



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

FI/GOP/06
18 a 21 de outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

**CONCENTRADOR DE DADOS SINCROFASORIAIS INTEGRADO A UM SISTEMA DE SUPERVISÃO,
CONTROLE E GERENCIAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Raul B Sollero(1)*

Luiz C Lima(1)

Ayru L Oliveira Fo.(1)

João Câncio Oliveira(1)

Marco Antônio M Rodrigues(1)

Paulo Stein(1)

Nivaldo Lambert(2)

(1) Cepel

(2) PUC-Rio

RESUMO

O artigo apresenta uma nova solução para aquisição, concentração e distribuição de dados sincrofásoriais integrada a um sistema de supervisão e controle de sistemas elétricos (SAGE SCADA/EMS) e discute o alcance de sua aplicação. A solução permite o compartilhamento da mesma infraestrutura existente para a supervisão e controle do processo elétrico e simplifica os processos internos quando comparada com a abordagem tradicional, que utiliza uma infraestrutura separada para a aquisição e tratamento dos novos dados sincrofásoriais.

São descritos a arquitetura geral da solução, o módulo responsável pela comunicação com as Unidades de Medição Fasorial (PMUs, na sigla em inglês), a estratégia de integração deste módulo com PDCs (*Phasor Data Concentrators*) externos, e as infraestruturas desenvolvidas para utilização destas informações, seja pelo próprio SAGE, seja por aplicativos externos.

São descritas, também, algumas aplicações desenvolvidas, como prova de conceito, para validar a solução. Algumas delas, de interesse de operadores de centros de controle, são nativas ao SAGE e executadas sob Linux, enquanto outras utilizam um serviço *web* com o protocolo "SOAP" (*Simple Object Access Protocol*), podendo ser executadas remotamente a partir de máquinas com diferentes sistemas operacionais e arquiteturas.

PALAVRAS-CHAVE

Concentrador de dados fasoriais, unidades de medição fasorial, aplicações fasoriais, SCADA, supervisão e controle de sistemas elétricos, SAGE

1.0 - INTRODUÇÃO

As primeiras demonstrações práticas da viabilidade de se obter medições sincrofásoriais de um sistema elétrico de potência remontam à década de 90. A comunidade de engenheiros de proteção e automação percebeu rapidamente o potencial desta tecnologia para aumentar a capacidade de monitorar e controlar o sistema elétrico de potência, mirando maior eficiência operacional, segurança e resiliência sistêmicas frente a distúrbios, além de melhorar os processos de análise de ocorrências. Entretanto, observa-se, hoje, que os muitos benefícios esperados ainda permanecem abaixo do seu potencial, apesar do sucesso de iniciativas específicas.

Existem diferentes razões para essa demora. Uma delas tem sido a lenta disseminação das infraestruturas capazes de medir, transmitir e concentrar os dados sincrofásoriais, com confiabilidade e baixo custo, de forma adequada para a experimentação e operacionalização das aplicações de interesse sistêmico. De fato, essas novas infraestruturas exigem equipamentos, serviços e pessoal dedicado à sua implantação, operação e manutenção, com custos expressivos.

(*) Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel - Avenida Horácio Macedo, 354, Cidade Universitária Rio de Janeiro, RJ, CEP 21941-911 - Tel: (+21) 2598 6386 – Email: rbs@cepel.br

Por outro lado, a realidade, hoje, apresenta dois aspectos que oferecem oportunidades para uma evolução importante: (i) um grande número (estimado em vários milhares no sistema elétrico brasileiro) dos novos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs, na sigla em inglês), tanto de proteção quanto de oscilografia, pode funcionar como PMUs, bastando que esta função seja ativada, por *software*, no equipamento; e (ii) muitos dos citados IEDs já estão interligados a sistemas de supervisão e controle SCADA/EMS sofisticados, com equipes experientes e dedicadas às suas operação e manutenção, tanto em termos de *software* quanto de *hardware*, operando com altos índices de disponibilidade.

O SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel) é um destes sistemas, com grande prevalência no Sistema Interligado Nacional. As instalações SAGE têm acesso, através de uma rede com grande capilaridade, a um número expressivo de IEDs que dispõem da função PMU. Assim, numa iniciativa pioneira, o artigo descreve o desenvolvimento e a incorporação ao SAGE de recursos típicos de um Concentrador de Dados Fasoriais, incluindo aquisição e repasse dos dados através do protocolo IEEE C37.118, o tratamento dos dados adquiridos, bem como sua gravação, em sua taxa original (da ordem de dezenas de medições por segundo), em arquivos que poderão ser acessados diretamente por este sistema, por outros aplicativos locais, ou, ainda, externamente, por meio de serviços *web* desenvolvidos para este fim.

