

# Sistema de Monitoramento para Auxílio à Manutenção de Equipamentos de Subestação de Distribuição

F. E. C. Veiga, COELBA; J. A. Jardini, EPUSP/GAGTD; L. C. Magrini, EPUSP/GAGTD;  
P. S. D. Kayano, EPUSP/GAGTD; M. S. Silva, EPUSP/GAGTD;  
Y. P. Calderón, EPUSP/ GAGTD; D. C. Martínez, EPUSP/ GAGTD

## RESUMO

Está sendo desenvolvido pela USP em parceria com a COELBA um sistema de monitoramento de equipamentos subestações de distribuição. Este é um projeto de pesquisa e desenvolvimento de 2 anos de duração.

O primeiro ano correspondeu à definição das grandezas elétricas e não elétricas a serem monitoradas, bem como sua periodicidade; à análise dos sensores existentes no mercado; e culminou com a especificação da arquitetura de hardware e software de um sistema digital voltado à coleta centralizada das informações. O segundo ano visa a implantação de um sistema protótipo; dada a complexidade do assunto, o sistema protótipo foi necessário limitar o sistema, dessa forma, optou-se pelo monitoramento de um transformador e um disjuntor. Os resultados obtidos por esse sistema serão armazenados em base de dados, de onde serão resgatados por aplicativos que disponibilizarão e estabelecerão estratégias de manutenção.

Atualmente, a manutenção de transformadores é feita baseada no tempo, já a manutenção de disjuntores é baseada no número de manobras executadas. O sistema de monitoramento em tempo real tem por objetivo fazer com que a manutenção seja baseada nas reais condições do equipamento.

O monitoramento em tempo real também traz outros benefícios tais como: o melhor uso do equipamento; um melhor planejamento da manutenção e redução das retiradas emergenciais por falhas e melhora do gerenciamento vida útil dos equipamentos.

## PALAVRAS-CHAVE

Monitoramento de transformadores, monitoramento de disjuntores, subestações.

Isso traria enormes benefícios, tais como, maior disponibilidade do equipamento, diminuição dos custos de manutenção (deslocamento de equipe, tempo de indisponibilidade do equipamento, etc) e um melhor planejamento da necessidade de substituição do equipamento. Além dos fatores econômicos imediatos, reduziria-se ao mínimo necessário o tempo de manutenção, causando, conseqüentemente, redução das eventuais multas por retirada de serviço dos equipamentos e melhorando a imagem junto ao consumidor final.

A USP e a COELBA vêm desenvolvendo um projeto de pesquisa e desenvolvimento que visa analisar a aplicabilidade do monitoramento em tempo real de equipamentos no auxílio à manutenção.

Por se tratar de um assunto de grande abrangência e devido aos recursos limitados para um projeto de pesquisa e desenvolvimento, foi estabelecido que o projeto seria focado nos dois principais equipamentos de uma subestação: transformador e disjuntor.

No primeiro ano, foram definidas as grandezas monitoradas e estudados os sensores e sistemas de monitoramento já existentes no mercado. A maior parte dos sistemas de monitoramento comerciais são soluções proprietárias que trariam uma forte dependência ao fabricante do sistema.

Dessa forma, optou-se por um sistema de monitoramento aberto que integrasse equipamentos de aquisição de dados, processadores e equipamentos de comunicação através de protocolos padronizados.

Durante este ano, segundo ano do projeto, será instalado um protótipo onde serão monitorados um transformador e um disjuntor, com subsistemas de monitoramento independentes, permitindo que o subsistema de monitoramento do disjuntor seja instalado em uma subestação e o subsistema de monitoramento do transformador seja deslocado para uma subestação diferente.

Durante o segundo ano será desenvolvido também um software de diagnóstico para tratamento dos dados coletados.

## I. INTRODUÇÃO

O monitoramento em tempo real de equipamentos de subestações permite otimizar as ações de manutenção, substituindo a manutenção baseada em períodos de tempo ou no número de operações por uma manutenção mais racional baseada nas reais condições dos equipamentos.

F. E. C. Veiga (Gerente do Projeto) trabalha na COELBA (fveiga@coelba.com.br)

J. A. Jardini (Coordenador do projeto), Prof. Dr. Titular da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo/ Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da USP/ GAGTD (jardini@pea.usp.br).

