



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO – V

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA-GPC

ÁRVORE DE FALHAS E DEFEITOS DO SISTEMA DIGITAL DE PROTEÇÃO E CONTROLE DA SUBESTAÇÃO MIRANDA II AO LONGO DE UMA DÉCADA EM OPERAÇÃO

**Bruno Gomes Gerude(*)
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**Paulo Roberto Alves Silva
ELETROBRAS ELETRONORTE**

RESUMO

Neste trabalho mostra-se o resultado do desempenho dos relés digitais instalados na Subestação Miranda II (230/138/69/13,8 kV) no Maranhão de propriedade da Eletrobras Eletronorte e que entrou em operação no ano de 2002, sendo uma das primeiras subestações do Brasil com o Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) totalmente digitalizado. Tal resultado é mostrado no formato de árvore de falhas e defeitos, estratificados por família de equipamento até o nível de subsistema que compõe um IED – *Intelligent Electronic Device* e sugere o aprimoramento da gestão de manutenção para estes tipos de equipamentos.

PALAVRAS-CHAVE

Proteção Digital, Desempenho, Árvore de Falhas, Manutenção, IED

1.0 - INTRODUÇÃO

Os dispositivos digitais para controle, proteção e supervisão do sistema elétrico brasileiro começaram a ser utilizados de fato a partir do final do século passado. Embora representassem uma evolução tecnológica incrível, havia inúmeras incertezas ao seu respeito, uma vez que os dispositivos das gerações anteriores possuíam bom desempenho, excelente vida útil e apresentavam facilidade de operação e manutenção.

Os IEDs, como hoje são chamados, “enxugaram” os projetos de SPCS de subestações uma vez que utilizam lógica programável para reduzir e simplificar a fiação; fornecem proteção para faltas na barra, falha de disjuntor, sem nenhum ou com um mínimo custo adicional; possuem funções de medição para reduzir ou eliminar a necessidade de medidores e transdutores no painel; reduzem a necessidade de manutenção e, indubitavelmente, facilitaram o trabalho dos Centros de Operação que possuem inúmeras informações sobre o sistema e, portanto, são capazes de tomar decisões mais rápidas e assertivas. Entretanto, a carência de conhecimento, bem como de histórico da utilização desta tecnologia no sistema elétrico da Eletrobras Eletronorte se apresentavam com desconfiança para o corpo técnico.

Pretende-se com este trabalho, responder alguns daqueles anseios sobre esta nova tecnologia, apresentando o histórico de desempenho do SPCS instalado em 2002 na subestação Miranda II de propriedade da Eletrobras Eletronorte, fornecendo informações importantes a respeito do desempenho desta tecnologia.

(*) Rua dos Pardais, Cond. Europa BI-1, Apto. 504, Renascença II. CEP 65075-310 São Luís, MA – Brasil
Tel: (+55 98) 3217-5089 – Fax: (+55 98) 3217-5052 – Email: bruno.gerude@eln.gov.br

2.0 - SUBESTAÇÃO MIRANDA II

Localizada na região centro-norte do estado do Maranhão, a subestação Miranda II – SEMR – entrou em operação em 2002 sendo a primeira com o SPCS totalmente digitalizado da Eletronorte Eletrobras. Integrante do Sistema Interligado Nacional, a SEMR possui 2 Linhas de 230 kV, 2 Autotransformadores 230/138/13,8 kV com capacidade de 100 MVA cada, 2 Transformadores 230/69/13,8 kV com capacidade de 100 MVA cada, 2 reatores *shunt* de 230 kV/10MVar cada e entrega a energia elétrica para a distribuidora através de 2 linhas de 138 kV, 2 de 69 kV e 2 alimentadores de 13,8 kV¹, além de uma linha de interligação em 230 kV com as usinas termelétricas Tocantinópolis e Nova Olinda que entraram em operação em 2010. Na Figura 1 abaixo, mostra-se a sua localização eletrogeográfica.

