



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPC - 27
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO V
GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC**

OPORTUNIDADES, DESAFIOS E PREOCUPAÇÕES NA PROTEÇÃO SISTÊMICA

Luis Fabiano dos Santos *	Daniel Karlsson	Sture Lindahl	Janez Zakonjsek
ABB BRASIL	ABB SUÉCIA	ABB SUÉCIA	ABB SUÉCIA

RESUMO

O desenvolvimento da tecnologia microprocessada, as possibilidades da comunicação digital e os demais benefícios do sistema de posicionamento global (GPS) tornaram possíveis que muito sonhos se tornassem realidade no que se refere à aplicação da Proteção Sistemica em sistemas de potência.

A introdução da desregulamentação no gerenciamento de grandes sistemas de potência indicou uma necessidade crescente da melhoria da funcionalidade da Proteção Sistemica em diferentes áreas de sua operação. Muitas concessionárias iniciaram os chamados sistemas de Monitoramento Sistemico como um primeiro passo rumo à implementação da Proteção Sistemica. Uma avalanche de blecautes ao redor de todo o mundo indicaram durante 2003 que a necessidade do aumento de velocidade rumo à implementação da Proteção Sistemica é muito maior do que muitos especialistas acreditavam ser.

O entendimento da concepção, funcionalidade e até mesmo do propósito da Proteção Sistemica diferem entre diferentes grupos de pessoas envolvidas na concepção, planejamento e operação dos sistemas de potência. Diferentes posicionamentos são argumentados sobre os limites entre os relés de proteção e a proteção sistemica, e quais funcionalidades pertencem à Proteção Sistemica, e quais pertencem a Automação Sistemica. Ainda neste contexto, discute-se sobre a possibilidade de se combinar Proteção Sistemica e relés de proteção do ponto de vista de software e/ou hardware, inclusive quais funções podem ser combinadas e quais não podem.

O presente artigo apresenta os resultados de um esforço em se estruturar a funcionalidade integrada na Proteção Sistemica em um número de blocos comuns, que são relacionados a diferentes elementos e seus grupos com o sistema de potência primário. De uma forma crítica examina as relações entre os blocos propriamente ditos e com relação a outros elementos do sistema de potência secundário tais como relés de proteção e SCADA.

A classificação é discutida de um ponto de vista de segurança e confiabilidade. O aspecto humano da proteção sistemica e sua relação com outros subsistemas dentro do sistema de potência primário e secundário também é considerado.

PALAVRAS-CHAVE

Medição, Monitoramento, Proteção Sistemica, PMU.

1.0 - INTRODUÇÃO

Existem alguns fatos básicos e desenvolvimentos tecnológicos que trouxeram a necessidade da proteção e controle sistêmicos:

- a) A desregulamentação do mercado de eletricidade causa algumas mudanças rápidas nas condições operacionais. Novos e desconhecidos caminhos para o fluxo de carga aparecem mais freqüentemente para o operador do sistema.
- b) A pressão econômica no mercado de eletricidade e nos operadores da rede força os mesmos a maximizarem a utilização de equipamentos de alta tensão, o que muito freqüentemente significa uma operação próxima aos limites do sistema e de seus componentes. Pela mesma razão, existe também um desejo de estender esses limites.
- c) O fornecimento confiável de eletricidade está continuamente se tornando cada vez mais essencial para a sociedade e blecautes do tipo que ocorreram nos EUA e Canadá em Agosto de 2003 tornam-se cada vez mais custosos cada vez que ocorrem.
- d) Desenvolvimentos técnicos na tecnologia de comunicação e sincronização da medição tornaram a concepção da proteção sistêmica uma solução possível. O uso de fasores, utilizando a medição por PMU (Phasor Measurement Unit), também fornece novas possibilidades para funções de estimadores de estado. Sua maior utilização até o momento tinha sido para Sistemas de Monitoramento (Medição) Sistêmica.
- e) Existe uma tendência geral em incluir tanto questões de âmbito relacionados à operação normal quanto questões relacionadas ao manuseio de oscilografia na automação do sistema de potência.
- f) Grandes distúrbios nas últimas décadas têm forçado/estimulado as concessionárias a conceberem esquemas de proteção que possam combater a instabilidade de tensão, instabilidade angular, instabilidade de freqüência, melhorar as propriedades de amortecimento ou para outros propósitos específicos, como por exemplo evitar o disparo em cascata de linhas.
- g) Pesquisa e desenvolvimento nas universidades e também nas indústrias aumentaram significativamente o conhecimento sobre os fenômenos do sistema de potência que causam grandes blecautes. Métodos para combatê-los têm sido e estão sendo desenvolvidos.

