



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**PROPOSTA DE FILOSOFIA DE INSPEÇÃO
PREDITIVA NOS CENTROS DE OPERAÇÃO PARA
INSTALAÇÕES TELEASSISTIDAS**

MAURO LUÍS AQUINO DOS SANTOS

São Luís – MA, Brasil
Fevereiro, 2017

MAURO LUÍS AQUINO DOS SANTOS

**PROPOSTA DE FILOSOFIA DE INSPEÇÃO
PREDITIVA NOS CENTROS DE OPERAÇÃO PARA
INSTALAÇÕES TELEASSISTIDAS**

Dissertação submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão (UFMA) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas

São Luís – MA, Brasil
Fevereiro, 2017

Santos, Mauro Luís Aquino dos.

Proposta de filosofia de inspeção preditiva nos centros de operação para instalações teleassistidas / Mauro Luís Aquino dos Santos. - 2017.

82 p.

Orientador(a): Vicente Leonardo Paucar Casas. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2017.

1. Centro de operação. 2. Inspeção preditiva. 3. Sistema de proteção, comando e controle SPCS. I. Casas, Vicente Leonardo Paucar. II. Título.

**PROPOSTA DE FILOSOFIA DE INSPEÇÃO
PREDITIVA NOS CENTROS DE OPERAÇÃO PARA
INSTALAÇÕES TELEASSISTIDAS**

MAURO LUÍS AQUINO DOS SANTOS

Dissertação aprovada em 14 de Fevereiro de 2017

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas
UFMA
(Orientador)

Dr. Iony Patriota de Siqueira,
Tecnix Engenharia e Arquitetura Ltda
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. José Eduardo Onoda Pessanha
UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

Este Trabalho é dedicado aos meus pais:
Nilma Aquino dos Santos e José Mariano dos
Santos. Aos meus filhos: Mauro André,
Isabella e Ricardo. À minha esposa Cecília
Regina que me acompanha há 27 anos.

Agradecimentos

A Deus, por sua misericórdia infinita, que mesmo com nossos erros está sempre conosco.

A minha mãe e meu pai, pelo seu olhar.

A minha esposa, pela compreensão e paciência.

A meus filhos, pelos abraços.

Ao professor Dr. Vicente Leonardo Paucar, na realidade, o principal incentivador e maior responsável pela realização deste trabalho, sem o qual, os conhecimentos aqui sistematizados seriam aplicados diretamente no Centro de Operação de São Luís, contudo, não haveria a organização necessária para a composição de um trabalho acadêmico

Aos professores Osvaldo Ronald Saavedra, Maria da Guia da Silva e José Eduardo Onoda Pessanha, pois, já há alguns anos demonstram interesse pelo meu trabalho e sempre dispensaram importante apoio para o seu desenvolvimento.

A meus colegas de trabalho pelos “palpites” e “dicas”.

A ELETROBRAS ELETRONORTE, empresa em que trabalho, pelo apoio e incentivo constante a seus funcionários.

“Você não pode voltar atrás e fazer um novo começo, mas você pode começar agora e fazer um novo fim.”

Chico Xavier

M. L. A. Santos, "Proposta de filosofia de inspeção preditiva nos centros de operação para instalações teleassistidas," Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade – PPGEE, Universidade Federal do Maranhão – UFMA, São Luís-MA, Brasil, 2017.

Resumo

Este trabalho trata o problema de manutenção preditiva em centros de operação de uma concessionária de transmissão. São, portanto, identificados os aspectos primordiais para a definição de uma rotina de inspeção preditiva, que permita uma verificação de pontos que garantam avaliações periódicas do sistema elétrico, de modo que os problemas que vierem a ocorrer possam ser detectados de maneira antecipada e com isso, permitir que a equipe de manutenção possa ser acionada antes da incidência de falhas que realmente comprometam a operação do sistema. Como parte do trabalho foi realizada uma pesquisa junto a alguns centros de operação de empresas concessionárias de energia no Brasil, para que se possa ter uma ideia da aplicação dos conceitos de manutenção e inspeção na realidade nacional atual. Com base nos resultados demonstra-se até que ponto as inspeções hoje adotadas nos Centros de Operação das diversas empresas têm características preditivas e é feita uma avaliação para identificar se há pontos de melhoria ou não nesta área. A partir da filosofia de inspeção proposta nesta pesquisa foram realizados desenvolvimentos computacionais com o intuito de desenvolver uma metodologia de inspeção preditiva a ser adotada pelos operadores em ambiente de tempo real. A ferramenta desenvolvida foi aplicada no Centro de Operação de São Luís com base nos dados da Subestação de São Luís III da Eletrobras Eletronorte e os resultados são discutidos de forma a ressaltar as vantagens e desvantagens da ferramenta proposta e se esta tem condições de atender aos objetivos a que se propôs.

Palavras-chave: Centro de Operação; Inspeção preditiva; Sistema de proteção, comando e controle – SPCS.

M. L. A. Santos, "Proposal of predictive inspection philosophy in operation centers for teleassisted energy substations," Master of Science Dissertation, Graduate Program of Electrical Engineering – PPGEE, Federal University of Maranhão – UFMA, São Luís-MA, Brazil, 2017.

Abstract

This work addresses the predictive maintenance problem in operation centers of a transmission utility. Therefore, the primordial aspects are identified for the definition of a predictive inspection routine, which allows a check of points that guarantee periodic evaluations of the power system, so that the problems that occur can be detected in advance, allowing the maintenance crew to be activated before the occurrence of failures that actually affects the operation of the system. As part of the work, a survey was carried out with some Operation Centers of power system utilities in Brazil to give an idea of the application of maintenance and inspection concepts in the current national reality. Based on the results, it is shown to what extent the inspections adopted today in the Operational Centers of the various utilities have predictive characteristics, and an evaluation is made to identify if there are improvement points or not in this area. From the inspection philosophy proposed in this research, computational developments were carried out with the aim of developing a predictive inspection methodology to be adopted by the operators in a real time environment. The tool developed was applied at the Operation Center of the São Luís, using data from São Luís III Substation of Eletrobras Eletronorte and the results are discussed in order to highlight the advantages and disadvantages of the proposed tool and if it is able to meet the proposed objectives.

Keywords: Operation center; Predictive inspection; Protection, command and control system – PCCS.

Lista de Figuras

Figura 3. 1 - Questionário de avaliação QUESTÃO 1.....	15
Figura 3. 2 - Questionário de avaliação QUESTÃO 2.....	15
Figura 3. 3 - Questionário de avaliação QUESTÃO 3.....	16
Figura 3. 4 - Questionário de avaliação QUESTÃO 4.....	16
Figura 3. 5 - Questionário de avaliação QUESTÃO 5.....	17
Figura 3. 6 - Questionário de avaliação QUESTÃO 6.....	17
Figura 3. 7 - Questionário de avaliação QUESTÃO 7.....	18
Figura 3. 8 - Questionário de avaliação QUESTÃO 8.....	19
Figura 3. 9 - Ativos da TAESA	20
Figura 3. 10 - Ativos da State Grid.....	21
Figura 4. 1 – Inspeção para garantir os comandos emitidos.....	29
Figura 4. 2 - Inspeção para garantir o funcionamento dos esquemas automáticos.....	33
Figura 4. 3 - Inspeção para garantir as condições de manobras.....	35
Figura 4. 4 - Equipamentos do SPCS devem estar em funcionamento.....	38
Figura 4. 5 - Equipamentos de potência devem estar serviço.....	40
Figura 4. 6 - Inspeções definidas após a incidência de perturbações.....	42
Figura 5. 1 - Interação do ANALISADOR com o SAGE.....	48
Figura 5. 2 - Arquivos para verificação de comandos e automatismos.....	50
Figura 5. 3 - Exemplo de preparação do arquivo de testes de lógicas.....	51
Figura 5. 4 - Verificação das condições de manobra.....	52
Figura 5. 5 - Arquivo das grandezas a serem comparadas três a três.....	54
Figura 5. 6 - Arquivo de configuração dos alarmes agrupados.....	54
Figura 5. 7 - Arquivo de configuração dos alarmes agrupados a partir das ocorrências.....	55
Figura 5. 8 - Tela principal do sistema de inspeções preditivas.....	58
Figura 5. 9 - Resultado da inspeção nos equipamentos – Sistemas de alimentação.....	59
Figura 5. 10 - Resultado da inspeção - mecanismos internos.....	60
Figura 5. 11 - Resultado da inspeção de tensões e correntes em equilíbrio.....	60
Figura 5. 12 - Resultado da inspeção relativa às lógicas – situação normal.....	61
Figura 5. 13 - Resultado da inspeção relativa às lógicas – simulação de defeito.....	61

Lista de Tabelas

	Página
Tabela 3.1. Resultados resumidos da pesquisa de campo	23
Tabela 3.2. Resposta mais frequente da pesquisa de campo	24