L. C. Magrini (Pesquisador), PhD, trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (magrini@pea.usp.br).

## II. TRANSFORMADOR

Os transformadores são equipamentos primordiais em uma subestação de energia elétrica. São projetados para ter uma vida útil de cerca de 20 anos, entretanto devido a vários fatores acabam sendo utilizados por 30-40 anos.

A COELBA possui 406 transformadores distribuídos em 5 faixas etárias, conforme tabela 1.

TABELA 1

Transformadores da COELBA	
Faixa (anos)	Quantidade
0-10	112
11-20	151
21-25	61
26-30	40
>30	42

### A. Falhas em transformadores

O tipo de falha que ocorre com mais frequência nos transformadores da COELBA é a do tipo interna, devido a curto-circuito nos enrolamentos.

Entretanto, segundo Sokolov [2], mundialmente as falhas com maiores incidências ocorrem na bucha, comutador e enrolamento.

As principais variáveis indicativas da situação de um transformador são a presença de gases dissolvidos no óleo isolante (forte indicativo da ocorrência de descargas parciais) e umidade (uma das principais causas da degradação do isolamento sólido do transformador).

A maioria das concessionárias faz a análise físico-química e cromatográfica do óleo a cada seis meses, entretanto, durante esse período o transformador pode sofrer algum defeito ou mesmo ser submetido a curtos, sem que seja possível notar nenhum indicativo.

A filosofia adotada é o acompanhamento da evolução da concentração de gás hidrogênio a cada hora.

## III. DISJUNTOR

O maior desafio dos sistemas de manutenção preditiva (monitoração) de disjuntores é sua aplicação em equipamentos já existentes nas subestações, que devido a variedade de tipos utilizam diferentes tecnologias de interrupção.

O monitoramento depende da tecnologia utilizada em cada disjuntor de acordo com o meio de extinção do arco (óleo mineral, ar comprimido, SF<sub>6</sub>, entre outros); bem como o sistema de acionamento (mola, hidráulico, pneumático, entre outros). Embora os fabricantes de disjuntores já tenham desenvolvido sistemas de monitoramento para os modelos atualmente comercializados, o maior desafio é instalar sistemas de monitoramento em disjuntores já com algum tempo de operação e que possam ser aplicados a disjuntores de várias tecnologias, de uma maneira menos intrusiva, proporcionando a aquisição e o processamento de dados.

## IV. PROTÓTIPO

### A. Equipamentos Monitorados

O protótipo será instalado na SE Federação em Salvador, onde serão monitorados um transformador de potência e um disjuntor. O transformador escolhido para ser monitorado é:

- de 69 / 11,95 kV, 15 / 20 MVA
- Fabricado pela ASEA a cerca de 30 anos;
- Conservador único para o óleo do transformador e comutador
- Comutador com 33 taps.

Já o disjuntor a ser monitorado tem as seguintes características:

- Disjuntor marca Merlin Gerin (Schneider) modelo SB6-72 com acionamento tripolar (um só painel de comando), que utiliza a técnica do arco rotativo associado à auto-expansão.
- Sistema de acionamento é mecânico, composto por um conjunto de alavancas, com acumulação de energia por molas acionadas através de um motor de corrente contínua.

### B. Pontos Monitorados

Inicialmente foi feita uma análise dos pontos a serem monitorados, de forma a se obter os dados mais significativos e cujos sensores pudessem ser instalados nos equipamentos já existentes.

No caso do transformador, seria necessário um sensor que pudesse fornecer o teor de todos os gases chaves (metano, acetileno, etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), etano, gás hidrogênio, monóxido de carbono e oxigênio), porém devido a não existência de um sensor on-line com custo aceitável, optou-se por monitorar apenas o H<sub>2</sub>, visto que é o principal gás formado durante problemas na parte ativa do transformador.

As listas de pontos monitorados do transformador (tabela 2) e do disjuntor (tabela 3) encontram-se a seguir.

