações dos centros de operação e controle dos sistemas elétricos aumenta cada vez mais.

É preciso que se desenvolvam estratégias que permitam aos sistemas de gerenciamento de energia interoperarem com outros sistemas computacionais, tanto dentro da empresa de energia como com outras empresas do setor. Neste sentido, as empresas de energia têm adotado para o desenvolvimento de seus sistemas computacionais, o conceito de sistemas distribuídos abertos.

Caracterização de Sistemas Distribuídos Abertos

Muito do apelo para a utilização de sistemas distribuídos abertos nas indústrias de eletricidade está na promessa de portabilidade das aplicações através de diferentes plataformas.

Para que uma empresa de energia possa definir suas necessidades e desenvolver um projeto para sistema aberto, é preciso inicialmente estabelecer o que caracteriza um sistema aberto e quais os benefícios que a aplicação desta modelagem trará aos problemas de energia da empresa, em termos econômicos e operacionais.

Conceituação de Sistema Aberto

O IEEE Working Group on Energy Control Centers define um sistema aberto, se ele “possuir a habilidade de melhorar ou substituir completamente um sistema de

gerenciamento de energia (EMS) existente, em parte ou em sua totalidade, sem depender de um único fornecedor para a implementação completa”.

Um ambiente aberto, em oposição a sistemas proprietários (sistemas fornecidos por um fabricante particular e desenvolvidos utilizando tecnologias específicas, não acomodam mudanças e, conseqüentemente, provocando perdas nos investimentos), provê benefícios potenciais tanto para usuários, como também para as pessoas que desenvolvem software e fornecedores de equipamentos, de acordo com seus respectivos interesses.

As vantagens proporcionadas aos usuários de um sistema aberto incluem, proteção do investimento devido a capacidade de adaptação e evolução de sistemas e soluções à medida que necessidades e tecnologias mudam ; economia e vantagem competitiva para empresas que possam utilizar eficazmente os sistemas abertos ; portabilidade de aplicações, dados e pessoas entre diferentes sistemas de hardware ; interoperabilidade de aplicações e plataformas ; independência de um ambiente particular de hardware e/ou software e , capacidade de integrar aplicações, informações e plataformas de diferentes origens em um ambiente produtivo e coeso.

Os sistemas abertos também trazem benefícios aos desenvolvedores de software, capacidade de desenvolvimento de software para múltiplas plataformas de hardware, aumentando-se, portanto, o volume de vendas; consistência presente em interfaces de diferentes plataformas, promovendo-se maior eficiência de serviços de apoio, diretrizes padronizadas para o desenvolvimento de software, certificando-se a obediência às especificações de sistemas abertos, e, redução nos custos e riscos de desenvolvimento e manutenção, uma vez que a escolha de plataformas a suportarem uma aplicação correspondente a uma versão adicional.

Para os fornecedores de equipamentos de hardware, os sistemas abertos trazem os seguintes benefícios, direcionamento de recursos para desenvolvimento e venda de produtos dentro dos padrões especificados; acesso a uma base mais ampla de clientes em potencial, compartilhando-se o novo mercado e aumentando-se as oportunidades de negócios; presença de vários equipamentos em ambientes multi-fabricantes; integração de novas tecnologias, sem reduzir a base de aplicações; participação no processo de desenvolvimento de padrões, tendo acesso às especificações, e clara base de

características de sistemas abertos presentes em produtos específicos para contato com clientes em potencial.

Uma forma de julgar um sistema se é aberto ou não, é olha-lo sob a perspectiva do usuário. Sob o ponto de vista dos usuários, as aplicações e suas habilidades de acessar dados devem operar do mesmo modo, independente do hardware, do sistema operacional, da interface do usuário ou do ambiente de redes em que atuam.

A portabilidade das aplicações e o acesso a dados somente podem ser alcançados se as interfaces e aplicações do sistema forem planejadas em conformidade com padrões. Atualmente, a maioria dos fabricantes de sistemas operacionais tem assumido um compromisso para conformidade aos padrões de sistemas abertos, de forma que, se uma aplicação está em conformidade com estes padrões, ela pode ser suportada facilmente através de plataformas variadas.

Conceituação de Sistemas Distribuídos

Por definição, um sistema distribuído consiste de um número de componentes, os quais são partes de sistemas computacionais, conectados por algum meio de comunicação, usualmente uma rede.

Um sistema distribuído possui várias vantagens sobre um sistema computacional simples, proporcionando maior tolerância a falhas, maior flexibilidade, e facilidades de atualização.

Por outro lado, introduzem alguns problemas não encontrados em sistemas centralizados, são mais complexos, introduzem problemas de sincronismo entre processos, problemas de manutenção da consistência de dados e, em geral, não possuem uma entidade central de gerenciamento do controle do sistema como um todo.

Sistema Aberto de Automação – SAA ^[10]

A arquitetura do SAA é aquela que suporta um conjunto consistente de padrões internacionais de tecnologia da informação e perfis funcionais padrão, que especificam

interfaces, serviços e formatos, de forma a garantir interoperabilidade e portabilidade de aplicações.

Sua estrutura deverá permitir a sua aplicação na automação de qualquer processo mediante configurações. Desta forma, ele poderá ser aplicável na automação de processos e de serviços.

Sua estrutura é hierarquizada

Nível de Instrumentação : responsável pelo interfaceamento do sistema com o processo automatizado, realizando medidas das variáveis de processo e atuando sobre elas em função das ações de controle geradas por ele mesmo ou pelo Nível de Controle.

Nível de Controle : responsável pelas ações de controle, em função das informações fornecidas pelo Nível de Instrumentação e dos objetivos determinados pelo Nível de Coordenação.

Nível de Coordenação : responsável pela determinação dos objetivos a serem atingidos com as ações de controle geradas nos dois primeiros níveis hierárquicos.

Nível Corporativo : responsável pelos processos de alto nível empresarial, como gerenciamento das estratégias e políticas globais da empresa e das informações corporativas. Também é responsável pela interação entre subsidiárias corporativas.

O Modelo de Referência ODP ^[3]

Provê uma estrutura arquitetural para o suporte integrado da distribuição, trabalho cooperativo, interoperabilidade de aplicações distribuídas, proporcionando um modelo de referência a objetos para a construção de sistemas distribuídos abertos.

A concepção básica do modelo de referência ODP é particionar, sistematicamente, a complexidade do sistema, de forma a se conseguir manipular e executar sistemas altamente complexos, para se obter os resultados desejados de desempenho e funcionalidade.

Os esforços de padronização do modelo de referência ODP vêm sendo desenvolvidos em conjunto por dois órgãos internacionais, a ITU – International Telecommunication Union, e a ISO – International Standards Organization, em resposta às diversas forças afetando o desenvolvimento e evolução de sistemas de computação distribuídos.

O principal objetivo do padrão ODP é o desenvolvimento de normas que suportem a criação de sistemas distribuídos abertos, oferecendo os benefícios da distribuição de serviços de processamento de informação em ambientes com recursos heterogêneos e de domínios múltiplos da organização. Para atingir este objetivo, o padrão ODP apresenta uma estratégia para especificar os elementos e componentes do sistema, de forma que os sistemas de informação, construídos segundo estas estruturas e padrões, tornam-se sistemas distribuídos abertos.