SUMÁRIO

	Página
1. Introdução	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Formulação do Problema.....	2
1.3. Objetivos.....	3
1.4. Justificativa.....	3
1.5. Metodologia.....	4
1.6. Estrutura do trabalho	4
2. Operação teleassistida	6
2.1. Introdução.....	6
2.2. Conceitos básicos da manutenção preditiva	8
2.3. Atuação preditiva na operação teleassistida	10
2.3.1 As solicitações emitidas pelo centro de operação devem ser atendidas	10
2.3.2 Os automatismos implantados devem funcionar adequadamente	10
2.3.3 As condições para a manobra devem estar adequadas antes de sua execução e após a sua realização	10
2.3.4 Os equipamentos existentes devem estar em serviço	11
2.3.5 As ocorrências mais comuns devem ter alarmes simples e de fácil identificação..	11
2.4. Estabelecimento das fronteiras para uma atuação preditiva na operação teleassistida	12
3. Avaliação da utilização da análise preditiva em alguns Centros de Operação do Brasil	14
3.1. Introdução.....	14
3.2. Definição da utilização dos tópicos a serem avaliados nos Centros de Operação	14
.....	18
3.3. Realização da pesquisa em campo.....	20
3.4. Resultados obtidos com a pesquisa em campo.....	23

3.5. Avaliação dos resultados obtidos na pesquisa de campo	24
3.5.1. Questão 1: São adotadas inspeções rotineiras utilizando os alarmes e grandezas do sistema de supervisão em seu Centro de Operação?.....	25
3.5.2. Questão 2: Há inspeções diferenciadas para instalações desassistidas e para aquelas que possuem operadores em turno de 24h ?.....	25
3.5.3. Questão 3: Há inspeções que visam a identificar se as grandezas individuais por fase estão em equilíbrio?.....	25
3.5.4. Questão 4: Há inspeções que visam a identificar especificamente se as pré-condições dos automatismos e comandos estão satisfeitas?	26
3.5.5. Questão 5: Há inspeções nos alarmes com vistas a verificar se há falhas nos relés e unidades de comando?.....	27
3.5.6. Questão 6: Há inspeções nos alarmes com vistas a identificar se as bobinas de abertura dos disjuntores estão em condições normais?.....	27
3.5.7. Questão 7: Há algum alerta que busque evitar uma manobra quando as condições sistêmicas não são favoráveis?.....	27
3.5.8. Questão 8: Você considera que as inspeções hoje realizadas no Centro de Operação têm forte caráter preditivo e são capazes de garantir que os automatismos e comandos sejam efetuados com sucesso quando requisitados?.....	27
4. Definição de pontos a serem inspecionados em um Centro de Operação	28
4.1. Introdução	28
4.2. As solicitações emitidas pelo centro de operação devem ser atendidas:	28
4.2.1. Solicitação de comando sobre equipamentos de seccionamento e acionamentos elétricos	29
4.2.2. Ativação de cartões de alerta nos equipamentos de seccionamento	30
4.2.3. Ativação e desativação de sistemas.....	30
4.2.4. Controle do sistema elétrico	31
4.3. Os automatismos implantados devem funcionar adequadamente:	31
4.3.1. Religamentos automáticos de linhas de transmissão	32
4.3.2. Reenergização de equipamentos de potência	33
4.3.3. Transferências automáticas de proteções	33
4.3.4. Esquemas de Controle Especiais – ECE’s	34
4.3.5. Controles automáticos de tensão e potência.....	34

4.3.6. Comutações automáticas em serviços auxiliares	34
4.4. As condições para a manobra devem estar adequadas antes de sua execução e após a sua realização:	35
4.4.1. Níveis de carregamento de equipamentos em paralelo	35
4.4.2. Níveis de carregamento dos equipamentos de compensação de potência reativa:	36
4.4.3. Níveis de tensão em barramentos e posição de tapes em transformadores:	36
4.4.4. Correntes e tensões em equilíbrio	36
4.5. Os equipamentos existentes devem estar em serviço:	37
4.6. As ocorrências mais comuns devem ter alarmes simples e de fácil identificação:	41
5. Elaboração da ferramenta computacional implementada no OEOR-TM – Centro de Operação da Eletrobras Eletronorte	45
5.1. Introdução	45
5.2. Princípios norteadores da implementação prática	45
5.2.1. Adaptação ao ambiente da aplicação:	45
5.2.2. Permissão para rastreamento do resultado	46
5.2.3. Facilidade de manutenção e expansão	46
5.2.4. Adaptação ao ambiente operacional real	46
5.3. Implementação prática da ferramenta de inspeção no centro de operação de São Luís	47
5.3.1. Adaptação ao ambiente da aplicação	49
5.3.2. Permissão para o rastreamento do resultado	49
5.3.3. Facilidade de manutenção e expansão	49
5.3.4. Adaptação ao ambiente operacional real:	49
5.4. Módulos componentes do sistema	49
5.4.1. Padrão de inspeção TIPO 1	49
5.4.2. Padrão de inspeção TIPO 2	52
5.4.3. Padrão de inspeção TIPO 3	54
5.4.4. Padrão de inspeção TIPO 4	55
5.5. Interface gráfica do sistema	55
6. Conclusão	63

6.1. Conclusões.....	63
6.1.1. Pesquisa bibliográfica:	63
6.1.2. Pesquisa de campo:	63
6.1.3. Implementação prática:	64
6.2. Ações Futuras	65
REFERÊNCIAS	67

Capítulo 1

1. Introdução

1.1. Generalidades

No sistema elétrico brasileiro, desde a mudança na legislação, com a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), que teve início na década de 1990, algumas características passaram a se fazer cada vez mais presentes. Neste contexto, a digitalização dos sistemas de controle e proteção passou então a ser amplamente utilizada, impactando diretamente a redução de pessoal, onde o antigo conceito de operação local nas instalações, organizada em turnos de 24h ininterruptos, que na prática demandava um quadro mínimo de 10 pessoas em cada Subestação operada, foi substituído por um novo conceito, que é a equipe mínima local. Neste caso, variando entre nenhuma até 3 pessoas, que não mais trabalham em turno ininterrupto, mas apenas em horário comercial, sendo a supervisão e o comando de cada instalação transferidos para a equipe do centro de operação. Este fato realmente trouxe muita economia nesta área, além disso, trouxe maior facilidade para a implementação de funções, análises de desempenho em tempo real, diminuição dos custos de montagem, possibilitou maior agilidade para os projetos, reduziu significativamente a quantidade de cabos elétricos para o sistema, dentre outras vantagens. O que se põe em questão nesta mudança, é uma discussão se essa transferência de atividades se deu de forma realmente planejada ou se teve apenas objetivos econômicos. Se assim foi, será que já foram considerados aspectos técnicos como a manutenção e melhoria da confiabilidade da operação, utilizando-se a tecnologia existente? Será que foi realmente definida uma filosofia de utilização desta tecnologia ou simplesmente esta foi sendo implementada à medida que os empreendimentos foram sendo concedidos? A digitalização dos sistemas tem foco na prevenção ou esta é uma possibilidade que ainda carece de atenção? A redução no quantitativo de pessoal teve suas consequências adequadamente observadas durante o processo ou foi simplesmente conseguida, aplicada e utilizada como meio de redução de custos, sem que se tivesse analisado como a digitalização supriria as atividades que deixariam de ser executadas?

Até este ponto do desenvolvimento do atual trabalho, busca-se evidenciar os principais aspectos da operação teleassistida, fazer uma breve discussão dos conceitos de manutenção preditiva e chegar à conclusão de que não houve um pensamento sistematizado

nas concessionárias de energia no sentido de realização de inspeções preditivas nos centros de operação do Brasil. Algumas tarefas de inspeção foram implantadas, mas ainda estão insipientes e precisam ser analisadas com maior cuidado.

Esta pesquisa pretende ainda, com base nos conceitos de manutenção preditiva e na condição atual no nosso país, evidenciar que este campo de atuação pode ser amplamente explorado, cabendo, portanto, significativas melhorias a serem implantadas.

1.2. Formulação do Problema

Uma vez que o ambiente atual aponta para esta nova forma de trabalho, ou seja, a operação teleassistida do sistema de transmissão, ainda, ao que tudo indica, não haverá retrocesso neste modo de agir, cabe às concessionárias evoluir em seu processo de gestão dos seus ativos adequando suas rotinas ao novo cenário.

Desta forma, dentre os diversos problemas que se apresentam com este novo padrão de trabalho, a sistematização de uma inspeção de centro de operação é um dos que recebe destaque, uma vez que a ausência de operadores nas instalações acaba por acarretar tempos maiores de recomposição em caso de falhas mais graves.

Estabelece-se assim um ponto vulnerável na operação da concessionária de transmissão. Deste modo, a proposta do presente trabalho é amenizar esta vulnerabilidade através da sistematização de uma rotina de inspeção nos pontos mais frágeis, dando a esta inspeção um caráter preditivo, na medida em que não há desligamentos nem paradas de equipamentos para a sua realização e, adicionalmente, possibilitando a atuação da equipe de manutenção para fazer as correções necessárias nas falhas detectadas, antes que o sistema venha a requisitar o funcionamento do ponto avariado. Finalmente, face ao tamanho dos sistemas supervisionados e à dificuldade de verificação de todos os pontos necessários à inspeção, há a necessidade de desenvolvimento de ferramentas computacionais que funcionem em ambiente de tempo real e que se encarreguem de facilitar esta tarefa.

Com base no problema exposto, propõe-se com o presente trabalho de pesquisa, definir:

- 1.2.1. as prioridades do centro de operação quando atuando de forma teleassistida.
- 1.2.2. os pontos que devem ser inspecionados para garantir que os principais problemas que possam vir a ocorrer, sejam identificados antecipadamente.
- 1.2.3. o sistema computacional que deve ser implementado, utilizando os dados disponíveis, para facilitar a tarefa da inspeção necessária.