2.0 - O SAGE

O SAGE é um sistema SCADA/EMS (*Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System*) de grande porte e alto desempenho, desenvolvido e constantemente atualizado pelo Cepel. É utilizado por dezenas de concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, além do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em todos os seus centros de controle. Sua arquitetura modular permite sua adequada customização para que possa ser utilizado seja como um *gateway* de comunicação, como um concentrador de dados de um sistema de distribuição, como um supervisor local ou regional, como um centro de operação de sistema ou, ainda, como um sistema "*multi-site*", composto por vários centros de controle sincronizados e redundantes^[1].

O SAGE implementa as funções de aquisição, tratamento e distribuição de dados do sistema elétrico (SCADA), além de prover suporte a múltiplos protocolos de aquisição e distribuição. A comunicação de dados é desempenhada por módulos, todos eles nativos ao sistema, que permitem sua ligação com uma variedade de equipamentos de campo (IEDs, UTRs) e com centros de controle regionais ou de sistema (COR ou COS) através de protocolos proprietários ou padronizados como IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, DNP 3.0, Open-ModBus, IEC 61850, ICCP (IEC 60870-6 TASE 2) em TCP/IP, entre outros.

Como base das funcionalidades EMS, está o sistema de Análise de Redes (SAR). Baseado na extensa experiência do Cepel no desenvolvimento de algoritmos para a análise de redes elétricas, o SAR implementa funções dedicadas a determinar e monitorar a condição operativa corrente do sistema elétrico em tempo real. As mesmas funções estão também disponíveis aos usuários em modo de estudo, permitindo a simulação e/ou análise de uma condição operativa passada, corrente ou postulada. Nos dois modos de operação, o SAR dispõe de ferramentas para a análise da segurança operativa do sistema, bem como de ferramentas de otimização destinadas a auxiliar o usuário na tomada de decisões, sugerindo medidas corretivas e/ou preventivas.

O SAGE é um sistema desenvolvido com base em conceitos de sistemas distribuídos e expansíveis. Como tal, o sistema tem sido constantemente expandido através da adição de novos módulos de *software*. As necessidades de aumento da capacidade computacional são atendidas pela simples incorporação de servidores adicionais à sua infraestrutura e subsequente reconfiguração do sistema. Diversos outros elementos compõem a solução SAGE, tais como: sistema de controle de geração, sistema de armazenamento histórico de longo prazo, interface gráfica, suporte a sistemas *multi-site* com facilidades para sincronização de dados e contingenciamento entre centros de controle, interface orientada a serviços (SOA) para conexão com aplicações externas, suporte de múltiplos perfis de usuário, integração com sistemas de segurança eletrônica, entre outros.

O SAGE foi escolhido como solução-núcleo de tempo real da Rede de Gerenciamento de Energia do ONS (REGER), sistema desenvolvido e fornecido por um consórcio formado pelo Cepel e pela Siemens para suportar as ações de operação em tempo real de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), pelo ONS. Este projeto implementa uma série de recursos e funcionalidades modernas e inovadoras. Entre elas, incluem-se programas e funções de exploração de informações fasoriais de interesse de operadores de centros de supervisão e controle^[2].

Alinhada à política de evolução contínua do Sage (*Evergreen*), praticada desde a sua concepção, foi realizada a incorporação, ao sistema, do protocolo IEEE C37.118 e de uma infraestrutura de acesso aos dados coletados das PMUs, permitindo o uso tanto local quanto externo das informações obtidas e a progressiva evolução do sistema para suportar as funções de um PDC.

3.0 - ARQUITETURA GERAL DA SOLUÇÃO PARA CONCENTRAÇÃO DE DADOS FASORIAIS PELO SAGE

A exploração do potencial das informações sincrofásoriais para suporte à operação de um sistema elétrico envolve uma série de premissas e requisitos que dependem das características das aplicações finais, particularmente se estas forem de tempo real ou pós-evento (*offline*). Variam, também, de acordo com a abrangência e função do nível hierárquico do ponto de instalação do sistema.

A forte presença do SAGE em todos os níveis hierárquicos da estrutura de supervisão e controle do SIN, desde subestações até centros de controle regionais e sistêmicos, impôs o desenho de uma arquitetura que suportasse aplicações em todos estes níveis. Assim, para atendimento dos requisitos tanto de aplicações locais, quanto das localizadas em centros de controle, foram incorporadas as seguintes funcionalidades:

- Comunicação direta com PMUs (ou PDCs) para aquisição dos dados sincrofásoriais informados via protocolo IEEE C37-118-2. A aquisição se dá nas taxas de envio nativas destes equipamentos;
- Armazenamento local e/ou remoto dos dados adquiridos, tanto de curto quanto de longo prazo;
- Capacidade de repasse (*data forwarding*), sob o protocolo IEEE C37.118, das mensagens adquiridas para PDCs externos (tais como o OpenPDC ou outros PDCs comerciais), viabilizando a utilização de aplicações fasoriais já disponíveis nestes ambientes;
- Incorporação, na base de dados de tempo real do SAGE, das informações sincrofásoriais de interesse de centros de operação, na mesma taxa de atualização usada pelo SCADA, ou seja, com medidas obtidas a intervalos de 1 a 10 segundos. Esta funcionalidade permite que aplicativos nativos, prontamente acessíveis aos operadores do sistema, possam utilizar os dados das PMUs;
- Capacidade de aquisição, processamento e distribuição dos dados fasoriais de interesse para os níveis hierárquicos superiores via protocolo ICCP;
- Serviços *web* capazes de oferecer um ambiente adequado para o desenvolvimento, em equipamentos externos ao SAGE, de aplicações que utilizem os dados sincrofásoriais obtidos por este sistema. As aplicações em questão podem solicitar os dados fasoriais correntes ou podem solicitar a consulta, pós-eventos, a dados previamente armazenados (características *on-line* e *off-line*, respectivamente).

Deve ser observado que existe apenas uma versão corrente do SAGE. Assim, o sistema deve ser configurado de forma a habilitar, ou não, estas funções de acordo com a necessidade de cada ponto de instalação, seja ela uma instalação local, seja um centro de controle regional ou sistêmico.

A Figura 1 apresenta, de modo conceitual, uma possível arquitetura em dois níveis onde se destacam os seguintes módulos acrescentados à infraestrutura básica do SAGE:

- Módulo conversor de protocolos IEEE C37.118, protocolo padrão para a comunicação de dados fasoriais (1, na figura). Este módulo foi desenvolvido seguindo as mesmas premissas da família de protocolos nativos do SAGE, incluindo a capacidade de gerenciar múltiplos canais de aquisição e de distribuição (esta última via *data forwarding*). Estes dados podem ter origem tanto em PMUs dedicadas quanto em IEDs de proteção ou oscilografia que dispõem desta função. Além da parte de comunicação, este módulo é responsável pelas seguintes tarefas:
 - Armazenamento de curto prazo dos dados fasoriais adquiridos localmente (2);
 - Armazenamento de longo prazo de dados sincrofásoriais adquiridos de múltiplos sistemas (3);
- Módulo de disponibilização de serviços *web*, que viabiliza o uso de aplicações sincrofásoriais localizadas em ambientes externos (4);
- Aplicativos, nativos ao SAGE, que processam os dados fasoriais adquiridos pelo sistema(5).

Através da figura, pode-se acompanhar o caminho percorrido pelos dados sincrofásoriais. Eles têm sua origem nas unidades IED, PMU ou DFR (*Data Fault Recorder*) localizadas no nível da subestação; passam por um nível hierárquico superior SAGE/EMS (um COS, por exemplo); por fim, podem alcançar o futuro PDC/PMS Central do ONS.

A mesma relação de aquisição/distribuição representada na figura (uso de ICCP e/ou C37.118 entre o SAGE da SE e o SAGE no nível hierárquico superior) pode ser aplicada, caso necessário, para propagar estes dados para sistemas SAGE em níveis hierárquicos intermediários, como Centros de Operação Locais ou Regionais, desde que a latência total observada para o tráfego dos dados, desde a SE até o sistema do ONS, esteja dentro dos limites estabelecidos pelo procedimento de rede.

Os módulos listados acima relacionam-se com quatro frentes de desenvolvimento: comunicação com equipamentos via protocolo C37.118 e armazenamento das informações obtidas; processamento dos dados fasoriais pelo SAGE; disponibilização de um ambiente para integração de aplicativos externos, via serviços *web*; e desenvolvimento de aplicações de interesse para o setor elétrico que se utilizam dos dados em questão. Os desenvolvimentos realizados nestas quatro frentes são descritos a seguir.

