

MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA DA APERAM

Alcy Dias Rodrigues¹
Tales Wallace de Souza²
Luiz Roberto de O. Fonseca³
Ronne Ferreira Pires⁴
Tiago Novaes Araujo⁵
David Fagundes Fabr⁶
Anísio Pereira da Silva⁷
José Fernando Pinto⁸
Juarez Antônio Rocha⁹
Cláudio Martins Moreira¹⁰
Evandro Carvalho De Oliveira(Automalógica)¹¹
Alexandre Sales Miranda(Automalógica)¹²
José Adriano de Lima(Automalógica)¹³

Resumo

Atualmente, o sistema responsável pelo controle e operação do sistema elétrico da Aperam South América na planta de Timóteo é o SAE (Sistema de Automação de Energia), sendo este um sistema SCADA (Supervisory Control and Data Aquisition) e um EMS (Energy Management System), responsável pelo gerenciamento, supervisão e controle de toda energia elétrica consumida na planta. Desenvolvido pela IBM, está há mais de 20 anos em produção, estando completamente descontinuado e com elevado grau de obsolescência. Diante deste cenário, foi necessário adquirir um novo sistema de gerenciamento do sistema elétrico, agora denominado GSE, desenvolvido na plataforma Eclipse Power, que permitiu o desenvolvimento e implantação de todas as funcionalidades já existentes, além de funcionar em um modelo híbrido, em que simultaneamente estabelece comunicação com Remotas Cortex 2000 com protocolo Conitel 2020 e com Relés IED's com protocolo IEC 61850. Este trabalho apresenta todas as etapas, estratégias e resultados alcançados com a implantação deste projeto.

Palavras-chave: Sistema Elétrico; SAE (Sistema de Automação de Energia); GSE (Gerenciamento do Sistema Elétrico); Eclipse Power.

APERAM ENERGY MANAGEMENT SYSTEM MODERNIZATION

Abstract

Currently, the system responsible for the control and operation of the Aperam South América electrical system at the Timóteo site is the SAE (Energy Automation System), which is a SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) system and an EMS (Energy Management System), responsible for management, supervision and control of all electrical energy consumed in the plant. Developed by IBM, it has been in production for more than 20 years, being completely discontinued and with a high degree of obsolescence. Before this scenario, it was necessary to implement a new electrical management system, now called GSE, developed in the Eclipse Power platform, which allowed the development and deployment of all existing functionalities, besides working in a hybrid model, while simultaneously establishing communication with Cortex Remote 2000 with Conitel 2020 protocol(old technology) and with IED Relays with IEC 61850 protocol(new technology). This work presents all the steps, strategies and results achieved with the implementation of this project.

Keywords: Electrical System; SAE (Energy Automation System); GSE(Electrical System Management); Elipse Power.

- ¹ *Sistemas de Informação, Bacharel, Analista de Automação, Gerência Executiva de Automação e Infraestrutura, APERAM South America, Timóteo, Minas Gerais, Brasil*
- ² *Sistemas de Informação, Bacharel, Analista de Automação, Gerência Executiva de Automação e Infraestrutura, APERAM South America, Timóteo, Minas Gerais, Brasil*
- ³ *Engenharia Elétrica, Bacharel, Coordenador Instrumentação, Gerência Executiva de Automação e Infraestrutura, APERAM South America, Timóteo, Minas Gerais, Brasil*
- ⁴ *Engenharia Elétrica, Bacharel, Coordenador Automação, Gerência Executiva de Automação e Infraestrutura, APERAM South America, Timóteo, Minas Gerais, Brasil*
- ⁵ *Engenharia Elétrica, Bacharel, Analista Técnico, Gerência Executiva de Automação e Infraestrutura, APERAM South America, Timóteo, Minas Gerais, Brasil*
- ⁶ *Engenharia Elétrica, Bacharel, Engenheiro Eletricista, Gerência Executiva de Automação e Infraestrutura, APERAM South America, Timóteo, Minas Gerais, Brasil*
- ⁷ *Engenharia Elétrica, Bacharel, Engenheiro Eletricista, Gerência Executiva de Automação e Infraestrutura, APERAM South America, Timóteo, Minas Gerais, Brasil*
- ⁸ *Direito, Bacharel, Operador de Distribuição de Energia Elétrica, Gerência Executiva de Automação e Infraestrutura, APERAM South America, Timóteo, Minas Gerais, Brasil*
- ⁹ *Técnico Eletrônica, Técnico, Operador de Distribuição de Energia Elétrica, Gerência Executiva de Automação e Infraestrutura, APERAM South America, Timóteo, Minas Gerais, Brasil*
- ¹⁰ *Técnico Eletrônica, Técnico, Técnico de Instrumentação, Gerência Executiva de Automação e Infraestrutura, APERAM South America, Timóteo, Minas Gerais, Brasil*
- ¹¹ *Engenharia de Controle e Automação, Bacharel, Diretor Operacional, Engenharia, AUTOMALÓGICA Sistemas para Automação, Jundiaí, São Paulo, Brasil*
- ¹² *Engenharia Elétrica, Bacharel, Analista de Sistemas, Engenharia, AUTOMALÓGICA Sistemas para Automação, Jundiaí, São Paulo, Brasil*
- ¹³ *Engenharia de Computação, Bacharel, Engenheiro de Computação, Engenharia, AUTOMALÓGICA Sistemas para Automação, Jundiaí, São Paulo, Brasil*