1.3. Objetivos

a. Objetivo geral:

Contribuir para a discussão sobre aprimoramento das atividades de operação em tempo real de uma concessionária de transmissão, com foco na atuação preditiva.

b. Objetivos específicos:

De forma resumida, os objetivos do presente trabalho de pesquisa estão voltados para fornecer uma sistemática de inspeção que deve ser implantada no ambiente de tempo real de concessionárias de transmissão:

- i. Investigar para saber se há a adoção deste tipo de inspeção na literatura disponível e se há adoção de sistemática semelhante em outros Centros de Operação no Brasil.
- ii. Analisar e propor quais pontos do sistema elétrico devem ser contemplados por esta sistemática de inspeção, buscando tanto sistematizar a referida atividade de inspeção, quanto possibilitar que esta identifique as falhas ocultas do sistema.
- iii. Desenvolver protótipo a ser implementado no ambiente de Tempo real da Eletrobras Eletronorte, mais precisamente no Centro de Operação de São Luís, que fornecerá as condições de verificação prática da sistemática proposta.
- iv. Configurar parâmetros com base na subestação de São Luís III de propriedade da Eletrobras Eletronorte e disponibilizar em ambiente de tempo real para utilização, análise e testes.

1.4. Justificativa

A mudança no ambiente operacional do sistema elétrico brasileiro, com a concentração das atividades em centros de operação, foi realizada com o objetivo direcionado à redução nos custos, sendo este modelo amplamente adotado, nos dias atuais. As concessionárias se adaptaram o mais rápido possível, sem, todavia, fazer uma análise mais profunda das condições resultantes da adoção deste novo padrão de trabalho baseado na teleassistência. Observa-se uma dificuldade na organização das atividades de inspeção do sistema elétrico a partir dos centros de operação, fato que contribui para incidência de alarmes que indicam falhas, cujas consequências, nem sempre são fáceis de se prever e que são passíveis de passar despercebidos pelos operadores de tempo real. Às vezes tais alarmes podem interferir, por exemplo, em importantes lógicas implantadas, que podem deixar de funcionar muito tempo antes de virem a ser necessárias. Estas, são falhas ocultas, que mesmo estando presentes, não são percebidas até que a determinada função afetada seja requerida. Como esta detecção nem

sempre é fácil, poderão haver, portanto, falhas no sistema elétrico que poderiam ter sido evitadas com razoável tempo de antecedência.

Justifica-se então, o presente trabalho de pesquisa, pela necessidade de se disponibilizar ao centro de operação, uma sistemática organizada e abrangente de trabalho capaz de aumentar a garantia de que o sistema elétrico está em adequado funcionamento, por meio de uma análise preditiva dos alarmes presentes e suas consequências.

1.5. Metodologia

Para o desenvolvimento da presente pesquisa proposta foi adotada a metodologia da pesquisa científica. Inicialmente foi realizado uma pesquisa bibliográfica para levantar o “estado da arte” nas sistemáticas de inspeção em tempo real. Em seguida foi realizada pesquisa em campo, nos principais Centros de Operação de Transmissão no Brasil, com o fim de se identificar as sistemáticas estabelecidas, suas dificuldades, vantagens e desvantagens.

Após a fase inicial, foram avaliadas com base na análise de eventos ocorridos, experiência de operadores e engenheiros de operação, avaliação das ações emanadas de um centro de operação e de dados disponíveis no sistema de supervisão, quais os pontos prioritários que devem estar em perfeito funcionamento o maior tempo possível, cuja falha seja capaz de impactar mais fortemente nas atividades deste centro.

Definidos os pontos considerados importantes para observação frequente e que devem fazer parte de um programa de inspeção, foram separados dentre os alarmes existentes no sistema de supervisão aqueles que podem dar ideia das condições de funcionamento dos pontos prioritários à operação. Foram implementadas ferramentas computacionais escritas no interpretador de comando *Bash*, fornecido juntamente com o *Linux CentOS 6.5* em operação no Centro de Operação de São Luís. O conjunto de arquivos texto, que compõem os “*shell scripts*” foram desenvolvidos para auxílio na tarefa de inspeção. Por fim, a ferramenta final desenvolvida, foi disponibilizada em ambiente de tempo real para avaliação de sua eficácia.

1.6. Estrutura do trabalho

Para o desenvolvimento da presente pesquisa, foram desenvolvidos 6 capítulos, organizados da seguinte maneira:

- a. Capítulo 1 – Introdução: aqui abordou-se qual é o problema, sua contextualização no ambiente nacional, os objetivos da pesquisa e um resumo de como foi elaborada.

- b. Capítulo 2 – Operação teleassistida: aqui se caracteriza a operação teleassistida, faz-se uma introdução dos conceitos de manutenção preditiva e define-se que pontos deveriam fazer parte de uma inspeção preditiva em um centro de operação.
- c. Capítulo 3 – Avaliação da utilização de sistemáticas de inspeção preditiva nos centros de operação do Brasil: demonstra-se a pesquisa realizada nos centros de operação e as conclusões obtidas
- d. Capítulo 4 – Definição dos pontos de inspeção: detalha-se os itens que devem compor a sistemática de inspeção, já organizando-os com vistas a permitir e direcionar a elaboração do programa computacional.
- e. Capítulo 5 – Ferramenta computacional desenvolvida: evidencia-se os princípios norteadores da elaboração da ferramenta e como foram organizados os arquivos de parametrização para a realização das funções implementadas.
- f. Capítulo 6 – Conclusões e trabalhos futuros: faz-se uma avaliação dos resultados obtidos, das dificuldades e limitações encontradas e propõe-se que pontos já foram identificados como necessários para a continuidade do trabalho desenvolvido e que devem ser ainda trabalhados.

Capítulo 2

2. Operação teleassistida

2.1. Introdução

A operação teleassistida consiste na organização do trabalho de observação e controle da instalação por meio de um sistema de supervisão, de modo a permitir que uma equipe localizada em um ponto remoto, tenha condições de atuar na instalação do sistema elétrico, como se estivesse diretamente na própria instalação.

As concessionárias dispõem de um eficiente sistema de comunicação capaz de transmitir as informações a partir das instalações até um ponto central de onde partem todas as ações sob forma coordenada. As informações atualmente disponibilizadas são classificadas em:

PONTOS DIGITAIS: são informações provenientes de grandezas que possuem dois valores utilizáveis, tipo LIGADO/DESLIGADO. São adotados também pontos intermediários, dependendo da necessidade, resultantes de combinações entre mais de um ponto, neste caso se consegue representar valores como o exemplo a seguir. LIGADO – EM TRANSIÇÃO – DESLIGADO. Os pontos digitais são utilizados para representar as posições dos equipamentos de seccionamento, como chaves e disjuntores. São utilizados também para representar os alarmes do sistema, como por exemplo: “NÍVEL BAIXO DE ÓLEO – ATUADO”.

PONTOS ANALÓGICOS: são utilizados para informar grandezas numéricas variáveis em uma determinada faixa de valores. Por exemplo, o valor de tensão de determinado barramento ou de corrente de determinada linha de transmissão. Adota-se também, este tipo de ponto para representar posições de tapes dos transformadores, dentre outros.

PONTOS DE COMANDO: são pontos utilizados para o envio de solicitações de ação a partir do centro de operação até os equipamentos no campo. O ponto de comando é utilizado para o envio de uma ordem de ABRIR, de FECHAR, de SUBIR ou de DESCER por exemplo.

Dependendo do sistema de supervisão utilizado, pode ser adotado algum outro tipo de ponto, por exemplo, pontos totalizadores de grandezas. Todavia, apenas os três grandes

grupos acima descritos já são suficientes para a caracterização da análise necessária ao escopo deste trabalho.

A operação teleassistida para uma concessionária de transmissão, no contexto do Sistema Elétrico Brasileiro, portanto, consiste em esta concessionária implantar em suas instalações sistemas digitais capazes de trocar informações estabelecidas em PONTOS DIGITAIS, PONTOS ANALÓGICOS e PONTOS DE COMANDO com um centro de comando central. Neste centro de comando são alocadas equipes de trabalho em turnos, de modo que, durante as 24h sempre haverá uma equipe presente, que, sob supervisão do Operador Nacional do Sistema (ONS), promove os controles necessários para a manutenção da operação segura destas instalações de acordo com as diretrizes estabelecidas nas instruções de operação.

Sob o ponto de vista do Operador Nacional do Sistema (ONS), o ponto essencial é que suas solicitações sejam prontamente atendidas e as solicitações de autonomia do próprio centro de operação da concessionária sejam executadas de acordo com o estabelecido nas instruções de operação vigentes.

Sob o ponto de vista da concessionária, contudo, há a preocupação adicional que envolve as condições de utilização de seus equipamentos, suas necessidades de inspeção e o respeito aos limites operativos de seus ativos. Em função deste aspecto, as concessionárias estabelecem equipes de manutenção além de sua equipe de operação, implantam seus planos de manutenção e seus planos de contingência para as situações de emergência.