TABELA 2

Pontos do Transformador	
Descrição	Tempo de Varredura
Temperatura ambiente	1 s
Temperatura do topo do óleo	1 s
Posição de tap	1 s
Temp. do enrolamento (Imagem Térmica)	1 s
Nível de óleo do conservador	1 s
Corrente do Motor do Comutador	1 ms
Defeito no Comutador de Tap	1 s
Nível máximo de óleo do transformador	1 s
Nível mínimo de óleo do transformador	1 s
Ventilação – Desligado (1º Estágio)	1 s
Ventilação – Ligado (1º Estágio)	1 s
Ventilação – Defeito (1º Estágio)	1 s
Relé de Gás (Buchholz) – Alarme	1 s
Relé de Gás (Buchholz) – Desligamento	1 s
Umidade do óleo do transformador	1 min
Conc. de gás hidrogênio	1 h
Tensão fase A – AT	1 s
Tensão fase B – AT	1 s
Tensão fase C – AT	1 s
Corrente fase A – AT	1 s
Corrente fase B – AT	1 s
Corrente fase C – AT	1 s

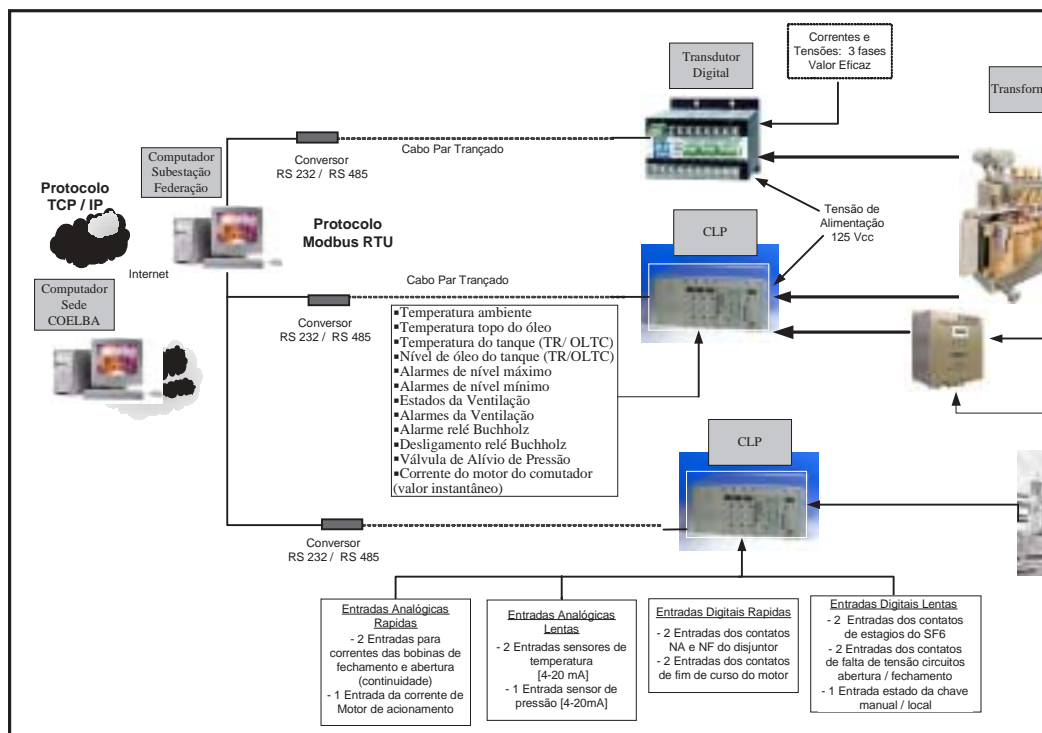


FIGURA 1 – Sistema de Monitoramento de Transformador e Disjuntor

TABELA 3

**Pontos do Disjuntor**

Descrição	Tempo de Varredura
Estado do contato NF do disjuntor (close)	1 ms
Estado do contato NA do disjuntor (open)	1 ms
Estado do relé de baixa pressão 1º estágio (alarme)	1 s
Estado do relé de baixa pressão 2º estágio (bloqueio)	1 s
Estado do fim de curso da alavanca manual	1 s
Estado do relé de falta de tensão do circuito de fechamento	1 s
Estado do relé de falta de tensão do circuito de abertura	1 s
Estado da chave de comando manual / local	1 s
Fim de curso do motor	1 ms
Temperatura ambiente	1 s
Temperatura interna painel de comando	1 s
Pressão do gás SF <sub>6</sub>	1 s
Corrente da bobina de fechamento	1 ms
Corrente da bobina de abertura (Trip1)	1 ms
Corrente de acionamento do motor	1 ms
Corrente das fases da linha	1 ms

**V. ARQUITETURA DO SISTEMA PROTÓTIPO**

**A. Servidor central de monitoramento**

Consiste em dois microcomputadores, um localizado na subestação e outro na sede da concessionária, de 2 GHz, com memória RAM de 256MB, unidade de armazenamento física de 40GB, monitor 17" com cartão AGP de interface gráfica e cartões de comunicação com saída RS-232. Nos computadores será instalado o sistema operacional Windows NT, um sistema SCADA, uma base de dados relacional, assim como um programa para análise dos dados.