2.0 - OPORTUNIDADES DA PROTEÇÃO SISTÊMICA

A proteção sistêmica, os esquemas de proteção sistêmica e os esquemas de ações remediais não são conceitos de medicina geral a serem introduzidos no sistema de potência como forma de se evitar blecautes. Os Esquemas de Proteção Sistêmica (EPS) podem divergir bastante no que se refere aos aspectos de concepção e complexidade, mas são geralmente estruturados para preservar a estabilidade do sistema em situações onde nenhum equipamento em específico está em falta ou sobrecarregado, e sim o próprio sistema de potência está em transição rumo à instabilidade. Se ações não forem tomadas o sistema terá sua trajetória instável, resultando em um blecaute.

Desta forma, as seguintes características básicas devem ser consideradas para a concepção e implementação de uma proteção sistêmica:

- a) EPS é um sistema de proteção e deve ser concebido e implementado como tal, principalmente no que se refere à confiabilidade e dependabilidade.
- b) EPS é normalmente um "sistema em repouso", e que é disparado por certas condições do sistema, sejam baseadas em eventos ou baseadas em resposta.
- c) Cada EPS deve ser concebido para evitar uma instabilidade muito específica e muito bem definida.
- d) A cadeia de eventos que leva o sistema para esta instabilidade específica pode ser facilmente identificada ou pode compreender um número de combinações bastante elevado.
- e) EPS deve ser também avaliado como um último recurso de segurança da rede que fornece proteção contra o colapso do sistema, quando equipamentos críticos de proteção apresentam falhas. Portanto, os componentes de um EPS devem estar separados dos dispositivos de um equipamento de proteção convencional.
- f) EPS pode ser utilizado para aumentar a capacidade de transferência de potência, ou para aumentar a robustez do sistema contra instabilidade, ou para uma combinação de ambas.
- g) EPS normalmente utiliza comunicação, mas isto não é uma exigência.

2.1 Pré-requisitos básicos para a concepção e implementação de um EPS

Tendo em vista que os Esquemas de Proteção Sistêmica são previstos para operarem com grande eficácia em ocasiões um tanto quanto raras, devem ser concebidos com grande atenção. Quando realmente necessária, a

função do EPS será a de evitar um blecaute de um sistema. Assim, deve possuir uma *extremamente elevada dependabilidade*. Para estar apto a evitar um blecaute as ações de um EPS devem ser sempre poderosas. Por sua vez, se as ações são poderosas uma operação não desejada pode trazer grandes conseqüências. Portanto, um EPS deve também apresentar uma *extremamente elevada segurança*, ou seja,

- ❑ Mínima exigência de dependabilidade: qualquer componente na cadeia de ações do EPS que não forneça o sinal esperado, no caso de uma situação que necessite ação do EPS, não deve violar a ação do próprio EPS.
- ❑ Mínima exigência de segurança: qualquer componente na cadeia de ações do EPS pode dar um falso sinal de ação, em uma situação em que uma ação do EPS não é esperada, sem criar uma ação do próprio EPS.

Desta forma, é fortemente recomendável que se mantenha o EPS separado de um equipamento de proteção tradicional (relés de proteção), tanto quanto possível, especialmente porque o EPS é visto como um último recurso para se evitar o colapso do sistema em caso de falha do próprio equipamento de proteção. Na Figura 1 a redundância de uma proteção de linha tradicional é comparada com uma possível concepção redundante de um Esquema de Proteção Sistêmica.