As engenharias de manutenção das concessionárias estabelecem seus sistemas de manutenção, buscam executar suas programações de intervenções, sempre com o objetivo de garantir a máxima disponibilidade dos equipamentos sob sua responsabilidade ou, conforme o caso, de outro indicador de qualidade que seja de seu interesse. As engenharias de operação têm como foco: o ponto de operação do sistema, o respeito aos limites dos equipamentos, a disponibilidade, o conhecimento de instruções e análise do desempenho global de forma a evitar reincidências de falhas que venham a ocorrer.

Dependendo dos valores dos seus ativos e da facilidade de acesso às equipes, as concessionárias decidem por manter equipes situadas nas próprias instalações ou em centros de manutenção próximos. Via de regra, são estabelecidas equipes mínimas que ali permanecem no horário comercial de trabalho. Executam pequenas manutenções e são preparadas para algumas situações emergenciais, de modo que possam dar um primeiro atendimento, no sentido de retornar o equipamento à operação em caso de desligamentos,

até que a equipe de manutenção possa fazer a análise final e tomar as medidas definitivas cabíveis a cada caso.

Analisando sob a ótica da manutenção, percebe-se que buscam executar ensaios, analisar resultados dos testes, fazer substituições e trocas sempre tendo como foco o menor custo possível e a maior garantia de que não incidirão quebras e consequentes interrupções na disponibilidade ou, conforme o caso, impactos nos indicadores de desempenho estabelecidos.

Sob o ponto de vista da operação, os fatores primordiais são que as solicitações emitidas pelo centro de operação sejam atendidas, e mais, que todos os automatismos implantados funcionem adequadamente, visto que, um automatismo, no fundo, é uma ação da operação que foi delegada a uma lógica implementada em determinada unidade de controle ou relé de proteção. Observa-se ainda que, a operação deve garantir que as condições para uma a manobra estejam adequadas antes de sua execução e que permaneceram adequadas após a sua realização, tendo assim, a garantia de que foi executada satisfatoriamente. Devendo garantir ainda, que sejam identificados, prontamente, quaisquer problemas que provoquem a saída de operação das unidades de comando, relés de proteção e sistemas de comunicação e, por fim, a engenharia de operação deve garantir que as ocorrências mais comuns tenham alarmes simples e de fácil identificação.

2.2. Conceitos básicos da manutenção preditiva

Antes de se abordar a manutenção preditiva propriamente dita, convém que se faça uma pequena exposição dos conceitos gerais de manutenção e como são utilizados na prática. Observa-se que este assunto já é bastante discutido na literatura, sendo que as principais definições são as que seguem:

Manutenção corretiva: na verdade, nesta situação, o que ocorre é a manutenção executada em função de uma condição de defeito no equipamento. Esta pode tanto ser realizada com determinada programação, quanto, em função de uma situação de quebra, passando a ser realizada em condições emergenciais. “ A intervenção somente irá ocorrer quando o equipamento perder a sua função.” [1]. Fácil a conclusão de que, caso não seja utilizada adequadamente, a adoção deste método de manutenção poderá causar longas paradas na produção.

Manutenção Preventiva: a adoção deste método de manutenção, pressupõe a utilização de um programa regular de inspeções, com e sem paradas, onde serão realizadas

atividades de ajustes, limpezas, lubrificação, verificação de desgastes, troca ou reparo de peças, calibrações e troca ou reparo de equipamentos.

“ Este método é conhecido como manutenção baseada no tempo, sendo aplicada sem considerar as condições do equipamento. A atuação periódica da inspeção e manutenção com intervalos pré-determinados pode reduzir os níveis de falhas em emergência e melhorar a disponibilidade dos equipamentos.”[1]. Diversos são os métodos utilizados para a definição dos tempos de paradas, como a utilização do MTBF Mean Time Between Failures ou Tempo Médio Entre Falhas. O risco na utilização deste método está nos componentes sujeitos a falhas aleatórias ocultas. Com relação ao custo, há que se tomar bastante cuidado com a possibilidade de se fazer a substituição de componentes que ainda estariam em perfeitas condições de utilização.

Manutenção Preditiva: o sistema de Manutenção Preditiva, também conhecida como manutenção baseada na condição, adota técnicas de inspeção que buscam monitorar a evolução do estado do equipamento e, portanto, possibilitar a atuação no momento mais adequado. “A aplicação da Manutenção Preditiva é possível quando o componente apresenta um “sintoma” que pode caracterizar o seu processo de falha”[1]. Observa-se que há muitas técnicas para se fazer a manutenção preditiva, estas dependem do tipo do equipamento e de suas funcionalidades. Algumas técnicas que podem ser utilizadas são:

Termografia: medição, registro e acompanhamento da temperatura

Análise de vibrações: medição, registro e acompanhamento dos níveis de vibração

Análise de lubrificantes: medição, registro e acompanhamento das propriedades físico-químicas dos materiais lubrificantes

Cromatografia gasosa: medição, registro e acompanhamento dos gases dissolvidos ou presentes nos equipamentos

Radiografia, medições acústicas (ultrassom), fenômenos de viscosidade (líquidos penetrantes), simples inspeções visuais dirigidas dentre outras.

Se bem aplicado, um programa de manutenção preditiva traz grandes benefícios, pois proporciona a máxima disponibilidade possível ao equipamento, tendo em vista que a coleta de dados para análise é feita com o referido equipamento em regime de operação normal. O ponto crucial de seu sucesso, reside, contudo, na disponibilidade da técnica para aquisição das informações que possa ser aplicada e que tenha a efetividade esperada. “... Resumindo, pode-se definir manutenção preditiva ou monitorização condicionada, como um conjunto de tarefas de manutenção efetuadas com recurso a equipamentos de medição, em que é possível

medir os parâmetros físicos imanados por componentes, equipamentos ou sistemas. Os dados obtidos são usados para a avaliação da condição do equipamento em análise e como apoio na decisão de medidas corretivas a efetuar, caso necessário...” [2] , “O campo de atuação da Manutenção preditiva é bastante amplo, e em cada Equipamento ou Instalação é possível encaixar pelo menos um conceito de aplicação...” [3] .

Como se deduz, o objetivo final de um sistema de manutenção preditiva, é, com base no acompanhamento de determinados parâmetros de componentes, obtidos por meio de ferramentas adequadas, chegar-se a conclusões que permitam determinar, antes da incidência de defeitos ou falhas, que medidas mais adequadas a tomar para manter a máxima disponibilidade.

2.3. Atuação preditiva na operação teleassistida

Tomando como parâmetro os fatores primordiais, sob aspecto da operação, conforme descrito no item anterior 2.1, tem-se que:

2.3.1 As solicitações emitidas pelo centro de operação devem ser atendidas: para que este ponto seja atendido, há, primeiramente, que se esclarecer de forma bastante precisa quais solicitações são feitas pelos centros de operação e quais informações são necessárias para servir de base a cada solicitação. Uma vez claramente definidos estes dois aspectos, entende-se que atuar preditivamente, segundo [2], seria estabelecer pontos de medição, fazer os registros e providenciar seu acompanhamento de modo que sua análise garanta as solicitações emitidas pelo centro de operação sejam atendidas.

2.3.2 Os automatismos implantados devem funcionar adequadamente: para que este ponto seja atendido, há primeiramente que se definir quais são os automatismos, ou seja, quais as lógicas implantadas que promovem ações automáticas sempre que determinadas condições estejam presentes, estão instaladas. Compreender o que elas promovem e, por fim, definir se são dotadas de importância suficiente para que mereçam observação. Da mesma forma, segundo as definições apresentadas sobre as técnicas de manutenção preditivas, deve-se providenciar para que sejam estabelecidos os pontos de medição, que registros devem ser feitos e quais os acompanhamentos de modo que se garanta que os automatismos implantados funcionem adequadamente.

2.3.3 As condições para a manobra devem estar adequadas antes de sua execução e após a sua realização: executar satisfatoriamente uma manobra é atender as pré-condições existentes para a sua execução e verificar se as condições presentes após a

execução da mesma, evidenciam que foi realizada a contento. Assim, implantar inspeções prévias, manual ou automaticamente, a serem executadas antes da realização de determinadas manobras pode evitar chaveamentos indevidos ou chaveamentos corretos em momentos indevidos. Da mesma forma deve-se proceder, após a realização de cada passo. Por exemplo: estabelecer uma rotina que constate o desequilíbrio no módulo das correntes após a execução de manobras, pode garantir que os equipamentos de chaveamento concluíram sua tarefa a contento em todas as suas três fases.

2.3.4 Os equipamentos existentes devem estar em serviço: aqui se segue a linha tradicionalmente adotada nos projetos de Sistemas de Supervisão Comando e Controle, tratam-se neste tópico dos alarmes inerentes a cada sistema, relé ou unidade de comando e controle. Busca-se com esta linha de inspeção, identificar situações de equipamento fora de serviço, falhas em equipamentos de comunicação, falhas em sistemas auxiliares, relacionados ou não com manobras ou automatismos. Observa-se que este ponto é atualmente abordado nos projetos, onde cada vão da subestação possui determinado conjunto de alarmes inerentes aos seus próprios equipamentos. Estes devem ser avaliados e conforme sua gravidade, o problema deve ser repassado às equipes de manutenção. O ponto a ressaltar neste grupo, é que o seu caráter preventivo é menos incisivo, visto que os alarmes para este caso, quando ocorrerem, indicarão, via de regra, que determinado equipamento está fora de serviço ou bastante perto disso. Na pesquisa realizada no setor elétrico brasileiro, como parte do escopo deste trabalho, demonstrada nos itens seguintes, fácil foi constatar que essa é prática comum e existe em todos os Centros de Operação questionados.