1 INTRODUÇÃO

O Sistema de Automação do Centro de Operações do Sistema Elétrico(COS) da Aperam South América na planta de Timóteo é um sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) e um EMS(Energy Management System) que estabelece comunicação com as UTR´s CORTEX 2000 através do protocolo conitel 2020, denominado Sistema de Automação de Energia(SAE), sendo responsável pelo gerenciamento, supervisão e controle de toda energia elétrica consumida. Desenvolvido pela IBM com mais de 20 anos em produção o mesmo encontra-se totalmente descontinuado e com elevado grau de obsolescência.

As principais funcionalidades deste sistema são:

- Gerenciamento e distribuição de energia elétrica em alta-tensão;
- Monitoramento e cálculo das grandezas elétricas (corrente, tensão, potência ativa, status dos disjuntores, SOE, etc);
- Manobras nas subestações (em disjuntores) de alta-tensão da Aperam;
- Comutação de tap dos transformadores de alta-tensão;
- Controle de demanda (monitoração e desligamento de cargas);
- Simulação (cálculo de fluxo de carga);
- Descarte de carga em caso de distúrbios de frequência no Sistema Interligado Nacional.

A arquitetura do Sistema de Automação Elétrico é composta por duas estações clientes, dois servidores de arquivo e dois servidores de comunicação que estabelece a comunicação com as subestações, realizando leitura de todas as informações analógicas, digitais e de SOE (Sequence Of Events), além do envio de comandos para as subestações. Cada subestação principal tem uma UTR (PLC) e nas demais subestações há remotas. Os PLC's são UTR CORTEX 2000 (da BMS Malc Automação Informática S/A) e a comunicação ocorre por canais seriais RS 232 e protocolo de comunicação CONITEL 2020[3].

Uma visão macro da arquitetura obsoleta do SAE é apresentada na figura 1.