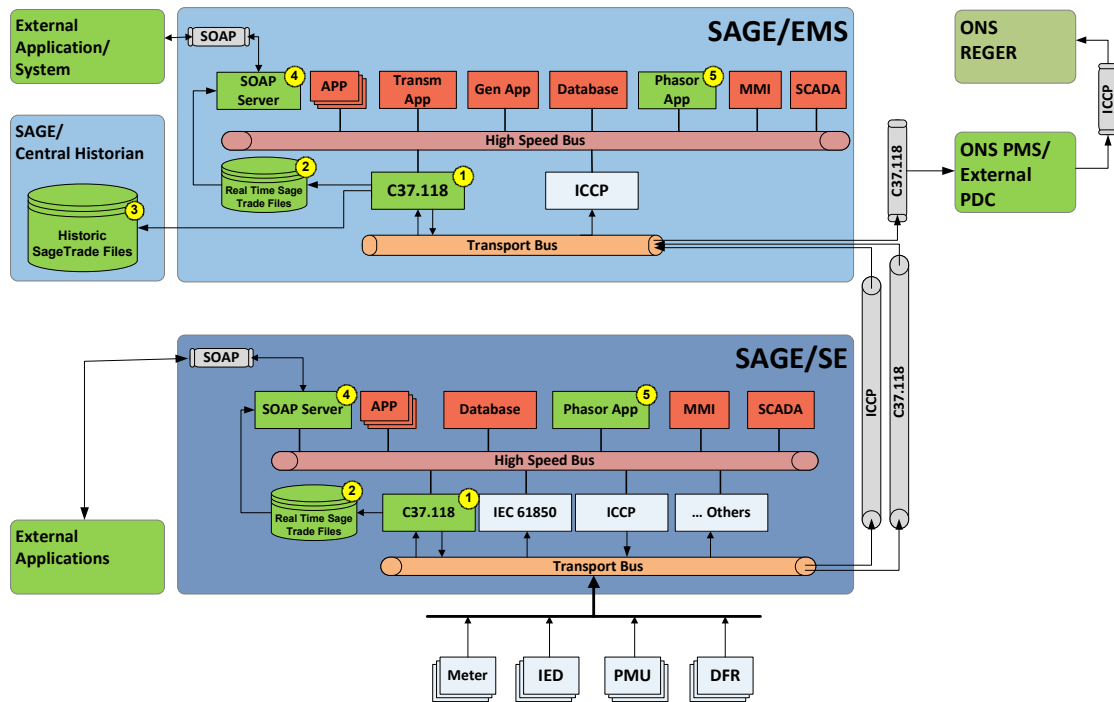


FIGURA 1 – Arquitetura Geral da Solução

3.1 Comunicação via C37.118

A comunicação via protocolo C37.118 é implementada pelo módulo C37.118, mostrado na Figura 1. Este módulo é responsável por seis importantes funções relacionadas à medição fasorial sincronizada:

- Efetuar a aquisição, sob o protocolo IEEE C37.118, de dados de equipamentos do tipo PMU ou PDC em sua taxa de envio nativa. Esta taxa pode chegar a 120 mensagens por segundo para cada equipamento;
- Armazenar, na taxa nativa de recebimento, os dados adquiridos para permitir que aplicações locais que deles necessitem possam acessá-los, e para que o servidor SOA possa disponibilizá-los para uso das aplicações externas;
- Extrair, das mensagens recebidas, os dados relativos aos instantes de tempo de segundo cheio, obtendo, assim, dados com taxas típicas de sistemas SCADA (1 a 10 segundos). Esta taxa de atualização é configurável.
- Inserir, na base de tempo real do SAGE, os dados de baixa frequência extraídos, permitindo seu uso pelas aplicações locais nativas do SAGE. Estes dados são tratados de forma análoga aos obtidos por meio de outros protocolos, como o IEC 104, IEC 101, DNP3, ICCP, IEC 61850, Modbus, entre outros;
- Efetuar a distribuição, para outros equipamentos, dos dados fasoriais obtidos em sua taxa nativa. Esta distribuição é realizada através da modalidade de repasse (*data forwarding*), conforme definido no documento IEEE C37.244^[3].
- Efetuar o envio dos dados para um servidor externo de arquivamento, onde os dados da oscilografia contínua, recebidos em sua taxa nativa, ficam permanentemente disponíveis em arquivos horários, com acesso indexado por ano, mês, dia, hora cheia e unidade PMU.

As ações realizadas por este módulo tornam possível a utilização do SAGE como concentrador de dados sincrofásoriais fornecidos por PMUs já presentes nas estruturas das empresas, usufruindo, portanto, de configurações já estabelecidas. A função de repasse das mensagens, por outro lado, possibilita que sistemas externos se conectem ao SAGE e recebam, com latência desprezível, as informações provenientes dessas PMUs. Este procedimento viabiliza a integração do SAGE com PDCs tradicionais, permitindo que aplicativos externos, já desenvolvidos para esses produtos, possam ser utilizados.

O diagrama da Figura 2 demonstra onde podem estar hospedados os aplicativos que fazem uso dos dados sincrofásoriais coletados pelo SAGE. Eles podem ser locais, adquirindo-os através da estrutura nativa do sistema (na taxa típica de sistemas SCADA, portanto) ou por meio das estruturas de armazenamento geradas (que permitem a obtenção destes dados em sua taxa nativa); ou externos, que podem obtê-los através dos serviços *web* disponibilizados, ou por meio de ferramentas de terceiros. Ambas as formas podem fornecer os dados adquiridos em sua taxa de reporte original.

