

A IMPORTÂNCIA DA COMUNICAÇÃO EM TEMPO REAL NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

ANDRÉ AUGUSTO DE LIMA E SILVA¹, FRANCISCO JOSÉ COSTA ARAÚJO²

¹Graduando Pesquisador CNPq/Fapesq André Augusto de Lima e Silva, UPE, Recife-PE, aales@poli.br;

²Dr. Msc. Prof. Francisco José Costa Araújo, UPE, Recife-PE, Francisco.araujo1951@gmail.com;

Apresentado no
Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC
15 a 17 de setembro de 2021

RESUMO: A disponibilização ininterrupta da energia elétrica, no cenário nacional, requer números cada vez menores de falhas. Além disso, consequências danosas aos equipamentos e instrumentos, casualmente, por essas mesmas falhas, geram custos insatisfatórios às empresas responsáveis. Com a aplicação da automação de um sistema de gerenciamento, controle e proteção, a comunicação se efetua de forma mais eficaz. Outros enlaces, que levam à implantação desse tipo de sistema, são: A obrigação em fornecer, com a máxima continuidade possível, a energia elétrica, já que, contrariamente, as multas geradas seriam encaminhadas àquelas responsáveis pelas falhas (concessionárias energéticas) e os Sistemas ultrapassados, os quais traziam falhas de comunicação, como a lentidão em proceder ações.

PALAVRAS-CHAVE: Supervisório, SCADA, Sistema Elétrico de Potência, Sistema Interligado Nacional, Blecaute.

THE IMPORTANCE OF REAL-TIME COMMUNICATION IN THE ELECTRIC POWER SYSTEM

ABSTRACT: The uninterrupted availability of electricity, on the national scene, requires fewer and fewer failures. In addition, harmful consequences to equipment and instruments, incidentally, due to these same failures, generate unsatisfactory costs for the responsible companies. By applying the automation of a management, control and protection system, communication takes place more effectively. Other links that lead to the implementation of this type of system are: The obligation to provide, with the maximum possible continuity, electricity, since, on the contrary, the fines generated would be forwarded to those responsible for the failures (energy concessionaires) and the Systems outdated, which brought communication failures, such as the slowness in taking actions.

KEYWORDS: Supervisory, SCADA, Electric Power System, National Interconnected System, Blackout.

INTRODUÇÃO

Diante dos casos em que haja consequências negativas, devido a um mau funcionamento e articulação de certo sistema elétrico, faz-se necessária a submissão de tecnologias capacitadas e imbuídas acerca dos infortúnios. O SCADA foi o modelo de gerenciador escolhido e submetido à implantação para que a comunicação no Sistema Elétrico de Potência se torne mais eficaz, de acordo com a finalidade em que se enseja chegar.

Tal perspectiva significa avanço, tendo em vista que as primeiras “máquinas” de computar datam dos séculos XVI e XVII. Os primeiros computadores de uso geral foram construídos nas décadas de 1930 e 1940. Em 1936 o engenheiro alemão Konrad Zuse construiu o primeiro computador eletromecânico, a partir de relés, que executava cálculos e dados lidos em fitas perfuradas. Durante a segunda guerra mundial, a marinha americana em conjunto com a Universidade de Harvard desenvolveu o Harvard Mark I., simultaneamente, o exército americano

desenvolvia o projeto de um computador para calcular trajetórias balísticas: O ENIAC (*Electronic Numeric Integrator And Calculator*).

MATERIAL E MÉTODOS

Em uma subestação digitalizada, os equipamentos estão se comunicando em tempo real e imediato através de protocolos de comunicação em redes, utilizando diversos equipamentos.

Figura 1 – Transmissão e recepção de dados



Para transmitir dados do computador 1 para o computador 2 ocorrem as seguintes etapas:

O programa do usuário no computador 1 seleciona os dados a transmitir e deposita-os no subsistema de comunicação;

1) Efetua-se a conversão Digital / Analógica dos dados;
2) Os dados na forma analógica são transmitidos no meio de comunicação (cabo neste exemplo);

3) Os dados chegam ao subsistema de comunicação do computador 2 e sofre uma conversão Analógica / Digital.

4) Os dados são retirados pelo programa do usuário no computador 2 para sua aplicação. Desta forma, verifica-se que muitas são as alternativas de se fazer a transmissão, ao mesmo tempo em que se pode imaginar porque existe necessidade de se criar alguns padrões permitindo assim uma boa conectividade. A tecnologia de comunicação tenta estabelecer algumas arquiteturas visando padronizar as soluções de vários fabricantes.