2.3.5 As ocorrências mais comuns devem ter alarmes simples e de fácil identificação: esta linha mantém a abordagem tradicional, que não poderia deixar de estar presente, visa a dotar o sistema, de um projeto de alarmes simples, voltados a facilitar a identificação das situações mais comuns que possam vir a acontecer na rotina da operação. Deste modo, identificar-se facilmente o sucesso dos religamentos e a incidência de bloqueios, que são ocorrências mais comuns, devem ter previsão clara no projeto implementado. Neste ponto, deve-se buscar adequar o sistema de alarmes à região do sistema elétrico, por exemplo, regiões com grandes incidências de desligamentos por descargas atmosféricas devem ter alarmes que indicam curtos-circuitos simplificados e destacados. Se há religamentos automáticos previstos, então os alarmes relativos ao sucesso, insucesso, religamento ativado e desativado, deverão ser tratados com atenção diferenciada, visto que deverão aparecer com grande frequência no sistema. Observa-se na literatura que grande foi

o esforço empenhado nesta área de atuação [4],[5],[6]. Não se pode perder de vista, contudo, o escopo de atuação da equipe de operação e quais as ferramentas disponíveis a ela [2]. Obviamente que não é possível estabelecer-se uma atuação preditiva se não estiverem disponíveis as ferramentas e tampouco que decorram de atividades que não sejam inerentes a esta equipe. Observa-se em [4] que dois são os aspectos considerados quando se estabelece um sistema de alarmes. O primeiro é permitir uma avaliação das condições dos equipamentos para que a manutenção seja acionada e o segundo é possibilitar uma rápida análise pós-falta e com isso facilitar a recomposição. Observa-se, contudo, que relatar o alarme que diz que determinado equipamento está com problemas e que a manutenção deve ser acionada não evidencia uma atuação preditiva. Mesmo dentro do escopo da atuação da operação de sistemas, tomando como alicerce seus objetivos principais, tem-se que: atuar preditivamente, requer identificar-se os problemas ocorridos que estão presentes, mesmo de forma oculta, e saná-los antes que ocasionem outros problemas quando os sistemas de que fazem parte forem solicitados.

2.4. Estabelecimento das fronteiras para uma atuação preditiva na operação teleassistida

Há que se estabelecer claramente, até onde se deseja ir com um sistema de inspeção preditiva a ser adotado pela equipe de operação do centro de operação, uma vez que já há um sistema de manutenção estabelecido pela própria equipe de manutenção e que visa a impedir discontinuidades na operação do sistema elétrico supervisionado. Assim, observemos os seguintes pontos:

Fonte das informações: como é um sistema proposto para a equipe de operação localizada no centro de operação, os dados deverão ser provenientes do sistema de supervisão, ou seja, a partir dos PONTOS DIGITAIS, PONTOS ANALÓGICOS e PONTOS DE COMANDO, as informações deverão ser registradas e acompanhadas.

Objetivo: O sistema de inspeção preditiva deve garantir que as solicitações emitidas pelo centro de operação sejam executadas, que os automatismos implantados funcionem adequadamente, que as condições para a execução das manobras estejam adequadas antes de sua execução e que permaneceram adequadas após a sua realização, que os equipamentos existentes estejam em serviço e, por fim, que as ocorrências mais comuns tenham alarmes simples e de fácil identificação.

Estabelecer fonte de dados outra, que não o sistema de supervisão, seria implementar rotinas de análise com base em informações que atualmente não estão disponíveis ao

operador de sistemas. Neste caso, esta atividade estaria mais voltada à própria equipe de manutenção.

Ainda, considerando que as atividades de inspeção hoje existentes, cujo objetivo básico foi relatado em [4], quais sejam: uma avaliação das condições dos equipamentos para que a manutenção seja acionada e possibilitar uma rápida análise pós-falta, não possuem caráter intrinsecamente preditivo já que abordam, principalmente, situações de defeitos, há que se estabelecer um objetivo específico para um sistema preditivo.

Este foi, portanto, delimitado pelos cinco itens acima descritos em 2.3.

Capítulo 3

3. Avaliação da utilização da análise preditiva em alguns Centros de Operação do Brasil

3.1. Introdução

Antes de estabelecer um desenvolvimento prático, ou seja, buscar-se uma base de dados real e em operação, para nela fazer os levantamentos necessários de modo que se possa estabelecer rotinas de manutenção preditiva em um centro de operação e, tomando como base as dificuldades encontradas, partir para a implementações de soluções a cada caso, até que se consiga definir uma ferramenta factível de ser utilizada em ambiente de tempo real, achou-se prudente, investigar nos mais relevantes Centros de Operação do Brasil, a sua experiência com a implantação de rotinas de inspeção junto aos seus operadores de sistema.

3.2. Definição da utilização dos tópicos a serem avaliados nos Centros de Operação

O objetivo da avaliação feita é bastante específico:

- Identificar as práticas de inspeção adotadas em cada centro de operação
- Verificar o caráter preditivo da prática adotada
- Buscar experiências que possam ser adotadas ao presente trabalho de pesquisa
- Identificar a avaliação própria de cada um dos centros sobre a importância de uma ferramenta deste tipo e os ganhos que poderia trazer às suas rotinas atuais.

Deste modo, foi desenvolvido o formulário de registro a seguir, contendo questões relacionadas com os objetivos elencados no item 2.3 acima e delimitados pelo item 2.4. Observa-se, em tempo, que as anotações colocadas ao final de cada questão não foram enviadas aos respondentes, foram inseridas, no presente contexto, para explicitar melhor os objetivos pretendidos com cada questão.

1. São adotadas inspeções rotineiras utilizando os alarmes e grandezas do sistema de supervisão em seu Centro de Operação?	
	<i>Há inspeções bem definidas e planejadas</i>
	<i>Há inspeções simples que precisam ser adequadas para ter maior eficácia</i>
	<i>Há inspeções, mas não sistematizadas, são feitas por alguns turnos, mas não há registros</i>
	<i>Não há inspeções estabelecidas, os operadores tomam ações com base nos alarmes e nas grandezas que aparecem a cada instante</i>
Esta questão objetiva identificar, primeiramente, se há rotinas de inspeção utilizando-se o sistema de supervisão. É esperada, ao fim do trabalho a conclusão de que, de uma maneira ou de outra, todos os centros tenham rotinas de inspeções implantadas junto a seus operadores.	

Figura 3. 1 - Questionário de avaliação QUESTÃO 1

Figura 3. 2 - Questionário de avaliação QUESTÃO 1

2. Há inspeções diferenciadas para instalações desassistidas e para aquelas que possuem operadores em turno de 24h ?	
	<i>Há inspeções diferenciadas bem definidas e planejadas</i>
	<i>Há inspeções diferenciadas mas são simples que precisam ser adequadas para ter maior eficácia</i>
	<i>Há inspeções diferenciadas, mas não sistematizadas, são feitas por alguns turnos, mas não há registros</i>
	<i>Não há inspeções estabelecidas, os operadores tomam ações com base nos alarmes e nas grandezas que aparecem a cada instante</i>
Esta questão objetiva identificar, se há rotinas de inspeção diferenciadas para instalações que são desassistidas e para aquelas em que há operação local. Espera-se identificar se houve algum trabalho no sentido de definir necessidades específicas decorrentes das subestações onde não há operação local, ou se, as inspeções são iguais para todas elas. Fato que se ocorrer, induz à dedução de que, mesmo existindo inspeções definidas para os operadores de sistema, elas não foram resultado de uma avaliação para cada necessidade, seguindo o conhecimento geral atualmente adotado em todos os centros.	

Figura 3. 4 - Questionário de avaliação QUESTÃO 2

3. Há inspeções que visam a identificar se as grandezas individuais por fase estão em equilíbrio?	
	<i>Há inspeções específicas bem definidas e planejadas</i>
	<i>Há inspeções dessas grandezas, mas são simples que precisam ser adequadas para ter maior eficácia</i>
	<i>Há inspeções com este objetivo, mas não são sistematizadas são feitas por alguns turnos, mas não há registros</i>
	<i>Não há inspeções estabelecidas, os operadores tomam ações com base nos alarmes e nas grandezas que aparecem a cada instante</i>
<p>Esta questão objetiva identificar se há rotinas de inspeção mais específicas, como por exemplo comparação de valores monofásicos. Acontece que normalmente são apresentadas nas telas do sistema de supervisão apenas uma das fases, normalmente a fase B. A implementação de comparação dos valores monofásicos entre si indica uma preocupação mais preditiva com a situação do equipamento em campo. A dificuldade de implementação prática é que, inspecionar os valores monofasicamente é um trabalho muito extenso, necessitando, portanto, de implementação de ferramentas de auxílio. A existência de sistematização deste tipo de inspeção é indicativo da busca por uma atuação preditiva no centro pesquisado.</p>	