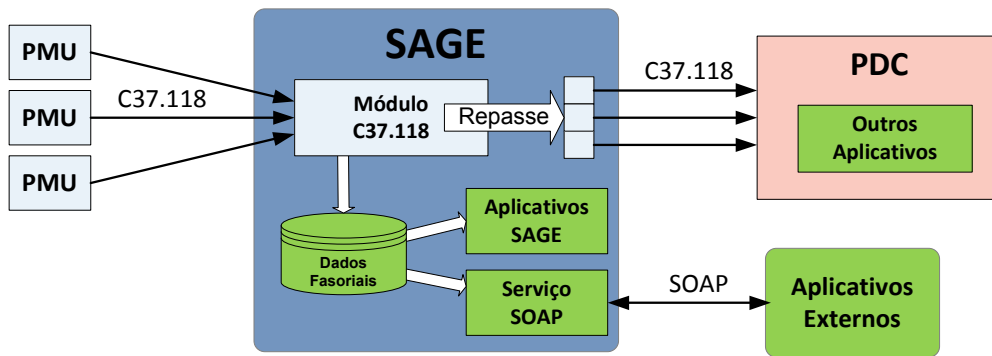


FIGURA 2 - Integração do SAGE com aplicativos próprios e de terceiros

3.2 Processamento dos dados fasoriais pelo SAGE

Para permitir a manipulação, de dentro do SAGE, dos dados obtidos pelo módulo C37.118, o módulo responsável pela aquisição de dados SCADA do sistema foi ajustado, uma vez que os sincrofasores exigem sincronismo e alinhamento no tempo para serem corretamente manipulados na base de dados de tempo real do SAGE, o que não ocorre com os dados SCADA tradicionais.

Foram criados, nos modelos de base de dados fonte e referência, entidades e atributos para identificar e qualificar as unidades PMU e suas respectivas medições de fasores, frequência, ROCOF (*Rate of Change of Frequency* – taxa de variação da frequência), dados digitais, eventos e outras medições originadas nesses equipamentos, estabelecendo, com isso, o relacionamento necessário com as medidas SCADA do modelo elétrico (EMS), e permitindo que estes dados tenham um tratamento apropriado no sistema. Foi inserida uma temporização de contenção dos dados de sincrofasores na base de dados de tempo real, de forma a permitir suas escritas, na base, de forma simultânea, garantindo-se, com isso, que os dados (provenientes das PMUs) obtidos pelas diferentes aplicações do sistema sejam referentes a um mesmo instante de tempo. A falta de atualização de um ou mais desses dados, dentro de um determinado período de tempo configurável, faz com que estes sejam invalidados na base, sendo neles assinalados o atributo “inválido-na-origem”.

A contenção e o alinhamento desses dados podem ser desabilitados, se desejado, o que permite que o sistema seja utilizado em contextos que não o de tempo real, contextos esses em que os dados podem estar sendo simulados segundo uma escala de tempo própria. A ativação/desativação desta forma de operação se dá dinamicamente, mediante a escrita em uma variável de configuração do sistema.

Deve ser observado que, mesmo se tratando de escritas simultâneas, as escritas dos dados originados em PMUs na base de dados de tempo real do SAGE não se caracterizam como uma operação atômica, já que o sistema pode receber dados de diferentes origens, com diferentes atrasos (latências diferentes em diferentes canais de comunicação) e em dois diferentes protocolos (ICCP e C37.118). Por esse motivo, para garantir o sincronismo desses dados, foi estabelecido um recurso de mútua exclusão (*lock* de acesso à MCD), que é utilizado pelo módulo SCADA que escreve na base de dados tempo real e que é compartilhado por todas as aplicações que desejam acessar os dados em questão.

Por fim, os módulos relacionados com a implementação do protocolo ICCP no SAGE foram alterados para transmitir os dados provenientes das PMUs através de mensagens de dados periódicas contendo informação de tempo (formato *Data_RealQTimeTag* em *DataSets/TransferSets*), sendo esta periodicidade de envio também configurável.

3.3 Ambiente para integração de aplicativos externos de exploração de sincrofasores

O objetivo deste módulo é permitir que aplicações do Cepel ou de terceiros possam ter acesso aos dados obtidos através da infraestrutura apresentada, permitindo a implementação de funções de exploração destes dados. Alguns produtos e desenvolvimentos do Cepel como o SINAPE (Sistema Integrado de Apoio à Análise de Perturbações), usado para exibição de formas de onda, gerenciamento e análise de oscilografia, e o SOM (*System Oscillations Monitor* – Sistema de Monitoramento de Oscilações), descrito na Seção 4.2, estão sendo preparados para acesso a esta infraestrutura.

O resultado desta iniciativa foi a incorporação, ao SAGE, de um serviço baseado no protocolo SOAP para sua integração com outros sistemas. O SOAP, que já é usado por outros módulos do SAGE, é um padrão já estabelecido e largamente usado pela indústria de *software* para a troca eficiente de mensagens no padrão XML entre aplicações em ambientes heterogêneos e distribuídos.

O protocolo SOAP é constituído de três partes: um envelope que define o conteúdo da mensagem e a forma de processá-la, uma série de regras que definem as instâncias dos tipos de dados da aplicação e um padrão para representar as chamadas de procedimentos e respostas a serem recebidas. A adoção desse protocolo possibilita que processos externos enviem requisições e recebam os dados desejados após a execução de rotinas predefinidas. Isso viabiliza a utilização dos dados obtidos pelo SAGE por aplicações localizadas em equipamentos externos, não havendo restrições quanto à linguagem de programação utilizada no desenvolvimento destas aplicações, que podem se utilizar de uma das muitas bibliotecas SOAP disponíveis para os principais ambientes de desenvolvimento.

Atualmente, estão implementados os seguintes serviços:

- Serviço de fornecimento dos dados de configuração das PMUs incluídas na base de dados do SAGE, juntamente com a identificação dos respectivos pontos de medição e das grandezas geradas por cada PMU;
- Serviço de leitura dos valores, ordenados no tempo, das grandezas analógicas e digitais geradas pelas PMUs e concentradas pelo SAGE. Este serviço fornece os valores das grandezas em tempo real retroagindo uma janela no tempo, podendo, ainda, extrair da base histórica as grandezas referentes a um intervalo de tempo passado. Juntamente com estas grandezas, são transmitidos os indicadores de qualidade dos dados informados, permitindo que a aplicação possa lidar com questões como perdas de pacotes e outros problemas transcorridos na aquisição, transmissão ou tratamento desses dados pelo SAGE.

A facilidade da execução remota de rotinas através destes serviços abre a oportunidade para o desenvolvimento de aplicações em ambientes externos ao SAGE. A utilização de bibliotecas SOAP apropriadas facilita a construção de programas clientes para consumir os dados desses serviços. A passagem de parâmetros, a execução das rotinas e o recebimento dos resultados são feitos de forma transparente, liberando o programador de preocupações como, por exemplo, a formatação dos “streams” de dados ou o tratamento de erros de comunicação.

4.0 - APLICAÇÕES FASORIAIS SOBRE A INFRAESTRUTURA DESCRITA

Algumas aplicações que utilizam a infraestrutura descrita neste artigo foram desenvolvidas ou estão em desenvolvimento pelo Cepel. Tais aplicações estão divididas em duas categorias: aplicações nativas ao SAGE, que são executadas dentro do sistema e utilizam os dados em taxas típicas de um sistema SCADA, e aplicações externas, que utilizam os serviços *web* disponíveis. Estas aplicações são descritas nas seções abaixo.

4.1 Aplicações Nativas

As aplicações nativas mencionadas a seguir, desenvolvidas pelo Cepel para centros de controle, deverão ser aplicadas no REGER (Rede de Gerenciamento de Energia, do ONS) para apoio na supervisão e controle do Sistema Interligado Nacional. Elas utilizam as informações sincrofatorias, obtidas pelo módulo C37.118, que são inseridas na base de dados de tempo real do SAGE. São elas:

- *StressMon* – Monitoração do Nível de Estresse de Corredores de Transmissão;
- *SyncAssist* – Assistente para Reconexão de Ilhas Elétricas;
- *LoopAssist* – Assistente para Fechamento de Elos de Transmissão.

A aplicação *StressMon* permite a monitoração do carregamento de corredores de transmissão selecionados a partir do cálculo de diferenças angulares entre pares de medições fasoriais. Isto é feito por comparação entre essas diferenças e valores pré-definidos por estudos *off-line* que correspondem, tipicamente, a limites de estabilidade ou restrições operativas.

A aplicação é executada automaticamente, com periodicidade em torno de 1 segundo, produzindo alarmes relativos a ultrapassagens de limites e desvios em relação a valores programados. Este recurso oferece uma alternativa para monitorar o *stress* da transmissão, usualmente baseado em valores de corrente ou fluxo de potência ativa.

A Figura 3 apresenta o aspecto da tela gráfica de resultado dessa aplicação, em que, sobre representação unifilar usual do sistema elétrico, são indicados, por meio de cores, os níveis de *stress* de alguns corredores de transmissão. As linhas mais espessas representam estes níveis, sendo que as cores verde, amarela e vermelha indicam, respectivamente, linhas com níveis crescentes de *stress*.

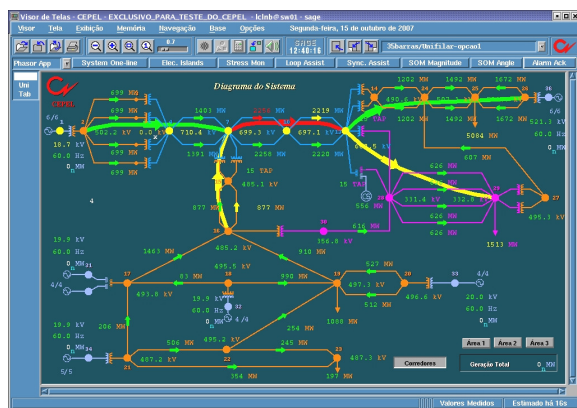


FIGURA 3 – Monitoração do nível de *stress* de corredores de transmissão pré-selecionados