Redundância

Equipamento x Proteção Sistêmica

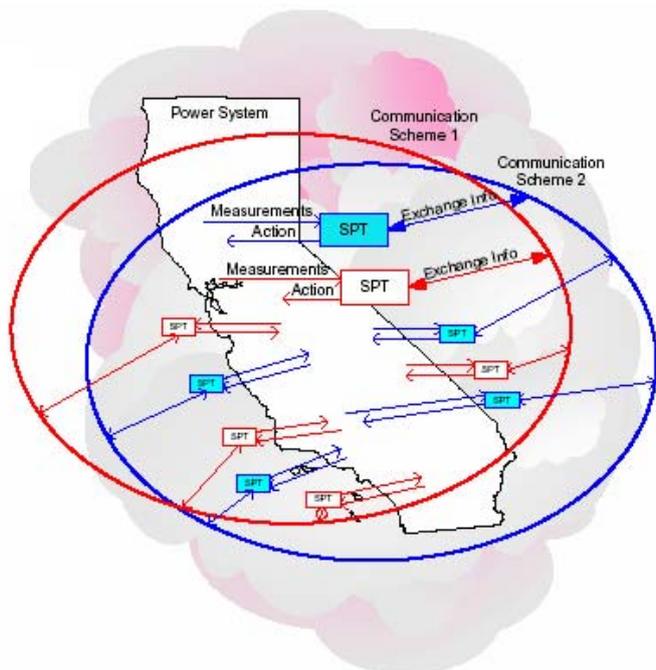
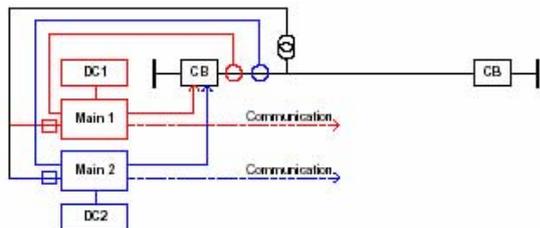


FIGURA 1: Redundância para a instalação de uma proteção de linha comparada a uma tentativa de concepção de um EPS

Os fenômenos do sistema de potência a serem combatidos com o EPS são:

- ❑ Instabilidade Transitória de Ângulo (primeira oscilação)
- ❑ Instabilidade de Ângulo de Pequeno Sinal (amortecimento)
- ❑ Instabilidade de Freqüência (balanço entre carga e geração)
- ❑ Instabilidade de Tensão de Curta Duração (2 - 10 segundos)
- ❑ Instabilidade de Tensão de Longa Duração (10 segundos - horas)

O EPS deve prevenir desligamentos em cascata descontrolados, que são resultados de qualquer um dos cinco fenômenos de instabilidade acima citados. Na maioria dos casos, uma instabilidade é iniciada tipicamente por uma dessas cinco instabilidades, mas no final e imediatamente antes do colapso do sistema uma mistura dessas instabilidades, tais como instabilidade angular e instabilidade de tensão, podem ser observadas.

2.2 Concepção geral de um Esquema Proteção Sistêmica

Um EPS, assim como qualquer outro esquema de proteção e controle, deve contemplar sensores, algoritmos de controle e atuadores. Os sensores podem fornecer tanto estados binários quanto valores de medição. Os atuadores são disjuntores, controladores de tensão, reguladores, etc. Um algoritmo de controle é necessário para

cada ação, tal como o disparo de um reator em derivação no caso de baixas tensões. As entradas para o algoritmo de controle podem ser provenientes de todo o sistema de potência, e cada entrada pode preferencialmente ser usada em muitas ações distintas.

Muitas tentativas e esforços têm sido feitos para se desenvolver algo mais genérico, tais como esquemas de proteção sistêmica baseados em resposta, mas até aqui poucos produtos comercialmente disponíveis e especialmente concebidos para serem partes de um EPS entraram no mercado. Uma das razões para isso pode ser a dificuldade em se saber como o EPS finalmente será implementado, e o volume de mercado também parece ser indefinido. Num primeiro momento, uma extensão da funcionalidade dos Esquemas de Monitoramento Sistêmico (EMS) parece ser uma solução a custo reduzido e uma aproximação natural. No entanto, a maioria dos componentes em um EMS é concebida para monitoramento e não contempla as altas exigências de confiabilidade que são necessárias aos sistemas de proteção.

As unidades de medição fasorial (PMU), que são os sensores nos EMS, podem ser concebidos com requisitos de qualidade da proteção, e os algoritmos de controle podem preferencialmente serem implementados em um hardware de proteção. Cada PMU cobre tipicamente duas barras, ou seja, duas entradas trifásicas de tensão, e de quatro a oito bays de linha ou de transformadores, ou seja, de quatro a oito entradas trifásicas de corrente. A Figura 2 ilustra um cenário de um Esquema Sistêmico para Monitoramento, Proteção e Controle Sistêmicos.