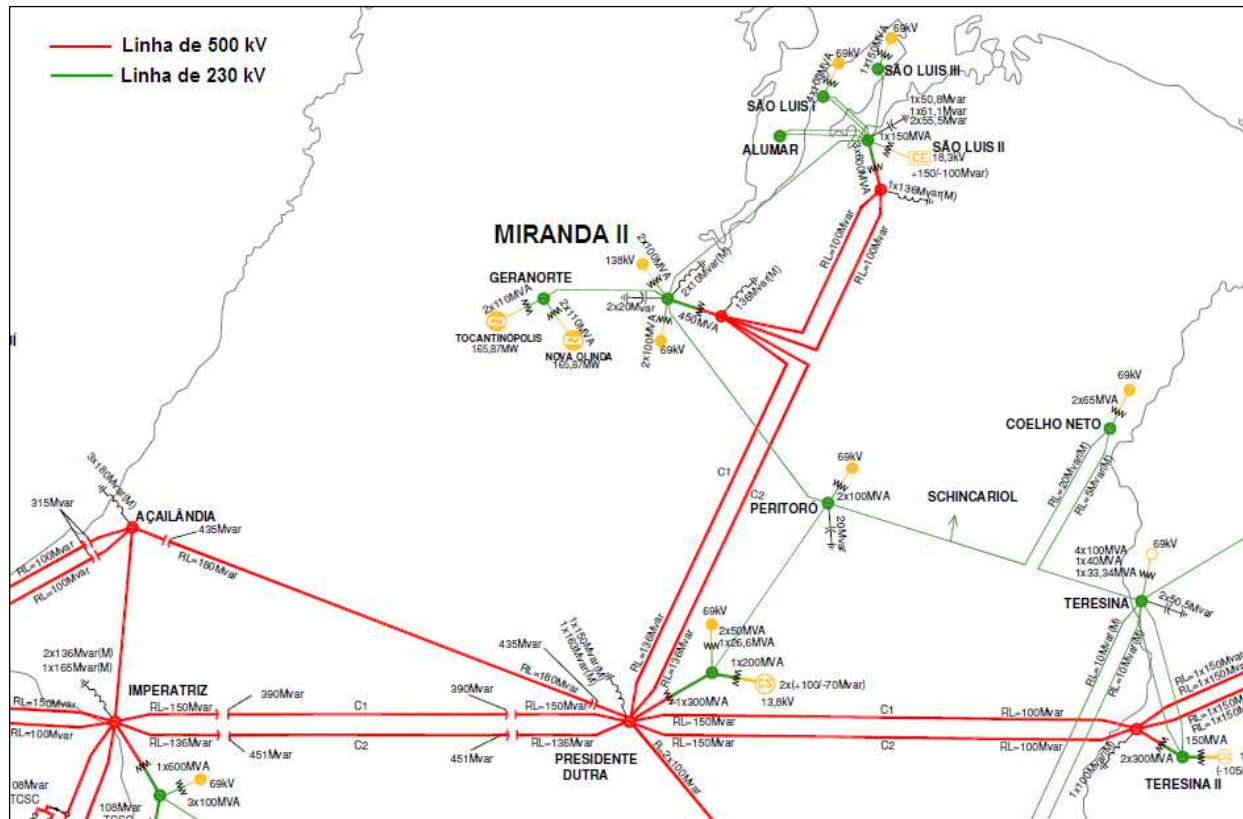


FIGURA 1 – Localização eletrogeográfica da SE Miranda II no estado do Maranhão (1)

2.1 Sistema de Proteção, Controle e Supervisão

O Sistema Digital de Proteção, Controle e Supervisão da SE Miranda II é baseado no sistema SICAM da SIEMENS e tem arquitetura funcional distribuída com equipamentos dedicados a cada elemento da SE e equipamento central para as funções de gerenciamento de comunicação, intertravamentos, aquisição, automatismos, comando, medição e supervisão através de IHM local.

A maioria dos equipamentos, embora tenha entrado em operação em 2002, tem data de fabricação de 1998 e utilizam protocolo PROFIBUS. Na época representava o estado da arte em termos de confiabilidade e performance para sistemas de controle de subestações. Hoje, porém, considera-se ultrapassada a tecnologia empregada no SPCS da instalação se comparada com os sistemas baseados no protocolo IEC 61850. Na Tabela 1 lista-se os componentes principais que integram o SPCS.

¹ Em dezembro de 2010 a SEMR sofreu ampliação com a entrada em operação do setor de 500 kV para o seccionamento das linhas de 500 kV da SE Presidente Dutra a São Luís II. Neste Informe Técnico leva-se em consideração apenas as partes já existente: setores de 230, 138, 69, 13,8 kV e Serviço Auxiliar.

