

Grupo de Estudo de Proteção, Medição, Controle e Automação em Sistemas de Potência (GPC)

RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

Marco Antonio Macciola Rodrigues - CEPEL
Jeder Francisco De Oliveira - CEMIG
Iony Patriota De Siqueira - TECNIX

1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Destaca-se a satisfação de comprovar o excelente nível técnico dos trinta e seis Informes Técnicos aprovados para apresentação e debates nesta vigésima quarta edição do SNPTEE, no âmbito do Grupo V – GPC, em que a maioria dos sete Temas Preferenciais propostos receberam contribuições. Houve uma forte concentração no primeiro tema (*Sistemas Locais de Proteção, Automação, Controle e Medição*), o que era esperado, já que o mesmo é muito abrangente. Igualmente importante é a constatação da sintonia dos trabalhos apresentados com os atuais desafios do Setor Elétrico, no que diz respeito à Proteção, Controle, Automação e Medição de Sistemas Elétricos. Estas constatações apontam para ricas e produtivas sessões de apresentações e debates.

Um aspecto que merece destaque foi o desenvolvimento de ferramentas computacionais e de metodologias para uma enorme gama de aplicações, desde o projeto de sistemas de Proteção, Automação e Controle (PAC), passando por análise de medições fasoriais, análise de oscilogramas, apoio à operação e coordenação e ajuste da proteção. Essas metodologias e ferramentas estão alinhadas com o que há de mais inovador em termos de automação de sistemas. Em consonância, foi constatada uma maior preocupação com a gestão de sistemas de PAC, cada vez mais complexos, assim como com a observabilidade de indicadores que demonstrem o seu funcionamento de forma correta e eficiente.

Pode-se constatar de que os conceitos inovadores trazidos pela norma IEC 61850 passam a ser tratados com progressiva naturalidade. Está se buscando um ambiente técnico padrão para o desenvolvimento de soluções de proteção e automação. A atenção agora se volta para questões como segurança cibernética, testabilidade e ciclo de vida dos sistemas de PAC. Neste ponto, cabe citar o contínuo apoio que vem sendo oferecido pelo CE B5 - Proteção e Automação do CIGRÉ-Brasil para a difusão do conhecimento sobre esta tecnologia.

Foi notado também um interesse renovado na abordagem de proposições, experiências e análises comparativas relativas a princípios de proteção e técnicas de localização de faltas em linhas de transmissão.

Os ITs revelaram também os avanços que vem sendo obtidos na implantação de uma infraestrutura para o desenvolvimento de aplicações usando tecnologia de medição sincrofásorial, esforço conjunto do Operador Nacional do Sistema (ONS), das concessionárias de transmissão e de centros de pesquisa e universidades no país. A maturidade no domínio da aplicação desta tecnologia fica evidenciada pelo nível de detalhe apresentado nos trabalhos sobre o assunto.

Finalmente, cabe constatar o surgimento de trabalhos voltados para Smart Grids, tanto na automação da distribuição, como na integração de fontes renováveis, mostrando a migração de temas antes exclusivos da área de transmissão para a distribuição.

2.0 CLASSIFICAÇÃO DOS INFORMES TÉCNICOS

Os Informes Técnicos selecionados para discussão nesta sessão do GPC foram assim distribuídos entre os sete Temas Preferenciais propostos:

<i>TP 1 - Sistemas Locais de Proteção, Automação, Controle e Medição</i>	20
<i>TP 2 - Proteção sistêmica</i>	1
<i>TP 3 - Esquemas especiais de proteção</i>	4
<i>TP 4 - Aplicações da norma IEC 61850</i>	7
<i>TP 5 - Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores</i>	3

TP 6 - Smart Grids

1

TP 7 - Perturbações Relevantes

0

Uma vez mais verificamos uma forte concentração de ITs no Tema 1, o que era esperado, por englobar os assuntos associados mais diretamente à proteção, automação e medição, núcleo do GPC mas, ainda assim, levanta uma questão quanto à oportunidade de se buscar uma estratificação mais significativa para as próximas edições. Uma possibilidade seria a segregação entre os temas Proteção e Localização de Faltas, Automação e Medição.

O Tema 2, que cuida de estudos, filosofias, coordenação e modernização da proteção, além de ensaios, modelos e simulações, teve participação modesta nessa edição, com um artigo tratando da coordenação estática e dinâmica entre os limitadores do regulador de tensão e as proteções de máquinas síncronas.

Já o tema 3 – esquemas especiais de proteção, atraiu quatro artigos, com destaque para utilização de medições sincrofasoriais nesses esquemas.

Aplicações da norma IEC 61850, tema 4, recebeu 7 artigos, tratando de temas como testes, padronização e economicidade de projetos, compatibilidade de arquivos SCL, mapeamento entre protocolos e interoperabilidade no barramento de processos.

No tema 5 merece destaque a implantação da infra-estrutura necessária para medição e comunicação de dados sincrofasoriais, criando um ambiente propício ao surgimento de novas aplicações, assim como à criação de laboratórios especializados no teste dessas aplicações.

Quanto ao tema 6 (SmartGrids), embora, formalmente, tenha recebido apenas uma contribuição específica, já se apresenta como assunto que permeia naturalmente os demais Temas Preferenciais, ao serem abordadas diferentes soluções e tecnologias que caracterizam um sistema elétrico moderno.

Para o seminário as apresentações foram agrupadas por temas de interesse, de forma a estimular uma discussão mais rica, ao congregarem plateias de interesse comum.

2.1 201 Sistemas Locais de Proteção, Automação, Controle e Medição incluindo elos CC a dois e multiterminais

- 58 - LOCALIZAÇÃO DE FALTAS COM CONEXÃO PARA O TERRA BASEADA NA TEORIA DAS ONDAS VIAJANTES: UMA NOVA ABORDAGEM DE DOIS TERMINAIS INDEPENDENTE DE AJUSTES E DA SINCRONIZAÇÃO DE DADOS
- 115 - PROPOSTA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDA DE UM BANCO DE TRANSFORMADORES REGULADORES USANDO A NORMA IEC 61499
- 143 - UTILIZAÇÃO DO PROTOCOLO SNMP EM REDES DE PROTEÇÃO E CONTROLE PARA GESTÃO DO PROTOCOLO RSTP
- 144 - FALHA DE DISJUNTOR PERMISSIVO: COMO REDUZIR O NÚMERO DE DESLIGAMENTOS POR ATUAÇÕES ACIDENTAIS DO ESQUEMA DE FALHA DE DISJUNTOR
- 146 - DETECÇÃO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA PARA O BLOQUEIO DO RELÉ DE DISTÂNCIA BASEADO NO ERRO MÉDIO QUADRÁTICO COM BASE EM FUNÇÕES CARACTERÍSTICAS
- 191 - PROTEÇÃO PARA DETECÇÃO DE FECHAMENTO ACIDENTAL DE PARALELO ENTRE SISTEMAS FORA DE SINCRONISMO
- 193 - DESAFIOS DA REVISÃO PERIÓDICA DE AJUSTES DE GRANDES SISTEMAS - NORMAS, PROCEDIMENTOS E FERRAMENTAS
- 196 - LIMITES DE SENSIBILIDADE DAS FUNÇÕES DE DISTÂNCIA, SOBRECORRENTE DIRECIONAL E DIFERENCIAL DE LINHA PARA FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA
- 216 - REDE DE OSCILOGRAFIAS SAPNET®: ANÁLISE DE CASOS REAIS DE PERTURBAÇÕES EM LTS REALIMENTANDO OS PROCEDIMENTOS E ALGORITMOS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS
- 281 - AUTOMAÇÃO DOS PROJETOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO UTILIZANDO OS SOFTWARES ELÉTRON E DIAGLOG.
- 381 - ANÁLISE E COMPARAÇÃO DE SISTEMAS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS
- 382 - SARF - SOFTWARE DE ANÁLISE DE REGISTROS E FASORES
- 395 - PADRONIZAÇÃO E AUTOMATIZAÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO EM SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO DA CHESF
- 404 - SEGURANÇA CIBERNÉTICA NA CHESF: UMA ANÁLISE DE VULNERABILIDADES NA ARQUITETURA DE REDE, SUPERVISÓRIO SAGE E PRINCIPAIS PROTOCOLOS UTILIZADOS NO SISTEMA DE PROTEÇÃO E CONTROLE DAS SUBESTAÇÕES
- 513 - MUDANÇAS EM PROCEDIMENTOS DAS ÁREAS DE PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO DA CEMIG-D EM TEMPOS DE MUDANÇAS TECNOLÓGICAS E REDUÇÃO DE PESSOAL
- 19 - SISTEMA GESTOR DA BASE FONTE DOS SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DA CEEE-GT
- 77 - LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO EQUAÇÕES NO DOMÍNIO DO TEMPO
- 95 - TESTE DE UM ALGORITMO DE RELIGAMENTO ADAPTATIVO RÁPIDO PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO RELÉ DE PROTEÇÃO
- 97 - UMA ABORDAGEM DOS INDICADORES DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DA ELETROSUL COM FOCO NA QUALIDADE DE INFORMAÇÃO
- 108 - CARACTERÍSTICAS DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO DAS PRINCIPAIS TECNOLOGIAS MODERNAS DE GERAÇÃO

2.2 202 Proteção sistêmica

- 157 - ANÁLISE DA COORDENAÇÃO ESTÁTICA E DINÂMICA ENTRE OS LIMITADORES DO REGULADOR DE TENSÃO E AS PROTEÇÕES DE MÁQUINAS SÍNCRONAS

2.3 203 Esquemas especiais de proteção

- 476 - UMA NOVA PLATAFORMA IEC 61850 BASEADA EM SINCRIFASORES PARA SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO
- 36 - UTILIZAÇÃO DE MPLS (MULTI PROTOCOL LABEL SWITCH) PARA TROCA DE DADOS ENTRE RELÉS EM SUBESTAÇÕES DIFERENTES.
- 75 - ANÁLISE DA ATIVAÇÃO DO ECE PERDA DUPLA CAMPOS/VITÓRIA E VITÓRIA/VIANA ATRAVÉS DO PROGRAMA COMPUTACIONAL ORGANON
- 101 - TESTES EM MALHA FECHADA: UMA COMPARAÇÃO ENTRE TEMPO REAL E O MÉTODO ITERATIVO

2.4 204 Aplicações da norma IEC 61850

- 197 - SUBESTAÇÃO DIGITAL: QUAL A SOLUÇÃO MAIS CONFIÁVEL E ECONÔMICA?
- 133 - EXPERIÊNCIA DE INTEROPERABILIDADE NO BARRAMENTO DE PROCESSOS (PROCESS BUS) DA IEC 61850/IEC 61869-9 E AS QUESTÕES RELATIVAS À SINCRONIZAÇÃO
- 234 - FACILITANDO AS ETAPAS DE TESTES E COMISSONAMENTO EM SUBESTAÇÕES ATRAVÉS DAS NOVAS METODOLOGIAS PROPOSTAS PELA IEC61850
- 433 - PROPOSTA DE UM MÉTODO PARA MAPEAMENTO DE INFORMAÇÕES E SERVIÇOS DE COMUNICAÇÃO ENTRE DISPOSITIVOS IEEE-1815/DNP3 E DISPOSITIVOS IEC 61850
- 515 - PROJETOS RENTÁVEIS X PROJETOS EXISTENTES- NOVAS CONCEPÇÕES DE PROJETOS DOS SISTEMAS PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO E SEUS IMPACTOS NA GESTÃO DE ATIVOS PARA AS EMPRESAS .
- 59 - O DESAFIO DE CRIAR UM ARQUIVO SSD PADRONIZADO PARA A ELETROSUL SEGUINDO A MODELAGEM DA NORMA IEC61850
- 62 - A NECESSIDADE DE PADRONIZAÇÃO DOS TESTES DE PERFORMANCE RELACIONADOS A NORMA IEC 61850: UM PARALELO ENTRE A ETAPA DE PROJETO E A MANUTENÇÃO DE SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES (SAS)

2.5 205 Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores

- 359 - PMUS COMO ELEMENTOS DE MEDIÇÃO PARA O SETOR ELÉTRICO: DESEMPENHO EM TESTES DE REFERÊNCIA E SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL
- 418 - IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA FASORIAL NO SIN E AS LIÇÕES APRENDIDAS COM O PROJETO PILOTO DE AQUISIÇÃO DE PMUS ATRAVÉS DO OPENPDC PELAS EQUIPES DE ESTUDO ELÉTRICO E DE ANÁLISE DE EVENTOS DO ONS
- 35 - MODELAGEM DO SISTEMA DE COMUNICAÇÃO EM UMA FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO DINÂMICA COM APLICAÇÃO NA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS LONGAS BASEADA EM SINCRIFASORES

2.6 290 Smart Grids

- 244 - METODOLOGIA PARA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE COM ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM SMART GRIDS

2.7 291 Perturbações relevantes

3.0 RELATÓRIO SOBRE OS INFORMES TÉCNICOS

3.1 - LOCALIZAÇÃO DE FALTAS COM CONEXÃO PARA O TERRA BASEADA NA TEORIA DAS ONDAS VIAJANTES: UMA NOVA ABORDAGEM DE DOIS TERMINAIS INDEPENDENTE DE AJUSTES E DA SINCRONIZAÇÃO DE DADOS

LOPES, F.V.(1);SILVA, K.M.(1); - UNB(1);

Nos últimos anos, a localização de faltas baseada na teoria das ondas viajantes (OVs) usando dados de dois terminais se consolidou no setor elétrico. Entretanto, sua dependência da sincronização de dados e a necessidade de ajustes são fontes de erro que ainda podem comprometer o processo de localização de faltas. Portanto, apresenta-se neste trabalho um algoritmo de dois terminais baseado na teoria das OVs para localização de faltas com conexão para o terra que é independente de ajustes e da sincronização de dados. Da avaliação do algoritmo proposto, comprova-se que o mesmo é simples, preciso e confiável.

Perguntas e respostas:

A) O algoritmo proposto consegue diferenciar faltas externas de internas apenas se baseado nos valores de tempo de incidência das frentes de onda? Caso negativo, como compensar isso?

Não. Assim como as técnicas clássicas de localização de faltas baseadas na teoria das ondas viajantes, a formulação do algoritmo proposto não permite a distinção entre faltas internas e externas por meio da análise apenas dos instantes de incidência das ondas. Em geral, a análise da polaridade das frentes de onda induzidas pelo curto-circuito seria necessária para o estudo da direcionalidade do distúrbio. Deve-se ressaltar que, tradicionalmente, os métodos de localização de faltas têm como objetivo apenas a determinação do ponto da linha com defeito, cabendo aos esquemas de proteção associados a tarefa de diferenciar faltas internas de externas para fins de ativação do procedimento de localização do defeito. Entretanto, caso seja de interesse da concessionária a identificação da direcionalidade do distúrbio de forma automática e independente da atuação dos esquemas de proteção, seria suficiente o uso de elementos direcionais nos terminais da linha, os quais condicionariam a aplicação da formulação proposta apenas em situações de detecção de curtos-circuitos diretos em ambos os terminais.

B) Foi avaliado se é possível resolver o problema de localização proposto para faltas que não envolvam a terra, mas nas quais existe desequilíbrio entre fases (seqüência negativa)?

Sim. Os autores já desenvolveram uma solução para localização de faltas sem conexão para o terra. Neste caso, uma vez que as componentes do modo terra não existiriam, os autores propuseram a análise apenas dos modos aéreos para detecção das primeiras ondas incidentes e das frentes de onda refletidas no ponto de falta. Procedendo desta forma, torna-se possível desenvolver uma formulação que viabiliza a localização de faltas de forma independente da sincronização de dados e dos parâmetros da linha.

C) Para localização da falta, o comprimento da linha deve ser medido no comissionamento (como recomendado no artigo) ou deveria ser medido geograficamente, pelo projeto da linha?

Primeiramente é importante ressaltar que o algoritmo proposto é capaz de calcular a localização percentual da falta de forma independente do comprimento da linha. De fato, informações sobre o comprimento dos condutores são necessárias apenas em situações nas quais os usuários do algoritmo desejam estimar a distância de falta em quilômetros. Neste último cenário, para maximizar o desempenho da formulação proposta, sugere-se que o comprimento da linha seja medido no comissionamento do sistema, especificamente durante procedimentos de energização. Ainda assim, caso esse procedimento não seja possível, o comprimento medido geograficamente poderia ser empregado, muito embora se saiba que isso resultaria em estimativas menos precisas da distância de falta.

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão

3.2 - PROPOSTA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDA DE UM BANCO DE TRANSFORMADORES REGULADORES USANDO A NORMA IEC 61499

MENDES, M.F.(1);PARCIANELLO, B.P.A.(2); - ITAIPU(1);UNIOESTE(2);

Alguns processos elétricos podem ser automatizados utilizando uma arquitetura distribuída. As tecnologias de automação e de comunicação atuais facilitam esse tipo de solução. A norma IEC 61499 é um marco nesse sentido. Ela permite a execução dos blocos de funções por orientação a eventos. Cada bloco funcional básico pode ter vários algoritmos, além de um gráfico de controle de execução, contendo: estados, transições e ações. O artigo aborda esses conceitos e também os modelos definidos na norma IEC 61499. É apresentada uma proposta para automação distribuída de um banco de transformadores reguladores, usando vários CLP's, com controles automático e manual.

Perguntas e respostas:

A) Existe a possibilidade de desenvolver esses blocos funcionais da IEC 61499 em uma rede IEC 61850, aproveitando as vantagens de ambos protocolos?

Sim, existe a possibilidade de se utilizar as duas normas no mesmo projeto, cada uma realizando o seu papel. Cito dois exemplos. Primeiro, a norma IEC 61499 poderia ser utilizada para realizar lógicas de automação usando dados (sinais) de entrada/saída definidos usando os modelos da norma IEC 61850. Segundo, a norma IEC

61499 poderia ser utilizada para realizar funções de nós lógicos (logical nodes) da norma IEC 61850. Note que, o primeiro exemplo está no âmbito do integrador ou usuário final e o segundo no âmbito do fabricante do IED.

B) Qual a vantagem da norma IEC 61499 sobre a norma IEC 61131, tradicionalmente utilizada em CLPs?

A principal vantagem da norma IEC 61499 sobre a norma IEC 61131 é a possibilidade de utilizar eventos. Os blocos de função (function blocks) da norma IEC 61499 têm uma interface de execução orientada a eventos, além da tradicional interface de dados existente nos blocos funcionais da norma IEC 61131. Isso permite o maior controle da sequência de execução dos algoritmos (usando os ECCs), além de melhorar a integridade dos dados utilizados nos algoritmos. De toda forma, deve ficar claro que a norma IEC 61499 não substitui a IEC 61131, simplesmente a complementa.

C) Na opinião dos autores, além do controle de paralelismo de transformadores, quais aplicações poderiam também ser implementadas utilizando os blocos de função da IEC61499?

Qualquer aplicação de automação, em especial as aplicações distribuídas orientadas a eventos.

Comentário: Artigo tem mais de 9 páginas.

3.3 - UTILIZAÇÃO DO PROTOCOLO SNMP EM REDES DE PROTEÇÃO E CONTROLE PARA GESTÃO DO PROTOCOLO RSTP

ONÇA, A.F.(1); - SIEMENS(1);

Segundo a norma IEC-62439, que aborda a resiliência das redes em caso de falhas, o tempo de recomposição da rede deve ser inferior ao tempo de tolerância de degradação do sistema de automação. Em se tratando de redes de proteção e controle de subestações de energia que utilizam protocolo IEC61850, tempos distintos são considerados dependendo do tipo de mensagem a ser trocada. Entre os variados tipos de mensagens, temos como exemplo os telegramas GOOSE que operam com tempos na ordem de milissegundos dependendo da aplicação. Visando garantir a disponibilidade da rede e buscando a melhor solução em termos de custo x benefício, o protocolo o RSTP tornou-se o mais utilizado em sistema de automações de subestações. Uma vez que o protocolo RSTP requer que todos os equipamentos na rede estejam devidamente configurados para que haja convergência e alta disponibilidade, torna-se útil a utilização de uma ferramenta que realize a gestão das configurações dos equipamentos e também consiga rastrear possíveis falhas na rede de diversas naturezas. Como alternativa simples e eficiente, podemos utilizar o protocolo SNMP para fazer a gestão de switches, roteadores, impressoras, computadores e, em particular, relés de proteção. Este artigo mostrará a solução desenvolvida sobre a plataforma do Microsoft Excel, onde a aplicação coleta via SNMP dados de todos os IEDs (Intelligent Electronic Device) relacionados e compara os resultados a fim de verificar as possíveis falhas de parametrização ou detectar problemas de hardware como portas e fibras ópticas defeituosas. Mostrará também que é possível obter números de série, versões de firmwares ou qualquer outra informação disponibilizada pelo fabricante.

Perguntas e respostas:

A) Foi avaliado o problema de acesso aos IEDs a partir da rede cooperativa da empresa, quando os primeiros estão em uma rede operativa, protegida por regras de acesso?

Na ocasião do problema, a rede de processo não estava integrada à rede corporativa e durante esta fase investigativa, os testes foram realizados acessando-se diretamente os switches na qual os IEDs estavam conectados. Foi possível obter informação de praticamente todos os equipamentos na rede pois não havia até o presente momento nenhum tipo de segmentação de rede.

B) É possível desenvolver uma ferramenta automatizada em cima do SNMP para verificação da configuração dos dispositivos de rede?

Sim. No caso apresentado pelo paper, foi desenvolvida uma ferramenta baseada em VBA, executada pelo excel, para planilhar os resultados das buscas realizadas em cima dos IEDs. Basicamente o que foi extraído dos dispositivos foram informações gerais para inventário (numero de serie, modelo, versão de firmware, etc), dados estatísticos de fluxo de telegramas, e status e configuração do RSTP.

C) Na visão do autor, qual a vantagem da utilização do protocolo SNMP em relação aos serviços da norma IEC 61850 para administração de redes?

O IEC 61850 foi desenvolvido para monitorar o processo de automação baseado em redes Ethernet, enquanto o objetivo do SNMP é inventariar e gerenciar a infraestrutura de rede em geral. Geralmente as redes de automação (TA) são parte integrante de uma rede corporativa muito maior. O SNMP padronizam as informações e permite que administradores de rede obtenham as mesmas informações nos mais diversos tipos de equipamentos que se conectam na rede, oferecendo dados para inventário como número de série, modelo, versões de softwares/firmware de maneira além de estatísticas gerais de telegramas. O SNMP é o protocolo ideal para o gerenciamento de ativos de ambas as redes corporativas e de processo através de uma única plataforma.

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão Título de seção terciária (e.g. 2.1.1) não deve ser sublinhado. O artigo deve ser revisado para corrigir erros de digitação.

3.4 - FALHA DE DISJUNTOR PERMISSIVO: COMO REDUZIR O NÚMERO DE DESLIGAMENTOS POR ATUAÇÕES ACIDENTAIS DO ESQUEMA DE FALHA DE DISJUNTOR

SANTOS, A.D.T.D.(1);Arruda, G.A.G.d.(2);Brito, A.L.d.B.(3); - CHESF(1);CHESF(2);CHESF(3);

Este artigo propõe uma nova filosofia para o esquema de falha de disjuntor a fim de minimizar a quantidade de desligamentos indesejados por atuações acidentais ou incorretas. Para uma análise mais didática sobre a confiabilidade do novo esquema (falha de disjuntor permissivo), foram utilizadas duas perturbações como referência envolvendo uma subestação da CHESF. Na primeira, foram realizadas simulações de curtos-circuitos para levantamento de ajustes e definição da lógica de trip (ordem de desligamento); e na seguinte, para ratificar, através de dados de oscilografias reais, as condições de desligamentos provocadas por esta proteção apenas em caso de falha de disjuntor.

Perguntas e respostas:

A) Baseado na estatística apresentada, com a maioria dos desligamentos oriundos de acidentes humanos, caso o esquema permissivo não seja implementado devido aos seus custos mais elevados, os autores recomendariam sua desativação?

Os custos serão praticamente iguais aos do esquema de falha de disjuntor atual. A nossa proposta é exatamente uma evolução necessária do esquema a fim de evitar a ideia de desativação. Consta no item 6.6.1 do submódulo 2.6 dos "Procedimentos de Rede" do ONS que "todo disjuntor da subestação deve ser protegido por esquema para falha de disjuntor".

B) Como seria o comportamento desta nova proposta no caso de atuação de falha de disjuntor de transformadores por proteção intrínseca?

Quando de uma atuação de proteção intrínseca de transformador, este sinal será distribuído para os vãos adjacentes (por mensagens goose ou por contatos), entrando na lógica de trip local pelo esquema de falha de disjuntor sem corrente e dará trip apenas quando receber também o sinal permissivo de falha de disjuntor externo.

C) Foi feita uma avaliação do custo para incluir essa nova funcionalidade?

Os custos serão praticamente iguais aos do esquema de falha de disjuntor atual. O circuito que distribui o sinal de atuação de falha de disjuntor para todos os vãos adjacentes permanece igual. A diferença será que, em todos os vãos, apenas a recepção deste sinal não será suficiente para gerar uma ordem de desligamento (trip). Nos relés de proteção será montada uma lógica de trip local para atuar apenas nas condições desejadas. Não deve haver custo adicional além do homem-hora (hh) para realizar as modificações de projeto e os ajustes das funções implantadas na lógica de trip local para todos os vãos.

3.5 - DETECÇÃO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA PARA O BLOQUEIO DO RELÉ DE DISTÂNCIA BASEADO NO ERRO MÉDIO QUADRÁTICO COM BASE EM FUNÇÕES CARACTERÍSTICAS

MENCO, C.L.(1);JUNIOR, G.C.(1);MARCHESAN, G.(2);STEFANELLO, F.(3);DIAS, C.V.(1); - UFSM(1);UNIPAMPA(2);WEG(3);

Propõe-se uma metodologia com uma abordagem diferente das empregadas atualmente para o bloqueio de relés de distância em casos de oscilações de potência. O método proposto é fundamentado na comparação dos sinais de tensão e corrente com sinais de referência (função senoidal e triangular). Esta comparação é realizada a cada ciclo de 60Hz, e o erro médio quadrático existente entre os sinais amostrados e os de referência são analisados de forma a identificar as oscilações de potência. A análise do comportamento dos erros levou a definição de um padrão que serve como referência para a classificação de eventos de oscilação de potência. Percebe-se uma oscilação de potência se os erros possuem um desvio padrão maior ao ajuste predefinido. O método proposto apresenta como principal vantagem em relação aos métodos tradicionais a capacidade de identificar faltas durante oscilações de potência. Para o desbloqueio do relé no momento que acontece o curto-circuito durante oscilação de potência, o método calcula o fator de assimetria do sinal de corrente em uma janela de 1 ciclo de 60Hz. Se o valor do fator de assimetria é maior que seu ajuste predefinido, o relé é desbloqueado, permitindo sua operação. O método não requer de nenhum ajuste definido pelo usuário, evitando a necessidade de fazer extensos estudos de estabilidade que estimem o comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência. O método proposto foi testado para diversos cenários, variando-se a frequência de oscilação, o ângulo de carregamento e resistência de falta, onde foi verificado sua maior eficiência quando comparado com o métodos baseados na medição da taxa de variação da impedância aparente empregados para o mesmo objetivo.

Perguntas e respostas:

A) Foi estudada a sensibilidade do algoritmo para diferentes frequências de oscilação, em particular as mais baixas (< 3 Hz)?

Sim, o método proposto bloqueia o relé de proteção em frequências de oscilação baixas (slip < 3Hz), o efeito negativo mais importante seria um pequeno retardo para a detecção da oscilação.

B) Pretende-se estender os testes do método para sistemas mais robustos e com configuração existente no sistema elétrico brasileiro?

Sim, a curto prazo pretende-se testar em sistemas maiores e com mais pontos de análises (IEEE 39 Bus System). De obter os dados adequados de um sistema existente, eu teria toda a disposição de testar a metodologia.

C) Qual o critério utilizado para escolha das funções características triangulares na avaliação das funções amostradas?

As funções triangulares são marcadores que juntos conseguem obter uma segunda opinião da existência de oscilação de potência sem contrariar a a função senoidal. Com as funções triangulares consegue-se uma resposta mais rápida para a detecção de oscilações de baixas frequências de oscilação.

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão Artigo com 10 páginas. Figura 5 entre duas páginas Descrição do GPC está errada (não é "GRUPO DE ESTUDO CENTRO DE EXCELENCIA EM ENERGIA E SISTEMAS DE POTÊNCIA - CEESP" é "GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA")

3.6 - PROTEÇÃO PARA DETECÇÃO DE FECHAMENTO ACIDENTAL DE PARALELO ENTRE SISTEMAS FORA DE SINCRONISMO

POLONI, P.(1);TOCHETTO, A.P.(1);OLIVEIRA, R.A.D.(1); - ITAIPU(1);

A operação de sistemas em paralelo no setor de 50Hz da Usina Hidrelétrica de Itaipu consta da separação de alguns geradores para atender o sistema elétrico paraguaio (SIN-PY) e outros para o sistema brasileiro. Em 29/01/2012 ocorreu o fechamento acidental de paralelo entre esses sistemas devido a falha em uma fase de um disjuntor. Como consequência houve a explosão do disjuntor, resultando em curto-circuito e desligamento de parte do SIN-PY. A análise da perturbação mostrou que as proteções instaladas (21 e 87) não eliminariam o problema, justificando necessidade de desenvolvimento de uma proteção visando evitar danos aos equipamentos e sistemas.

Perguntas e respostas:

A) Existe previsão para se implementar o esquema proposto?

Não existe previsão. A proposta foi enviada para a área de engenharia de projeto de Itaipu, que está avaliando a possibilidade de implementação.

B) Os autores consideram viável agregar a medição fasorial em conjunto com a proteção apresentada?

Sim. Inclusive a proteção utiliza medidas fasoriais (módulo e ângulo) para decidir pela atuação. A questão é que a proteção necessita apenas das medições fasoriais correspondentes à região dos equipamentos protegidos e não necessariamente de informações de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada.

C) Por que os autores escolheram a diferença de ângulo entre as tensões, e não a diferença entre as frequências, também reduzidas a zero, para discernir a ocorrência de um fechamento acidental?

Mesmo separados eletricamente, os sistemas operam dentro de uma faixa admissível de diferença de frequência. Essas pequenas diferenças de frequência fazem com que a defasagem entre os sistemas varie continuamente ao longo do tempo, inclusive fazendo com que os sistemas cheguem a estar em contra fase. Os impactos negativos de um fechamento acidental de paralelo são decorrentes da diferença de ângulo das tensões, mesmo que esses sistemas estejam com frequências muito próximas. Além disso, o fechamento de paralelo entre sistemas com frequência diferente pode não trazer impactos aos sistemas se a defasagem angular entre eles for pequena. Desta forma, a análise da defasagem angular caracteriza melhor os impactos a que os sistemas estarão submetidos no caso de fechamento de paralelo e foi utilizada na proteção.

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão

3.7 - DESAFIOS DA REVISÃO PERIÓDICA DE AJUSTES DE GRANDES SISTEMAS - NORMAS, PROCEDIMENTOS E FERRAMENTAS

FERREIRA, R.A.B.(1);BASTOS, M.R.(2);JUNIOR, N.J.F.(2); - SIEMENS(1);CTEEP(2);

O artigo proposto tem o objetivo de discutir a realidade brasileira em relação aos processos para revisão dos ajustes empregados atualmente, as modificações propostas pela NERC PRC-027-1 para o mercado americano, e ferramentas disponíveis que possibilitam um gerenciamento das informações e automatização do processo de revisão de ajustes com o objetivo de diminuir o trabalho da equipe e evitar erros humanos. Será apresentado um estudo de caso utilizando o software SIGUARD PSA demonstrando a verificação automática da coordenação das proteções. O sistema elétrico e os relés de proteção são modelados no software PSS Sincal. Os resultados são apresentados de uma forma visual, possibilitando a identificação da região com problema e minimizando o trabalho do especialista que poderá focar seus esforços na revisão dos ajustes.

Perguntas e respostas:

A) Os autores poderiam explicitar as principais diferenças entre o modelo brasileiro e o norte-americano para revisão de ajustes de proteção?

Quanto a avaliação periódica, ambos os sistemas determinam a avaliação, porém o Brasil define o que deve ser priorizado no item 7.1 no submódulo 11.5. Quanto ao prazo limite ambos os sistemas indicam um período de 6 anos, sendo que a norma americana diz especificamente que deve ser feito a revisão dos ajustes enquanto o submódulo 11.5 diz que o plano de ajustes de proteção deve ser elaborado nesta periodicidade máxima. Quanto a forma que os ajustes são revisados, a norma americana determina 3 opções e a brasileira não aborda este detalhe. De uma forma geral, a norma americana chama a atenção por ser bem específica e exigindo evidências não somente da implantação de procedimentos de revisão, mas também da execução da revisão dos ajustes, indicando que haverá uma fiscalização e cabendo penalidades pelo não cumprimento.

B) Os autores consideram suficiente a avaliação periódica dos níveis de curto circuito como critério para revisão de ajustes da proteção? Simulações de fluxo de potência e estabilidade também seriam necessárias?

Os estudos de fluxo de potência e estabilidade também são necessários, porém, pelo caráter sistêmico destes estudos eles já são feitos. Na CTEEP, estudos de fluxo de potência são realizados a cada quadrimestre para identificação de sobrefluxos. Em relação a estabilidade, o ONS realiza estes estudos, tendo como exemplo, na modificação de equipamentos primários o ONS emite estudos pré-operacionais, que definem os ajustes de oscilação de potência (bloqueio ou trip), religamento e sincronismo.

C) O software SIGUARD PSA funciona com outros programas de avaliação de curto-circuito, ou requer a modelagem no PSS SINICAL?

A integração com o PSS-Sincal é mais fácil e direta, porém é possível a integração com outros softwares de curto circuito por meio de APIs (Application Programming interfaces). Neste caso deve ser avaliado a compatibilidade.

3.8 - LIMITES DE SENSIBILIDADE DAS FUNÇÕES DE DISTÂNCIA, SOBRECORRENTE DIRECIONAL E DIFERENCIAL DE LINHA PARA FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA

COELHO, A.F.(1);OLIVEIRA, C.(1); - SEL(1);

Relés dedicados à proteção de linhas de transmissão possuem várias funções de proteção, visando maximizar a confiabilidade da detecção de anomalias no sistema. Dentre as funções utilizadas, pode-se citar a sobrecorrente direcional, medição de distância/impedância e diferencial de linha. Este artigo visa fazer uma comparação do desempenho das funções citadas em relação às faltas com alta impedância e apresenta informações relativas a sensibilidade de cada uma delas. Objetivando os melhores resultados de cada um dos algoritmos, o artigo considera disponível a comunicação entre os terminais da linha. As análises são feitas para faltas fase-terra, que apresentam resistências de falta elevadas.

Perguntas e respostas:

A) Na visão dos autores, em que estágio da aplicação de um sistema de proteção (especificação, projeto, comissionamento, manutenção) devem ser realizadas estas simulações, e com que frequência?

B) Poderia apresentar alguns resultados envolvendo os valores de fase (67P e 21P) usando a sequência negativa, assim como resultados usando a sequência zero?

C) Algumas oscilografias reais de faltas de altíssima impedância mostram a corrente no terminal mais fraco reduzindo do valor de carga na pré falta para praticamente zero durante o evento. Os autores consideram que a polarização dos relés 67N por sequência negativa seria sempre a melhor opção para esses casos?

Comentário: Legenda da figura 5 não ficou na mesma página

3.9 - REDE DE OSCILOGRAFIAS SAPNET®: ANÁLISE DE CASOS REAIS DE PERTURBAÇÕES EM LTS REALIMENTANDO OS PROCEDIMENTOS E ALGORITMOS DE LOCALIZAÇÃO

DE FALTAS

SOUSA, W.M.D.(1);COSTA, C.A.B.(2);NETO, V.P.D.C.(2);DIAS, A.A.(2);SANTOS, J.F.D.(2); - CEMIG(1);CEMIG GT(2);

Rede de Oscilografias Sapnet®: Análise de casos reais de perturbações em LTs realimentando os procedimentos e algoritmos de localização de faltas A Cemig GT possui, no sistema de transmissão, Registradores Digitais de Perturbação ? RDPs supervisionando as grandezas de corrente e tensão nos terminais das respectivas Linhas de Transmissão ? LTs e integrados à Sapnet® - Sistema de Análise de Perturbações em Rede. Esse Sistema utiliza como principal método de localização de faltas os dados de dois terminais conforme proposta dos autores Johns e Jamali ? 1990. Além disso, esse algoritmo de forma inovadora a partir dos valores de tensão e corrente nos dois terminais, das grandezas de sequência no ponto de falta determina a resistência de falta para cada uma das amostras entre o início e o fim da perturbação detectado pelo sistema. A estimação da resistência de falta é obtida pela mediana dos valores calculados das resistências vistas pelos terminais da linha. O procedimento operacional vigente determina que a faixa de provável localização do defeito seja consistida pela engenharia de proteção e passada às equipes de campo, com o objetivo de identificação e possíveis reparos. Após a inspeção em campo essa equipes retornam o resultado à engenharia visando a aferição do algoritmo e também adequações nos procedimentos. No âmbito regulatório as regras de cobrança da Parcela Variável no sistema de Transmissão foram atualizadas, pelo poder concedente, através da Resolução Normativa nº 729/2016 ? ANEEL. Dentre outros pontos, destaca-se isenção de PVI para desligamentos causados por queimada sem possibilidade de gestão do agente isto é, fora da faixa de servidão podendo inclusive resultar em procedimentos específicos para religar LT desligadas por queimadas. Além disso, depois de atingido o limite do PDT ? Padrão de Duração de Desligamentos sem o retorno à operação poderá ocorrer a suspensão de PB - Pagamento Base. A resolução também regula sobre a isenção de PVI quando da queda ou dano de estrutura considerando 20 horas para a detecção dos locais de falha, isolamento e mobilização, 40 horas para reparo de cada estrutura de circuito simples, 50 horas para reparo de cada estrutura de circuito duplo. Neste contexto a precisão e qualidade da localização e resistência de faltas em LTs da Cemig GT torna-se imprescindível para a agilidade das equipes de campo logo, no restabelecimento da função de transmissão minimizando as consequências para o SIN e as perdas financeiras para a concessionária. Este artigo apresenta a análise de um vasto grupo de casos reais de faltas em linhas de transmissão de EAT da Cemig GT, onde os locais das faltas, bem como suas causas, são conhecidos pelas equipes de engenharia e manutenção da empresa. Dados tais como causas certificadas ?em campo?, resistência de faltas calculadas foram comparados ao ângulo da tensão da fase faltosa no momento de inserção do curto-circuito (surgimento da corrente de falta). Essa comparação pode sugerir em alguns casos uma associação desses valores com as causas mais comuns de curtos-circuitos, como descargas atmosféricas localizadas pelo Sistema de Localização de Tempestades ? SLT sincronizado pelo GPS, queimadas e quedas de estruturas ou de árvores. Pretende-se automatizar esta análise visando sugerir aos especialistas de proteção e operação a possível causa associada às variáveis acima citadas. As análises aqui apresentadas podem reduzir significativamente o tempo de detecção dos locais de falha, isolamento e mobilização das equipes. Fornece como produto o local da falta, a resistência de falta calculada de forma precisa, o ângulo da tensão da fase faltosa no momento de inserção do curto-circuito e permite sua associação desses à causa do defeito. Finalmente essas funcionalidades, se implementadas, permitem redução do tempo de indisponibilidade dos elementos do SIN e melhoria do desempenho da concessionária de transmissão.

Perguntas e respostas:

A) Como a reação imediata da concessionária à ocorrência de faltas, ou seja, antes das equipes de campo chegarem ao local, pode ser aprimorada a partir de uma estimativa inicial das causas dessas faltas, realizada pelo SAPNET ?

Aliando estas funcionalidades (associação de resistência de falta, o ângulo da tensão da fase faltosa no momento de inserção do curto-circuito, e outros) ao histórico de localização e causas de faltas na respectiva LT, condições de tempo, etc agilizam o provisionamento de equipamentos e veículos assim como auxiliam na decisão de inspeção ou não do trecho de LT em foco.

B) Considerando-se que há pontos de sobreposição nos indicadores de diferentes tipos de falta, qual a abordagem a ser adotada no SAPNET para melhor discriminação dessas causas (inclusão de outro indicador, técnicas de inteligência computacional etc.)?

Por ora propõe-se a implementação na SAPNET da forma como concluído no estudo. Essa informação passará pelo crivo de especialistas de proteção visando consolidá-la antes de chegar até as equipes de campo. Ao longo do tempo, com o aprendizado da utilização dessa ferramenta poderão ser implementadas novas técnicas incorporando outros indicadores e/ou inteligência computacional.

C) Foi estudada a possibilidade de caracterizar as faltas não transitórias com abordagens similares à utilizada para as transitórias?

Por ora não, podendo no futuro ser dada abrangência para as faltas "não transitórias"

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão Artigo possui 10 páginas devido à erro de formatação. Itens 3 e 5 com erro de itemização.

3.10 - AUTOMAÇÃO DOS PROJETOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO UTILIZADO OS SOFTWARES ELÉTRON E DIAGLOG.

FILHO, E.P.M.(1);FILHO, W.S.(1);DUTRA, C.A.C.(2);FERNANDES, L.V.(3);PURIFICACAO, G.D.S.(4); - Eletronorte(1);ELETORONORTE(2);LEME(3);THEMAG(4);

O objetivo deste trabalho é mostrar os ganhos de qualidade, produtividade e redução dos custos de elaboração dos projetos de Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão ? SPCS, utilizando o automatismo dos softwares Elétron (para os Diagramas Trifilares e Funcionais) e Diaglog (para os Diagramas Lógicos), iniciados em 2008, que processam sobre a plataforma AutoCAD. Os projetos pilotos foram iniciados pela Eletronorte nas Empreitadas Integrais, elaborados então pelas projetistas das contratadas. Após resultados satisfatórios, a Eletronorte decidiu em 2010 iniciar a migração de todos os seus Padrões de Engenharia de Projeto ? PEPs utilizando os referidos softwares Elétron e Diaglog.

Perguntas e respostas:

A) Todas as subestações da Eletronorte já têm seu projeto de SPCS documentado usando as ferramentas apresentadas e seguindo os padrões de projeto estabelecidos?

Desde 2015 todos os novos projetos de SPCS contratados pela Eletronorte são elaborados utilizando as ferramentas Eletron e o Diaglog. Todos os demais projetos anteriores a esta data foram elaborados utilizando apenas o AutoCAD. É importante frisar que todos PEPs (Padrões de Engenharia de Projetos) foram redesenhados e convertidos utilizando-se as ferramentas Elétron e DiagLog, e que estes PEPs são a base para a elaboração dos novos projetos de SPCS dos diversos Empreendimentos que a Eletronorte participa. Desta forma, independentemente de quem elabore um novo projeto de SPCS, tem-se a garantia de que ele sempre seguirá os padrões estabelecidos pela engenharia da Eletronorte.

B) De que forma a norma IEC 61850, citada nas referências do artigo, é considerada na automação do projetos de proteção e controle pelos softwares utilizados?

A norma IEC 61850 é melhor representada na elaboração dos projetos, principalmente no que tange aos TAGs das mensagens GOOSE, utilizadas nas funções de controle, proteção e supervisão. Tais mensagens são representadas nos diagramas lógicos elaborados pela ferramenta Diaglog.

C) O trabalho mostra a redução dos tempos envolvidos na execução do projeto com a automação. Qual o comentário dos autores sobre a questão dos custos no projeto convencional e no projeto automatizado, incluindo licenças de software?

O custo com mão de obra foi reduzido significativamente, não só pela velocidade de execução dos projetos, como também pela eliminação do retrabalho que havia no processo antigo (convencional) de projetar, desenhar e conferir, e que mesmo assim não impedia que erros fossem cometidos. Estes erros acabavam sendo identificados apenas no momento da execução dos TAFs ? Testes de Aceitação em Fábrica ou até mesmo durante as execuções dos comissionamentos, e acabavam agregando custos extras com mão de obra e materiais, além da possibilidade de atrasarem a energização dos empreendimentos. A ferramenta proporciona confiabilidade e qualidade, através de ferramentas de verificação do projeto, que alertam sobre possíveis erros cometidos, tanto no diagrama elétrico quanto no lógico. Uma vez corrigidos estes documentos, o Elétron e DiagLog elaboram de forma automática os documentos construtivos e de interligação, sem a possibilidade da ocorrência de erros. Como exemplo de redução de tempos (e custos) podemos citar a questão da elaboração dos diagramas de interligação de cabos de vãos da subestação. Pelo método convencional eram necessários aproximadamente 15 dias úteis, pelo método automatizado o mesmo trabalho é feito em apenas 1 hora. O método convencional já utilizava o software AutoCAD para elaboração de desenhos. Com a automatização continuou-se a utilizar este software e foram adquiridas licenças dos softwares Elétron e DiagLog, que por sua vez também utilizam o AutoCAD como plataforma. O custo das licenças é diluído em todos os empreendimentos para os quais são empregados.

Comentário: Artigo com 10 páginas por problema de paginação. As Figuras 4-7, 12 e 13 não são referenciadas no texto. As Figura 8, 10 e 11 são tabelas e deveriam ser assim chamadas, mesmo sendo inseridas como imagem no arquivo. Algumas imagens têm texto com letras muito pequenas, procurar melhorar.

3.11 - ANÁLISE E COMPARAÇÃO DE SISTEMAS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

RODRIGUES, M.A.M.(1);Miranda, A.L.L.(2);BARBIN, D.(3);ARAÚJO, F.B.D.(4);MURATORE, J.P.(5);LIMA, J.C.M.D.(6);SOUTO, L.D.C.(7);PUPPI, L.V.S.(8);BASTOS, M.R.(3);SALLES, N.J.D.(9);Campos, S.R.(10); - CEPEL(1);CEPEL(2);CTEEP(3);Furnas centrais elétricas SA(4);Light(5);PUC Minas (6);Escola Politécnica da USP(7);COPEL(8);CPFL(9);Cemig D(10);

Localização de faltas em linhas de transmissão é um tema amplo, que envolve várias técnicas e áreas de aplicação. O Study Committee B5 do CIGRÉ criou um grupo internacional para estudar os diversos métodos existentes, cujo trabalho ainda está em andamento. O relatório a ser preparado pelo WG B5.52 ? ?Analysis and comparison of fault location systems in Substation Automation Systems? - vai discutir sobre os princípios e características práticas de implementação das técnicas de localização de faltas, indicando as diferentes aplicações desses resultados, além de apresentar o conteúdo de uma pesquisa internacional sobre a utilização de localização de faltas nas concessionárias. O foco principal do trabalho do WG B5.52 é avaliar e comparar diferentes conceitos disponíveis para localização de faltas e fazer recomendações para a aplicação adequada de sistemas de localização de faltas em redes de transmissão e distribuição.

Perguntas e respostas:

A) Quando o relatório do Working Group deverá estar concluído?

O relatório já foi concluído pelo grupo de trabalho B5.52 e será entregue ao Study Committee em setembro desse ano para análise e aprovação final. Caso não haja maiores problemas, o relatório deverá ser publicado em 2018, sendo disponibilizado no e-cigré.

B) No desenvolvimento do trabalho foi possível estabelecer em que pontos as concessionárias brasileiras estão à frente ou precisam avançar em termos de localização de faltas em linhas de transmissão?

Na área de transmissão algumas concessionárias já utilizam localizadores de falta por ondas viajantes, que são considerados entre os de melhor precisão. Em particular, essa técnica é muito importante para aplicação em linhas de transmissão com compensação série, onde os sistemas baseados em impedância encontram grande dificuldade. Merece destaque a sincronização temporal da medição de dados aplicado aos localizadores dedicados e ao sistema de oscilografia, assim como a disponibilidade de comunicação de dados. Existem sistemas onde os resultados, calculados automaticamente a partir de oscilografias, ficam disponibilizados na intranet da empresa para consulta das áreas interessadas. Na área de distribuição os sistemas de localização de faltas são pouco utilizados, sendo o retorno do call-center e a medição nos alimentadores as principais formas de estimar o ponto de falta. Entretanto, nota-se já em várias distribuidoras um trabalho de modernização de seu parque, incluindo sensores e atuadores remotos que possibilitam ganhos imediatos na redução dos índices de DEC e FEC.

C) Como a disponibilidade de comunicação impacta a localização de faltas em sistemas de transmissão e de distribuição?

Em sistemas de transmissão, a disponibilidade de comunicação impacta as técnicas de localização de faltas que utilizam dados de medições nos dois terminais, pois estas requerem a comunicação desses valores entre os extremos da linha de transmissão. Em contrapartida apresentam um resultado melhor quando comparados com as técnicas que utilizam dados de um terminal. Isso vale tanto para métodos baseados em impedância como em ondas viajantes, mas por motivos diferentes. O importante é considerar não a disponibilidade mas os requisitos de comunicação e de sincronização temporal dos dados, pois dependendo da técnica utilizada, estes podem ser mais ou menos restritivos. Por exemplo, existem alguns algoritmos que conseguem minimizar o efeito da não sincronização temporal das medidas sobre o erro da localização da falta. Outro fator importante está ligado à comunicação de dados entre o registrador e a empresa, independente da necessidade de conectar os dois terminais. Acontece que a disponibilidade do registro oscilográfico em tempo hábil tem impacto direto na agilidade das análises e do cálculo de localização da falta e, essenciais tanto para a otimização dos serviços das equipes de manutenção no atendimento às emergências, quanto para a redução dos tempos de indisponibilidade das instalações e energia não suprida das cargas dos agentes de distribuição. Em sistemas de distribuição as melhores soluções para localização de faltas utilizam sensores de corrente distribuídos em pontos estratégicos do sistema, utilizando meios de comunicação existentes, com o sistema de telefonia celular em áreas urbanas. As soluções baseadas em medições no alimentador apresentam problemas, principalmente devido à natureza mais malhada do sistema de distribuição. Existem outras soluções mais avançadas, baseadas em Smart Grids, onde os medidores podem comunicar às concessionárias a interrupção de energia, ou mesmo soluções baseadas no acesso dos clientes ao call center da empresa. Um dos problemas a serem enfrentados está na localização de defeitos em áreas rurais, onde a infraestrutura de comunicação é mais deficiente.

Comentário: Artigo não possui conclusões Referências Bibliográficas fora do padrão O revisor que é autor do artigo não deu nota.

3.12 - SARF - SOFTWARE DE ANÁLISE DE REGISTROS E FASORES

TOCHETTO, A.P.(1);TREVISAN, F.(2);TERADA, G.G.(3);MELO, L.C.V.(4);VANZELLA, A.(5);ARANHA, L.E.E.(5); - ITAIPU(1);ITAIPU(2);ITAIPU(3);ITAIPU(4);FPTI(5);

O Software de Análise de Registros e Fasores (SARF) foi desenvolvido por meio de uma parceria entre Itaipu e a Fundação Parque Tecnológico de Itaipu (FPTI). A principal premissa para o desenvolvimento foi reunir em um único software as características e funções necessárias para análise de registros de curta duração, longa duração e de medição fasorial sincronizada, baseando-se na experiência da equipe técnica de Itaipu. O trabalho descreve as principais características e funcionalidades do software e apresenta a descrição de duas perturbações feitas com o auxílio do SARF e suas ferramentas.

Perguntas e respostas:

A) Considerando tratar-se de um projeto de pesquisa, que funcionalidades foram ou estão sendo desenvolvidas no SARF que não são contempladas nos softwares de análise disponíveis comercialmente?

Foram implementadas várias funcionalidades novas. Dentre elas se destacam: 1) importação de registros de simulações do anatem (.plt) para comparação com registros de longa duração e registros fasoriais; 2) importação de dados fasoriais diretamente de PDCs; 3) Aplicação de fórmulas customizáveis; 4) Várias opções para visualizar registros de forma sincronizada, inclusive com opção para sincronizar registros manualmente; 5) ferramentas para análise de oscilações em registros de longa duração e de medição fasorial (picos consecutivos e prony). Além disso, o software foi desenvolvido de maneira modular, de modo que novas funcionalidades possam ser facilmente agregadas.

B) Em Itaipu, os dados de oscilografia, de longa duração e de sincrofases são provenientes de dispositivos distintos ou de um dispositivo multifunção?

São provenientes de dispositivos multifunção. Esses dispositivos geram registros (arquivos) de curta e longa duração em função de triggers pré-configurados. Já os dados fasoriais são enviados a um PDC de maneira contínua, 24h por dia, sete dias por semana.

C) Na análise modal usando Prony, como é determinado o tamanho da janela (número de pontos) e o passo da janela (número de pontos entre o início da janela em duas realizações do cálculo)?

No método de Prony implementado no SARF para análise modal, o usuário seleciona manualmente a parte do registro que será utilizada no cálculo e consequentemente o número total de amostras do registro que serão utilizadas ?N?. O usuário também deve indicar a ordem do polinômio ?n? que deseja utilizar na estimação e o fator de decaimento ?d?, que representa o número de amostras a ser considerado como intervalo para compor os coeficientes da matriz de amostras. Com base nessas informações, o SARF utiliza a metodologia descrita em [7] para estimar os modos de oscilação.

Comentário: Resumo com 91 palavras. Referências Bibliográficas fora do padrão Artigo mais de 9 páginas

3.13 - PADRONIZAÇÃO E AUTOMATIZAÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO EM SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO DA CHESF

BEZERRA, H.E.S.(1);ARAUJO, P.M.D.(1);SILVA, F.A.D.(1); - CHESF(1);

Este Informe Técnico visa abordar as ações tomadas, dificuldades encontradas, soluções adotadas e lições aprendidas no processo de padronização dos projetos Chesf na área de Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) em Subestações de Transmissão de energia elétrica em alta e extra alta tensão. É apresentada uma análise dos resultados obtidos até o momento. O trabalho também aponta para o monitoramento futuro do impacto da uniformização e automatização, evidenciando possíveis ganhos de produtividade na operação, testes e manutenção do sistema.

Perguntas e respostas:

A) No estágio A do processo ocorre a padronização do arranjo de barramento, nível de tensão, tipo de vão (linha, transformador, banco capacitor, etc.) e descrições básicas de filosofia de proteção. Estas informações são disponibilizadas em um arquivo SCL da norma IEC 61850 para os fornecedores?

É um estágio esperado a ser atingido no processo, mas hoje todas as definições são feitas por meio de texto e diagramas que contam na Especificação Técnica, parte integrante do processo de licitação para aquisição dos materiais e serviços necessários.

B) Que nível de padronização conseguiu ser alcançado na etapa de ajustes de proteção (funções aplicadas, lógicas, BI, BOs, etc)

Em termos de funções aplicadas, lógicas, materiais usados (arranjo de bornes de painel, relés auxiliares, quantidades de BIs/BOs, etc) conseguimos uma boa definição elaborando desenhos funcionais e lógicos para cada tipo de evento. A parte de padronização de ajuste de proteção (como valores de configuração de parâmetros de cada função de proteção) só conseguiria ser atingida com definição de padronização no estágio C, quando se tem os IEDs definidos. Isso a Chesf é impedida por lei (lei 8.666/1993) no momento da aquisição. O que podemos buscar é padronização de critérios de definição dos ajustes.

C) A CHESF padroniza também a arquitetura e forma de acesso remoto aos IEDs através da rede corporativa?

Existe sim a padronização de arquitetura (protocolos utilizados, topologia física e lógica, etc). Esta padronização é definida por meio de texto e diagramas. O acesso a rede de IEDs não é realizado de forma direta, mas via servidores. Nas Subestações existem um servidor que denominamos "Servidor de Engenharia" que acessa os IEDs da instalação que conseguem ser acessados por meio da rede corporativa.

Comentário: Resumo com 81 palavras Falta um item com título CONCLUSÃO O artigo deverá ser submetido a um corretor ortográfico para correção de lapsos de digitação.

3.14 - SEGURANÇA CIBERNÉTICA NA CHESF: UMA ANÁLISE DE VULNERABILIDADES NA ARQUITETURA DE REDE, SUPERVISÓRIO SAGE E PRINCIPAIS PROTOCOLOS UTILIZADOS NO SISTEMA DE PROTEÇÃO E CONTROLE DAS SUBESTAÇÕES

ARAUJO, P.M.D.(1);SILVA, F.A.D.(1);COUTINHO, P.R.L.D.N.(1); - CHESF(1);

Este trabalho tem como objetivo avaliar a atual situação dos Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) da Chesf no que diz respeito à segurança cibernética. A arquitetura e tecnologias utilizadas nos sistemas existentes (redes de comunicação, sistema supervisório, dispositivos inteligentes) são analisadas com

respeito às vulnerabilidades e riscos de ataques cibernéticos. Estratégias de mitigação e melhorias na arquitetura são apresentadas, assim como um guia para a implementação de uma política de segurança cibernética nos sistemas SPCS Chesf.

Perguntas e respostas:

A) Na visão dos autores, que área operacional deve gerenciar a segurança cibernética das redes de automação locais e remotas: área de proteção, automação e controle; área de telecomunicações; ou área de TI?

O ideal seria que estas três áreas estivessem sob uma mesma gerência com poder de decidir as políticas necessárias. Especificamente sobre a segurança das redes operacionais (proteção e automação), as equipes especialistas nestas áreas são as mais apropriadas para tomar medidas de segurança (é mais fácil especialistas em protocolos e redes de automação incorporarem práticas de segurança do que o contrário). Para o modelo da Chesf, que possui áreas separadas de telecomunicações, automação e TI, preferimos a criação de um grupo interdisciplinar de resposta a incidentes, ligado à alta gerência, com poderes para definir, aplicar e supervisionar políticas de segurança abrangentes a todas estas áreas.

B) A CHESF padroniza a arquitetura de segurança cibernética de suas instalações?

A Chesf possui há algum tempo elementos para melhorar a segurança das redes de automação nas instalações incorporados no seu padrão de arquitetura, no entanto estamos em processo de revisão deste padrão de forma a tornar a segurança cibernética uma premissa fundamental nos projetos, incorporando os conceitos e métodos descritos neste artigo à arquitetura padrão das subestações.

C) Em que estágio a empresa se encontra em relação às medidas discutidas no artigo?

No que diz respeito a aspectos práticos de melhoria da segurança cibernética (gerenciamento de senhas, hardening, etc), medidas isoladas foram e estão sendo tomadas ad hoc por cada órgão em sua área de competência, sem um órgão central que coordene, com discussões eventuais em workshops internos. No que diz respeito a uma política de segurança perene e abrangente, integrando todas as áreas, incluindo a automação, estamos no início do caminho, e este artigo é uma discussão nesse sentido.

Comentário: Resumo com 78 palavras O artigo deverá ser submetido a um corretor ortográfico para correção de lapsos de digitação.

3.15 - MUDANÇAS EM PROCEDIMENTOS DAS ÁREAS DE PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO DA CEMIG-D EM TEMPOS DE MUDANÇAS TECNOLÓGICAS E REDUÇÃO DE PESSOAL

LIMA, J.C.M.D.(1);JÚNIOR, I.H.P.(2);BRAZ, A.S.(2);MURTA, M.L.(2);COELHO, M.M.(3);FARIA, H.D.S.(4); - Cemig D(1);CEMIG D(2);Cemig D(3);Cemig D(4);

Os impactos das novas tecnologias nas diversas áreas responsáveis pelas atividades de proteção, controle e automação dos sistemas elétricos têm obrigado as empresas a repensar seus procedimentos de trabalho visando dar maior eficiência a essas atividades de engenharia. A complexidade dos sistemas de proteção, controle e automação exige um esforço constante de padronização, de modo que as aplicações possam trazer o máximo de repetibilidade possível, contribuindo para uma maior eficiência nas entregas das diversas áreas. Essa busca por padronização é particularmente necessária num momento em que as empresas, por problemas econômicos ou exigências regulatórias que obrigam à busca de maior eficiência, experimentam situações de redução de pessoal ou de terceirização de algumas atividades. Encontrar o nível de padronização adequado para as aplicações de proteção, controle e automação e adaptar os procedimentos de trabalho à nova realidade, onde a empresa trabalha com um mix de empregados próprios e terceirizados, estabelecendo níveis de controle e critérios de aceitação para as diversas entregas ao longo do processo, é um desafio que exige muita discussão interna e a participação efetiva das áreas responsáveis por cada atividade.

Perguntas e respostas:

A) Em relação aos novos procedimentos informados no artigo, o tempo e os custos de projeto e comissionamento são reduzidos em relação à abordagem convencional ou a vantagem é constatada apenas quando se considera o ciclo de vida completo do sistema?

As primeiras subestações que adotaram os novos padrões e procedimentos tiveram o comissionamento concluído recentemente e ainda não houve um detalhamento quantitativo do tempo e custos envolvidos quando comparados com a abordagem convencional. No entanto, a percepção é de que houve uma redução significativa do prazo total das etapas de TAF, TAC e comissionamento, principalmente das atividades em campo. A redução total dos tempos de testes e comissionamento é estimada em 50%. Vale ressaltar que, por se tratarem das primeiras subestações nos novos padrões e procedimentos, foi demandado um grande esforço do desenvolvimento do projeto, considerando as novas filosofias adotadas e a implementação de novas lógicas de proteção, controle e automação. Esse cenário exigiu maior esforço das equipes de projeto. Como fato concreto, a duração do comissionamento foi drasticamente reduzida (visto que muitos dos testes foram realizados em fábrica) e as subestações foram comissionadas e entregues para operação antes do prazo inicialmente previsto. A expectativa é que as próximas novas subestações terão maior redução nos prazos, devido principalmente à padronização das soluções e procedimentos.

B) Nos projetos de padronização da CEMIG que exigem a adoção da norma IEC 61850 os arquivos SCL da especificação são disponibilizados para os fornecedores?

Até esse momento ainda não. Os fornecedores integradores recebem a Especificação Técnica dos Sistemas Digitais, fornecidas em arquivo texto. São também entregues ao fornecedor os diagramas lógicos requeridos para implementação, definindo a filosofia a ser desenvolvida no projeto. A validação dos requisitos técnicos é realizada nos Testes de Aceitação em Fábrica (TAF).

C) Que mudanças devem ser implementadas pelas empresas para vencer o desafio do gerenciamento da implantação dos sistemas integrados de P,C&A de subestações em um ambiente de intervenção de equipes terceirizadas, no todo ou em parte, do processo de implantação?

Primeiramente, para vencer o desafio das novas tecnologias é preciso investir na formação do pessoal, entendendo que essas novas tecnologias implicam na utilização de novas ferramentas e novos métodos de trabalho. Em todas as áreas envolvidas com o tema P, C

Comentário: Bibliografia fora do padrão.

3.16 - SISTEMA GESTOR DA BASE FONTE DOS SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DA CEEE-GT

OLSEN, R.L.(1);DONADUZZI, V.(1); - CEEE-GT(1);

Para fazer frente ao aumento da quantidade informações obtidas das subestações, da necessidade de automatização e da enorme quantidade de conexões de dados de supervisão entre IED's, remotas, concentradores de dados, IHM's de operação, centros de telecontrole e de operação, agentes de geração, distribuição e transmissão, ONS, etc., foi desenvolvido um sistema para apoiar a gestão das configurações, bases de dados e telas de todos os sistemas SCADA/EMS e dispositivos que se conectam à rede de supervisão e controle da CEEE-GT. Este sistema, montado utilizando recursos de software livre, é composto de banco de dados, aplicativos e scripts. O sistema permitiu padronizar, facilitar e automatizar grande parte do fluxo de trabalho dos profissionais de Engenharia de Supervisão da CEEE-GT. Esta metodologia de trabalho possibilitou reduzir os tempos de implantação das modificações e expansões no sistema, diminuiu custos e garantiu uma maior correção das bases de dados e telas.

Perguntas e respostas:

A) As normas CIM da IEC definem padrões de representação de dados em sistemas elétricos. Estas normas foram consideradas na modelagem de dados?

Não foi utilizado o modelo CIM para esta implementação, mas é algo que consideramos fazer futuramente ou alternativamente criar um conversor do modelo empregado para o modelo CIM.

B) Como é realizada a atualização da base de dados quando mais de um usuário remoto tenta modificar o mesmo registro?

O próprio SGBD resolve estas questões de concorrência. Neste caso, o sistema gera um erro para o acesso simultâneo ao mesmo registro ou valerá a última alteração. Por isto é importante que o trabalho seja feito de uma forma minimamente coordenada, por exemplo cada usuário trabalhando em uma subestação diferente ou sobre um subconjunto de pontos distintos. De qualquer forma toda a sequência de alterações é registrada e pode ser consultada para dirimir dúvidas ou desfazer eventuais alterações indevidas.

C) No caso de ampliações de subestações, os projetos já são executados no padrões do GBF?

Sim, todas as ampliações, retrofits e novas obras são feitas utilizando este sistema.

Comentário: Mais de 5 palavras-chave Legenda da Tabela 1 na posição errada.

3.17 - LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO EQUAÇÕES NO DOMÍNIO DO TEMPO

PINO, G.(1);JUNIOR, G.M.(1); - EPUSP(1);

Este trabalho apresenta um novo método de localização de faltas para linhas de transmissão, que utiliza amostras de tensões e correntes no domínio do tempo para a solução das equações diferenciais que descrevem o fenômeno, e que considera os tempos de propagação desses sinais. O modelo empregado é baseado em equacionamento que adota os parâmetros da linha de transmissão plenamente distribuídos, ao contrário do equacionamento de Bergeron e não utiliza a abordagem fasorial, evitando os problemas decorrentes dessa técnica. O método foi implementado para a localização de faltas em linhas monofásicas e os resultados indicam

precisão e velocidade.

Perguntas e respostas:

A) Qual a influência da representação dos terminais da linha com parâmetros concentrados no modelo proposto?

As LT's são mais bem modeladas quando se considera a resistência plenamente distribuída em comparação à concentração da mesma nos terminais e/ou no centro da LT. Esse fato pode ser constatado algebricamente nas equações (10) e (11) do trabalho, pois há a consideração da resistência e condutância distribuída em partes da resolução das equações do telegrafista. Quando se simplifica o modelo de LT através da concentração da resistência linear, assume-se que, durante o regime transitório, as ondas de tensão e corrente viajarão sem atenuação resistiva ao longo de toda a linha. Quando as ondas finalmente chegam aos terminais da LT, há proeminentes reflexões de onda por conta da presença das resistências concentradas. Essas fictas reflexões são mais bem observadas quanto maior for a LT e/ou maior for a resistência linear da mesma. Como o localizador de faltas proposto opera no domínio do tempo discreto, e portanto, hábil de se aplicar em regime transitório, é válido que cada reflexão de onda seja minuciosamente contabilizada pelo o algoritmo desenvolvido. Os autores se disponibilizam a enviar a comparação entre as formas de onda de tensões e correntes que evidenciam as diferenças apresentadas no texto.

B) Os autores pretendem estender o método para sistemas trifásicos, incluindo também a influência dos acoplamentos entre fases?

Sim, há atualmente o desenvolvimento de um modelo de LT polifásica, não transposta e com parâmetros plenamente distribuídos que será justaposto ao propósito de localização de faltas. Este desenvolvimento será submetido a alguma revista de relevância internacional ainda no ano de 2017.

C) O processo de otimização possui mínimos locais? Qual a técnica de otimização utilizada para achar o Xí ótimo?

Sim, o processo de minimização pode apresentar mínimos locais. Como a minimização é feita por varredura simples, sabe-se que o ponto de falta é justamente o mínimo global.

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão. Seria bom se a tabela 1 ficasse toda na mesma página.

3.18 - TESTE DE UM ALGORITMO DE RELIGAMENTO ADAPTATIVO RÁPIDO PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO RELÉ DE PROTEÇÃO

DIAS, O.F.D.R.(1);TAVARES, M.C.D.(1);MAGRIN, F.G.S.(1); - FEEC/UNICAMP(1);

Este trabalho apresenta a aplicação de um novo método de religamento monopolar e tripolar automático adaptativo rápido em linhas de transmissão utilizando um relé de proteção comercial. O método garante a aplicação do religamento automático logo após a extinção de uma falta transitória, bloqueia a manobra automática e, posteriormente, executa a abertura trifásica para faltas permanentes. O artigo descreve a implementação do método proposto em um relé comercial, desde o condicionamento dos sinais necessários para o funcionamento do algoritmo como os testes da aplicação do religamento. Para representar as faltas transitórias e permanentes, foram utilizados oscilogramas de casos reais.

Perguntas e respostas:

A) Qual a justificativa para utilização dos harmônicos de terceira e quinta ordem no algoritmo de detecção da extinção do arco durante o religamento?

O defeito transitório tem como característica apresentar grandezas harmônicas provenientes do arco elétrico existente durante a falta secundária. Vários trabalhos relatados na literatura apresentam o comportamento dessas grandezas (1, 2 , 3) e as componentes de terceira e quinta harmônicas na tensão da fase aberta são as componentes harmônicas mais significativas do arco secundário. Utilizaram-se tais grandezas para estimar a extinção do defeito transitório, o algoritmo desenvolvido trabalha com as grandezas harmônicas em combinação com a componente fundamental da tensão fase-terra no terminal da fase aberta. (1) M. Tavares, J. Talaisys and A. Camara, "Voltage harmonic content of long artificially generated electrical arc in out-door experiment at 500 kV towers", IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., Vol. 21, No. 3, pp. 1005?1014, 2014. (2) Dias, O.F., Magrin, F., Tavares, M.C.: "Comparison of secondary arcs for reclosing applications?", IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., 2017, 24, (3), pp. 178 (3) Radojevic, Z.M., Shin, J.R.: "New algorithm for adaptive reclosing based on the calculation of the faulted phase voltage total harmonic distortion factor?", IEEE Trans. Power Deliv., 2001, 16, (4), pp. 676?686

B) O método de religamento adaptativo utilizado no teste apresentado no trabalho (implantado internamente no SEL 421) já foi publicado? Em caso positivo, qual a referência?

O método ainda não foi publicado, uma vez que foi solicitado um pedido de patente. O pedido de patente foi depositado no INPI (1), os artigos para publicação estão em elaboração. (1) Tavares, M. C., Dias, O. F., Magrin, F.: "Método De Religamento Monopolar E Tripolar Adaptativo Rápido Em Linhas De Transmissão?". 2015. Pedido de patente depositado no INPI em 24/08/2015 sob número BR 10 2015 020352 7

C) Por que foi preferido o filtro de cossenos para o sinal de tensão e não da transformada de Fourier?

Utilizou-se o filtro cosseno porque o equipamento no qual foi implementando o algoritmo (SEL421) trabalha com tal filtro. O filtro também é escolhido por já ser imune à componente cc e à componente exponencial. Vale destacar que a utilização de qualquer outro filtro não prejudicará o funcionamento do algoritmo, desde que realize a extração das grandezas de terceira e quinta harmônicas da tensão no terminal da fase aberta.

Comentário: Explicar no texto o que significa o bloco "FONTE" da Fig. 4 ?

3.19 - UMA ABORDAGEM DOS INDICADORES DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DA ELETROSUL COM FOCO NA QUALIDADE DE INFORMAÇÃO

FLORES, P.H.(1);MARCOS, D.V.(1); - ELETROSUL(1);

Em um sistema supervisório além da medida e do estado propriamente dito, estão associados atributos de qualidade: invalidez na origem, manual na origem, falha de aquisição, entre outros. Estes atributos indicam como o ponto está sendo apresentado à operação. A qualidade garante a veracidade da informação e a tomada de decisão mais adequada. Por isso é fundamental monitorar a quantidade de pontos com problemas de qualidade, para gerar ações de manutenção preditiva e corretiva. O trabalho vai apresentar a metodologia para gerar indicadores de qualidade, as ferramentas de coleta de dados, o tratamento, relatórios e as ações decorrentes desta avaliação.

Perguntas e respostas:

A) Foi realizada alguma correlação dos indicadores propostos com as ações de manutenção preventiva realizada?

As ações de manutenção preventiva não incluem em sua rotina a verificação de pontos inválidos na origem. As verificações estão relacionadas a comunicações com IEDs em falha, ou pontos visíveis em telas unifilares com problema. Um dos objetivos do trabalho é justamente apontar para o fato de que somente a comunicação válida com os IEDs não garante a qualidade das informações. Esta nova abordagem deverá ser incorporada num futuro próximo pelas equipes de manutenção. Outro item importante é a determinação de prioridade de atendimento pela manutenção, otimizando a logística de atendimento das equipes de manutenção.

B) Existe previsão para implementação da proposta de padronização eliminação de pontos envolvendo as áreas de Operação (Proteção) e Manutenção?

O trabalho nesta primeira fase foi de definir uma metodologia e validar sua implementação. Entre as ações seguintes para aplicação deste indicador esta fazer uma definição mais exata junto com o normativo da operação dos pontos importantes para supervisão e controle do sistema de potência. Também esta em andamento na Eletrosul um trabalho que vai redefinir a nomenclatura de pontos e o seu tratamento no sistema de supervisão, de maneira a que as informações que chegam ao operador em tempo real sejam associadas a ações concretas dele, e para que sejam registradas informações relevantes para as equipes de manutenção. Dentro deste contexto deverão ser incluídos aspectos levantados no trabalho, como eliminação de pontos futuros e identificação de pontos de terceiros.

C) No gráfico de Histórico de PAS, PDS e INSO Médio Geral ano 2016 (Fig. 2) pode-se observar uma piora dos índices no período de maio a setembro. Também se observa valores maiores para as medições de valores analógicos. Existe alguma explicação para isso?

O trabalho justamente procura mostrar a importância de acompanhar a qualidade das informações do sistema de supervisão. Sendo assim, como os números foram levantados a posterior dos eventos não é possível determinar com certeza a origem da variação ao longo do tempo. Mas possivelmente esta associado à perda de informações de terceiros e IEDs associados a medição (multimedidores e medidores de páteo de transformadores e reatores), que contem principalmente leituras de medidas.

Comentário: 6 palavras chave Referências Bibliográficas fora do padrão. Artigo com 10 páginas (problema de formatação) A Figura 1 é uma tabela. Legenda da tabela 6 perdida no meio de texto Nas Tabelas 01 e 02 explicar o que significam "PAS" e "PDS".

3.20 - CARACTERÍSTICAS DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO DAS PRINCIPAIS TECNOLOGIAS MODERNAS DE GERAÇÃO

TRUJILLO, K.R.B.(1);TRINDADE, F.(1); - UNICAMP(1);

Este trabalho investiga as características da corrente de curto-circuito e propõe o uso de modelos simplificados para a representação das quatro principais tecnologias de geradores distribuídos em estudos de cálculo de curto-circuito: síncrono, indução, fotovoltaico (FV) e gerador de indução duplamente alimentado (do inglês, DFIG). Maior ênfase é dada ao gerador FV e o DFIG uma vez que a informação disponível sobre os geradores equipados com avançados sistemas de controle é limitada. Esta

investigação é importante para entender os efeitos dessas tecnologias sobre as correntes de curto-circuito. Além disso, os modelos propostos seguem a lógica das principais normas de cálculos, IEC e ANSIVIEE, as quais definem fatores multiplicativos para uma impedância equivalente ou para a magnitude de uma fonte de tensão ou corrente. Simulações de transitório eletromagnético são utilizadas para validar as características da contribuição de corrente de curto-circuito e os modelos propostos

Perguntas e respostas:

A) Qual a dependência que os modelos simplificados possuem em relação a dados fornecidos pelos fabricantes de geradores distribuídos?

Os modelos simplificados empregam entre um e três parâmetros fornecidos pelo fabricante (sem considerar valores nominais de potência, tensão e corrente). No entanto, no caso dos geradores convencionais (indução e síncrono) existe uma ampla base de dados típicos e na maioria dos casos, utilizam-se valores tipicamente fornecidos.

B) As autoras citam a utilização de transformador Delta-Y para interligação da GD. No caso da abertura rápida do terminal da concessionária, qual seria o comportamento esperado da GD para falta monofásica no alimentador 25 kV?

A partir da conexão do diagrama de seqüências positiva, negativa e zero, durante faltas monofásicas a tecnologia de GD fornece apenas correntes de seqüências positiva e negativa com exceção do sistema fotovoltaico trifásico que fornece apenas corrente de seqüência positiva.

C) Quais as dificuldades para estender esse estudo para geração eólica ?

Existem quatro classes de geradores empregados na geração eólica, o Gerador de Indução Duplamente Alimentado (do inglês, DFIG), modelado no artigo, é um dos mais difundidos. O comportamento sob condições de curto-circuito varia, pois a conexão à rede de cada classe é diferente. Nesse sentido, a lógica empregada na análise do curto-circuito do DFIG no nosso trabalho pode ser empregada para analisar as outras três tecnologias sob curto-circuito. Porém, após de estabelecer as características da contribuição de cada classe, a maior dificuldade será a definição dos parâmetros que melhor se ajustam para definir seu comportamento, pois evidentemente os empregados para o DFIG não serão todos úteis.

Comentário: Biografia de autor com mais de 10 linhas

3.21 - ANÁLISE DA COORDENAÇÃO ESTÁTICA E DINÂMICA ENTRE OS LIMITADORES DO REGULADOR DE TENSÃO E AS PROTEÇÕES DE MÁQUINAS SÍNCRONAS

PAIVA, R.B.D.(1);SILVEIRA, P.M.D.(2); - REIVAX(1);U Federal de Itajubá(2);

Os limitadores do regulador de tensão possuem como finalidade manter a máquina síncrona dentro do seu limite operacional. Dinamicamente deve haver uma coordenação entre os limitadores do regulador de tensão com certas funções de proteção, pois transitariamente os limites operativos da máquina podem ser extrapolados, e essas transgressões podem sensibilizar o pickup de determinadas funções de proteção da máquina síncrona. É a coordenação dinâmica que garantirá que o limitador está atuando de forma seletiva, fato que evitará um possível bloqueio desnecessário da unidade pelo sistema de proteção. O informe técnico investigará a diferença entre a coordenação estática e dinâmica entre os limitadores do regulador de tensão com certas funções de proteção de máquina síncrona, e metodologias para assegurar a coordenação dinâmica.

Perguntas e respostas:

A) As concessionárias costumam ter os modelos de todos os componentes da unidade geradora validados?

Não. Tipicamente as concessionárias possuem modelos equivalentes ou típicos. São poucas as concessionárias que possuem uma modelagem completa com modelos fiéis e validados obtidos através de ensaios de campo.

B) Em que situações se recomenda a modelagem dos reguladores de velocidade para as simulações das proteções das máquinas síncronas?

Nas situações onde ocorrem variações consideráveis da frequência da rede. Nesses estudos, a modelagem completa do sistema de regulação de velocidade (sistema de controle, atuadores, conduto forçado e turbina) é fundamental para reprodução correta do comportamento da frequência da rede analisada. A frequência afetará certos elementos de controle e proteção, e assim pode-se tomar conclusões adequadas do bom funcionamento desses elementos. Por exemplo, o PSS pode atuar de forma indevida em virtude dessa variação de frequência, causando uma descoordenação com o limitador UEL e a proteção 40. Outro aspecto é a proteção 24 em situações de rejeições de carga onde a proteção 24 e o limitador volts hertz podem ser verificados.

C) Como os autores avaliam a possibilidade de comprovar previamente essa coordenação dinâmica entre os limitadores e as funções de proteção nas usinas existentes?

Se os estudos prévios forem feitos com todos os dados de entradas devidamente validado é possível obter resultados que indiquem se os ajustes da proteção e controle de tensão estão adequados. Sem esses dados de entrada, é inviável um estudo com resultados precisos para uma análise da coordenação dinâmica da proteção e controle.

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão Na Fig. 1 não se consegue ler as legendas identificando os traços em cada cor.

3.22 - UMA NOVA PLATAFORMA IEC 61850 BASEADA EM SINCRIFASORES PARA SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO

LIRA, R.(1);GIOVANINI, R.(1);LELLYS, D.(1); - GE(1);

Esse informe técnico descreve a utilização de uma nova abordagem para implantação de Sistemas Especiais de Proteção (SEP), agora denominados de WAPACS (Wide Area Protection and Control System). Esta nova geração de SEPs baseia-se em sincrofases e para tal uma plataforma de hardware foi desenvolvida com intuito de aliar a tecnologia de sincrofases com as vantagens e facilidades trazidas pela norma IEC 61850. Como introdução ao tema, abordam-se os benefícios da implementação de aplicações WAMS no sistema elétrico e sua natural evolução para WAPACS. Diferentes filosofias de esquemas especiais de proteção são apresentadas, onde explicita-se as vantagens de SEPs baseados em sincrofases ao invés da implementação tradicional baseada em eventos, caminhando-se assim para esquemas inerentemente adaptativos. A descrição da plataforma implementada é apresentada com exemplos de projetos de WAPACS já implementados e em funcionamento.

Perguntas e respostas:

A) Sendo usado como "hardware in the loop" como é endereçada a questão de redundância para o caso de defeito no PhasorController?

A redundância pode ser tratada de várias maneiras. Uma é ser planejada no projeto do esquema (ou mesmo dentro da arquitetura do etPC). Através do design do esquema, a plataforma é flexibilizada para permitir implementações diferentes, como uma arquitetura de controle distribuído, como no caso do sistema do Reino Unido. Neste caso, a perda de qualquer etPC não causará dano significativo ao esquema de controle. O método "degradação graciosa" foi implementado tanto na arquitetura do esquema como na lógica de aplicação fundamental. Além disso, ao nível da plataforma, o etPC apresenta redundância através da sua interface de rede a partir de conexões de hardware múltiplas e troca de software entre fluxos de dados.

B) A maioria dos sistemas WAPACS descritos são específicos para cada rede elétrica ou empresa. Na visão dos autores, é possível a implementação de sistemas WAPACS genéricos, com arquitetura predefinida, que possam ser parametrizados para várias empresas de acordo com suas necessidades?

É possível implementar um sistema WAPACS genérico a um certo nível de implementação. Na verdade, este é o objetivo do projeto de demonstração do Reino Unido para criar essa arquitetura e isso já está sendo implantado em outros sistemas. Embora a arquitetura geral de uma perspectiva de hardware possa permanecer em grande parte a mesma, a configuração real do esquema é mais difícil de generalizar, por exemplo, definir qual o número de pontos de medição para obter uma observabilidade adequada. No entanto, está correto que, com mudanças de configuração relativamente pequenas e novos parâmetros, o sistema WAPAC baseado nessa plataforma poderia ser bastante genérico. O projeto de Fast Frequency Control implementado no Reino Unido usa apenas uma arquitetura baseada em agregação regional de dados combinada com decisões autônomas de controle sendo feitas em nível local. Este sistema foi amplamente reproduzido para um novo sistema com pequenas modificações para levar em consideração os casos únicos desse sistema particular.

C) Pode detalhar o conceito de "Degradação Graciosa" ?

Degradação Graciosa é um método empregado no etPC para garantir o operação do esquema de forma robusta frente a má qualidade dos sinais de entrada. Tal método é tratado tanto ao nível do design do esquema quanto à nível de aplicação de como o etPC processa dados. Em um design do esquema, ao implantar um esquema de controle distribuído, os pontos de falha são mitigados, portanto, os controladores dependem de múltiplas fontes de dados em sua tomada de decisão. Além disso, ao realizar as decisões de controle autônomo em modo distribuído um único dispositivo a menos não levará à falha do esquema, mas apenas perda de controle no local atingido. É certo que, para as plataformas de controle que estão fornecendo os dados ao sistema, a perda de tais unidades resultará em uma menor observabilidade do seu sistema. O esquema tem a capacidade de continuar funcionando através de tal perda de unidades sob a condição de observabilidade reduzida e apenas cessará de operar se essa observabilidade for reduzida a níveis indesejados. Nas próprias aplicações, cada controlador tomará uma decisão autônoma com base nos dados que recebe. Por exemplo, o aplicativo de detecção de eventos de rápida alteração de frequência é ditado pelo nível de qualidade dos dados. Ao aplicar métricas adequadas aos dados recebidos, tal aplicação é capaz de determinar se há dados suficientes e de alta qualidade para a tomada de decisão. Se este não for o caso, tal aplicativo é projetado com uma série de mecanismos alternativos para continuar a fornecer decisões de controle efetivas, como o uso de um sinal local. Esta análise contínua em tempo-real de todos os dados recebidos torna o sistema altamente robusto ao mesmo tempo que aumenta a capacidade de incorporar a

Degradação Graciosa do esquema até a lógica fundamental da aplicação.

Comentário: Mais de 5 palavras-chave Por problemas de formatação ficou com 11 páginas.

3.23 - UTILIZAÇÃO DE MPLS (MULTI PROTOCOL LABEL SWITCH) PARA TROCA DE DADOS ENTRE RELÉS EM SUBESTAÇÕES DIFERENTES.

JUNIOR, O.F.(1);FRANCESCHETT, A.L.(1);FERREIRA, R.A.B.(1); - Siemens (1);

Esse informe técnico trata da utilização do Multi Protocol Label Switch (MPLS) como alternativa a se fazer uso da teleproteção em troca de dados entre subestações.

Perguntas e respostas:

A) Existe uma vantagem definida de tempo de latência entre o MPLS e os demais sistemas, ou a vantagem é apenas de flexibilidade para uso múltiplo de diversas mídias (voz, dados, etc.)?

Não existe uma vantagem definida de tempo de latência, o tempo é próximo ao encontrado nos demais sistemas. A vantagem maior encontrada é a de se utilizar o mesmo canal utilizado para outras mídias para a troca de sinais de teleproteção.

B) Algumas proteções exigem tempo de transmissão determinístico entre os terminais. É possível obter isto em uma rede MPLS?

Sim, com certeza, a função diferencia 87L é uma dessas proteções, necessita ter um tempo ou uma latência máxima entre os terminais para que ela funcione. O MPLS possui qualidade suficiente para atender aos requisitos

C) Para o caso de IEDs já instalados, a tecnologia de fabricação pode impedir a adoção do MPLS?

A tecnologia não depende do tipo de IED e sim do meio de telecomunicação. Os IEDs existentes necessitam de uma comunicação confiável que atenda os tempos mínimos de latência. Se a teleproteção puder ser feita utilizando TDM ele também poderá utilizar a tecnologia de MPLS.

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão. A ref.[10] na seção 2 não existe.

3.24 - ANÁLISE DA ATIVAÇÃO DO ECE PERDA DUPLA CAMPOS/VITÓRIA E VITÓRIA/VIANA ATRAVÉS DO PROGRAMA COMPUTACIONAL ORGANON

BARROS, D.S.R.(1);OLIVEIRA, R.F.D.(1);BASTOS, S.L.N.(1);TEIXEIRA, M.V.P.(1); - CEFET - RJ(1);

Neste trabalho apresenta-se uma análise do impacto da Perda Dupla das linhas de transmissão 345kV Campos/Viana e Viana/Vitória cujos circuitos são contemplados pelo Esquema de Corte de Emergência Perda no tronco 345kV Adrianópolis/Venda das Pedras/Macaé/Merchant/Campos/Viana/Vitória. A análise do impacto é realizada por meio da ferramenta computacional Organon , que leva em consideração as usinas da região RJ/ES e o monitoramento das barras da Rede Básica e Complementar. O uso do Organon proporciona uma nova visão da região de operação do estado do ES que permite afirmar que o referido esquema não necessita permanecer ligado durante todos os períodos do dia.

Perguntas e respostas:

A) Qual a principal aplicação do programa Organon: planejamento operacional ou suporte operacional em tempo real?

O Organon foi desenvolvido inicialmente para avaliação de segurança online, o que demandou o desenvolvimento de algoritmos de alto desempenho e automatismo. Tais recursos foram percebidos como benéficos também para uso no planejamento da operação. Atualmente, o Organon é utilizado tanto em ambiente de tempo real quanto no de planejamento.

B) Em tempo real, o Organon é utilizado mais como ferramenta de visualização do operador ou in-line com o sistema elétrico?

O Organon avalia a segurança estática e dinâmica do sistema via cálculos de fluxo de potência e simulações no tempo, tendo como ponto de partida uma 'fotografia' do estado operativo do sistema que é fornecida por um estimador de estado. Os resultados gráficos ou tabulares podem ser mostrados na interface com o usuário do próprio programa ou exportados para outros programas/sistemas.

C) Os autores consideram possível integrar os dados do SSCD ao Organon, de modo que o ponto de operação (figuras 4, 5 e 6 do artigo) seja disponibilizado em tempo real nas salas de controle?

Caso SSCD signifique Sistema de Supervisão e controle, isto já é feito atualmente.

Comentário: Título da seção 3.2 não está sublinhado. Título da seção 3.2.1 não deveria ser sublinhado. Onde está a Figura 3? A nota de rodapé da página 3 ficaria melhor como referência.

3.25 - TESTES EM MALHA FECHADA: UMA COMPARAÇÃO ENTRE TEMPO REAL E O MÉTODO ITERATIVO

JUNIOR, P.S.P.(1);SALGE, G.(2);PEREIRA, P.S.(2);DAVI, M.J.B.B.(3);MOREIRA, C.(4);Lorenço, G.E.(2);Silveira, P.M.d.(5);FILHO, F.A.R.(6);Gerrero, C.A.V.(7); - CONPROVE IND(1);CONPROVE ENG(2);CONPROVE IND(3);CONPROVE IND(4);UNIFE(5);UNISANTA(6);

Este trabalho objetiva confrontar os resultados de um simulador em tempo real e uma ferramenta inovadora capaz de realizar testes em malha fechada através de métodos iterativos, em um cenário típico completo de testes de proteção de linha com teleproteção. Neste contexto, o mesmo esquema de proteção será submetido a centenas de testes através de um simulador em tempo real disponível no mercado, e também através do simulador iterativo (software + hardware). Os resultados serão comparados avaliando o comportamento do sistema de proteção sob teste e também as formas de onda obtidas pelos dois diferentes métodos. As vantagens e desvantagens de cada sistema serão exploradas.

Perguntas e respostas:

A) Para o circuito simulado no artigo, qual a relação entre o tempo total para testar os relés no simulador de tempo real e no PS Simul?

Cada uma das ferramentas possui tempos diferentes para cada etapa do processo. Enquanto o simulador de tempo real dispensa um tempo maior gasto no setup e arquivamento de resultado de cada um dos casos, o PS Simul já realiza os mesmo caso algumas vezes para a convergência do processo iterativo. Quando da utilização do sistema em tempo real para este trabalho, os testes não foram executados todos de forma contínua, pois ocorreram interrupções inesperadas e desconhecidas durante o teste, portanto não possuímos este tempo registrado. Portanto faremos uma projeção levando em conta que estas interrupções não tivessem ocorrido. Desta forma a relação de tempo necessário para simulação dos casos no PS Simul foi de cerca de 3 em comparação ao sistema em tempo real; esta relação pode variar para cada tipo de teste e número de iterações.

B) O trabalho de modelagem do sistema elétrico e de programação do PS Simul pod ser aproveitado de alguma ferramenta conhecida, como SIMULINK/MATLAB por exemplo?

Atualmente o software PS Simul disponibiliza a entrada de códigos escritos em linguagem C além da importação de códigos através de arquivos DLL's. A ferramenta esta em constante atualização e novas maneiras de interfaceamento com outros aplicativos também serão desenvolvidas futuramente.

C) Existe alguma restrição na caixa de testes citada no artigo para realização dessa simulação com o PS Simul usando o protocolo IEC 61850 ao invés de sinais analógicos e digitais?

Não existe restrição para o uso da norma IEC 61850 na realização dos testes com o PS Simul. A solução do sistema de testes (PS Simul + Hardware CE-7012) permite realizar os testes em um sistema inteiramente digital com a IEC 61850 através do barramento de estação e do barramento de processo com trocas tanto de mensagens GOOSE quanto Sampled Values; simulando até quatro terminais da linha simultaneamente como se estivesse utilizando a forma analógica clássica e substituindo os sinais digitais por GOOSE e os analógicos por SV.

Comentário: Não apresenta um item de conclusões. Referências Bibliográficas fora do padrão. Não possui foto e nem biografia do primeiro autor. Artigo tem 11 páginas. Legendas muito afastadas das figuras. Na Figura 4 a legenda ficou em página diferente e aparece duas vezes. Na figura 8 a legenda (a) e (b) ficaram no meio do texto.

3.26 - SUBESTAÇÃO DIGITAL: QUAL A SOLUÇÃO MAIS CONFIÁVEL E ECONÔMICA?

LIMA, P.(1);NETO, J.F.L.(1);SILVA, A.C.R.D.(1);ROCHA, G.(1); - SEL(1);

Este trabalho faz uma análise comparativa entre as principais arquiteturas de comunicação e concepções de projetos utilizados para digitalização de subestações utilizando os protocolos da norma IEC 61850 ou outros protocolos padronizados por outras normas. A análise leva em consideração a confiabilidade dos diversos sistemas em termos da indisponibilidade, também é avaliado o custo de cada uma das alternativas e qual o nível de complexidade e, conseqüentemente, nível de expertise requerido pela equipe de manutenção para detectar falhas e restaurar a operação do sistema.

Perguntas e respostas:

A) O MTBF da interface Ethernet do IED não deveria ser limitado pelo MTBF da fonte de alimentação do IED?

É verdade que a falha na fonte de alimentação causa indisponibilidade de funcionamento da interface Ethernet do IED, porém as falhas são consideradas segregadamente. Na análise final, um OU de todas as possíveis falhas, incluindo fonte e interface Ethernet, é considerada para cálculo da indisponibilidade total.

B) Como é calculado o tempo disponível equivalentemente?

Em todos os casos, a indisponibilidade e disponibilidade foram apresentadas como uma probabilidade para o período de um ano. Assim, o tempo disponível equivalente (ou indisponível, conforme apresentado na Tabela 1), é exatamente a probabilidade em tempo que este equipamento fique indisponível no período de um ano. Exemplo: indisponibilidade do Switch Ethernet é de 0.0096%. Este percentual é equivalente a 50.46 minutos no período de um ano.

C) Já existem instalações de IEDs conforme proposto (Figura 5) que permitam uma avaliação prática desses benefícios?

Existem várias instalações onde o IED de proteção é alocado no pátio da subestação, conforme proposto na Figura 4. O hardware de um IED de proteção possui mesmos componentes e mesma complexidade do hardware de um IED de proteção com funcionalidades de Merging Unit, permitindo assim uma avaliação em termos de confiabilidade do hardware.

Comentário: Artigo enviado e aprovado no SIMPASE Resumo com 84 palavras. Mais de 5 palavras-chave Referências Bibliográficas fora do padrão Não tem foto do autor principal

3.27 - EXPERIÊNCIA DE INTEROPERABILIDADE NO BARRAMENTO DE PROCESSOS (PROCESS BUS) DA IEC 61850/IEC 61869-9 E AS QUESTÕES RELATIVAS À SINCRONIZAÇÃO

JUNIOR, P.S.P.(1);BERNARDINO, R.C.(2);MARTINS, C.M.(1);PEREIRA, P.S.(2);LOURENÇO, G.E.(2);SALGE, G.S.(1); - CONPROVE IND(1);CONPROVE ENG(2);

O objetivo deste trabalho é apresentar a experiência de um Barramento de Processos (Process Bus) funcionando com diversos fabricantes e avaliar a interoperabilidade entre eles. Também, serão abordadas questões relativas à sincronização dos dispositivos. Sendo esses tópicos abordados no contexto da IEC 61869-9 que entrou em vigor em 2016 e está intrinsecamente relacionada à IEC 61850-9-2. Serão realizados ensaios com Merging Units (MUs), IEDs (Intelligent Electronic Devices) e equipamentos de testes de fabricantes diferentes operando em uma mesma rede Ethernet. Os tipos de sincronização (IRIG-B, 1PPS, SNTP e PTP), além das vantagens e desvantagens de cada um deles, também serão abordados.

Perguntas e respostas:

A) Os autores cogitaram em trocar a MU utilizada nos testes por uma de um fabricante diferente?

O teste se dividiu em dois ensaios o primeiro realizado com uma MU 320 (Merging Unit da Reason) que recebe V e I analógico injetado da mala de testes, já no segundo ensaio foi utilizado a própria mala de testes CE67-10 realizando papel de MU diretamente, enviando as mensagens de de SV (Sampled Value). Estas duas MU's estavam disponíveis para os testes. Outras MU's de diferentes fabricantes também poderiam ser utilizadas e esta concepção ainda poderia agregar mais informações para a confecção de trabalhos futuros.

B) OS IEDs e Mus compatíveis com a IEC 610850-2 também apresentam compatibilidade com a IEC 61869-9?

Nem sempre. Os IED's compatíveis com a IEC 61850-9-2 são normalmente caracterizado como compatíveis com a 9-2LE (Light Edition), que possui algumas características próprias tal como o numero de correntes e tensões em cada MU e as taxas de aquisição. Já a IEC 61869-9 é mais flexível no numero de correntes e tensões em cada MU e adiciona novas taxas de amostragem. Ou seja, a IEC 61869-9 engloba a 9-2LE (se o dispositivo é compatível com a primeira então logo também é com a segunda, porém o inverso nem sempre é verdadeiro). No trabalho em questão houve dispositivos que apenas atendiam a 9-2LE enquanto houve outros que também eram compatíveis com a IEC61869-9.

C) Muitos problemas de interoperabilidade são relatados no uso da norma IEC 61850 no barramento da subestação. A que fato os autores atribuem o sucesso da interoperabilidade do barramento de processo descrito no artigo entre os fabricantes testados?

Entre os motivos do sucesso da interoperabilidade do Process Bus exposta no artigo podemos destacar dois deles: - Como as configurações do barramento de processos da 9-2LE são mais restritivas vários fabricantes trabalham com a configuração direta no software sem a necessidade de exportação / importação de artigos SCL evitando assim incompatibilidade como as ocorridas no barramento de estação. - A larga experiência da equipe no assunto facilitou encontrar detalhes que são fontes de problemas tal como configuração de APPLd, entradas de dados em hexadecimal ou decimal alem de ajustes do MAC Address.

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão Fotografia e biografia do autor principal não apresentada. Artigo tem mais de 9 páginas.

3.28 - FACILITANDO AS ETAPAS DE TESTES E COMISSONAMENTO EM SUBESTAÇÕES ATRAVÉS DAS NOVAS METODOLOGIAS PROPOSTAS PELA IEC61850

BENCZ, E.(1);CRUZ, I.(1);LEÓN, H.E.D.L.H.(1); - GE(1);

A IEC 61850 vem trazendo a modernização as subestações traçando uma linguagem comum para que os dispositivos se comuniquem entre si. Parte desta padronização é destinada a procedimentos de teste, cada informação publicada por um equipamento tem uma qualidade associada que indica se o dado deve ser usado com propósitos operacionais ou está passando por algum procedimento de teste. Ainda há outras informações na qualidade que possibilitam diagnóstico de falhas e indicam de qualidade das amostras que estão fora do contexto deste trabalho. Na parte de comissionamento o Sampled Values e GOOSE simulados implementam de maneira lógica a injeção de tensão e corrente com uma mala de testes, porém sem a necessidade de desconectar os demais equipamentos. Há também a mudança das referências externas operacionais e referência externa de teste do equipamento, algo que necessitava de circuitos auxiliares para mudança de referência pode ser feita a nível lógico. Depois dos desafios de criação destes conceitos feitos na IEC 61580 e de implementação tem-se o desafio de aplicação, este trabalho tem como objetivo exemplificar a aplicação do modo de teste e de Sampled Values simulados.

Perguntas e respostas:

A) Que fatores podem impossibilitar a utilização das facilidades da IEC 61850 para testes (por exemplo SAS com IED distintos, implementando a versão 1 e 2 da norma)?

IEDs distintos não devem ter impacto sobre a utilização dos modos de testes, pois há requisitos mínimos de conformidade com a norma IEC 61850. Na norma há uma seção com casos de teste de modo a padronizar o comportamento entre diferentes fabricantes. Porém nem todo IED implementa todos os detalhes da norma e muitas vezes os modos de testes são negligenciados? para isso existe um documento chamado PIXIT (Protocol Implementation eXtra Information for Testing) no qual o fabricante expõe o suporte oferecido. A abordagem de SV e goose simulado ainda não está estabelecida na edição 1 e as interpretação das qualidades é um pouco diferente? podendo haver sim problemas de retrocompatibilidade. Por conta disso é preferível optar por equipamentos atualizados.

B) Um dos receios da utilização dos recursos de teste da IEC 61850 é a complexidade dos detalhes e a possibilidade de acidentes durante os testes. Os autores avaliam ser possível a implementação das medidas de teste e sua execução em ferramentas sistêmicas, com acesso aos arquivos SCL da subestação, que eliminem os riscos de acidentes?

A utilização das ferramentas de teste providas pela IEC 61850 não substitui o bloqueio manual para evitar acionamento acidental de circuitos em teste, ela teoricamente prove uma separação lógica da subestação operando em modo real? isto é, dispositivos em teste não devem interferir dispositivos reais. Isso de fato depende da correta utilização destas ferramentas e que os dispositivos sejam compatíveis com elas. Uma subestação 61850 é mais complexa que as tradicionais, isso traz facilidades de implantação mas exige que os usuários tenham o treinamento adequado para tirar proveito delas.

C) A metodologia proposta contempla informação e expertise de diversos profissionais (estudos, projeto, comissionamento, redes, etc). Na opinião dos autores, qual deveria ser a melhor fase da obra para definição dos testes?

Os testes devem fazer parte do projeto da subestação, de modo que na necessidade de substituição de um equipamento, eles possam ser executados novamente para verificar se não houve nenhum efeito colateral com a substituição.

Comentário: Sugere-se que os autores submetam o artigo a um corretor ortográfico

3.29 - PROPOSTA DE UM MÉTODO PARA MAPEAMENTO DE INFORMAÇÕES E SERVIÇOS DE COMUNICAÇÃO ENTRE DISPOSITIVOS IEEE-1815/DNP3 E DISPOSITIVOS IEC 61850

BENCZ, E.(1);LEON, H.(1);CRUZ, I.(1); - REASON(1);

O êxito do Sistema de Automação para Subestações (SAS) moderno depende dos mecanismos e infraestrutura de comunicação utilizados para integrar vários dispositivos de proteção, controle e monitoramento num mesmo ambiente. Para fazer essa integração, atualmente o DNP3 (Distributed Network Protocol 3) é o padrão de comunicação? de-fato? utilizado no nível de distribuição e transmissão no sistema elétrico tanto nos Estados Unidos quanto na América Latina. No entanto, DNP3 não está completamente preparado para possibilitar todas as funções previstas para as aplicações das Redes Elétricas Inteligentes ou Smart Grids. Com alguns benefícios à vista é desejável contar com ferramenta que permitam construir pontes entre os padrões de comunicação legados e padrões mais atuais a fim de criar serviços de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica mais próximos dos conceitos propostos no Smart Grid. Neste artigo, uma análise de

diferenças é apresentada com o objetivo de identificar em que medida a norma IEC 61850 atende os requisitos da operação e automação de subestações tanto quanto o DNP3 faz. Adicionalmente, são ilustrados alguns aspectos de mapeamento entre o DNP3 e a norma IEC 61850 enfatizando os conceitos de arquitetura de rede e alguns serviços de comunicação. Com os resultados apresentados neste artigo, constata-se que aqueles sistemas legados para automação de subestações, que utilizam o protocolo DNP3, podem ser atualizados com conceitos da norma IEC 61850 a través de alguns métodos e técnicas de mapeamento de informações e serviços.

Perguntas e respostas:

A) O modelo de mapeamento entre o DNP3 e a IEC 61850 já foi implementado em algum hardware? Qual?

Não, a teoria desenvolvida e explanada no artigo ainda não foi implementada em produtos comercializados. O artigo foi submetido com o intuito de incentivar a discussão sobre a necessidade de criar um método padrão/único para o mapeamento de informações entre dispositivos que utilizam os dois protocolos de comunicação com maior aceitação no mercado (especialmente na América Latina). A proposta explanada no artigo surge como resultado do estudo das especificações dos padrões em questão, onde foram verificadas a existência de similaridades nos mecanismos de comunicação empregados para a transmissão de informações em especial no nível de processo nas subestações.

B) Foi feito um estudo comparando o custo da reposição de um SCADA DNP3 MASTER por um outro que implemente também IEC 61850, quando comparado com o esforço para o mapeamento proposto neste artigo?

Seguindo o argumento da resposta anterior, o artigo se refere a uma proposta mais teórica do que comercial, por tanto não foram explorados estudos envolvendo custos de implementação. No entanto, é importante salientar que a implementação de um gateway (como proposto no artigo) permitiria não só a comunicação entre IEDs e SCADA, mas também permitiria a comunicação entre IEDs evitando atualizar cada dispositivo do SAS. A centralização das atividades de "tradução" na comunicação diminuiria os custos em atividades de atualização do sistema de comunicação nas subestações.

C) O mapeamento do protocolo IEC 61850 para outros protocolos usualmente é definido através de um profile. A proposta dos autores está relacionada ao módulo IEC 61850-2 em discussão de um profile na IECIEEE para o DNP3?

O artigo foi baseado na segunda edição da norma IEC-61850 (partes 7-2 e 9-2 e 8-1) e na primeira edição do padrão IEEE-1815. No documento se apresenta uma proposta de profile DNP3 para incluir informação sobre IEDs compatíveis com a norma IEC61850 (seção 3.3). Adicionalmente, no artigo são identificadas algumas relações existentes entre os mecanismos de comunicação oferecidos por ambos os padrões o que permite criar profiles para que dispositivos gateways façam a tradução das informações de um protocolo para outro.

Comentário: Por problemas de formatação ficou com 11 páginas. Corrigir Fig. 3 \"Atributo de dados (DO)\"

3.30 - PROJETOS RENTÁVEIS X PROJETOS EXISTENTES- NOVAS CONCEPÇÕES DE PROJETOS DOS SISTEMAS PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO E SEUS IMPACTOS NA GESTÃO DE ATIVOS PARA AS EMPRESAS .

SCHUMANN, F.P.(1); - Consultor Independente(1);

Este trabalho tem o objetivo de avaliar as soluções de retrofit implementadas em subestações com foco na necessidade das empresas em promover projetos rentáveis na área de proteção, automação, supervisão e medição e apresentar algumas considerações sobre a sua vida útil, seus impactos na gestão de ativos da empresa e os desafios frente a tecnologia disponível. Os projetos executados serão avaliados frente as novas tecnologias disponíveis e os impactos dessa nova concepção de projeto nas empresas, principalmente levando em consideração a padronização, manutenção, atualizações desses sistemas, a preparação das equipes, a sua interação com os fornecedores desses sistemas e, principalmente, seus impactos na gestão de ativos frente ao custo, desempenho e riscos. O trabalho apresenta a filosofia e arquiteturas dos projetos de retrofit dos sistemas de proteção, automação e supervisão implementados nos últimos 10 anos na ISACTEEP com a aplicação da norma IEC 61850 com base em estudos desenvolvidos em conjunto com o KEMA e a avaliação na execução dos projetos. Conceitos da manutenção desses sistemas, estudos e avaliação de estoques estratégicos. Vantagens e desvantagens na utilização da engenharia do proprietário e padronização de projeto. São feitas algumas considerações sobre a tecnologia aplicada, arquitetura e filosofia com base em IEDs com funções de proteção e controle separados em cada hardware e IEDs com funções de proteção e controle em um mesmo hardware para subestações de transmissão. Será abordado conceitos de gestão de ativos aplicados aos sistemas de proteção, automação, supervisão e medição. Recomendações e sugestões para um melhor planejamento da manutenção, ampliação e retrofit desses sistemas ao longo de 15 anos. E finalmente, o que se espera em termos de tecnologia para os próximos 15 anos.

Perguntas e respostas:

A) Como o autor resume a questão da rentabilidade de SAS utilizando tecnologias modernas, como a IEC 61850, frente às tecnologias utilizadas em gerações anteriores de SAS?

Se avaliarmos as tecnologias anteriores a norma IEC 61850, os fatores de riscos eram extremamente minimizados e os custos compatíveis com a cultura de cada empresa, dessa forma obtinha-se um desempenho satisfatório. Junto com a concepção da norma IEC 61850, fatores de riscos e baixos custos para execução dos projetos se tornaram mais visíveis e estudados, de forma a obter com um menor investimento, no mínimo, o mesmo desempenho satisfatório. Isso é comprovado através da economia de cabos por exemplo. Se considerarmos de forma simplista que a rentabilidade de projetos é uma relação entre o investimento e custos associados ao ciclo de vida dos ativos, podemos concluir que a aplicação da norma IEC 61850, tem a vantagem de um menor investimento inicial se comparado a tecnologias anteriores, porém a observação dos custos ao longo do ciclo de vida desses projetos é fator preponderante para se obter maior rentabilidade, como estoques estratégicos, capacitação, padronização (tanto de procedimentos como de projetos) e a gestão de ativos.

B) Baseado em que dados históricos o autor afirma que ?Para o caso específico de subestações digitalizadas é possível considerar a manutenção preventiva apenas 01 vez ao longo de sua vida útil, classificada hoje em 15 anos, ou com uma avaliação de riscos, fixar apenas manutenção corretiva, inclusive para sistemas de proteção com 2 IEDs exercendo a função de proteção?

A definição da periodicidade de manutenção em equipamentos SAS em subestações digitalizadas, foram definidas com base em estudos da manutenção centrada em confiabilidade. Além desse estudo, nos últimos 10 anos o índice de intervenção em equipamentos SAS de forma corretiva se apresentou mais efetiva e eficiente do que as manutenções preventivas. Se avaliarmos o conceito de manutenção preventiva em subestações digitalizadas como sendo uma ação para prevenir possíveis falhas, uma vez ao longo dos 15 anos é bastante razoável, visto que possíveis defeitos que demandam substituição ou reparos para evitar possíveis falhas são mínimos. Somente manutenção corretiva em bays que possuem 2 IEDs de proteção, é uma possibilidade que deverá ser avaliada pelas empresas.

C) No entendimento dos autores, qual é a perspectiva de implantação de subestações com barramento de processo nas empresas de Transmissão considerando as atuais restrições regulatórias no tocante a tempo de implantação e desconto de Parcela Variável?

A utilização de MU em empresas de transmissão como uma alternativa de minimizar custos, tempo de implantação de um projeto de digitalização é o próximo passo de evolução da tecnologia, porém devemos observar também, a possibilidade de projetos utilizando IEDs em campo, ou seja, não utilizar MU próximos aos disjuntores, transformadores, bco de capacitores, etc. e sim os próprios IEDs, economizando da mesma forma em cabos. Portanto a aplicação de barramento de processos seria adiada para a próxima evolução que trata de CPC, central de proteção e controle. A utilização de planilha de riscos associadas a gestão do projeto, é um ponto importante para minimizar a possibilidade de incidência de PV .

Comentário: Mais de 5 palavras chave. Título não está abaixo das figuras. Não colocou a foto do primeiro autor.

3.31 - O DESAFIO DE CRIAR UM ARQUIVO SSD PADRONIZADO PARA A ELETROSUL SEGUINDO A MODELAGEM DA NORMA IEC61850

FLORES, G.H.(1);ALEXANDRINO, M.(1);FILHO, A.J.G.(1); - Eletrosul Eletrobras(1);

O trabalho mostra o desenvolvimento de um arquivo padrão da Eletrosul de especificação do projeto do sistema (SSD) seguindo a modelagem da norma IEC 61850. Será apresentada a ferramenta de software utilizada como Configurador de Sistema, conforme está previsto na norma IEC 61850, para que os arquivos gerados sejam usados como base para a configuração dos IEDs de múltiplos fabricantes.

Perguntas e respostas:

A) Requisitos funcionais, tais como tempos mínimos de atuação, também serão especificadas no padrão SCL proposto pela Eletrosul?

Na etapa atual do desenvolvimento do arquivo SSD não temos prevista a especificação de tempos de atuação nem o detalhamento dos processos internos de funcionamento de cada função, e sim os alarmes de cada proteção/controlador que será reportado ao sistema de supervisão.

B) Os autores descrevem que a Eletrosul definiu a questão de nomenclatura e descrição de equipamentos, níveis de tensão e nós lógicos para o arquivo SSD. Existe algum estudo ou trabalho para detalhar as conexões elétricas e as interações lógicas destes elementos no arquivo SSD?

A conexão elétrica entre os equipamentos primários (chaves seccionadoras, disjuntores, TCs, TPs, barras, transformadores) realizadas através de nós de conexão (ConnectivityNode) estão descritas no SSD permitindo, por exemplo, o correto desenho do diagrama unifilar da subestação pelas ferramentas de manipulação de arquivos SCL que possuem este recurso visual (softwares como o SCL Manager e Helinks STS por exemplo). As interações entre IEDs e LNs, através de mensagens GOOSE, e os Reports Control Block para comunicação vertical via MMS estão previstos porém serão desenvolvidos em etapa posterior. No entanto, os Datasets contendo as informações necessárias para o sistema de supervisão estão sendo incluídos em conjunto com a criação dos IEDs.

C) O padrão SCL da Eletrosul também incluirá a definição da alocação de nós lógicos nos IEDs?

Sim, conforme os IEDs são definidos e adicionados ao SSD realizamos a alocação dos LNs previstos na área Substation ao IED responsável por sua instância. Na revisão atual temos definidos os IEDs dos setores de 230 e 525kV bem como de parte dos setores de 138 e 69kV, com os respectivos LNs alocados.

Comentário: Resumo com 60 palavras. Referências Bibliográficas fora do padrão. No artigo consta a afirmação ?As propostas da norma IEC61850 são: (1) Não tenha outros protocolos além do MMS e GOOSE; (2) Retirar a comunicação serial, permanecendo somente ethernet.? Na realidade: (1) o MMS é apenas um dos protocolos C-S suportados; e (2) a comunicação serial não é proibida, depende apenas da definição de um profile.O artigo cita que a norma define apenas 2 ferramentas: (1) Configurador de IED, e (2) Configurador do Sistema.? Na realidade, o módulo 4 da norma define além disso o Especificador do Sistema (System Specification Tool).

3.32 - A NECESSIDADE DE PADRONIZAÇÃO DOS TESTES DE PERFORMANCE RELACIONADOS A NORMA IEC 61850: UM PARALELO ENTRE A ETAPA DE PROJETO E A MANUTENÇÃO DE SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES (SAS)

CARVALHO, S.G.(1);MELO, L.S.D.(1);FERREIRA, R.B.(1); - LOGIX(1);

O objetivo deste trabalho é discutir os requisitos a serem considerados nas etapas de concepção e projeto dos Sistemas de Automação de Subestações (SAS), como meio de se padronizar a execução de testes de validação da norma IEC-61850. Ao analisar a abrangência dos testes de conformidade definidos pela norma IEC 61850-10, são discutidas condições para aplicação de funcionalidades sistêmicas, com o objetivo de se obter dados para análise da rede de comunicação. Por fim o trabalho defende a utilização destas funcionalidades pelas equipes de manutenção para validar o funcionamento dos equipamentos de proteção e controle com a subestação em operação.

Perguntas e respostas:

A) A implementação das rotinas de teste para manutenção devem ser realizadas no SCADA ou em uma estação de engenharia?

A implementação das rotinas de teste deve ser feita no próprio SCADA com o objetivo de redução de custos e como forma de garantir que a execução dos testes seja realizada mais próxima do real. O processamento destas rotinas de testes no SCADA não propiciará aumento considerável de processamento deste equipamento. Apesar da execução destas rotinas ser feita de forma manual durante os testes de aceitação, o objetivo é que estes sejam executados automaticamente e dentro de uma rotina semanal, mensal ou conforme política das empresas.

B) Em relação à verificação do sincronismo dos IEDs, um problema é dispor de entradas adicionais nos IEDs dedicados ao teste. Esse teste poderia ser feito utilizando sampled values?

Em se tratando de sampled values o objetivo dos testes de performance seria garantir que os valores amostrados cheguem até os IEDs, dentro do tempo estipulado, para o devido processamentos das funções de proteção. Neste caso, não seria necessária a implementação de nenhuma rotina de testes pois a norma IEC-61850-9-2 já faz uso de padrões e funcionalidades que visam garantir o tráfego destas informações, como a utilização do Sample Count, que possibilita a organização dos pacotes de dados nos IEDs, garantindo a sincronização e evitando a perda de referência angular. Porém, para a aplicação de metodologia de testes semelhante afim de se fazer a validação tempo de tráfego das mensagens sampled values, pode ser desenvolvida lógica que permite a geração de informações no barramento de processos e a medida do tempo de atraso até a chegada nos IEDs.

C) Como as funcionalidades de teste introduzidas na versão 2 da norma poderiam se somar ao modelo proposto?

O modelo proposto trás a possibilidade da implementação de rotinas de testes automáticas e executadas de forma rotineira, com o objetivo de adquirir dados e informações do Sistema de Automação de Subestações, sem a interferência de operadores e/ou da equipe de manutenção. O conjunto de dados gerados é então disponibilizado para a equipe de manutenção para a análise e tomada de decisão. Considerando a situação de identificação de algum desvio ou condição anormal de operação deverá ser sugerida a execução de testes conforme indicados na versão 2 da norma. Desta forma, a aplicação dos testes indicados na versão 2 da norma se soma totalmente ao modelo proposto e deve ser aplicado de forma complementar às rotinas e implementações apresentadas

3.33 - PMUS COMO ELEMENTOS DE MEDIÇÃO PARA O SETOR ELÉTRICO: DESEMPENHO EM TESTES DE REFERÊNCIA E SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL

JUNIOR, J.E.D.R.A.(1);MELLO, A.J.D.C.(2);BANDIM, C.J.(3);MORAES, T.F.(4);SANTOS, J.C.R.D.(5);VILELA, L.N.(6);RUEDA, O.A.S.(7);Almeida, L.P.d.(8);Lourenço, D.C.R.S.H.(9);Visconti, I.F.(10); - CEPEL(1);CEPEL(2);CEPEL(3);CEPEL(4);CEPEL(5);PUC-RIO(6);CEPEL(7);CEPEL(8);CEPEL(9);CEPEL(10);

Sistemas de Medição Fasorial correlacionam no tempo informações de fase e magnitude de tensões e correntes medidas em diferentes pontos geográficos de um sistema elétrico de potência. Os principais componentes são as unidades de medição fasorial (PMU, ?phasor measurement unit?), que devem ter seu desempenho avaliado antes de sua instalação em campo. Este artigo apresenta alguns resultados dos testes de referência realizados no LabPMU do CEPEL com unidades PMUs de diferentes fabricantes, enfatizando a necessidade de verificação da configuração correta, importante para a adequação dos equipamentos à norma IEEE C37.118-1:2011 (1). Apresentam-se ainda simulações envolvendo situações de transitórios com o objetivo de analisar o comportamento das PMUs para diferentes configurações. Através de dois exemplos, demonstra-se que é possível prever o comportamento de PMUs em um sistema elétrico a partir dos resultados obtidos nos ensaios de laboratório.

Perguntas e respostas:

A) Como o Laboratório de PMUs do CEPEL está se preparando para atender as demandas das concessionárias de transmissão envolvidas no Sistema de Medição Sincronizada de Fasores em implantação pelo ONS?

O LabPMU foi concebido para oferecer suporte tecnológico para o setor elétrico nacional com relação à medição sincrofásorial, especialmente às concessionárias de transmissão e aos fabricantes de equipamentos visando principalmente o desenvolvimento do conceito de medição fasorial síncrona no Brasil. Por sua vez, as concessionárias de transmissão envolvidas no Sistema de Medição Sincronizada de Fasores em implantação pelo ONS possuem várias demandas. Sem ser a lista completa, apresentam-se abaixo algumas delas: ? Desempenho dos equipamentos com função de PMU; ? Desempenho do sincronismo dos relógios dentro das subestações possuindo equipamentos com funções PMU. ? Desempenho dos softwares e equipamentos de concentração de fasores envolvendo velocidade, armazenamento, compressão de dados, etc; ? Desempenho do sistema de comunicação destinado ao envio dos fasores para o ONS. Aspectos como perda de pacotes, latências, desalinhamento deveriam ser estudados. ? Desempenho de aplicativos usando medição sincrofásorial dentro das próprias concessionárias. Algumas destas demandas podem ter o apoio do LabPMU, na medida em que ele reúne equipamentos e também está ganhando experiência nos seguintes aspectos: ? Desempenho dos equipamentos com função de PMU, buscando verificar sua adequação às normas pertinentes e eventuais problemas e ajustes necessários em hardware ou software antes da instalação em campo; Este desempenho não se restringe simplesmente à medição, mas também se estende às características de comunicação do equipamento, como, por exemplo, a aderência a protocolos. ? Avaliação de softwares ou equipamentos de concentração de fasores mediante análise de seus resultados em ambiente controlado; ? Ensaios de novos aplicativos, antes de sua disponibilização para uso em campo. Para a primeira categoria de ensaios, o LabPMU conta com um calibrador PMU Cal System que é até o momento único na América Latina. Para a segunda e terceira categorias de ensaios, o LabPMU conta com uma infraestrutura de rede de dados de alta velocidade (com acesso à internet) além de diversos postos de trabalho onde estão instalados PMUs de diferentes fabricantes, diferentes PDCs (concentradores de dados de PMUs) tais como o SAGE-PDC, Open-PDC e PDCs comerciais.

B) O Laboratório de PMUs do CEPEL tem condições de realizar testes em malha fechada de aplicativos que utilizam dados de sincrofásiares, como esquemas especiais de proteção ?

Esquemas especiais de proteção geralmente contribuem para a integridade do sistema de energia ou partes específicas dos mesmos. Na referência [1], eles são definidos como System Integrity Protection Schemes (SIPS). A referência [3] comenta que uma das características que distingue SIPS de outros esquemas de proteção é o fato de que as ações tomadas por um SIPS extrapolam o isolamento do elemento falhado e também procuram preservar a estabilidade, segurança e / ou integridade de todo o sistema de energia. As referências [2,3] preveem o uso de PMUs visando esquemas especiais de proteção, ou seja, sistemas de proteção sistêmicos, na medida em que estes equipamentos permitem correlacionar várias medições distantes entre si e obter diagnósticos do sistema elétrico de caráter mais abrangente. O teste em malha fechada é a característica principal de simuladores em tempo real. A ideia é o experimento de equipamentos reais, tais como relés, reunidos a um simulador em tempo real, em esquema denominado ?hardware-in-loop?. O simulador em tempo real é capaz de receber sinais de realimentação gerados pela aplicação em teste, particularmente, sinais de controle. No início do desenvolvimento da tecnologia, estes simuladores eram completamente analógicos (?TNA - transient network analysers?) e há mais de uma década foram desenvolvidos simuladores digitais, extensivamente usados nos dias de hoje. Neste sentido, o uso de simulação em malha fechada incluindo PMUs é importante para experimentar esquemas especiais de proteção. O LabPMU possui um simulador digital em tempo real que foi especificado primariamente para ensaios com PMUs reais, visando ensaios de malha fechada, portanto, próprio para os testes supracitados. Contudo, deve-se levar sempre em consideração as limitações de número de PMUs reais e também de número de barras possível de ser simulado no simulador. É importante ressaltar que dependendo do tipo de análise, há ainda a possibilidade de uma avaliação inicial em malha aberta destes esquemas usando uma ferramenta computacional que permite o interfaceamento automático dos resultados das simulações digitais realizadas pelo programa digital ANATEM do Cepel conforme descrito em [4] e em [5]. [1] Power System Relaying Committee Report of Working Group C-14 of the System Protection Subcommittee, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 25, NO. 4, OCTOBER 2010. [2] Wide Area Protection & Control Technologies ? WG B5.14 ? Technical Brochure ? ELECTRA, Nº 288, Outubro de 2016. [3] Use of Synchronphasor Measurements in Protective Relaying Applications, Power System Relaying Committee Report of Working Group C-14 of the System Protection Subcommittee, IEEE, Agosto de 2013. [4] José Eduardo R. Alves Jr., Cesar J. Bandim, Ricardo P. D.Ross,Julio C. R. dos Santos, Marco A. M. Rodrigues, ?LABORATÓRIO DE MEDIÇÃO FASORIAL SÍNCRONA ? FOCO E PRINCIPAIS LINHAS DE ATUAÇÃO?, in XXIII SNTPEE, 2015. [5] José Eduardo R. Alves Jr., Cesar J. Bandim, Celia R. S. H Lourenço, Tiago F. Moraes, Oscar A. S. Rueda, Julio C. R. dos Santos, Leonardo P. Almeida, Leonardo N. Vilela, Alex J. C. Mello, Igor F. Visconti, ?PMUS COMO ELEMENTOS DE MEDIÇÃO PARA O SETOR ELÉTRICO: DESEMPENHO EM TESTES DE REFERÊNCIA E SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL?, in XXIV SNTPEE, 2017.

C) O laboratório de PMU do Cepel está habilitado para certificação formal de PMUs com relação as normas IEEE C37.118?

A certificação de produtos, processos, serviços, sistemas de gestão e pessoal é definida como um mecanismo de avaliação de conformidade, sendo o Inmetro o responsável pela gestão dos Programas de Avaliação da Conformidade, no âmbito do Sistema Brasileiro de Avaliação da Conformidade. Por definição, é realizada por

terceira parte, isto é, por uma organização independente, acreditada pelo Inmetro, para executar a avaliação da conformidade de um ou mais destes objetos. Ao acreditar um organismo de certificação, o Inmetro reconhece competente para avaliar um objeto, com base em regras preestabelecidas, na maior parte das vezes, pelo próprio Inmetro. Com relação a produtos, há várias modalidades de certificação listadas no site do Inmetro (<http://www.inmetro.gov.br/qualidade/certificacao.asp>). Em sua maioria, não envolvem somente a realização de ensaios, mas contemplam também etapas de manutenção para itens produzidos após a amostra inicial. Somente o Modelo de Certificação 1a prevê uma avaliação única. De qualquer forma, o laboratório ou instituição que deseja o Certificado de Conformidade, necessita de estar acreditado pelo Inmetro. A acreditação é uma ferramenta estabelecida em escala internacional para gerar confiança na atuação de organizações que executam atividades de avaliação da conformidade. O organismo dentro do Inmetro responsável por esta atividade é a Coordenação Geral de Acreditação do Inmetro (Cgcre), legalmente através das Portarias Nº 7938 e 165. De acordo com os requisitos da Norma ISO/IEC 17025, há documentos necessários para acreditação de um laboratório de calibração elétrica, a saber, DOQ-CGCRE-018 e DOQ-CGCRE-065. Os laboratórios acreditados estão dentro da Rede Brasileira de Calibração para os serviços de calibração envolvendo várias grandezas, especialmente tensão e corrente e tempo. A grandeza sincrofasor ainda não é oferecida dentro da RBC para rastreamento (vide o site http://www.inmetro.gov.br/laboratorios/rbc/consulta_servico.asp?nom_grupo_servico=ELETRICIDADE%20E%20MAGNETISMO). Desta forma, um laboratório só poderá ser oficialmente acreditado para certificação formal de PMUs após a grandeza sincrofasor passar a fazer parte da RBC. Entretanto, o LabPMU mantém seu calibrador rastreado ao laboratório pertencente ao Departamento de Laboratórios de Adrianópolis ? DLA do CEPEL, integrante da RBC, quanto às grandezas tensão e corrente. Quanto à grandeza tempo, realiza-se a intercomparação dos relógios baseados em GPS existentes no próprio LabPMU.

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão

3.34 - IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA FASORIAL NO SIN E AS LIÇÕES APRENDIDAS COM O PROJETO PILOTO DE AQUISIÇÃO DE PMUS ATRAVÉS DO OPENPDC PELAS EQUIPES DE ESTUDO ELÉTRICO E DE ANÁLISE DE EVENTOS DO ONS

FERNANDES, R.D.O.(1);MASSAUD, A.(1);MUNIZ, M.(1);DINIZ, S.(1);VOLSKIS, H.(1); - ONS(1);

Neste artigo aborda-se o projeto do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF) em implantação pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no Sistema Interligado Nacional (SIN). São apresentados os ambientes e ferramentas. São também descritas as lições aprendidas pelas equipes de análise de eventos e oscilografia do ONS, por meio de projeto piloto, que faz uso de medição sincrofásorial de PMUs instaladas na baixa tensão e, mais recentemente, de PMUs já instaladas na alta tensão da Rede Básica de alguns Agentes.

Perguntas e respostas:

A) Existe uma previsão de quando os algoritmos de tempo real e de análise estarão disponíveis para o ONS?

Atualmente o ONS, no âmbito do seu projeto Piloto, já faz uso de aplicativos em tempo real, como monitoramento de oscilação eletromecânica, curvas de corrente, tensão, diferença angular e de frequência. Em relação aos aplicativos do modo "offline", também no âmbito do seu projeto Piloto, o ONS faz uso de curvas de tendência, oscilação eletromecânica e, principalmente, como suporte às análises de oscilografia e de eventos, incluindo validação de modelos de reguladores de velocidade e de PSS.

B) Além das aplicações previstas de Análise e Monitoramento da operação do SIN, existe alguma aplicação planejada para tomada de decisão automática, em tempo real?

Não. Atualmente, no âmbito do GO15 - grupo que concentra os maiores operadores mundiais do setor elétrico, não há, em larga escala, aplicativos em tempo real para a tomada de decisão. Contudo devido à massiva pesquisa e desenvolvimento, em um futuro breve, a tomada de decisão, baseada em Sincrofasores, será utilizada pelos operadores em larga escala.

C) Foi previsto no projeto o treinamento dos operadores e do pessoal de análise de perturbações para utilização das novas ferramentas?

Sim. Haverá um ambiente denominado ADOT ("Application Development Operation Training"), o qual será utilizado para o desenvolvimento de novos aplicativos e treinamento de pessoal, incluindo os Operadores do ONS.

Comentário: Resumo com 82 palavras Referências bibliográficas fora do padrão Artigo tem 10 páginas. Figura na seção 4.1 não tem legenda Não existe Figura 9 NA seção 4 o Frame zero está com valor correto? Definir SLA. O artigo deverá ser submetido a um corretor ortográfico para correção de lapsos de digitação.

3.35 - MODELAGEM DO SISTEMA DE COMUNICAÇÃO EM UMA FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO DINÂMICA COM APLICAÇÃO NA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS LONGAS BASEADA EM SINCRÓFAORES

PARRINI, D.R.(1);ASSIS, T.M.L.(1); - COPPE/UFRJ(1);

Esse informe técnico apresenta a modelagem de sistemas de comunicação em uma ferramenta de simulação dinâmica e aplicações. As aplicações são a sua utilização na proteção diferencial de linhas de transmissão longas e a estimação de parâmetros com utilização de sincrofasores para o suporte dessa proteção. A disponibilidade dos sistemas de comunicação permite o uso da proteção diferencial, que garante maior seletividade em comparação com esquemas tradicionais de proteção. A representação da proteção diferencial em um simulador é apresentada e resultados obtidos com a modelagem desenvolvida mostram o seu potencial para estudos em esquemas de proteção de linhas de transmissão.

Perguntas e respostas:

A) Apesar dos resultados, o sucesso de um relé depende de vários fatores práticos que foram desconsiderados no estudo. Que ideias os autores poderiam acrescentar sobre a evolução desse trabalho?

Diferentemente das alternativas convencionais, esse relé depende de um conjunto de medidas (tensões terminais) e de um estimador da distância ao defeito. Essas características podem contribuir para prováveis falhas desse relé e indicam que o trabalho pode evoluir no sentido de aferir a sensibilidade do relé em relação a essas falhas. Além disso, o impacto de outras adversidades, tais como a saturação de TCs e o efeito do atraso da comunicação também devem ser investigados.

B) Qual o critério de escolha do intervalo de 2s para a estimação dos parâmetros da linha?

A escolha do intervalo de 2 segundos está diretamente relacionada ao tempo de simulação dos eventos analisados, uma vez que intervalos elevados levariam a um tempo de processamento computacional maior. Entende-se que, para uma implementação em campo, esse intervalo possa ser ajustado para valores maiores de tal forma que a estimação dos parâmetros reflita a condição da carga e a variação da temperatura ao longo do dia.

C) Os autores já fizeram uma comparação entre a sensibilidade a erros nos valores de parâmetros do plano R-lambda contra o plano IdXr (corrente diferencial X corrente de restrição) utilizado na parametrização de relés que operaram somente com corrente? O mesmo se fez em relação ao plano alfa?

Esse é um estudo em andamento, muito pertinente para verificar o desempenho e a robustez dos diferentes tipos de relés. A parametrização do plano R-lambda leva em consideração a possibilidade de erros de medida devido à saturação de TCs, o que também ocorre na parametrização do plano IdXr e plano alfa. Como o ajuste da proteção envolve os parâmetros do elemento protegido, a característica de plano R-lambda tende a ser invariante à condição de carga, o que normalmente precisa ser ajustado nas outras duas alternativas. Associada a um estimador de parâmetros, a proteção tende a ser imune a certos efeitos, como, por exemplo, variações de temperatura.

Comentário: Referências Bibliográficas fora do padrão

3.36 - METODOLOGIA PARA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE COM ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM SMART GRIDS

BOASKI, M.A.F.(1);BERNARDON, D.P.(1);SPERANDIO, M.(1);RAMOS, M.J.(2);PORTO, D.(2); - UFSM(1);AES SUL(2);

Este trabalho visa o estudo e análise da influência da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção na confiabilidade das redes de distribuição de energia elétrica. Será apresentada uma metodologia para implementação de um sistema computacional que tem como principais pontos a análise integrada de: curtos-circuitos, coordenação e seletividade de dispositivos de proteção e cálculos dos indicadores de confiabilidade. Por fim serão apresentadas as telas do software que está em desenvolvimento.

Perguntas e respostas:

A) Existe alguma estimativa do quanto de melhora no desempenho do sistema pode ser obtida por essa metodologia?

Como o software ainda não está completo necessitando encaixar algumas etapas, ainda não há os resultados finais.

B) Como são obtidas as curvas dos dispositivos de proteção no software desenvolvido?

Dos elos fusíveis utilizou-se curvas (valores ponto a ponto) de um fabricante, para os religadores utiliza-se as equações das curvas mais utilizadas na concessionária,

C) Existe a possibilidade de não convergência do algoritmo em função de se estar otimizando duas funções objetivo distintas (coordenação e seletividade e MLE)?

O algoritmo busca avaliar alterações na proteção (como por exemplo uma troca de uma chave fusível para uma chave faca), e verificar seu impacto na confiabilidade.

Se esta alteração melhorar as características de proteção porém afetar negativamente para a confiabilidade, deve se verificar se essa mudança é realmente interessante.

Comentário: Resumo tem 71 palavras. Referências Bibliográficas fora do padrão. Não ficou claro o uso de NC na figura 2. Sugere-se que os autores submetam o artigo a um revisor ortográfico para correção de lapsos de digitação.

4.0 TÓPICOS PARA DEBATE

O setor vive um momento de grandes mudanças, tanto do ponto de vista tecnológico quanto regulatório. No contexto tecnológico, assistimos a adoção crescente novas tecnologias de geração e armazenamento de energia conectadas ao sistema através de dispositivos eletrônicos (inversores), aumento da geração distribuída e da microgeração, introdução de transformadores de instrumentação não convencionais comunicando através do protocolo IEC 61850, novos dispositivos de proteção utilizando princípios como ondas viajantes e grandezas incrementais, maior disponibilidade de dados de medição fasorial etc. Por outro lado, a regulamentação do setor está sendo alterada, de forma que os papéis dos diversos agentes precisará ser adequado; nesse contexto várias questões terão repercussão na área de PAC, como por exemplo, a remuneração pela maior disponibilidade de ativos e a necessidade de formação adequada de equipes num contexto de renovação e redução de pessoal especializado.

Dessa forma sugere-se os seguintes temas para debate:

1. Especificação de sistemas de PAC, considerando-se a complexidade tecnológica, a necessidade de incluir na fase de projeto e documentação facilidades para futuras expansões, incluindo o seu comissionamento, acesso à indicadores de desempenho e facilidades para a manutenção e descomissionamento.
2. Divisão das responsabilidades de ajuste e coordenação da proteção em projetos de interconexão de fontes renováveis ao sistema de transmissão.
3. Incentivos à melhoria do desempenho, segurança e disponibilidade do sistema elétrico através da criação de benefícios bem definidos para as concessionárias que superarem os requisitos mínimos regulatórios aplicáveis em sistemas de proteção, controle e automação.