SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

GMI 09
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO XII
GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO EM INSTALAÇÕES ELÉTRICAS – GMI

MODELO INTEGRADO DA AUTOMAÇÃO DOS PROCESSOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Davidson Geraldo Ferreira * **Lúcia Helena S. de Toledo** **Paulo M. Henriques** **Maria Helena M. Vale**

CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. **LRC - UFMG**

RESUMO

O principal objetivo deste artigo é apresentar uma proposta de Modelo Integrado de Automação dos processos de operação e manutenção do Sistema Elétrico de Energia. Esse trabalho visa, ainda, identificar as principais funções de engenharia que devem ser desenvolvidas e implantadas nos diversos Sistemas de Automação das empresas do setor elétrico.

A utilização de sistemas de automação não integrados certamente pode levar à elevação de custos de implantação e à existência de verdadeiras ilhas de dados e conhecimento, com significativa perda de sinergia entre os mesmos.

Visando contribuir para a evolução desta área, o artigo propõe um modelo de automação que prioriza a visão sistêmica dos processos e seus importantes acoplamentos, difundindo a relevância da disseminação dessas informações a todos os agentes envolvidos com a operação e manutenção do sistema elétrico.

PALAVRAS-CHAVE

Automação, Operação, Manutenção.

1.0 - INTRODUÇÃO

A **Automação de Sistemas Elétricos de Energia - SEE** tem crescido significativamente nos últimos anos. Este fato decorre de diversas razões, dentre as quais se destacam a necessidade de novas estratégias de controle dos sistemas elétricos e a evolução dos sistemas de automação e informação. Outro fator motivador está ligado às mudanças introduzidas pela desregulamentação do setor, que exigem das empresas uma alta qualidade de fornecimento de energia elétrica, bem como uma alta disponibilidade de seus ativos.

O presente artigo aborda a automação de sistemas elétricos, de forma mais específica, dos processos de operação em tempo real e de manutenção vinculados aos Sistemas de Transmissão das empresas de energia elétrica. Observa-se que muitas empresas do setor elétrico possuem projetos de automação com baixo grau de integração acarretando grandes perdas financeiras e pouca sinergia de dados e compartilhamento de resultados entre as diversas funcionalidades. Os sistemas de automação são desenvolvidos de forma estanque levando, certamente, a uma grande redundância na aquisição de dados. Desta forma, esse artigo procura investigar essa situação e propor uma arquitetura que visa obter um modelo integrado da automação da operação e manutenção

(*) Av. Barbacena 1200 Bairro Santo Agostinho – CEP 30190-131 Belo Horizonte, MG – Brasil
Tel: (+55 31) 3299-4821 – Fax: (+55 31) 3299-3914 – Email: davidson@cemig.com.br

nas instalações. Propõe-se, ainda, uma arquitetura para integração dos dados e resultados dos diversos centros de supervisão e monitoramento.

2.0 - AUTOMAÇÃO DA OPERAÇÃO

2.1 O processo de operação

O processo de operação do SEE consiste no monitoramento e supervisão de grandezas, elétricas e não elétricas do sistema, de modo a possibilitar uma análise que identifique a necessidade de se intervir no mesmo, por meio de ações de controle, que visam manter o sistema operando, dentro de padrões de qualidade e continuidade estabelecidos para o fornecimento de energia elétrica.

Para que a operação seja feita com sucesso é imprescindível obter um conjunto de informações, bem dimensionado e de qualidade, que possa garantir agilidade e precisão ao processo de tomada de decisão por parte do operador. O processo de operação pode ser caracterizado em dois tipos: operação **Sistêmica** e **Local**.

A sistêmica analisa o processo de forma integral. Supervisiona todas as principais grandezas de todas as subestações e usinas integrantes do SEE e efetua as correlações entre elas, de forma a manter o sistema elétrico dentro de uma condição segura de operação. As principais funções que são exercidas neste nível da operação são monitoramento de tensão e carregamento, controle automático de geração, controle da tensão dos barramentos, reprogramação de intercâmbios com os sistemas interligados, recomposição do sistema elétrico, redespacho de potência ativa das unidades geradoras, funções de análise de redes elétricas (estimador de estado, análise de contingências, equivalentes externos etc.) e acionamento das equipes de manutenção quando da identificação de falhas em equipamentos.