De maneira a proporcionar aos usuários e projetistas de sistemas distribuídos abertos, o máximo possível de recursos em termos de compromisso desempenho-facilidade, os sistemas construídos segundo o contexto ODP devem apresentar as seguintes características

Aberto – características que possibilitam a obtenção de altos graus de portabilidade dos componentes (possibilidade de execução em sistemas diferentes sem modificações) e de interoperabilidade (possibilidade de interações entre componentes de sistemas diferentes);

Integração – característica que permite a incorporação de vários sistemas e recursos, de forma simples e a um baixo custo, com o objetivo de compor um sistema altamente produtivo e eficiente;

Flexibilidade – característica que possibilita a evolução do sistema e a adaptação a novas tecnologias sem que seja necessário interromper o funcionamento do sistema ou perder a funcionalidade de componentes antigos que ainda prestam serviços;

Modularidade – característica que visa a obtenção de módulos no sistema com interfaces bem definidas e serviços encapsulados, de forma a se garantir a autonomia do módulo, mas com mecanismos simples de intercomunicação com outros módulos do sistema;

Gerenciamento – característica que permite o controle, supervisão e coordenação dos elementos e recursos do sistema, com o objetivo de suportar mudanças nas configurações, a qualidade dos serviços e as regras de negócios impostas pela corporação;

Federação – característica que permite que sistemas distintos, de diferentes domínios administrativos e tecnológicos, sejam integrados dentro de um sistema distribuído;

Segurança – característica que garante a proteção do sistema contra acesso indevido a serviços e dados. Os requisitos de segurança são diferenciados nos diferentes domínios do sistema e são difíceis de serem atingidos quando existem usuários conectados remotamente e quando recursos e usuários possuem mobilidade dinâmica no sistema;

Transparência – característica definida como a capacidade de mascarar ou ocultar aos usuários e às aplicações, detalhes e diferenças dos mecanismos utilizados para implementar diversos aspectos relacionados com a distribuição, como, por exemplo, a localização, migração, replicação etc;

Qualidade de Serviço – característica que visa implantar diversos requisitos de qualidade do serviço no comportamento do sistema distribuído, em critérios como tempo de resposta, disponibilidade, confiabilidade e tolerância a falhas.

Pontos de Vista do Modelo de Referência ODP ^[3]

Para um dado sistema de processamento de informação, existe um certo número de categoria de usuários que tem interesse no sistema. No entanto, embora cada categoria esteja interessada no mesmo sistema, seus pontos de vista de interesse sobre o sistema são diferentes.

O modelo de referência ODP, visando reconhecer estas diferenças e simplificar a descrição de sistemas complexos, considera a especificação do sistema distribuído a partir de cinco diferentes pontos de vista. Cada ponto de vista reflete um conjunto de

conceitos de interesse, ou seja, representa uma faceta do sistema, satisfazendo os requisitos de um grupo particular envolvido no processo do projeto.

Os pontos de vista correspondem a diferentes abstrações, que levam em conta os diversos aspectos de projeto do sistema de forma independente, e juntas cobrem todos os aspectos relevantes.

Ponto de vista da Empresa – relativo às atividades de negócio que o sistema deve atender. Este ponto de vista especifica um modelo do sistema e do ambiente com o qual o sistema interage, contemplando o papel do sistema no negócio, o papel dos usuários e as políticas do negócio relativas ao sistema. A especificação deste ponto de vista é função do tipo de organização que vai utilizar o sistema e das atividades a serem desempenhadas pelo mesmo;

Ponto de vista da Informação – relativo às informações necessárias a serem armazenadas e processadas no sistema. Este ponto de vista especifica um modelo da informação armazenada e manipulada pelo sistema, identificando as fontes e sorvedouros de informação e os fluxos de informação entre eles;

Ponto de vista Computacional – relativo à descrição do sistema como um conjunto de objetos que interagem através de interfaces, permitindo assim a distribuição do sistema. Este ponto de vista é um modelo do sistema em termos dos componentes lógicos e individuais, que são fontes e sorvedouros de informação, independente de qualquer ambiente distribuído nos quais eles são executados;

Ponto de vista da Engenharia – relativo aos mecanismos de suporte para a distribuição do sistema. Este ponto de vista define a infraestrutura computacional da rede para dar suporte à estrutura do sistema definido na especificação computacional;

Ponto de vista da Tecnologia – relativo aos componentes que vão compor o sistema. Este ponto de vista especifica a implementação do sistema ODP em termos de objetos que representam componentes de software e hardware.

Os pontos de vista não são independentes, e cada especificação corresponde a uma visão parcial do sistema completo, existindo consistência entre elas. A cada ponto de vista está associada uma linguagem que define conceitos e regras para a especificação do sistema visto do referido ponto de vista.

Sistema de Supervisão e Controle – SSC

O Sistema de Supervisão e Controle proporciona os meios necessários para coordenação e da manutenção do sistema elétrico, visto de uma forma global. A figura 1 apresenta o Sistema de Gerenciamento de Energia – EMS nos três níveis hierárquicos :

COS - Centro de Operação do Sistema

CRO – Centro Regional de Operação

UTR – Unidade Terminal Remota

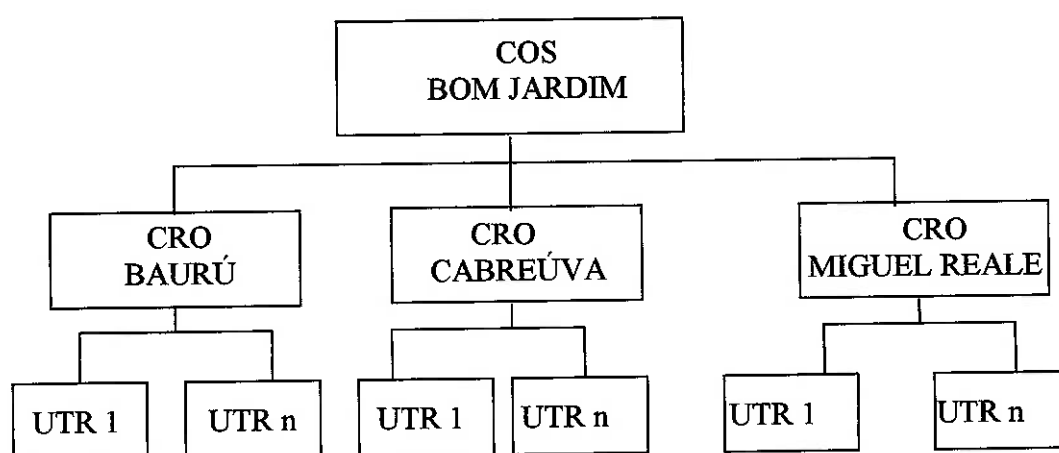


Figura 2 - Sistema de Gerenciamento de Energia – EMS nos três níveis hierárquicos

No CRO ocorrem a operação e o atendimento das subestações de uma determinada região do Estado. Nele está localizado um sistema computacional que possui a interface homem-máquina adequada ao operador do centro regional. Através desta interface o operador toma conhecimento dos alarmes, das seqüências de eventos, das medições e pode executar telecomandos. O CRO proporciona as facilidades de controle supervisão

e aquisição de dados do centro regional, ou funções SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition.

No COS encontram-se as facilidades para operação global centralizada do sistema e coordenação da geração e da carga. No COS estão as funções denominadas de “alto nível”, de onde são obtidas as informações necessárias para a operação confiável e segura do sistema, através de sistemas para previsão de carga, programação hidro-energética, cálculo de fluxo de potência, estimador de estado do sistema de potência, análise de contingências, otimização da geração e transmissão, controle automático da geração (CAG) ou controle de carga e frequência e, coordenação da manutenção.

As figuras referem-se ao SSC do CROS apresentando o sistema legado proveniente a antiga EPTE e a sua interface com o atual SSC da CTEEP.

As UTR's correspondem à malha principal do sistema que estão ligadas ao COS, principalmente para efeitos de estimador de estado do sistema de potência.