TABELA 1 – Componentes Principais do SPCS da SE Miranda II

Modelo	Função Principal	Quantidade
6MD6X	Unidade de Controle	36
7SJ63X	Proteção de Sobrecorrente	16
7SS521 V3.0	Proteção Diferencial de Barra	13
7SA63X	Proteção de Distância	8
7UT513 V3.0	Proteção Diferencial de Transformador	6
SIMEAS R ZE 32/64	Registrador Digital de Perturbação	3
SICAM SAS	Processador de algoritmos	4
PC	Estações operadoras (IHMs e servidores)	4

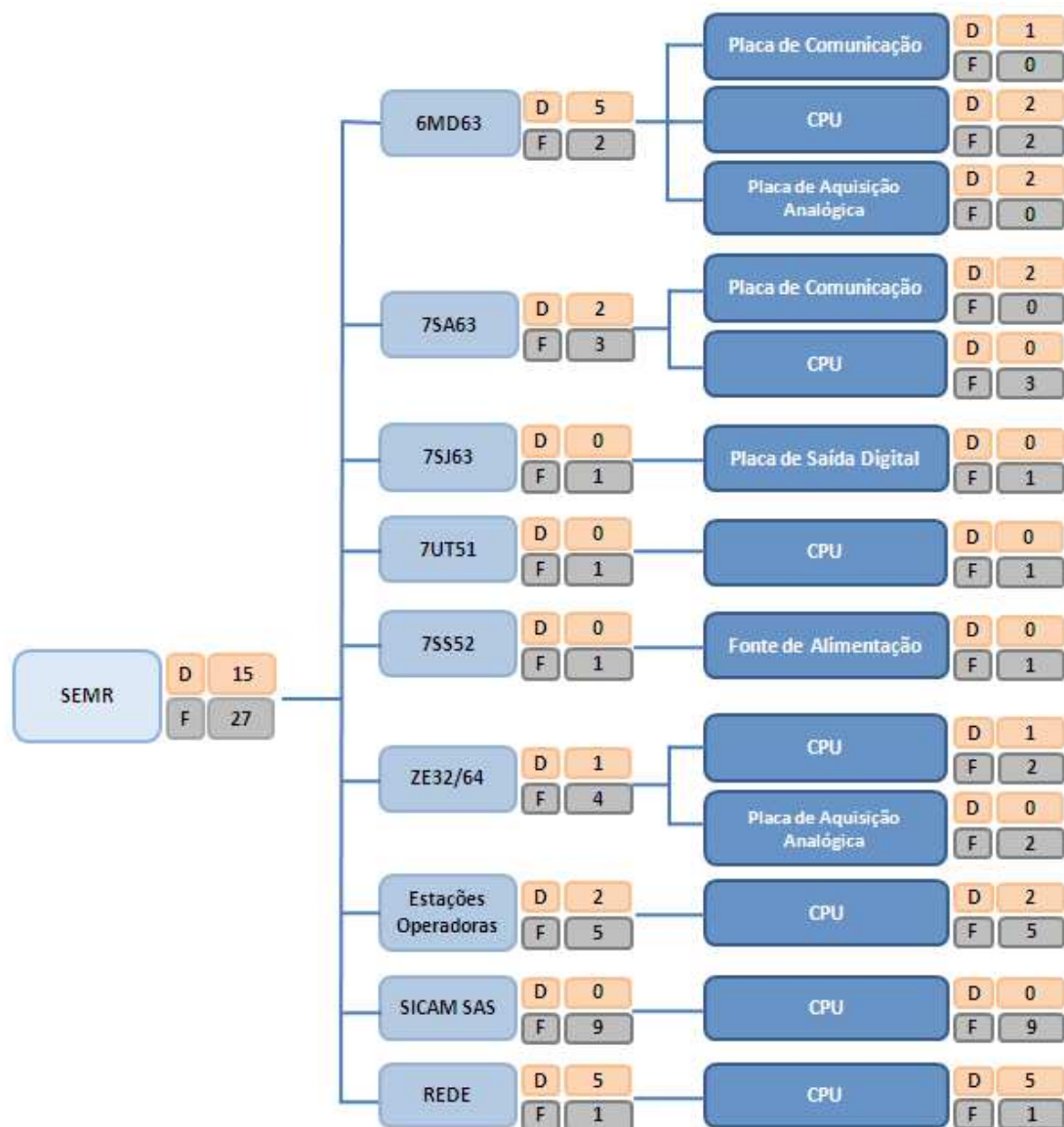
3.0-ÁRVORE DE FALHAS E DEFEITOS

Considera-se defeito qualquer anomalia que cause perda parcial da função de um equipamento. Já a falha funcional é a perda total, negação da função. A título de explicação do levantamento realizado neste trabalho, consideremos o equipamento Unidade de Proteção Digital (UPD) que possui a seguinte função principal: supervisionar em tempo real o sistema elétrico estando apta a desligá-lo em condições de falta de acordo com parâmetros configurados². Assim é considerado falha se a UPD não estiver apta a atuar ou não atuar em condições de falta ou atuar indevidamente em condições saudáveis do sistema elétrico. Anomalias como “UPD sem comunicação com o *software* SCADA”, “alarme indevido de atuação de proteção” foram considerados defeitos, pois estas não influenciam na função principal, apenas em funções consideradas secundárias.

Desta forma, fica claro que a definição da função de cada equipamento é muito importante para o direcionamento de falha e defeito. Ainda analisando o exemplo acima, caso os engenheiros de manutenção definissem a função da UPD como a seguinte: desligar o circuito elétrico sob condições de falta de acordo com parâmetros configurados. Anomalias do tipo: UPD travada, não seriam tratadas como falha, a não ser que houvesse uma falta no sistema elétrico e a UPD não atuasse.

Compilou-se os dados registrados no *software* de gestão da manutenção da Eletrobras Eletronorte, o SAP R3 desde o período da entrada em operação (agosto de 2002) até 31 de dezembro de 2010, totalizando 102 semanas, e organizou-se em formato de árvore, expondo de forma estratificada o número de defeitos e falhas em cada subsistema que a compõe, chamado de ramo, sendo importante para que seja identificado qual parte tem apresentado mais anomalias, tal qual um diagrama de pareto. Além dos componentes supra-citados, foi incluído um ramo específico para equipamentos de rede tais como conversores eletro-ópticos, fibras ópticas, cabos de rede e *switches*. Ver figura 2.

² É recomendável que na descrição da função de um equipamento haja um objeto e uma grandeza física claramente definidas, porém para o caso tomado como exemplo desconsideramos.



Legenda: D – Defeito; F- Falha

FIGURA 2 – Árvore de Falhas e Defeitos do SPCS da SE Miranda II

Pode-se perceber que a maioria das anomalias é na Unidade de Processamento Central (CPU). Sendo as principais falhas do tipo “unidade travada”, as quais são corrigidas com um simples *reset* (procedimento conhecido para os usuários de computador). É importante informar, entretanto, que todos os defeitos e falhas registrados nos equipamentos principais citados na Tabela 1 se deram em 24 deles, 27% do total, ou seja, 66 não apresentaram nenhum tipo de defeito.

Analisando os dados mostrados na Figura 2, podemos concluir que de todos os tipos de IEDs existentes na instalação, o modelo 6MD63X é o que mais apresenta defeitos. Isto é certo se tratarmos valores absolutos. Porém, na tabela 2 mostra-se o número percentual dos IEDs que apresentaram algum tipo de defeito e verifica-se que os equipamentos SICAM SAS e as Estações Operadoras foram os que apresentaram pior desempenho. Os computadores com a função destas últimas precisaram ser substituídos por outros com maior capacidade de processamento e memória, já os SICAM SAS não foram substituídos. As falhas registradas foram do tipo descrita no parágrafo anterior.

A UPD 7SA63X responsável pela proteção das linhas de transmissão em 230 e 138 kV apresentou um percentual considerável de defeitos, 50% das unidade apresentaram algum tipo de anomalia.

TABELA 2 – Percentual de IEDs que apresentaram alguma anomalia

Modelo	Função Principal	Quantidade	Número de unidades que apresentaram defeito/falha	Percentual
6MD6X	Unidade de Controle	36	7	19%
7SJ63X	Proteção de Sobrecorrente	16	1	6%
7SS521 V3.0	Proteção Diferencial de Barra	13	1	8%
7SA63X	Proteção de Distância	8	4	50%
7UT513 V3.0	Proteção Diferencial de Transformador	6	1	17%
ZE 32/64	Registrador Digital de Perturbação	3	2	66%
SICAM SAS	Processador de algoritmos	4	4	100%
PC	Estações Operadoras	4	4	100%
TOTAL		90	24	27%

Na Figura 3 abaixo, mostra-se a curva típica de falhas e defeitos do SPCS como um todo ao longo de sua vida útil, onde o eixo horizontal representa a quantidade de meses após a entrada em operação e o eixo vertical o número de anomalias identificadas.

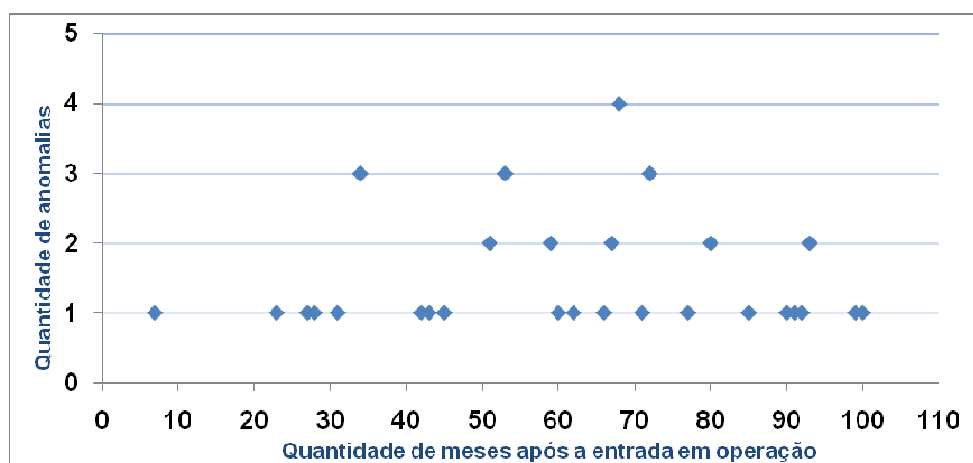


FIGURA 3 – Gráfico de dispersão das anomalias ao longo da vida útil

Embora haja uma concentração maior de falhas entre o período de 50 a 70 meses após a entrada em operação, verifica-se que não há um padrão de curva estabelecido (tal qual aumento de falhas ao longo do tempo, por exemplo), fazendo com que este tipo de sistema caracterize-se fundamentalmente por falhas aleatórias: a probabilidade que um item falhará em qualquer um período, é o mesmo que em qualquer outro, sendo a probabilidade condicional de falha constante (2).

Por este motivo, não é possível prever por quanto tempo durará um item que se comporta com o padrão de falha aleatória, mesmo que alguns fabricantes normalmente utilizem o tempo de vida útil de 15 a 20 anos para estes IEDs.

4.0-CONSEQUÊNCIAS DAS FALHAS

É sabido que falhas no sistema de proteção, principalmente, têm consequência direta na rentabilidade e imagem da empresa devido a possíveis multas por indisponibilidade, danos em equipamentos, ao meio-ambiente e às pessoas, além das consequências operacionais. Toma-se como exemplo uma das linhas de transmissão de 230 kV que possui uma receita mensal de R\$ 208.535,00 e uma indisponibilidade intempestiva por uma hora provoca uma Parcela Variável de R\$ 29.000,00. A seguir detalha-se o caso que mais afetou à Eletrobras Eletronorte, fruto de uma falha em um IED em discussão.

4.1 FALHA DA UNIDADE DE PROTEÇÃO DIGITAL DE UM TRANSFORMADOR

No dia 24 de março de 2010, durante forte chuva, houve o rompimento da isolação do ar próximo a um reator limitador série associado ao terciário de um transformador de 230/69/13,8 kV e capacidade de 100MVA, provocando um curto-circuito. A unidade de proteção diferencial 7UT513 não atuou, sendo o transformador desligado pelas proteções de retaguarda - unidades de sobrecorrente. Em virtude da não atuação da proteção principal, o tempo de eliminação de falta foi alto, aproximadamente 2 segundos, havendo evolução de uma falta inicialmente monofásica para uma do tipo trifásica e ocasionando ainda, a avaria completa dos reatores limitadores. Ver Figura 4.