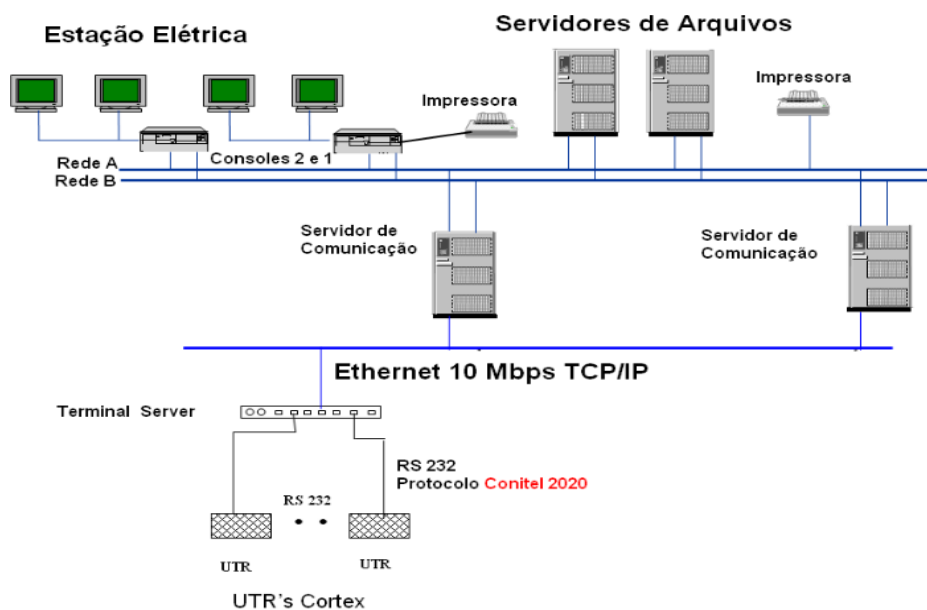


Figura 1. Arquitetura Sistema de Automação de Energia

1.1 Grau de obsolescência

O EMS utilizado na Aperam foi fornecido pela IBM e implantado em 1997, e é uma solução totalmente descontinuada. Sua plataforma de hardware em arquitetura RISC e sistema operacional AIX (UNIX da IBM) estão obsoletos.

Além disso, a Aperam não possui o código fonte dos aplicativos inviabilizando uma possível migração / atualização da plataforma, seja no hardware ou no software.

O sistema se encontra em operação há 20 anos, isto é, mais de 175.000 horas de funcionamento contínuo.

Segundo RT 43-009/14 [2] referente a projeto de “Gestão Estratégica da Obsolescência da Automação dos Equipamentos Chaves”, onde foram levantados o grau de maturidade dos equipamentos da automação, pode-se observar que o status “6” do grau de maturidade do EMS – Energy management System, o classifica com o pior estágio de obsolescência, conforme figura 2.

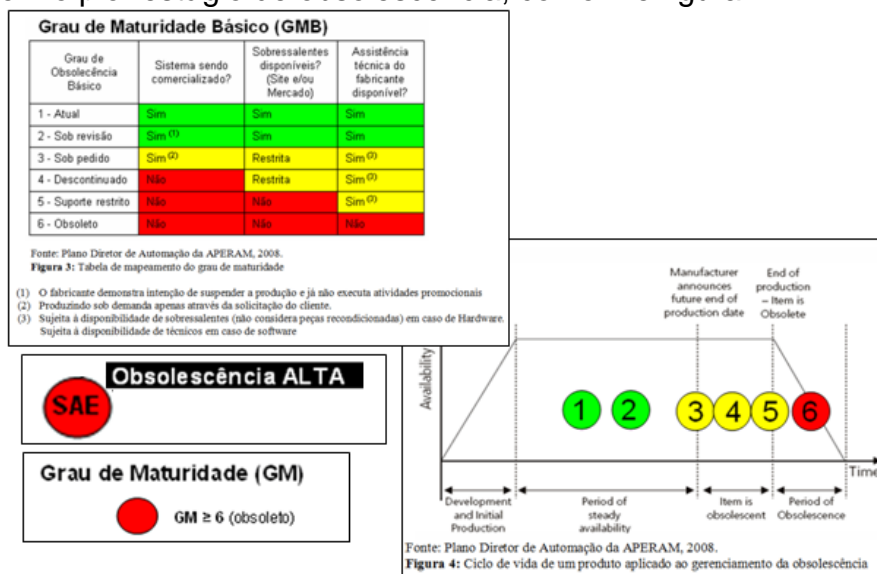


Figura 2. Gestão Estratégica da Obsolescência da Automação dos Equipamentos Chaves.

Diante de todas as limitações apresentadas foi proposto a busca por uma solução, baseado em uma plataforma já existente e consolidada que permita o desenvolvimento de todas as funcionalidades já existentes no sistema em produção, além de proporcionar uma atualização tecnológica rumo a indústria 4.0.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Arquitetura da solução

Para implantação do sistema, foi planejado e desenvolvido um modelo de arquitetura que permitiu que o sistema GSE funcionasse em paralelo com o sistema SAE e que gradativamente, durante o processo de migração, fosse realizado o chaveamento do sistema GSE do modo escuta para modo mestre.

A solução implantada contempla dois servidores no modo hot standby, dois servidores de banco de dados, quatro estações clientes, uma estação de engenharia e uma estação OTS.

Toda esta infraestrutura dos servidores foi instalado em paralelo com a existente, havendo somente pequenas intervenções para manobras entre os terminais multiseriais.

