

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

Centro Tecnológico

Pós-Graduação em Metrologia Científica e Industrial

Dalvir Maguerroski

**Desenvolvimento de um Sistema de Garantia da
Confiabilidade Metrológica da Medição Operacional na
Transmissão de Energia Elétrica**

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina para
obtenção do Grau de Mestre em Metrologia

Orientador: Prof. Carlos Alberto Flesch, Dr. Eng.

Florianópolis, abril de 2009.

**Desenvolvimento de um Sistema de Garantia da
Confiabilidade Metrológica da Medição Operacional na
Transmissão de Energia Elétrica**

Dalvir Maguerroski

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de

Mestre em Metrologia

e aprovada na sua forma final pelo

Programa de Pós-graduação em Metrologia Científica e Industrial.

Prof. Carlos Alberto Flesch, Dr. Eng. - Orientador

Prof. Armando Albertazzi G. Jr, Dr. Eng. - Coordenador do Curso

BANCA EXAMINADORA

Prof. Marco Antonio Martins Cavaco, Ph. D. (UFSC)

Prof. Hari Bruno Mohr, Dr. Eng. (UFSC)

Prof. Nelson Jhoe Batistela, Dr. Eng. (UFSC)

Agradecimentos

Ao meu orientador Prof. Dr. Carlos Alberto Flesch, pelo apoio, ensinamentos, sugestões, exemplo de profissional e pela oportunidade de integrar a Metrologia Científica em um processo prático na área de atuação profissional.

À Eletrosul e à ANEEL pela aprovação do projeto, liberação e subsídio financeiro para aquisição de materiais, bibliografia e manutenção da equipe de desenvolvimento do Labmetro - UFSC.

Ao amigo e colega de trabalho, Fernando Luis Bovaroli que muitas vezes foi exemplo de luta em busca de objetivos, que proporcionou motivação nas várias etapas do trabalho.

Ao César, Xavier e Rodolfo, integrantes da equipe de pesquisadores do Labmetro que de forma profissional e competente participaram no desenvolvimento do projeto vinculado ao trabalho desenvolvido.

As gerentes de projeto de pesquisa e desenvolvimento, Jorge, Clovis e Bernadete pelo apoio durante as etapas do contrato do projeto de pesquisa e desenvolvimento, junto à empresa e à ANEEL.

Aos colegas de trabalho Sergio Murilo e Nelson Bernardes pelas sugestões e apoio na logística de experimentos na subestação de Palhoça.

Aos colegas Dariel, Fabrício e Guilherme pela compreensão e auxílio nas atividades do setor de trabalho, em momentos que houve necessidade de dedicação em pesquisas e estudos.

À Rosana, secretária do Programa de Pós-Graduação e Metrologia Científica e Industrial da Universidade Federal de Santa Catarina pelo apoio e profissionalismo.

À turma 2006 constituída de pessoas oriundas de diversas partes do Brasil proporcionaram momentos de cooperação e motivação.

À Universidade Federal de Santa Catarina pela oportunidade de desenvolver o trabalho e disponibilização de recursos e instalações.

À minha esposa Sandra, filha Kamila e filho Kevin pelo apoio e incentivo.

RESUMO

A medição exerce papel preponderante em plantas de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Ela está presente em todas as fases dos empreendimentos – projeto, implantação e operação.

Há, no entanto, uma heterogeneidade muito grande nos formalismos metrológicos aplicados às diferentes áreas. Por exemplo, enquanto na medição destinada a faturamento há enorme preocupação com a confiabilidade dos resultados e os instrumentos são submetidos a periódicas calibrações e verificações, na medição de supervisão isso não é usual. Aumentar a confiabilidade das medições operacionais significa aumentar a segurança na tomada de decisões operacionais, contribuindo para melhorar a qualidade da energia e reduzir a probabilidade de falhas do sistema.

Este trabalho analisa, sob enfoque da confiabilidade metrológica, a medição operacional na transmissão de energia elétrica. É feito um levantamento dos procedimentos usuais aplicáveis em todas as fases que têm impacto sobre a confiabilidade da medição operacional, do projeto à operação. São organizadas as informações sobre as cadeias de instrumentos usuais e as respectivas fontes de incertezas de medição. É também proposto um conjunto de ações, na forma de um sistema, que visa aumentar a confiabilidade das medições operacionais. Adicionalmente, como ferramenta desse sistema, é proposto e desenvolvido um recurso de simulação computacional que permite cadastrar instrumentos, formar cadeias de medição e realizar as avaliações de incertezas.

ABSTRACT

The measurement is very important in generating plants, transmission and distribution of electric energy. It is present in all three phases of undertaking - project, deployment and operation.

However, there is a great heterogeneity in concepts metrological applied to different areas. For example, while in the measurement for billing there is great concern about the reliability of results and the instruments are subjected to periodic checks and calibrations, in the measurement of supervision this is unusual. Increasing the reliability of measurement means increasing the operational safety in making operational decisions, helping to improve the quality of energy and reduce the probability in electric system's failure. This study examines, under the focus of the metrological reliability, in the measuring operational, in the transmission of electric energy. It's made a survey of usual procedures applied in all phases that have an impact on the reliability of the measuring operational, from project to operation. Information about instruments chains and their usual sources of uncertainty of measurement are organized. It is also proposed a set of actions in the form of a system which aims to increase the operational reliability of the measurements. Additionally, as a tool of this system, is proposed and developed a simulator in order to tag instruments. This simulator to makes measurements chains and it analyzes the evaluations of uncertainty.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	Terminologia.....	13
1.2	Contextualização.....	17
1.3	Objetivo do trabalho.....	18
1.4	Proposta de trabalho.....	19
1.5	Estrutura do trabalho.....	20
2	CARACTERIZAÇÃO DA MEDIÇÃO OPERACIONAL.....	21
2.1	Medições numa subestação de transmissão de energia elétrica.....	21
2.1.1	Medições relativas à proteção.....	21
2.1.2	Medições relativas ao faturamento.....	21
2.1.3	Medição operacional.....	24
2.2	Cadeia de medição operacional.....	26
2.2.1	Macro visão da cadeia de medição.....	26
2.2.2	Tipos de cadeias de medição.....	27
2.3	Modelagem dos elementos da cadeia de medição.....	31
2.3.1	Modelagem metrológica para transdutores de tensão e de corrente.....	34
2.3.2	Modelagem metrológica para condutores de sinal analógico.....	37
2.3.3	Modelagem metrológica para os transmissores.....	40
2.3.4	Modelagem metrológica para a unidade de transmissão remota e interface homem máquina.....	42
3	ESTIMATIVA DA INCERTEZA DE MEDIÇÃO DA CADEIA DE MEDIÇÃO OPERACIONAL.....	44
3.1	Fontes de Incertezas.....	44
3.2	Estimativa da incerteza de medição pelo método analítico conforme o GUM.....	45
3.3	Estimativa da incerteza medição pelo método propagação de incerteza através de módulos.....	47
3.4	Estimativa da incerteza através do método de Monte Carlo.....	49
3.5	Estimativa da incerteza de medição cadeia de medição LT BLU na SE PAL.....	51
3.5.1	Balanço da incerteza de medição pelo método analítico conforme o GUM....	53
3.5.2	Balanço da incerteza de medição pelo método de propagação de incerteza através de módulos.....	54

3.5.3	Estimativa da incerteza de medição por simulação conforme o método de Monte Carlo	55
4	DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA DE GARANTIA DE CONFIABILIDADE NA MEDIÇÃO OPERACIONAL	57
4.1	Mapeamento dos processos de medição operacional e relacionamentos na organização.....	57
4.2	Estrutura do sistema de garantia de confiabilidade metrológica para medição operacional.....	60
4.2.1	Objetivos	60
4.2.2	Requisitos para viabilização do sistema	61
4.3	Proposições para o sistema de garantia de confiabilidade metrológica na medição operacional.....	61
4.3.1	Proposições para a área de projeto.....	61
4.3.2	Proposições para área de operação	66
4.3.3	Proposições para área de manutenção.....	72
5	DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE SIMULAÇÃO DE CADEIA DE MEDIÇÃO	81
5.1	Objetivo do sistema de simulação de cadeia de medição	81
5.2	Requisitos do sistema de simulação de cadeia de medição	81
5.3	Desenvolvimento.....	82
5.3.1	Descrição geral sistema de simulação de cadeia de medição.....	82
5.3.2	Tela de apresentação	82
5.3.3	Modos de operação:	83
5.3.4	Simulação da cadeia de medição	86
6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....	90
6.1	Conclusões	90
6.2	Recomendações para trabalhos futuros	91
	REFERÊNCIAS	93
	APÊNDICE	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama de rastreabilidade metrológica do padrão do agente do programa de intercomparação laboratorial – PCI.	23
Figura 2: Quadro das atividades na pré-operação, tempo real e pós-operação.	25
Figura 3: Macro visão do sistema de medição operacional.	27
Figura 4: Medição de grandezas com transmissores individuais - CMI.....	28
Figura 5: Medição de grandezas com transmissores compartilhados – CMC.	29
Figura 6: Medição de grandezas com multitransmissor – CMM.	30
Figura 7: Medição de grandezas com unidade de transmissão remota - CMU.....	31
Figura 8: Relacionamento entre função e elemento da cadeia de medição.....	32
Figura 9: Representação do modelo científico [35].....	32
Figura 10: Representação da função de medição.	33
Figura 11: Modelo simplificado para o módulo de uma cadeia de medição.....	33
Figura 12: Transdutores de tensão e corrente.....	35
Figura 13: Transformador de potencial capacitivo – TPC.....	35
Figura 14: Transformador de corrente indutivo – TC.....	35
Figura 15: Módulo transdutor.....	37
Figura 16: Condutores de sinais analógicos utilizados na subestação de Palhoça.....	38
Figura 17: Módulo condutor.....	39
Figura 18: Módulo transmissor	41
Figura 19: Módulo UTR e IHM	43
Figura 20: Módulo com mais de uma fonte de incerteza.....	48
Figura 21: Propagação de incerteza através de módulos	48
Figura 22: Estimativa da incerteza de medição pelo método de Monte Carlo.....	50
Figura 23: Cadeia de medição do tipo CMC para a LT BLU na SE PAL	51
Figura 24: Gráfico das condições ambientais da sala de comando da subestação de Palhoça	52
Figura 25: Entrada de dados e a distribuição de probabilidade.....	56
Figura 26: Resultado da simulação da incerteza de medição pelo método de Monte Carlo....	56
Figura 27: Processos na área de projeto que impactam na medição operacional.....	58
Figura 28: Processos na área de operação que dependem da medição operacional.....	58
Figura 29: Processos na área de manutenção que impactam na medição operacional.....	59

Figura 30: Processos e relacionamentos entre as áreas de projeto, operação e manutenção. ..	60
Figura 31: Etapas propostas pelo SGCMO na fase de projeto	62
Figura 32: Tela de supervisão do SAGE.....	66
Figura 33: Análise da discordância entre valores medidos.	68
Figura 34: Controle de processo [58].....	69
Figura 35: Valores medidos considerando os limites e incerteza de medição da CM.....	72
Figura 36: Diagrama de rastreabilidade metrológica dos padrões de trabalho	73
Figura 37: Configuração para calibração da cadeia de medição de referência na operação....	74
Figura 38: Pontos de medição de tensão para verificação da cadeia de medição	75
Figura 39: Pontos de injeção de sinal de tensão e corrente.....	77
Figura 40: Padrões de serviço.....	78
Figura 41: Pontos de medição na interface homem - máquina	78
Figura 42: Gráfico dos resultados de medição da grandeza tensão na LT BLU na SE PAL...	80
Figura 43: Tela de apresentação do simulador.	83
Figura 44: Tela de autenticação do usuário.....	83
Figura 45: Esquema para configuração de cadeias de medição.	84
Figura 46: Esquema de utilização do sistema de simulação de incertezas.	84
Figura 47: Tela para cadastro da classe transdutor.	86
Figura 48: Tela para cadastro da classe transmissor.....	87
Figura 49: Tela para cadastro de uma cadeia de medição.....	88
Figura 50: Tela de apresentação de resultados de uma simulação	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Os submódulos dos procedimentos de rede de medição para faturamento	22
Tabela 2: Relacionamento das fontes de incerteza com o elemento da cadeia de medição	44
Tabela 3: Arranjo para estimativa da incerteza de medição conforme o GUM.	45
Tabela 4: Fator de abrangência em função do número de graus de liberdade efetivo [59]	46
Tabela 5: Fontes de incertezas medida de tensão fase A da linha LT BLU.....	52
Tabela 6: Balanço de incerteza de medição da CM pelo método analítico	54
Tabela 7: Balanço de incerteza pelo método de propagação de incerteza através de módulos	54
Tabela 9: Limites operacionais de tensão na SE PAL	71
Tabela 10: Pontos de medição para verificação da cadeia de medição	77
Tabela 11: Pontos de medição de tensão da SE PAL na LT BLU	79
Tabela 12: Balanço de incerteza sem considerar as especificações do TPC.....	79

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BLU	Blumenau
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGCRE	Coordenação Geral de Acreditação (INMETRO)
CM	Cadeia de Medição
CMC	Cadeia de Medição Compartilhada
CMI	Cadeia de Medição Individual
CMM	Cadeia de Medição com Multitransmissor
CMRO	Cadeia de Medição de Referência Operacional
CMU	Cadeia de Medição com Unidade de Transmissão Remota
COT	Centro de Operação da Transmissão
GUM	Guia para a Expressão da Incerteza da Medição
IHM	Interface Homem Máquina
IM	Incerteza de Medição
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
LT	Linha de Transmissão
MC	Monte Carlo
ONS	Operador Nacional do Setor Elétrico
PAL	Palhoça
PCI Wh	Programa de Comparação de Energia Elétrica de Energia Elétrica
PDCA	<i>Plan, DO, Check and Act</i>
p.u.	por unidade
RBC	Rede Brasileira de Calibração
SAGE	Sistema Aberto de Supervisão e Controle
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Aquisition</i>
SE	Subestação
SGCMO	Sistema de Garantia de Confiabilidade Metrológica na Medição Operacional
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMR	Sistema de Medição de Referência
SSCM	Sistema de Simulação de Cadeia de Medição
TC	Transformador de Corrente
TI	Transformador para Instrumentação

TOP	Tolerância de Processo
TP	Transformador de Potencial Indutivo
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TUR	<i>Test Uncertainty Ratio</i>
UTR	Unidade de Transmissão Remota
VIM	Vocabulário Internacional de Metrologia

APENDICES

Apêndice 1 - Módulo simulador da incerteza pelo método de Monte Carlo e a estrutura do banco de dados do Sistema Simulador de Cadeia de Medição

Apêndice 2 - Análise da *TUR* - *Test Uncertainty Ratio* e o impacto na incerteza de medição na verificação da cadeia de medição

1 INTRODUÇÃO

Este documento apresenta a proposta de um conjunto de ações e de uma ferramenta computacional de simulação para aumentar o grau de confiabilidade das medições operacionais utilizadas para controle e supervisão em sistemas de transmissão de energia elétrica.

1.1 Terminologia

Os termos necessários ao entendimento dos objetivos deste trabalho são apresentados a seguir:

Metrologia: Metrologia é a ciência que abrange todos os aspectos teóricos e práticos relativos às medições, qualquer que seja a incerteza em qualquer campo da ciência ou tecnologia [1].

Calibração: Conjunto de operações que estabelece, sob condições especificadas, a relação entre os valores indicados por um instrumento de medição ou sistema de medição ou valores representados por uma medida materializada ou um material de referência, e os valores correspondentes das grandezas estabelecidos por padrões. [1].

Requisito: Necessidade ou expectativa que é expressa, geralmente, de forma implícita ou obrigatória [2].

Verificação: Comprovação, através de fornecimento de uma evidência objetiva, de que requisitos especificados foram atendidos [2].

Conformidade: Atendimento a requisitos especificados [2]; atendimento a um requisito [3].

Rastreabilidade: Propriedade do resultado de uma medição ou do valor de um padrão estar relacionado a referências estabelecidas, geralmente a padrões nacionais ou internacionais, através de uma cadeia contínua de comparações, todas tendo incertezas estabelecidas [1].

Confiabilidade: Capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um intervalo de tempo. O termo confiabilidade é usado como uma medida de desempenho [4]. O termo item pode ser entendido como a cadeia de medição operacional e a confiabilidade como o grau de certeza que este sistema de medição forneça como resultado valores confiáveis.

Confiabilidade Metrológica: Os valores indicados nos terminais remotos e locais de uma subestação precisam se basear em medições confiáveis. Por essa razão, as responsabilidades são exigidas no submódulo 10.7 [5] dos procedimentos de rede da ONS. A Avaliação da conformidade [6] é um processo sistematizado, devidamente acompanhado e avaliado, de forma a assegurar que as medições operacionais atendam a requisitos preestabelecidos em normas ou regulamentações. Quando se trata de um instrumento de medição isolado, ensaios podem ser elaborados para determinação de características metrológicas, tais como estabilidade, tendência, linearidade, repetitividade e grandezas de influências [7]. Na medição operacional o resultado depende de uma cadeia de instrumentos, logo, do ponto de vista de valores indicados, a confiabilidade se aplica no conjunto de todos os elementos que compõem a cadeia.

Registro da Comprovação Metrológica: Conforme consta no item 7 da Norma ABNT NBR ISO 10012:2004 [4] informações relacionadas à calibração e verificação dos instrumentos devem estar disponíveis e conter elementos que demonstrem que os requisitos metrológicos para o uso pretendido do instrumento estão sendo satisfeitos, como, por exemplo: identificação completa do instrumento, datas e resultados de verificações e calibrações, certificados, etiquetas, próxima data prevista para controle metrológico e eventuais limitações de uso.

Padrão de Referência: Padrão geralmente tendo a mais alta qualidade metrológica disponível em um dado local ou em uma dada organização, a partir do qual as medições lá executadas são derivadas [1].

Padrão de Trabalho: Padrão utilizado rotineiramente para, calibrar ou controlar medidas materializadas, instrumentos de medição ou materiais de referência. [1].

Incerteza de Medição: Parâmetro, associado ao resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão dos valores que podem ser fundamentadamente atribuídos a um mensurando [1].

Sistema: Conjunto de elementos inter-relacionados ou interativos [2].

Erro Máximo de um Sistema de Medição (Emáx): Faixa de valores simetricamente distribuída em relação ao zero que, com uma probabilidade estatisticamente definida, enquadra o erro máximo que pode ser cometido por um sistema de medição dentro de toda sua faixa de medição. Inclui a parcela sistemática e a aleatória. Normalmente adota-se 95 % de probabilidade de enquadramento. Este conceito pode ser estendido para os módulos que constituem o SM (erro máximo do indicador, erro máximo do transdutor, erro máximo do transmissor etc.) [8].

Cadeia de medição: Seqüência de elementos de um instrumento ou sistema de medição que constitui o trajeto do sinal de medição desde o estímulo até a resposta [1].

Comissionamento: Formação de equipes com o intuito de verificar se o fornecido por um contratado está em conformidade com o especificado no projeto. Ao final de um comissionamento todos os sistemas e subsistemas comissionados devem estar em perfeitas condições de funcionamento [9].

Procedimentos de rede: São documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes do setor elétrico brasileiro e, aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN [10].

Erro Normalizado (En): É um indicador quantitativo utilizado em programas de intercomparação e calculado pela equação (1) e, para que o resultado seja satisfatório o valor deve ser menor ou igual um [11].

$$En = \left| \frac{x - X}{\sqrt{U_{lab}^2 + U_{ref}^2}} \right| \quad (1)$$

onde,

x = Resultado do laboratório participante

X = Resultado do laboratório de referência

U_{lab} = Incerteza de medição do laboratório participante

U_{ref} = Incerteza de medição do laboratório referência

TUR – (Test Uncertainty Ratio): Representa quantas vezes o padrão que está sendo utilizado é melhor que o instrumento sob calibração, em termos de incerteza. O uso da TUR é recomendado por alguns documentos de qualidade, como a NBR 10012 e, na área elétrica é amplamente utilizada uma relação de três vezes [12].

1.2 Contextualização

O setor elétrico brasileiro representa em torno de 15% da matriz energética nacional, com aproximadamente 94 GW instalados [13] e com um crescimento estimado na ordem de 6% no decênio de 2000 até 2010 [14]. O planejamento, operação e regulamentação do Sistema Interligado Nacional - SIN [10] necessitam de dados confiáveis e grande parte desses são resultados de medições de grandezas elétricas pelos agentes geradores, transmissores e distribuidores de energia elétrica.

O sistema de supervisão utilizado na maioria das empresas do grupo Eletrobrás é o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia – SAGE baseado no sistema SCADA – *Supervision Control And Data Acquisition Station* [15] que utilizam recursos de computação e comunicação para disponibilizar em tempo real valores de variáveis do sistema elétrico supervisionado através de indicações, gráficos e relatórios de modo a permitir tomada de decisões operacionais apropriadas, quer automaticamente, quer por iniciativa do operador.

As indicações disponibilizadas por um sistema como o SAGE, depende de várias cadeias de medição. Numa entrada de linha, em uma subestação, são necessárias em média sete cadeias de medições para sua supervisão.

Uma subestação completa é constituída por linhas de transmissão, barramentos de vários níveis de tensão, transformadores, banco de capacitores e reatores; logo, com muitas cadeias de medição envolvidas, o que torna complexo e trabalhoso um controle de acordo com os conceitos afinados com o estado - da - arte em metrologia.

A caracterização metrológica da cadeia de medição – CM constitui um ganho importante, pois garante uma operação confiável da planta instalada, assim como, negociações nos pontos de fronteira ou interfaces de empresas diferentes devido à confiabilidade dos valores indicados.

Aplicação experimental dos conceitos de metrologia científica em sistemas de supervisão e controle como garantia de conformidade, se caracteriza como trabalho de pesquisa por ser algo inédito, pois o conceito de incerteza de medição - IM não está nas recomendações do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro – ONS. [16].

1.3 Objetivo do trabalho

O objetivo geral do trabalho é contribuir de forma significativa para aumentar a confiabilidade das medições em subestações e centros de operação de uma empresa transmissora de energia elétrica, através da proposição de um sistema que garanta essa confiabilidade. O estabelecimento de um procedimento de avaliação contínua da conformidade [6] das medições organiza ações que devem ser seguidas para identificar, quantificar e manter dentro de limites toleráveis todas as fontes de incertezas incidentes desde a linha de transmissão até o painel de controle do centro de operação.

Os objetivos específicos propostos para um sistema que permita garantir que as indicações de grandezas elétricas nas subestações, de forma local ou remota, tenham mais confiabilidade metrológica em seus processos de supervisão e controle são:

- estabelecer uma forma de avaliação da conformidade dos sistemas de medição nas áreas de atuação de uma empresa de transmissão de energia elétrica desde o projeto até a operação;
- estabelecer procedimentos de avaliação contínua da conformidade através de calibrações periódicas e verificações intermediárias nas cadeias de medição vistas de uma forma completa;
- estabelecer critérios para que um sistema de medição de referência composto de instrumentos de medição possam ser utilizados nas verificações das cadeias de medição e tenham rastreabilidade metrológica comprovada, uma *TUR - Test Uncertainty Ratio* [12] adequada e pontos específicos de controle;
- desenvolver um sistema de simulação digital que permita analisar uma cadeia de medição e avaliar a incerteza de medição desde os transformadores de instrumentos até os terminais onde são indicados os valores das grandezas elétricas. O sistema deverá permitir que os modelos particulares de cada um dos módulos contenham parâmetros característicos que representarão as contribuições de cada um deles para a incerteza da medição, contemplando classes de exatidão, derivas de temperaturas e demais grandezas de influência.

1.4 Proposta de trabalho

O trabalho envolve a estruturação de um Sistema de Garantia de Confiabilidade Metrológica na Medição Operacional - **SGCMO**, considerando os sinais originados nos transformadores de instrumentação até as indicações locais em subestações e remotas no centro de operação.

O aprofundamento em questões metrológicas constitui o foco principal do trabalho através da aplicação de conceitos de metrologia científica e industrial, onde são dadas as devidas interpretações às especificações técnicas dos equipamentos fornecidas pelos fabricantes e aos resultados de calibrações laboratoriais [17]. Essas informações associadas com análise teórica e experimental possibilitam uma modelagem adequada das cadeias de medições identificadas e caracterizadas, viabilizando a avaliação da incerteza de medição de forma confiável.

O método proposto permitirá a obtenção de medições por um centro de operação, de acordo com os procedimentos estabelecidos pelo Guia para a Expressão da Incerteza de Medição [18]. Dessa forma, cada valor indicado nos terminais de controle estará associado a uma incerteza de medição, uma probabilidade da abrangência¹ (P) e um fator de abrangência² (k) – por ex. tensão de barra = 230 kV \pm 5 kV (k=2; 95%). Dentro dos conceitos atuais da metrologia essa é a base para que seja garantida a conformidade dos sistemas de medição [19].

O desenvolvimento do trabalho exige aprofundamento teórico de conceitos, porém está relacionado a condições operacionais de uma subestação de transmissão. Assim, o relacionamento com as condições reais será através da subestação de Palhoça/SC - SE PAL da empresa Eletrosul Centrais Elétricas.

A subestação SE PAL apresenta todas as funções operativas. Como o trabalho tem vínculo com um projeto de pesquisa e desenvolvimento patrocinado pela empresa, foram disponibilizados procedimentos e documentos para análise. Além disso, foi oferecida pela empresa, a possibilidade de realização de trabalhos experimentais, levantamento de dados de processo e contato com equipes técnicas nas áreas de projeto, operação e manutenção.

¹ Probabilidade a abrangência (P) - O resultado de uma medição (mensurando \pm incerteza) abrange uma faixa valores simetricamente distribuída em relação ao valor médio. O nível de confiança deste intervalo é a probabilidade abrangência, estatisticamente definida, conforme uma distribuição de probabilidade.

² Fator de abrangência (k) - O fator de abrangência K é tabelado e corresponde ao coeficiente (ou fator) t - Student. O valor de k depende do número de graus de liberdade efetivo (v_{ef}) e da probabilidade de abrangência.

1.5 Estrutura do trabalho

Os capítulos deste documento estão estruturados da seguinte forma:

O capítulo 2 faz a abordagem e caracterização dos tipos de medições de grandezas elétricas realizadas em uma subestação de energia elétrica em uma empresa de transmissão. Nesse capítulo são identificados requisitos metrológicos e, como esses se aplicam nas medições. A cadeia de medição também é caracterizada e, são propostos modelos metrológicos para cada elemento da cadeia de medição.

O capítulo 3 aborda a avaliação da incerteza de medição em cadeias de medição. Nesse capítulo são identificadas as fontes de incerteza relevantes e são abordados três métodos para a estimativa da incerteza de medição. Também é apresentada a aplicação dos três métodos abordados na avaliação de uma cadeia de medição de uma subestação em condições reais.

O capítulo 4 apresenta o desenvolvimento de um sistema de garantia de confiabilidade para medição operacional. Para a estruturação desse sistema, foi efetuado um levantamento de informações sobre os processos relacionados às medições operacionais e, foram definidos os objetivos e requisitos, os quais são apresentados. Esse capítulo também apresenta as propostas de ações para as áreas envolvidas com medição operacional para o aumento da confiabilidade metrológica das medições elétricas em subestações.

O capítulo 5 apresenta o desenvolvimento de um sistema de simulação de cadeia de medição. Os objetivos e requisitos desse sistema são apresentados, assim como, as telas de interface entre simulador e usuário, e a forma de cadastro de instrumentos e de cadeias de medição. Também abordada estratégia para formação do banco de dados e os métodos implementados para estimativa da incerteza de medição.

O capítulo 6 apresenta as conclusões e recomendações para trabalhos futuros, visando o aprimoramento das ações propostas nesse documento e a contribuição para disseminação da cultura metrológica no setor elétrico brasileiro.

2 CARACTERIZAÇÃO DA MEDIÇÃO OPERACIONAL

2.1 Medições numa subestação de transmissão de energia elétrica

Uma subestação de transmissão recebe e transmite grandes blocos de energia com níveis de tensão de 525 kV, 230 kV, 138 kV, 69 kV e 13,8 kV. Também são funções típicas a transformação para níveis de tensão diferentes, a regulação de tensão, a compensação de potência reativa e manobras de equipamentos [16]. Algumas dessas funções são autônomas e outras são controladas local ou remotamente por operadores. Porém, a tomada de decisão depende das medições de grandezas físicas. Dentre essas, estão as grandezas elétricas, que podem ser classificadas em medições relativas à proteção, ao faturamento e à medição operacional.