A aplicação *SyncAssist* permite a monitoração de diferenças de magnitude e ângulo da tensão e desvios de frequência medidos em equipamentos de transmissão envolvidos na reconexão de ilhas elétricas. Esta função pode ser útil para auxiliar o operador no condicionamento do sistema em direção a uma condição válida para reconexão. Com isso, sobrecargas severas, eventos em cascata ou mesmo situações de instabilidade podem ser evitadas. Observe-se que, em um EMS típico, esta função não poderia ser desempenhada por um estimador de estado tradicional, já que, neste caso, os ângulos calculados das diversas ilhas elétricas são não correlacionados. A aplicação é disparada por ação do operador, que seleciona as grandezas a serem monitoradas. Após a seleção, a aplicação é executada periodicamente a cada 1 segundo. São providos meios gráficos de acompanhamento da tendência das grandezas monitoradas para visualização da proximidade da condição de ressinchronização.

Já a aplicação *LoopAssist* permite a monitoração de diferenças de magnitude e ângulo da tensão medidos em disjuntores ou linhas de equipamentos de transmissão em vazio envolvidos no fechamento de anéis no sistema elétrico. Esta função foi proposta para auxiliar o operador no condicionamento do sistema em direção a uma condição válida para o fechamento do disjuntor de interligação, evitando-se sobrecargas e grandes impactos nos equipamentos quando do fechamento desses anéis. A aplicação é disparada por ação do operador, que seleciona as grandezas a serem monitoradas. Depois disso, a aplicação é executada periodicamente a cada 1 segundo. São providos meios gráficos de acompanhamento das tendências das grandezas monitoradas para visualização da proximidade da condição de fechamento.

4.2 Aplicações Externas

Como prova de conceito, foram desenvolvidos dois aplicativos externos que utilizam os serviços descritos anteriormente, ambos desenvolvidos utilizando a biblioteca "Microsoft Windows Communication Foundation" (WCF) como base para acesso ao serviço SOAP. Nesse modelo, o desenvolvimento se inicia a partir de um arquivo XML fornecido pelo próprio serviço, chamado de "Web Services Description Language" (WSDL). Utilizando esse descritor, é possível gerar as classes de programação no padrão "Microsoft .NET Framework" (C#), que contêm todos os métodos apropriados para execução, através da WCF, das operações remotas. Estes métodos são chamados, pelos aplicativos, de forma semelhante a uma função local, sendo tratada de forma transparente toda a parte referente às trocas de mensagem e ao formato dos dados obtidos.

O primeiro aplicativo desenvolvido foi uma interface gráfica em ambiente *web* que realiza o traçado das grandezas no tempo, constituindo-se em uma ferramenta de exploração dos dados sincrofásoriais. A ferramenta oferece recursos para a seleção das medições, *zoom* do tempo e na amplitude e entradas de critérios para a filtragem adequada de dados em tempo real e da base histórica.

Já o segundo aplicativo, o SOM - *System Oscillations Monitor* -, permite a detecção, quantificação e alarme frente a possíveis oscilações de baixa amplitude no sistema, uma função típica de sistemas WAMS (*Wide Area Monitoring System – Sistema de Monitoramento de Grandes Áreas*) baseados em medição fasorial. O sistema monitora grandezas obtidas nos pontos do sistema escolhidos pelo operador que possam indicar oscilações no sistema de potência. O SOM informa ao operador possíveis condições de amortecimento críticas que possam levar o sistema de potência a um comportamento eletromecânico instável e que, de outra forma, não seriam percebidas a tempo. Essas condições podem resultar em desligamentos de linhas de transmissão ou, até mesmo, em colapsos em grandes áreas da rede.

O SOM calcula a amplitude, a frequência e o decaimento de oscilações no sistema de potência a partir do sinal de uma grandeza pré-selecionada, como potência ou tensão (de fase ou sequência positiva), medida diretamente ou em variáveis calculadas, como a diferença entre grandezas medidas em dois pontos do sistema de potência, podendo, assim, detectar modos de oscilação inter-áreas^[4].

Deve ser observado que este aplicativo poderia ter sido implementado na própria máquina do SAGE, utilizando, para isso, os dados obtidos pelo módulo C37.118 e armazenados, por este módulo, em sua taxa nativa. Dessa forma, os resultados da análise modal poderiam ser inseridos diretamente na base de tempo real, indicando as situações de instabilidade diretamente para o operador. Representações gráficas dos resultados obtidos também poderiam ser apresentadas, conforme as mostradas na Figura 4 (os gráficos em questão foram gerados através do aplicativo *DampMon*, que inseriu, na base de dados do SAGE, os resultados obtidos pelo SOM).

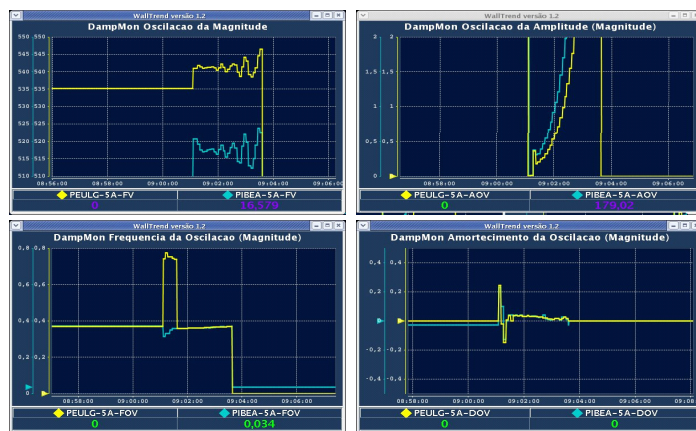


FIGURA 4 – Resultados obtidos pelo SOM, exibidos no SAGE através do *DampMon*

O SOM é um exemplo de aplicação que envolve o cálculo de valores a partir de dados fasoriais em taxas mais altas. De fato, para se estimar os modos de oscilação de um sistema elétrico, mesmo que o resultado seja fornecido com uma taxa de atualização relativamente baixa, é necessário processar, como entrada, uma sequência de valores fasoriais obtidos em faixas superiores a 30 Hz, uma vez que existem modos de oscilação no sistema elétrico que superam a frequência de 10 Hz.

5.0 - CONCLUSÃO E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

O trabalho apresentou, de forma sucinta, uma solução inédita capaz de viabilizar a convergência de estruturas utilizadas para a operação de sistemas elétricos que, tipicamente, são implementadas e mantidas de forma segregada, ou seja: supervisão e controle (SCADA) e medição fasorial.

Uma vez que o serviço *web* implementado pelo SAGE permite acesso às medições do SCADA, viabiliza-se a integração também com a área de análise de perturbações. Produtos do Cepel, como o SINAPE e o SINAPE.Net (sistemas para análise de perturbações, gerenciamento de centrais de oscilografia e análise automática de oscilogramas^[5]), deverão receber interfaces adequadas para acessar os dados fasoriais armazenados em máquinas do SAGE. Além da visualização das formas de onda dos fasores de interesse, outras funcionalidades podem ser implementadas, como a busca de eventos em uma faixa de tempo de horas ou dias, conforme registrado através dos sinais provenientes das medições fasoriais, bem como sua correlação com os registros oscilográficos.

Os resultados descritos já são operacionais e as primeiras instalações reais estão em andamento. Ainda assim, conforme a política de desenvolvimento continuado do Sage, os trabalhos prosseguem, abrindo caminho para vários desdobramentos. No que tange à comunicação, existe uma série de funcionalidades típicas de um PDC que deverão ser implementadas à medida que novas demandas forem aparecendo, tais como agregação das mensagens recebidas (*data aggregation*), conversão das taxas de envio dos sincrofases (com ou sem filtragem), entre outros. Já em relação ao ambiente para integração de aplicativos externos, pode ser vislumbrada uma série de novos serviços a serem fornecidos e que permitirão uma sinergia maior entre o SAGE e as aplicações externas a serem desenvolvidas.

O potencial da solução descrita para a otimização dos processos de operação das empresas do setor elétrico é claramente relevante, mas ainda está para ser integralmente explorado.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Oliveira Fo., A.; Santos, H.T.; Lambert, N.; Gomes, D.B. e outros – “*Soluções para a Rede de Gerenciamento de Energia do ONS – REGER*” - XXI SNTPEE – outubro de 2011
- [2] IEEE C37.118.2- “*IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems*”
- [3] IEEE C37.244 – “*Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control and Monitoring*”
- [4] Rodrigues, M. A.; Lima, L. C.; Volskis A. R.; Sollero R. B.; Mano, Rui; “*Análise de sincrofases para detecção de oscilações em sistemas elétricos interligados*”, IX STPC, Belo Horizonte, MG, junho de 2008
- [5] Oliveira, J. C.; Rodrigues, M. A.; Miranda, A.; Figueiredo, M. V.; Medeiros, D. C. - “*Solução multiplataforma para uma ferramenta de apoio à análise de oscilografias*”, XIII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, 2014, Foz do Iguaçu – PR.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

- Raul B Sollero é pesquisador do Cepel, atuando na coordenação da área de automação de sistemas elétricos.
- Luiz C Lima é pesquisador do Cepel, com atuação em supervisão e controle de sistemas elétricos.
- Ayru L Oliveira Fo. é pesquisador do Cepel, com atuação em supervisão e controle de sistemas elétricos.
- João C Oliveira é pesquisador do Cepel, com atuação em análise de perturbações em sistemas elétricos.
- Marco A Rodrigues é pesquisador do Cepel, com atuação em análise de perturbações em sistemas elétricos.
- Paulo Stein é pesquisador do Cepel, com atuação em desenvolvimento de software para tempo real.
- Nivaldo Lambert é pesquisador da PUC-Rio, com atuação em sistemas Cepel de supervisão e controle.