No sistema protótipo, o microcomputador instalado na subestação Federação concentrará as informações provenientes dos dois subsistemas de monitoramento.

**B. Equipamentos de Aquisição de Dados**

**1) Unidade terminal remota (UTR)**

Serão utilizadas duas unidades terminais remotas, uma para o monitoramento do transformador e outra para o monitoramento do disjuntor.

Cada UTR terá 240kB de memória configurável, uma fonte de energia com alimentação 125Vcc, taxa de transmissão de dados de no mínimo 9600bps, cartão de comunicação para protocolo padronizado (ModBus RTU) com portas EIA RS-232/RS-485, cartão para entrada I/O digitais, cartão para entradas analógicas de corrente e tensão de +/- 10V ou 4-20mA com resolução de 16 bits. Deverá suportar altas temperaturas e ser adequada a ambientes com alto nível de ruído provocado pelos campos eletromagnéticos.

**C. Transdutor digital de Grandezas Elétricas**

É um equipamento digital que faz a aquisição de correntes e tensões de linha (fases A, B e C), possui entradas configuráveis para circuitos monofásicos ou trifásicos e com capacidade de medição e registro de oscilografia. A comunicação com o computador central de monitoramento é efetuada através de uma porta EIA RS 485, com protocolo padronizado (ModBus RTU). A entrada de tensão é de 0 a 600V e corrente de 0 a 7,5 A, sendo estes conectados através de transdutores aos TCs e TPs da linha. A unidade possui um intervalo de armazenamento de 1 a 720ms (36 ciclos) e uma resolução de 128 amostras por ciclo.

**D. Comunicação**

A comunicação de dados do sistema protótipo, embora não envolva um grande volume de dados, apresenta algumas peculiaridades, tais como:

- Diferentes tempos de varreduras, a maior parte dos sinais digitais e analógicos é coletada a cada segundo, enquanto que alguns poucos exigem resolução de milissegundos.
- O volume de dados a ser transmitido é pequeno na maior parte do tempo.
- Para o cálculo dos tempos envolvidos é necessário que os equipamentos de coleta de dados estejam sincronizados.

A filosofia de comunicação adotada para o sistema protótipo é a utilização de um protocolo padrão, quer seja um padrão de fato (como IEC 60870-5, DNP3.0, UCA2), quer seja um padrão industrial (como ModBus).

