

DESENVOLVIMENTO DE UMA PLATAFORMA INTEGRADA AOS CENTROS DE OPERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO (COS E COD) DA RIO GRANDE ENERGIA (RGE)

Este case apresenta a aplicação da solução Elipse E3 na RGE, a partir dos requisitos de desempenho, segurança, confiabilidade e gerenciamento estipulados pelos operadores do COS e COD

Augusto Ribeiro Mendes Filho
Assessoria de Comunicação da Elipse Software

Necessidade

Rio Grande Energia (RGE), empresa distribuidora de energia elétrica da região norte-nordeste do Rio Grande do Sul, atende 51% dos municípios, cuja área de concessão corresponde a 34% do território estadual, em uma região que apresenta um dos melhores índices sócio-econômicos do país. A RGE faz parte do Grupo CPFL Energia, um dos maiores grupos privados do setor elétrico brasileiro.

A empresa orienta-se pela Gestão de Qualidade Total, focada em atingir altos índices de eficiência e qualidade em seus serviços. Isto tem levado a RGE a investir pesado em recursos humanos e tecnológicos, como forma de fazer frente aos desafios de operar e manter o seu sistema elétrico de subtransmissão e distribuição de acordo com os parâmetros de qualidade estabelecidos em consonância com os anseios dos seus consumidores.

Este case apresenta a solução de supervisão e controle adotada pela RGE, a partir de requisitos de desempenho, segurança, confiabilidade e gerenciamento estipulados pelos operadores do COS e COD.

Desafio do Projeto

O sistema de SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) existente na RGE no início do projeto era responsável por controlar, apenas, as subestações do sistema de subtransmissão, sendo utilizado, somente, pelo COS da empresa. Em vista disso, o primeiro desafio era realizar a substituição e modernização do sistema antigo por outro desenvolvido sobre a plataforma Elipse E3, buscando, também, agregar estas mesmas funcionalidades de supervisão e controle do COS para o COD. Para isto, foram adotadas as seguintes soluções.

Solução

A RGE utilizava como meio de comunicação entre o COS e as subestações supervisionadas linhas privativas de telefonia pública (LPs), empregando os protocolos IEC 101, 104 e DNP3. Uma avaliação para empregar o uso de satélite, utilizando o sistema VSAT, mostrou que, tanto sob o ponto de vista de custos, quanto de disponibilidade, era uma solução bastante competitiva, sendo então adotada para supervisionar e controlar o sistema de transmissão e subtransmissão. No entanto, a solução era inadequada para a automação da distribuição, tanto pelos custos, quanto pela impossibilidade de instalação de antenas em cada ponto da rede de distribuição junto aos equipamentos de automação.

A busca da solução de comunicação para a rede de distribuição deveria levar em consideração a geografia da área atendida pela RGE, boa parte constituída pela região serrana do Rio Grande do Sul. Optou-se, assim, pelo GSM-GPRS (Global System for Mobile Communication - General Packet Radio Server), fazendo-se um piloto para monitorar e comandar uma chave NU-LEC CAPM5 e um religador COOPER F5, através do protocolo de comunicação DNP3. O desempenho da tecnologia, bem como os custos de instalação e a taxa mensal cobrada pela operadora de telefonia celular, apontou essa tecnologia como viável, tanto do ponto de vista econômico, quanto técnico.

Estrutura de TI

A estrutura de TI adotada foi implantada no Data Center da RGE, aproveitando os recursos já existentes, inserindo-a nos processos de gerenciamento e manutenção executados pelo departamento de TI da empresa. Isso permitiu o aperfeiçoamento de aspectos como segurança, monitoração, redundância dos sistemas críticos, cópias de segurança, pronto-restabelecimento e compartilhamento de informações, seguindo as regras internas da empresa.

Operação compartilhada entre COS / COD

A decisão de unir a operação do COS e COD em uma única plataforma SCADA necessitou da elaboração de um conjunto de regras de operação que determinassem os limites de cada uma das partes e áreas comuns de operação. Para isto, foi determinado que os equipamentos a serem operados pelo COD seriam, apenas, aqueles instalados ao longo das redes de distribuição (chaves, religadores e reguladores de tensão), enquanto que o COS ficou responsável pela operação daqueles instalados nas subestações (chaves, disjuntores e transformadores), exceto os disjuntores dos módulos de alimentadores, que poderiam ser operados ora pelo COS, ora pelo COD.

Nesta etapa do processo, também foram definidas as regras sobre o gerenciamento dos operadores do centro de controle, possibilitando distribuir diferentes regiões de controle para cada operador e realocar mais ou menos operadores para cada região de operação, segundo o seu grau de criticidade. No âmbito da coordenação da operação do COD, uma completa

reavaliação dos procedimentos operativos de recomposição e desligamentos programados foram colocadas em prática. Tudo com uma atenção redobrada sobre os aspectos de segurança na operação compartilhada entre os operadores do COD e na transferência de responsabilidades de operação entre o COS e COD.

A operação integrada permite que todos operadores possam visualizar as informações disponíveis no sistema de supervisão e controle. Porém, o comando sobre cada equipamento só pode ser realizado pelo operador responsável pela região onde o mesmo se encontra instalado. Ao selecionar a tela de comandos de um determinado equipamento, uma indicação visual é apresentada a todos os outros operadores, ressaltando que o equipamento está sendo utilizado.

Desse modo, anula-se a possibilidade de haver uma duplicidade de acesso, além de facilitar a exteriorização da informação sobre a ação que está sendo executada. Atualmente o sistema se encontra em plena operação no COS e COD da RGE, supervisionando e comandando 61 subestações de subtransmissão, 22 chaves, 45 religadores e um regulador de tensão.

Agregação de Informações Meteorológicas

Foram integradas ao sistema de supervisão e controle, informações provenientes de estações meteorológicas instaladas em algumas subestações do sistema da RGE. Com isso, torna-se possível avaliar o deslocamento e a abrangência de condições climáticas adversas e seu impacto sobre a rede elétrica da empresa. Esses dados permitem ao centro de controle antecipar ações de deslocamento das equipes de manutenção para regiões específicas.

Benefícios

- Maior agilidade nas ações de desligamentos, recomposição do sistema, localização e isolamento de regiões da rede que apresentem defeitos, com consequente melhoria nos índices de desempenho;
- Padronização e integração dos procedimentos operativos entre COS e COD, aprimorando a gestão dos recursos humanos em situações de contingências;
- Facilidade na análise do desempenho do sistema e reavaliação dos procedimentos de recomposição e desligamentos, a partir da avaliação de casos na base de dados histórica da rede corporativa;
- Maior facilidade no treinamento, divulgação e implementação de novos procedimentos operativos.

Conclusão e perspectivas futuras

Os requisitos cada vez mais rígidos quanto aos índices de continuidade e conformidade dos serviços de fornecimento de energia elétrica, somados à crescente inserção de novos e modernos equipamentos para automação e operação dos sistemas elétricos, revelaram a necessidade de expansão dos recursos dos sistemas de supervisão e controle existentes na RGE.

Dentre os novos aplicativos e funcionalidades, podem ser destacados o despacho de geração e operação ilhada das redes de distribuição, os mecanismos de controle de tensão, as funções de localização e isolamento de faltas, a elaboração e execução de planos de manobras. Além disso, a concepção destes centros de controle deve permitir que haja o acompanhamento da crescente evolução dos meios de comunicação, protocolos, requisitos de telemetria e funções de gerenciamento da rede.

Depoimentos

Parceria no desenvolvimento e modelagem do melhor sistema SCADA do Brasil

Segundo o supervisor do Centro de Operação do Sistema, Ademir Perez, a RGE procurou, com o apoio da Sul Engenharia e da Elipse, possuir o melhor sistema SCADA do Brasil. Como atingir tal patamar de qualidade. Confira a receita abaixo:

“Em primeiro lugar, buscamos apontar o que havia de necessidades para todos os usuários e operadores. Para isso, foram criadas ilhas elétricas ligadas a chaves e religadores. O próximo desafio, então, foi o de diminuir a margem de erros elétricos devido a um grande congestionamento de informações referentes às ilhas que chegavam aos operadores. Como corrigir isso. Simples.

A partir do momento em que conseguimos dividir as responsabilidades de controle sobre cada ilha, a ponto de um evento na região 1, por exemplo, ser reconhecido, apenas, pelo operador responsável por aquele setor, demos um basta nesta vulnerabilidade, facilitando o controle e a supervisão. Na realidade, todo o trabalho realizado poderia, muito bem, ser traduzido através de uma única frase, a obtenção de um maior gerenciamento e organização do banco de dados. Em outras palavras, pegamos um fusquinha e o transformamos em uma ferrari. Tudo por meio de um único recurso, a criatividade”, resumiu Perez.

Controle da rede

Maior segurança, transparência e organização. Foi exatamente esta a resposta proferida pelo gerente da divisão de controle operacional, Rodrigo Bertani, ao ser questionado sobre os benefícios trazidos pela solução da Elipse à rede de distribuição de energia elétrica da RGE. Uma evolução obtida, segundo ele, em função de uma nova filosofia adotada pela empresa. Filosofia focada no combate à existência de conflitos em relação à tomada de ações.

“A solução foi implementada com todo o cuidado para, apesar da visibilidade, permitir uma segregação maior das funções. Em uma rede muito grande, existem várias posições e pessoas responsáveis por coordenar diversas atividades. Apesar da visibilidade, tivemos que explorar, também, as questões referentes à permissão de acesso. Quem está controlando aquela área? Toda esta parte ligada às permissões foi bastante trabalhada. Assim, mesmo que um operador tenha visibilidade sobre a situação de um dado setor, ele somente poderá manobrar o equipamento da área vizinha via transferência de comando do operador responsável por aquela dada região. Desse modo, não há a possibilidade de dois operadores cuidarem da mesma área, nem de uma área ficar sem controle, pois o sistema só permite que o operador se desconecte do sistema, caso ele transfira a outro operador o comando de sua área específica. Caso alguém tenha um fato novo e que deseje incorporar a outro setor que não seja o de sua administração, ele terá que negociar, antes de tudo, com o operador daquele setor. Cada pessoa cuida do seu quadrado aí. Não há como duas pessoas dirigirem o mesmo carro, nem como dirigir o carro se não houver um motorista. Mais ou menos é isso”, exemplificou Bertani.

FICHA TÉCNICA

Cliente: RGE - Rio Grande Energia

Integrador: Sul Engenharia e Sistemas Ltda.

Pacote Elipse utilizado: E3 Master ilimitado com Hotstand-by

Número de cópias: 2

Plataforma: Windows 2003 Server

Número de pontos de I/O: 28.000

Driver de comunicação: Driver IEC 870-5-101/102/104, DNP3