Foram instalados quatro servidores Dell Power Edge R730, sendo dois para E3 Server e dois para banco de dados SQLServer, dois Switches RuggedCom RGS 2488 e um RGS 2100, dois receptores GPS Reason RT430, quatro estações clientes, uma estação de engenharia e uma estação OTS. A figura 3 apresenta a arquitetura com todos equipamentos instalados.

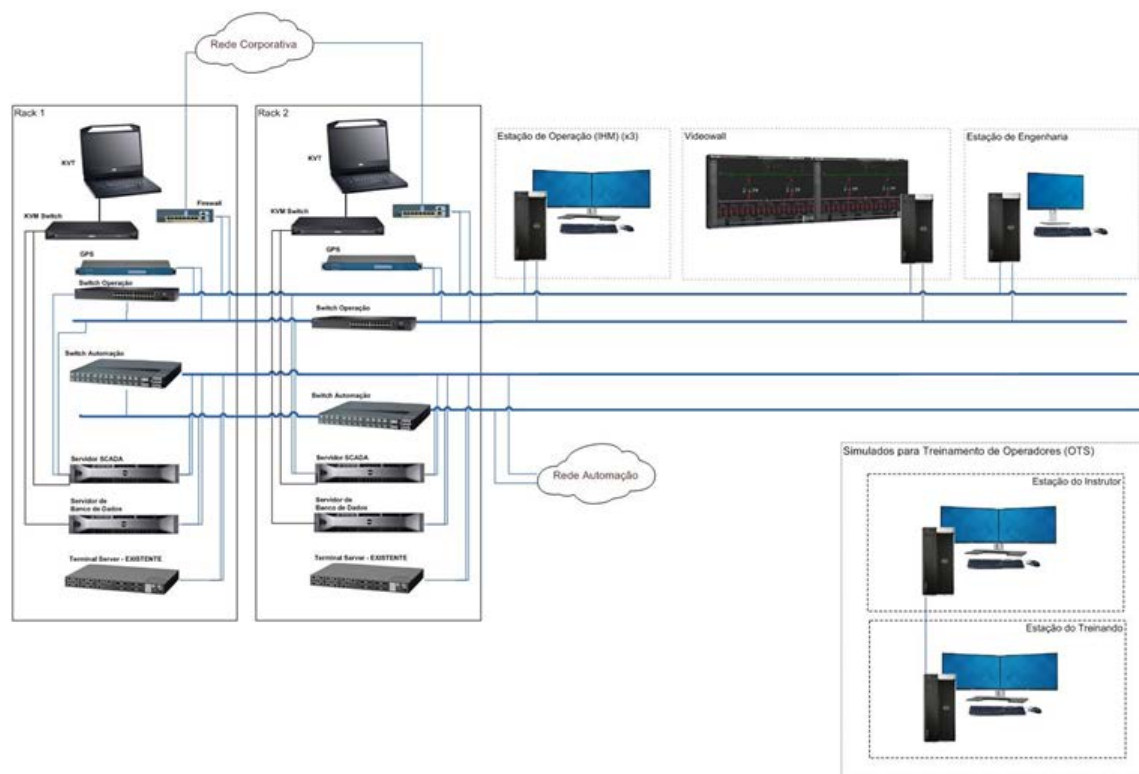


Figura 3. Arquitetura sistema GSE

2.2 Elipse Power

O Elipse Power oferece um ambiente integrado de comunicação, modelagem e análise, constituindo um moderno sistema EMS (Energy Management System) e ADMS (Advanced Distribution Management System), com aplicação em centros de operação para geração, transmissão, distribuição e grandes plantas industriais. Com sua arquitetura integrada, o Elipse Power permite fácil acesso a todas as informações necessárias para o processo de operação de redes de energia, proporcionando a melhor solução para o aumento da eficiência e redução de custos operacionais, disponibilizando as seguintes funcionalidades:

- Modelamento do sistema elétrico, compatível com o padrão IEC 61970 – Common Information Model (CIM).
- Módulo de self-healing: aplicado no sistema de alta tensão, permite o restabelecimento automático do serviço.
- Módulo Estimador de Estados: identificação e correção de erros em medidas elétricas coletadas.
- Módulo Alívio de Carga: controle e gerenciamento inteligente de alívio de carga.