Unidades de Aquisição e Controle

A fonte de dados de uma subestação são as Unidades de Aquisição e Controle (UAC's), cuja função primária é coletar os estados e as medidas da subestação, para transferi-las para um sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (SCADA) no centro de controle. As UAC's possuem também funções de controle que através de lógica digital interna transfere pontos de saída para o SCADA. A lógica aumenta a confiabilidade do sistema, pois assim alguns pontos podem ser supervisionados por mais de um equipamento, pontos de proteção, por exemplo, são supervisionados pelo relé digital e pela UAC.

Entradas Digitais

As entradas digitais ocupam o papel de interface do sistema digital de proteção e controle como os equipamentos em campo. É através das entradas digitais que se efetuam as aquisições das informações digitais a partir dos contatos externos da instalação, por exemplo, estados dos disjuntores e seccionadoras.

Saídas Digitais

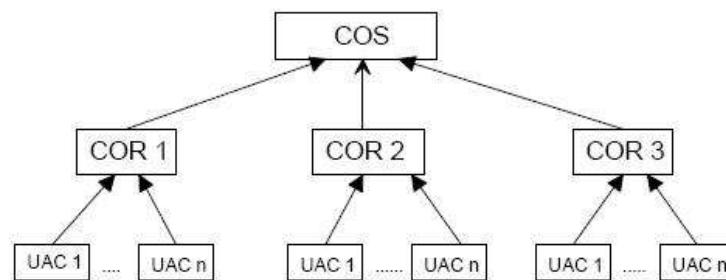
Neste cartão aloja as saídas digitais, cada qual contendo também um endereço na UAC. Quando num endereço está o dígito '1', na correspondente saída digital surgirá uma corrente que poderá ser enviada ao campo para comando. Em muitos casos este acionamento é feito via relés auxiliares de baixo consumo permitindo o uso dos componentes mais simples no cartão.

Centro de Operação Regional (COR) e do Sistema (COS)

Quando uma subestação possui um sistema digital, ele acumula as informações em duas bases de dados: a de tempo real, e a histórica. Alguns dados em tempo real são necessários ao sistema de supervisão e controle da rede (COS/COR). Desta forma são previstos nos sistemas digitais meios para a intercomunicação destes dados.

Os dados relativos às UAC's são comunicados aos Centro de Operação Regional (COR) via canal de telecomunicações. Cumpre notar neste ponto que apenas os dados mais significativos da estação dizem respeito às atividades do Sistema de Supervisão e Controle. Por exemplo, é de interesse o estado dos disjuntores das linhas, geradores e transformadores, as potências ativas e reativas em cada elemento, e a tensão nos vários trechos de barra. Outros dados não têm interesse, como por exemplo, o estado dos disjuntores do serviço auxiliar da estação.

Figura 2 - Níveis hierárquicos de um Sistema de Supervisão e Controle



No COR ocorrem a operação e o atendimento das subestações e usinas de uma região da área global. Dele partem os sinais de telecomando dos disjuntores, os sinais para partir e conectar um dado gerador na usina, e chegam todos os dados coletados nas UAC. No COR está localizado um sistema computacional que possui a interface homem-máquina (IHM) adequada ao operador da rede regional. A IHM permite a ele tomar o conhecimento dos alarmes, da sequência de eventos, das medições, bem como executar os telecomandos. Em resumo, reside no COR um sistema SCADA.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Blecaute ocorrido em fevereiro de 2011 (Nordeste)

Figura 3– Mapa da interligação do nordeste em 2011

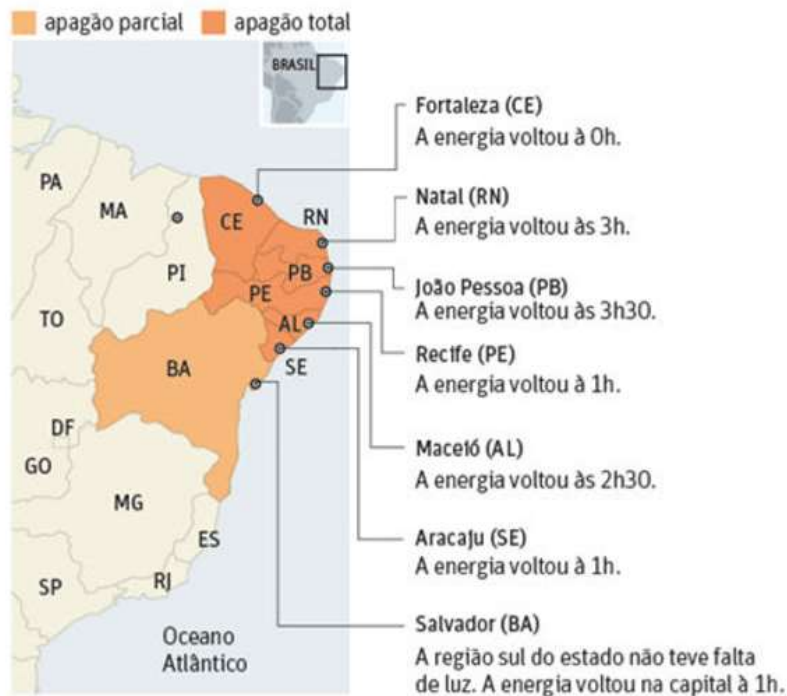


Figura 4 - Porcentagem da carga cortada de acordo com a causa

Carga X Causas (%)



Figura 5 – Restabelecimento do Sistema Elétrico após blecaute



CONCLUSÃO

Com o advento dos atuais controladores programáveis, muitos benefícios ficaram claros, quanto à facilidade de operação e à segurança do sistema. Dentre todas as características apresentadas, a questão da redundância, tanto nas lógicas, quanto nos equipamentos, é fundamental, uma vez que o sistema de automação de uma subestação controla um fluxo de energia muito grande, e por isso não pode ficar desassistido. Um eventual desligamento é sinônimo de grandes perdas de faturamento e possíveis multas. É também devido a isso, que o sistema deve adotar uma filosofia de controle do tipo distribuído, para que o defeito em um equipamento não comprometa o funcionamento do restante do sistema.

No caso de uma falta, em que o sistema disponibiliza listas de alarmes e eventos, fica mais rápida e fácil a rastreabilidade do defeito, diminuindo assim o tempo de restabelecimento total do sistema, enquanto que antigamente, com a utilização exclusiva dos dispositivos eletromecânicos, a causa de um determinado defeito poderia levar dias. Esta evolução nos métodos de controle trouxe não só aspectos positivos, pois é evidente a redução de empregos em certos setores, como o de operador de subestações. Uma única pessoa é capaz de monitorar várias SE's, a partir de centros de operação, enquanto também uma pessoa é o suficiente para permanecer de plantão em um setor onde existem

várias SE's atendendo a chamados da central, já que somente irá atuar em casos esporádicos de falhas de comunicação.

Todo o aparato tecnológico torna os projetos cada vez mais complexos, uma vez que ainda existem os projetos com as lógicas internas do software, fazendo com que projetistas aprendam a programar lógicas em softwares específicos dos equipamentos. Novos procedimentos de testes necessitam de profissionais completos, que além do conhecimento elétrico, tenham conhecimento de hardware, software, de linguagens de programação, protocolos de comunicação, proteção, e estejam aptos a solucionar os mais diversos tipos de problemas que podem vir a surgir no setor elétrico. É complexa a questão da adaptação dos operadores aos novos métodos de se operar uma SE, pois estão acostumados com o uso dos anunciadores e falta a eles confiança nos SCADA's.

AGRADECIMENTOS

Ao CNPq/Fapesq pela concessão de bolsa de pesquisa ao primeiro autor.

REFERÊNCIAS

Queiroz, Roberto Jefferson Nunes de. Implantação de um Centro de Operação, em tempo real, de um agente de transmissão do Sistema Interligado Nacional. Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Out. 2010. Disponível em: www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000550.pdf. Acesso em: 04 Jul. 2021.

Schweitzer Engineering Laboratories, Equipe de engenharia da. Capítulo IX - Exemplos de automação em sistemas de supervisão e controle de subestações e redes de distribuição. Revista O Setor Elétrico, São Paulo, Set. 2010. Disponível em: http://www.osestoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/ed56_fasc_automacao_capIX.pdf. Acesso em: 04 Jul. 2021.

Ferreira, Bruno Henrique Montenegro. Sistema de Apoio a Prevenção de Falhas Humanas na Operação de Sistemas Elétricos de Potência em Tempo Real. Escola Politécnica da Universidade de Pernambuco, Recife, Dez. 2011. Disponível em: http://tcc.ecomp.poli.br/20112/mmonografia-Bruno_Montenegro_corr_banca_final.pdf. Acesso em: 05 Jul. 2021.

Mello, Nilo Felipe Baptista de. Automação digital de subestações de energia elétrica. Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000333.pdf>>. Acesso em: 24 Jul. 2021.

Cunha, Raissa Frota Carneiro da. Operação do Sistema Elétrico de Distribuição do Estado do Ceará. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011. Disponível em: <http://www.dee.ufc.br/anexos/TCCs/2011.1/RAISSA%20FROTA%20CARNEIRO%20DA%20CUNHA.pdf>. Acesso em: 26 Jul. 2021.