EMSs para o monitoramento, supervisão, coleta de dados e interface SCADA de quantidades fasoriais estão em operação em diversas instalações atualmente. A próxima etapa deverá consistir em agregar funcionalidade de controle baseada nos dados fasoriais, e finalmente atingirmos a implementação de funcionalidade completa de proteção. Os PMUs no sistema, tipicamente sincronizados diretamente via uma antena GPS que fornece precisão de tempo de um microssegundo, podem fornecer dados fasoriais tais como tensões e correntes complexas, frequência, taxa de frequência e dados digitais ou binários. Estes dados são então enviados a um Concentrador de Dados Fasoriais conforme o padrão IEEE1344 ou IEEE PC37.118, que é o padrão de formatação de dados fasoriais sincronizados. A taxa típica de transferência de dados é de uma vez a cada ciclo do sistema.

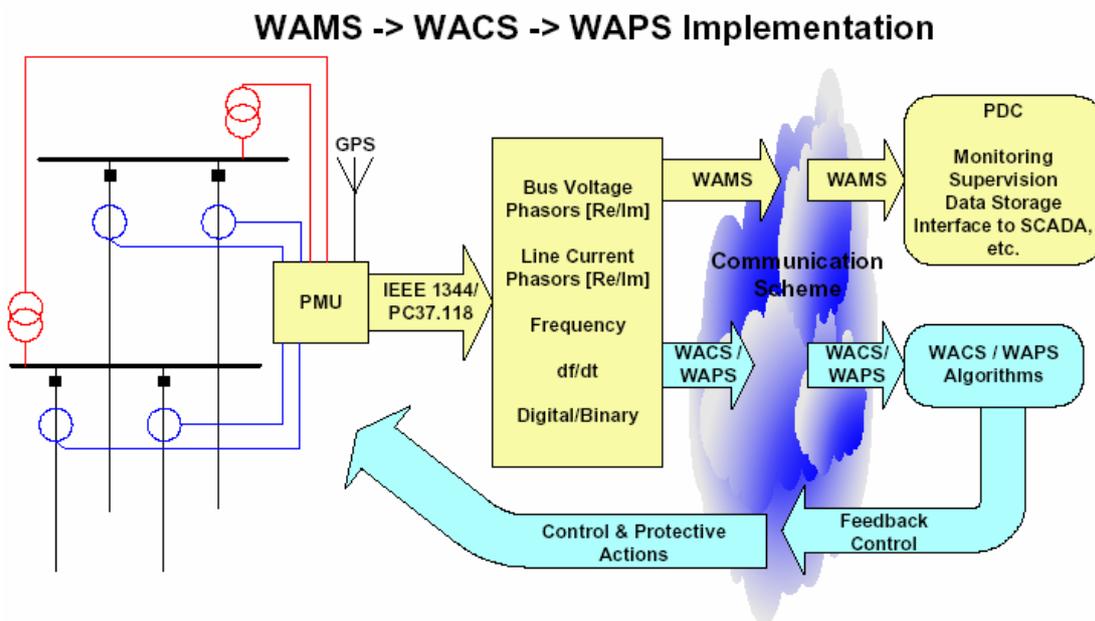


FIGURA 2: Típica aplicação do PMU para Esquemas Sistêmicos de Monitoramento, Controle e Proteção

Para o futuro pode-se prever que existirão terminais de proteção sistêmica dedicados, contemplando uma variedade de funcionalidades e de comunicação de alta performance, da mesma forma que atualmente são concebidos os terminais de proteção de equipamentos (linhas, transformadores, geradores, etc). Em tal implementação o terminal de proteção sistêmica deverá cumprir com todas as exigências de hardware e software para as entradas, saídas, algoritmos de controle e recursos de comunicação para suas ações específicas, bem como "saídas remotas" para interface com outros terminais em outras localidades. Desta forma, o terminal de

proteção sistêmica deve também estar apto a enviar e receber dados no formato padrão dos fasores sincronizados (IEEE 1344 Synchrophasor Standard ou PC37.118).

3.0 - DESAFIOS DA PROTEÇÃO SISTÊMICA

O principal desafio da proteção sistêmica é o de conceber, operar e manter este sistema que é considerado muito complexo e que raramente é chamado a atuar, mas que quando deve atuar o deve ser de maneira extremamente eficaz, cumprindo a tarefa a que foi concebido, ou seja, salvar o sistema de potência de um blecaute descontrolado. Os princípios e regras apresentados nos itens anteriores fornecem um bom direcionamento para esta finalidade.