- Treinamento de operadores por meio de ferramentas de simulação integradas ao sistema.
- Criação, edição e execução de procedimentos de manobras.
- Ambiente de simulação de impacto de manobras integrado ao SCADA.
- Fácil integração com o ONS e outros centros de controle via ICCP.
- Historiador de longo prazo para auxílio na tomada de decisão dos operadores e ferramenta de pós-operação para análise e auditoria.

2.3 OTS

O módulo de simulação e treinamento (OTS) da Elipse Software tem por objetivo, preparar operadores de modo que possam responder rápida e eficientemente a uma grande quantidade de eventos e contingências emergenciais em sistemas de potência. A ferramenta oferece uma interface completa para simulação e treinamento, onde cada operador pode enviar comandos e verificar seus impactos em um ambiente virtual, porém em condições muito próximas da realidade. Para isto, a arquitetura de treinamento da solução aplica uma cópia do servidor SCADA principal aos operadores conectados ao ambiente de simulação.

É possível utilizar a aplicação do Elipse Power já existente para criar o sistema OTS automaticamente, economizando assim tempo de engenharia. Isto graças a um procedimento automatizado que copia a base de dados de um servidor para o outro, substituindo apenas as referências de tags de comunicação por variáveis de simulação. Este procedimento permite que o sistema OTS consiga se manter consistentemente atualizado com o supervisório principal, uma vez que mudanças em subestações e redes acontecem com frequência. Na arquitetura implantada a estação OTS encontra-se em ambiente separado conforme apresentado na figura 4.

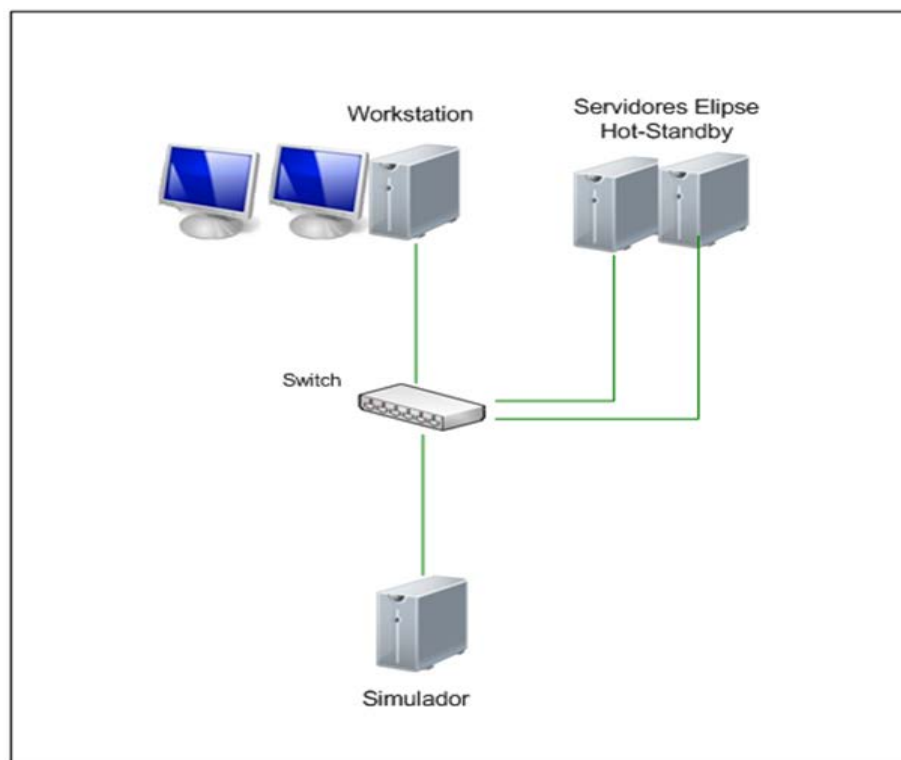


Figura 4. Arquitetura OTS com Elipse Power

2.4 Estratégia de Migração

Objetivando um menor impacto na produção durante o processo de migração, foi efetuado um alinhamento entre toda equipe envolvida, sendo esta uma equipe multidisciplinar para elaboração da Análise de Operabilidade e Risco (HAZOP) para mapeamento de todos os riscos no processo de migração e as ações necessário para mitigação dos mesmos.

Conforme definição no escopo do projeto, o mesmo deveria contemplar ações para reduzir o número de intervenções no sistema em produção durante todo o período de desenvolvimento, testes e implantação.

As migrações foram realizadas por etapa, levando em consideração a avaliação e validação de todas as telas e funcionalidades das mesmas.

Atendendo este requisito foi planejado a implantação do GSE em paralelo com o sistema SAE, sendo necessário o estudo, definição e implantação de uma infraestrutura no nível da comunicação do SAE com as UTR's Cortex 2000, de tal maneira que permita a operação do sistema contemplando todas as funcionalidades, sendo:

- Telas unifilares das subestações;
- Controlador de TAP;
- Alarmes;
- SOE;
- Controle de demanda;
- Armazenamento de contagem das manobras, automáticas ou não, dos disjuntores;
- Monitoração do sistema, comandos, tarefas, funções, rede, equipamentos, etc;
- Atendimento aos requisitos de tele-supervisão conforme procedimento de rede da ONS;
- Autodiagnostico;
- Integração com PIMS existente em OPC;
- OTS(Simulador para treinamento de operadores);
- Ambiente de simulação e análise operativa.

2.5 Sistema SCADA

2.5.1 High Performance

Antes de iniciarmos o desenvolvimento das telas, foi apresentado pela Automalógica o conceito de HP (High Performance), as características de HP foram trazidas do setor de aviação e das cabines dos comandantes de avião. De forma resumida são conceitos que contribuem com:

- Reduzir vulnerabilidades e distúrbios;
- Minimizar o tempo de treinamento dos operadores;
- Otimizar a consciência situacional;
- Ações precisas;
- Alcançar níveis superiores de performance;

Foi apresentado a proposta de High Performance para equipe operacional, técnica e gestão, pois esta definição nos permitiria o desenvolvimento de telas no GSE em diferente modelo do que já existe no SAE.

A primeira proposta foi discutida mediante a apresentação de um protótipo e aprovado por toda equipe. Diante desta aprovação, foi dado início ao desenvolvimento de todos os diagramas unifilares do sistema.

2.5.2 Desenvolvimento das telas

Para desenvolvimento das telas foram relacionadas todas as já existentes no sistema SAE, reavaliando a importância das mesmas. Este trabalho nos permitiu reduzir o número de telas, descartando as que encontravam-se em desuso e desatualizadas.

Foi definido também a resolução a ser adotada, sendo 1920x1080, tornando possível juntar diferentes telas, o que permitiu novamente reduzir o número de telas e otimizar a visualização de diferentes barramentos e cubículos da mesma subestação em uma mesma tela.

2.5.3 Base de dados

Para definição e preparação da base de dados, foram exportados todos os pontos digitais e analógicos do SAE, conforme apresentado na tabela 1 abaixo.

Tabela 1. Relação de pontos das subestações

Tipo variável	UTR's							Total
	UTR12	UTR13	UTR14	UTR15	UTRC1	UTRC2	UTRW	
Leitura Digital	353	276	408	718	230	247	247	2479
Escrita Digital	55	36	53	88	36	45	36	349
Leitura Analógica	210	158	132	216	162	153	163	1194
Total	618	470	593	1022	428	445	446	4022

Para o cálculo das potências ativa e reativa, foram exportados todas as equações que já encontravam-se testadas e consolidadas no servidor Gateway Conitel (Driver desenvolvido e implantado pela Elipse e Aperam, capaz de realizar a comunicação com todas UTR's CORTEX 2000, através do protocolo CONITEL 2020), disponibilizando estas informações coletadas em uma camada OPC SERVER.

Após consolidação de toda a base de dados foi dado início a programação para os testes de plataforma.

2.6 Sistema EMS

2.6.1 Controle de Demanda

O Controle de Demanda do EMS é o responsável pelo monitoramento do consumo de energia de toda planta. Este controle é realizado em intervalos de 15 minutos, no qual existe um limite superior que não deve ser ultrapassado. Este limite é um valor contratado do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) que atualmente é um consumo de 110 MW para horário de ponta e 88 MW para horário fora de ponta, durante o intervalo de 15 minutos. O consumo instantâneo ou durante um curto intervalo de tempo pode superar o valor contratado, o que não pode ocorrer é a permanência desse valor durante um tempo maior. Neste caso o sistema realizará o descarte das cargas de maior impacto no consumo elétrico para garantir que no final dos 15 minutos a energia total contratada não seja ultrapassada.

