



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

GTL-26
19 a 24 Outubro de 2003
Uberlândia - Minas Gerais

**GRUPO XVI
GRUPO DE ESTUDO DE TELECOMUNICAÇÕES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GTL**

**SISTEMA DE AUTOMAÇÃO E GERENCIAMENTO DA LEITURA, TARIFICAÇÃO DIFERENCIADA E
CONTROLE DE PERDAS - SIGED**

**Luiz Fernando Arruda*
CEMIG**

RESUMO

O SIGED foi desenvolvido em conjunto pela SISTRON e a COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. O objetivo deste sistema é automatizar processos ligados ao faturamento (com a facilidade de aplicação de Tarificação Diferenciada para Baixa Tensão – tarifa amarela – em quaisquer configurações – incluindo possibilidade de tarifa binômia), corte social (limitação 24 hs da corrente máxima fornecida para a unidade consumidora a partir de 1 A), Telemedição e Medição Centralizada, Gerenciamento de Carga (nas unidades consumidoras – com possibilidade de aplicação sazonal e seletiva - e de transformadores de distribuição), Corte e Religamento remotos (ofertando religamento de urgência 24 horas por dia) , controle de perdas (balanço energético de perdas através de medição efetuada em cada secundário de transformador), curva de carga de transformadores - BT e alimentadores - MT, alarmes de falta de tensão (por fase), localização de fase de alimentação de unidade consumidora e DEC/FEC de cada transformador e alimentador.

Foram consideradas como premissas básicas: multifuncionalidade, modularidade, custo, integração ao sistema corporativo da Concessionária, facilidade de instalação e compatibilidade com os equipamentos de medição já existentes no mercado brasileiro e com os vários meios de comunicação de dados disponíveis (telefone celular e fixo, satélites de baixa altitude e rádio). O sistema possui quatro componentes básicos. A ETR, que é instalada no mesmo poste do transformador; a REP, que é instalada nos postes do circuito; os módulos SX403, que são instalados nas caixas de medição (conectados aos medidores) das unidades consumidoras e o software, SCTDAcom, que pode ser instalado em qualquer micro que possua a

configuração exigida pelo sistema e que pode residir no sistema corporativo integrado as demais rotinas já implementadas, como por exemplo: sistema de faturamento, sistema de informação de consumidores, sistemas de controle geoprocessados, etc.

A Estação de Trabalho Remota – ETR comanda, envia e recebe informações dos módulos SX403 através da rede elétrica com transmissão de dados via LC (power line carrier, bidirecional, através do protocolo PCL-NET). A ETR ainda envia e recebe dados (ordens de corte/religação, ordens de leitura/fechamento de fatura agendados através do SCTDAcom) da Concessionária, usando o meio de comunicação disponível e adequado.

Este projeto está em operação desde Dezembro/2001 em 14.300 residências em 3 circuitos primários em Juiz de Fora, Alfenas e Contagem onde , junto ao setor de faturamento de cada local, COD e CAC se faz toda o agendamento de tarefas do sistema (as ligações com as ETR são preferencialmente feitas de 23 às 6 horas) e coleta de dados.

Seja pela troca de medidores (eliminação de erros e fraudes), pela receita salva pela prática do corte e leitura remotos, pela receita obtida pelo religamento de urgência disponibilizado 24 horas (através da CAC), pela detecção imediata de perdas não técnicas (através da alteração da relação energia faturada nos medidores pela energia fornecida pelo transformador) os resultados obtidos superaram as expectativas de retorno de investimento feitas na fase de concepção do projeto, tornando tal tecnologia viável de ser implementada para todas as unidades consumidoras da CEMIG.

Para empresas com perdas não técnicas elevadas (acima de 4%), ao se conjugar esta tecnologia com a instalação das medições nos postes da rede e rede com cabos multiplexados ou coaxiais , o tempo de

* Rua Osório de Moraes, 281 – Q14 – P3 - CEP 32210-140 - Contagem - MG - BRASIL
Tel.: (031) 3329-5520 - Fax: (031) 3329-5279 - E-MAIL: arrudalf@cemig.com.br

retorno de investimento pode ser inferior a 3 anos considerado um custo de capital de 18% aa.

PALAVRAS-CHAVE

Telemedicação. Telecorte .Balanço energético. Gerência de carga. Perdas não técnicas. Tarifa amarela

1.0 - HISTÓRICO

Desde 1991 a Cemig tem buscado soluções que permitam uma melhoria no fator de carga principalmente quanto ao perfil de demanda apresentado pelas instalações consumidoras de baixa tensão.

Consideradas as várias pesquisas de hábito de consumo e posse de eletrodomésticos feitas em toda a área de concessão da Cemig e também o desmembramento da curva de carga da distribuição (ver Gráficos 1 e 2 no ANEXO 1) pode-se identificar que as ações deveriam se concentrar sobre o impacto causado pelos chuveiros elétricos hoje com demanda entre 4,5 e 10 KW.

De acordo com critérios estipulados pela área de tarifas da empresa foram estudadas formas que viabilizassem, via incentivo de tarifação diferenciada, que os Consumidores eliminassem o uso do chuveiro elétrico no horário de pico do sistema, o que de forma geral representa a faixa horária de 17:00 às 19:00.

Duas formas principais, dirigidas aos Consumidores de baixa renda (consumo mensal inferior a 180 kWh para efeitos deste estudo) e aos demais consumidores se mostraram mais viáveis:

Desconto de 20% sobre todo o consumo de energia, para os Clientes enquadrados como de baixa renda, desde que houvesse aceitação pelo Cliente, expressa através de contrato assinado com a Cemig, de não ultrapassar 15 Amperes, por 2 horas consecutivas, no horário de ponta (escolhido inicialmente entre 17:00 e 19:00, sendo que esta faixa poderia variar para setores diferentes do sistema);

Aplicação da Tarifa "time-of-using" para os demais Clientes, sendo que num primeiro momento foi testada a tarifa monômnia (somente kWh) em 2 postos tarifários; esta composição tarifária, no entanto, mostrou-se ineficiente em termos de redução de demanda no horário de ponta (o resultado médio obtido não chegou a 80 W por ponto instalado); desta forma foi testada uma nova composição tarifária binômnia (kWh e kW) em 3 postos tarifários: ponta (17:00/19:00), ponta complementar (16:00/17:00 e 19:00/20:00) e fora de ponta (20:00/16:00).

Esta nova tarifa apresentou resultados mais próximos do desejado (em torno de 200 W por ponto instalado) a despeito da restrição imposta pelo DNAEE pela qual cada Cliente era faturado pela modalidade tarifária que representasse menor valor (entre a tarifa convencional de kWh e a amarela em estudo) o que naturalmente reduziu os efeitos de modulação de carga em relação a uma situação real na qual para reduzir a tarifa deve ser alterado o hábito de consumo.

O desenvolvimento do sistema deveria contemplar, além da possibilidade de estrutura tarifária variável no tempo as seguintes características:

- Modularidade: ser aplicável a qualquer secundário independente de estrutura local.
- Baixo Custo: os sistemas então em operação fora do Brasil apresentavam custos incompatíveis com a nossa realidade.
- Possibilidade de restrição de cargas tipo demanda (alta demanda e baixo consumo em função do tempo, o que necessariamente deve ser feito na entrada geral do padrão de entrada, já que não há cargas com inércia térmica para serem cortadas por pequenos intervalos de tempo.
- Comunicação nos dois sentidos para viabilizar outras funções comerciais ou não que incrementam a rentabilidade do investimento e são estratégicas.
- Compatibilidade com os equipamentos de medição já existentes no mercado brasileiro.

Desta forma foi iniciado o desenvolvimento pela SISTRON, em conjunto com a COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG, do sistema denominado SIGED.

2.0 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Este sistema utiliza tecnologia de transmissão "PLC - Power Line Carrier", para comunicação entre a estação remota instalada no poste onde está o transformador de distribuição de cada secundário e os módulos. A unidade instalada no poste, a Remota, pode ser acessada localmente via rede elétrica convencional (PLC) ou remotamente, via linha telefônica fixa ou celular, fibra óptica , rádio ou satélite.