Figura 3. 3 - Questionário de avaliação QUESTÃO 3

4. Há inspeções que visam a identificar especificamente se as pré-condições dos automatismos e comandos estão satisfeitas?	
	<i>Há inspeções focadas nas pré-condições. São bem definidas e planejadas, permitem identificar se um religamento, por exemplo, estará fora de serviço devido a uma situação de informação de chave inválida no sistema de supervisão.</i>
	<i>Há inspeções simples, não focadas na previsão de condições de funcionamento dos automatismos. Elas precisam ser adequadas para ter maior eficácia</i>
	<i>Há inspeções de pré-condições, mas não são sistematizadas</i>
	<i>Não há inspeções estabelecidas com foco na identificação das pré-condições dos automatismos. Os operadores tomam ações com base nos alarmes e nas grandezas que aparecem a cada instante, não há como identificar previamente se um determinado automatismo está apto a funcionar por meio de inspeções nos alarmes</i>
<p>Esta questão objetiva identificar, se há rotinas de inspeção implantadas que vão mais além que a praxe nacional, que é o relacionamento e exposição, em tela apropriada, da lógica de intertravamentos para a realização do comando nos disjuntores. Não se observou, até agora, este mesmo procedimento para as lógicas dos esquemas especiais, religamentos ou manobras de serviços auxiliares, por exemplo. Ainda, o comum é fazer-se a verificação das referidas condições somente após a falha no comando solicitado, não há práticas diárias de inspeção de TODOS estes pontos com o objetivo de antever-se a falha do comando, mesmo que o mesmo não seja necessário no momento. Este também é um trabalho muito extenso e necessita da implementação de ferramentas especiais para sua realização.</p>	

Figura 3. 4 - Questionário de avaliação QUESTÃO 4

5. Há inspeções nos alarmes com vistas a verificar se há falhas nos relés e unidades de comando?	
	<i>Há inspeções bem definidas e planejadas com foco nos alarmes que indicam se estas unidades estão fora de serviço</i>
	<i>Há inspeções simples que precisam ser adequadas para ter maior eficácia, os alarmes não estão organizados para se conseguir esta informação facilmente</i>
	<i>Há inspeções não sistematizadas, alguns turnos tem a rotina de verificar se há alarmes de relés ou unidades de comando fora de serviço, mas não houve um trabalho voltado para organizar os alarmes neste sentido</i>
	<i>Não há inspeções estabelecidas, os operadores tomam ações com base nos alarmes e nas grandezas que aparecem a cada instante. Quando aparece um alarme dessa natureza a manutenção é acionada para solucionar o problema</i>
<p>Esta questão objetiva identificar, se há rotinas de inspeção implantadas para verificar se os equipamentos de proteção e controle estão em funcionamento. O setor adota este tipo de inspeção normalmente em suas salas de operação. Objetiva-se comparar o resultado desta questão com o apresentado na questão 4. Note-se que identificar-se que uma unidade de comando fora de serviço pode indicar também que determinado disjuntor ou seccionadora não receberá comando, e mais, isto ocorre em outros vãos que não aquele a que pertence esta unidade defeituosa. Assim, atuar preditivamente seria identificar que a unidade está fora de serviço, assim como os esquemas de intertravamento e automatismo dos quais ela faz parte.</p>	

Figura 3. 5 - Questionário de avaliação QUESTÃO 4

6. Há inspeções nos alarmes com vistas a identificar se as bobinas de abertura dos disjuntores estão em condições normais?	
	<i>Há inspeções bem definidas e planejadas, têm o objetivo de identificar se os disjuntores estão aptos a abrir se requisitados.</i>
	<i>Há inspeções simples que precisam ser adequadas para ter maior eficácia, não há objetivo específico de se verificar as condições das bobinas de abertura</i>
	<i>Há inspeções não sistematizadas, alguns turnos têm a rotina de verificar quais alarmes estão acionados, mas não houve um trabalho voltado para organizar os alarmes neste sentido</i>
	<i>Não há inspeções estabelecidas, os operadores tomam ações com base nos alarmes e nas grandezas que aparecem a cada instante</i>
<p>Esta questão objetiva identificar, se há rotinas de inspeção implantadas que sejam específicas o suficiente. Se for possível identificar que há inspeções sistematizadas quanto a este assunto, isso significa uma atuação preditiva com relação à funcionalidade da solicitação do comando, uma vez que alarmes de falhas nessas bobinas são indícios que os comando solicitados não terão êxito.</p>	

Figura 3. 6 - Questionário de avaliação QUESTÃO 6

7. Há algum alerta que busque evitar uma manobra quando as condições sistêmicas não são favoráveis?	
	<i>Estão definidas situações como sobrecargas, variações de tensão, dentre outras, e podem ser verificadas no sistema supervisorio, antes que as manobras sejam executadas</i>
	<i>Estão definidas situações como sobrecargas, variações de tensão, dentre outras, e podem ser verificadas nas instruções de operação apenas. Antes que as manobras sejam executadas, o sistema de supervisão é utilizado para fornecer as informações atuais.</i>
	<i>Há inspeções para que se verifique as condições sistêmicas antes da realização das manobras, não estão sistematizadas e cada turno faz de acordo com sua experiência.</i>
	<i>Não há inspeções estabelecidas, os operadores verificam as instruções de operação antes da realização de manobras e observam se estas condições estão satisfatórias com base nas informações fornecidas no momento pelo sistema de supervisão.</i>
<p>Esta questão objetiva identificar, se há rotinas de inspeção implantadas que atuem em situações específicas não relacionadas com o estado de "saúde" dos equipamentos, mas com a condição sistêmica para a realização das manobras. Exemplos de situações assim são verificações que indiquem sobrecarga em equipamentos remanescentes quando da retirada de operação de equipamentos que operem em paralelo, consequências sistêmicas da retirada de equipamentos de controle de reativo, etc.</p>	

Figura 3. 7 - Questionário de avaliação QUESTÃO 7

8. Você considera que as inspeções hoje realizadas no Centro de Operação têm forte caráter preditivo e são capazes de garantir que os automatismos e comandos sejam efetuados com sucesso quando requisitados?	
	<i>Sim, há inspeções bem definidas e planejadas com foco na análise preditiva. São sistematicamente realizadas e permitem a identificação dos problemas nas lógicas de automatismos e nos comandos antes que venham a ser requisitados</i>
	<i>Em parte, há inspeções simples realizadas neste sentido, mas precisam ser adequadas para ter maior eficácia</i>
	<i>Há inspeções estabelecidas em nosso centro, porém, não são sistematizadas, assim, apenas algumas situações podem ser identificadas antes que os automatismos e comando sejam solicitados</i>
	<i>Não há inspeções estabelecidas nesse sentido. Os operadores tomam ações com base nos alarmes e nas grandezas que aparecem a cada instante, entretanto, em poucas situações os alarmes que aparecem evidenciam antecipadamente que determinado automatismo ou comando não será efetivada caso seja requisitado.</i>
<p>Esta questão objetiva identificar, qual o sentimento pessoal do respondente com relação às rotinas de inspeção hoje implantadas em seu centro de operação. Tendo respondido os questionamentos anteriores, é de se esperar que o respondente passe a montar uma ideia de como está sua área com relação aos pontos observados, com isso, terá uma posição interna sobre sua necessidade de melhoria ou não, frente aos temas apresentados. Deste modo, qualquer resposta diferente da opção "a", indica que internamente ele percebe que carece de uma rotina mais sistematizada no que se refere à atuação preditiva em sua área. Isto pode indicar que dispõe de rotinas padronizadas de inspeção, entretanto, necessitaria de uma melhor análise para alcançar objetivos mais compatíveis com a atuação preditiva.</p>	

Figura 3. 8 - Questionário de avaliação QUESTÃO 8

3.3. Realização da pesquisa em campo

Essa avaliação iniciou-se por meio de uma solicitação de apoio feita ao Operador Nacional do Sistema, de modo que este pudesse indicar, com base nas áreas de atuação de cada um dos centros com que se relaciona, aqueles que pudessem, frente sua importância estratégica, já ter algum avanço neste campo. Foram indicadas as seguintes empresas cuja área de atuação estão descritas a seguir (*as informações e declarações a seguir foram coletadas diretamente dos sites das respectivas empresas em junho de 2015*):

I - TAESA – Transmissora Aliança de Energia Elétrica SA

A Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA – é um dos maiores grupos privados de transmissão de energia elétrica do Brasil em termos de Receita Anual Permitida (RAP). A empresa é exclusivamente dedicada à construção, operação e manutenção de ativos de transmissão, com aproximadamente 9747 km de linhas de transmissão em operação mais uma concessão adquirida em leilão, que possuirá aproximadamente 85 km de extensão. Além disso, possui ativos em 67 subestações com nível de tensão entre 230 e 525kV, presente em todas as regiões



Figura 3. 9 – Ativos da TAESA

do país e um Centro de Operação e Controle localizado em Brasília. Atualmente a TAESA detém 28 concessões de transmissão, possuindo 100% dos ativos de treze concessões, participação na ETAU, Brasnorte e em treze concessões da TBE.