Para desenvolvimento do controle de demanda no Elipse Power, foram disponibilizados todos os fontes em linguagem C do sistema atual, para entendimento e identificação das principais variáveis e cálculos existentes.

Para os testes foram realizadas monitoramentos simultâneos com o SAE, sistema em produção, sendo validado todos os fechamentos dos ciclos do controle de demanda, tanto para potência ativa quanto para potência reativa (período capacitivo).

2.6.2 Descarte de cargas

Para testes do descarte de cargas foi desenvolvido um plano de teste contemplando todas as etapas. O teste foi realizado com as UTR's correspondentes (CE1, CE2 e SEW) no modo escuta, com todos os comandos bloqueados e com configuração de log no mesmo, de forma que fossem registrados todos os eventos, comandos e alarmes ocorridos durante teste simulado.

Após implantação destas subestações no modo mestre, foram realizados os testes a quente, diminuindo o limite da demanda contratada e acompanhado os comandos para elevar eletrodo FEA 2, FEA 3 e Forno Panela e desligamento dos cubículos correspondentes.

2.7 Testes de plataforma

Para o teste de plataforma, foi proposto a montagem de um módulo da UTR Cortex 2000, com todos os cartões configurados para que fosse possível efetuar os testes em bancada.

Durante a montagem e configuração destes módulos, foram identificados vários problemas e falhas devidos aos diferentes modelos e configurações dos cartões reservas que encontravam disponíveis, lembrando que estes módulos encontram-se totalmente descontinuados e sem suporte técnico.

Diante destas limitações, mudamos a estratégia de testes, uma vez que já estávamos com uma base de dados consolidada e com uma infraestrutura que nos permitia instalar uma estação cliente no modo escuta. Partimos então para os testes bit a bit em campo, onde o técnico simulava os sinais digitais na remota e para os testes das variáveis analógicas foram realizadas conferências ponto a ponto junto com o usuário chave da equipe operacional para validação dos pontos entre o novo sistema GSE e o SAE, sistema em produção.

Quanto aos testes das saídas, foram programadas intervenções por subestações em que o sistema GSE foi chaveado para o modo mestre e o cabeamento que estabelece comunicação com as remotas CORTEX 2000 foi desconectado no rack das UTR's e através de "force" de comando do próprio sistema GSE, foram certificadas as mudanças de status dos endereços de saídas, via diagrama ladder.

Para os testes do controlador de TAP, foram efetuadas manobras para elevar e baixar tensão, sendo as mesmas conferidas no sistema GSE na cabine de operação e no local, por um operador, visualizando o movimento do comutador de TAP.

2.8 Implantação

A implantação do GSE foi em fase transitória, onde por alguns meses, o novo sistema permaneceu operando em paralelo no modo escuta com o sistema em produção. Na medida que foram concluídos os testes nas subestações, foram programadas as implantações de forma gradativa, até que todas estivessem migradas para o GSE.

Para as subestações que encontravam-se em teste foi implantado um ambiente de Quality Assurance – QA. Esse ambiente consiste em uma estrutura de hardware e software, independente da estrutura de operação, onde permanecia em execução somente a subestação que encontra-se em testes. Basicamente é um computador rodando o Eclipse e conectado à rede de comunicação das subestações, que para este projeto foi uma estação cliente[4].

Todas estas ações, nos permitiu efetuar a migração de todas as subestações com segurança e sem impactar o sistema em produção.

2.9 SE13 – Comunicação com relés IED's

Para comunicação entre o Eclipse Power e os IED's, foi usado o protocolo de comunicação da norma IEC 61850, que é um recente padrão de comunicação específico para equipamentos do setor elétrico. Possui características como interoperabilidade, dados estruturados (equipamentos modelados), alta velocidade e segurança.

Para subestação SE13 foi utilizado o conceito de um sistema híbrido, onde estabelecemos comunicação com os relés IED's através do protocolo IEC 61850 e também a comunicação com as remotas Cortex 2000, através do protocolo conitel 2020. Para representar a estrutura adotada, segue modelo na figura 5.