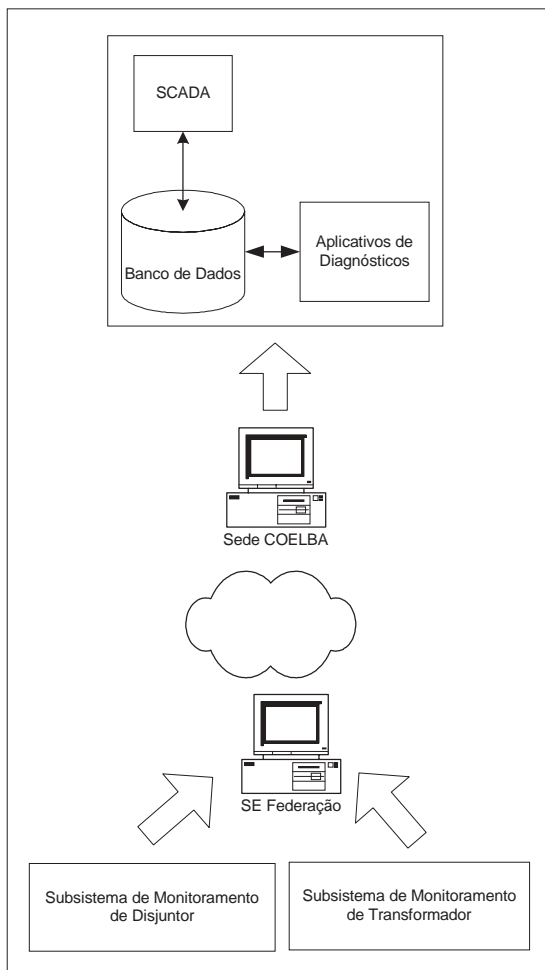


FIGURA 2 – Arquitetura Protótipo

## E. Resultados Esperados

### 1) Transformador

- Cálculo da vida útil do transformador, através do acompanhamento das temperaturas e utilizando a norma IEEE C57.91-1995;
- Monitoramento da presença de gases no transformador, através do acompanhamento da evolução da concentração de hidrogênio dissolvido no óleo isolante e da supervisão do relé de gás;
- Monitoramento da umidade no óleo isolante do transformador;

- Monitoramento do sistema de resfriamento do transformador, através do acompanhamento do correto funcionamento dos ventiladores;
- Monitoramento da estanqueidade do transformador, com acompanhamento do nível do tanque;
- Análise do funcionamento do comutador, com acompanhamento do tempo de manobra, alarme e cálculo do número de manobras.
- Oscilografia das correntes do motor do comutador para determinação do desgaste dos contatos.

### 2) Disjuntor

- Curvas de evolução da pressão dos gases ( $SF_6$  e  $N_2$ ), da pressão do óleo, da variação da temperatura;
- Oscilografia das correntes e tensões de linha proporcionada pelo medidor digital, que permite calcular de forma aproximada o desgaste dos contatos usando a relação  $I^2T$  ou  $IT$ .
- Evolução dos tempos de fechamento e abertura;
- Análise dos tempos de fechamento ou abertura dos disjuntores, através da oscilografia das correntes de fases, correntes das bobinas de fechamento ou abertura e percurso dos contatos principais;
- Análise da forma de onda das correntes de fase de fechamento ou abertura dos disjuntores;
- Evolução das formas de onda das correntes das bobinas de fechamento ou abertura dos disjuntores;
- Evolução da forma de onda da corrente do motor de acionamento do disjuntor;
- Evolução na discordância de tempo de abertura e fechamento dos contatos principais.

## VI. SUMÁRIO FINAL

Como visto o trabalho integra dois subsistemas de monitoramento (transformador e disjuntor) independentes e segue a filosofia de um sistema aberto.

A padronização dos protocolos de comunicação trará benefícios, tais como: independência do fornecedor do sensor e facilidade de substituição.

O sistema protótipo está ainda em fase de projeto, sendo as maiores dificuldades encontradas até o momento, a adaptação de sensores aos equipamentos já existentes na subestação e a documentação deficiente dos equipamentos muito antigos.

Pela própria característica do transformador, muito antigo, alguns pontos que inicialmente seriam monitorados não puderam fazer parte do protótipo, por exemplo, sinalização da válvula de alívio de pressão. Entretanto, conseguiu-se reunir os pontos mais significativos para obtenção de diagnósticos.

Outro fator que tem dificultado a especificação do sistema protótipo é a necessidade de equipamento de aquisição de dados capaz de atender ao requisito de varredura (1ms) necessário para calcular a duração da manobra.

## VII. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

- [1] SPARLING, B. D; “Transformer monitoring moving forward from monitoring to diagnostics”. Transmission and distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES, volume 2, 2001, pages 960 - 963
- [2] SOKOLOV, V; BULGAKOVA, V; BERLER, Z; “Assessment of Power Transformer Insulation Condition”, Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference, 2001
- [3] EPUSP. Relatórios do P&D Desenvolvimento de Equipamentos de Subestação de Distribuição. Projeto de pesquisa, financiado pela ANEEL, 2002/2003.
- [4] BRANDÃO, P; “Taxa de Falha de Transformadores de Potência 2000”. COELBA, Bahia, Julho, 2000.
- [5] COSTA, S; Técnicas de Monitoramento de Transformadores de Potência Direcionadas à Manutenção com Base nas Condições. São Paulo, 1999 Dissertação (Mestrado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- [6] IEEE, “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”, IEEE Std. C57.91-1995.
- [7] POELTL, A; HAINES, M; “Experiences with condition monitoring of HV Circuit Breaker,” in Proc. 2001 Transmission and Distribution Conf., IEEE/PES, V.2 pp. 1077-1082.
- [8] Catalogs Circuit Breaker of Siemens and Schneider.
- [9] CEA Canadian Electricity Association, “On-line Condition Monitoring of Substation Power Equipment Utility Needs, Dec. 1996.
- [10] IEEE “Guide for the selection of monitoring for Circuit Breaker” IEEE Std. C37.10.1-2000.
- [11] CORBETT; J; HIGGINS, A; KELLEHER, C; “A procedure for allocating limited resources to Circuit Breaker planned maintenance,” in Session 2002 CIGRE Conf., v.13-303.