FIGURA 4 – Foto dos reatores limitadores avariados após curto-circuito

Esta falha gerou uma Parcela Variável por Indisponibilidade de aproximadamente R\$ 100.000,00, em virtude do tempo em que o transformador ficou indisponível até a desconexão dos reatores pela equipe de manutenção. Após intervenção e testes verificou-se que a UPD em questão estava com falha no processamento. Esta percebia a falta, partia, porém não efetuava o trip. Após realização dos procedimentos de reinicialização e configuração dos ajustes *default* ela voltou a atuar normalmente, com teste satisfatório em mais de 50 pontos plotados no levantamento de característica. Mesmo assim, a equipe decidiu substituí-la por uma unidade sobressalente.

5.0-GESTÃO DA MANUTENÇÃO

Sabe-se que não há um aviso ou um acompanhamento condicional que proporcione à equipe de manutenção informações de quando o equipamento vai falhar ou como está sua deterioração. Isto tem levado muitas pessoas a abandonar a idéia de manutenção preventiva de um modo geral. Embora esta seja a coisa certa a ser feita para falhas com menores consequências, quando as consequências das falhas são sérias, algo deve ser feito para prevenir ou ao menos evitar as consequências. (2)

Vimos que as falhas aqui descritas são do tipo aleatória, existindo tanto àquelas que são evidentes, ou seja, são facilmente identificadas pelos operadores através de alarmes e sinalizações, quanto àquelas do tipo ocultas, como a descrita no capítulo anterior. Para estes últimos casos é sugerida uma tarefa regular de busca de falha ou tarefa detectiva, uma vez que tarefas preventivas e preditivas não são apropriadas tais como de restauração e substituição programada (2).

Deve-se mapear aqueles equipamentos que, quando falharem, gerem grandes consequências para a empresa e então adotar uma boa política de sobressalentes e até redundância para estes casos.

Na Eletrobras Eletronorte adota-se inspeção quinquenal em IEDs, com verificação de entradas e saídas digitais, levantamento de características das funções de proteção e testes de comunicação com o *software* SCADA.

6.0-CONCLUSÃO

Ao longo de quase dez anos em operação, o SPCS da SE Miranda II, composto de 90 IEDs mais os equipamentos de rede, apresentou 15 defeitos e 27 falhas, ocorridas de forma aleatória ao longo do tempo. Procuramos clarificar com dados, as dúvidas que o corpo técnico mais experiente tinha (ou ainda tem) a respeito do desempenho da tecnologia digital para o SPCS de subestações. Percebeu-se que as tarefas de manutenção recomendadas para este sistema são do tipo detectivas, cuja periodicidade deva ser menor quanto mais severa for a consequência da falha. Assim, o tratamento para o sistema de um transformador cuja RAP (Receita Anual Permitida) seja maior que a da de um Banco de Capacitores, por exemplo, deve ser diferente de forma que se opte pela redundância e/ou haja melhor controle de sobressalentes.

3.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Rede de Operação Norte e Nordeste – DU-CT.NNE.01 atualizado em 31 de dezembro de 2010. Disponível em www.ons.com.br
- (2) MOUBRAY, JOHN. Reliability-Centred Maintenance. United Kingdom, 1997.
- (3) AMERICAN BUREAU OF SHIPPING. Guidance Notes on Reliability-Centred Maintenance. USA, 2004.

4.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Bruno Gomes Gerude nasceu em São Luís-MA em 1985, é engenheiro eletricista, graduado pela Universidade Federal do Maranhão em 2007 e pós-graduado em engenharia de produção pela faculdade Pitágoras em 2011. Trabalha na Eletrobras Eletronorte desde 2007, atuando atualmente como coordenador local dos pilares Manutenção Planejada e Melhorias Específicas da Divisão de São Luís I. Atuou também como engenheiro de operação e engenheiro de manutenção da área de proteção.



Paulo Roberto Alves Silva nasceu em Marabá-PA em 1980, é engenheiro eletricista, graduado pelo Centro Federal de Educação Tecnológica do Maranhão – CEFET em 2005 e pós-graduado em engenharia de produção pela faculdade Pitágoras em 2011. Trabalha na Eletrobras Eletronorte desde 2006 na Divisão de Engenharia de Manutenção da Regional do Maranhão, na área de proteção do sistema elétrico e é coordenador regional do pilar Manutenção da Qualidade. Trabalhou no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE na área de telecomunicações e na PROBANK no ramo de administração e suporte de redes de comunicação.