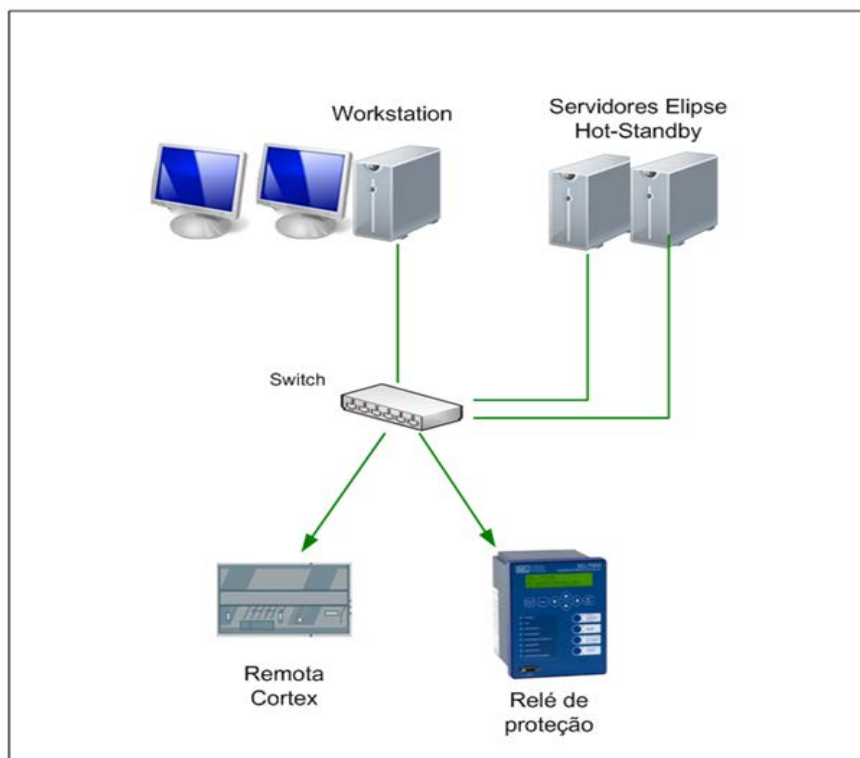


Figura 5. Comunicação SE13

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para comparação dos resultados, foi considerado os diversos avanços obtidos com a modernização do sistema, entre elas:

- Redução dos custos de engenharia e manutenção.
- Redução custos de comissionamento.
- Interoperabilidade da solução com equipamentos de diferentes fabricantes, diminuindo investimento inicial e os custos de reposição e expansão.
- Redução do tempo de restabelecimento em casos de falha.
- Melhoria da segurança operativa.
- Grande capacidade de expansão, a solução é capaz de comportar a comunicação com mais dispositivos e em diversas subestações.
- Expansão do sistema sem a necessidade de expandir o número de operadores (conceitos de high performance).

Hoje o COS da APERAM conta com um sistema de automação atualizado e com uma infraestrutura moderna, conforme apresentado na figura 6.



Figura 6. Centro de Comando Integrado

4 CONCLUSÃO

Com a modernização do sistema de energia da APERAM, projeto este denominado GSE (Gerenciamento do Sistema Elétrico), contamos hoje com um sistema atualizado com uma infraestrutura moderna.

A plataforma Elipse Power, nos permitiu o desenvolvimento e implantação de todas as funcionalidades já existentes, além de funcionar em um modelo híbrido, em que simultaneamente estabelece comunicação com Remotas Cortex 2000 com protocolo Conitel 2020 e com Relés IED's com protocolo IEC 61850.

Objetivamos hoje novos investimentos para implantação de toda infraestrutura e instalação de novos relés IED's e assim finalizarmos todas atualizações tecnológicas no COS da APERAM.

REFERÊNCIAS

- 1 Aperam South América. Gerência de Automação. Manual CE, Timóteo, 2003, 106.
- 2 Dias, Alexandre Henrique Farah. Gestão Estratégica da Obsolescência da Automação dos Equipamentos Chaves. Timóteo (MG) Aperam South América; 2014. RT 43-009/14.
- 3 Souza, Tales Wallace; Rodrigues, Alcy Dias. Especificação Técnica - Gateway Conitel. Timóteo (MG) Aperam South América; 2013. TAI 006/13.
- 4 Oliveira, Evandro Carvalho. Workstatement V.2. Jundiaí (SP), AUTOMALÓGICA, 2016. WS-SAP0246-R0.