4.0 - PREOCUPAÇÕES DA PROTEÇÃO SISTÊMICA

A coordenação com equipamentos de proteção e sistemas de controle automático já existentes é certamente a principal preocupação na concepção de um EPS. Tendo em vista que o EPS deve fornecer cobertura a grandes áreas, diferentes organizações (concessionárias, órgão governamentais, etc) estarão envolvidas e a coordenação certamente deverá também atingir níveis administrativos.

Para haver coordenação entre a proteção de equipamentos e a proteção sistêmica é importante distinguir claramente uma da outra. A proteção tem sido durante um longo tempo muito relacionada ao disparo de um disjuntor para interromper uma falta, desligar um equipamento em sobrecarga, poupar o equipamento de maiores esforços e reestabelecer a operação na parte sadia do sistema. A proteção de equipamentos também está voltada para a proteção pessoal, de animais e de propriedades devido a faltas nos elementos e sua não atuação pode severamente danificar o equipamento em falta como também seus arredores, podendo levar a conseqüências catastróficas.

Por outro lado, a proteção sistêmica é visualizada como um recurso para salvar o sistema de um blecaute parcial ou total, apresentando assim um caráter mais amplo de filosofia. A proteção sistêmica, em particular, não está focada no aspecto de que algum equipamento possa estar sob falta ou operando fora de seus limites operacionais.

Para um sistema a situação crítica pode aparecer após a eliminação de um distúrbio muito severo para um estado do sistema já estressado, ou ainda após uma situação de crescimento extremo de carga. Portanto, um EPS deverá operar durante estas condições operacionais, no qual o sistema tende ao colapso se ações de proteção não forem tomadas. Tais ações de proteção podem também contemplar mudanças de grupos de ajustes e de parâmetros para diferentes dispositivos de proteção e controle, bloqueio de comutadores de tapes em transformadores, conexão de capacitores em derivação, etc.

Geralmente, a proteção de equipamentos é concebida primeiro, sem nenhuma coordenação com a proteção sistêmica. Então a concepção do EPS deve ser feita levando-se em consideração a concepção e os ajustes da proteção de equipamentos.

4.1 Exigências na precisão das medições

Para aplicações sistêmicas a maioria das grandezas do sistema de potência está normal ou próxima da condição normal. Tensões e correntes nesta situação estão longe dos valores que aparecem durante condições de falta e a precisão dos valores de medição é uma preocupação fundamental. O PMU, que é o sensor dedicado nas aplicações sistêmicas pode, por sua vez, ser conectado tanto ao circuito de medição quanto ao de proteção dos transformadores de corrente, dependendo da aplicação. O circuito de medição irá proporcionar melhor precisão para correntes próximas do valor nominal, mas poderá apresentar saturação para condições de sobrecorrente. Por sua vez, o circuito de proteção irá apresentar uma faixa dinâmica melhor, porém com menor precisão.