2.1.1 Medições relativas à proteção

Nos grandes sistemas elétricos de potência, como o Sistema Interligado Nacional – SIN, os sistemas de proteção e controle são essenciais para a integridade física das instalações, equipamentos e componentes. Essa função é executada por dispositivos eletro-eletrônicos denominados de relés, que são colocados em pontos estratégicos no sistema para atuarem de forma autônoma em situações de risco, de forma a isolar defeitos ou perturbações do resto do sistema [20].

A visão da metrologia para este processo se aplica à instrumentação utilizada para ajustes dos relés, na fase de comissionamentos em subestações e intervenções para eventuais manutenções e testes especiais. A calibração periódica da instrumentação nas grandezas elétricas por laboratórios acreditados [21] é o primeiro passo para obter-se garantia de confiabilidade nos ajustes de dispositivos utilizados na proteção.

2.1.2 Medições relativas ao faturamento

A medição de faturamento consiste em medições nas fronteiras entre empresas geradoras, transmissoras e concessionárias, denominadas de agentes [22] que envolvem relações comerciais. As medições nos sistemas de medição de faturamento são tratadas de forma padronizada nas empresas do sistema elétrico brasileiro, na grandeza energia. A ANEEL, como agência regulamentadora, exige o cumprimento de orientações visando conformidade metrológica, sendo as principais estabelecidas no procedimento de rede, através

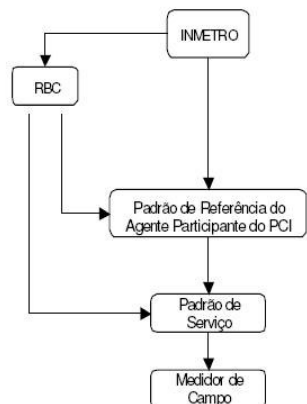
do Módulo 12 [23], que é composto de seis submódulos (Tabela 1) tendo como agente fiscalizador o Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro – ONS.

Tabela 1: Os submódulos dos procedimentos de rede de medição para faturamento

Submódulo	Descrição	Revisão	Ano
12.1	Medição para faturamento: visão geral	02	2008
12.2	Instalação do sistema de medição para faturamento	03	2008
12.3	Manutenção do sistema de medição para faturamento	02	2008
12.4	Leitura de medição para faturamento	02	2008
12.5	Certificação de padrões de trabalho	02	2008
12.6	Configurações de medição para faturamento	02	2008

O submódulo 12.5 comprova a aplicação da metrologia, pois visa a orientar os agentes responsáveis pela manutenção dos sistemas de medições para faturamento no que diz respeito à rastreabilidade e à calibração dos seus padrões de trabalho (figura 1). O agente setor elétrico comprova a rastreabilidade calibrando seus padrões de trabalho junto ao Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – INMETRO ou em um dos laboratórios da Rede Brasileira de Calibração – RBC [24]. Outra forma do agente comprovar a rastreabilidade é participando do Programa de Intercomparação Laboratorial - PCI Wh [25], desde que seus resultados sejam satisfatórios, ou seja, o seu erro normalizado³ menor ou igual a um. A participação em programas de intercomparações é uma ferramenta para garantia de qualidade.

³ Indicador quantitativo definido no item 1.1 - Terminologia.



Legenda:

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

RBC – Rede Brasileira de Calibração

PCI – Programa de Comparação Interlaboratorial. Este programa de comparação também é conhecido no setor elétrico por PCI – Wh

Figura 1: Diagrama de rastreabilidade metrológica do padrão do agente do programa de intercomparação laboratorial – PCI.

No Anexo 1 do Submódulo 12.2 [26] há três definições merecem destaques sobre o medidor de energia:

- **Características elétricas**

Devem ser polifásicos, 2 elementos, 3 fios (para sistema a três fios) ou 3 elementos, 4 fios, (para sistemas a 4 fios), de frequência nominal do sistema, corrente nominal de acordo com o secundário do Transformador de Corrente - TC, tensão nominal de acordo com o secundário do Transformador de Potencial - TP ou Transformador de Potencial Capacitivo - TPC. Os medidores devem ter certificado de calibração comprovando que possuem independência de elementos e de seqüência de fases, garantindo o mesmo desempenho em ensaio monofásico ou trifásico.

- **Classe de exatidão**

O medidores de energia devem atender a todos os requisitos metrológicos pertinentes a classe 0,2 prescritos na norma NBR 14519 [27] ou a classe 0,2S da norma IEC-60687, para todos os sentidos de fluxo de energia. Para os sistemas de medição existentes, ou medição de serviço auxiliar, podem ser aceitos medidores com classe 0,5 % nos pontos cuja potência não exceda a 10 MW, desde que sejam aprovados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE [28] e ONS.

- **Certificado**

Os medidores devem ter certificado de conformidade de modelo aprovado, emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – INMETRO.

Pode se observar que para a medição de faturamento existem requisitos metrológicos, claramente estabelecidos; por exemplo, os padrões de trabalho utilizados em calibração nos sistemas de medição de faturamento devem possuir rastreabilidade metrológica na grandeza energia elétrica e são tratados de forma padronizada nas empresas do grupo Eletrobrás [23]. O Módulo 12 dos procedimentos de rede do ONS orienta as empresas do setor elétrico e a ANEEL exige o seu cumprimento.

2.1.3 Medição operacional

A medição operacional consiste em medições de grandezas elétricas nas linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência, reatores, máquinas e banco de capacitores nas instalações de uma empresa geradora, transmissora ou concessionária. Essas medições são utilizadas na pré-operação, tempo real e pós-operação [29].

A pré-operação consiste em programações diárias de operação. As principais atividades são:

- a) análise das condições operacionais do sistema de operação;
- b) análise das solicitações de intervenções com e sem desligamentos;
- c) validação final dos processamentos operacionais anteriores;
- d) previsão de todas as ações a serem desenvolvidas no tempo real.

A operação em tempo real consiste na coordenação, supervisão e controle realizados em tempo real pelos centros de operação. Da operação em tempo real emanam as determinações para os agentes efetuarem os comandos, supervisão e execução da operação das instalações. As principais atividades são:

- a) execução de intervenções;
- b) controle da transmissão e geração; em operação normal;
- c) operação em contingência;
- d) gerenciamento da carga;
- e) recomposição da rede de operação após perturbação.

A pós-operação consiste na apuração e triagem dos dados da operação, análise e divulgação de informações e de resultados. As principais atividades são:

- a) apuração e armazenamento dos dados;
- b) triagem de ocorrências e perturbações;
- c) elaboração de relatórios estatísticos referentes à operação realizada;
- d) obtenção de dados e informações para contabilização;
- e) elaboração de relatórios de análise de ocorrências;
- f) cálculo e análise de indicadores de desempenho.

O quadro da figura 2 apresenta um resumo da pré-operação, tempo real e pós-operação conforme o módulo 10.17 dos procedimentos da rede da ONS [30].

MODULO 10 – MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA OPERAÇÃO – MPO	Estabelece:	Geral	Pré-operação	Tempo real	Pós-operação
	Conceitos, princípios e funções	10.1- Manual de Procedimentos da Operação: conceituação geral			
Premissas, diretrizes, critérios e responsabilidades	Regras de operação 10.2 – Hierarquia operacional 10.3 – Relacionamento operacional 10.13 – Confirmação da capacidade de geração de unidades geradoras 10.14 – Requisitos operacionais especiais para os centros de operação, subestações e usinas da rede de operação	Regras de operação 10.4 – Elaboração do Programa Diário da Operação	Regras de operação 10.5 – Execução de intervenções 10.6 – Controle da geração em operação normal. 10.7 – Controle da transmissão em operação normal. 10.8 – Operação hidráulica dos sistemas de reservatórios. 10.9 – Operação em contingência. 10.10 – Gerenciamento da carga. 10.11 – Recomposição da rede de operação após perturbação 10.12 – Operação das instalações da rede de operação.	Regras de operação 10.15 – Triagem de ocorrências e perturbações 10.16 – Dados e informações para contabilizações	
Procedimentos e atividades	10.22 – Rotinas operacionais - gerais 10.19 – Regulamentos internacionais 10.18 – Cadastros de informações operacionais	10.22 – Rotinas operacionais - pré-operação	10.21 – Instruções de operação e mensagens operativas. 10.20 – Ajustamentos operativos entre o ONS e agentes da operação	10.22 – Rotinas operacionais - pós-operação	
10.17 – Padronização e revisão do Manual de Procedimentos de Operação					

Figura 2: Quadro das atividades na pré-operação, tempo real e pós-operação.

O Procedimento de Rede 10.7 descreve a necessidade da confiabilidade metrológica para os agentes do Sistema Interligado Nacional – SIN [31]:

O Submódulo 10.7 estabelece as premissas, as diretrizes, os critérios e as responsabilidades a serem adotados pelos centros de operação do ONS e pelos agentes da operação para a operação normal da rede de operação, de forma a assegurar:

- a utilização plena dos recursos disponíveis;
- o fornecimento de energia nos padrões de qualidade e confiabilidade estabelecidos;
- os níveis de tensão recomendados para os barramentos da rede de operação;
- a não violação dos limites operativos sistêmicos e dos equipamentos da rede de operação.

Com relação à preocupação com aspectos metrológicos nas áreas de proteção, faturamento e operacional, pode-se concluir:

Nas medições relativas à proteção, a atuação nos dispositivos é autônoma e a garantia que as atuações são confiáveis dependem das lógicas implementadas nos relés de proteção e dos ajustes efetuados com instrumentos de medidas. A metrologia se aplica a esses instrumentos de medição, dentre os quais, medidores e geradores de grandezas elétricas [32].

Nas medições relativas a faturamento existe a preocupação com requisitos metrológicos. É exigida do agente do setor elétrico (gerador, transmissor ou distribuidor) a necessidade de calibrar os padrões em laboratórios acreditados ou participar do programa de intercomparação laboratorial brasileiro na grandeza de energia elétrica.

Na medição operacional, há uma grande oportunidade de melhoria no sentido de aproximar os conceitos confiabilidade metrológica para os valores medidos nas subestações e centros de operação. Os valores são a base de tomadas de decisões na pré-operação, tempo real e pós- operação. Esses valores são resultados de medições de cadeias de medições, as quais possuem incertezas associadas. A garantia de confiabilidade das medições pode contribuir para as operações ocorram sempre que e somente quando necessárias.

2.2 Cadeia de medição operacional

2.2.1 Macro visão da cadeia de medição

As grandezas elétricas medidas são indicadas em terminais no Centro de Operação - COT, de forma remota e, de forma local, na subestação. Os valores indicados são subsídios para supervisão e controle. Para chegar à indicação o sinal de medição passa por uma seqüência de elementos, os quais constituem a cadeia de medição operacional. Tipicamente, essa cadeia tem como primeiro elemento um transformador de instrumento (TC, TP ou TPC). O primário do transformador de instrumentos é conectado à linha de transmissão; o secundário é conectado, através de cabos, aos transmissores e/ou unidades remotas de transmissão de dados que, finalmente, entregam a informação na forma de um sinal digital, segundo um protocolo de comunicação padronizado [33] aos terminais de indicação. A figura 3 mostra em forma de macro visão a cadeia de medição operacional.

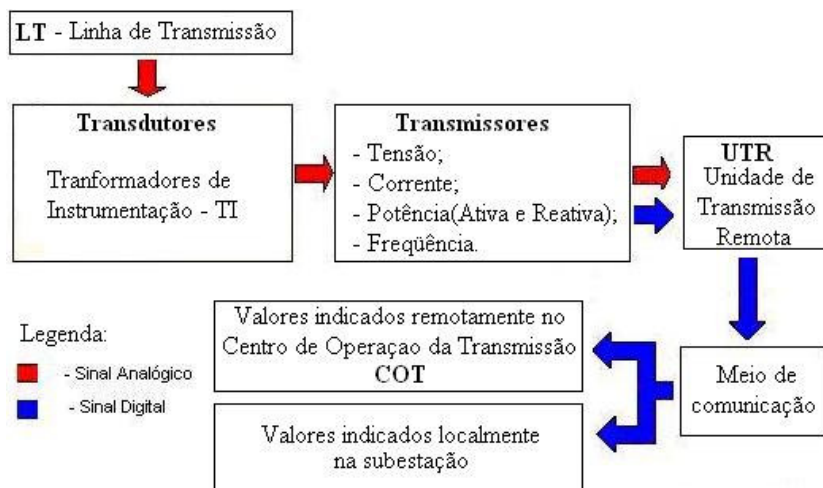


Figura 3: Macro visão do sistema de medição operacional.

2.2.2 Tipos de cadeias de medição

As interligações elétricas entre os elementos das CM apresentam variações numa subestação, sendo possível classificar em quatro grupos de acordo essas variações. O primeiro denominado de CMI – Cadeia de Medição Individual (figura 4) é formado por cadeias individuais e para cada grandeza há um transmissor próprio para medição.

O segundo grupo compartilha transmissores e algumas grandezas são obtidas de forma indireta a partir de outras grandezas medidas. Um exemplo é aquele em que a grandeza corrente é calculada a partir das medições de tensões, potência ativa e reativa. Esse segundo tipo de cadeia é denominado de CMC - Cadeia de Medição Compartilhada (figura 5).

O terceiro grupo é caracterizado pelo uso de um multitransmissor. Os secundários de tensões e correntes dos transformadores de instrumentação são ligados na entrada do multitransmissor, o qual processa os sinais analógicos e fornece em sua saída um protocolo digital com todos os valores já convertidos de tensões, corrente, potência (W, var e VA), fator de potência e frequência. Esse grupo é chamado de CMM – Cadeia de Medição com Multitransmissor (figura 6).

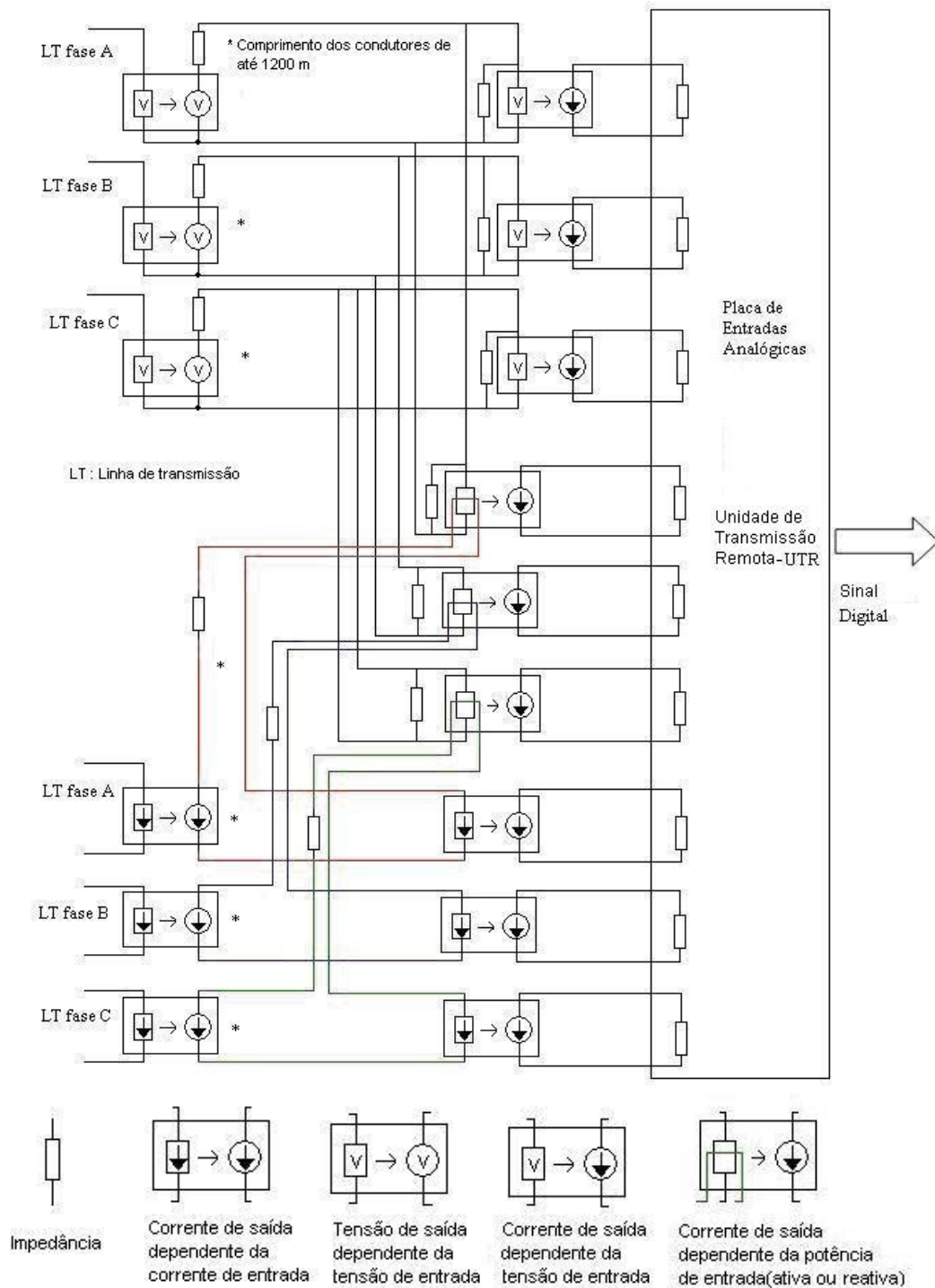


Figura 4: Medição de grandezas com transmissores individuais - CMI

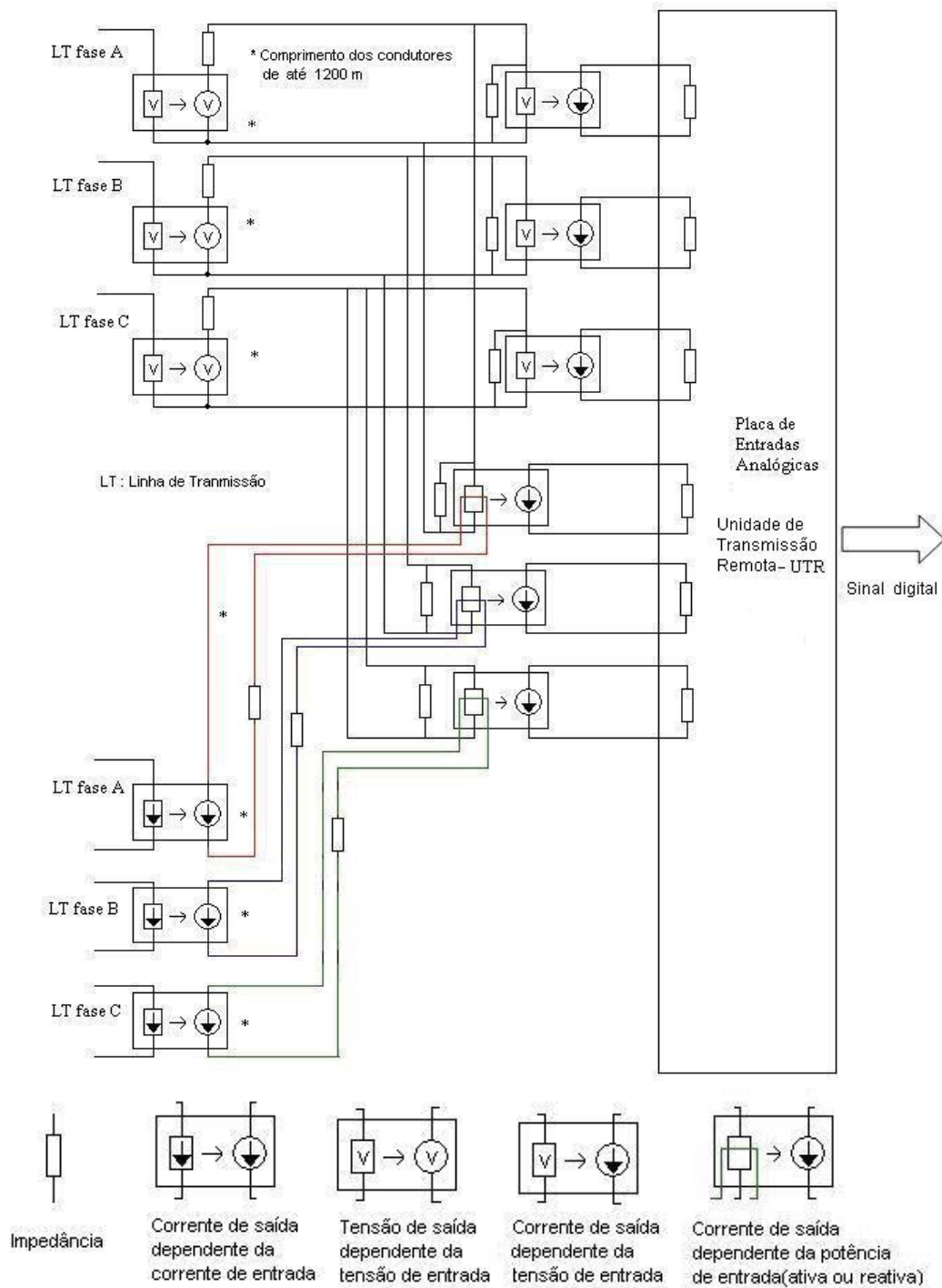


Figura 5: Medição de grandezas com transmissores compartilhados – CMC.

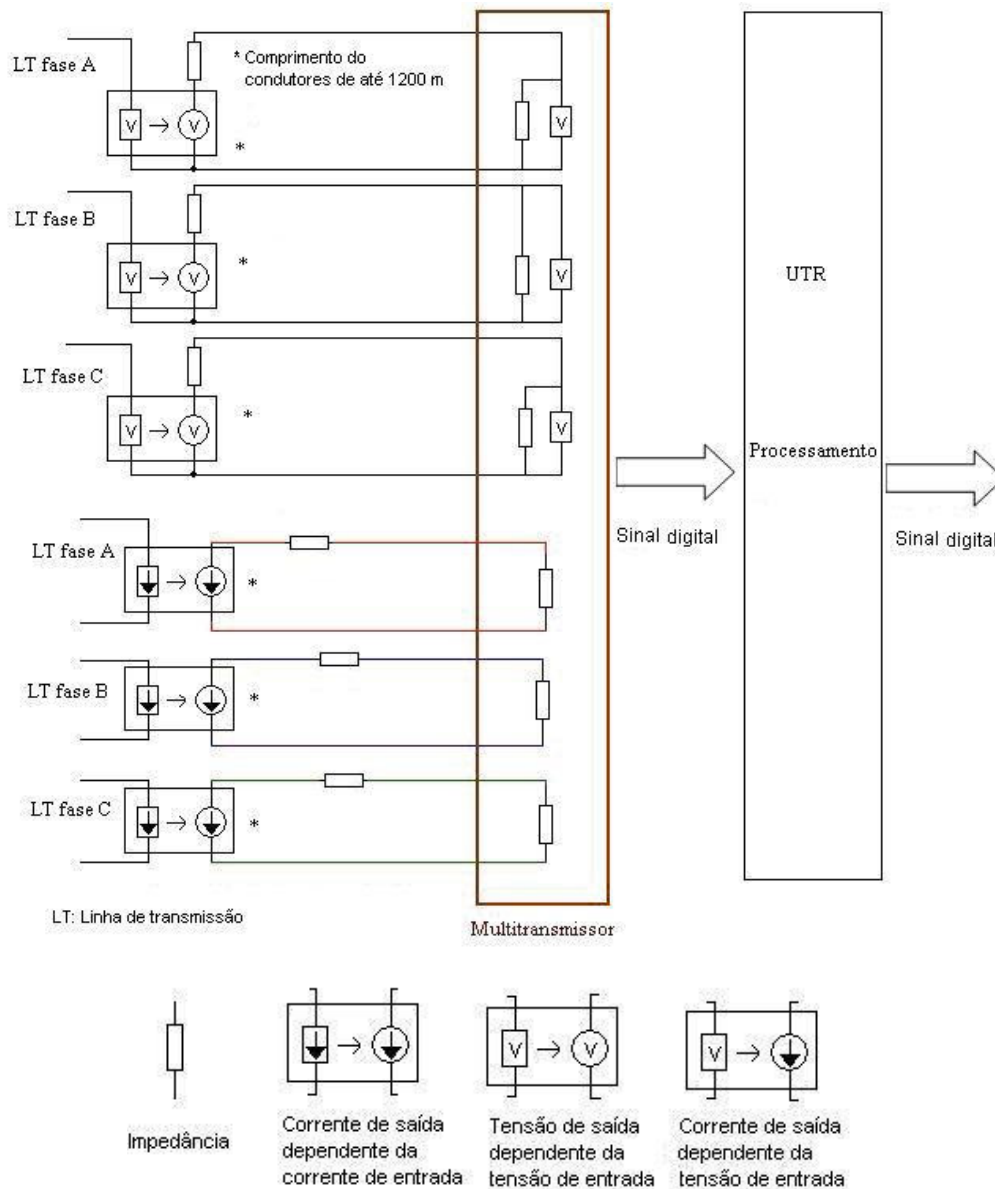


Figura 6: Medição de grandezas com multitransmissor – CMM.

O quarto grupo (figura 7) é caracterizado pela aplicação direta dos sinais analógicos dos secundários dos TI diretamente nas Unidades de Transmissão Remotas-UTR. Nesse tipo de CM não utilizados transmissores individuais nem multitransmissor. Esse tipo de CM é denominado de CMU – Cadeia de Medição pela UTR.

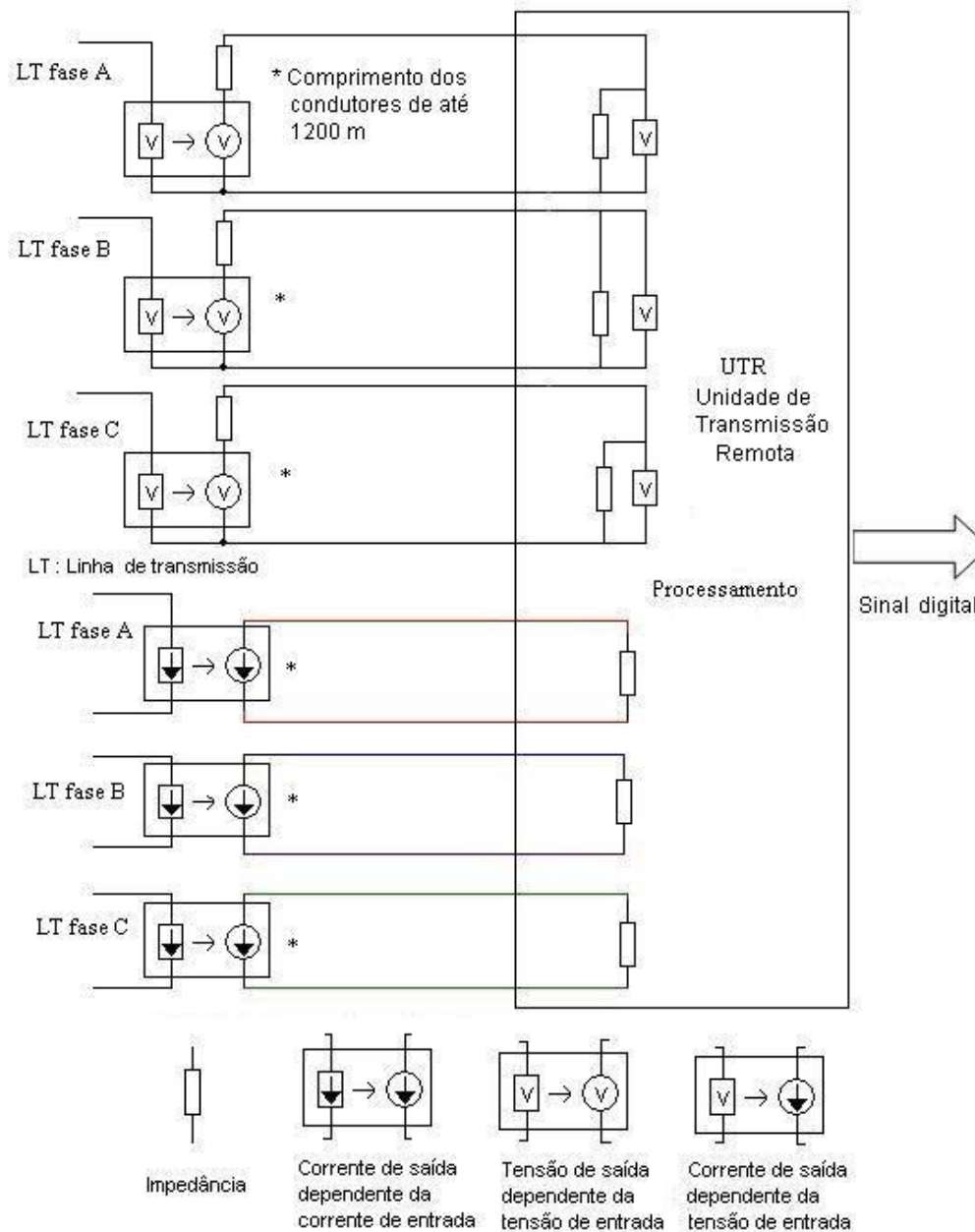


Figura 7: Medição de grandezas com unidade de transmissão remota - CMU.

2.3 Modelagem dos elementos da cadeia de medição

A base de uma modelagem é a definição de termos que possam representar e facilitar a visão do relacionamento entre os elementos da CM e mensurando. Dessa forma, há necessidade da análise individual de cada elemento, para posteriormente a obtenção da função de medição da CM completa para avaliação da incerteza de medição. O modelo tem o objetivo de representar o comportamento metrológico do elemento da cadeia de medição.

Com os modelos individuais caracterizados, pode-se avaliar a cadeia de forma completa. As subestações possuem diagramas elétricos que permitem a análise dos elementos e suas interligações na CM. Os diagramas elétricos de medição da SE PAL [34] foram analisados e o resultado foi o relacionamento das funções e elementos da CM (figura 8). O relacionamento auxilia na visualização do conjunto na CM de forma completa.

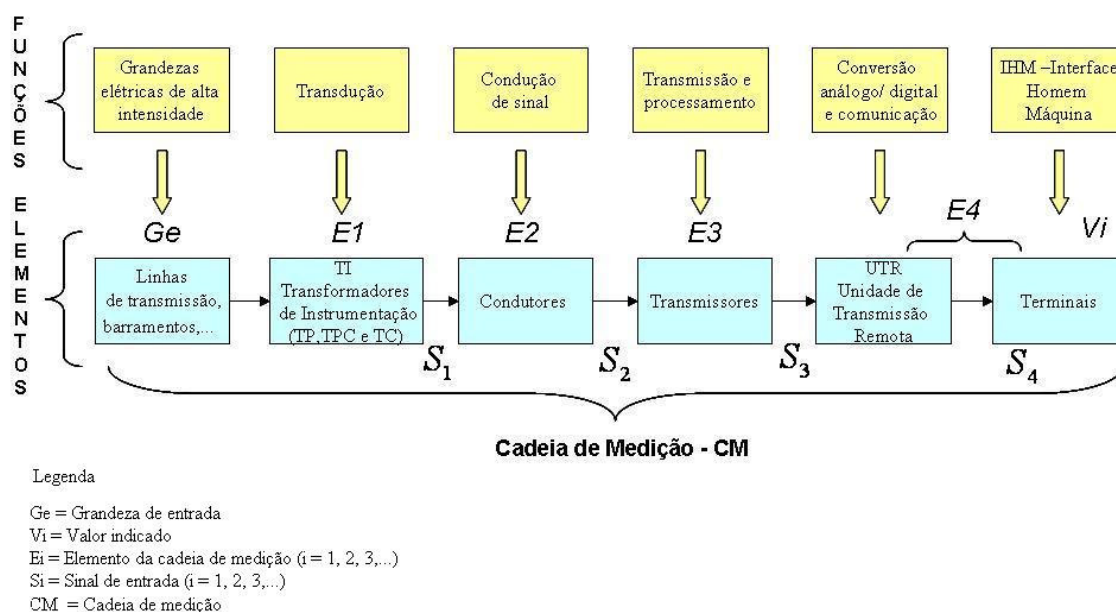


Figura 8: Relacionamento entre função e elemento da cadeia de medição.

O domínio de um modelo científico é definido pelo sistema que ele representa. Em se tratando de sistemas de medição o domínio da modelagem científica se restringe aos componentes que constituem o sistema, as interações entre os componentes e as influências externas que coexistem com sistema (figura 9) [35]

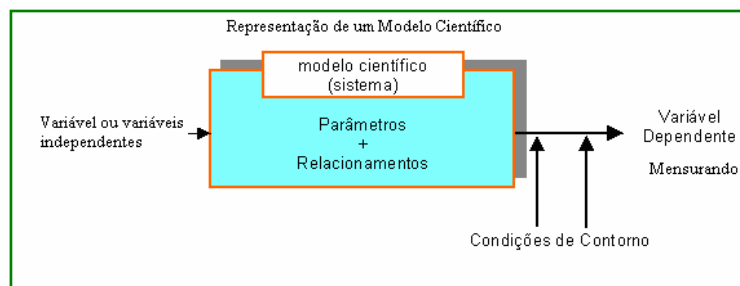


Figura 9: Representação do modelo científico [35]

O modelo científico de um sistema [35] pode ser útil para:

- definir um sistema ou problema;
- determinar os elementos de um sistema;
- sintetizar e avaliar alternativas de solução do problema;
- prever comportamentos e auxiliar planejamentos de ações futuras;
- avaliar as magnitudes das variáveis do sistema e realizar prescrições que tragam efeitos desejados sobre as saídas do sistema;
- prover documentação e treinamento;
- realizar controle.

As relações no domínio do modelo num processo de medição consistem nas equações matemáticas que relacionam as variáveis independentes de entrada com a dependente que é o mensurando [18]. Essa forma de representar corresponde à função de medição (figura 10).

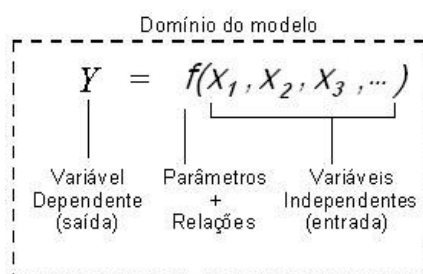


Figura 10: Representação da função de medição.

Outra forma de representar de forma simplificada um módulo de medição está na figura 11. Nesse modelo os conceitos metrológicos são acrescentados, através do termo de correção e de incerteza. [36].

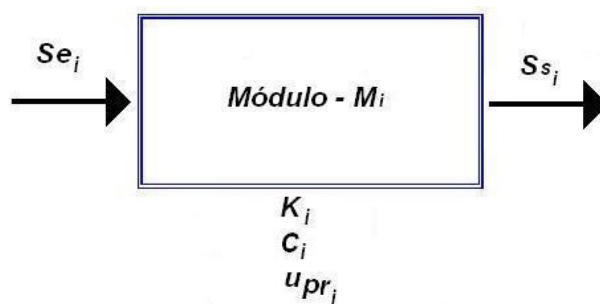


Figura 11: Modelo simplificado para o módulo de uma cadeia de medição.

A equação (2) representa a relação entre entrada e saída do modelo simplificado da figura 11.

$$Ss_i = S_{e_i} \cdot K_i + C_i \pm u_{p_{Ri}} \quad (2)$$

onde,

Ss_i = Sinal de saída do módulo Mi

S_{e_i} = Sinal de entrada do módulo Mi

K_i = Sensibilidade do módulo Mi

C_i = Correção do módulo Mi

$u_{p_{Ri}}$ = Incerteza padrão relativa do módulo Mi

$i = (1, 2, 3, \dots)$

Cada elemento da CM pode apresentar duas formas de modelagem, uma pela relação matemática necessária, que é a função de medição necessária para avaliação da IM pelo método analítico (GUM), e a outra por módulo necessário para determinação da IM pelo método da propagação de incerteza através de módulos. Nesse último, cada elemento é um módulo da CM e é identificado pelo nome do elemento; assim, tem-se: módulo transdutor, módulo condutor, módulo transmissor e o módulo UTR + IHM. Como cada elemento corresponde a um módulo, esse pode ser identificado pela letra M com o índice i (1, 2, 3,...) em função da quantidade de módulos.

Para a modelagem dos elementos da CM, o parâmetro de correção é nulo, devido a não aplicação das correções. Tais correções dependem de resultados de calibrações. Um sistema de transmissão é composto por muitas subestações, logo por inúmeras CM. Dessa forma, é inviável a calibração e o controle metrológico por elemento.

2.3.1 Modelagem metrológica para transdutores de tensão e de corrente

Os sinais analógicos de alta tensão (69 kV até 525 kV) e de corrente (até 1000 A) são amostrados através de transformadores de instrumentação que representam o primeiro elemento da figura 8. Os transformadores de instrumentação fornecem em seus secundários sinais analógicos de baixa intensidade proporcionais às suas entradas.

Na grandeza tensão são amplamente utilizados os transformadores de potencial indutivo – TP e transformadores de potencial capacitivo – TPC, como transformadores de instrumentação [37] (figura 12 e 13).

Na grandeza corrente, são amplamente utilizados os transformadores de corrente indutivos – TC, como transdutores de corrente (figura 12 e 14).

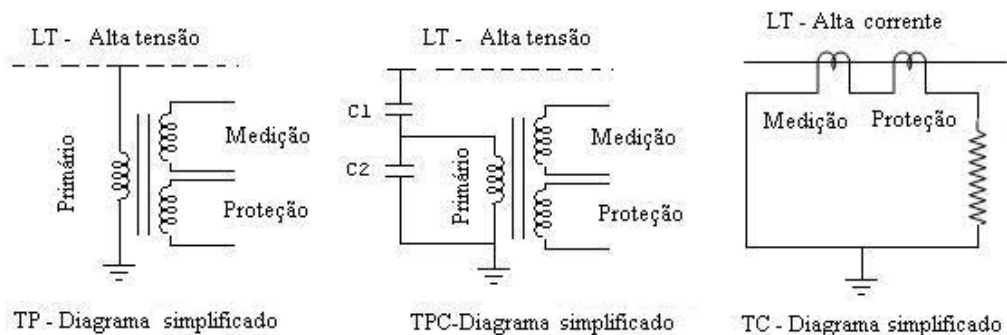


Figura 12: Transdutores de tensão e corrente.



Figura 13: Transformador de potencial capacitivo – TPC.



Figura 14: Transformador de corrente indutivo – TC.

A modelagem metrológica de cada elemento está focada na relação de transformação e desvio angular, pois nessas atuam as principais fontes de incertezas que afetam a incerteza de medição.

- **Modelo analítico dos transformadores de instrumentação (TP, TPC ou TC):**

- a) **Tensão e corrente:**

Consiste na função de medição do transdutor conforme equação (3).

$$Ss_i = (K_i \cdot Se_i) \pm u_{k_i} \quad (3)$$

onde,

Ss_i = Sinal de saída do transdutor i (secundário dos TI – corrente ou tensão)

Se_i = Sinal de entrada do transdutor i (primário do TI – alta corrente ou alta tensão)

K_i = Sensibilidade do transdutor i (inverso da relação do TI)

u_{k_i} = Incerteza referente à relação do transdutor i

- b) **Ângulo:**

$$Ss_i = K_\phi Se_i \pm u_{\phi_i} \quad (4)$$

onde,

Ss_i = Sinal de saída do transdutor i (secundário dos TI – ângulo de tensão ou corrente)

Se_i = Sinal de entrada do transdutor i (primário do TI – ângulo de tensão ou corrente)

K_ϕ = Sensibilidade do transdutor i, de valor unitário ($K_\phi = 1$)

u_{k_i} = Incerteza referente à relação do transdutor i

- **Modelo para o módulo do transdutor (TP, TPC ou TC):**

A figura 15 representa o módulo transdutor. Esse modelo se aplica para as grandezas tensão, corrente e ângulo. Na grandeza ângulo a sensibilidade assume o valor unitário.



Figura 15: Módulo transdutor

A equação para representar o módulo transdutor é a seguinte:

$$Ss_i = (K_i \cdot Se_i) \pm u_{pri} \quad (5)$$

onde,

Ss_i = Sinal de saída do transdutor i (secundário dos TI – corrente, tensão ou ângulo)

Se_i = Sinal de entrada do transdutor i (primário do TI – alta corrente, alta tensão ou ângulo)

K_i = Sensibilidade do transdutor i (inverso da relação do TI ou unitário para o ângulo)

U_{pri} = Incerteza padronizada relativa para a grandeza considerada

2.3.2 Modelagem metrológica para condutores de sinal analógico

Os secundários dos transformadores são conectados através de condutores, do pátio da subestação até os transmissores de sinais que estão fisicamente instalados em armários na sala de comando da SE. Os comprimentos destes condutores variam de acordo com o arranjo físico da subestação, podendo se da ordem de dezenas de metros ($C = 90$ m, do TP de barra de 230 kV da SE Palhoça) até centenas de metros ($C = 1200$ m, TPC de Linha da SE Curitiba). Atenuação do sinal elétrico e interferências eletromagnéticas são variáveis que podem ser tratadas como fontes de incertezas e são dependentes do comprimento e do arranjo físico da SE e de como os condutores são lançados nas canaletas no pátio da SE.

Para minimizar as interferências de campos eletromagnéticos, os condutores de cobre com diâmetro de $2,5 \text{ mm}^2$ são trançados e possuem blindagem metálica (figura 16). O cabo lançado pode sofrer influência de campos magnéticos em sua blindagem e formar um laço de corrente caso essa for aterrada em pontos diferentes. Para evitar esse fenômeno o aterramento da blindagem do condutor é efetuado em apenas uma das pontas do cabo, normalmente no lado da sala de comando em armários metálicos.

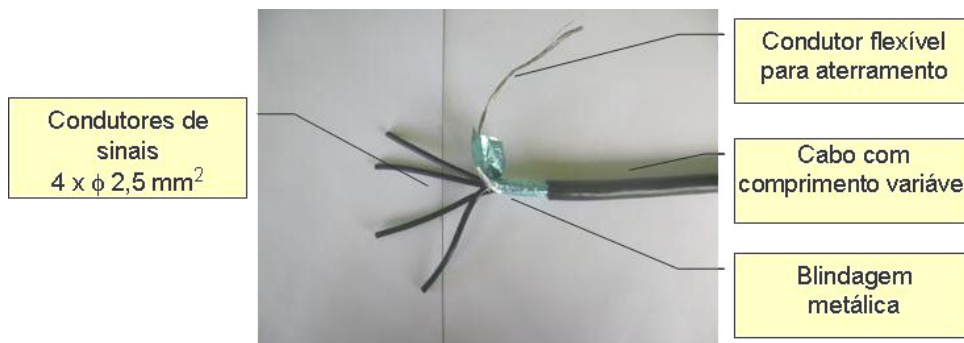


Figura 16: Condutores de sinais analógicos utilizados na subestação de Palhoça.

Considerando que na entrada do condutor é aplicado um sinal, esse percorre todo o comprimento do mesmo até ser entregue ao transmissor, os parâmetros que podem influenciar são: comprimento, interferências eletromagnéticas e características elétricas do condutor. Assim, a sensibilidade e a incerteza podem ser consideradas uma função do comprimento. Os modelos propostos para o condutor prevêem uma dependência da sensibilidade e a fonte de incerteza em função do comprimento, porém, é de difícil quantificação devido aos vários arranjos físicos das subestações e intensos campos eletromagnéticos que interferem nas medições em pátios de subestações. As interferências por radiação, indução e condução não são fixas, pois dependem do fluxo de energia dos barramentos, linhas, transformadores e bancos de compensação (capacitores e reatores), o qual é variável ao longo do tempo.

- **Modelo analítico do condutor de sinal:**

- a) **Tensão e corrente:**

Consiste na função de medição do transdutor conforme equação (6):

$$Ss_i = K(l)_i . Se_i \pm u(l)_{ki} \quad (6)$$

onde,

Ss_i = Sinal de saída do condutor i (corrente ou tensão)

Se_i = Sinal de entrada do condutor i (secundário do TI – corrente ou tensão)

$K(l)_i$ = Sensibilidade do condutor i (função do comprimento(l))

$u(l)_{ki}$ = Incerteza referente às interferências e características elétricas do condutor (ambas em função do comprimento(l))

b) Ângulo:

$$Ss_i = K(l)_\phi Se_i \pm u(l)_{\phi_i} \quad (7)$$

onde,

Ss_i = Sinal de saída do condutor i (ângulo de tensão ou corrente)

Se_i = Sinal de entrada do condutor i (secundário do TI – ângulo de tensão ou corrente)

$K(l)_\phi$ = Sensibilidade do condutor i (função do comprimento(l))

$u(l)_{ki}$ = Incerteza referente às interferências e características elétricas do condutor(ambas em função do comprimento(l))

• **Modelo para o módulo condutor:**

O módulo previsto para o condutor está na figura 17.

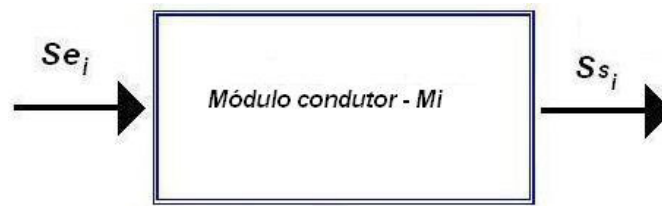


Figura 17: Módulo condutor

$$Ss_i = K(l)_i . Se_i \pm u(l)_{pri} \quad (8)$$

onde,

Ss_i = Sinal de saída do condutor i (corrente, tensão ou ângulo)

Se_i = Sinal de entrada do condutor i (secundário do TI – corrente, tensão ou ângulo)

$K(l)_i$ = Sensibilidade do condutor i (função do comprimento(l))

$u(l)_{pri}$ = Incerteza padronizada relativa para a grandeza considerada (função do comprimento(l))

2.3.3 Modelagem metrológica para os transmissores

Os transmissores recebem os sinais analógicos de tensão, corrente ou ambos dos secundários dos transformadores de instrumentação e convertem para corrente elétrica ou tensão contínua, através de uma relação proporcional a uma constante de conversão. O sinal de saída é transmitido por condutores para as entradas analógicas da unidade de transmissão remota – UTR. A evolução tecnológica contínua na área de aquisição de sinais, faz com que coexistam em subestações diferentes gerações de transmissores individuais para cada grandeza e multitransmissores que processam os sinais de correntes, tensões e ângulo de entrada e fornecem para a UTR os valores convertidos em sinal digital segundo protocolo de comunicação padronizado. A saída de transmissores individuais são sinais analógicos e dos multitransmissores o sinal já digitalizado em forma de protocolo de comunicação, por exemplo, do tipo *Mod bus* [38] em interfaces do tipo RS-485 [39].

- **Modelo analítico para os transmissores individuais**

Esses transmissores de tensão, corrente e potência (ativa ou reativa) recebem os sinais dos condutores de tensão, corrente e ângulo. Esses transmissores individuais podem ser classificados em três tipos:

a) a tensão de saída é proporcional à(s) grandeza(s) de entrada(s)

$$v_s = K_c \cdot G_{e_1} \cdot G_{e_2} \cdot G_{e_3} \dots \quad (9)$$

onde,

v_s = Tensão de saída

K_c = Sensibilidade

G_e = Grandeza de entrada (uma ou mais grandezas)

b) a corrente de saída é proporcional à(s) grandeza(s) de entrada(s)

$$i_s = K_c \cdot G_{e_1} \cdot G_{e_2} \cdot G_{e_3} \dots \quad (10)$$

onde,

i_s = Corrente de saída

K_c = Sensibilidade

G_e = Grandeza de entrada (uma ou mais grandezas)

c) a corrente de saída é proporcional à(s) grandeza(s) de entrada(s) a partir de um valor inicial

$$i_s = i_0 + K_c \cdot G_{e_1} \cdot G_{e_2} \cdot G_{e_3} \dots \quad (11)$$

onde,

i_s = Corrente de saída

K_c = Sensibilidade

G_e = Grandeza de entrada (uma ou mais grandezas)

i_0 = Corrente inicial quando a G_e é igual a zero.

a) Modelo analítico para conjunto multitransmissor, unidade de transmissão remota e IHM.

Como o multitransmissor recebe um sinal analógico dos condutores e sua saída e um sinal digital, pode-se modelar o conjunto multitransmissor, UTR e IHM, pois o sinal de saída será o valor indicado na IHM.

$$V_i = K_m \cdot G_{e_1} \cdot G_{e_2} \cdot G_{e_3} \dots \quad (12)$$

onde,

V_i = Valor indicado na IHM

K_m = Fator de conversão do conjunto (multitransmissor, UTR e IHM)

G_e = Grandeza de entrada (uma ou mais grandezas)

• **Modelo por módulos para os transmissores individuais:**

O modelo previsto para o condutor está na figura 18.

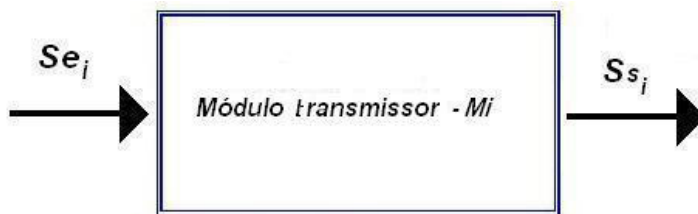


Figura 18: Módulo transmissor

Para os transmissores tem-se a equação geral:

$$Ss_i = (Ss_0 + K_c \cdot Se_1 \cdot Se_2 \cdot Se_3 \dots) \pm up_r \quad (13)$$

onde,

Ss_i = Sinal de saída do transmissor i (corrente ou tensão contínua)

Se_i = Sinal de entrada do transmissor i (um sinal ou mais)

K_c = Sensibilidade do transmissor.

u_{pr} = Incerteza padronizada relativa do transmissor

- **Modelo por módulos para conjunto multitransmissor, unidade de transmissão remota e IHM.**

$$Ss_i = (K_m \cdot Se_1 \cdot Se_2 \cdot Se_3 \dots) \pm u_{pr} \quad (14)$$

onde,

Ss_i = Valor indicado na IHM

Se_i = Sinal de entrada do multitransmissor transmissor i (um sinal ou mais)

K_m = Sensibilidade do conjunto.

u_{pr} = Incerteza padronizada relativa do conjunto

2.3.4 Modelagem metrológica para a unidade de transmissão remota e interface homem máquina

Uma unidade de transmissão remota – UTR recebe o sinal analógico de um transmissor individual em uma placa eletrônica para processamento ou recebe o sinal digital de um multitransmissor. A saída da UTR corresponde a um sinal digital segundo um protocolo padronizado de comunicação para indicação remota ou local. As especificações técnicas das placas analógicas e a resolução do IHM são utilizadas para a determinação da incerteza de medição. Para que os valores indicados nos terminais locais ou remotos correspondam às grandezas de interesse nas linhas de transmissão, barramentos de tensão e outros pontos, uma constante de multiplicação se faz necessária, para o ajuste da conversão e de escala.

- **Modelo analítico a UTR e IHM**

Como a UTR recebe um sinal analógico dos transmissores, pode-se modelar o conjunto multitransmissor, UTR e IHM, pois o sinal de saída será o valor indicado na IHM.

$$V_i = K_m \cdot G_{e_i} \quad (15)$$

onde,

V_i = Valor indicado na IHM

K_m = Fator de conversão do conjunto (multitransmissor, UTR e IHM)

G_e = Grandeza de entrada (uma ou mais grandezas)

- **Modelo para o módulo UTR e IHM**

A UTR e IHM constituem um único módulo. Caso o sinal recebido pela UTR for digital, pode-se modelar o conjunto multitransmissor, UTR e IHM como um único módulo (figura 19).



Figura 19: Módulo UTR e IHM

$$Ss_i = (K_m \cdot Se_i) \pm up_r \quad (16)$$

onde,

Ss_i = Valor indicado na IHM

Se_i = Sinal de entrada da UTR (saída do transmissor)

K_m = Sensibilidade do conjunto

up_r = Incerteza padronizada relativa do conjunto

3 ESTIMATIVA DA INCERTEZA DE MEDIÇÃO DA CADEIA DE MEDIÇÃO OPERACIONAL

3.1 Fontes de Incertezas

Independente do método utilizado para estimar a incerteza de medição, se faz necessário o conhecimento das fontes de incerteza e a quais elementos elas estão associadas. A tabela 2 relaciona as fontes de incertezas de uma CM, relacionadas aos elementos que constituem a CM. Os valores numéricos para cada fonte de incerteza são obtidos nas especificações fornecidas pelos fabricantes, ou através de ensaios laboratoriais.

Tabela 2: Relacionamento das fontes de incerteza com o elemento da cadeia de medição

Fontes de incerteza	Elementos da cadeia de medição							
	TP	TPC	TC	CD	TR	MTR	UTR	IHM
Relação de transformação	X	X	X	X	X	X	X	NA
Desvio angular	X	X	X	X	NA	NA	NA	NA
Conversão análogo/digital	NA	NA	NA	NA	NA	X	X	X
Interferência eletromagnética	X	X	X	X	NA	NA	NA	NA
Resolução	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	X
Constante de indicação	NA	NA	NA	NA	NA	NA	X	X
Deriva térmica	X	X	X	X	X	X	X	NA
Deriva temporal	X	X	X	X	X	X	X	NA

Legenda:

TP – Transformador de potencial indutivo

TPC – transformador de potencial capacitivo

TC – Transformador de corrente indutivo

CD – Condutor de sinal analógico

TR – Transmissor de sinal analógico

MTR – Multitransmissor

UTR – Unidade de transmissão remota

IHM – Interface homem máquina (terminais)

NA – Não aplicável

3.2 Estimativa da incerteza de medição pelo método analítico conforme o GUM

A avaliação da incerteza de medição é um processo matemático definido pelo GUM [56]. Para tal, o estabelecimento da função de medição e a identificação das fontes de incertezas com avaliação do tipo A (Método de avaliação através da análise estatística de uma série de medições) e do tipo B (Avaliações por outros meios, como especificações de fabricantes, certificados e outros que não sejam do Tipo A) relacionadas a cada variável é fundamental (tabela 3). O arranjo proposto de acordo com o GUM (tabela 3), permite a visualização das fontes de incertezas e dos demais itens para estimativa de incerteza de medição. A aplicação desse método exige o conhecimento da função de medição, onde o mensurando é representado por uma função analítica dependente de variáveis independentes (equação (17)), essas relacionadas às fontes de incerteza.

Este método é recomendado para relações matemáticas [40] que não envolvem equações transcendentais, como por exemplo, as funções trigonométricas, as exponenciais e as logarítmicas. Nesses casos, recomendam-se métodos numéricos. Os itens tabelados são elementos de análise sistematizados para cálculo da incerteza de medição da cadeia de medição operacional. Cabe ressaltar que o arranjo é recomendado pelo complemento EA-4/02 do GUM [41] As avaliações de incertezas do tipo B podem ser feitas a partir e análise das especificações técnicas dos manuais dos fabricantes e apresentam geralmente distribuição retangular. As avaliações de incertezas tipo A, são feitas pela análise estatística de uma série de medições, como acontece nas replicações em ensaios laboratoriais. Nos certificados de calibração, são informados a distribuição e o número de graus de liberdade [42] . Os coeficientes de sensibilidade são obtidos através das derivadas parciais da função de medição e o número de graus de liberdade efetivo é calculado pela equação de *Welch Satterwaite* [18].

Tabela 3: Arranjo para estimativa da incerteza de medição conforme o GUM.

Grandeza	Estimativa da fonte de incerteza	Avaliação do tipo	Distribuição de probabilidade	Incerteza padrão	Coefficiente de sensibilidade	Contribuição para a incerteza de medição	Grau de liberdade
X_1	x_1	A ou B	Retangular, triangular ou normal	$u_p(x_1)$	c_1	$c_1 \cdot u_p(x_1)$	ν_1
X_2	x_2	A ou B	Retangular, triangular ou normal	$u_p(x_2)$	c_2	$c_2 \cdot u_p(x_2)$	ν_2
.
X_n	x_n	A ou B		$u_p(x_n)$	c_n	$c_n \cdot u_p(x_n)$	ν_n
Resultado da incerteza de medição				$U_m = u_c \cdot k(\nu_{eff})$		u_c	ν_{eff}

Legenda:

$$y = f(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n) \quad (17)$$

y = função de medição

X_i = Variável independente ($i = 1$ até n)

x_i = Estimativa da fonte de incerteza em relação à grandeza X_i ($i = 1$ até n)

$u_p(x_i)$ = Estimativa da fonte de incerteza padrão em relação à grandeza X_i ($i = 1$ até n)

c_i = Coeficiente de sensibilidade

$$c_i = \frac{\partial(f)}{\partial(X_i)} = \text{Cálculo do coeficiente de sensibilidade} \quad (18)$$

u_c = Incerteza combinada

$$u_c = \sqrt{\sum_{i=1}^n c_i^2 u_p^2(x_i)} = \text{Cálculo da incerteza combinada} \quad (19)$$

ν_i = Grau de liberdade relativo específico para cada fonte de incerteza

ν_{eff} = Grau de liberdade efetivo

$$\nu_{eff} = \frac{u_c^4}{\sum_{i=1}^n \frac{u_i^4}{\nu_i}} = \text{Equação Welch Satterwaite} \quad (20)$$

U_m = Incerteza de medição expandida

$$U_m = u_c \cdot k(\nu_{eff}) = \text{Cálculo da incerteza de medição expandida} \quad (21)$$

$k(\nu_{eff})$ = fator de abrangência em função do número do número de graus de liberdade efetivo

Após o cálculo do número de graus de liberdade efetivo, pela tabela 4, extraída do GUM, obtém-se a correção do fator de abrangência ($k(\nu_{eff})$), com distribuição *Student t*, ao nível da confiança de 95,45%, o qual será o fator de expansão da incerteza combinada.

Tabela 4: Fator de abrangência em função do número de graus de liberdade efetivo [59]

ν_{eff}	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
k	13,97	4,53	3,31	2,87	2,65	2,52	2,43	2,37	2,32	2,28	2,25	2,23	2,21	2,20
ν_{eff}	15	16	17	18	19	20	25	30	35	40	45	50	100	∞
k	2,18	2,17	2,16	2,15	2,14	2,13	2,11	2,09	2,07	2,06	2,06	2,05	2,02	2,00

O método analítico é amplamente utilizado na avaliação de incerteza de medição. A boa definição da equação de medição é o ponto mais importante e é o que possibilita uma avaliação criteriosa de todas as fontes de incerteza. Esse método pode ser implementado em planilhas eletrônicas, por exemplo em *EXCEL*[®] [43], o que permite, um certo grau de automatização do processo de cálculo.

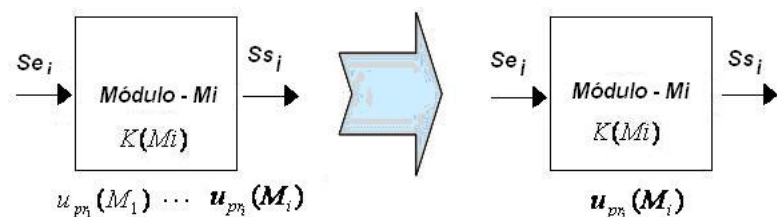
3.3 Estimativa da incerteza medição pelo método propagação de incerteza através de módulos

Uma alternativa para modelagem é a propagação de incertezas através de módulos [36]. Dessa forma, há necessidade que sejam definidas algumas condições de contorno, sob as quais, o modelo represente da melhor forma possível a função para o qual foi definido:

- a) **Sintetização dos parâmetros característicos:** assume-se que os vários parâmetros característicos de módulo possam ser sintetizados em um único, e que esse represente o comportamento do módulo. Um exemplo é o erro máximo, que normalmente é declarado contemplando um conjunto de outras características.
- b) **Interdependência de características:** assume-se que as interligações entre os módulos não traz fontes de incertezas adicionais às apresentadas no item a. Corresponde dizer que efeitos de impedância, *offset*, ruídos e correntes de polarização sejam desprezíveis.
- c) **Independência das características:** assume-se que as correlações presentes no processo são consideradas desprezíveis para o resultado da incerteza de medição avaliada.

Nesse método, aplicável quando há interligação de diversos módulos para compor um sistema de medição de forma seqüencial, o comportamento metrológico individual de cada um dos módulos deve ser conhecido. As fontes de incerteza relativas ao módulo são combinadas (equação (21)), resultando em uma incerteza padrão relativa por módulo (figura 20). A incerteza de medição da CM depende de uma boa caracterização da incerteza padrão relativa de cada módulo. A correção é consequência da determinação da tendência [36] através de calibrações periódicas dos elementos individuais da CM. A regulamentação do setor elétrico [44] impõe penalidades financeiras, que inviabilizam desligamentos necessários para calibrações de elementos individuais, principalmente dos TI que estão diretamente aplicados nas altas tensões. Esse é um fato limitante à calibração periódica de todas as CM

das subestações de um sistema de transmissão. Assim, nas cadeias de medições no sistema de transmissão não são efetuadas correções de tendência nos elementos de forma individual. Logo, o termo de correção do módulo pode ser suprimido na aplicação desse método.



Legenda:

Se_i = Sinal de entrada do módulo

Ss_i = Sinal de saída do módulo

$K(M_i)$ = Sensibilidade do módulo

u_i = Incerteza do módulo expressa na unidade

$u_{pr_i}(M_i) = \frac{u_i}{S_{si}}$ = Incerteza padrão relativa ($i = 1, 2, 3, \dots, n$)

$u_{c_{pr_1}}(M_1)$ = Incerteza padrão relativa combinada

$$u_{c_{pr_1}}(M_1) = \sqrt{u_{pr_1}^2 + u_{pr_2}^2 + \dots + u_{pr_n}^2} \quad (22)$$

Figura 20: Módulo com mais de uma fonte de incerteza

Com os módulos individuais estabelecidos e as respectivas fontes de incerteza padrão relativa, sintetizadas em uma única incerteza combinada relativa, obtem-se a equação da incerteza combinada relativa de toda a CM (figura 21), conforme equação (23).

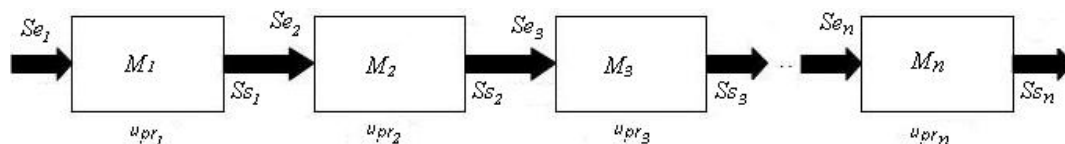


Figura 21: Propagação de incerteza através de módulos

Legenda da figura 19:

M_i = Módulo de índice i
 S_{e_i} = Sinal de entradas do módulo i
 S_{s_i} = Sinal de saída do módulo i
 u_{pr_i} = Incerteza padrão relativa do módulo i
 $i = (1, 2, 3, \dots, n)$

u_{mcr} = Incerteza de medição combinada relativa da cadeia de medição completa

$$u_{mcr} = \sqrt{(u_{p_{r_1}})^2 + (u_{p_{r_2}})^2 + (u_{p_{r_3}})^2 + \dots + (u_{p_{r_n}})^2} \quad (23)$$

O método da propagação de incertezas através de módulos é uma alternativa para obter-se a estimativa da incerteza da CM de forma aproximada e é utilizado quando as fontes de incerteza de cada módulo da cadeia de medição permitem uma sintetização em uma só fonte de incerteza equivalente e a condições de contorno previstas no item 3.3 são atendidas. Esse método também pode ser implementado em planilhas eletrônicas, por exemplo, em *EXCEL*[®] [43].

3.4 Estimativa da incerteza através do método de Monte Carlo

Uma alternativa para avaliação da incerteza são os métodos numéricos. Esses utilizam como princípio a simulação do maior número possível de situações, de forma a obter-se uma razoável estimativa da resposta real do sistema de medição.

O método de Monte Carlo – MC utiliza o conceito de propagação das distribuições de probabilidade das grandezas de entrada. O método analítico (GUM) utiliza a propagação das incertezas das grandezas de entrada [18]. No método de Monte Carlo toda a distribuição de probabilidade de cada fonte de incerteza é propagada através da função da medição [45]. Logo, para esse método, também, faz-se necessária a função de medição.

Um resumo dos passos para aplicação do método está apresentado na figura 22. As distribuições simétricas mais usuais (uniforme, normal, triangular, entre outras) são assumidas para cada fonte de incerteza, as quais são propagadas pela função de medição. Para avaliar a incerteza de medição usando simulação por MC, foi elaborado um suplemento do GUM (GUM SUPPL 1, 2005) [45], com o objetivo de uniformizar a forma de tratamentos pelos laboratórios de metrologia.

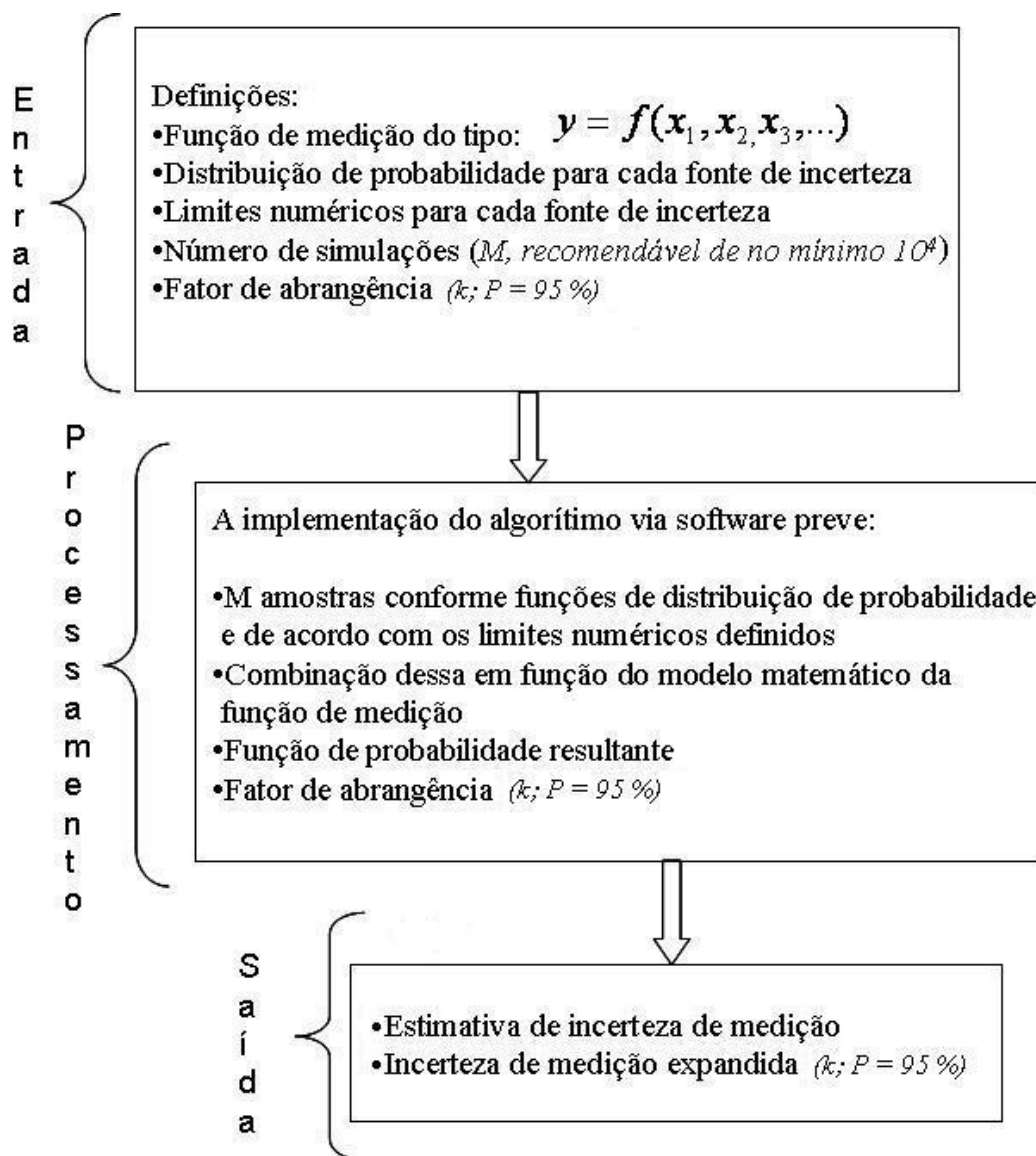


Figura 22: Estimativa da incerteza de medição pelo método de Monte Carlo

Dentre os métodos numéricos existentes, o método de Monte Carlo tem se destacado entre os demais na área de metrologia. Os recursos computacionais atualmente disponíveis, destacando-se a velocidade de processamentos e tratamento de grande quantidade de dados, propiciaram que essa ferramenta de análise chegasse até a bancada do metrologista. É normal que ele seja utilizado de forma comparativa com outros métodos, e em alguns casos, o principal método para avaliação de incerteza devido à facilidade do ponto de vista do usuário de utilização.

3.5 Estimativa da incerteza de medição cadeia de medição LT BLU na SE PAL

A grandeza tensão é a mais importante na CM, devido o seu valor medido ser usado para a regulação de nível, entrada de compensação reativa e recomposição de sistemas após desligamentos. A LT BLU é uma linha de 230 kV e possui medições de tensão, corrente, e potência ativa e reativa. No cálculo de incerteza de medição são aplicados o método analítico e o método de propagação de incerteza através de módulos.

3.4.1 Tipo de Cadeia de Medição

A identificação foi feita através da análise dos diagramas esquemáticos da SE PAL e verificação no local das instalações dos TPC, condutores, transmissores, UTR e IHM.

A CM identificada é do tipo de transmissores compartilhados – CMC conforme figura 23, onde a corrente de fase é obtida a partir dos transmissores de tensão e dos de potência ativa e reativa.

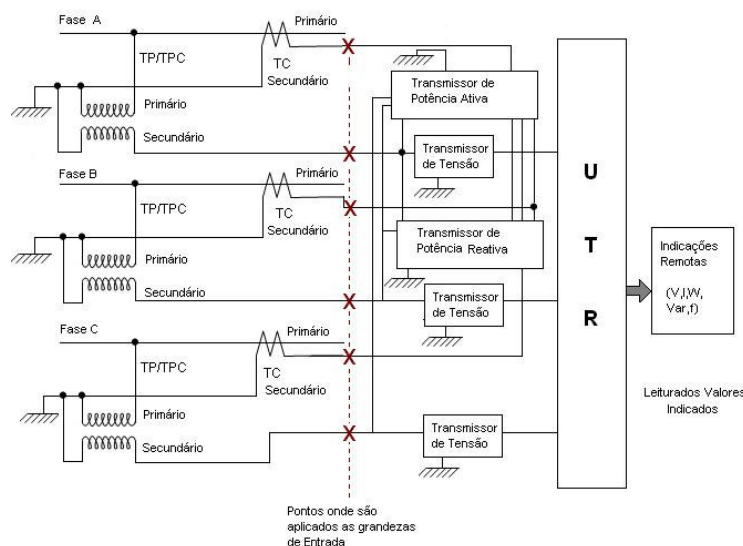


Figura 23: Cadeia de medição do tipo CMC para a LT BLU na SE PAL

3.4.2 Especificações técnicas dos elementos e pontos de operação

As condições de contorno se referem às condições que a CM está exposta na SE e para a caracterização das mesmas é necessária a interpretação das especificações técnicas de cada elemento da CM. O controle da temperatura e umidade em faixas definidas diminui a influência da deriva térmica a valores muito baixos em relação às outras fontes de incerteza

predominantes. Na subestação de Palhoça foi medida a temperatura na sala de controle e registrado durante o período de dez dias para avaliação da deriva térmica nos transmissores e unidade de transmissão remota (figura 24).

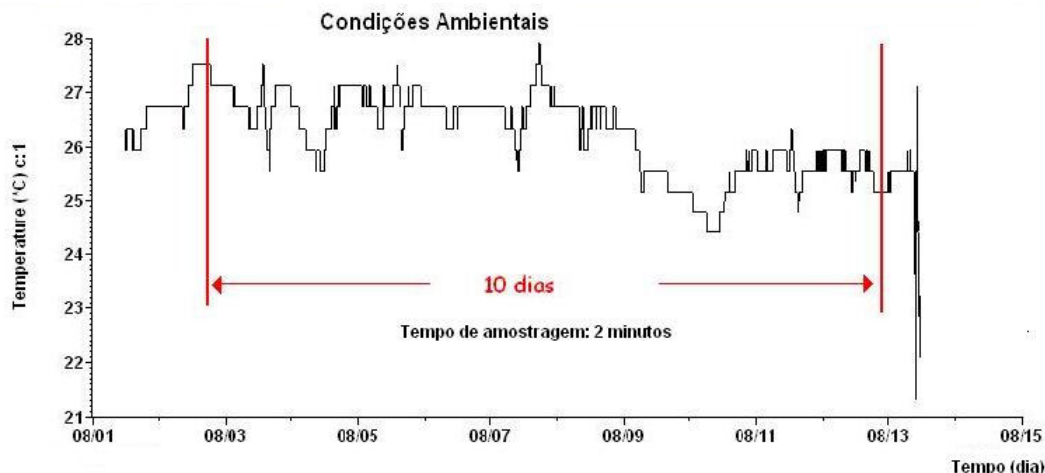


Figura 24: Gráfico das condições ambientais da sala de comando da subestação de Palhoça

Na tabela 5 estão as fontes de incerteza mais significativas na CM, do tipo CMC, para a medição de tensão da fase A da LT BLU, da subestação de Palhoça.

Tabela 5: Fontes de incertezas medida de tensão fase A da linha LT BLU.

Fontes de Incerteza	Elementos da Cadeia de Medição – LT BLU da SE PAL							
	TP [46]	TPC [47]	TC [48]	CD	TR [49]	MTR	UTR [50]	IHM
Relação de transformação (ganho ou sensibilidade)	N	0,3 %	0,3 %	D	0,5 %	N	0,5 %	J
Desvio angular	N	15 min	15 min	D	J	N	N	N
Conversão análogo/digital	N	N	N	N	N	N	J	N
Interferência eletromagnética	N	D	D	D	D	N	D	D
Resolução	N	N	N	N	J	N		0,1 kV
Constante de indicação	N	N	N	N	N	N	J	J
Deriva térmica	J	J	J	D	0,02 %/°C (0 até 60°C)	N	J	D
Deriva temporal	J	J	J	D	J	N	J	D

Legenda da tabela 5:

CD – Condutor

D – Desconsiderada

IHM – Interface homem máquina

J – Já contemplada em outros parâmetros

N – Não Aplicável

TPC – Transformador de potencial capacitivo

TR – Transmissor

UTR – Unidade de transmissão remota

3.5.1 Balanço da incerteza de medição pelo método analítico conforme o GUM

A função de medição é determinada a partir das equações dos elementos individuais (equação (24)). O balanço da incerteza de medição consta na Tabela 6.

$$V_{LT} = \frac{V_i}{k_1 k_2 k_3 k_4} \quad (24)$$

$$k_1 = (2000 \cdot \sqrt{3})^{-1} = 2,88675 \cdot 10^{-4}$$

$$k_2 = 1$$

$$k_3 = 1,2048 \cdot 10^{-4} \left[\frac{A}{V} \right]$$

$$k_4 = 2,875 \cdot 10^{-7} \left[\frac{V}{A} \right]$$

- **Cálculo dos coeficientes de sensibilidade:**

$$\frac{\partial V_{LT}}{\partial k_1} = -\frac{V_i}{k_1^2 k_2 k_3 k_4} = -\frac{V_i}{k_1} \quad (25)$$

$$\frac{\partial V_{LT}}{\partial k_2} = -\frac{V_i}{k_1 k_2^2 k_3 k_4} = -\frac{V_i}{k_2} \quad (26)$$

$$\frac{\partial V_{LT}}{\partial k_3} = -\frac{V_i}{k_1 k_2 k_3^2 k_4} = -\frac{V_i}{k_3} \quad (27)$$

$$\frac{\partial V_{LT}}{\partial k_4} = -\frac{V_i}{k_1 k_2 k_3 k_4^2} = -\frac{V_i}{k_4} \quad (28)$$

$$\frac{\partial V_{LT}}{\partial V_i} = \frac{1}{k_1 k_2 k_3 k_4} = 1 \quad (29)$$

$$u_c = \sqrt{\left(-\frac{V_i}{k_1}\right)^2 u_{mTPC}^2 + \left(-\frac{V_i}{k_2}\right)^2 u_{mCD}^2 + \left(-\frac{V_i}{k_3}\right)^2 u_{mTR}^2 + \left(-\frac{V_i}{k_4}\right)^2 u_{mUTR}^2 + u_{mIHM}^2} \quad (30)$$

$$V_{eff} = \frac{u_c^4}{\sum_{i=1}^n \frac{u_i^4}{V_i^4}} = \infty \quad (31)$$

$$k(V_{eff,95,45}) = 2,00$$

Tabela 6: Balanço de incerteza de medição da CM pelo método analítico

Elemento	Fonte de Incerteza, declaradas nas especificações técnicas			Grandeza	Unidade	Estimativa	Tipo de Incerteza	Distrib. Prob.	Incerteza Padrão	Coefficiente de sensibilidade	Contribuição para a Incerteza	Grau de Liberdade
TPC	Erro Máximo	0,3	%	2,887E-04	[V]	8,660E-07	B	raiz(3)	5,000E-07	-7,968E+08	-398,37	∞
CD	Interferências	0	%	6,640E+01	[V]	0,000E+00	B	raiz(3)	0,000E+00	-2,300E+05	0,00	∞
TR	Erro Máximo	0,5	%	1,205E-04	[A/V]	6,024E-07	B	raiz(3)	3,478E-07	-1,909E+09	-663,95	∞
	Deriva Térmica	0,02	%FC	1,205E-04	[A/V]	1,205E-07	B	raiz(3)	6,956E-08	-1,909E+09	-132,79	∞
UTR	Erro Máximo	0,4	%	2,875E+07	[V/A]	1,150E+05	B	raiz(3)	6,640E+04	-8,000E-03	-531,16	∞
IHM	Resolução	0,1	kV	2,300E+05	[V]	1,000E+02	B	raiz(3)	5,774E+01	1,000E+00	57,74	∞
						VLT = 230 kV	Incerteza de medição combinada		U _{cm} =		950,07	V
							k(95,45)=	2	k.U _{cm} _{R(%)} =	0,83		%

3.5.2 Balanço da incerteza de medição pelo método de propagação de incerteza através de módulos.

Na estimativa da incerteza de medição pelo método de propagação de incerteza através de módulos (figura 21), utilizou-se os dados da tabela 5 e os cálculos foram pela equação (23) e os resultados estão na tabela 7.

Tabela 7: Balanço de incerteza pelo método de propagação de incerteza através de módulos

Elemento	Fonte de incerteza	Especificações		Tipo de incerteza	Distrib. probabilidade	Incerteza padrão	Grau de liberdade	
TPC	Erro Máximo	0,3000	%	B	raiz(3)	0,1732	∞	
CD	Interferências	0,0000	%	B	raiz(3)	0,0000	∞	
TR	Erro Máximo	0,5000	%	B	raiz(3)	0,2887	∞	
	Deriva Térmica	0,1000	%	B	raiz(3)	0,0577	∞	
UTR	Erro Máximo	0,4000	%	B	raiz(3)	0,2309	∞	
IHM	Resolução	0,0430	%	B	raiz(3)	0,0248	∞	
Incerteza de medição combinada relativa						U _{cm} =	0,413 %	V _{eff}
VLT=230,0 kV				k(95,45%) =	2,00	k.U _{cm} _{R(%)} =	0,83 %	

Os dois métodos apresentados foram aplicados na mesma cadeia de medição e os resultados forma compatíveis, conforme os resultados obtidos nas tabelas 6 e 7. A decisão em aplicar o primeiro ou o segundo dependerá do rigor exigido para o cálculo da incerteza da medição. Nas situações quando não são satisfeitas as condições de contorno para aplicação do método de propagação de incerteza através de blocos, aplica-se o método analítico. Existem situações, em que dependendo das relações definidas na função de medição, o método analítico torna-se muito trabalhoso. Nesses casos, aplica-se um método de solução numérica.

3.5.3 Estimativa da incerteza de medição por simulação conforme o método de Monte Carlo

Para aplicação do método de Monte Carlo (seqüência da figura 22) conforme a função de medição da equação 30, um simulador foi desenvolvido em *Labview*[®] [52] com cinco entradas com limites numéricos e distribuições selecionáveis. O número de simulações foi definido igual a 10^4 ($M = 10^4$).

$$V_{LT} = \frac{V_i}{k_1 k_2 k_3 k_4} \pm E_{IND} \pm E_{UTR} \pm E_{TR} \pm E_{CD} + E_{TD} \quad (30)$$

onde,

V_i = Valor indicado na IHM;

E_{IND} = Resolução da IHM, com função de distribuição de probabilidade triangular;

E_{UTR} = Erro máximo da UTR, com função de distribuição de probabilidade uniforme;

E_{TR} = Erro máximo do transmissor, com função de distribuição de probabilidade uniforme;

E_{CD} = Erro máximo do condutor, com função de distribuição de probabilidade uniforme;

E_{TD} = Erro máximo do transdutor, com função de distribuição de probabilidade uniforme.

As figuras 25 e 26 apresentam as telas de entrada de dados e de resultados para a simulação da cadeia de medição da linha de transmissão LT BLU da subestação de Palhoça, na grandeza tensão com os dados da tabela dados da tabela 5.

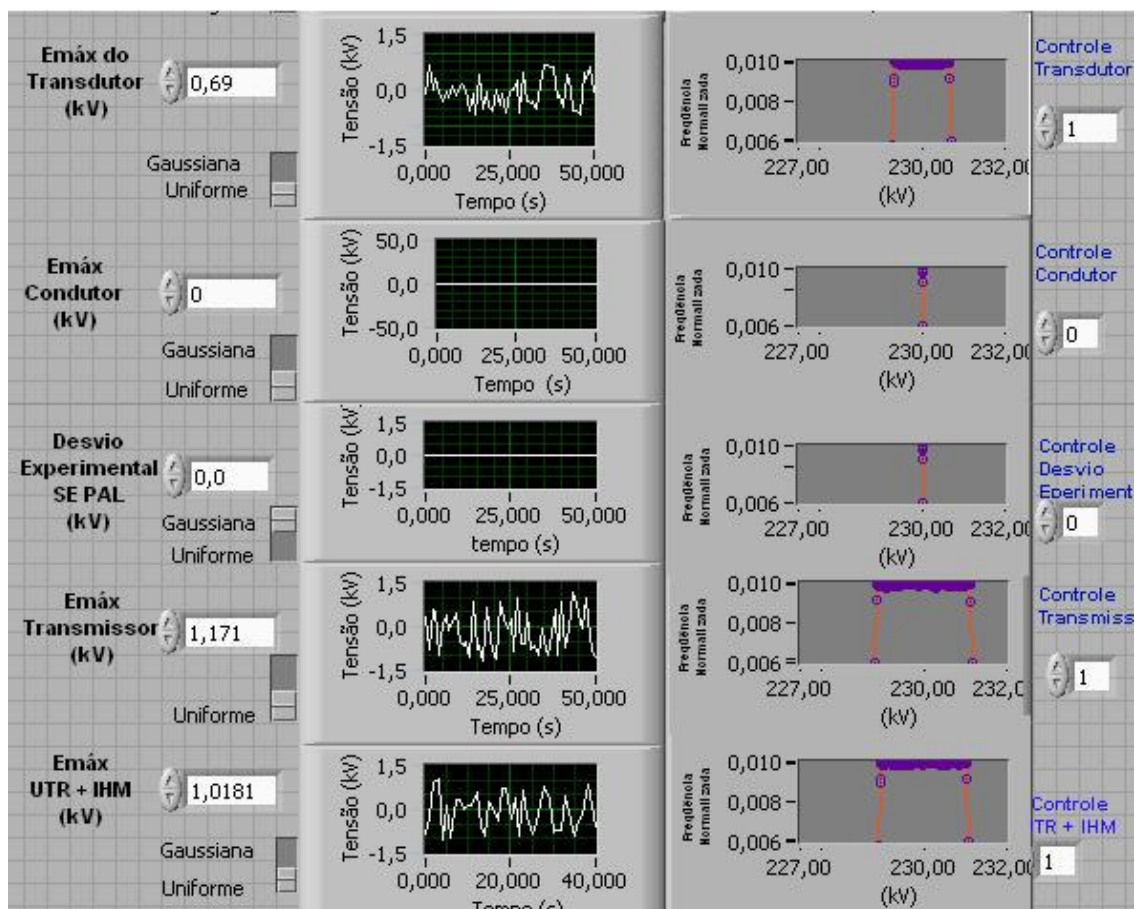


Figura 25: Entrada de dados e a distribuição de probabilidade

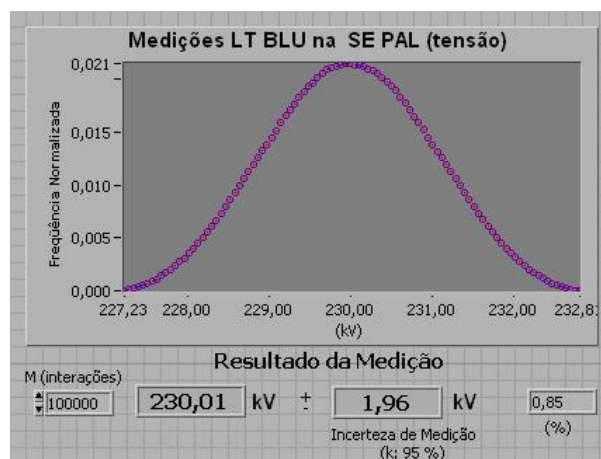


Figura 26: Resultado da simulação da incerteza de medição pelo método de Monte Carlo

4 DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA DE GARANTIA DE CONFIABILIDADE NA MEDIÇÃO OPERACIONAL

Partiu-se do pressuposto de que para se propor um sistema de garantia de confiabilidade em que concorrem vários processos que afetam os resultados das medições operacionais é necessário visualizar esses processos, e entender os relacionamentos para identificação das oportunidades de melhoria. Estabeleceu-se que é necessário organizar os conceitos teóricos e sair do campo da abstração e torná-los reais, sustentáveis tecnicamente e exequíveis da forma mais amigável possível pelos profissionais envolvidos, integrando os temas analisados e as informações.

As proposições no sentido de estruturação do SGCMO têm como base informações extraídas em diferentes partes da organização, que direta ou indiretamente estão ligadas à medição operacional.

4.1 Mapeamento dos processos de medição operacional e relacionamentos na organização

Como ferramenta de análise dos processos foi utilizada o Diagrama de *Ishikawa* [52] e para a proposta de avaliação da conformidade foram utilizados os conceitos do Ciclo de Controle do PDCA (*Plan, Do, Check e Action*) [53]. Os dados verificados foram obtidos em procedimentos de rotina, manuais de manutenção e operação, banco de dados cadastrais e de informações obtidas com especialistas do Departamento de Engenharia de Projeto - DES, do Departamento de Engenharia de Operação - DOS e do Departamento de Engenharia de Manutenção - DMS da empresa Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

- **Área de projeto**

Nos empreendimentos de novas subestações, ou de ampliações, os elementos da CM são fornecidos de forma segregada conforme especificações técnicas elaboradas pela área de projeto. Os transformadores de instrumentos possuem suas classes já definidas em normas [70]. Ocorrem inspeções de fábricas para verificação funcional dos elementos, porém nesta fase não é exigência de projeto e nem são executados testes com requisitos metrológicos. Uma tolerância de processo é definida tendo como base as especificações técnicas já utilizadas em empreendimentos anteriores e recomendações conforme o Submódulo 10.19 dos

procedimentos de rede (ONS) [54]. Na figura 27 estão representados os principais processos da área de projeto que têm impacto direto nas características da medição operacional.

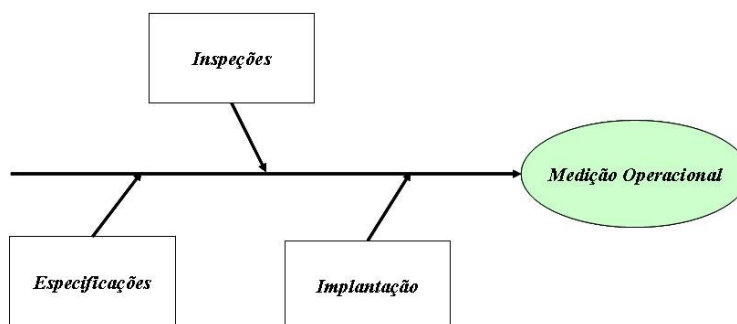


Figura 27: Processos na área de projeto que impactam na medição operacional.

- **Área de operação**

As indicações em terminais locais nas subestações e remotas no centro de supervisão, nas estruturas de cadeias de medições, representam a interface com operadores, conhecida como Interface Homem Máquina - IHM. Essas indicações são realizadas por diferentes elementos e em diferentes cadeias de medições. As diferenças ocorrem pela configuração que se apresentam as CM e por gerações tecnológicas.

A supervisão abrange, de forma resumida, as ações de:

- observar os valores indicados e registrar ocorrências;
- executar manobras para que as grandezas permaneçam dentro dos limites operacionais;
- informar aos agentes do SIN (ONS e ANEEL), quando solicitado.

Na figura 28 estão representados os principais processos da área de operação que dependem diretamente dos valores da medição operacional.

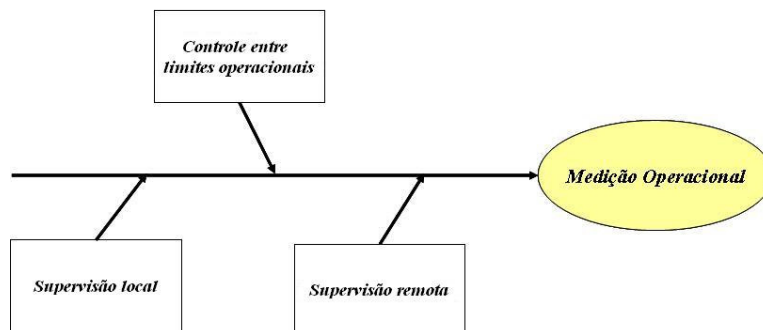


Figura 28: Processos na área de operação que dependem da medição operacional.

- **Área de manutenção**

Tipicamente, nas empresas de transmissão, a área de manutenção executa procedimentos relativos à aceitação da cadeia de medição, como por exemplo, nas subestações da empresa. Nos transmissores e unidades remotas são aplicadas as grandezas tensão e corrente com auxílio de conexões tipo *flextest* que permitem a separação física dos dispositivos de medição do processo. As especificações técnicas dos transformadores de instrumentação (TC, TCP e TP) são fornecidas pelos fabricantes e aceitas como conforme relatórios de ensaios obtidos nas inspeções nas instalações dos fabricantes. Os transformadores que passam também pela manutenção corretiva nas oficinas da empresa transmissora de energia passam também por ensaios em laboratórios, inclusive para conformidade da classe de exatidão, sendo emitidos relatórios de ensaios.

Na empresa em que foi feito o levantamento de informações, somente quando ocorrem manutenções corretivas nos transmissores da cadeia de medição, esses são verificados com padrões de serviço, que possuem rastreabilidade metrológica pela Rede Brasileira de Calibração. Quanto ao transdutor, representado pelos transformadores de instrumentação, se assume os valores declarados pelos fabricantes ou laboratório de ensaios. Na figura 29 estão representados os principais processos que têm impacto direto na medição operacional pela área de manutenção.

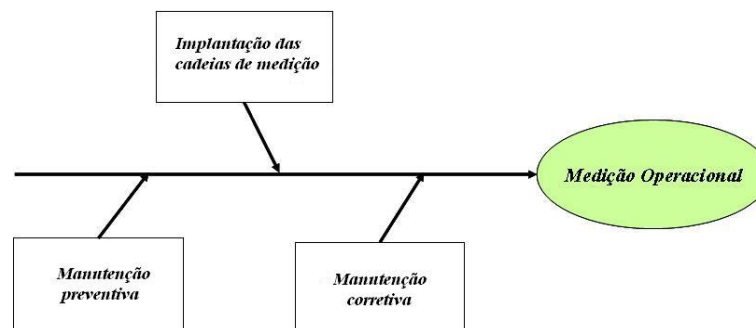


Figura 29: Processos na área de manutenção que impactam na medição operacional.

- **Relacionamentos entre as áreas de projeto, operação e manutenção.**

A figura 30 representa como os processos estão interligados, descrevendo os relacionamentos entre as áreas da empresa e a seqüência de ações no projeto, implantação e operação que impactam na medição operacional

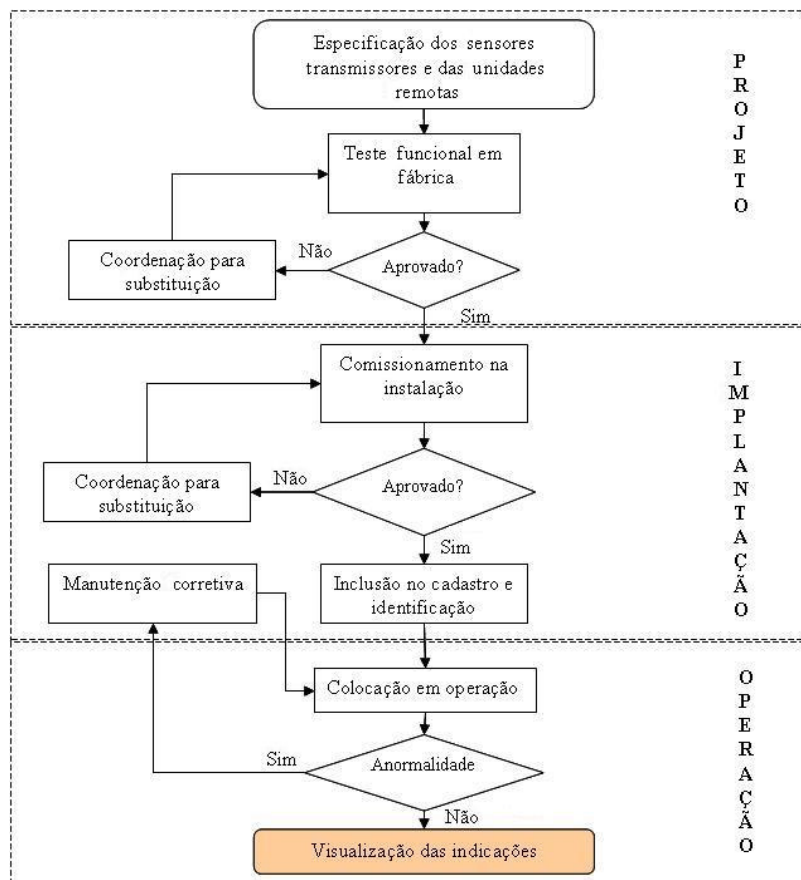


Figura 30: Processos e relacionamentos entre as áreas de projeto, operação e manutenção.

4.2 Estrutura do sistema de garantia de confiabilidade metrológica para medição operacional

4.2.1 Objetivos

O sistema de garantia de confiabilidade metrológica para medição operacional - **SGCMO** em sua essência possui como objetivos estabelecer:

- ações relativas à garantia metrológica, através da sistematização de procedimentos nos processos de projeto, manutenção e operação;
- critérios para avaliação da conformidade nos processos de projeto, manutenção e operação;

- métodos para avaliar as incertezas das cadeias de medição operacional, assim como para propiciar análise crítica dos valores indicados na operação, para assegurar que os mesmos estejam em conformidade com os limites estabelecidos;
- estabelecer condições de verificações periódicas que garantam a confiabilidade metrológica das cadeia de medição operacional.

4.2.2 Requisitos para viabilização do sistema

Um sistema deve ter como alicerce premissas que garantam a sua concepção e sustentabilidade [2] [3]. Assim, propõe-se que o SGCMO tenha como base os seguintes requisitos:

- cada elemento deve estar bem caracterizado quanto a sua função na cadeia de medição;
- cada elemento da cadeia de medição deve estar bem caracterizado metrologicamente;
- a incerteza de medição associadas a uma cadeia de medição como um todo deve poder ser estimada para cada grandeza específica;
- deve ser possível, através de valores indicados e/ou simulação, a constatação e identificação de desvios que caracterizem não conformidade com os limites operacionais estabelecidos, levando-se em conta a incerteza de medição;
- cada CM deve poder ser verificada em períodos preestabelecidos visando avaliação da conformidade ao longo do tempo.

4.3 Proposições para o sistema de garantia de confiabilidade metrológica na medição operacional

4.3.1 Proposições para a área de projeto

As noções de confiabilidade e qualidade são indissociáveis; assim, não há boa confiabilidade sem qualidade inicial e a confiabilidade é uma extensão da qualidade no tempo [55]. O estabelecimento de critérios e especificações técnicas corretas do ponto de vista metrológico representa a qualidade inicial na medição operacional e possibilita um referencial ou registro inicial para composição do histórico para verificação da CM ao longo do tempo. A CM pode ser vista como uma ferramenta de controle de processo pela área de operação. Logo, essa ferramenta necessita que suas especificações atendam aos regulamentos do setor elétrico,

que tenha seus elementos inspecionados e aceitos e que a incerteza de medição da CM seja declarada na fase de implantação, para que, equipes técnicas possam executar ensaios de aceitação e a operação possa definir os limites operacionais para controle de processo. O SGCMO na fase de projeto pode ser estruturado em cinco partes conforme figura 31:

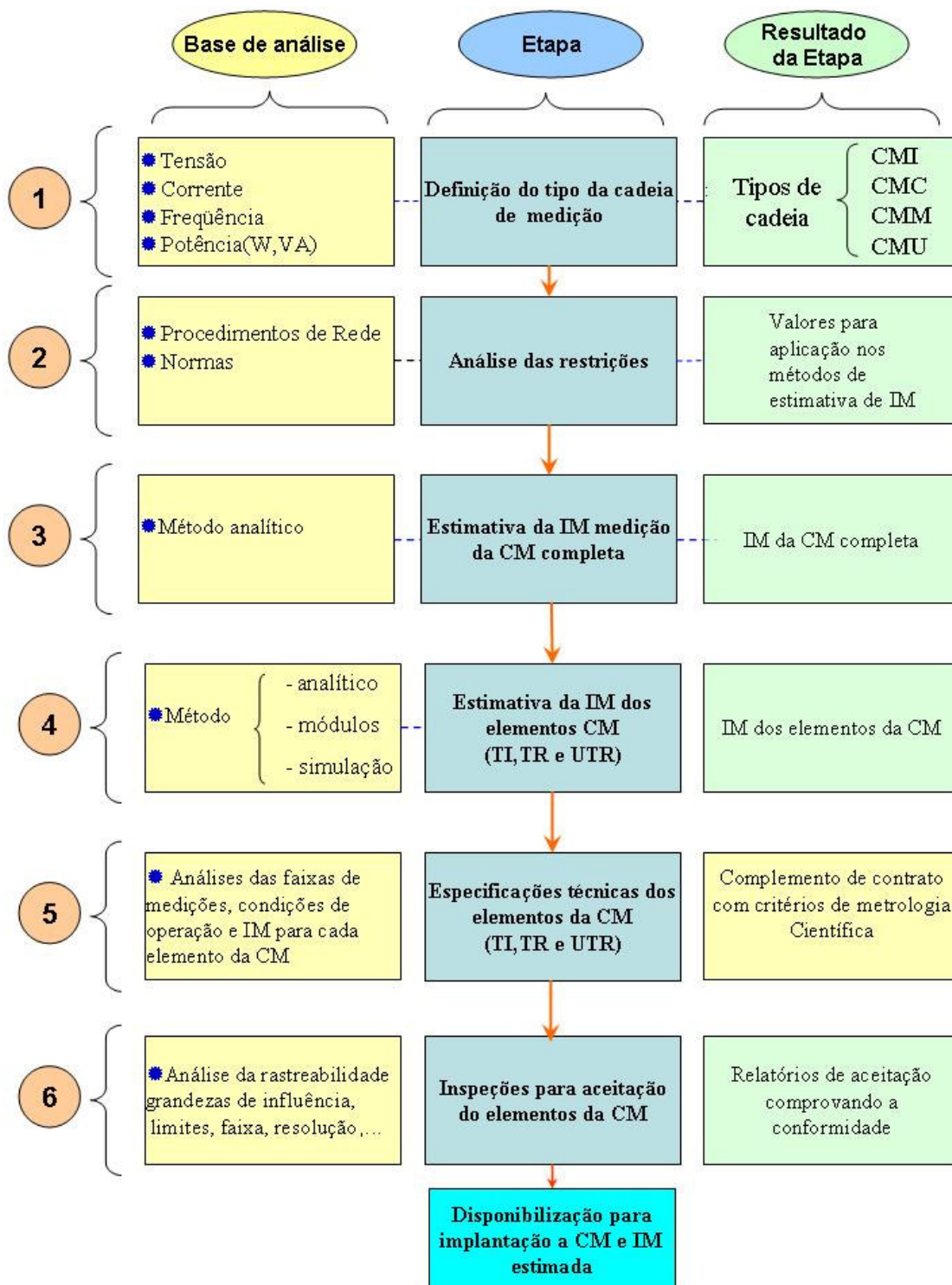


Figura 31: Etapas propostas pelo SGCMO na fase de projeto

Na seqüência é apresentada a descrição das etapas previstas na figura 31.

1 - Definição do tipo de cadeia de medição

Uma vez definida a grandeza a ser medida, defini-se o tipo de cadeia de medição a ser utilizada e como conseqüência seus elementos. No item 2.3.2 foram identificadas quatro tipos de CM e é possível a seguinte classificação em função do uso de transmissores no âmbito do SGCMO:

CMI – Cadeia de medição com transmissores individuais.

CMC – Cadeia de medição com transmissores compartilhados

CMM – Cadeia de medição com multitransmissor

CMU – Cadeia de medição sem multitransmissor

2 - Análises das restrições

A primeira restrição se aplica aos transformadores de instrumentação – TI para medição, com erro máximo definido nas normas ABNT [46] [55] [56] de 0,3% para relação medição e de 15 min para o desvio angular.

O procedimento de rede possui o Submódulo 10.19, com revisão em 2003 [54] apresenta o texto:

6.7.1 Classe de Exatidão

Todas as medições de tensão devem ser efetuadas por equipamentos cuja classe de precisão garanta uma exatidão mínima de 1% e as demais de 2%. Tal exatidão deve englobar toda a cadeia de equipamentos utilizados, tais como transformadores de corrente, de tensão, transdutores, conversores analógico/digital etc.

Obs.: A terminologia “classe de precisão” não está de acordo com o VIM [1], sendo recomendado o termo classe de exatidão. O conceito pode ser aplicado a cada elemento da cadeia de medição e também na cadeia de forma completa.

3 - Estimativa da incerteza de medição para a cadeia de medição

Após a definição do tipo de CM, a estimativa da CM completa consiste em relacionar a equação da IM com as restrições analisadas:

$$IM_R = k.Uc = \sqrt{\sum_{j=1}^N u^2(x_j)} \leq 1\%, \text{ para tensão e corrente.} \quad (31)$$

$$IM_R = k.Uc = \sqrt{\sum_{j=1}^N u^2(x_j)} \leq 2\%, \text{ para potência ativa e reativa.} \quad (32)$$

4 - Estimativa da incerteza de medição para os elementos da CM

Dependendo do tipo da CM ela pode conter transdutor, transmissor e unidade remota. Logo, as formas propostas para obtenção das IM para os elementos são:

a) Cálculo através da incerteza combinada expandida:

A avaliação da incerteza de medição por meios que não a análise estatística de séries de observações é denominada do tipo B [18]. Essa avaliação se aplica para estimativa da incerteza total da cadeia de medição. Considerando as especificações fornecidas pelos fabricantes, a equação da incerteza combinada expandida para medição de tensão pode ser representada conforme equação (33).

$$u_v = k \cdot \sqrt{\left(\frac{E_{m\acute{a}x}td}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{E_{m\acute{a}x}cd}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{E_{m\acute{a}x}tr}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{E_{m\acute{a}x}utr}{\sqrt{3}}\right)^2} \quad (33)$$

onde,

u_v = Estimativa da Incerteza de medição padrão combinada da CM para tensão

$E_{m\acute{a}x}td$ = Erro máximo para o transdutor

$E_{m\acute{a}x}cd$ = Incertezas atribuídas ao condutor

$E_{m\acute{a}x}tr$ = Erro máximo para transmissor

$E_{m\acute{a}x}utr$ = Erro máximo para a unidade de transmissão remota

k = Fator de abrangência⁴ (assume-se infinitos graus de liberdade, o que para $P = 95\%$ corresponde a $k = 2$)

Tem-se a restrição do erro máximo para o transdutor, representado pelo TPC, de 0,3% [46]. Aplica-se essa restrição na equação (33) tem-se a equação (34):

$$\left(\frac{E_{m\acute{a}x}cd}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{E_{m\acute{a}x}tr}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{E_{m\acute{a}x}utr}{\sqrt{3}}\right)^2 = \left(\frac{u_v}{k}\right)^2 - \left(\frac{E_{m\acute{a}x}td}{\sqrt{3}}\right)^2 \quad (34)$$

Como exemplo se limitado a U_v em 0,6 %, e a restrição do U_{td} de 0,3 %, tem-se como resultado a equação (35):

$$\left(E_{m\acute{a}x}cd\right)^2 + \left(E_{m\acute{a}x}tr\right)^2 + \left(E_{m\acute{a}x}utr\right)^2 \leq 0,18\% \quad (35)$$

A partir da análise de opções de mercado dos fornecedores de condutores, transmissores e UTR, tem-se a definição dos valores para os erros máximos permissíveis para cada um desses elementos de acordo com as restrições impostas. As grandezas de influência (exemplo a deriva térmica) devem ser consideradas para a faixa de temperatura prevista de operação, de forma a serem pouco significativas em relação ao erro máximo.

⁴ Fator numérico utilizado como multiplicador da incerteza padrão combinada de modo a obter uma incerteza expandida. Tipicamente está entre 2 e 3.

b) Simulação

Utilizando também a restrição para o transdutor, através do uso do simulador de cadeias de medição é possível simular várias situações, alimentando o simulador com valores comerciais conhecidos, de forma a obter a melhor combinação para a IM requerida para CM.

O método numérico recomendado é a simulação pelo método de Monte Carlo – MC.

5 - Especificações técnicas

A especificação técnica de cada elemento pode conter do ponto de vista de incerteza de medição os seguintes requisitos:

- faixa de medição
- erro máximo admissível;
- impedâncias de entrada e saída;
- limites de corrente, tensão e potência;
- faixa de temperatura de operação;
- deriva térmica máxima.

O elemento da cadeia de medição deve ter uma deriva térmica que não comprometa a exatidão da CM na faixa de especificada. Os transmissores e unidades remotas de transmissão são instalados em sala climatizada da subestação, muitas vezes possibilitando o controle dentro das condições operacionais desses elementos. As especificações devem prever a necessidade de ensaios de inspeções para comprovação da conformidade do especificado através de ensaios nos elementos e que atendam os seguintes requisitos:

- comprovação de rastreabilidade metrológica;
- existência de procedimentos de ensaios documentados e validados;
- emissão de relatórios de aceitação contendo curva de erros, tendência e incerteza de medição de acordo com a publicação EA - 4/02 - INMETRO [41].

6 - Inspeção

A inspeção consiste no acompanhamento de ensaios para comprovação do que foi especificado. Os ensaios podem ocorrer em laboratórios do próprio fornecedor ou em outro contratado pelo mesmo. O resultado desse acompanhamento é um relatório de aceitação contendo os itens especificados e os resultados das medições caracterizados metrologicamente e conformes.

A rastreabilidade é evidenciada por meio da apresentação de certificados de calibração

com logomarca de acreditação emitidos somente por laboratórios acreditados pela CGCRE/INMETRO. Uma organização que possua certificados de calibração dos seus padrões e equipamentos de medição com essa marca, tem a garantia de que as calibrações neles descritas são rastreáveis a padrões nacionais, e esses, a padrões internacionais [57].

Propõe-se que outros requisitos a serem verificados nas inspeções, sejam de acordo com a norma NBR-ISO-17025:2005, a qual é aplicável a todas as organizações que realizam ensaios ou calibrações. Essas incluem laboratórios nos quais o ensaio ou a calibração são parte de uma inspeção [2].

4.3.2 Proposições para área de operação

A operação representa o supervisor de forma contínua do processo de medição, a qual através de operadores, observam-se os valores indicados nos terminais locais e remotos em telas específicas no sistema de supervisão denominado SAGE (figura 32).

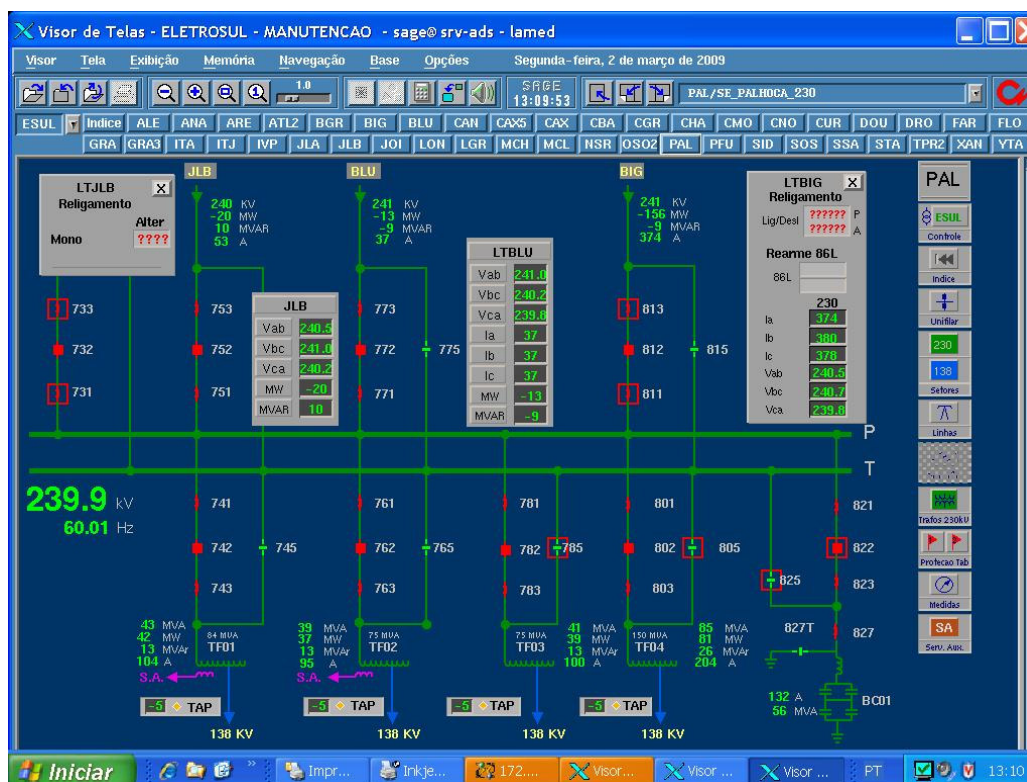


Figura 32: Tela de supervisão do SAGE

Na operação, o SGCMO aqui proposto prevê três frentes de ações:

- **Proposição para tratar discordância de valores**

Numa subestação, a tensão de linha e tensão de barra fisicamente são o mesmo ponto, pois são interligados por chaves seccionadoras e disjuntores. Porém, na tela de supervisão, a indicação normalmente apresenta diferenças de valores devido às indicações serem fornecidas por duas cadeias de medição similares, porém fisicamente distintas.

O valor indicado possui uma incerteza de medição e a mesma deve ser considerada para tomada de decisão. Ações são necessárias também quando houver discordâncias de valores acima do que seria aceitável em decorrência das incertezas das cadeias de medição.

Como exemplo, a subestação de Palhoça possui uma linha de transmissão de 230 kV (LT BLU 230 kV) que interliga com a subestação de Blumenau e possui um barramento de 230 kV. Considerando que a incerteza de medição da CM de tensão da LT seja 0,6% e a incerteza de medição de tensão do barramento seja 0,5%, ambas já comprovadas metrologicamente na fase do projeto e nos testes de comissionamento da CM pela manutenção.

Como 0,6 % de 230 kV é igual à 1,38 kV e 0,5 % de 230 kV é 1,15 kV, tem-se as seguintes condições de indicações considerando a incerteza de medição das CM distintas:

Na linha,

$$V_{LT} = V_B = 230 \text{ kV}$$

$$V_{LTs} = 230,00 \text{ kV} + 1,38 \text{ kV} = 231,38 \text{ kV} \text{ (limite superior de indicação)} \quad (36)$$

$$V_{LTi} = 230,00 \text{ kV} - 1,38 \text{ kV} = 228,62 \text{ kV} \text{ (limite inferior de indicação)} \quad (37)$$

Na barra,

$$V_{Bs} = 230,00 \text{ kV} + 1,15 \text{ kV} = 231,15 \text{ kV} \text{ (limite superior de indicação)} \quad (38)$$

$$V_{Bi} = 230,00 \text{ kV} - 1,15 \text{ kV} = 228,85 \text{ kV} \text{ (limite inferior de indicação)} \quad (39)$$

A máxima discordância é dada pela diferença entre o limite superior de uma CM e o limite inferior da outra CM; assim:

$$MDS = V_{LTs} - V_{Bi} = V_{Bs} - V_{LTi} = 2,53 \text{ kV} \quad (40)$$

onde,

V_{LT} = Tensão nominal da linha de transmissão

V_B = Tensão nominal na barra da subestação

V_{LTs} = Tensão de limite superior indicado da LT considerando a incerteza de medição

V_{LTi} = Tensão de limite inferior indicado da LT considerando a incerteza de medição

V_{Bs} = Tensão de limite superior indicado da barra considerando a incerteza de medição

VBi = Tensão de limite inferior indicado da barra considerando a incerteza de medição

MDS = Máxima discordância aceitável considerando as IM das cadeias de medição

Na figura 33 estão indicados esses valores:

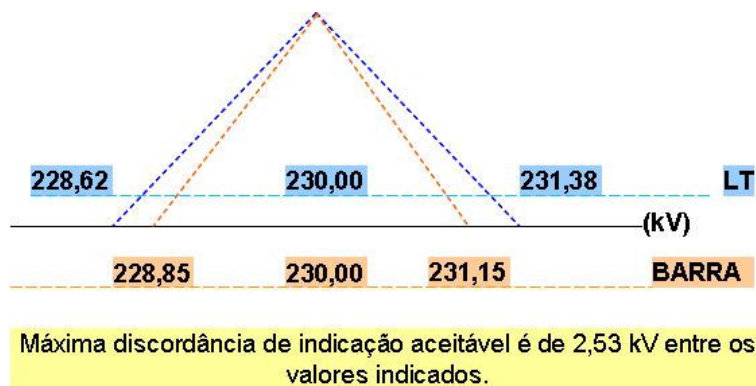


Figura 33: Análise da discordância entre valores medidos.

Uma discordância maior que a aceitável deve ser comunicada a área de manutenção para a devida ação corretiva.

A proposição consiste na observância das diferenças aceitáveis de valores indicados para pontos fisicamente iguais em função do conhecimento das incertezas de medição das diferentes cadeias de medição.

- **Proposição de cadeia de medição de referência**

O princípio de uma medição confiável está associado a ser possível uma comparação com uma medição considerada padrão, denominada pelo VIM [1] de valor verdadeiro convencional - VVC.

A garantia de confiabilidade metrológica ao longo do tempo em todas as cadeias de medição implicaria no envolvimento de recursos de elevada monta, levando-se em conta o tamanho de um sistema de transmissão. Uma solução alternativa aqui proposta é definir uma CM associada a uma barra específica, com periodicidade anual de verificação, a qual serviria de referência metrológica para a subestação. No caso da SE Palhoça, ter-se-ia uma Cadeia de Medição de Referência Operacional – **CMRO** para cada barra: 230 kV, 138 kV e 13,8 kV. Dessa forma se reduziriam a três cadeias a serem verificadas anualmente. As outras, por comparação com a CMRO, seriam verificadas pelas discordâncias (primeira proposição) de valores indicados e na perda da funcionalidade. Essas sofreriam manutenção corretiva pela área de manutenção e posterior calibração para entrar em regime normal de operação na subestação.

A proposição consiste na definição de uma **CMRO**, que possa ser comparada a qualquer momento com outras CM e verificar desvios de indicações, garantindo decisões mais confiáveis do ponto de vista metrológico.

- **Proposição para análise dos limites operacionais considerando a incerteza de medição e conceitos de controle de processo**

Para o controle de um processo (figura 34) Coral [58] definiu uma fase estratégica, onde ocorre a determinação do limite inferior (LIE) e do limite superior (LSE) do processo. A outra fase é a realização do controle, onde a ferramenta disponível para a operação são as CM com suas IM (região “e” da figura 34) conhecidas e declaradas nos relatórios de aceitação. Está muito claro que o controle depende da IM e, quanto menor esta, maior a região da comprovação da conformidade (região “c” da figura 34), o que significa maior confiabilidade no controle.

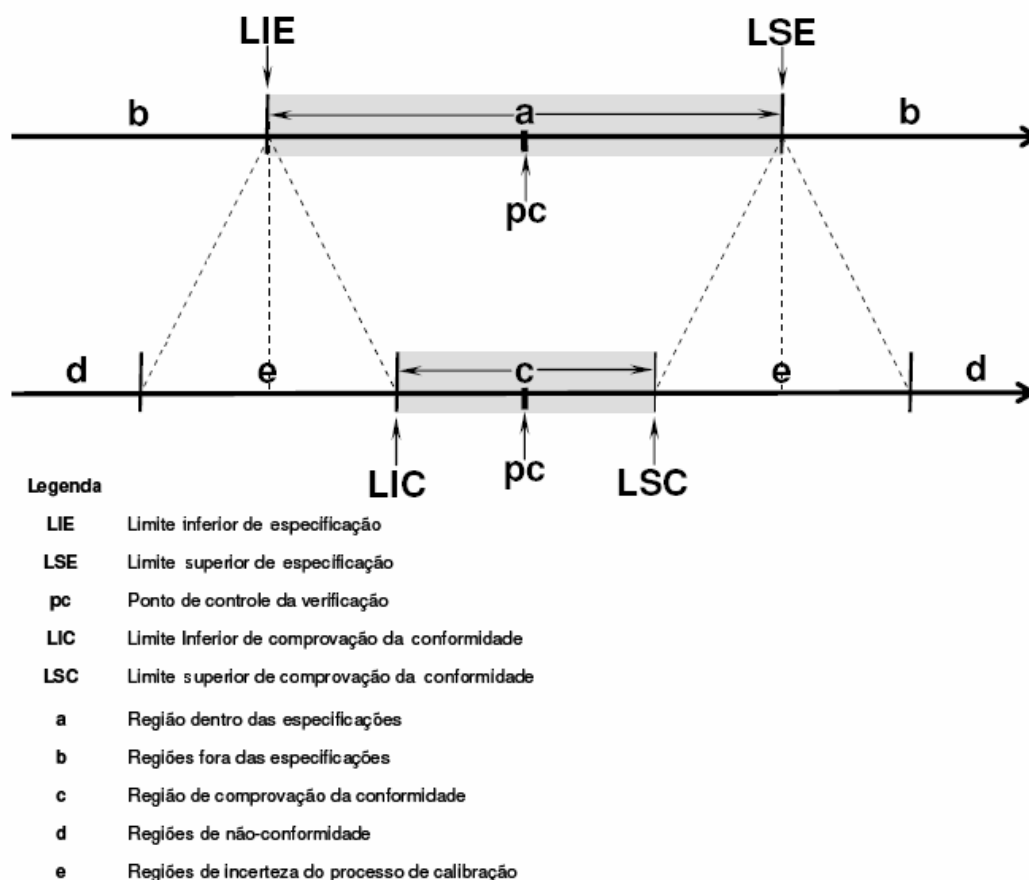


Figura 34: Controle de processo [58]

No procedimento de operação N° PAL- 04/01 [59] para a subestação de Palhoça, contem o texto:

O operador da subestação de Palhoça deverá supervisionar a tensão na barra de 230 kV e na de Serviços Auxiliares de 13,8 kV, para que as mesmas se mantenham dentro da faixa estabelecida e procurar manter a tensão de 138 kV nos limites da faixa e o mais próximo possível do valor desejado, conforme tabela 9. A barra de 230 kV deve operar com nível de tensão mínimo de 219 kV e máximo de 242 kV. Os Serviços Auxiliares de 13,8 kV devem operar com nível de tensão mínimo de 12,4 kV e máximo de 15,1 kV.

Essa definição tem origem no Submódulo 23.3 [16] dos procedimentos de rede do ONS conforme tabela 8 para o Sistema Interligado Nacional – SIN.

Tabela 8: Limites de tensão permissíveis

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾
≤ 138	—	0,95 a 1,05	—	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado (Res Aneel 505/2001).

(2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

Um exemplo de aplicação pode ser pela escolha da grandeza tensão que exige cuidados especiais, pois algumas ações dependem dos valores medidos para uma tomada de decisão. São medidas operativas que dependem da ação humana na transmissão [16]:

- chaveamento de capacitores e/ou reatores;
- remanejamento de carga;
- desligamento de circuitos;
- separação de barramentos;
- alteração de tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo manual.

O conhecimento da tolerância do processo – TOP é indispensável para garantir que ocorra um controle com confiabilidade. A TOP pode ser obtida em normas, regulamentações do setor elétrico ou pelos limites operacionais definidos pelo ONS em comum acordo com o agente de transmissão. Esses limites são definidos quadrimestralmente e os valores são regionalizados. Entre outros estudos, para definição desses limites, leva-se em conta a condição operativa normal da transmissora, análise de contingências de linhas, carregamento de equipamentos e condições operativas da distribuidora.

Uma vez definidos esses valores limites, a variável sob controle deve permanecer dentro dos limites estabelecidos através de ações de regulação. Como exemplo, na tabela 9, constam os valores definidos para a SE PAL.

Tabela 9: Limites operacionais de tensão na SE PAL

FAIXAS PARA CONTROLE DE TENSÃO POR PERÍODOS DE CARGA E VALOR DESEJADO

Barramento	Dia	Horário	Valor Desejado (kV)	Faixa (kV)
SE Palhoça 138 kV	DU	00h00 – 07h30	138	137 – 139
	DU	07h30 – 24h00	140	139 – 141
	SA	00h00 – 17h30	138	137 – 141
	SA	17h30 – 21h00	140	139 – 143
	SA	21h00 – 24h00	138	137 – 141
	DF	00h00 – 17h30	138	137 – 141
	DF	17h30 – 21h00	140	139 – 143
	DF	21h00 – 24h00	138	137 – 141

DU → Dias úteis

SA → Sábados

DF → Domingos e feriados

As barras de tensões possuem limites operacionais, assim como os serviços auxiliares. Considere - se, por exemplo, uma CM típica com IM combinada e expandida de 0,6 % e os limites definidos para domingos e feriados conforme tabela 10, com faixa de tensão de 137 kV até 141 kV. Aplicando-se o controle de processo para esses valores e a resolução do indicador, obtém-se os seguintes resultados:

$$TOP = LSE - LIE = 4 \text{ kV (a priori, a requerida)} \quad (41)$$

$$LIE = 137,0 \text{ kV}$$

$$LSE = 141,0 \text{ kV}$$

Como visto no item 4.3.1, a exatidão permissível para a CM é de 1%.

Considerando a incerteza de medição e a tolerância para os limites operacionais tem-se a real situação da região de conformidade “c”, conforme indicado na figura 35.

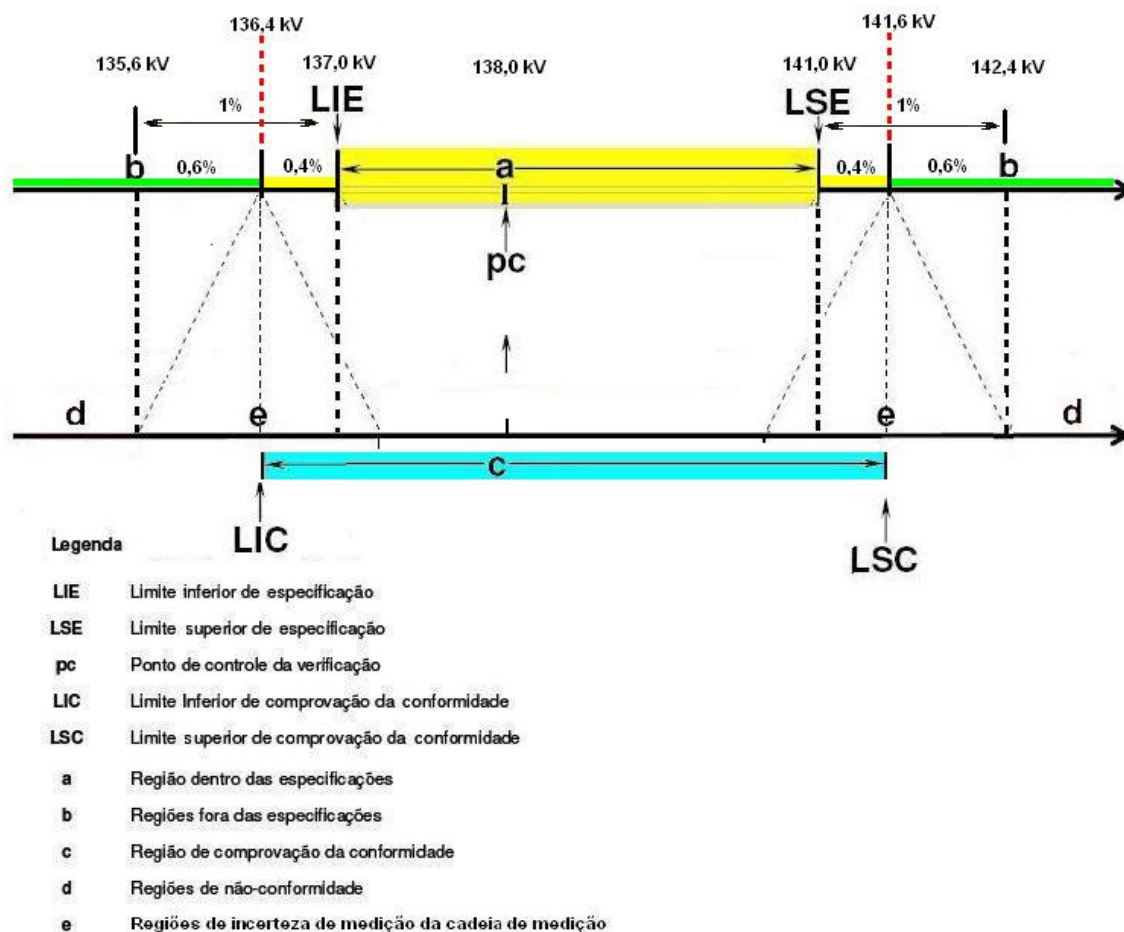


Figura 35: Valores medidos considerando os limites e incerteza de medição da CM

A proposição consiste em aplicar os conceitos de controle de processo para previsão da real região de conformidade em função de regulamentações e a incerteza de medição da cadeia de medição.

4.3.3 Proposições para área de manutenção

Nas inspeções da fase de projeto, os elementos da CM são vistos de forma segregada. Na fase de implementação nas instalações da subestação a CM é considerada de forma completa. A verificação é feita através da aplicação de sinais de corrente e tensão na entrada dos transmissores, na ordem de grandeza dos secundários dos transformadores de instrumentação. O requisito metrológico neste procedimento é que os instrumentos utilizados para medição das grandezas elétricas e das condições ambientais tenham rastreabilidade

comprovada [80] e que os pontos verificados atendam a realidade da medição operacional. Os valores dos pontos verificados e das condições ambientais devem ser registrados, de forma manual ou automatizada, para posterior análise e emissão de relatório de verificação.

- **Proposição quanto ao sistema de medição de referência**

No processo de medição operacional, vista pela manutenção, são aos secundários dos transformadores de instrumentos que se tem acesso para geração do sinal e medição com um Sistema de Medição de Referência – SMR. A saída, que se apresenta como resultado da medição, são indicações locais e remotas.

Propõe-se que a *TUR* seja no mínimo igual a três. Assim, o SMR deve ter uma incerteza de medição três vezes melhor que a incerteza de medição da cadeia completa a ser verificada (apêndice 2). Este critério também deve ser atendido nas intervenções de manutenção corretiva, que exige uma verificação da CM após a intervenção. O diagrama da figura 31 descreve a rastreabilidade metrológica prevista para os padrões de trabalho⁵ que constituem o SMR. Os procedimentos de verificação devem considerar ainda que:

- as condições ambientais sejam monitoradas, medidas e registradas durante a verificação com instrumento devidamente calibrado em laboratório acreditado;
- os instrumentos utilizados para gerar e medir as grandezas elétricas na verificação tenham rastreabilidade metrológica comprovada (figura 36);

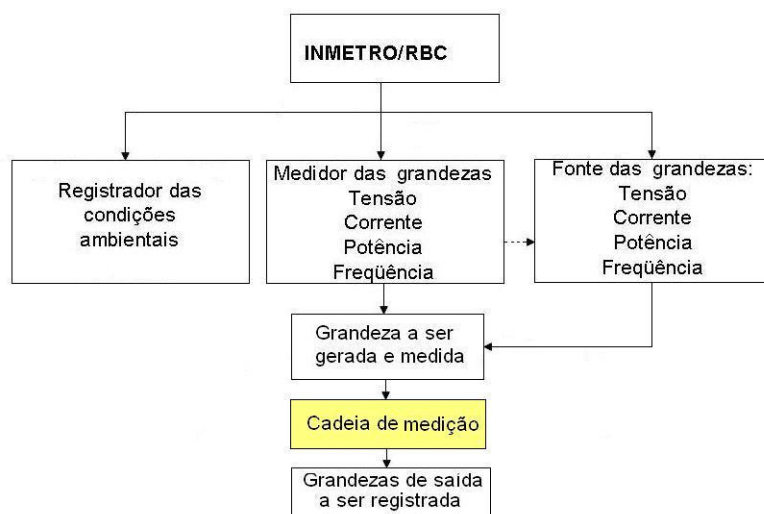


Figura 36: Diagrama de rastreabilidade metrológica dos padrões de trabalho

⁵ Padrão de trabalho: padrão utilizado rotineiramente para calibrar ou controlar medidas materializadas, instrumentos de medição ou materiais de referência. Um padrão de trabalho é geralmente calibrado por comparação a um padrão de referência [VIM].

- **Proposição quanto aos pontos de medição**

É recomendável que a verificação seja realizada em, pelo menos, três pontos bem distribuídos de acordo com documento orientativo DOQ-CGCRE-018 [59] editado pelo INMETRO (ex: 10%, 50% e 90% do valor da faixa) na faixa de medição e que sejam estabelecidos levando-se em conta peculiaridades específicas, no caso, condições operacionais das cadeias de medição.

As medições experimentais são feitas através da aplicação de correntes e tensões, com ângulo de fase e frequência controlada nas conexões tipo *flextest*⁶, que permitem a separação física dos dispositivos de medição do processo. Cuidado especial nesse procedimento é não deixar em circuito aberto o secundário do transformador de corrente. A configuração de medição de uma CM em operação normal está na figura 37.

Os pontos devem ser gerados e medidos do menor ao maior valor em três ciclos de medidas, totalizando uma medição de três amostras em cada ponto.

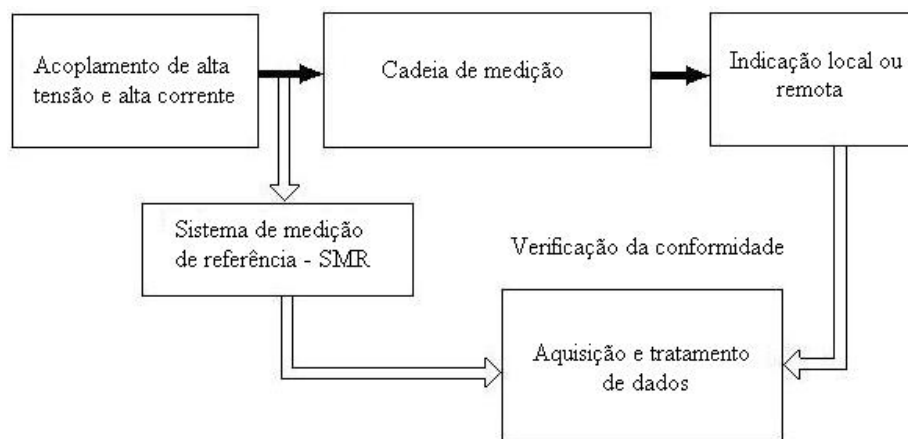


Figura 37: Configuração para calibração da cadeia de medição de referência na operação.

⁶ *flextest* – Tipo de chave utilizada para viabilizar injeção de sinais e medições. Essa é instalada nos secundários dos transformadores de instrumentos, na sala de comando da subestação. Ao ser acionada, o secundário do transformador de corrente é curto-circuitado e aberto o circuito de tensão do TPC ou TP. Assim, as medições podem ser realizadas com segurança.

a) Pontos de tensão

A tensão de um barramento possui uma faixa definida de 1,05 p.u. acima e 0,95 p.u.⁷ abaixo da tensão nominal, o que corresponde a uma tensão na mesma proporção no secundário dos TI. Na SE PAL, o secundário do TP de barra de 138 kV apresenta os pontos de medição nos secundários de tensão conforme indicados na figura 38, que corresponde aos pontos propostos a serem medidos na fase de implantação e manutenção.

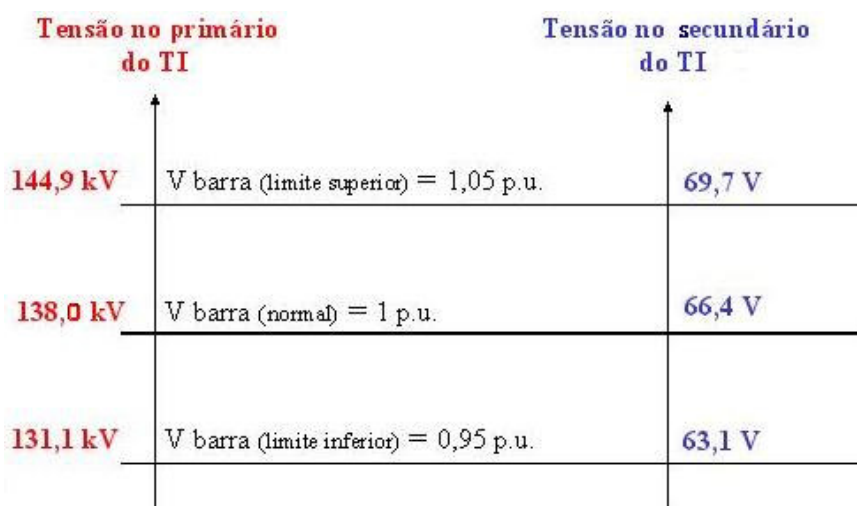


Figura 38: Pontos de medição de tensão para verificação da cadeia de medição

b) Pontos de corrente

A faixa de corrente de saída do TC representa a faixa de medição, logo os pontos recomendados são próximos a 10%, 50 % e 90% da faixa, que correspondem a 0,5A, 2,5 A e 4,5 A.

c) Pontos de potência ativa e reativa

Os pontos de tensão e corrente foram definidos de acordo com o definido no DOQ-CGCRE-018 [59]. Os de tensão considerando a peculiaridade de exigir-se da CM medições em torno de 1 p.u. (figura 38), e os de corrente pelos pontos distribuídos ao longo da faixa de 5 A (10%, 50 % e 90 %).

⁷ As quantidades por - unidade (p.u.) é uma forma de expressar matematicamente a razão entre duas grandezas ou quantidades avaliadas na mesma unidade base diretamente.

A bibliografia consultada não define pontos de potência específicos para medição operacional, porém existem normas e documentos que orientam quanto à realização de verificação e calibração para energia ativa e reativa. Sendo a energia a integral de potência no tempo, pode-se partir dessa premissa para proposição de pontos de potência para as medições nas verificações e calibrações. Na norma NBR 14520 [60] recomenda para energia ativa um ponto entre 10 % até 100 % da corrente nominal, com ângulo entre 0° até 60° ($\cos \phi \geq 0,5$) e para energia reativa um ponto entre 10 % até 100 % da corrente nominal, com ângulo entre 30° e 90° , com carga indutiva ($\sin \phi \geq 0,5$). Na Portaria Inmetro nº. 431, de 04 de dezembro de 2007 [61] a recomendação para verificação de medidores de energia ativa em 100 % da corrente nominal, com ângulos de 0° ($\cos \phi = 1$), de -60° ($\cos \phi = 0,5$ indutivo) e de $+36,8^\circ$ ($\cos \phi = 0,8$ capacitivo). Para medidores de energia reativa em 100 % da corrente nominal, com ângulos de 90° ($\sin \phi = 1$), de -30° ($\sin \phi = 0,5$ indutivo) e de $53,1^\circ$ ($\sin \phi = 0,8$ capacitivo).

Com base nessas orientações, na verificação de potencia ativa propõe-se o ponto de tensão seja de tensão correspondente a 1 p.u., pelo critério de peculiaridade da medição e o de corrente de 100 % da faixa de medição.

Os ângulos entre tensão e corrente propostos para potência ativa são: 0° ($\cos \phi = 1$), de -60° ($\cos \phi = 0,50$ indutivo) e de $+36,8$ ($\cos \phi = 0,80$ capacitivo).

Os ângulos propostos tensão e corrente para potência reativa são: 90° ($\sin \phi = 1$), de -30° ($\sin \phi = 0,5$ indutivo) e de $+53,1^\circ$ ($\sin \phi = 0,8$ capacitivo).

d) Pontos de frequência

A frequência na maioria dos casos é 60 Hz, com exceção, nas fronteiras com países que adotam o 50 Hz.

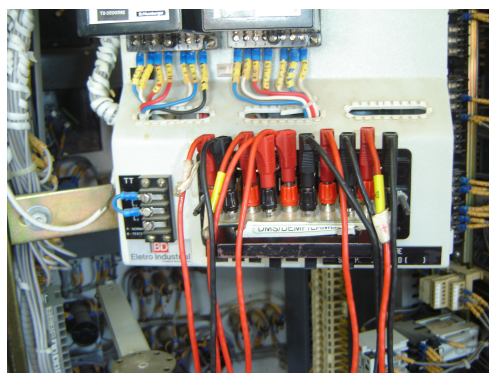
A proposição consiste em verificar as cadeias de medição durante a fase de implantação no empreendimentos e verificar anualmente as cadeias de medição consideradas de referência nas subestações (CMRO). Nessas ações, as medições devem ser feitas nos pontos propostos e com rastreabilidade comprovada dos instrumentos utilizados como padrões de serviço. Na tabela 10 estão os pontos de medições propostos.

Tabela 10: Pontos de medição para verificação da cadeia de medição

Grandeza	Ponto (V)	Ponto (A)	Frequência (Hz)	Fator de potência
Tensão	63,4	x	50 ou 60	x
	66,4		50 ou 60	x
	69,4		50 ou 60	x
Corrente	x	0,5 A	50 ou 60	x
		2,5 A	50 ou 60	x
		4,5 A	50 ou 60	x
Potência Ativa	66,4	5	50 ou 60	$\cos\phi = 1$
			50 ou 60	$\cos\phi = 0,5$ ind
			50 ou 60	$\cos\phi = 0,8$ cap
Potência Ativa	66,4	5	50 ou 60	$\sin\phi = 1$
			50 ou 60	$\sin\phi = 0,5$ ind
			50 ou 60	$\sin\phi = 0,8$ cap

c) Medições experimentais na SE PAL, na linha de transmissão LT BLU.

Com o objetivo de comparar os valores obtidos teoricamente, com os valores experimentais e de avaliar a proposição para a área de manutenção quanto à exequibilidade, foram efetuadas medições na linha de transmissão LT BLU-PAL de 230 kV, da subestação de Palhoça. As cadeias de medição, por fase, são responsáveis pelas indicações de tensões de linha da LT BLU-PAL. As tensões geradas foram aplicadas em uma chave do tipo *flextest*, correspondente ao secundário do transformador de potencial e entrada dos transmissores (figura 39).

**Figura 39: Pontos de injeção de sinal de tensão e corrente**

A cadeia de medição verificada na subestação SE PAL, referente à entrada da linha de 230 kV, denominada é do tipo CMC conforme figura 40. Os sinais de corrente e tensão seguem dos secundários dos transformadores de tensão e corrente, por fase, e são aplicados nos transmissores de tensão, potência ativa e reativa. A corrente por fase é calculada a partir das informações desses transdutores.

- **Pontos de medição:**

Os padrões de serviços (figura 40) utilizados para medição atendem o critério de rastreabilidade metrológica [Ref.] e de *TUR* maior que três [4] [Apêndice 2].

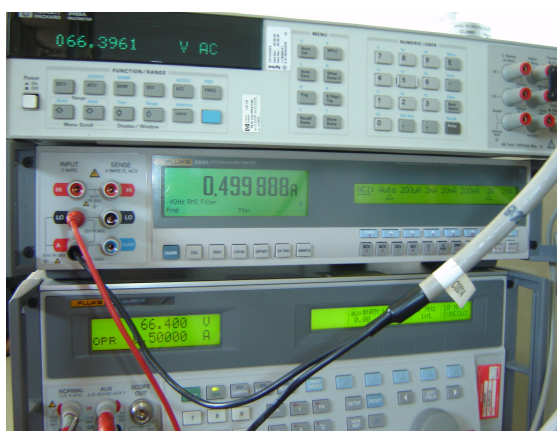


Figura 40: Padrões de serviço

Foram considerados para medição da saída da cadeia de medição, os pontos indicados na IHM (figura 41).

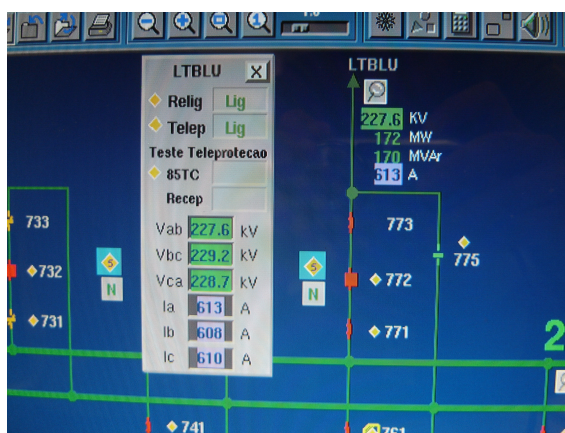


Figura 41: Pontos de medição na interface homem - máquina

Os pontos de medição estão de acordo com a tabela 11. O balanço de incerteza teórico de medição da cadeia de medição para uma fase sem considerar as especificações do

transformador de potencial capacitivo, está na tabela 12. A tensão de linha indicada depende de duas cadeias de medição; logo a incerteza de medição pode ser obtida pela combinação dessas incertezas (equação (42)), verificado que, as mesmas são de mesmo tipo e com elementos de mesmos fabricantes e modelos.

$$U_{cm_{LT}} = k \cdot \sqrt{\left(\frac{U_{cm_1}}{k_1}\right)^2 + \left(\frac{U_{cm_2}}{k_2}\right)^2} = 2 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,75}{2}\right)^2 + \left(\frac{0,75}{2}\right)^2} = 1,1\% \quad (42)$$

onde,

$U_{cm_{LT}}$ = Incerteza de medição da tensão de linha (V_{ab})

U_{cm_1} = Incerteza de medição da tensão da fase “a”

U_{cm_2} = Incerteza de medição da tensão da fase “b”

k = fator de abrangência com $P = 95\%$

Tabela 11: Pontos de medição de tensão da SE PAL na LT BLU

TENSÃO AC (60 Hz)									
			OSC- SAGE			SMP- HP 3458 A			
Faixa (kV)	Pontos (V)	Tensão	n1 (V)	n2 (V)	n3 (V)	n1 (V)	n2 (V)	n3 (V)	n
230	63,4	Vab	217,2	217,2	217,3	63,4045	63,4030	63,4024	3,0
230	63,4	Vbc	218,7	218,8	218,8	63,4045	63,4030	63,4024	3,0
230	63,4	Vca	218,3	218,3	218,3	63,4045	63,4030	63,4024	3,0
230	66,4	Vab	227,5	227,5	227,5	66,4029	66,4022	66,4031	3,0
230	66,4	Vbc	229,1	229,2	229,1	66,4029	66,4022	66,4031	3,0
230	66,4	Vca	228,6	228,8	228,8	66,4029	66,4022	66,4031	3,0
230	69,4	Vab	237,7	237,8	237,9	69,4052	69,4052	69,4052	3,0
230	69,4	Vbc	239,5	239,5	239,4	69,4052	69,4052	69,4052	3,0
230	69,4	Vca	239,1	239,2	239,1	69,4052	69,4052	69,4052	3,0

Tabela 12: Balanço de incerteza sem considerar as especificações do TPC.

Elemento	Fonte de incerteza	Especificações		Tipo de incerteza	Distrib. probabilidade	Incerteza padrão	Grau de liberdade	
TPC	Erro Máximo	0,0000	%	B	raiz(3)	0,0000	∞	
CD	Interferências	0,0000	%	B	raiz(3)	0,0000	∞	
TR	Erro Máximo	0,5000	%	B	raiz(3)	0,2887	∞	
	Deriva Térmica	0,1000	%	B	raiz(3)	0,0577	∞	
UTR	Erro Máximo	0,4000	%	B	raiz(3)	0,2309	∞	
IHM	Resolução	0,0430	%	B	raiz(3)	0,0248	∞	
Incerteza de medição combinada relativa						$U_{cm} = 0,375$	%	V_{eff}
VLT=230,0 kV				$k(95,45\%) = 2,00$		$k \cdot U_{cm_{R(95)}} = 0,75$	%	

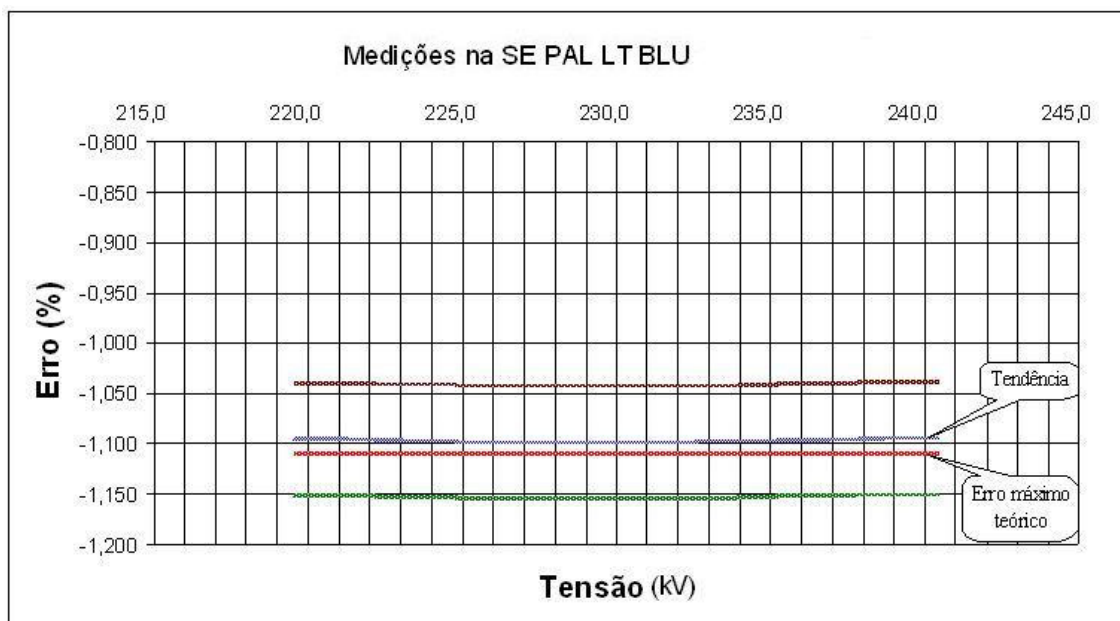


Figura 42: Gráfico dos resultados de medição da grandeza tensão na LT BLU na SE PAL

O procedimento experimental propiciou as seguintes constatações:

- necessidade de solicitação de autorização ao Centro de Operação para realização das medições, discriminando o serviço a ser realizado, tempo previsto e implicações;
- necessidade de elaboração de um procedimento escrito, descrevendo os pontos a serem medidos, quantas leituras, cuidados, planilhas de dados e outros detalhes que viabilizem a realização das medições de uma forma sistematizada;
- possibilidade de realização das medições com uma equipe de dois profissionais;
- com os resultados obtidos, conforme o gráfico da figura 42, é possível a verificação prevista na fase de implantação da cadeia de medição e a verificação da CMRO prevista para a área de operação.

5 DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE SIMULAÇÃO DE CADEIA DE MEDIÇÃO

5.1 Objetivo do sistema de simulação de cadeia de medição

O Sistema de Garantia de Confiabilidade Metrológica na Medição Operacional – SGCMO tem como objetivo principal a garantia da confiabilidade metrológica na medição operacional nas subestações. Os processos de calibrações emanam tempo para execução para coleta de dados, tratamento de dados e obtenção dos resultados. Dessa forma, o Sistema de Simulação de Cadeia de Medição – SSCM tem com o objetivo principal se constituir numa importante ferramenta de análise, servindo como suporte para o SGCMO.

A agilidade prevista na obtenção de resultados permite prever o comportamento da cadeia de medição, sendo possível a aplicação nas áreas de projeto, operação e manutenção, prevendo-se ganhos de tempo e financeiros.

5.2 Requisitos do sistema de simulação de cadeia de medição

O SSCM deve simular uma cadeia de medição nas diversas configurações que essa se apresenta em uma subestação em uma interface amigável com o usuário do sistema. Dessa forma, os requisitos para desenvolvimento do SSCM são os seguintes:

- possuir uma IHM com usuário de forma visual;
- permitir hierarquia de usuários como administrador do sistema e usuários comuns, sendo diferenciados por privilégios de operações e com senhas de acesso;
- ter barras de tarefas e funções selecionáveis de forma visual;
- ter função de cadastro de elementos da CM e suas características;
- permitir cadastrar funções de medição e relacioná-las com elementos da CM de acordo com a modelagem desses elementos;
- permitir adequar a estimativa de incerteza de acordo com o GUM e seus suplementos, especificamente por Monte Carlo;
- executar o cálculo da IM permitindo inserir e excluir elementos da CM, assim como suas características metrológicas;
- apresentar resultados numericamente e graficamente, expressando o fator de abrangência;

- ser instalado em computadores na forma de executáveis, sem necessidade de um ambiente de desenvolvimento.

5.3 Desenvolvimento

5.3.1 Descrição geral sistema de simulação de cadeia de medição

A ambiente de desenvolvimento escolhido para o SSCM foi o software *Labview*[®] da *National Instruments*, cujas características são adequadas para área de metrologia e de uma forma visual para o usuário, facilitando a interação homem-máquina e atendendo aos requisitos previstos.

Os modelos particulares de cada um dos elementos da CM contêm os parâmetros característicos que representam as contribuições de cada um deles para a incerteza da medição de forma completa, contemplando as principais características metrológicas e operacionais dos instrumentos bem como a combinação adequada desses com os demais instrumentos e com o meio onde estão instalados. A modelagem dos transformadores de instrumentos e de suas interligações, pela dificuldade de calibração inerente a esses, requer cuidados especiais para que indiquem a real influência dos mesmos na CM.

Como modelos dos elementos foram utilizados os mesmos utilizados no desenvolvimento do SGCMO, pois existem blocos de relacionamentos no *Labview*[®] que permitem inserir equações completas para a estimativa da incerteza e facilidades gráficas e numéricas para apresentação de resultados.

5.3.2 Tela de apresentação

A visão da tela de *login* (identificação e validação de usuários) é apresenta na figura 44 e a visão da tela principal do ambiente é apresentada na figura 43. A disposição à esquerda dos logotipos do Governo Nacional, do Ministério de Minas e Energia e da Eletrobrás, o espaço da direita para a ANEEL e o logotipo da Eletrosul em destaque na parte superior esquerda atendem aos patrocinadores do projeto de pesquisa e desenvolvimento, no qual os sistemas SGCMO e SSCM foram desenvolvidos [62].



Figura 43: Tela de apresentação do simulador.

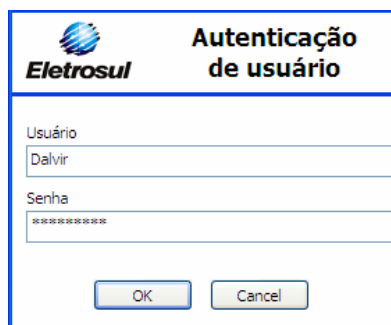


Figura 44: Tela de autenticação do usuário.

5.3.3 Modos de operação:

- Modo 1 – Configuração de cadeias: nesse modo um usuário poderá configurar e atribuir um modelo metrológico a uma cadeia de medição relacionada a um ponto de medição específico na subestação (ex. Tensão de linha) conforme figura 45.

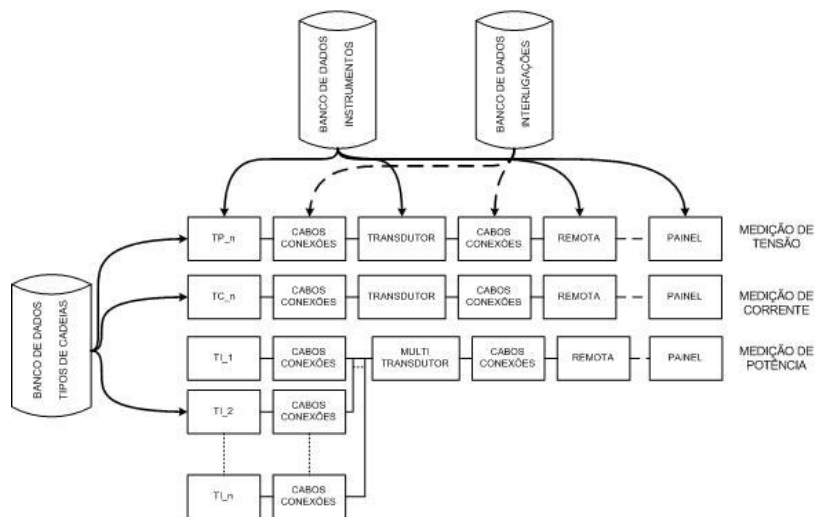


Figura 45: Esquema para configuração de cadeias de medição.

- Modo 2 – Simulação de incertezas: nesse modo o usuário poderá realizar simulações utilizando os modelos de cadeias predefinidos com a possibilidade de alteração de parâmetros quantitativos das fontes de incerteza conforme figura 46.

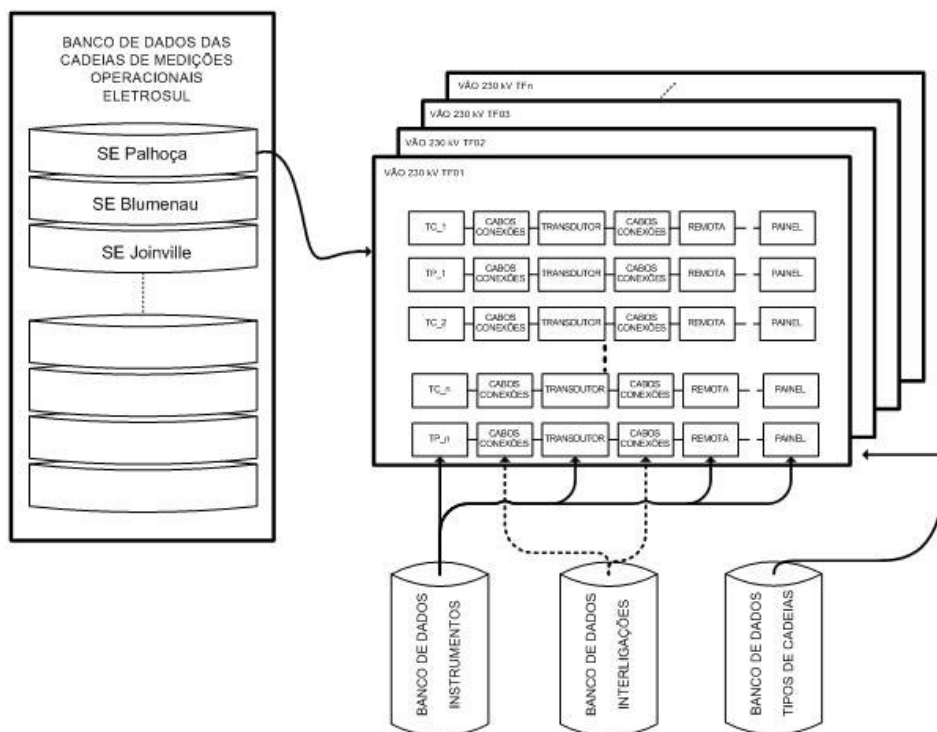


Figura 46: Esquema de utilização do sistema de simulação de incertezas.

O sistema será baseado em informações que serão dispostas em bancos de dados específicos ao uso que se destinam. As informações são abrangentes e, em função da necessidade, alguns parâmetros podem ser anulados caso não se tenha a informação consistente para entrada de dados.

Nos três bancos de dados (figura 46) foram considerados inicialmente para SSCM:

- Banco de dados de instrumentos - é composto pelas características metrológicas de todos os instrumentos que são utilizados na cadeia de medição. Alguns exemplos de informações que comporão esse banco de dados são: classes de exatidão, derivas com tempo, derivas com temperatura, influências eletromagnéticas. As informações são acessadas nos dois modos de operação do sistema.
- Banco de dados de elementos de interligação - é composto pelos dados de comportamento metrologicamente importantes de todos os elementos de interligação utilizados nas cadeias de medição. Como exemplos têm-se: comprimento e características de impedância de cabos, tipos de conexões, características de susceptibilidade eletromagnética dos cabos e conexões. As informações serão acessadas nos dois modos de operação do sistema.
- Banco de dados de tipos de cadeias - é composto de todos os tipos de configurações das cadeias de medição relacionadas à operação do sistema de transmissão. Além da existência de cadeias diferentes para grandezas diferentes, a necessidade de organização desse tipo de informação vem da convivência de várias gerações e tipos de instrumentos na operação do sistema. Essa diversidade implica diferentes configurações de cadeias de medição para as mesmas grandezas. As informações são acessadas nos dois modos de operação do sistema.

Após o início da utilização do sistema começa a formação de um quarto banco de dados referente às cadeias de medição já configuradas (figura 45) denominado de Banco de dados das cadeias de medições-Nome da organização. Esse banco propicia acesso rápido ao comportamento metrológico das cadeias já cadastradas e possibilita a realização de experimentos simulados para avaliação das mesmas. A figura 46 apresenta a operação do sistema de simulação quando estiver no modo 1.

A partir do banco de dados de tipos de cadeias o usuário escolhe a configuração da cadeia que ele deseja modelar. Se nenhuma das opções apresentadas for adequada o usuário poderá definir a cadeia pela escolha dos equipamentos e conexões pertinentes. A vantagem que se apresenta é a possibilidade de simular substituições de dispositivos ou mudanças de

configurações de cadeias de medição. Essas simulações geram estimativas da incerteza das indicações dos valores das grandezas nos sistema de medição operacional. A figura 39 apresenta como fica o sistema no modo 2 para simulação das incertezas. A partir do banco de dados das cadeias já cadastradas escolhe-se a subestação de interesse. Abrem-se, então, as opções para a escolha do vão de interesse no qual poderá ser avaliada a cadeia de medição desejada. O acesso aos outros bancos de dados permanece para a alteração de parâmetros de interesse.

5.3.4 Simulação da cadeia de medição

A estrutura de dados foi criada com base nas especificações dos elementos da CM obtidas no levantamento de dados e nos modelos do SGC MO estando dividido em dois grupos: cadastro de classes de instrumentos e cadastro de cadeias de medição. O primeiro trata do cadastro de classes (ou tipos) de instrumento que são empregados nas cadeias de medição. Uma classe de instrumentos representa um tipo de instrumento, como, por exemplo, transformadores de potencial, transformadores de corrente, transmissor de tensão, transmissor de corrente e condutores (cabo). O cadastro da classe permite definir quais parâmetros são relevantes para a análise de incerteza. A uma classe devem ser associados todos os parâmetros dos instrumentos que pertencem à classe que podem influenciar na incerteza de medição. Todos os instrumentos cadastrados no sistema de gerenciamento devem conter esses parâmetros associados aos instrumentos da classe a que pertencem. Dois exemplos de cadastro de classe são apresentados, um na figura c, para a classe TP, e outro na figura 39, para a classe Transdutor V (transdutor de tensão).

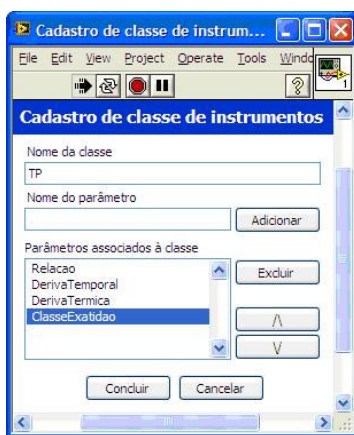


Figura 47: Tela para cadastro da classe transdutor.

A classe possui quatro parâmetros, chamados de relação, deriva temporal, deriva térmica e classe de exatidão. Esses quatro parâmetros são automaticamente adicionados a qualquer instrumento que pertença à classe do elemento da CM (ex. TP). Dessa forma, caso seja cadastrado um transformador de potencial com modelo e fabricante ele deverá conter uma especificação para cada um desses parâmetros. Caso o parâmetro não influencie a incerteza de medição, ele pode ser completado com valor nulo, porém deve ser previsto e preenchido. Essa estratégia é adotada para permitir que cadeias de medição possam ser cadastradas uma única vez e que atendam a uma grande variedade de instrumento sem necessidade de qualquer alteração além do cadastro do próprio instrumento.

Os parâmetros associados com a classe de transmissores de tensão são apresentados na figura 48 e são: relação, deriva temporal, deriva térmica e erro de relação. Os parâmetros de cada classe são aqueles apresentados nas equações de análise de incerteza. Dessa forma, para a classe unidade de transmissão remota são cadastrados os parâmetros relação, resolução da conversão, resolução do indicador, deriva térmica e deriva temporal. Para o multitransmissor, os parâmetros são relação, erro de relação, resolução do indicador, deriva térmica e deriva temporal. Após o cadastro das classes de instrumentos que compõem a cadeia de medição de tensão, é possível configurar a cadeia de medição.



Figura 48: Tela para cadastro da classe transmissor.

Nesta filosofia, pode ser criada qualquer configuração de cadeia, como uma medição com a cadeia: transformador de potencial, transmissor de tensão, cabos e unidade de transmissão remota. Outra topologia de cadeia pode ser um transformador de potencial, multitransmissor e cabos. Para cada uma dessas cadeias deve ser inserida a expressão para análise da incerteza de medição, como apresentado na parte superior direita da figura 49, conforme previstos no GUM [18]. Durante a digitação da expressão, ao se informar a classe

do instrumento e ao se adicionar o sinal ponto final, aparece uma lista informando ao usuário as possibilidades de parâmetros para serem utilizados.

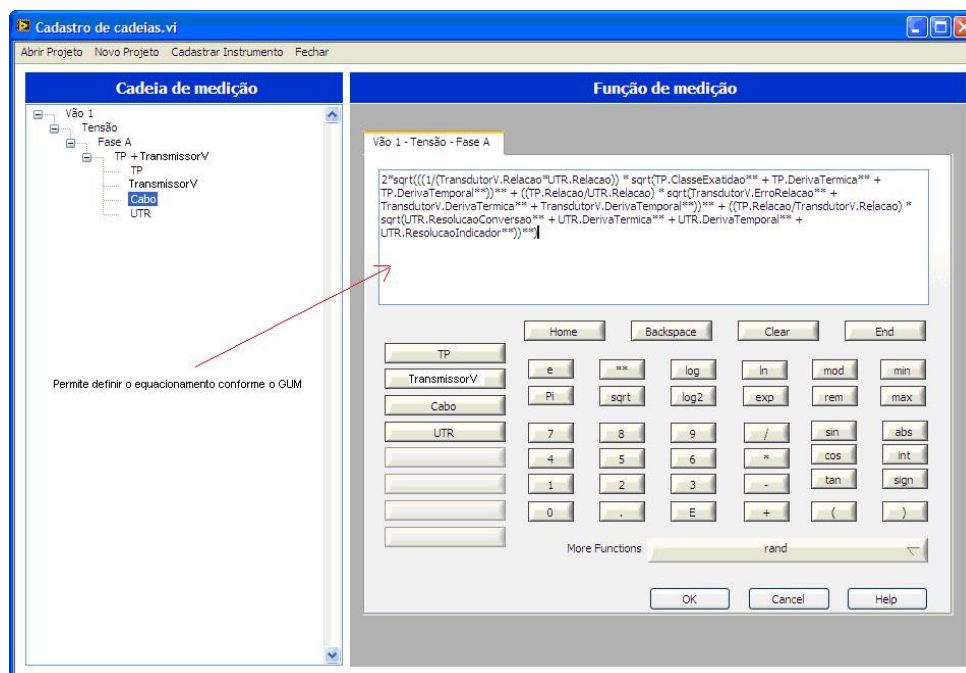
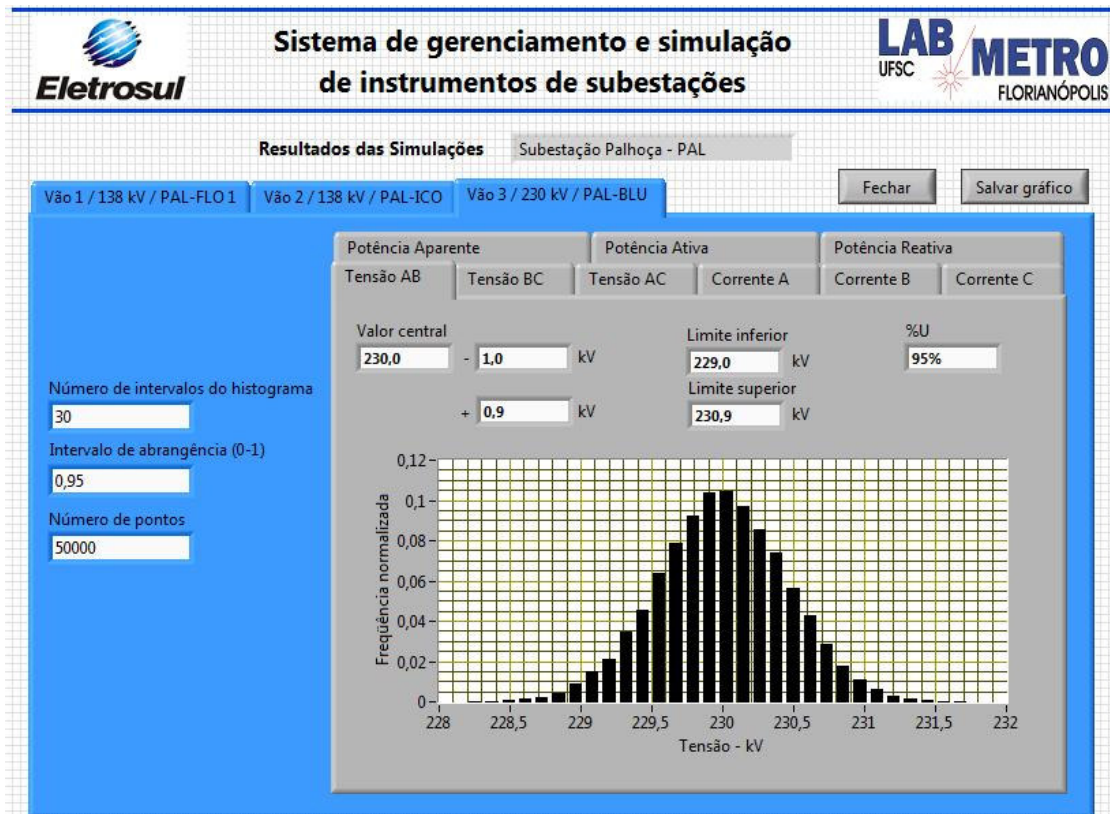


Figura 49: Tela para cadastro de uma cadeia de medição.

O cadastro da cadeia de medição é realizado uma única vez e posteriormente podem ser alterados os instrumentos ou as características dos instrumentos sem necessidade de qualquer alteração na expressão da avaliação da incerteza de medição da cadeia. A alteração da cadeia só é permitida aos usuários com privilégio de administrador, visto que envolve um conhecimento prévio sobre o procedimento de avaliação de incertezas de medição e visto que não é um procedimento que precisa ser realizado durante a operação do sistema para avaliação do comportamento metrológico das subestações. O cálculo da incerteza de medição para a tensão é feito de forma analítica, o tempo de execução é praticamente nulo (da ordem de 10 ms, variando um pouco de acordo com a complexidade do modelo matemático conforme o GUM). A figura 50 mostra como os resultados de uma simulação é vista pelo usuário. Na simulação da IM foi prevista a simulação da IM pelo método de Monte Carlo [45]. Aprofundamento do mesmo está no apêndice 01, juntamente com a apresentação de como foi estruturado o banco de dados do SSCM.



6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

6.1 Conclusões

A análise das medições efetuados em subestações demonstrou claramente que existe grande preocupação com aspectos metrológicos quanto se tratam de medições que envolvem relações comerciais – medição de faturamento. O mesmo não ocorre com as medições envolvidas na operação do sistema – medições operacionais. Uma oportunidade de melhoria nos processos operacionais é a inclusão do conceito de incerteza de medição, de uma forma sistematizada e organizada. Uma maior confiabilidade nos resultados das medições trará maior confiabilidade na realização das atividades ligadas à operação do sistema como um todo.

Neste trabalho é proposta a aplicação de fundamentos da metrologia científica à medição operacional de uma empresa de transmissão de energia elétrica. Foi estabelecido um conjunto de ações, na forma de um sistema de garantia de confiabilidade metrológica para a medição operacional, aplicável desde os transformadores de instrumentação até as indicações – locais em subestações e remotas no centro de operação.

A escolha de parâmetros indicativos do comportamento metrológico e operacional dos instrumentos envolvidos foi fundamental para o estabelecimento de modelos representativos aplicáveis à avaliação da incerteza e ao processo de garantia da confiabilidade das medições. Os modelos propostos para os elementos da cadeia de medição permitem uma avaliação bastante confiável do comportamento dos mesmos do ponto de vista metrológico, levando-se em conta as fontes de incerteza mais significativas.

Os diferentes métodos propostos para avaliação da incerteza de medição levam a resultados muito semelhantes quando consideradas as condições de contorno quando pertinentes. Isso significa que qualquer dos métodos poderá ser empregados pelos profissionais da área.

O sistema simulador desenvolvido apresenta interfaces amigáveis com o usuário, permite cadastro de elementos individuais e cadeias de medição, por subestação. Esse sistema é uma excelente ferramenta de avaliação de incerteza de medição a ser utilizado pelas áreas de manutenção e projeto, para análise de ocorrências em medições e para treinamento de equipes técnicas em conceitos de metrologia.

A adoção de uma cadeia de referência para cada nível de tensão na subestação permite, por comparações a essa, criteriosa avaliação de discordâncias e identificação de variações anormais, possibilitando que as intervenções pelas áreas responsáveis sejam executadas somente quando realmente necessárias.

O elemento condutor da cadeia elétrica – cabo – apresenta características de difícil parametrização, pois apresenta arranjos e comprimentos variáveis. Também é lançado em pátios de subestações; logo, passível de sofrer interferências. A configuração de cadeia de medição mais promissora é a cadeia de medição com multitransmissores, pois são as de menor incerteza de medição, facilitam a manutenção, devido apresentarem módulos funcionais segregados e não exigem que a unidade de transmissão remota utilize tempo de processamento na conversão de sinal, de analógico para digital. Essas características as tornam mais confiáveis do ponto de vista operacional.

As medições experimentais na subestação de Palhoça comprovaram a viabilidade das ações propostas para a área de manutenção e os gráficos resultantes podem ser utilizados nos critérios de conformidade para aceitação da cadeia de medição na fase de implantação e na verificação periódica da cadeia de referência.

O sistema proposto representa um primeiro passo para formatação e sistematização da garantia de confiabilidade metrológica na medição operacional em uma empresa de transmissão. Um trabalho de conscientização quanto à importância dos conceitos metrológicos precisa ser feito junto aos profissionais das empresas atuantes no setor elétrico, para que as ações propostas neste documento possam ser implantadas e consolidadas.

Durante as fases do desenvolvimento do trabalho observou-se que o tema é de grande abrangência e que os conceitos abordados podem ser estendidos para outras áreas, tais como a de geração e a de distribuição de energia elétrica.

6.2 Recomendações para trabalhos futuros

A seguir estão sugeridos temas para continuidade deste trabalho.

- Estudo para viabilizar que a cadeia de medição de referência possa ser monitorada remotamente por um caminho alternativo ao SAGE, de incerteza de medição de valor menor que o convencional, permitindo uma análise comparativa a qualquer momento entre as medições dessa e das demais cadeias de medição de uma subestação.
- Aprofundamento em sistemas de referências automatizados para verificação das cadeias de medição, prevendo as condições de conexões em chaves tipo *flextest* e

busca de formas alternativas de medições não invasivas. Esses sistemas propiciariam ganho de tempo na execução das verificações e o mínimo de intervenção nas cadeias em funcionamento nas salas de comando das subestações.

- Estudo da viabilidade da aplicação dos conceitos abordados em outras áreas do setor, como distribuição e geração de energia elétrica.
- Estudo dos sistemas de supervisão e controle, no sentido de implementar os cálculos relativos ao controle de processo, levando-se em conta a incerteza de medição.
- Aprofundamento na modelagem de condutores lançados em pátios de subestações, tendo como objetivo uma forma de representar todos os efeitos em poucos parâmetros e que um modelo possa ser aplicado na maioria das situações.
- Avaliação criteriosa dos ângulos dos transformadores de instrumentação e o impacto dos mesmos nas medições de potência ativa e reativa. Os transformadores apresentam pouco desvio angular de forma individual, porém quando se afastam do fator de potência unitário, passam a ser fontes de incerteza significativas.

REFERÊNCIAS

- [1] INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **Vocabulário internacional de termos fundamentais e gerais de metrologia** – Versão Brasileira do “*Vocabulary of basic and general terms in metrology*” 5ª ed. Brasileira, Brasília, 2007.
- [2] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS **Sistemas de gestão da qualidade**. ABNT NBR ISO 9000: ABNT: Jan. 2006.
- [3] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS **Avaliação de conformidade. Vocabulário e princípios gerais**. ABNT NBR ISO/IEC 17000: ABNT: Out. 2005.
- [4] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – **Requisitos de garantia da qualidade para equipamentos de medição** NBR ISO 10012-1: Out. 1993.
- [5] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO – **Controle da transmissão em operação normal**. Submódulo 10.7: Out. 2005.
- [6] SILVA, C A. **Uma sistemática para garantia da qualidade metrológica aplicada em ambiente industrial**. Florianópolis, 2006 95p. Dissertação (Mestrado em Metrologia Científica e Industrial) – Programa de Pós-Graduação em Metrologia Científica e Industrial, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [7] MEDEIROS, C. B. **Modelo metrológico para seleção de conjunto sensor/condicionador de sinais para medição de deformação e temperatura**. Florianópolis, 2007 35p. Projeto (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [8] SALGADO, J. V. F. **Sistemática de avaliação e melhoria do processo de medição com suporte de um laboratório de serviços e assessoramento remoto**. Florianópolis, 2004 132p. Dissertação (Mestrado em Metrologia Científica e Industrial) – Programa de Pós-Graduação em Metrologia Científica e Industrial, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [9] ELETROSUL – ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – **Instrução Técnica de Manutenção – Critérios para o planejamento e execução dos serviços de manutenção em sistemas de proteção, controle e medição em subestações**. Manual de Manutenção. Out. 2008.
- [10] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO – **O Operador Nacional do Sistema e os procedimentos de rede**. Submódulo 1.1: Out. 2005.
- [11] ABNT– ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Ensaio de proficiência por comparações interlaboratoriais**. ABNT ISO/GUIA 43-1: 1999.
- [12] ELETROSUL – ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – **Instrução Técnica de Manutenção – Procedimentos para critérios e análise aplicáveis em calibrações**. M ITM 40 80 CTR: Jun. 2004.

- [13] MME- MINISTÉRIO DE MINAS ENERGIA. **Matriz Energética Brasileira em 2007**. Site: www.mme.gov.br: Acesso em jan. de 2009.
- [14] CNPE - COMITE TÉCNICO DA MATRIZ ENERGÉTICA. **Matriz Energética Nacional: Projeções para 2005, 2010 e 2020**, Relatório Final do Conselho Nacional de Política Energética, Brasília. Nov. 2001.
- [15] CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÈTRICA. Manuais do SAGE/SCADA. www.sage.cepel.br. Acesso em set. de 2008
- [16] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO. **Diretrizes e critérios para estudos elétricos**. Submódulo 23.2: Jan. 2007.
- [17] BLANK, M. **Sistematização das especificações metrológicas em sistemas automatizados de aquisição de sinais**. Florianópolis, 1996. 120p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [18] INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **Guia para expressão da incerteza de medição- GUM** – Versão Brasileira do “*Guide to the expression of uncertainty in measurement*” 3ª ed. Brasileira, Rio de Janeiro: 2003.
- [19] INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **Avaliação da Conformidade**, 5ª ed. Brasileira, Rio de Janeiro. Mai. 2007.
- [20] KINDERMAN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Vol. 1 Ed. Do Autor. Florianópolis, 1999.
- [21] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS **Requisitos gerais para competência de laboratórios de ensaio e calibração**. ABNT NBR ISO/IEC 17025: ABNT: Jul. 2006.
- [22] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO. **Acesso aos sistemas de transmissão: visão geral**. Submódulo 3.1. Jul. 2008
- [23] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO. **Medição de Faturamento**. Módulo 12. Jul. 2008
- [24] INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **Regulamentação para acreditação de organismos**. Rio de Janeiro. **NIT-DICOR-016**. Fev. 2008.
- [25] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO. **Certificação de padrões de trabalho**. Submódulo 12.5. Jul. 2008.
- [26] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO. **Instalação do sistema de medição para faturamento**. Submódulo 12.2. Jul. 2008.

- [27] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Medidores eletrônicos de energia elétrica (estáticos) - Especificação**. ABNT NBR 14519: Fev./2005.
- [28] PRESIDÊNCIA DA REPUBLICA. **Celebração de contratos (CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO ENERGIA ELÉTRICA)**. DECRETO Nº 4.562, DE 31 DE DEZEMBRO DE 2002.
- [29] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO. **Manual de Procedimentos da Operação: conceituação geral**. Submódulo10.1. Set. 2007
- [30] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO. **Padronização dos Procedimentos da Operação: conceituação geral**. Submódulo10.17. Set. 2007
- [31] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO. **Controle da transmissão em operação normal**. Submódulo10.7. Set. 2007
- [32] ELETROBRÁS – COPEM/SCMT – **Grupo de Trabalho de Instrumentação, Controle, Proteção e Telecomunicações – GTMI**. Informe Técnico COPEM/SCMT – 009/2006. Set. 2006.
- [33] CALEB, J. S. **Análise do consumo de energia via rede modbus RTU**. Curitiba, 2007 74p. TCC (Tecnólogo em Eletrônica) pela Universidade Federal do Paraná.
- [34] ELETROSUL – ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – **Diagrama de Medição e Proteção – SE PAL 230 kV- DOS 063: 1990 e Diagrama Unifilar Operacional – DOS 307- SE PAL: 1994**.
- [35] RIOS, J. L. P. – **Modelos Matemáticos em Hidráulica e no Meio Ambiente** no Simpósio Luso-Brasileiro sobre Simulação e Modelação em Hidráulica. APRH – LNEC. Lisboa, 1986.
- [36] ALBERTAZZI, A. e A. Souza – **Fundamentos de Metrologia Científica & Industrial**, Apostila do Curso de Mestrado em Metrologia Científica, Labmetro, UFSC-Florianópolis: 2006.
- [37] LACHMAN, M. **Sistema de Monitoração Remota e Avaliação do Estado Operativo de Transformadores de Potencial Capacitivo (TPCs) Instalados em Subestações em Operação**. Florianópolis, 2007 110p. Dissertação (Mestrado em Metrologia Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [38] MODICOM, **Modicon Modbus Protocol Reference Guide**. Rev. E, March: 1993 Site www.modicon.com. Acesso em Out/2008.
- [39] AXELSON, J, **Designing RS-485 Circuits**, Artigo do periódico **CIRCUIT CELLAR®**. Jun. 1999.

- [40] MENEZES, M. P. C. **Funções Integráveis sem Integral Elementar**. Belo Horizonte, 2007 39p. Monografia (Instituto de Ciências Exatas Departamento de Matemática) – Universidade Federal de Minas Gerais.
- [41] EA – EUROPEAN CO-OPERATION FOR ACREDITATION – **Expression of the Uncertainty of Measurement in Calibration**. EAL4/02: Dec. 1999.
- [42] EA – EUROPEAN CO-OPERATION FOR ACREDITATION – **Guidelines on the expression of uncertainty in quantitative testing**. EAL4/16: Dec. 2003.
- [43] PINTO, M. P. G. **Microsoft EXCEL 2007**. 1ª Ed. Inova. Lisboa, Jun. 2007.
- [44] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 270 de 26 de junho de 2007**.
- [45] JCGM – JOINT COMMITTEE FOR GUIDES IN METROLOGY. Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement **Supplement 1 – Propagation of distributions using a Monte Carlo method**, Dec. 2005.
- [46] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Transformador de potencial indutivo** – Especificações. NBR 6855: Abr. 1992.
- [47] ELETROSUL – ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – **Manual de instruções para transformador de potencial capacitivo** - Manual de manutenção: 2000.
- [48] ASEA BROWN BOVERI. Manual de fabricante. **Transformador de corrente, modelo ABB IMB 245 A4**. Switzerland, 2005.
- [49] SCHLUMBERGER. **Documentação Técnica sobre transdutores classe 0,25 e 0,25**. DEC-G-654/85: São Paulo: Set. 1985.
- [50] ELEBRA. Manual de fabricante. **Documentação Técnica sobre unidade de transmissão remota** - UTR Map/CS. São Paulo: 1986.
- [51] NATIONAL INSTRUMENTS. **Labview –Getting Stated With Labview**: Apr. 2003
- [52] MAUÉS, L. M. F. **Metodologia de organização interna e melhoria do processo produtivo em centrais de montagens de componente: um estudo de caso**. Florianópolis, 1996. Dissertação (Mestre em Engenharia) – Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas da Universidade Federal de Santa Catarina.
- [53] RODRIGUES, C. M. C. **A etapa planejamento do ciclo PDCA: um relato de experiências multicasos**. XXVII Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Rio de Janeiro: Out. 2008.
- [54] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO. **Requisitos de telesupervisão para a operação**. Submódulo 2.7. Out, 2007.
- [55] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Transformadores para instrumentos** – Terminologia. NBR 6456: Abr. 1991.

- [56] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Transformador de corrente** – Especificações. NBR 6856: Abr. 1992.
- [57] INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. Orientações sobre calibração e rastreabilidade das medições em laboratórios de calibração e de ensaio. Rio de Janeiro. DOQ-CGCRE-003 016. Nov. 2008.
- [58] CORAL, R. **Diretrizes para estabelecimento de um método de avaliação da conformidade de equipamentos de medição de grandezas elétricas**. Florianópolis, 2004 103p. Dissertação (Mestrado em Metrologia Científica e Industrial) – Programa de Pós-Graduação em Metrologia Científica e Industrial, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [59] INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **Orientação para calibração de instrumentos** analógicos e digitais de medição na área de eletricidade. Rio de Janeiro. DOQ-CGCRE-018. Set. 2006.
- [60] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Medidores eletrônicos de energia elétrica (estáticos) – Método de ensaio**. NBR 14520: Mai. 2000.
- [61] INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. Art 1º. **Controle metrológico dos medidores de energia elétrica ativa e/ou reativa, monofásicos e polifásicos, baseados em tecnologia eletrônica**. Portaria Inmetro nº. 431, de 04 de dezembro de 2007.
- [62] UFSC, ELETROSUL. Ferramenta de controle metrológico de cadeias de medição empregadas na operação do sistema. Projeto 0402-010/ 2005 do Programa de P & D da ANEEL. Florianópolis. Fev. 2006.
- [63] KEHTARNAVAZ, N and KIM, N. **Digital signal processing system-level design using LabVIEW**. Ed. Oxford. UK: 2005.
- [64] IEE COMPUTER SOCIETY. Special Issue on XML. Bulletin of the Committee on Data Engineering. v.2 nº 3: 2003.
- [65] SUN MICROSYSTEMS. MySQL 5.1, Reference Manual. Copyright © 1997-2008. MySQL: Abr. 2009.

APÊNDICE

Apêndice 1 - Módulo Simulador da Incerteza pelo método de Monte Carlo e a Estrutura do banco de dados do Sistema Simulador de Cadeia de Medição

1.1 Módulo responsável pela simulação

O módulo responsável pela simulação das incertezas, tanto intermediárias quanto finais, foi também implementado empregando o método de Monte Carlo. O subsídio para aplicação de tal método foi fornecido com a publicação do Suplemento 1 do GUM (ISO, 2005) [45]. O suplemento apresenta detalhes sobre a implementação do módulo responsável pela simulação, focando em aspectos práticos de codificação do algoritmo e em peculiaridades do aplicativo desenvolvido.

1.2 Suplemento 1 do GUM

Apesar de o GUM fornecer um roteiro bastante completo para avaliação da incerteza de medição, sua aplicação não é indicada para a totalidade dos casos. Existem, ainda, situações nas quais o emprego dos métodos analíticos é impossível. O GUM trabalha apenas com distribuições simétricas e com aproximações em série de Taylor. Como o próprio GUM indica, existem casos nos quais essas aproximações podem ser inaceitáveis.

Como forma de tratar situações nas quais o GUM tradicional não é recomendável ou não pode ser aplicado, foi criado um suplemento que apresenta métodos numéricos para propagação de distribuições. Alguns exemplos de casos nos quais os métodos numéricos devem ser empregados em lugar do GUM tradicional são quando:

- a utilização de uma aproximação em série de Taylor não é suficiente;
- a relação funcional entre a saída e a entrada não tem uma representação analítica;
- existência de grande assimetria nas distribuições das grandezas de entrada;
- os modelos requerem solução iterativa;
- os modelos são muito complexos para aplicação de métodos analíticos.

O suplemento ainda está em fase de desenvolvimento, e foi lançado em versão preliminar para discussão entre um grupo de especialistas em 2005. O método consiste num procedimento numérico para solução de problemas através da simulação de variáveis

aleatórias que obedecem a certa distribuição. A aplicação dos conceitos do Suplemento 1 do GUM pode ser resumida em cinco passos:

- 1) definição de quais grandezas de entrada depende a grandeza de saída;
- 2) desenvolvimento o modelo que relaciona tais grandezas levando em conta possíveis correlações;
- 3) atribuição das funções de densidade de probabilidade para as grandezas de entrada (a partir de informações dos sistemas de medição);
- 4) estabelecimento do número de iterações adequado para a simulação, de acordo com a exatidão esperada do resultado;
- 5) simulação por Monte Carlo propagando as funções de densidade de probabilidade através do modelo, para se obter a função de densidade de probabilidade da grandeza de saída.

1.3 Implementação

Foi adotado um planejamento de software do tipo cascata, com análise de requisitos, planejamento, codificação e testes. Em uma fase preliminar de planejamento foram definidas as entradas necessárias para a realização do processo iterativo e as saídas esperadas pelo usuário. Na seqüência foi feito planejamento da estrutura em pseudocódigo da lógica do programa, bem como a definição da estrutura para implementação. Posteriormente passou-se para a fase de codificação. Por fim, teve-se uma fase de testes. Os testes realizados foram essencialmente testes do tipo caixa branca [63], com acompanhamento passo a passo das primeiras e últimas iterações do programa, e do tipo caixa preta [63], nos quais foi empregado um modelo simples de cálculo cuja validação do resultado final pôde ser realizada de forma analítica.

A lógica implementada no programa é essencialmente a mesma que é apresentada no suplemento 1 do GUM (ISO, 2004). As funções de densidade de probabilidade de cada elemento da função de medição estão no cadastro de instrumentos previamente realizado com emprego dos outros módulos já desenvolvidos no SGCMO. A partir do momento que o programa busca essas funções em seus registros, ele gera grandezas aleatórias de acordo com a função informada. De posse dos valores aleatórios, estes são utilizados como entrada da função de medição e depois do tratamento matemático e estatístico se obtêm as funções de densidade de probabilidade das grandezas de saída.

A forma escolhida para entrada dos dados necessários ao programa foi diretamente através da interface desenvolvida. Dentre os dados adicionais necessários para a simulação merecem destaque o número de iterações, o intervalo de abrangência desejado e a média dos valores medidos para cada variável. O módulo tem início com a solicitação do usuário ao pressionar o botão que ativa o módulo de simulação diretamente na janela principal. O passo seguinte é gerar os valores aleatórios para a incerteza de cada entrada, de acordo com a função densidade de probabilidade informada no cadastro e com o valor da grandeza informado para simulação. Dessa forma, é obtida uma matriz de valores cuja dimensão é dada pelo número de iterações e pelo número de variáveis de entrada para o modelo. Inicia-se, então a etapa de cálculos. A matriz está organizada de forma que as colunas contêm os dados referentes à mesma variável e as linhas contêm uma amostra de todas as variáveis de entrada do modelo. Assim, para efetuar a etapa de cálculo é utilizada uma linha de cada vez. O cálculo é realizado até que todas as linhas da matriz de dados tenham sido empregadas. Como resultado tem-se, então, um vetor, que contém os resultados do cálculo para cada um dos valores contidos em uma linha. Caso a simulação envolva mais de uma variável de saída, ela deixa de se dar sob a forma de um vetor e passa a ser dada sob a forma de uma matriz.

Esse vetor (ou matriz) é empregado como entrada do processo de tratamento dos dados. O primeiro passo do tratamento dos dados é a ordenação de cada um dos valores dos vetores em ordem crescente. Com base nesses dados, é, também, construído um histograma. Em paralelo com a construção do histograma é montado um vetor que contém a diferença entre o valor máximo e mínimo de cada um dos intervalos de valores da grandeza de interesse. Esse processo é feito utilizando-se o vetor em ordem crescente e pegando dele sempre o mesmo número de elementos. O número de elementos em cada intervalo é igual ao produto do intervalo de abrangência (definido pelo usuário) pelo número total de resultados de cada grandeza calculados. Para cada um dos intervalos se armazena a diferença entre o último elemento e o primeiro. Os intervalos são varridos um a um, partindo do elemento zero e indo até o enésimo, depois partindo do primeiro e indo até o enésimo mais um e assim sucessivamente até que o elemento final seja o último do vetor ordenado. Por fim, localiza-se o intervalo que apresenta a menor diferença entre o último e o primeiro elemento. Conhecendo-se esse intervalo, conhece-se um intervalo dentro do qual o resultado se encontra, com probabilidade igual ao intervalo de abrangência definido. Depois que do processo realizado, são obtidas duas saídas com dados relevantes:

- histograma indicando a função densidade de probabilidade da incerteza propagada na saída;
- faixa de valores dentro da qual se garante que a variável de saída se encontra, com a probabilidade definida no intervalo de abrangência.

1.4 Definição das estruturas de dados

Para possibilitar a implementação de um banco de dados consistente e que seja adequado às necessidades é fundamental a correta definição das estruturas de dados que serão empregadas, bem como das relações existentes entre os diversos dados. Um exemplo do primeiro caso é necessidade de garantir que a mesma subestação seja cadastrada apenas uma vez. Um exemplo do segundo é a capacidade de associar uma subestação com seus principais pontos de medições como LT ou Barra. Como forma de ilustrar as definições realizadas, tomados como base dois exemplos: a estrutura de dados para o cadastramento de subestações e a estrutura final para um modelo de instrumento.

O cadastro de uma subestação contém quatro registros que são fundamentais: o código da subestação, o nome da subestação, a cidade na qual está localizada e o estado no qual está localizada. A fim de manter correspondência com o que é praticado hoje na contratante, optou-se por definir um código alfanumérico de três (PAL para SE PAL, BLU para SE BLU e assim por diante). Esse código deve ser único, ou seja, subestações diferentes não podem possuir o mesmo código. Com isso garante-se a integridade dos dados e torna-se possível escolher univocamente a subestação de interesse apenas com base em seu código. Os demais parâmetros são acessórios, porém guardam informações relevantes para apresentação em tela para o usuário e podem servir como critério de filtragem no futuro (quando deseja-se buscar todas as subestações localizadas no estado de Santa Catarina que possuem determinado

instrumento, por exemplo). Essa funcionalidade ainda não está implementada no aplicativo, mas a correta definição da estrutura de dados permitirá que seja integrada no futuro caso seja de interesse da empresa usuária.

A estrutura de dados necessária para o cadastramento de instrumentos é um pouco mais complexa. Instrumentos podem possuir diversas características diferentes, porém esse problema foi contornado fazendo um instrumento ser um objeto de uma classe maior, que define o tipo de instrumento. Assim, cada tipo de instrumento tem particularidades, o que facilita seu cadastramento e sua substituição por um equipamento similar. Assim, no cadastro da função de medição realizada na cadeia de medição, o que são empregadas são as propriedades da classe de instrumento e não de um instrumento especificamente. Com isso, é possível substituir instrumentos de mesma classe sem necessidade de redefinição alguma de parâmetros. A única exigência é que no momento do cadastramento da classe sejam previstas todas as propriedades que serão necessárias para os instrumentos daquela classe. Nos instrumentos posteriormente cadastrados esse valor pode ser desprezado, mas no momento do cadastramento da classe ele deve ser previsto.

1.5 Estruturação e Implementação do Banco de Dados

A implementação e armazenamento das estruturas de dados podem ser realizados de diversas formas: armazenamento em arquivos binários, armazenamento em arquivos de texto, emprego do padrão de intercâmbio de dados XML [64] ou através do emprego de um sistema de gerenciamento de banco de dados, que é a forma mais amplamente aceita por empresas e programadores. A solução atual emprega o sistema de gerenciamento de banco de dados MySQL [65], porém existe possibilidade de integração com outros sistemas de banco de dados que empreguem linguagem SQL, como Oracle® ou Microsoft SQL Server®.

As estruturas XML são bastante empregadas para dotar os dados de portabilidade, não se apresentam como uma melhor forma de armazenamento de dados, porém se mostram muito úteis para integração de diferentes sistemas. Assim, a solução baseada em XML, permitem empregar qualquer tipo de sistema de gerenciamento de banco de dados local ou

mesmo remoto, bastando apenas o desenvolvimento de um *driver* que fizesse o armazenamento baseado nos dados no formato XML. Além disso, muitos sistemas de gerenciamento de banco de dados já possuem *drivers* desenvolvidos para essa finalidade.

Apêndice 2 Análise da *TUR* - *Test Uncertainty Ratio* e o impacto na incerteza de medição na verificação da cadeia de medição

Um sistema de medição padrão apresenta uma incerteza de medição característica. O processo a ser verificado também apresenta uma incerteza característica. Para se analisar a relação entre as duas incertezas para que a verificação tenha confiabilidade, utiliza-se a relação denominada *TUR* – *Test Uncertainty Ratio*.

O gráfico da figura 1 mostra o comportamento da incerteza de medição da verificação da cadeia de medição, considerando a incerteza de medição do padrão de serviço utilizado, normalizado na incerteza da cadeia de medição (equação (1)).

$$U_{mv} = \sqrt[2]{(U_{ps})^2 + (U_{m1})^2} \quad (1)$$

onde,

U_{m1} – Incerteza de medição da cadeia de medição

U_{mv} = Incerteza de medição da verificação

U_{ps} = Incerteza de medição do padrão de serviço

$$TUR = \frac{U_{m1}}{U_{ps}} \quad (2)$$

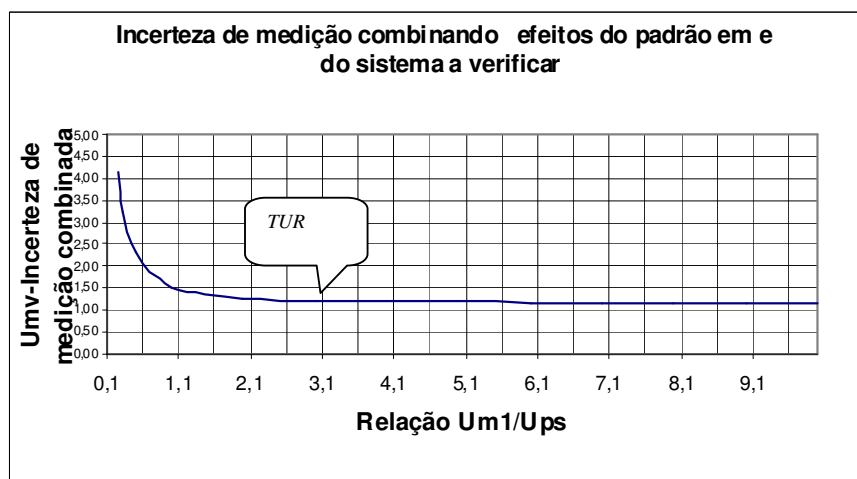


Figura 1: Gráfico do impacto da *TUR* na verificação da cadeia de medição