O sistema possui quatro componentes básicos. A ETR, que é instalada no mesmo poste onde está o transformador; a REP, que é instalada nos postes do circuito em função de eventual necessidade de amplificação do sinal PLC; os módulos SX403, que são instalados na caixa de medição do consumidor e o software SCTDAcom, que pode ser instalado em qualquer micro que possua a configuração exigida pelo sistema operando em conjunto com o sistema corporativo já existente.

Para efeito de controle de perdas são instalados 3 TC de BT no secundário de cada transformador e que alimentam um medidor instalado na própria ETR; também se instala uma medição do circuito de MT, conectada a uma ETR específica para este fim (ver Foto 1 do ANEXO 2), logo no seu início, de forma a se obter um balanço energético de cada alimentador.

O sistema funciona da seguinte forma: A Estação de Trabalho Remota – ETR comanda os módulos SX403 através da rede elétrica. A remota ainda envia e recebe dados da Concessionária, usando como meio de comunicação satélite, rádio, telefone fixo ou celular. A comunicação é bidirecional, ou seja tanto o módulo quanto a remota enviam e recebem informações entre si. Os módulos e ETR, ainda podem ser acessados localmente, usando para isso, um notebook.

Uma ETR é instalada no secundário de um transformador de distribuição. Ela obedece a uma programação elaborada pela Concessionária que com isso pode gerenciar cargas dos consumidores e

armazenar a leitura dos medidores com sensores de pulso, conectados aos Módulos SX 403.

A ETR comunica-se com os módulos SX 403 e a unidade PC/TP através do protocolo PCL-NET, utilizando a rede elétrica como meio físico de comunicação de dados. A unidade também monitora o estado dos Módulos, armazenando em memória as ocorrências, como perda de comunicação (data e horário), inversão de sentido de giro do disco e mudanças de programação

O Módulo SX 403 recebe um código de endereçamento que será utilizado pela ETR para requisitar os valores acumulados, quando estiver em sistema de "pooling". Os Módulos são autônomos, a partir do momento que são inicializados e recebem da ETR, em sistema de "pooling", um sinal de sincronismo que é mandado a cada hora para acerto do relógio interno dos módulos e, quando necessário, mudança de programação ou de estado (horário de verão e comando de abertura / fechamento para corte e religação, por exemplo).

Utilizando a interface PC/TP, pode-se descarregar os dados armazenados na ETR, através de microleitores, notebooks ou remotamente, conectando a interface PC/TP a um modem e à rede de telefonia. Este mesmo sistema será utilizado para a programação da central.

O SIGED pode controlar o pico de demanda, através da modulação de carga em horários pré - determinados para consumidores (gerência de carga), ou da tarifa amarela /diferenciada; pode ainda registrar acumulativamente o consumo de energia em kWh, em três segmentos horários. Estes segmentos são denominados Ponta, Fora de Ponta e Reservado. Permite ainda, monitorar a demanda máxima em KW para estes segmentos, possibilitando a implementação de sistema tarifário com estrutura binômia horária e informa se houve falta de energia ou falta de comunicação com o consumidor.

Possibilita também a medição centralizada e/ou a telemedição sendo que o acesso remoto, com a utilização de telefonia fixa, telefonia celular ou satélite, realiza a monitoração a distância do sistema SIGED.

Para a função de Medição Centralizada e Telemedição é necessário conectar o módulo SX403 a um medidor com sensor de pulso (ver Foto 2 do ANEXO 2). Os pulsos proporcionais ao consumo de energia são acumulados pelo módulo. Uma vez ao dia, através de um sistema de "pooling", a remota requisita estes dados, atualizando seus registradores internos. No módulo a tarifação diferenciada é executada através da programação dos seus registradores internos (ponta, fora de ponta e ponta complementar).

A configuração do sistema para telemedição, é feita através da interligação da ETR com o escritório da Concessionária, por via telefônica normal, celular, fibra óptica, satélite ou rádio.

A função de Tarifação Diferenciada - Tarifa Amarela - possibilita a multitarifação. São três postos tarifários diários para o consumidor de BT. O Sistema funciona da seguinte maneira: os módulos

SX403, conectados a medidores com Sensor de Pulso acumulam os dados de acordo com horários programados nele próprio e na ETR.

O sistema de gerenciamento de carga pode ser realizado por dois sistemas distintos:

- Um módulo com entrada para pulsos e relés externos, é conectado a um medidor com sensor de pulso. Os relés, caso a carga no horário de ponta ultrapasse o valor ajustado como máximo no horário de ponta, são acionados pelo módulo e a interrompem. O módulo funciona como um supervisor de corrente que interrompe o fornecimento de energia em intervalos curtos (30", 1', 2' e 4') de acordo com limites de correntes estabelecidos e restitui a energia a medida que a carga acima do limite deixa de ser solicitada.
- Alternativamente, através de um módulo que possui a placa "Shunt" é possível monitorar a corrente que passa no resistor Shunt, de forma a não ser necessária a troca de medidor (apenas para a função de gerenciamento de carga). Quando a corrente ultrapassa um valor pré - determinado durante o horário de ponta, o fornecimento de energia é interrompido em intervalos curtos (30", 1', 2' e 4'). A energia é restituída à medida em que a carga acima do limite deixa de ser solicitada.

Tendo em vista que o gerenciamento é realizado na unidade consumidora de baixa tensão, a modulação da curva de carga reflete no transformador de distribuição, nos alimentadores, nas subestações, na transmissão e na geração.

Os intervalos de gerenciamento (ponta) são determinados em função das características das curvas de carga de cada parte do sistema elétrico da concessionária.

Os principais componentes do sistema são:

- SX403 ou SX403S (com shunt) - Módulo para Medição, Gerenciamento de Carga e Tarifação Diferenciada que é instalado dentro da caixa de medição do consumidor. É responsável pelo acionamento e interrupção da carga do Consumidor (através de relés específicos e externos ao módulo) ou de qualquer equipamento elétrico alimentado através de seus contatos. O equipamento é responsável também pelo o armazenamento de medição de consumo e demanda.
- A ETR - Estação de Trabalho Remota é instalada no mesmo poste onde se encontra o transformador. É o equipamento responsável pela monitoração da baixa tensão, com medição do secundário. Também é responsável pela acesso remoto do sistema SCTDA.
- A REP - Repetidora é instalada nos postes. É o dispositivo responsável pela manutenção do nível do sinal de comunicação ao longo da rede de distribuição.

- A PC/TP é a interface responsável pela conexão entre RS232 e a rede elétrica. É conectada aos dispositivos de programação e leitura, como notebooks, microcoletores e modem.
- SCTDAcom é o software desenvolvido para acessar Remotas, Centrais e Módulos. O programa é executado em ambiente Windows compartilhado com a rede interna onde residem os demais componentes do sistema corporativo (sistema de faturamento, sistema de informação de consumidores e sistema de gerência de ordens de inspeção, por exemplo) – ver Telas 1, 2 e 3 no ANEXO 3.

O protocolo de comunicação utilizado pelo SCTDA é o PLC NET (Power Line Carrier- PLC) e permite a transmissão e recepção de sinais lógicos através da rede elétrica.

As ETR's, utilizam a rede elétrica já instalada como barramento de transmissão de dados/comandos. Os Módulos, também conectados à rede (barramento), executam as funções de acordo com o comando recebido, sem a necessidade de qualquer outro tipo de ligação física.

As instruções entre as ETR's e os módulos, são transmitidas através de códigos digitais. No registro de "controle básico", os 4 (quatro) primeiros bits representam o código de partida. Os próximos, representam os códigos de endereçamento (9 bits) e os últimos, representam o envelope de funções (11 bits).

Na maioria dos casos, um comando PLC NET é transmitido com dois "envelopes" distintos e consecutivos. O primeiro, contém o código de endereçamento e o segundo o envelope da função. O código de endereçamento é composto de duas partes. Os primeiros 4 bits representam a parte alfa do código (A ~ P) e os próximos 5 bits representam o código numérico (1-16).

Em cada Módulo receptor programa-se o seu endereço, Ex.: (A1, A2, A3,...,P16). É permitindo programar até 256 endereços diferentes por barramento. Em um mesmo barramento podem ser colocados "n" módulos com o mesmo endereço, porém, o comando enviado a um endereço será executado por todos os módulos que o possuem, simultaneamente.

No envelope de funções concentra-se o código de início com 4 bits. A parte alfa do código de endereçamento com 4 bits vem logo a seguir e, por último, o código do comando a ser executado, com 5 bits. Exemplos de comandos: desligar todas as unidades que têm o mesmo código, acionar, variar a intensidade ou requerer status de um módulo específico, entre outros.

A cada dia e em horário pré - determinado, a ETR transmite um comando de "ENVIAR TOTAIS" para os módulos SX 403, instalados junto aos medidores dos consumidores. Os módulos por sua vez, transmitem à ETR os dados de leitura e demanda máxima acumulados, bem como os status de falta de energia e reversão de disco. As comunicações são sempre comandadas pela ETR.

O horário do "pooling" da ETR aos módulos é pré - determinado, verificando os "intervalos" de horários disponíveis. Existe ainda, a opção de se forçar o pooling de todos os consumidores ou somente dos consumidores pendentes, executado um comando via PC/TP e micro, através do software da ETR, em horários aleatórios.

No final de cada seqüência de "pooling" de leitura, a ETR envia um comando global para o "SINCRONISMO DE HORA" e cada módulo instalado na rede lógica sincroniza o seu relógio de clock interno. Este comando é enviado também pela ETR, a cada 58 minutos de hora ao longo dia.

Um outro "comando global" é enviado diariamente pela ETR, nos horários estabelecidos pela Concessionária, indicando o início e fim das tarifas, ex.: ("INÍCIO E FIM DA TARIFA AMARELA"). Somente os módulos programados para este tipo de operação respondem ao comando. Este comando serve para confirmar/alterar os horários armazenados nos módulos, facilitando a manutenção de horários, já que a programação será alterada somente na ETR. Independentemente de receber o comando da ETR, o módulo executa as comutações de acordo com a sua programação interna.

Tanto a ETR quanto os módulos alocam tempos de transmissão de mensagens visando atender às necessidades de retransmissão das informações, via repetidoras REP, antes que outras mensagens sejam transmitidas.

A interface PC/TP é utilizada tanto para programar todo o sistema, como para receber as informações de leitura acumuladas pela ETR. A comunicação entre a PC/TP e a ETR é utilizada para cadastrar ou deletar consumidores, estabelecer o código da rede lógica, estabelecer data e hora, programar o início e fim das diferentes tarifas, o horário da leitura diária, entre outros.

As seguintes informações devem ser programadas na instalação do módulo SX 403, utilizando a interface PC/TP: Código do consumidor; Código da rede lógica; Horários de início e fim da tarifa amarela; Horários de início e fim da tarifa reservada; Taxa de pulsos de leitura por KWh; Período para abertura do relé de controle de carga (número de períodos de 15 min. após a entrada da tarifa amarela); Hora do dia.

Todas as mensagens transmitidas através da rede elétrica (barramento físico), são criptografadas, usando uma chave criptográfica de 32 caracteres. A chave está embutida no "firmware" de todos os equipamentos, com exceção da repetidora REP, não podendo ser alteradas ou lidas. Quando uma mensagem é transmitida, o emissor decide aleatoriamente, onde no string de dados, começa a criptografia, enviando esta informação no início de cada transmissão. O preâmbulo de cada mensagem não é criptografável, possibilitando ao receptor saber em qual byte deve começar a descriptografar.

3.0 - CONCLUSÃO

A despeito de representar um elevado investimento inicial a automação de processos comerciais, de

engenharia e planejamento retira das Concessionárias de energia elétrica uma deficiência crônica e histórica representada pela necessidade de ir ao campo com equipes e equipamentos sempre que é necessário realizar alguma tarefa, desde as mais simples e repetitivas (como a leitura dos medidores) como as mais complexas (localizar perdas não técnicas).

Além dos ganhos mais facilmente mensuráveis tais como postergação de investimentos motivadas pela venda de energia apenas no horário de ponta há outros marginais como o incremento de venda de energia decorrente do melhor perfil de tensão ao longo do dia, do incremento de vida útil e da redução de perdas não técnicas em função de se ter transformadores adequadamente dimensionados.

Todos os efeitos combinados indicam um “pay-back” melhor que o projetado (4,5 anos) e uma taxa interna de retorno 22% melhor que a esperada.

Há ainda ganhos intangíveis tais como o aumento da satisfação dos Clientes em função de se obter um tempo menor de restabelecimento de energia em função da Remota avisar falta de tensão por cada fase, de permitir uma melhor distribuição de carga ao identificar a (s) fase (s) de conexão de cada unidade consumidora, dar a opção de se fornecer a qualquer unidade consumidora de BT o seu perfil diário de carga via ferramenta Web e permitir o uso racional de energia.

Assim, recomenda-se as Concessionárias que pretendem realizar investimentos de médio e longo prazos que se estruturam para alterar suas metodologias de trabalho, sua divisões tradicionais de tarefas e para oferecer uma nova gama de serviços no seu portfólio; naturalmente terão, antes, que revogar paradigmas e velhas atitudes pelos quais somente devemos investir em maior capacidade de produção, transmissão e distribuição e não investir para uma utilização mais racional e econômica dos ativos atuais já implantados.

4.0 - ANEXOS

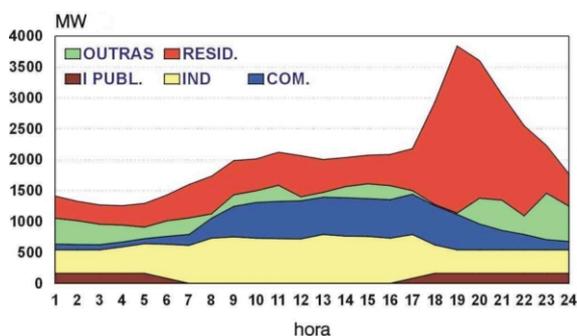


GRÁFICO 1

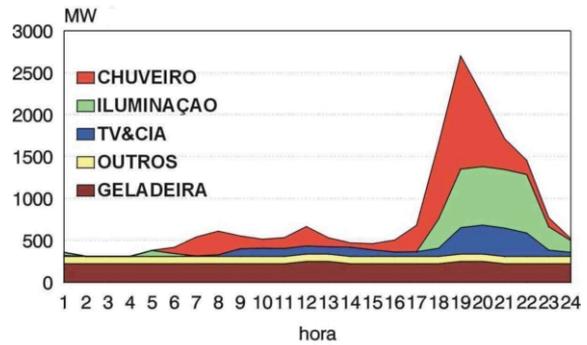


GRÁFICO 2



FOTO 1

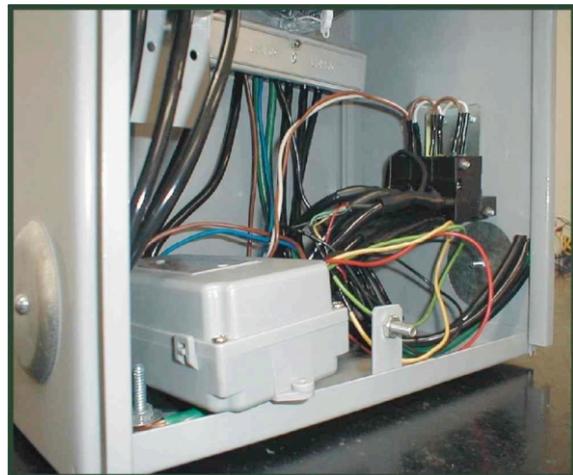


FOTO 2