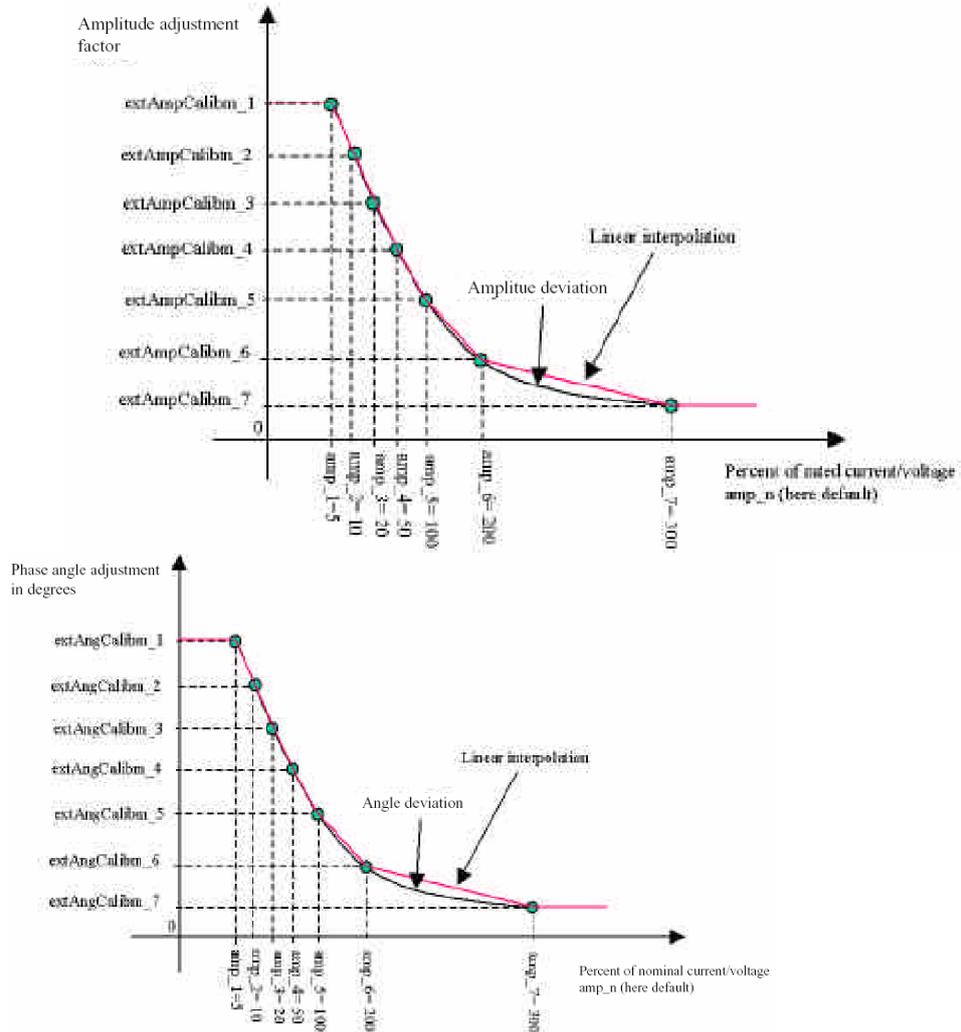


FIGURA 3: Tabela de calibração para melhorar a precisão de medição do PMU

A precisão de medição para aplicações sistêmicas é de grande importância e citada em diferentes referências. Muitos PMUs, como recurso adicional, apresentam a possibilidade de compensar a não linearidade dos transformadores de entrada do PMU propriamente dito (que é geralmente feito durante a produção na fábrica) e também para a não linearidade dos TPs e TCs da subestação. Um exemplo de tal calibração é mostrado no diagrama da Figura 3. Uma tabela de calibração para transformadores é de grande importância, sendo normalmente a amplitude e o ângulo de fase calibrados separadamente.

4.2 Exigências de velocidade (para diferentes aplicações)

Um EPS deve ser investigado quanto aos aspectos de velocidade tendo em vista suas diferentes aplicações a fim de que se obtenham ações eficientes. Neste caso, a velocidade está diretamente relacionada aos diferentes fenômenos ao que o sistema de potência pode estar sujeito, ou seja,

- Instabilidade Transitória de Ângulo
- Instabilidade de Ângulo de Pequeno Sinal.
- Instabilidade de Freqüência.
- Instabilidade de Tensão de Curta Duração.
- Instabilidade de Tensão de Longa Duração.
- Desligamento em cascata de linhas ou desligamento da geração.

Os PMUs permitem uma medição de ângulo rápida e direta, ao invés da medição de potência indireta, permitindo que sejam concebidos algoritmos de controle mais precisos para controle de emergência e ações de proteção, que podem ser empregados nos casos de Instabilidade Transitória de Ângulo, por exemplo.

As ações podem ser tomadas em frações de segundo, como por exemplo a medição, comunicação e disparo de disjuntor na ordem de 100ms. Acrescentando-se o tempo de abertura do disjuntor e uma margem adicional de segurança, uma rejeição de carga pode ser realizada em um tempo estimado de 200ms. Por outro lado, ações mais lentas como no caso de Instabilidade de Ângulo de Pequeno Sinal ou para o caso de baixo amortecimento do sistema, podem ser tomadas na ordem de segundos.

5.0 - EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DA PROTEÇÃO SISTÊMICA

Baseando-se nos fenômenos do sistema de potência apresentados no item anterior, dois principais Esquemas de Proteção Sistemica podem ser abordados:

□ Proteção contra Instabilidade de Ângulo

Na maioria destas aplicações é um corredor bem definido ou uma seção do sistema de transmissão que é crítico e que deve ser protegido. Uma vez que a rede e as condições operacionais são bem conhecidas, esquemas baseados em eventos são bastante comuns. Estes esquemas são basicamente concebidos de forma que se a capacidade da transmissão é reduzida a carga ou a geração é rejeitada. Dependendo da relação entre a transferência de potência atual e a capacidade total, um quantidade apropriada de carga/geração será rejeitada. Tal esquema baseado em evento é normalmente utilizado para se evitar a perda de sincronismo de primeira oscilação.

Por outro lado, a mudança de topologia para algumas aplicações do sistema de potência pode alterar as condições de amortecimento do sistema, e normalmente incidentes aparentemente inofensivos podem resultar em oscilações com baixo amortecimento. Nestas aplicações a direção das oscilações, bem como as máquinas participantes, pode ser uma situação difícil de se prever. Esquemas baseados em resposta, ou seja, baseados na medição dos ângulos de fase de tensão do sistema, da taxa de mudança do ângulo, da frequência local, fluxo de potência, etc, podem ser utilizados para identificar as características das oscilações e iniciar ações para melhorar o amortecimento.

□ Proteção contra Instabilidade de Tensão

A seqüência de eventos que conduz o sistema a uma instabilidade de tensão é um tanto difícil de se especificar, uma vez que existe uma grande variedade de cadeias de eventos que conduzem a situações similares. No entanto, áreas vulneráveis para instabilidade de tensão são mais facilmente identificadas. Nestas aplicações esquemas baseados em resposta são mais preferenciais, também devido ao fato de que o tempo não é tão crítico quanto para a instabilidade angular.

6.0 - DISCUSSÃO

Conforme já mencionado anteriormente, o EPS deve ser tratado como um elemento independente e adicional de um sistema de potência. A necessidade de introdução dos EPS é claramente indicada pelos tempos de reação de diferentes partes do sistema apresentados esquematicamente pela Figura 4.

Tipicamente, proteções de linha bastante rápidas podem operar atualmente com tempos de disparo abaixo de $\frac{1}{4}$ de ciclo. Esquemas de proteção numérica de barras reagem a curto circuitos em aproximadamente $\frac{1}{2}$ ciclo. A maioria dos principais dispositivos de proteção para diferentes elementos primários do sistema reage para curtos circuitos com tempo de resposta em torno de três a quatro ciclos. Operação de dispositivos de proteção contra faltas de alta impedância podem atuar em torno de 100 a 200ms. Esquemas de proteção de retaguarda são um pouco mais lentos e operam em até dois segundos. Tempos de operação para diferentes proteções contra sobrecarga podem ser ainda maiores.

Os tempos de reação do SCADA e do EMS estão próximos de 10 segundos. Eles dependem bastante da dimensão do sistema de potência e do equipamento utilizado.

Desta forma, pode-se observar a necessidade prática de uma funcionalidade adicional, que deve cobrir o espaço vazio de tempo de resposta entre os equipamentos de proteção e o SCADA/EMS. O EPS baseado em eventos é uma solução natural para esta lacuna. Por sua vez, o EPS baseado em resposta possui de fato um tempo de resposta menor, porém este tempo de resposta pode parecer maior porque o sistema de potência pode reagir para certos eventos de maneira mais lenta.

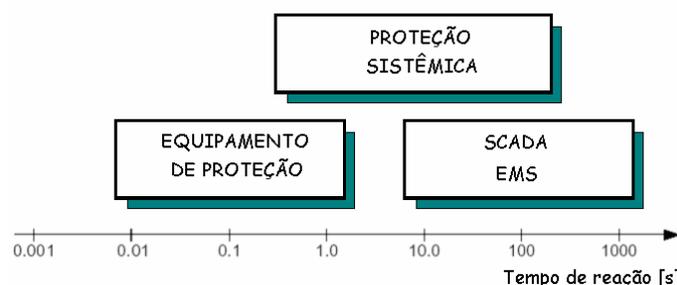


FIGURA 4: Posição do EPS comparada à proteção de equipamentos e o SCADA/SEM

Todos os três subsistemas apresentados na Figura 4 são complementares em relação ao outro, mas suas funções são bastante distintas. O EPS opera neste contexto como a última medida possível contra o colapso do sistema. Sua operação é na maioria dos casos iniciada por uma combinação de diferentes eventos unitários (erros humanos, falhas em equipamentos, etc) nos outros dois subsistemas. É por esta simples razão que se torna necessário mantê-lo independente tanto quanto possível em todos os aspectos.

A implementação do EPS em um sistema de potência exige grandes investimentos. Alguns dos mais importantes podem ser destacados:

- ❑ Investimento em recursos humanos: apenas um pequeno número de especialistas possui atualmente um conhecimento suficiente em EPS. A base de conhecimento necessária difere em muito daquela exigida para um bom engenheiro de proteção, e ainda mais para operadores do sistema voltados para os sistemas SCADA e EMS.
- ❑ Investimento em estudos do sistema: a concepção de um EPS significa de fato preparar com antecedência as respostas automáticas do sistema de potência para eventos críticos, e que não podem ser tratados pelos operadores do sistema devido as suas habilidades de reagir aos eventos serem um pouco lentas. Um grande número de simulações para diferentes condições operacionais exigem investimentos em equipamentos e recursos humanos. O número de casos a serem simulados e estudados aumenta conforme a dimensão do sistema e a previsão entre as condições normal e anormal do sistema.
- ❑ Investimento em equipamentos secundários que possibilitem funcionalidade local de monitoramento sistêmico irá de fato representar uma parte pequena de todos os investimentos necessários, apesar de ser o custo inicialmente mais aparente. O perigo existe quando as concessionárias tentam reduzir seus custos colocando a funcionalidade exigida pelo sistema de monitoramento sistêmico em hardware de equipamentos já existentes, tais como equipamentos de proteção e o sistema SCADA, não verificando os requisitos de dependabilidade e segurança.
- ❑ O investimento em canais de comunicação e equipamentos de alto nível nas estações centrais deverá também ser elevado. Canais de comunicação de melhor qualidade são necessários se comparados aos canais de comunicação da maioria dos sistemas SCADA existentes atualmente. A vantagem destes investimentos é sua natureza de infraestrutura, que torna possível seu uso para diferentes propósitos, reduzindo desta forma os custos dos esquemas sistêmicos propriamente ditos.

Os recursos humanos e a estrutura organizacional de diferentes concessionárias irá definitivamente influenciar a estrutura dos futuros esquemas sistêmicos. A integração de funções de proteção nos IEDs já causou uma elevada carga adicional de trabalho aos engenheiros de proteção apesar de todas as modernas ferramentas disponíveis. Esta é uma questão a ser investigada, ou seja, como os engenheiros de proteção irão lidar com esta nova carga. Adicionalmente, também é necessário se considerar que será muito difícil manter uma clara responsabilidade entre as diferentes estruturas funcionais, principalmente se forem dependentes dos mesmos elementos de hardware.

7.0 - CONCLUSÃO

Um número de fatos básicos e de desenvolvimentos tecnológicos levaram as necessidades do surgimento da proteção e controle sistêmicos. A proteção sistêmica, Esquemas de Proteção Sistêmica e Esquemas de Ações Remediais, não são remédios genéricos a serem introduzidos nos sistemas de potência como forma de se evitar blecautes. Eles podem diferir enormemente quanto à sua concepção e complexidade, mas são geralmente apontados para preservar a estabilidade do sistema de potência em situações onde nenhum equipamento em específico está sob falta ou sobrecarregado, mas o sistema de potência está em transição rumo a instabilidade.

A proteção sistêmica apresenta para a sociedade de engenharia de potência moderna um número de desafios, oportunidades, mas também de preocupações. Sua relação para com um melhor conhecimento dos sistemas de proteção, controle e monitoramento deve ser examinada muito cuidadosamente como forma de fornecer a segurança e dependabilidade necessárias. Tendo em vista que o EPS parece ser a última e mais conservativa medida contra o colapso de todo um sistema, não deve ser permitido o meio termo em sua concepção e operação.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) "Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations", from the U.S.-Canada Power System Outage Task Force, April 2004.
- (2) "System Protection Schemes in Power Networks", prepared by CIGRE Task Force 38.02.19, June 2001.
- (3) "Toward Self-Healing Energy Infrastructure Systems", M. Amin, IEEE Computer Applications in Power, p. 20, January 2001.
- (4) "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std 1344-1995, December 12, 1995.
- (5) Appendix to "Maximizing Power System Stability Through Wide Area Protection", D. Karlsson, et. al., Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 21-23, 2003.
- (6) "Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy", UTCE, October 23, 2003.
- (7) "The blackout in southern Sweden and eastern Denmark, September 23, 2003", S. Larsson and E. Ek, IEEE GM, Denver, Colorado, 2004.