II - STATE GRID BRAZIL HOLDING

Em 2010, o Brasil foi escolhido pela State Grid para a realização do primeiro grande investimento do conglomerado em países não-asiáticos. A State Grid Brazil Holding adquiriu sete companhias nacionais de transmissão de energia, ao custo de US\$ 989 milhões. O modelo de fornecimento confiável, econômico, limpo e sustentável da State Grid já beneficia, portanto, algumas das maiores cidades brasileiras. São quase seis mil quilômetros de linhas de transmissão operados pela chinesa nos próximos 30 anos de concessão, localizados no sudeste do país. Ao cobrir Brasília, Rio de Janeiro, São Paulo e outras grandes áreas próximas aos centros de carga, a State Grid International Development (SGID) passa a ocupar o quinto lugar



Figura 3. 10 – Ativos da State Grid

entre as empresas de transmissão de energia do Brasil. Em 2012, a State Grid Brazil Holding inaugurou sua sede no Rio de Janeiro. Com investimento superior a R\$ 200 milhões, o escritório central ocupa um prédio com certificação Green Building Gold, concedida pela organização norte-americana Green Building Council, que estabelece critérios de construção sustentável.

III – ABENGOA BRASIL

Em agosto de 2000, Abengoa participa de um leilão da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), através do consórcio que deu origem à empresa Expansión Transmissora de Energia, e ganha a concessão de duas linhas de transmissão, ambas saindo do município de Samambaia, no Distrito Federal, com destino aos estados de Goiás e Minas Gerais. O êxito obtido leva o grupo a constituir em 1º de março de 2001 a empresa Abengoa Brasil. No final de 2002, já possui participação em quatro concessionárias: Expansión, NTE, STE e ETIM Transmissoras de Energia. Em 2003 é criada a ATE Transmissora de Energia, um marco na evolução da companhia, por ser a primeira de sete concessões sem participação acionária de outras empresas. O primeiro leilão conquistado individualmente promove a implantação da linha Londrina–Assis–Araraquara, 525 kV, com 370 km de extensão. Interligando as regiões do país, a companhia executa projetos prioritários para o Sistema Integrado Nacional (SIN),

como os desenvolvidos pelas concessionárias ATE II a ATE VII Transmissoras de Energia, contabilizando aproximadamente 4.000 km de rede de alta tensão. Em 1º de julho de 2008, o controle da operação e da manutenção de todas as linhas de transmissão e subestações administradas pela organização é concentrado no Centro de Controle de Operações (COS).

Um novo capítulo começa a ser escrito, a partir das concessionárias Manaus e Norte Brasil e das alianças com a Eletrobras. A Manaus Transmissora está construindo uma das primeiras linhas de transmissão de energia elétrica a atravessar a Floresta Amazônica: Oriximiná–Silves-Lechuga, 500 kV, com 586 km de extensão. A Norte Brasil será responsável por uma das maiores linhas de transmissão de energia em corrente contínua do mundo. A linha Coletora Porto Velho – Araraquara, CC 600 kV, vai interligar as usinas de Santo Antônio e Jirau ao estado de São Paulo. De Rondônia ao interior de São Paulo serão aproximadamente 2.412 km de extensão.

Em 2009 Abengoa Brasil constitui a empresa Omega - Operação e Manutenção de Linhas de Transmissão, que passa a realizar as atividades de operação e manutenção dos sistemas de transmissão convencionais e de outras infraestruturas energéticas relacionadas com o desenvolvimento sustentável, como plantas de cogeração, solar e eólica, retendo e aprimorando o conhecimento no planejamento e na execução desses serviços.

IV – GRUPO ELETROBRAS

Na condição de holding, a Eletrobras controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil por intermédio de seis subsidiárias: Eletrobras Chesf, Eletrobras Furnas, Eletrobras Eletrosul, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras CGTEE e Eletrobras Eletronuclear. Além de principal acionista dessas empresas, a Eletrobras, em nome do governo brasileiro, detém metade do capital de Itaipu Binacional.

A holding também controla o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobras Cepel) e a Eletrobras Participações S.A. (Eletrobras Eletropar). Além disso, atua na área de distribuição de energia por meio das empresas Eletrobras Amazonas Energia, Eletrobras Distribuição Acre, Eletrobras Distribuição Roraima, Eletrobras Distribuição Rondônia, Eletrobras Distribuição Piauí e Eletrobras Distribuição Alagoas. A capacidade geradora da Eletrobras, incluindo metade da potência de Itaipu pertencente ao Brasil, é de 42.987 MW, correspondentes a 34% do total nacional. A empresa também possui 50% das linhas de transmissão do país. Do grupo Eletrobras a pesquisa incluiu a Eletrobras Chesf, Eletrobras Furnas, Eletrobras Eletrosul e Eletrobras Eletronorte.

3.4. Resultados obtidos com a pesquisa em campo

Foram apresentados os objetivos da pesquisa, o assunto foi discutido primeiramente por via telefônica, em seguida os questionários foram enviados, tendo sido recebidos os mesmos das empresas do setor relacionadas a seguir. Observa-se apenas que o questionário da Eletrobras Eletronorte foi respondido pelo próprio autor do trabalho, tendo em vista que é funcionário de carreira desta empresa.

- TAESA – Transmissora Aliança de Energia Elétrica SA
- STATE GRID BRAZIL HOLDING
- ABENGOA BRASIL
- Eletrobras Eletrosul
- Eletrobras Chesf
- Eletrobras Furnas
- Eletrobras Eletronorte

Os resultados estão resumidos na Tabela 3.1 a seguir.

Tabela 3.1. Resultados resumidos da pesquisa de campo

Questão	TAESA	STATE GRID	ABENGOA	IE MADEIRA	Eletrosul	Chesf	Eletronorte	Furnas	Plena
1	C	B	A	X**	D	B	B	A	X**
2	B	B	A	X**	A	B	B	D*	X**
3	C	C	B	X**	A	B	B	D*	X**
4	B	B	A	X**	A	B	B	D*	X**
5	B	C	A	X**	A	A	A	D*	X**
6	B	C	A	X**	D	A	A	D*	X**
7	A	B	B	X**	B	A	B	D*	X**
8	B	B	B	X**	A	B	B	B	X**
Obs 1. * O respondente não assinalou o item referente a letra D, tão somente registrou observação que levasse a esta conclusão, e deixou sem marcação o referido campo da pesquisa.									
Obs 2. ** não respondeu à pesquisa									

A Tabela 3.2 a seguir, pretende demonstrar, com base nas respostas mais frequentes, a resposta obtida para o setor elétrico:

Tabela 3.2. Resposta mais frequente da pesquisa de campo

Questão	Resposta mais comum
1. São adotadas inspeções rotineiras utilizando os alarmes e grandezas do sistema de supervisão em seu Centro de Operação?	<i>Há inspeções simples que precisam ser adequadas para ter maior eficácia</i>
2. Há inspeções diferenciadas para instalações desassistidas e para aquelas que possuem operadores em turno de 24h ?	<i>Há inspeções diferenciadas mas são simples que precisam ser adequadas para ter maior eficácia</i>
3. Há inspeções que visam a identificar se as grandezas individuais por fase estão em equilíbrio?	<i>Há inspeções dessas grandezas, mas são simples que precisam ser adequadas para ter maior eficácia</i>
4. Há inspeções que visam a identificar especificamente se as pré-condições dos automatismos e comandos estão satisfeitas?	<i>Há inspeções simples, não focadas na previsão de condições de funcionamento dos automatismos. Elas precisam ser adequadas para ter maior eficácia</i>
5. Há inspeções nos alarmes com vistas a verificar se há falhas nos relés e unidades de comando?	<i>Há inspeções bem definidas e planejadas com foco nos alarmes que indicam se estas unidades estão fora de serviço</i>
6. Há inspeções nos alarmes com vistas a identificar se as bobinas de abertura dos disjuntores estão em condições normais?	<i>Há inspeções bem definidas e planejadas, têm o objetivo de identificar se os disjuntores estão aptos a abrir se requisitados.</i>
7. Há algum alerta que busque evitar uma manobra quando as condições sistêmicas não são favoráveis?	<i>Estão definidas situações como sobrecargas, variações de tensão, dentre outras, e podem ser verificadas nas instruções de operação apenas. Antes que as manobras sejam executadas, o sistema de supervisão é utilizado para fornecer as informações atuais.</i>
8. Você considera que as inspeções hoje realizadas no Centro de Operação têm forte caráter preditivo e são capazes de garantir que os automatismos e comandos sejam efetuados com sucesso quando requisitados?	<i>Em parte, há inspeções simples realizadas neste sentido, mas precisam ser adequadas para ter maior eficácia</i>

3.5. Avaliação dos resultados obtidos na pesquisa de campo

Com base nos resultados obtidos com a pesquisa de campo e tomando como pontos de referência os primeiros resultados registrados, obtém-se as seguintes análises sobre as condições das ferramentas disponíveis em cada centro de operação:

3.5.1. Questão 1: São adotadas inspeções rotineiras utilizando os alarmes e grandezas do sistema de supervisão em seu Centro de Operação?

Análise: Observou-se que há inspeções utilizando-se o sistema de supervisão em todos os centros do país. Elas não devem estar completamente definidas para que se obtenha eficácia como inspeções preditivas, visto que, segundo a média da avaliação geral, ainda são simples e precisam ser melhoradas para que se obtenha maior eficácia. O que se pode adicionar, com base na conversa inicial com o representante da empresa, é que não foi feito um estudo prévio para se estabelecer uma rotina definida de inspeções com objetivos específicos, principalmente com caráter preditivo. A realidade atual é que os operadores e muitas vezes um pessoal de análise de pós-operação fazem verificações sistematizadas de todas as informações disponíveis no sistema de supervisão, ao detectarem alarmes que indicam anormalidades acionam imediatamente a equipe de manutenção. Não há correlação entre os alarmes e lógicas estabelecidas. O alerta, por exemplo, para lógicas que não irão atuar face as condições atuais, só será feito caso haja previsão de alarmes da própria lógica fora de funcionamento.