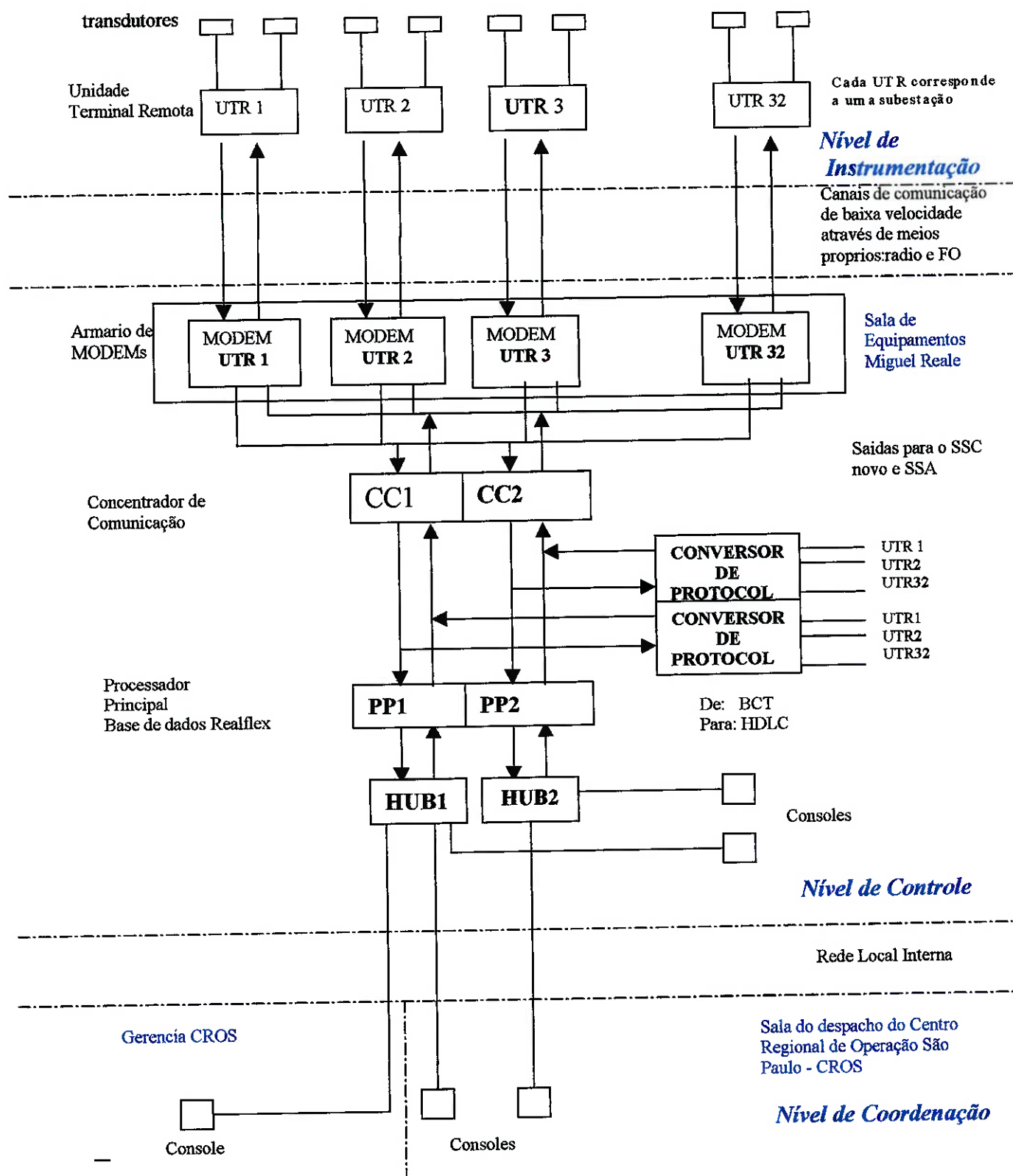


Figura 3 – Sistema Legado de Supervisão e Controle

Sistema de Supervisão Alternativo - SSA

Sistema de Supervisão Alternativo - SSA foi desenvolvido com recursos próprios da CTEEP, visando atuar como contingência do atual Sistema de Supervisão e Controle—SSC, além de permitir a possibilidade de comunicação com os sistemas corporativos da Empresa.

Este sistema está baseado em um sistema micro SCADA (Supervisory and Control And Data Acquisition), que tem por finalidade gerir as funcionalidades de supervisão e controle, aquisição de dados, base de dados em tempo real, fila de alarmes, controle de tag's e controle de senhas.

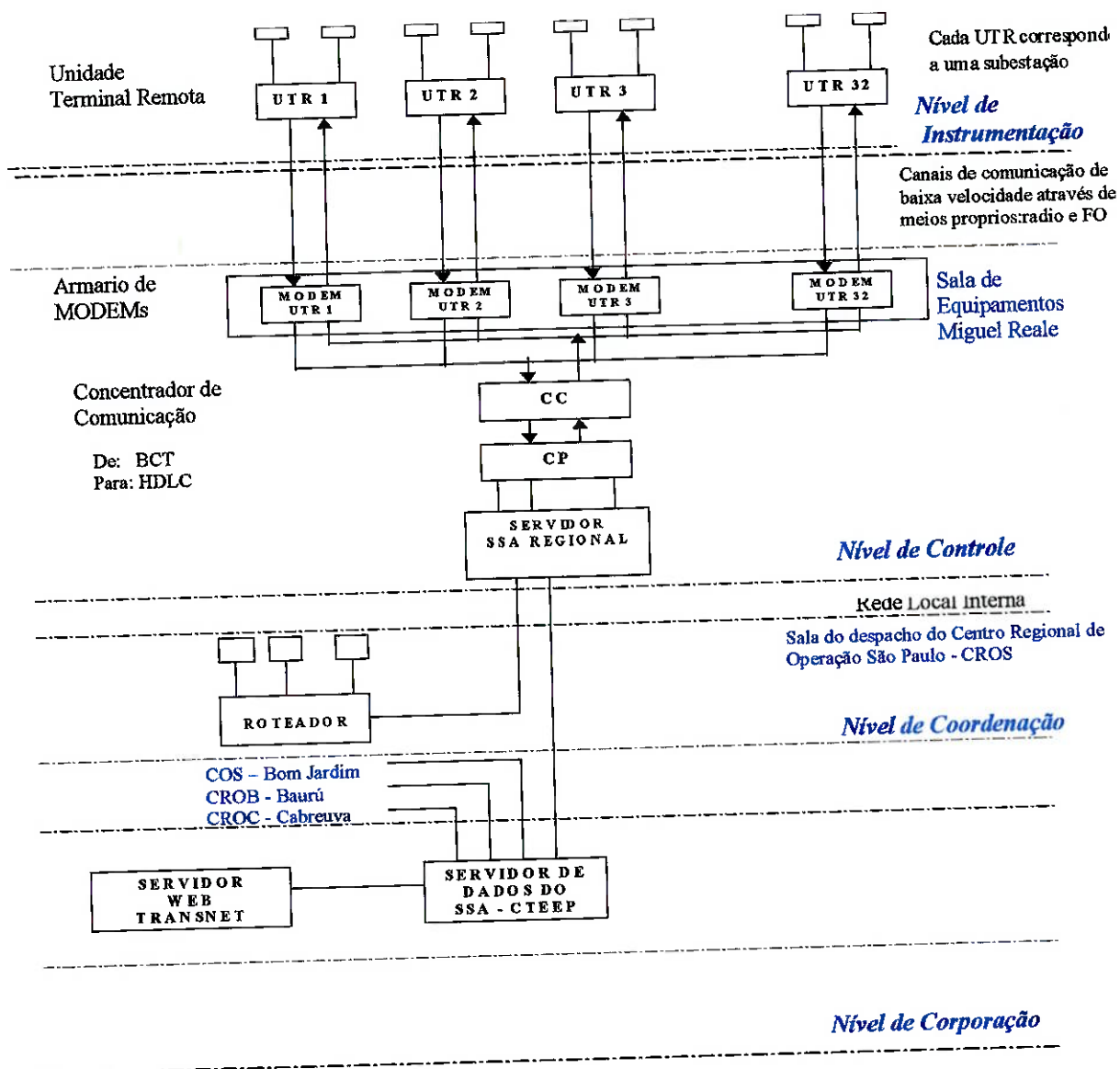


Figura 5 - Configuração básica do SSA

Definições Gerais:

O Sistema de Supervisão Alternativo é composto de 4 centros de supervisão, respectivamente, Bauru, Cabreúva, São Paulo e Bom Jardim,

A interligação destes centros, deverá ser feita através de enlaces 2 Mbps da Rede Privativa Transmissão Paulista,

Qualidade de Energia Elétrica

“Energia elétrica de boa qualidade é aquela que garante o funcionamento contínuo, seguro e adequado dos equipamentos elétricos e processos associados, sem provocar danos à saúde ou ao meio ambiente.” “A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA depende tanto dos Agentes Geradores, Transmissores ou Distribuidores, quanto dos Agentes Consumidores e Fabricantes de equipamentos. Às empresas cabe a responsabilidade de controlar as perturbações Gerando, Transmitindo e Distribuindo uma energia elétrica dentro dos padrões estabelecidos como adequados, e aos consumidores e fabricantes cabe a responsabilidade de não produzir ou utilizar equipamentos ou processos excessivamente causadores ou excessivamente sensíveis às perturbações.”^[16]

Neste Trabalho trataremos somente do fenômeno referente a distorção harmônica no conceito de qualidade de energia elétrica

Tensão ou corrente fundamental (V_1 ou I_1)

Valor eficaz do componente senoidal de 60 Hz da onda distorcida de tensão ou corrente.

Tensão ou corrente harmônica de ordem h (V_h ou I_h)

Valor eficaz da componente senoidal de frequência múltipla inteira da frequência fundamental (60 Hz) expresso em porcentagem (%) da tensão fundamental.

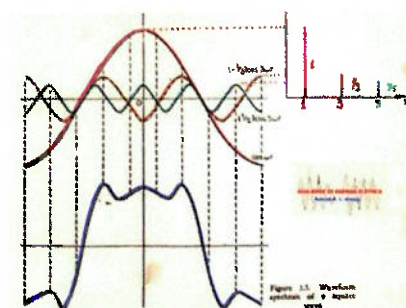


Figura 6– Conceito de Harmônicos

Harmônicos : Causas & Efeitos

A presença de cargas não-lineares no sistema elétrico causa distorções na forma de onda da tensão e da corrente. Essas distorções podem ser interpretadas pela presença de componentes harmônico na onda de tensão e corrente.

As distorções harmônicas podem ser causadas tanto por elementos do sistema elétrico como por equipamentos de consumidores.

Como exemplo de elementos do sistema elétrico, pode-se citar

Compensadores estáticos;

Geradores e compensadores síncronos (em menor escala);

Conversoras CCAT;

Transformadores (em condições de saturação).

Como exemplo de equipamentos de consumidores de média e alta tensão, destacam-se :

Retificadores industriais (com uma ampla gama de utilização, ressaltando-se as indústrias eletroquímicas e eletrometalúrgicas);

Fornos a arco e de indução;

Acionamento de motores de corrente contínua (tais como os utilizados em laminadores);

Sistemas de tração elétrica (ferrovias, metrô e trolebus);

Os efeitos que as distorções harmônicas podem causar podem ser classificados em efeitos quase instantâneos e os efeitos acumulados. O primeiro está mais relacionado com a deformação das ondas de tensão ou corrente, podendo se refletir em:

Operação incorreta de equipamentos de controle ou relés, pelo deslocamento do zero ou alteração do valor de pico das ondas de tensão ou corrente;

Aumento das perdas: motores, trafos e cabos

Interferências em sistemas de telecomunicações e sistemas digitais ;

Solicitação do isolamento.

Os efeitos acumulados estão relacionados com o tempo de exposição do equipamento ao fenômeno de distorção e com a intensidade dos componentes harmônicos das ondas de tensão e corrente e se traduzem em:

Perdas adicionais, sobreaquecimento e possível perda de vida útil em equipamentos, principalmente em capacitores e máquinas rotativas;

erros sistemáticos na medição de energia.

Distorção harmônica total (DHT)

Somatório quadrático das tensões harmônicas de ordens 2 a 50. Esse conceito procura quantificar o teor de poluição harmônica total existente em um determinado ponto do sistema.

$$DHT_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} 100$$

Onde :

DHT – Distorção harmônica total

V_h – Tensão harmônica de ordens 2ª a 50ª

V₁ – Tensão fundamental

DHT 95%

É o valor representativo da Distorção Harmônica Total que foi superado durante 5% do período de avaliação .

Pontos de Entrega

Ponto de conexão entre o sistema elétrico da concessionária e as instalações de utilização de energia do consumidor (Portaria DNAEE 222, 22/12/87).

Limites Globais

Valores máximos estabelecidos para as tensões harmônicas e distorção harmônica total em qualquer barra do sistema elétrico, causado pela operação conjunta de todos os consumidores e equipamentos da própria concessionária. Servem como uma garantia da qualidade da tensão fornecida aos consumidores.

Limites Recomendados ^[4]

No âmbito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), como parte dos Procedimentos de Rede que deverão ser observados pelos operadores e usuários da Rede Básica foi aprovado que “cada Agente no processo de acesso à Rede Básica tem a responsabilidade de monitorar e desenvolver no Sistema sob sua responsabilidade as ações pertinentes para garantir a qualidade da energia elétrica conforme os procedimentos e padrões de atendimento que serão definidos pelo próprio ONS”. Em princípio, os padrões que estão sendo propostos, denominados Limites Globais, são fundamentados nas recomendações que foram elaboradas no âmbito do GCOI & GCPS.

V < 69 kV				V ≥ 69 V			
IMPARES		PARES		IMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR
3,5,7	5%	2,4,6	2%	3,5,7	2%	2,4,6	1%
9,11,13	3%	≥ 8	1%	9,11,13	1,5%	≥ 8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥ 27	1%			≥ 27	0,5%		
DHT = 6%				DHT = 3%			

Tabela 1– Limites Globais Vh e DHT

Faixa de Aceitabilidade ^[15]

O ONS está estudando a possibilidade de adotar uma faixa de aceitabilidade. O nível de distorção da tensão de 3% pode ser considerado aceitável. Distorção de tensão na faixa de 3% a 4% poderá ser considerado estado precário gerando a necessidade de uma avaliação com instrumentação mais avançada e estudos de penetração de harmônicos devem ser utilizados para melhor definição da ação. Se o nível de Distorção da Tensão exceder 4%, a sua classificação seria inaceitável.

É importante ressaltar que as distorções harmônicas provocadas por uma carga instalada na alta tensão geralmente se refletem sem atenuação significativa nos sistemas de tensões inferiores. Por outro lado, as distorções causadas por uma carga instalada na baixa tensão repercutem de forma sensivelmente atenuada sobre os sistemas de tensões superiores. Portanto, os valores percentuais das tensões harmônicas tendem a ser maiores nos níveis de tensão mais baixos.

Transdutores Digitais ^[14]

Controlar a demanda de energia é um investimento com retorno garantido no Brasil há mais de 20 anos. Por esta razão, este tipo de equipamento já existe há muito tempo, e sempre teve boa penetração no mercado. Curiosamente, além do seu desenvolvimento normal, os controladores de demanda passaram a incorporar novas funções, como o controle de fator de potência, e de utilidades. Mais recentemente surgiu um novo

conceito, o de gerenciamento de energia, que foi desenvolvido na plataforma dos controladores de demanda.

Até o início dos anos 80, usavam-se conjuntos de relés para controlar a demanda de energia. Nesta época, o surgimento das tarifas hora-sazonais coincidiu com os primeiros controladores microprocessados. Os equipamentos eram verdadeiras "caixas pretas", sem nenhuma capacidade de programação por parte do usuário. A evolução continuou, e os controladores passaram a dispor de CPUs mais potentes, capazes de controlar displays, teclados, e de armazenar dados. Em 1988, surge o primeiro equipamento com capacidade de comunicação serial, justamente no momento em que os PCs começavam a se espalhar por todo o país.

De lá para cá, se passaram mais de 10 anos. A evolução da interface visual dos sistemas (software) foi enorme. Gráficos mais bonitos, relatórios mais completos, mais análises, e mais estatísticas. Mas enquanto a informática explodiu em todo o mundo, os sistemas de controle de energia elétrica pouco evoluíram no quesito hardware. Prova disto é que, ainda hoje, grandes marcas do setor vendem sistemas baseados em CPUs ultrapassadas de 8 bits.

O antigo conceito de gerenciamento energético surgiu por volta de 1993. O objetivo era monitorar o uso de energia em vários pontos de uma instalação. Para isto, eram instalados medidores de energia ativa e reativa com saída em pulsos (contato seco) nos setores desejados. Estes sinais eram enviados até placas de entradas digitais instaladas na própria CPU central, ou em CPUs auxiliares. Os resultados na maioria dos casos foram pífios, pouco confiáveis, e não levaram ao cumprimento dos objetivos originais. Por isso a solução não se disseminou, e a maioria dos consumidores continuou a fazer o controle de demanda pura e simplesmente.

A quebra desse paradigma veio em 1997, com o lançamento do primeiro gerenciador de energia com protocolo aberto, pela Engcomp, e do primeiro transdutor digital de grandezas elétricas, pela Yokogawa. Coincidentemente, ambos os aparelhos utilizavam o protocolo Modbus, e se comunicavam por saídas seriais RS-485.

Na prática, os resultados obtidos com controle de demanda dependem bastante do envolvimento das pessoas responsáveis pelo modo como a energia é usada. Isto significa

que quanto maior for o comprometimento das pessoas ligadas à produção, melhor será o resultado geral da aplicação.

Para envolver mais pessoas, é necessário que elas também tenham acesso às informações e ferramentas do sistema. Isto só é possível quando os sistemas de gerenciamento possuem recursos para múltiplos usuários, utilizando o protocolo TCP/IP e os meios físicos de informática já existentes (rede local Ethernet), sem prejudicar os pré-requisitos básicos de todo sistema de controle: confiabilidade e velocidade (ação em tempo real).

Em virtude da riqueza de informações disponibilizadas pelos sistemas, com informações detalhadas sobre tensões, correntes e outras grandezas, a importância do gerenciamento de energia vem crescendo, pois atualmente já é possível alcançar grandes ganhos de produtividade, facilitando a manutenção e a operação das plantas. Confira as razões para isto:

A riqueza de informações e detalhes permite a supervisão total do fluxo de energia na instalação, inclusive alimentando sistemas de gestão empresarial (ERP) em tempo real. motores de indução tem máxima vida útil quando operados com fator de potência entre 0,95 e 1.

Transformadores tem máximo rendimento quanto maior for o fator de potência, e sua eficiência é um grande trunfo contra a obsolescência precoce de subestações.

Proteções (fusíveis e disjuntores) podem atuar desnecessariamente se a qualidade da energia utilizada cair abaixo de certos limites (uma combinação de fator de potência, distorções harmônicas e número de interrupções e transientes).

Um fenômeno chamado "efeito joule" causa aquecimento desnecessário em quaisquer equipamentos elétricos, incluindo fios e cabos, à medida em que cai o fator de potência, comprometendo a vida útil de inúmeros componentes.

Mais e mais empresas tem avançado na idéia de se gerenciar as grandezas elétricas em cada uma das subestações, controlando o fator de potência e várias outras grandezas em cada barramento elétrico de distribuição. Mas para que isto possa ser feito, é necessário instalarmos um medidor eletrônico (ou um transdutor digital) em cada ponto de interesse. Estes instrumentos medem várias grandezas simultaneamente, são ligados em rede RS-485, e se comunicam através do protocolo Modbus RTU. Atualmente existem

vários fabricantes para este tipo de instrumento no Brasil (ESB, Yokogawa, Kron, Hartmann-Braun, Elcontrol e Eletrex), e alguns destes fabricantes possuem até mais de um modelo para esta finalidade.

Unidade de Processamento Digital

As Unidades de Processamento Digital ou transdutores multivariáveis de grandezas elétricas são capazes de medir simultaneamente muitas variáveis elétricas e armazenar informações para análise tais como registros de oscilografia, medições de Harmônicas até a 50ª ordem e DHT.

A solução veio ao encontro do objetivo original, desta vez eliminando os inconvenientes e as limitações da primeira geração de gerenciadores. Surgiu então uma solução confiável, precisa, barata e rica em informações, que enfim veio a permitir o monitoramento detalhado do uso de energia em tempo real, em diversos pontos de uma instalação elétrica.

3. Histórico do Controle de Qualidade da Tensão aplicado na Rede de Transmissão.

A Transmissão Paulista, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista é uma empresa exclusivamente de transmissão de energia, que hoje incorpora os sistemas de transmissão da antiga ELETROPAULO e CESP. Sua experiência agregada possibilita contar a história da evolução dos conceitos de qualidade de energia elétrica aplicados no Sistema Elétrico nacional e tem realizado atividades que contribuíram para a elaboração e definição dos procedimentos de rede da rede básica.

Monitoração Automática de Medição de Harmônicos ^[5]

No início dos anos 90 a monitoração de harmônicos no sistema de alta tensão era realizado conforme mostra a figura abaixo:

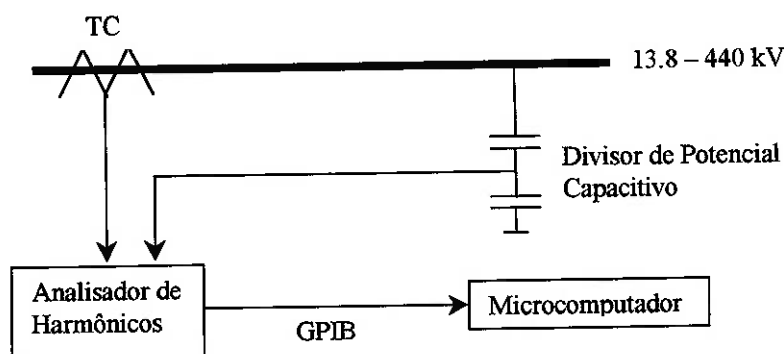


Figura 7-Sistema automático de medição de Harmônicas – 1992

Neste sistema, a aparelho utilizado era o Nowa-1, monofásico, com entrada de sinais de tensão e corrente com capacidade de monitorar até a 50ª harmônica.

O sinal de corrente era obtido através dos TC's de medição e o sinal de tensão, era obtido através de divisores potencial capacitivos, dispostos de acordo com a tensão do barramento estudado.

O Nowa-1 era controlado por um computador Prológica CP-500, através de uma interface universal padrão GPIB (IEC 625), e os dados medidos eram armazenados em uma fita cassete.

Eram obtidos os valores da tensão, corrente e ângulo de fase por um período mínimo de 48 horas consecutivas e comparadas com as recomendações e limites da época, a saber:

V < 88 kv até 138 kv			
ÍMPARES		PARES	
h	Vh	h	Vh
3	2.5 %	2	1.2 %
5	1.4 %	4	0.6 %
7	1.0 %	6	0.4%
9	0.8 %	8 a 10	0.3%

Tabela 2 - Limites recomendados para tensões harmônicas 1992

Posteriormente, foi desenvolvido um artifício para monitoração trifásica, não simultâneo, que consistia em uma caixa de entrada de sinais de tensão, dotada de um chave controlada pelo computador CP500, que realizava, a varredura dos sinais.

Programa de Controle da Qualidade da Tensão ^[6]

Já sob o novo modelo implantado para o sistema elétrico brasileiro, impôs-se a necessidade de se estabelecer novos critérios de controle da qualidade da tensão de modo a garantir o comprometimento de todas as empresas envolvidas na qualidade do produto que chega ao consumidor final.

Esse comprometimento, que deverá ser garantido principalmente através de compromissos contratuais firmados entre as empresas envolvidas, precisará estar

fundamentado em critérios que sejam definidos pelo poder concedente ou controladores, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Nesse contexto, foi implantado o Programa de Controle da Qualidade da Tensão cujo objetivo era fazer o diagnóstico da qualidade da tensão das barras de interligação com as empresas distribuidoras e avaliar o impacto dos limites que estavam sendo propostos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Instrumentação

Para a realização das medições necessárias para o Diagnóstico da Qualidade da Tensão, eram utilizados os seguintes transdutores, sistemas de medição e equipamentos:

Transdutor de tensão: Para a monitoração das tensões são utilizados Divisores de Potencial Capacitivos (DPC) ou os próprios Transformadores de Potencial tipo indutivo (TP) existentes nas Barras de 88/138 kV das Estações Transformadoras de Transmissão (ETT). A experiência de medição, realizando medições simultâneas utilizando os dois tipos de transdutores, indica que para a medição de harmônicos até a 25ª ordem (1500 Hz) não existe diferença significativa entre os resultados obtidos com o DPC ou com o TP tipo indutivo.

Sistema informatizado de medição de harmônicos e desequilíbrio, composto de um Medidor Analisador de Sistemas XITRON TECHNOLOGIES, modelo 2503 AH 3-CHANNEL POWER ANALYSIS SYSTEM, com 03 (três) canais de tensão e 03 (três) canais de corrente e que permite a medição das seguintes grandezas: Valores RMS verdadeiros, valores de pico e espectro harmônico das tensões e correntes até a 49ª ordem; Potências ativa, reativa e ângulos de deslocamento entre tensões e correntes para a frequência fundamental (60 Hz) e harmônicas. O gerenciamento do Sistema Informatizado de Medição de Harmônicos e Desequilíbrio é realizado por um microcomputador padrão PC através de um programa desenvolvido pela própria Empresa.

Sistema de monitoração da qualidade da tensão Reliable Power Recorder (RPM) da Reliable Power Meters que além de realizar a medição de harmônicos e desequilíbrio faz a análise da flutuação da tensão através da medição dos indicadores de severidade de flicker Pst e Plt conforme padrão IEC-868.

Procedimento de Medição

As medições são realizadas conforme a metodologia proposta pelo GTAD-SCEL/GCOI & GTCP-CTST/GCPS na minuta do Relatório “Procedimentos de Medição para Aferição da Onda de Tensão quanto ao aspecto de Conformidade” de Outubro/97. Este procedimento que compreende na monitoração das tensões fase-terra em cada ponto de avaliação pelo período mínimo de 1 (uma) semana, sete dias consecutivos, tem por objetivo determinar o perfil do estado de perturbação da forma de onda da tensão para as diversas condições operativas e de carregamento do Sistema de Transmissão.

Para a medição de harmônicos e desequilíbrio são feitas aquisições de uma amostra de 8 ciclos de 60 Hz a cada intervalo de 1 (um) minuto, onde são calculadas as tensões harmônicas em % da fundamental (Vh), a Distorção Harmônica Total (DHT) em %, o valor eficaz (rms) da tensão fundamental em kV e o ângulo de deslocamento das tensões entre fases em graus. O fator de desequilíbrio (k) em % é calculado também a cada intervalo de 1 minuto.

Os resultados obtidos durante o período de medições, mínimo 1 semana, são agrupados em blocos diários de dados, 24 horas, para serem tratados posteriormente de forma apropriada para a determinação dos valores representativos para efeito de comparação com os Limites Globais recomendados.

Procedimento de Análise

Os resultados obtidos nas medições, blocos diários de dados, são tratados estatisticamente conforme procedimento proposto pelo GTAD-SCEL/GCOI & GTCP-

CTST/GCPS na minuta do Relatório “Procedimentos de Medição para Aferição da Onda de Tensão quanto ao aspecto de Conformidade” de Outubro/97, com a determinação para cada dia de medição dos valores de Distorção Harmônica Total (DHT), Tensões harmônicas (Vh), Fator de desequilíbrio (k) e Indicador de Severidade de flicker (Pst) que foram superados em apenas 5 % dos registros obtidos (Vh95%, DHT95%, k95%, Pst95%).

Os valores de referência que serão considerados como representativos do estado de perturbação da Barra monitorada para efeito de comparação com os respectivos LIMITES GLOBAIS, são os maiores valores diários de DHT95%, Vh95%, k95% e Pst95% verificados durante o período de medições (1 semana).

O resultado do Diagnóstico da Qualidade da Tensão realizado para cada Barra de interligação do Sistema Elétrico da empresa transmissora eram então apresentados em Fichas Individuais de avaliação, mostrado na figura abaixo, contendo as seguintes informações:

Nome da estação (ETT)

Dados da Barra monitorada

Período de medição

Potência de transformação instalada: em MVA

Potência de curto-circuito 3 Φ : em MVA

Potência Reativa instalada: em MVAr

Gráficos: “Variação de DHT95%, Vh95%, k95% e Pst95%” & “Espectro Harmônico Vh95% & Limite Global”.

DIAGNÓSTICO DA QUALIDADE DA TENSÃO

Estação: ETT Baixada Santista (ETT BSA)

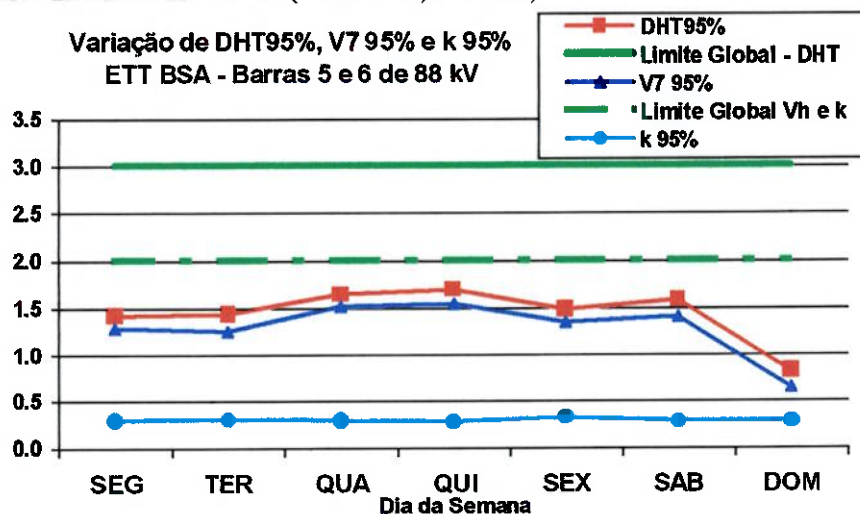
Ponto de avaliação: Barras 5 e 6 de 88 kV

Período de medição: 10 a 19/8/98

Potência instalada: 800 MVA

Potência de curto-circuito 3 Φ : 5000 MVA

Potência Reativa instalada: 126 MVar (Efetivo 114,28 MVar)



Espectro Harmônico Vh 95% & Limite Global ETT BSA - Barras 5 e 6 de 88 kV

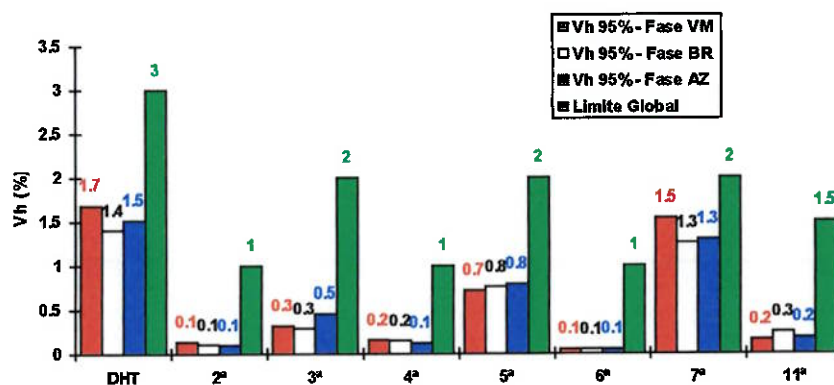


Figura 8 – Apresenta o desenvolvimento dos trabalhos realizados, visando a obtenção do controle de qualidade da tensão aplicado na Rede de Transmissão

4. DO NÍVEL DE INSTRUMENTAÇÃO AO NÍVEL DA CORPORAÇÃO

A filosofia definida de um sistema aberto de automação vislumbra que podemos enquadrar as nossas necessidades de monitoração de um indicativo de distorção harmônica, dentro de uma arquitetura aberta, seguindo o modelo de referência ODP.

Como foi descrito no capítulo 2, a definição de um sistema Aberto de Automação contempla uma estrutura hierarquizada nos Níveis de Instrumentação; Nível de Controle; Nível de coordenação e Nível Corporativo. O desenvolvimento pela Transmissão Paulista do sistema de supervisão Alternativo, que tem como principal objetivo, operar como contingência do sistema de supervisão e controle, tem também a função de prover, através de seus servidores de banco de dados, as informações para a corporação, isolando assim o sistema do SSC que não pode ser considerado um sistema aberto.

O SSA pode ser descrito através da hierarquia do SAA, onde os transdutores e as remotas estariam no nível de instrumentação, e os centros de controle estariam no nível de controle.

O propósito deste trabalho é agregar as funcionalidades de qualidade de energia que atualmente são possíveis de se obter graças ao atual estágio tecnológico dos transdutores de sinal, aproveitando a infraestrutura de comunicação e armazenamento de dados do SSA e definir um nível de coordenação, onde as informações da distorção harmônica seriam apresentadas no site da transnet da empresa, servindo como consulta para Engenheiros e Especialistas do setor e auxiliando na definição da escolha dos pontos a serem monitorados em campanhas da medição conforme prevê a minuta do submodulo 2.8 “Gerência dos Indicadores de desempenho da Rede Básica” no item distorção harmônica.

Nível de Instrumentação

O ONS propõe através da minuta do submodulo 2.8 “Gerência dos Indicadores de desempenho da Rede Básica” a realização de campanhas de medição nos barramentos da Rede Básica com o objetivo de identificar barras com desempenho aquém do estabelecido.

As atuais Unidades de Processamento Digital ou transdutores multivariáveis de grandezas elétricas são capazes de medir simultaneamente muitas variáveis elétricas e armazenar informações para análise tais como registros de oscilografia, medições de Harmônicas até a 50ª ordem e DHT

As funções de supervisão e controle são efetuadas através de suas entradas e saídas digitais.

Todos os valores medidos, calculados e armazenados são disponibilizados ao usuário através de duas saídas de comunicação serial, independentes, utilizando o protocolo Modbus.

Visando atender a determinação do ONS submodulo 2.2, o transdutor deverá obter um valor de DHT a cada intervalo de oito ciclos de medição e realizar os procedimentos de cálculos definidos no capítulo Conceitos e Definições deste trabalho, obtendo assim um valor a cada 10 min que ficara disponível para leitura através da UTR.

Exemplo de especificação de um transdutor ^[7]

Entradas:

Tensão: 0 a 600 V

Corrente : 0 a 7,5 A

Circuitos : Monofásico : 2 e 3 fios

Trifásicos : 3 e 4 fios a 2 , 2.½ e 3 elementos

Valores Medidos:

Tensão : Fase - Neutro e Fase - Fase

Corrente

Potência Ativa , Reativa e Aparente (por fase e total)

Energia ativa e reativa , positiva e negativa

Fator de Potência (por fase e total)

Frequência

Valores calculados:

Corrente de Neutro

Harmônicas até 50° : 3 tensões e 3 correntes

THD : 3 tensões e 3 correntes

Memória interna :

600 páginas para valores medidos e THD

Intervalo de armazenamento: 1 a 7200 seg.

Entradas e saídas especiais:

Duas entradas analógicas de 0 a 20 mA

Quatro entradas digitais

Duas saídas digitais

Classe de exatidão:

0,1% F.E.7.

Oscilografia:

Trigger por limites máximos e mínimos das grandezas medidas

Armazenamento de até 36 ciclos

Real time clock

Resolução de 100 amostras por ciclo

Ajuste do ponto de pré-trigger de 0 a 100%

Interface RS 485:

Duas saídas independentes

Protocolo Modbus RTU – registros de 16 bits

Comandos Suportados:

03 – Read Holding Registers

04 – Real input Registers

06 – Preset Single Register

08 – Diagnostics

16 – Preset Multiple Resgisters

Velocidade:

Porta 1 : 1200 / 9600 / 19200 / 38400

Porta 2 : 2400 / 9600 / 38400

Alimentação:

Universal (standard) : 85 a 265 VCA e VCC

Opcional: 12 VCC, 24 VCC , 48 VCC

Nível de Controle

Nas UTR's desenvolvem-se a aquisição de dados do processo e o comando de manobra de equipamentos. Neste nível encontra-se a interface com o processo e algumas das funções a eles associados são:

Entrada de Dados Analógicos : tensão, corrente, potência ativa e reativa;

Entrada de Dados Digitais : informação sobre estado ou posição de disjuntores (aberto ou fechado), de chaves seccionadoras, ou equipamento ligado ou desligado;

Saídas Digitais : mudança de posição de contato aberto/fechado, permitindo o telecomando de equipamentos e dispositivos;

Saídas Analógicas : fornecimento de valores contínuos para ajuste da referência de componentes eletrônicos dedicados de controle, como os reguladores de tensão, e sinais para medidores analógicos;

Cada subestação pode ter uma ou mais UTR , e os dados por elas coletados são enviados ao CRO via canal de telecomunicação de baixa velocidade (9600 bps).

No caso de controle da qualidade da Tensão, será coletado pela UTR, as informações de DHT, disponibilizada pela remota em um intervalo de 10 minutos.

As Unidades Terminais Remotas - UTR's tem seus sinais de comunicação derivados via splitters e através dos servidores de terminais (com 16 portas RJ45), que têm sua porta

principal conectada à LAN por meio dos Hub's, sendo suportadas por drivers de comunicação, que fazem a interface do HDLC-AM/IEC870/DNP3.0 com o SCADA

As UTR's deverão ser controladas e supervisionadas pelo seu centro de competência, O Sistema deverá permitir a inserção de novas UTR's sendo que as mesmas necessariamente terão que utilizar o protocolo IEC870 e DNP3 em seu software de comunicação,

Toda conexão interna à LAN se fará a uma taxa de 10 Mbps, par trançado categoria 5, Todo o Sistema se baseará em microcomputadores padrão PC M1, com sistema operacional Windows 2000, e o micro SCADA Elipse para fazer toda a integração,

Os servidores de dados deverão estar locados nas localidades de Bauru, Cabreúva, São Paulo e Bom Jardim,

Deverá ser utilizado padrão de conexão COM/DCOM (Distributed Component Object Model).

Nível de Coordenação

Caracterizado pela salas de comando do Centro de Operação do Sistema – COS e dos Centros Regionais de Operação de São Paulo, Cabreúva e Baurú, onde são monitoradas as grandezas elétricas oriundas das subestações, visando a otimização da operação do sistema elétrico.

Nível Corporativo

Nesse Nível ocorrerá a integração entre a rede corporativa da Transmissão Paulista e a rede do Sistema de Supervisão e Controle através dos Servidores do SSA.

O protocolo utilizado é o TCP/IP

Os dados de DHT armazenados nos servidores do SSA serão apresentados em formato de tabela utilizando o relatório de subestações já existente no sistema de informações técnico.

Será apresentado o maior valor de DHT(95%) diário encontrado nas barras de cada subestação, identificados por cores assim descritas:

Verde (dentro dos limites);

Amarelo (estado de atenção);

Vermelho (Limite superado)

A tabela 3 apresenta um exemplo obtido da própria Transnet da Transmissão Paulista, propondo a incorporação desse indicador.

informações técnicas

Infra-Estrutura de Subestações

Lista das Subestações em Operação

ID	IDENTIFICAÇÃO	TRANSFORMAÇÃO (MVA)	Nº TRAFOS	NÍVEL TENSÃO (Kv)	INDICATIVO QEE (DHT 95%)
SE016	SE AGUA VERMELHA	1.062,50	7	550-440-138-13,8	1,5
SE350	SE ANHANGÜERA			230 kV	1,2
SE351	SE ANHANGÜERA PROVISÓRIA	500	3	345 - 230 kV	2,3
SE352	SE APARECIDA	180	9	230 - 88 kV	4,3
SE143	SE ARARAQUARA	905	10	440-138-13,8	0,8
SE045	SE ASSIS	76,60	2	440-230-88-13,8	1,0
SE353	SE BAIXADA SANTISTA	1600	11	345-230-138-88 kV	1,5
SE354	SE BANDEIRANTES	1800	22	345-88-34,5-20 kV	1,2
SE012	SE BARIRI	6,25	1	138-13,8	2,3
SE011	SE BARRA BONITA	26	2	138-69-13,8	4,3
SE105	SE BAURU	348,69	8	440-138-13,8	0,8
SE209	SE BERTIOGA II	37,5	2	138-13,8	1,0
SE192	SE BOM JARDIM	755	10	440-138-88-13,8	1,5
SE060	SE BOTUCATU	279,25	6	230-138-88-13,8	1,2
SE095	SE BRAGANÇA PAULISTA	20	1	138-34,5-13,8	2,3
SE106	SE CABREÚVA	1.720,25	11	440-230-138-13,8	4,3
SE008	SE CAÇONDE	30	1	138-22-13,8-11,5	0,8
SE007	SE CAPIVARA	156,25	4	440-138-13,8	1,0
SE068	SE CAPÃO BONITO	175	4	230-138-13,8	1,5
SE205	SE CARAGUATATUBA	40	1	138-88	1,2
SE113	SE CARDOSO	63,75	3	138-69-13,8	2,3

Tabela 3 – Tela da Transnet que mostra os maiores valores de DHT em cada subestação.

A critério do usuário, poderá também ser utilizado o link através de nome da subestação onde será apresentado além dos dados da subestação obtidos através do Sistema de Manutenção da Transmissão Paulista (MANTEC), os gráficos ou tabelas contendo informações dos valores de DTH históricos, diários, de 10 minutos ou semanal por fase de todas as barras monitoradas em cada subestação.

5. Conclusão

A Gerência de Indicadores de Desempenho da Rede Básica, se faz necessária, porém a sua implantação traz um desafio do ponto de vista da Tecnologia da Informação em função da quantidade de pontos e dados a serem tratados e armazenados.

O Conceito de Sistemas Aberto de Automação apresentado, mostra-se o caminho ideal para implantação desse controle.

Por outro lado, a implantação de um Sistema de Supervisão Alternativo- SSA pela CTEEP agregando as funcionalidades de qualidade de energia elétrica, conforme apresentado nesse trabalho, pode ser descrito como um Sistema Aberto e Distribuído

Com a criação de uma interface de comunicação desse sistema com a rede corporativa, torna-se possível a análise desses fenômenos que impactam no desempenho do sistema de uma maneira extremamente rápida e objetiva por se utilizar da intranet própria, pois coloca os dados dos transdutores de todos os barramentos nas mãos dos Técnicos das diversas áreas da Empresa.

Essa possibilidade vem ao encontro com a necessidade imposta pelo submodulo 2.8 do ONS, que no item 4.6 Responsabilidades associadas aos agentes, define o seguinte:

“Disponibilizar ou enviar ao ONS, quando for o caso, os dados apurados sob sua responsabilidade relativos aos indicadores de desempenho da Rede Básica.”

A obtenção do indicador da maneira proposta pelo trabalho, auxiliará na definição pelos técnicos da Transmissão Paulista dos pontos da Rede Básica onde deverão ser realizada a campanha de medição proposta pelo ONS conforme minuta do submodulo 2.8 item 8.2 - Apuração dos Indicadores,”O processo de apuração dos valores dos indicadores, será realizado através de campanhas de medição”

Por fim, de maneira simples e aproveitando o investimento realizado pela empresa, esse trabalho capacita a Transmissão Paulista a atender os requisitos de controle dos níveis de harmônicos da rede básica sob sua responsabilidade.

6. Contribuições do trabalho

Propostas para o futuro

Outros itens de controle de qualidade de energia elétrica poderão ser implantados através dos transdutores digitais, aproveitando-se a malha de comunicação do sistema de supervisão e controle.

Poderão ser controlados os níveis de variação de tensão de curta duração (VTCD), que é um evento de tensão fase-neutro caracterizado pelos parâmetros amplitude e duração;

Os níveis de flutuação de tensão quanto ao efeito de cintilação (flicker) ou outras frequências de modulação de interesse;

Desequilíbrio de Tensão que exprime a relação entre as componentes da tensão de sequência negativa e positiva

Trabalhos complementares

Esta sendo desenvolvido o trabalho sobre um centralizador de protocolos que teria a função de executar interoperabilidade das diversas arquiteturas disponíveis no mercado de transdutores e também aproveitar a sistema legado da Empresa, às UTR do SSC/SSA.

O desenvolvimento de um middleware que possibilitará a interoperabilidade dos sistemas dedicados como o SSC e a rede corporativa.

7. Referências bibliográficas

- [1] - Mark McGranaghan, WORKSHOP Gestão dos Padrões de Desempenho da rede Básica, Rio de Janeiro: ONS 24 a 26/06/2002
- [2] - SALLES, A., Especificação de um sistema de informação integrado para o planejamento operacional em Empresas de Energia. 2001. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica. Universidade de São Paulo
- [3] – Risco, B.,Arquitetura de Sistemas Aberto, MTI USP-Transmissão Paulista, São Paulo, 2002
- [4] – Operador Nacional do Sistema ONS, minuta submodulo 2.2
- [5] - Arruda, Antonio A.C.; Vilares,Nelson da S.;Cavalcanti,Fernando LAP; e outros
ÉTUDE SUR LES HARMONIQUES ET LE FLICKER DES RÉSEAUX D'ENERGIE
- [6] – Arruda,A.A.C.; Macedo, W; Tompson,R.L.;Komumai,O.S.; Martini,J.S.C.
Programa de controle da qualidade da tensão aplicado em concessionárias, Eletricidade Moderna, Ano XXVIII, nº 315, p184-194, 2000.
- [7] – Yokogawa, Manual Usuário UPD 600
- [8] – McGranaghan, M.;Ribeiro,P.,Review and Recommendations for the ONS power quality Management System, Tennessee, USA, Electrotek Concepts, Jan 2002
- [9] – Transmissão Paulista, Especificação técnica do Sistema de Supervisão Alternativo, Departamento de Operação, 2002.

- [10] –TANOMARU,N.,Sistemas de informação corporativa, MTI USP-Transmissão Paulista, São Paulo 2002.
- [11] ONS, Procedimentos de Rede, minuta do submodulo 2.8 – Gerencia dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica, Rio de Janeiro, nov 2002
- [12] ANEEL, Equipamentos para o sistema ANEEL de monitoração da qualidade da Energia Elétrica, Brasília, julho 2002
- [13] ANEEL,Resolução nº 505, Brasília,26 nov 2001
- [14] Revista INTECH, ISA Brasil, jul 1999
- [15] Gomes, R.J.T.; Brasil, D.O .C.;Medeiros,J.R.; Managing Power Quality for a Large Transmission System – The Brazilian System Example; ONS; Abr 2002
- [16] Arruda, A.A.C.; Vilares, N.S.; Qualidade de Energia elétrica e o novo modelo do setor elétrico; CIESP Diadema, Palestra, nov 2000.