A operação sistêmica é realizada pelos Centros de Operação de Sistema (COS). Conforme as necessidades operativas, através dos Sistemas de Supervisão e Controle, objetiva: acompanhar, em tempo real, as principais grandezas elétricas do SEE, por meio dos processos de telemedição; por intermédio de processos de telecontrole, atuar nos equipamentos para abrir ou fechar disjuntores, atuar nos reguladores de velocidade das unidades geradoras, modificar posição de *tap* de transformadores e atuar no sistema de excitação das unidades geradoras.

Operação em nível local é realizada em complemento às ações definidas nos centros de operação. As principais funções executadas neste nível são monitoramento de tensão, monitoramento de carregamento, controle local de tensão e fluxo de reativo, recomposição da subestação, seqüência de manobras para isolamento de equipamentos por meio de atuação em chaves seccionadoras, preparação automática de subestações em situações de blecaute. controle de tensão e fluxo de reativo, bloqueio/desbloqueio de proteções, falha de disjuntor, Intertravamento de manobra de chaves seccionadoras e sincronização.

Para possibilitar a operação local, o operador pode contar com painéis de controle do tipo eletromecânico, nas instalações mais antigas, ou com recursos de supervisão e controle obtidos por intermédio de equipamentos tais como: unidades terminais remotas, controladores lógicos programáveis (CLP´s) e Sistemas Digitais de Supervisão e Controle (SDSC).

2.2 Estado atual da automação da operação

Pode-se constatar uma grande evolução e nível de maturidade da automação da operação de sistemas elétricos, principalmente no que se refere às funções sistêmicas implantadas nos sistemas de supervisão e controle nos centros de operação do sistema. Observa-se que a automação das funções implantadas no nível local está gradativamente evoluindo com uma proposta nítida de executar todas as funções que atualmente vêm sendo efetuadas pelos operadores locais das instalações. Esses fatos, associados a um aumento de supervisão das funções locais no Sistema de Supervisão e Controle (SSC), permitem aumentar significativamente o nível de desassistência das subestações, agregando todos os ganhos previstos de redução de custos e aumento de confiabilidade e qualidade da energia suprida.

Um aspecto que deve ser considerado é a importância de se ter uma visão sistêmica de todo o projeto de automação da empresa, de modo a garantir uma hierarquia funcional harmoniosa, bem concebida e estruturada. Esse artigo visa contribuir neste sentido.

3.0 - AUTOMAÇÃO DA MANUTENÇÃO

3.1 O processo de manutenção

O processo de automação da manutenção visa monitorar os equipamentos do sistema elétrico, de forma mais detalhada relativamente ao processo de operação. Através do monitoramento de algumas grandezas elétricas, podem ser identificadas falhas incipientes nos equipamentos.

A proposta da automação do processo de manutenção consiste em substituir as tradicionais manutenções corretivas e preventivas pela manutenção preditiva. A mudança de manutenções não planejadas para intervenções planejadas desperta grande interesse em países de grandes dimensões com subestações isoladas, nas quais os deslocamentos significam parcela substancial do custo total de manutenção.

Nesse processo, similarmente à automação da operação, identificam-se duas etapas básicas que são a coleta de dados e o tratamento das informações, de forma a possibilitar, via algoritmos, diagnosticar, em tempo real, o estado dos equipamentos em termos de disponibilidade e confiabilidade para a operação do sistema elétrico. A idéia é eliminar a possibilidade da operação ser surpreendida com a falha intempestiva de equipamentos importantes do SEE.

Os investimentos feitos na monitoração e diagnóstico de falhas de equipamentos permitem maximizar a disponibilidade dos equipamentos para o sistema elétrico, acarretando reduções significativas dos custos de manutenção. Além da redução dos custos de manutenção, obtém-se o aumento da confiabilidade da rede elétrica, um planejamento mais eficiente da manutenção e o prolongamento da vida útil dos equipamentos monitorados**.**

Outro aspecto importante decorre da necessidade de se saber rapidamente onde e quando ocorreu um problema. Como conseqüência direta da desregulamentação, as multas por interrupção do serviço passam a ter uma importância significativa. Desta forma, acessar dados de tempo real relativo à hora e ao local da falha, e às condições do equipamento primário, é de altíssima importância na redução do tempo de interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Atualmente, os fabricantes de equipamentos oferecem sistemas de monitoramento de equipamentos que disponibilizam os resultados da análise pela *internet*, permitindo aos profissionais que trabalham na engenharia de manutenção das empresas o acompanhamento sistemático do estado dos equipamentos. As desvantagens, deste tipo de abordagem referem-se à multiplicidade de sistemas, dificultando o próprio processo de monitoramento, e os elevados custos de sua aquisição.

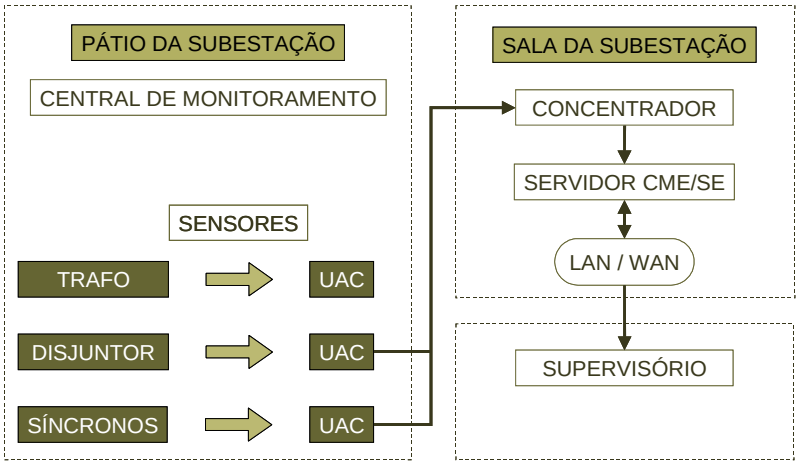

FIGURA 1 – Central de Monitoramento e Diagnóstico de Faltas

Nesse caso, a melhor alternativa consiste na aquisição de informações dos equipamentos, por intermédio de sensores apropriados. Esses dados são armazenados em uma base de dados, no nível da subestação, que possibilitam o desenvolvimento de uma Central Inteligente de Monitoramento e Diagnóstico**,** na qual são implantados os aplicativos de monitoramento e diagnóstico para os diversos equipamentos do sistema elétrico. A adoção dessa estratégia reduz de forma considerável os custos dos sistemas de monitoramento e diagnóstico em relação aos custos se os sistemas forem adquiridos isoladamente.

A figura 1 apresenta a arquitetura básica de um Sistema de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas em Equipamentos. Observa-se que as principais informações dos equipamentos são obtidas dos sensores e

integradas às unidades de aquisição de dados (UAC) disponíveis nas instalações (unidades terminais remotas, CLP´s etc.). Esses dados são armazenados em um concentrador na sala de controle da subestação e enviados para um servidor da central de monitoramento de equipamentos da subestação (servidor CME/SE). Posteriormente, essas informações são transmitidas, através do sistema de telecomunicação, para uma central computacional na qual os dados são tratados adequadamente por algoritmos de monitoração e diagnóstico de falhas de equipamentos. As empresas de energia elétrica têm implantado inúmeros sistemas de monitoramento e diagnóstico.

3.2 Estado atual da automação da manutenção

A automação do processo de manutenção é relativamente nova em relação à automação da operação. Observa-se, ainda, que, apesar de existirem alguns sistemas de monitoramento e diagnóstico já desenvolvidos, eles estão estanques sem o nível de integração necessário, tanto em nível das funções específicas de manutenção quanto com as funções da operação.

Desta forma, é de extrema importância no projeto de automação considerar um modelo integrado funcionalmente, evitando redundâncias na aquisição de dados e aumento de custos desnecessários. Deve-se buscar um aumento das sinergias entre os resultados gerados pelas funções automáticas de operação e manutenção, implicando ganhos significativos no processo de tomada de decisão vinculado à supervisão e controle do sistema elétrico. Nesta direção vem este artigo, apresentando uma proposta que integre funcionalmente as funções aplicativas da manutenção e operação.

4.0 - TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS

Atualmente, observa-se uma gama de novas tecnologias aplicáveis aos processos de automação da manutenção e operação de sistemas elétricos, que podem agregar muitas funcionalidades até então não viabilizadas, ou por questões de custo ou mesmo em decorrência de alguma restrição tecnológica.

Para a elaboração da proposta foi feita uma análise das tendências tecnológicas, de forma especial a Norma 61850 e a Medição Fasorial, que implicam profundas mudanças na concepção dos projetos de automação. A primeira possibilita a obtenção da interoperabilidade, busca antiga das empresas do setor de energia, decorrente dos elevados gastos feitos para integração de sistemas de automação de diferentes fabricantes. Essa interoperabilidade permite a distribuição funcional nos equipamentos de automação instalados em nível de *bays*. A segunda tecnologia introduz a monitoração da dinâmica do sistema elétrico permitindo o desenvolvimento de inúmeras aplicações que agregam maior segurança para a operação do sistema elétrico.

No campo das telecomunicações, destaca-se o uso intensivo de redes de fibras ópticas e digitalização dos sistemas de comunicação. As redes de fibras ópticas permitem a transmissão de dados a altas velocidades, além de apresentarem imunidade a interferências eletromagnéticas tão comuns no SEE. As taxas atuais são de 2,4 Gb/s, podendo ser aumentadas com o uso de técnicas de multiplexação por divisão em comprimento de onda WDM para valores de 2 TB/s. Uma das possibilidades de uso de redes ópticas consiste na transmissão de imagens para o SSC, para verificar visualmente se o telecomando de uma chave seccionadora foi satisfatório. Essa aplicação permite o isolamento remoto de equipamentos, dispensando a necessidade de operadores na instalação.

A evolução dos sistemas de telecomunicações, com o avanço de técnicas de compactação de imagens, viabiliza o vídeo-monitoramento de equipamentos e melhora sensivelmente os sistemas de vigilância eletrônica das instalações. Essa tecnologia é de extrema importância para as subestações não assistidas. O recurso de visualização de imagens de áreas (ou equipamentos) de interesse da subestação também pode representar uma fonte importante de informações para o operador. Outra vantagem da câmera é a posição estratégica na instalação: enquanto um ser humano deve manter distâncias seguras dos equipamentos de alta tensão e seu ângulo de visão pode ser prejudicado na inspeção de equipamento vivo, a câmera pode ser instalada próxima do equipamento e, em alguns tipos, ainda permitem movimentos de *pan* (horizontal), *tilt* (vertical) e *zoom*, que são recursos que podem ser também utilizados remotamente (1).

Outro vetor tecnológico importante é o uso crescente da robótica na automação dos processos de manutenção do SEE. A utilização de robôs para instalação de esferas de sinalização em linhas de transmissão energizadas é muito comum, em substituição dos métodos tradicionais que representam elevados riscos de acidentes e custos.
Outras aplicações, na área de manutenção, promissoras para uso da robótica, são inspeção de subestações e linhas de transmissão e substituição de cabos em LTs.

Além das tecnologias citadas, pode-se acrescentar o uso da tecnologia de *datamining*. Conceitua-se *datamining* como um processo não trivial de analisar dados de um banco de dados e obter deles, de forma automática, algum conhecimento, utilizando técnicas de aprendizagem por computador. Busca-se com esse processo, a descoberta de novos relacionamentos que possam existir dentro do banco de dados, tendo-se como objetivo a extração de

tendências e padrões em dados (2).

Outros fatores que merecem destaque são a evolução no desenvolvimento de equipamentos de automação promovendo uma integração plena das funções de proteção, controle e medição e a instalação de equipamentos para avaliar a qualidade da energia fornecida (qualímetros).

Além de todas as tecnologias citadas, deve-se desenvolver uma política de segurança da informação para os Sistemas Digitais de Automação, uma vez que estão sendo registrados inúmeros casos de invasão eletrônica. Essa tecnologia deve ser pesquisada de forma a incorporar mecanismos de defesa apropriados, na arquitetura utilizada pelos sistemas de automação.

5.0 - ARQUITETURA PROPOSTA

5.1 Estrutura funcional

A modelagem aqui proposta para o Sistema de Automação de SEE parte da identificação das funções que devem ser desenvolvidas para atender aos requisitos definidos para a automação do sistema. Esta visão funcional é balizadora para toda a definição dos subsistemas vinculados aos Sistemas de Automação. Observa-se que esse preceito básico nem sempre tem sido atendido em grande parte dos projetos de automação do setor elétrico (3).

Essa etapa deve considerar todas as necessidades dos processos de operação e manutenção. Atualmente, existe um conjunto de funções bem significativo para atender às necessidades operativas. Contudo, observa-se que as funções associadas ao processo de manutenção são relativamente recentes e têm sido desenvolvidas com um fraco acoplamento com o processo de operação.

Nos projetos de automação da manutenção, quando elaborados de forma independente do de operação, verifica-se: **(i)** a existência de duplicidade de aquisição de dados com os sistemas existentes; **(ii)** pouca troca de resultados provenientes das funções aplicativas desenvolvidas para o Centro de Operação e pela Central de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas de Equipamentos.

Os resultados das observações acima levam à elevação de custos e falta de sinergia entre os processos de operação e manutenção. Desta forma, a proposta para a implantação de Sistemas de Automação deve prever a necessidade de se efetuar uma revisão criteriosa de todos os dados que são obtidos do processo, bem como procurar identificar que tipo de informação, produzida pelas aplicações, pode ser trocada entre o Centro de Operação, os Sistemas de Automação da Instalação, a Central de Manutenção e a Rede de Oscilografia.

A tabela 1 apresenta a relação das funções aplicativas de operação e manutenção, agrupadas funcionalmente, e sua alocação pelos diversos sistemas de supervisão e controle e monitoramento, Centro de Operação, a Central de Manutenção e a Rede de Oscilografia e nos equipamentos de supervisão e controle instalados no nível da instalação implantados para permitir a operação e manutenção do sistema elétrico. Pode-se observar que existem funções que são alocadas em mais de um sistema, denotando que elas são hierarquizadas. Pode-se identificar, como exemplo, a função de Controle de Tensão. Os automatismos que são realizados utilizando apenas os dados da subestação e com efeito só local devem ser implantados nos equipamentos de supervisão e controle instalados na própria instalação. Por outro lado, as ações de controle que possuem impactos em nível sistêmico devem ser implantadas nos computadores do Centro de Operação do Sistema.

Grande parte dos grupos funcionais já é tradicionalmente implantada nos sistemas de automação, tais como as funções de supervisão e controle automático. Destacam-se as funções de análise de redes que caracterizam o sistema de supervisão e controle como um *Energy Management System* (EMS). Apesar de serem funções já estudadas há algum tempo, observa-se que poucos Sistemas de Supervisão e Controle implementaram efetivamente essas aplicações.

TABELA I – Alocação das Funções Aplicativas

GRUPOS FUNCIONAIS	FUNÇÕES	CENTRO DE OPERAÇÃO	REDE DE OSCILOGRAFIA	CENTRAL DE MONITORAÇÃO	ESTAÇÃO
AQUISIÇÃO DE DADOS	Analógicas	X	X	X	X
	Digitais	X	X	X	X
	Ambientais	X		X	X
COMANDOS	Equipamentos	X			X
CONTROLE AUTOMÁTICO	Geração	X			
	Tensão/Reativo	X			X
	Alimentadores	X			
	Proteção por falha de disjuntor				X
	Sequência Automática de Chaveamento				X
FUNÇÕES DE ANÁLISE DE REDES	Configurador da Rede	X			
	Estimação de Estado	X			
	Análise de Contingências	X			
	Fluxo de Potência Ótimo	X			
	Curto Circuito	X			
FUNÇÕES DE SUPERVISÃO	Monitoração de Tensão	X			X
	Monitoração de Carregamento	X			X
	Monitoração da Reserva Operativa	X			
	Processamento de Alarmes	X			X
	Monitoração de Blecaute	X			X
	Previsão de Carga	X			
FUNÇÕES DE PROTEÇÃO E CONTROLE	Alívio de Geração	X			X
	Gerenciamento de Carga	X			X
	Controle de Religamento	X			X
FUNÇÕES DO CONTROLE	Preparação Automática de Subestações	X			X
	Sistema de Apoio ao Restabelecimento	X			X
REGISTRO E ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES]	Registro de Dados	X	X	X	X
	Diagnóstico de Faltas		X		X
	Localização de Faltas		X		X
	Sequência de Eventos	X			X
	Oscilografia		X		X
PROGRAMAÇÃO ENERGÉTICA	Programa de Geração	X			
	Programa de Intercâmbio	X			
MONITORAÇÃO DA DINÂMICA	Monitoração da Abertuta Angular entre Barrras	X			
	Monitoração do Colapso de Tensão	X			
	Monitoração de Distúrbios	X			
	Monitoração das Oscilações	X			
MONITORAÇÃO E DIAGNÓSTICO DE FALTAS DE EQUIPAMENTOS	Faltas em Transformadores			X	X
	Faltas em Disjuntores			X	X
	Faltas em Reatores			X	X
	Faltas em Linhas de Transmissão			X	X
MONITORAÇÃO DE IMAGENS	Vídeomonitoramento de Equipametnos	X			X
	Vigilância Eletrônica	X			X

5.2 Arquitetura proposta

Apresenta-se na figura 2 a arquitetura geral proposta.

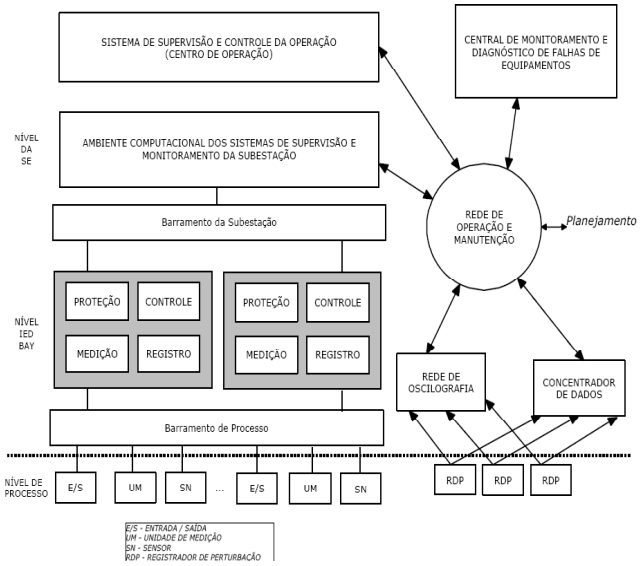

FIGURA 2 – Arquitetura Geral

A arquitetura envolve desde a aquisição de dados até os sistemas de supervisão, controle e monitoração, vinculados aos processos de operação e manutenção.