## VIII. BIOGRAFIA

**Francisco Eugênio Coelho Veiga**, nascido em Salvador, Bahia, em 30/04/56. Graduado pela Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia (Engenharia Elétrica) em 1981. Trabalha na COELBA – Cia de Eletricidade do Estado da Bahia na área de Gestão e Especificação de Equipamentos de Subestações, desde 1981. Realizou treinamentos nas empresas ABB (Alemanha), Joslyn (USA), Merlin Gerin (França), e Whipp&Bourne (Inglaterra). É Senior Member do IEEE e sócio individual do CIGRÉ, sendo membro regular dos Comitês de Estudos 12 – Transformador, 13 – Equipamentos de Manobra, e 23 – Subestações. Representante da COELBA no COBEI – CE-037.07 (Pára-raios).

**José Antonio Jardini**, nasceu em 27 de março de 1941, formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP (EPUSP) em 1963. Mestre em 1970, Doutor em 1973, Livre Docente/ Prof Associado em 1991 e Professor Titular em 1999 todos pela EPUSP Departamento de engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA). Trabalhou de 1964 a 91 na Themag Eng. Ltda atuando na área de estudos de sistemas de potência, projetos de linhas e automação. Atualmente é professor da escola Politécnica da USP do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas onde leciona disciplinas de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Foi representante do Brasil no SC38 da CIGRE, é membro da CIGRE, Fellow Member do IEEE, e Distinguished Lecturer do IAS/IEEE.

**Luiz Carlos Magrini** nascido em São Paulo, Brasil, 3 de Maio de 1954. Graduado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1977 (Engenharia Elétrica). Recebeu pela mesma instituição o título de MSc e PhD em 1995 e 1999, respectivamente. Trabalhou por 17 anos na Empresa Themag Engenharia Ltda. Atualmente, além de Professor de Universidades, faz parte, como pesquisador/ coordenador de Projetos do Grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

**Paula Suemi Dantas Kayano** nascida em Manaus, Amazonas, Brasil, em 9 de julho de 1972. Graduada pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1995 (Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação). Recebeu pela mesma instituição o título de MSc em 1998. Trabalhou no Corpo de Engenheiros da Marinha do Brasil em projetos de sistemas elétricos de navios. Atualmente, faz parte, como pesquisadora do Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição (GAGTD) na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Membro do grupo de trabalho GTA2-23 - Monitoramento de Transformadores de Potência – do Cigré Brasil.

**Milthon Serna Silva**, nasceu em Cusco, Peru, 30 de agosto de 1972. Graduado em Engenharia Elétrica da UNSAAC em 1993. Mestre da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 2001, onde atualmente esta realizando o curso de doutorado. Ele trabalhou em projetos de construção de linha e subestações de alta tensão na Corporação GyM. No presente ele está trabalhando para GAGTD (Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição), do PEA (Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica) da EPUSP (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo). Ele é membro do grupo de trabalho GTA2-23 CIGRE – Brazil e de IEEE.

**Yazmín Pedraza Calderón**, nascida em Bucaramanga Colômbia, em 23 de abril de 1975. Graduada em Engenharia Elétrica pela *Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones da Universidad Industrial de Santander* (Bucaramanga Colômbia). Atualmente, cursa o Mestrado na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e faz parte do grupo GAGTD (Grupo da Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica) do PEA (Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas) da EPUSP (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo).

**Daniel Cabrera Martínez**, nascido em Asunción, Paraguay, em 15 de junho de 1971. Graduado em Engenharia Elétrica pela *Universidade Católica de Petrópolis (Petrópolis/Rio de Janeiro)* no ano de 1995. Atualmente cursa o Mestrado na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e faz parte do grupo GAGTD (Grupo da Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica) do PEA (Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas) da EPUSP (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo).