



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Solução Descentralizada para Digitalização de Subestações Utilizando o Protocolo DNP3.0

Fernando G. A. de Amorim	Wagner Angelli Rampazzo	Rodrigo de Castro Teixeira
Treetech Sistemas Digitais	Escelsa Energias do Brasil	Escelsa Energias do Brasil
Autor 1 – fernando.amorim@treetech.com.br	Autor 2 - wrampazzo@enbr.com.br	Autor 3 – rteixeira@enbr.com.br

Palavras-chave:

Automação

Digitalização

Intelligent Electronic Devices

Subestações

Transformadores

Resumo

Devido à grande quantidade de cabeamento necessário para implantar um sistema de monitoramento e controle utilizando-se de equipamentos convencionais, a Escelsa Energias do Brasil adotou um sistema com um barramento de comunicação, conectando vários sensores a uma unidade remota, permitindo assim um monitoramento completo de várias partes de uma subestação, principalmente transformadores de potência.

O sistema de monitoramento visa, primeiramente, eliminar a grande quantidade de cabos que se resultam quando um sistema centralizado convencional é adotado, onde a informação de cada sensor deve ser levada à sala de controle através de cabeamentos independentes, a vários metros do pátio da subestação.

Para atender a este requisito, um sistema de controle foi desenvolvido com uma arquitetura modular e descentralizada, baseada em IED's (*Intelligent Electronic Devices*) fornecidos pela Treetech, instalados na central de manobra do transformador de potência, no pátio da subestação. Estas IEDs são desenvolvidas especificamente para as condições de pátio da subestação, como altas temperaturas e interferências eletromagnéticas. Eles recebem informações de vários sensores, tais como temperaturas, tensões, correntes, posição de TAP, alarmes, etc., bem como enviar sinais de controle, tais como aumentar e diminuir TAP, ligar e desligar ventilação forçada, bloquear comutador, etc, sendo todos eles interligados a uma unidade terminal remota fabricada pela Foxboro, instalada na sala de controle e interligada através de fibra ótica. O protocolo de comunicação escolhido foi o DNP 3.0, pois sua robustez garante que os dados dos sensores sejam enviados à remota de forma íntegra e segura, além de ser o protocolo utilizado na remota existente.

Este artigo irá descrever a topologia adotada e o sistema de controle digital utilizado para o sistema de monitoramento implementado na subestação "SE Ibes", localizada em Vila Velha - ES, em um transformador de 138/13,8kV - 25/33/41,5 MVA. A experiência de campo com a implementação e operação deste sistema serão apresentados, descrevendo os resultados práticos obtidos.

1. Introdução

No ano de 2007 foi efetuada o aumento da potência instalada da subestação “SE Ibes” em Vitória - ES, com a substituição de um de seus dois transformadores de potência de 33MVA por um novo transformador trifásico de 138/13,8kV - 25/33/41,5 MVA, denominado 7TR1, mostrado no unifilar da figura 1.

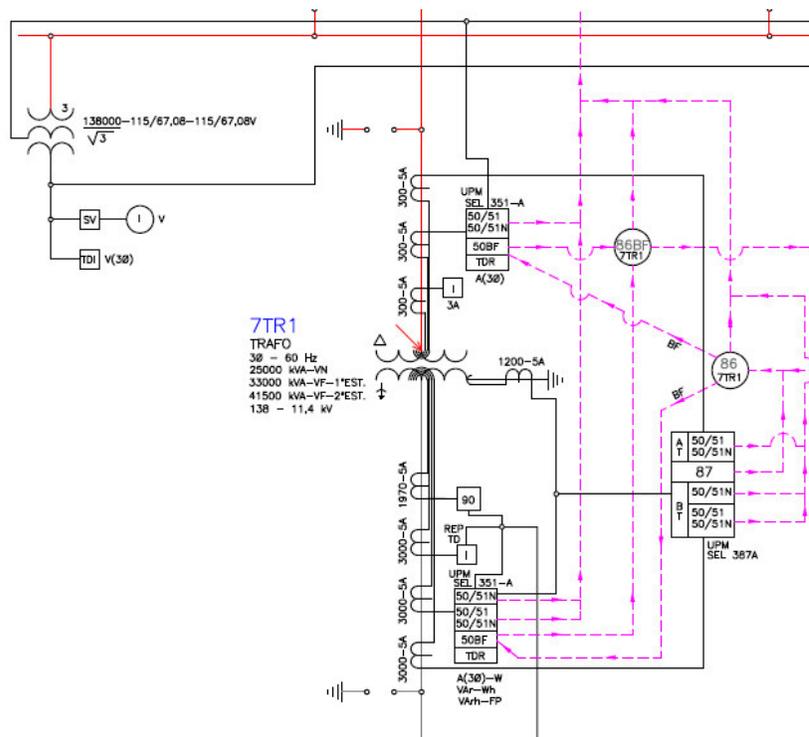


Figura 1 – Diagrama Unifilar do Transformador 7TR1

Com a troca do transformador, decidiu-se também pela modernização do sistema de supervisão e controle. No entanto, devido à grande quantidade de cabeamento necessário para implantar um sistema de monitoramento e controle utilizando-se de equipamentos convencionais, a Escelsa Energias do Brasil optou por uma arquitetura descentralizada, utilizando um sistema com um barramento de comunicação que conecta vários sensores a uma unidade terminal remota, permitindo assim um monitoramento completo de várias partes de uma subestação, principalmente transformadores de potência, como descrito a seguir.

2. Arquitetura do Sistema de Controle Digital

O sistema de monitoramento visa, primeiramente, eliminar a grande quantidade de cabos que resultam quando um sistema centralizado convencional é adotado, onde a informação de cada sensor deve ser levada à sala de controle através de cabamentos independentes, a vários metros do pátio da subestação.

Para atender a este requisito, um sistema de controle foi desenvolvido com uma arquitetura modular e descentralizada, baseada em IED's (*Intelligent Electronic Devices*) fornecidos pela Treotech, instalados na central de manobra do transformador de potência, no pátio da subestação. Estas IEDs são desenvolvidas especificamente para as condições de pátio da subestação, como altas temperaturas e interferências eletromagnéticas. Eles recebem informações de vários sensores, tais como temperaturas, tensões, correntes, posição de TAP, alarmes, etc., bem como enviar sinais de controle, tais como aumentar e diminuir TAP, ligar e desligar ventilação forçada, bloquear comutador, etc, de forma a criar um sistema com autonomia local para tomada de decisões.

Todos os IED's estão interligados a uma unidade terminal remota fabricada pela Foxboro, modelo C50, instalada na sala de controle e interligada através de cabos de fibra ótica. O protocolo de comunicação escolhido foi o DNP 3.0, pois sua robustez garante que os dados dos sensores sejam enviados à remota de forma íntegra e segura, além de ser o protocolo utilizado na remota existente.

A escolha da arquitetura levou em consideração a comparação de características das opções centralizada e descentralizada, como mostra a tabela 1, onde se constata as vantagens da arquitetura descentralizada escolhida para esta aplicação.

Arquitetura Centralizada	Arquitetura Descentralizada
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema centralizado – Um CLP ou RTU concentra informações recebidas de todos os sensores e as envia para o próximo bloco do sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Sistema descentralizado, onde os sensores são IEDs (<i>Intelligent Electronic Devices</i>) que mandam a informação diretamente para o próximo bloco do sistema de monitoração.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cartões de entradas e saídas no elemento centralizador (CLP ou RTU) representam custos adicionais na instalação, programação e manutenção para o sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Reduz-se o número ou mesmo eliminam-se cartões de entradas e saídas – redução de custos.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cartões de entradas e saídas no elemento centralizador (CLP ou RTU) representam pontos de falha adicionais para para o sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Reduz-se o número de pontos de falha do sistema.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Falhas no CLP podem levar à perda de todas as funções oferecidas pelo sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falhas em um IED leva à perdas de apenas uma parte das funções – os demais IEDs continuam em serviço.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ A temperatura típica de operação de um CLP é de 55°C [1]. A instalação em transformadores não é recomendada. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Temperatura de operação entre -40 a +85°C, recomendada para instalação em campo (pátio).
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalação recomendada na sala de controle – alto número de cabos de conexão entre os dispositivos e o pátio. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Instalação típica em painéis, no pátio – apenas comunicação serial (par trançado ou fibra ótica) para ligação à sala de controle.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nível de isolamento típico de 500V – não recomendado para ambientes com alta tensão (ex.: subestações). 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Nível de isolamento típico de 2.5kV – desenvolvido para ambientes com alta tensão.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Portas de comunicação seriais não toleram surtos, impulsos e induções típicas de uma subestação, obrigando ao uso exclusivo de fibra ótica para a rede de comunicação. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Portas de comunicação seriais tolerantes ao ambiente de uma subestação, permitindo o uso de cabos de par trançado para trechos ou mesmo a totalidade da rede de comunicação – baixo custo de configuração, sem excluir a possibilidade de uso de fibra ótica.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema centralizado, manutenções e expansões são mais difíceis. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Sistema naturalmente modular, fazendo com que manutenções e expansões sejam mais fáceis.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Para a aplicação da SE Ibes, seriam necessários aproximadamente 250 a 500 metros de cabos 4x1,5mm² – alto custo de instalação. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Para a aplicação da SE Ibes, foi utilizado apenas um cabo de fibra ótica com 50 metros, reduzindo o custo da instalação e simplificando a manutenção do sistema. Além disso, reduz-se a quantidade de pontos de falha.

Tabela 1 – Comparação de Arquiteturas Centralizada e Descentralizada

Para garantir a robustez, confiabilidade e autonomia local do sistema, os IED's utilizados devem ser especificamente projetados e construídos para as condições extremas encontradas em pátios de subestação, tais como temperaturas extremas, impulsos de tensão e interferências eletromagnéticas. Para isso, os mesmos são submetidos a ensaios de tipo realizados em laboratórios oficiais, tais como IPT e pelo INPE, incluindo:

- Ensaio Climático: (IEC 60068-2-14): (-40 a +85°C);
- Impulso de Tensão (IEC 60255-5);
- Tensão Aplicada (IEC 60255-5);
- Imunidade a Surtos (IEC 61000-4-5);
- Imunidade a Campos Eletromagnéticos Irrradiados (IEC 61000-4-3);
- Imunidade a Perturbações Eletromagnéticas Conduzidas (IEC 61000-4-6);
- Descargas Eletrostáticas (IEC 60255-22-2);
- Imunidade a Transitórios Elétricos Rápidos (IEC61000-4-4);
- Imunidade a Transitórios Elétricos (IEC 60255-22-1);
- Resposta à vibração: (IEC 255-21-1);
- Resistência a vibração: (IEC 255-21-1);

3. O Protocolo DNP

O protocolo DNP3.0 (*Distributed Network Protocol* versão 3.0) foi escolhido para a aplicação por ser um protocolo de comunicações aberto e não-proprietário, baseado nas especificações do IEC (*International Electrotechnical Commission*), adaptado para ser utilizado em aplicações altamente seguras, à velocidade e quantidade de dados moderada. É bastante flexível e pode ser utilizado em qualquer plataforma de hardware.

O modelo especificado pela ISO-OSI (*International Standards Organization - Open System Interconnection*) estabelece sete camadas para um protocolo de rede. Já o IEC especifica um modelo simplificado, que consiste nas camadas física, data link e aplicação somente. Tal modelo é chamado EPA (*Enhanced Performance Architecture*). A figura 2 abaixo mostra a estrutura da EPA e seu sistema de comunicação.

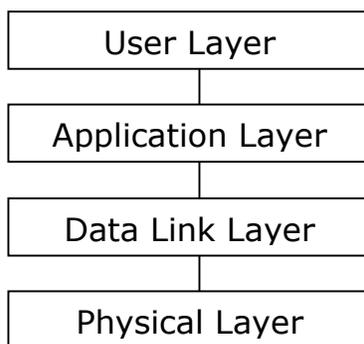


Figura 2 - Modelo simplificado do ISO-OSI

A camada do usuário (*User Layer*) pode ser definida como o local onde o usuário manipulará os dados, depois de todas as comunicações. A camada do usuário é utilizada para enviar/receber mensagens completas de/para um dispositivo.

A camada de aplicação (*Application Layer*) é responsável por especificar em detalhes os pedidos da camada do usuário, e encaminhar de volta à mesma as mensagem provenientes da camada de Data

Link. Em outras palavras, ela agrupa as mensagens da camada do usuário, chamadas de fragmentos, numa mensagem de múltiplos fragmentos com a informação completa para ser processada e enviada para uma estação através da camada de Data Link.

A camada de link de dados (*Data Link Layer*) é usada para a transmissão das mensagens entre as estações primária (originadora) e secundária (recedora). Ela também empacota os dados, verifica eventuais erros de transmissão através da checagem de CRC (Cyclic Redundancy Check) e os envia para a rede.

O protocolo DNP3.0 permite uma grande variedade de comandos que podem ser utilizados segundo a necessidade de cada aplicação. Na aplicação aqui descrita foi utilizado o subconjunto de comandos descrito na tabela 3, que corresponde também às funções DNP que estão disponíveis nos IED's:

Código	Função	Descrição
1	Read	Solicita os objetos especificados do IED; responde com os objetos que estão disponíveis.
2	Write	Armazena os objetos especificados no IED; responde com o status da operação.
3	Select	Seleciona ou arma pontos de saída mas não produz qualquer ação (controles, setpoints ou saídas analógicas); responde com o status da operação. A função Operate deve ser usada para ativar estas saídas.
4	Operate	Produce ações nas saídas ou pontos previamente selecionados com a função Select.
5	Direct Operate	Seleciona e Opera as saídas especificadas; responde com o status dos pontos de controle.
6	Direct Operate – No Ack	Seleciona e Opera as saídas especificadas mas não envia resposta.
13	Cold Restart	Reinicializa o IED.
23	Delay Measurement	Permite à aplicação calcular o atraso (tempo de propagação) para um IED em particular.

Tabela 2 – Funções DNP utilizadas pelos IED's Treotech

4. Instalação do Sistema

A arquitetura detalhada deste sistema pode ser vista na figura 3 a seguir. A remota C50 realiza toda a lógica de leitura dos IED's, bem como as sequências de comando e controle das mesmas, tais como ligar/desligar os grupos de ventiladores, aumentar/diminuir a posição de TAP, etc.

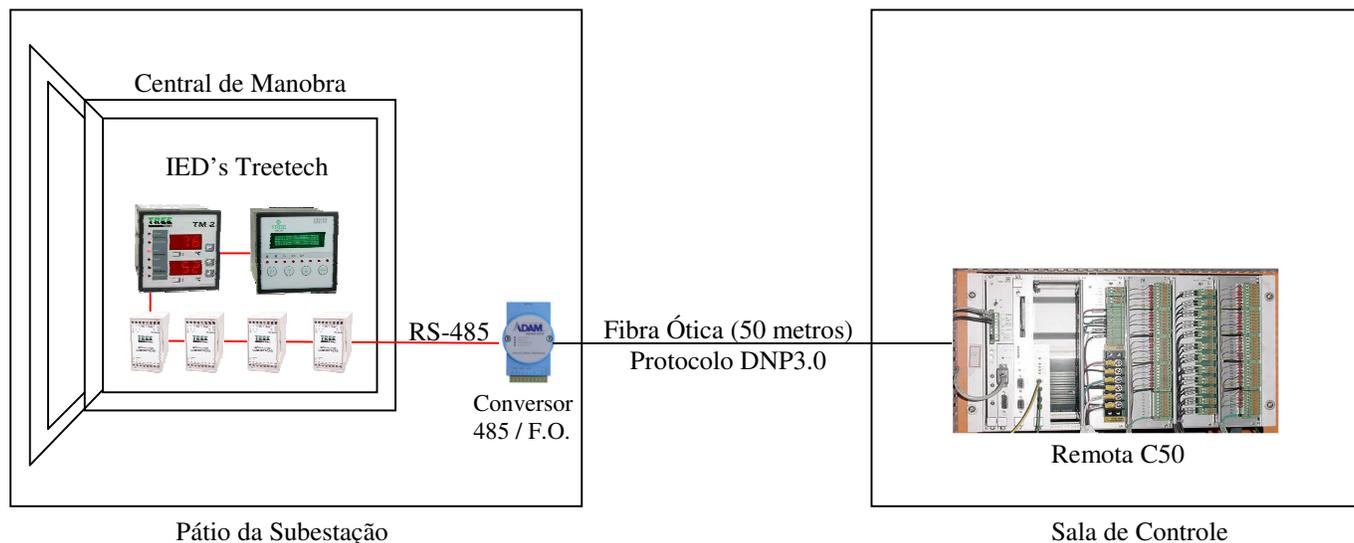


Figura 3 - Arquitetura do Sistema Descentralizado Adotado

A tabela 3 descreve os IED's utilizados nas central de manobras do transformador, as informações aquiritadas e suas funcionalidades realizadas localmente. Nas figuras 4 e 5 podem ser vistos o transformador 7TR1 e os detalhes da instalação dos IED's em sua central de manobras.

IED's	Dados Aquisitados	Funções de Controle e Proteção
Monitor de Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatura do óleo - Temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos - Correntes de carga 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarmes e desligamentos por temperaturas altas - Controle Automático/Manual da ventilação forçada
Módulos de aquisição de dados	<ul style="list-style-type: none"> - Aquisição de contatos de entrada - Aquisição de valores analógicos - Atuação através de contatos de saída 	<ul style="list-style-type: none"> - Contatos de alarme (relé buchholz, válvula de alívio, níveis de óleo, etc.) - Estado dos grupos de ventilação forçada - Comutador sob carga em operação - Tempo de operação do comutador sob carga
Relé Regulador de Tensão	<ul style="list-style-type: none"> - Tensões de fase - Correntes de fase - Potências ativa/reactiva/aparente 	<ul style="list-style-type: none"> - Controle automático do OLTC (subir/baixar TAP) - Alarmes por subtensão, sobretensão e sobrecorrente
Supervisor de Paralelismo	<ul style="list-style-type: none"> - Posição de tap do comutador - Seleções local/remoto, mestre/comandado/individual e manual/automático 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarmes por erro de leitura de TAP - Alarmes por erro de sincronismo entre bancos e fases

Tabela 3 – IED's associados ao sistema de monitoração



Figura 4 – Transformador 7TR1



Figura 5 – Foto dos IED's Instalados

5. Conclusões

O sistema aqui descrito encontra-se em operação desde Novembro de 2007. Conforme relatado pelo pessoal de operação em campo, a comunicação com todos os IED's se manteve estável e funcional, tanto para a aquisição quanto para o comando e controle de todas as variáveis monitoradas.

O sistema de monitoramento e controle digital tem se mostrado eficaz, pois ao adotar uma arquitetura descentralizada para este tipo de projeto, podem ser verificados vários benefícios, tais como a redução na quantidade de cabeamento, redução de custos e minimização de falhas, ou seja, caso algum módulo do sistema falhar, o sistema como um todo não será comprometido.

A descrição do sistema, bem como a experiência em campo relatada com o uso desta arquitetura, irão permitir uma evolução dos benefícios e da experiência adquirida com o sistema de monitoramento apresentado, podendo gerar aplicabilidades em subestações de alta importância para a rede elétrica. A Escelsa Energias do Brasil pretende, em um futuro próximo, adotar esta solução para outras de suas subestações, padronizando assim esta arquitetura de forma a unificar e simplificar todo o processo de monitoração e controle.

Existe ainda a possibilidade de expansões futuras, com a inclusão de novos IED's para agregar novas funções ao sistema, como por exemplo a monitoração de umidade no óleo e monitoração de buchas capacitivas. Para tanto, basta conectar os novos sensores em paralelo na rede de comunicação existente.

6. Bibliografia

- [1] Lavieri Jr., Arthur, Hering, Ricardo, "New Concepts in Energy Systems of High Reliability", Encarte Especial Siemens Energia, <http://mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf>, January/2001.
- [2] Alves, Marcos; Vasconcellos, Vagner, "Specification of On-line Monitoring Systems for Power Transformers Based on a De-centralized Architecture", Cigré International Technical Colloquium, September/2007.
- [3] Amorim, Fernando; Ramos, Nelson, "Sistema de Chaveamento Automático para Rápida Energização de Fase Reserva em Bancos de Transformadores Monofásicos", XII ERIAC, Maio/2007.
- [4] Alves, Marcos, "Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência", Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.