Relaciona-se abaixo uma especificação com os principais requisitos e recomendações desta proposta:

1) No nível local, a automação deve ser dividida em três níveis (processo, *bay* e subestação) com comunicação entre as diversas funções implementadas.
2) O registrador digital de perturbação fica responsável pela aquisição de dados de oscilografia de curta e longa duração. Nesta proposta, as funções da PMU devem ser implementadas nos RDPs.
3) Os IEDs instalados nas subestações devem integrar as funções de proteção, controle, medição e registro.
4) O ambiente computacional da subestação deve integrar todo o sistema de supervisão e monitoramento locais das instalações, envolvendo os processos de operação e manutenção. Essa integração modifica substancialmente a função dos operadores da subestação que passam a incorporar funções específicas de manutenção. No nível local da instalação propõe-se um ambiente único com integração plena das funções de operação e manutenção.
5) As arquiteturas computacionais do Sistema de Supervisão e Controle e dos Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico devem ser preferencialmente distribuídas.
6) A norma IEC61850 deve ser utilizada entre os IEDs e o barramento de processo da subestação.
7) As funções da automação da operação devem contemplar as funcionalidades relacionadas na tabela 7.1, alocadas de forma distribuída no Centro de Operação e no Sistema de Supervisão e Controle local das instalações. Ressalta-se a incorporação do grupo funcional da monitoração dinâmica, pois representa um enorme salto tecnológico, já que elas possibilitam a supervisão de eventos relacionados à dinâmica do sistema elétrico. Dentre as funções destaca-se a responsável pela indicação da proximidade do colapso de tensão.
8) As funções da automação da manutenção devem considerar todos os monitoramentos e diagnósticos relacionados na tabela I.
9) Deve ser disponibilizado no sistema de automação da operação e manutenção o videomonitoramento de equipamentos. Na função de operação esta função é importante para possibilitar o isolamento remoto de equipamentos, de forma especial viabilizar o comando remoto de chaves seccionadoras. No caso da manutenção permite a inspeção remota de equipamentos para detecção de falhas.
10) As câmeras, utilizadas para o videomonitoramento de equipamentos, deverão possuir o recurso de análise termográfica, que possibilita a identificação de pontos quentes nos equipamentos de subestações.
11) Deve ser provida uma rede WAN específica de operação e manutenção para a integração plena dos dados e informações inerentes a estes sistemas. Essa rede deve ser concebida atendendo aos requisitos de alta confiabilidade e velocidade.
12) As funções de controle de tensão, recomposição de sistemas elétricos e tratamento de alarmes devem ser preferencialmente desenvolvidas com a utilização de inteligência computacional. Essa recomendação se aplica, ainda, às funções de engenharia para monitoramento e diagnóstico de faltas em equipamentos.
13) As técnicas de *datamining* devem ser utilizadas para a obtenção de conhecimento, a partir da base de dados dos sistemas de automação, que possam ser aplicadas no processo de tomada de decisão.
14) A comunicação entre os sistemas de supervisão e controle local e o Centro de operação pode ser feita utilizando os protocolos DNP3.0 ou IEC870.
15) A fibra óptica deve ser utilizada como meio de comunicação para garantir a velocidade compatível com as funcionalidades previstas.

Algumas recomendações podem ser incorporadas aos requisitos detalhados acima, para obtenção de melhores resultados da automação de todo o processo. São elas: **(i)**os sistemas de automação devem possuir facilidades que permitam sua integração numa estrutura hierarquizada de sistema de supervisão e controle; **(ii)** todas as funções de automação devem ser implementadas no nível mais próximo do processo; **(iii)**a disponibilidade, tempo de resposta e desempenho dos sistemas de automação devem estar condizentes com os requisitos estabelecidos pelos órgãos regulatórios; **(iv)** os sistemas de automação existentes e a serem implantados devem ser evolutivos; os equipamentos utilizados nos sistemas de automação devem ser preferencialmente padronizados e necessariamente integráveis no futuro.

Os ganhos advindos da proposta, integrando dados e resultados das funções de operação e manutenção são inúmeros. Pode-se citar, como exemplo ,o estabelecimento de limites operativos dos equipamentos de acordo com as medições de grandezas obtidas pelos sistemas de monitoramento. Esse acompanhamento permite adotar uma filosofia de monitoramento de carregamento com melhor exploração da capacidade de transmissão de potência dos equipamentos do SEE. O operador, com as informações disponibilizadas pelos sistemas de monitoramento e diagnóstico de faltas, passa a conhecer a real condição operativa dos equipamentos do SEE. Esse ganho é importante para a condição atual de operação dos sistemas interligados, em que se verifica a operação dos equipamentos do sistema elétrico muito próximo de seus limites. A ampliação dos limites operativos de linhas de transmissão e transformadores representa uma otimização de grande importância para o sistema interligado.

Outra função da operação que pode aproveitar ganhos da integração é a Análise de Contingências. A lista de contingências pode ser modificada em função da condição dos equipamentos diagnosticada pelos sistemas de monitoramento. Ou seja, se for identificado pelo Sistema de Monitoramento que um transformador apresenta falhas incipientes, automaticamente seria atualizada a lista de contingências, com a incorporação do referido equipamento, refletindo a situação operativa do SEE.

Por outro lado, identifica-se a existência de inúmeros dados que são obtidos, pelos sistemas de supervisão da operação, que podem ser utilizados pelos sistemas de monitoramento e Diagnóstico. Como exemplo pode-se citar a temperatura de enrolamento e óleo de transformadores, posição de tap de transformadores, corrente, potência ativa e reativa de equipamentos e estado de disjuntores e chaves seccionadoras. Além desses dados obtidos do processo pode-se calcular outras variáveis no sistema de supervisão da operação, a serem utilizadas pelos sistemas de monitoramento e diagnóstico. O número de operação de disjuntores e comutações de posição de tap são exemplos de cálculos possíveis.

Outra integração importante consiste na disponibização dos dados obtidos do sistema elétrico e resultados das funções da rede de oscilografia. Os sistemas de monitoramento e diagnóstico de equipamentos podem utilizar as informações de corrente e tensão, obtidas pelos registradores digitais de perturbação.

6.0 - CONCLUSÃO

O ambiente competitivo e as altas exigências estabelecidas pelas agências reguladoras, órgãos de operação de sistemas interligados e pela sociedade têm exigido mudanças das empresas de forma a buscar maior disponibilidade de seus ativos, bem como menores níveis de interrupção. A automação de processos vem de encontro a esta exigência.

A proposta de automação, apresentada nesse artigo, pretende contribuir para a evolução dos processos de operação e manutenção das empresas de energia elétrica por meio de uma proposta integradora.

A adoção dessa proposta possibilita a obtenção de inúmeros ganhos para as empresas de transmissão de energia elétrica. Dentre eles, podem ser citados: **(i)** Redução de fiação com maior compactação das instalações; **(ii)** Sinergia entre os dados e resultados das aplicações dos sistemas de automação com redução de custos na aquisição de equipamentos vinculados ao processo de aquisição de dados; **(iii)** Menores custos de operação e manutenção; **(iv)** Melhoria significativa no processo de tomada de decisão decorrente da troca de informações entre os sistemas de automação.

Isto se traduz, para a sociedade, sob a forma de melhor qualidade da energia suprida a menores custos.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) FISCHER, D., Yabiku, C.S., Kiyohara, H.K., Magrini, L.C. e outros, Sistema de Vídeo-Monitoramento e Controle e Subestações com Transmissão via TCP/IP, IEEE, São Paulo, Brasil, 2004, pp.5.

(2) TOLEDO, L.H.S., FARIA, V.R., GUIMARÃES, H.G.,Andrade,W.A., A Utilização de Datamining no Apoio à Operação de Sistemas Elétricos de Potência , VI SMPASE, São Paulo, São Paulo, Brasil, Agosto de 2005, pp.8.

(3) FERREIRA, D.G., Visão Integrada da Automação da Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos de Potência, Dissertação de Mestrado, LRC - Universidade Federal de Minas Gerais, Março de 2007, pp.128.