3.5.2. Questão 2: Há inspeções diferenciadas para instalações desassistidas e para aquelas que possuem operadores em turno de 24h ?

Análise: Observou-se que há inspeções diferenciadas, contudo, mais uma vez se percebe, como na observação do item anterior, que não houve um planejamento para que estas inspeções tivessem sido desenvolvidas. As respostas demonstram que os avaliadores consideram as inspeções realizadas nos centros de operação como ainda simples, carecendo de maior análise caso se deseje maior eficácia. Esta observação nos induz à conclusão que não houve uma análise profunda que pudesse impor um caráter preditivo às inspeções realizadas nos centros de operação pesquisados, visto que, para que se consiga isso, há que se definir bem claramente que pontos devem ser observados, uma rotina sistematizada da forma de organização dos alarmes deve ser elaborada e implantada junto às equipes.

3.5.3. Questão 3: Há inspeções que visam a identificar se as grandezas individuais por fase estão em equilíbrio?

Análise: Observou-se que há inspeções das grandezas e seus valores monofásicos. Nenhum centro evidenciou, no entanto, que há ferramentas desenvolvidas para essa inspeção, fato que deve exigir um tempo muito longo para a execução desta tarefa, assim como relatado no item 4.4 do presente trabalho. O fato de haver o registro de que são realizadas inspeções

simples, evidencia que há necessidade de melhorias, como por exemplo, a organização das medidas de modo que o equilíbrio entre as fases possa ser verificado facilmente. Funcionalidades assim desenvolvidas, possibilitariam a realização de inspeções pós-manobras de modo mais fácil, ainda, permitiriam a identificação de problemas nos Transformadores de Potencial, por exemplo. Finalmente, como os respondentes assinalaram que as inspeções atualmente realizadas são simples, carecendo maior estudo para a obtenção de melhor eficácia, há que se deduzir a carência de estruturação que os permita fazer de forma ágil a inspeção de TODAS as grandezas monofásicas do sistema em busca de desequilíbrios que possam indicar anormalidades em formação.

3.5.4. Questão 4: Há inspeções que visam a identificar especificamente se as pré-condições dos automatismos e comandos estão satisfeitas?

Análise: Observou-se que há inspeções no sistema de alarmes, mas há ainda necessidade de se fazer uma correlação maior entre estes alarmes e suas consequências quando fazem parte de lógicas programadas. Não há, pelo que foi relatado na pesquisa, inspeções focadas na previsão sobre o funcionamento das lógicas de automatismos implantadas. Ao se perceber que houve um alarme, a equipe de manutenção é acionada imediatamente, entretanto, nem sempre se estabelece uma ação alternativa na operação decorrente da influência deste alarme nas lógicas implantadas, pois, nem sempre é fácil a identificação de qual lógica será afetada pelo respectivo alarme. Assim, há necessidade de avanço para que esta atividade tenha um caráter mais preditivo dentro do centro de operação. Observou-se aqui um excelente ponto de melhoria nas inspeções realizadas nos centros de operação do Brasil, visto que, os dois centros que responderam que possuem inspeções sistematizadas para verificação dos automatismos, registraram nas observações do questionário que para cada comando há a previsão de telas que demonstram, caso ocorra a falha na sua execução, qual intertravamento está impedindo a ação neste momento ou registraram que essa inspeção é feita nas chaves de ativação dos esquemas. Essas observações demonstram que ainda há a adoção da abordagem tradicional da inspeção que é a verificação da aptidão da lógica quando a mesma é necessária ou apenas com base nas chaves LIGA/DESLIGA, que devem estar na posição “LIGA”. Assim, como os demais centros registram que não possuem estas inspeções sistematizadas e os que registraram que possuem, demonstraram nas observações, que a sua forma de agir ainda segue a abordagem tradicionalmente utilizada no setor, pode-se deduzir que a previsão de funcionamento dos automatismos implantados ainda é ponto com necessidade de melhor abordagem nos centros do Brasil.

3.5.5. Questão 5: Há inspeções nos alarmes com vistas a verificar se há falhas nos relés e unidades de comando?

Análise: Observou-se que é bem estabelecida a sistemática de verificação de alarmes que indicam falhas em unidades de comando e relés de proteção. Ainda que a ação seja tomada pós falha, na maioria das vezes, como há unidades principais e alternadas, consegue-se resolver o problema antes que haja alguma consequência para o sistema. Não há sistematização clara para identificação dos impactos da falha de uma unidade em vãos diferentes pois há dificuldade na identificação das lógicas que cada unidade participa.

3.5.6. Questão 6: Há inspeções nos alarmes com vistas a identificar se as bobinas de abertura dos disjuntores estão em condições normais?

Análise: Observou-se, assim como já visto na questão 5, que inspeções nos alarmes conseguem ser específicas o suficiente para determinar falhas e fazer o adequado acionamento da manutenção para a solução do problema. O ponto a se observar é que as inspeções têm cunho geral. Há a necessidade de especificar que tipo de inspeção deve ser feita. O que ocorre com frequência é fazer o registro do alarme que aparecer, não há busca pré-definida por determinados alarmes ou por grupos de alarmes.

3.5.7. Questão 7: Há algum alerta que busque evitar uma manobra quando as condições sistêmicas não são favoráveis?

Análise: Observou-se que há inspeções realizadas no sistema de supervisão quanto as condições atuais das grandezas e estados antes das manobras. A condição para a realização da manobra em si, ainda depende da compreensão da instrução de operação aplicável, poucas são as situações encontradas onde o sistema de supervisão foi organizado para alertar se as condições são apropriadas para as manobras.

3.5.8. Questão 8: Você considera que as inspeções hoje realizadas no Centro de Operação têm forte caráter preditivo e são capazes de garantir que os automatismos e comandos sejam efetuados com sucesso quando requisitados?

Análise: Em todos os casos observados, pela experiência do respondente, há a necessidade de se fazer uma análise e melhorar o padrão de inspeção adotado na sua área para que se tenha um cunho mais preditivo. Desta forma, evidencia-se, com base nas perspectivas do próprio pessoal que trabalha nos principais centros de operação do Brasil, que a sistematização das inspeções com base nos alarmes e grandezas disponibilizadas no sistema de supervisão ainda é terreno fértil para projeto, desenvolvimento e implantação de ferramentas que as otimizem e deem maior eficácia às inspeções realizadas em ambiente de tempo real.

Capítulo 4

4. Definição de pontos a serem inspecionados em um Centro de Operação

4.1. Introdução

Neste tópico serão apresentados os critérios de organização das informações do Sistema de Proteção, Comando e Supervisão – SPCS disponíveis no Centro de Operação, conforme apresentados no item 1.4 deste trabalho. A ideia geral apresentada pode ser resumida da seguinte forma: organiza-se os alarmes e indicações analógicas em grupos específicos de modo a possibilitar ao operador a verificação rotineira desses grupos. Caso haja registro de alarmes nos mesmos, tem-se que as consequências referentes ao grupo sob inspeção podem vir a incidir no sistema, desta forma, deve-se acionar imediatamente a equipe de manutenção e providenciar medidas alternativas até que o problema seja solucionado. Seguindo, portanto, os aspectos definidos no item 2.3, passa-se a detalhar cada um deles, já estabelecendo uma organização tal, que nos permita buscar dentro das listas de alarmes aqueles itens que devem ser associados a cada um ou mais grupos.

4.2. As solicitações emitidas pelo centro de operação devem ser atendidas:

Como já relatado anteriormente, neste item deverão estar presentes todos os alarmes que correspondam a problemas que podem impedir que uma solicitação de ação de comando por parte do operador de sistemas, seja atendida prontamente. A figura 4.1, abaixo, demonstra quais os comandos que devem ser inspecionados e quais os alarmes devem ser agrupados para os mesmos. Uma vez definidos os principais pontos de observação relacionados à execução do comando, ou seja, quais os grupos de alarmes que se acionados, corresponderiam a defeitos que teriam como consequência impedir que a solicitação do comando alcance o equipamento no pátio, a etapa seguinte será a classificação dos diversos alarmes existentes na base de dados dentro dos grupos selecionados. A figura 4.1 deve ser entendida como segue: para garantir que a solicitação de comando seja bem-sucedida, deve-se considerar 4(quatro) grupos principais de comando.

4.2.1. Solicitação de comando sobre equipamentos de seccionamento e acionamentos elétricos – deverão estar classificados e agrupados neste item os alarmes relativos a defeitos relacionados diretamente com o comando e também aqueles que afetam as pré-condições das lógicas implantadas e que devem estar satisfeitas antes que a execução dos comandos seja possível. A seleção dos alarmes é precedida da análise da lógica que estabelece o pulso de comando. A partir desta análise, separa-se os alarmes que indicam as falhas relacionadas a seguir, pois são aquelas que mais comumente podem impedir que o comando seja realizado a contento:

4.2.1.1. Intertravamentos – essa é a tradicional situação seguida atualmente e que normalmente é disponibilizada no sistema de supervisão. Alarmes que indicam que, devido

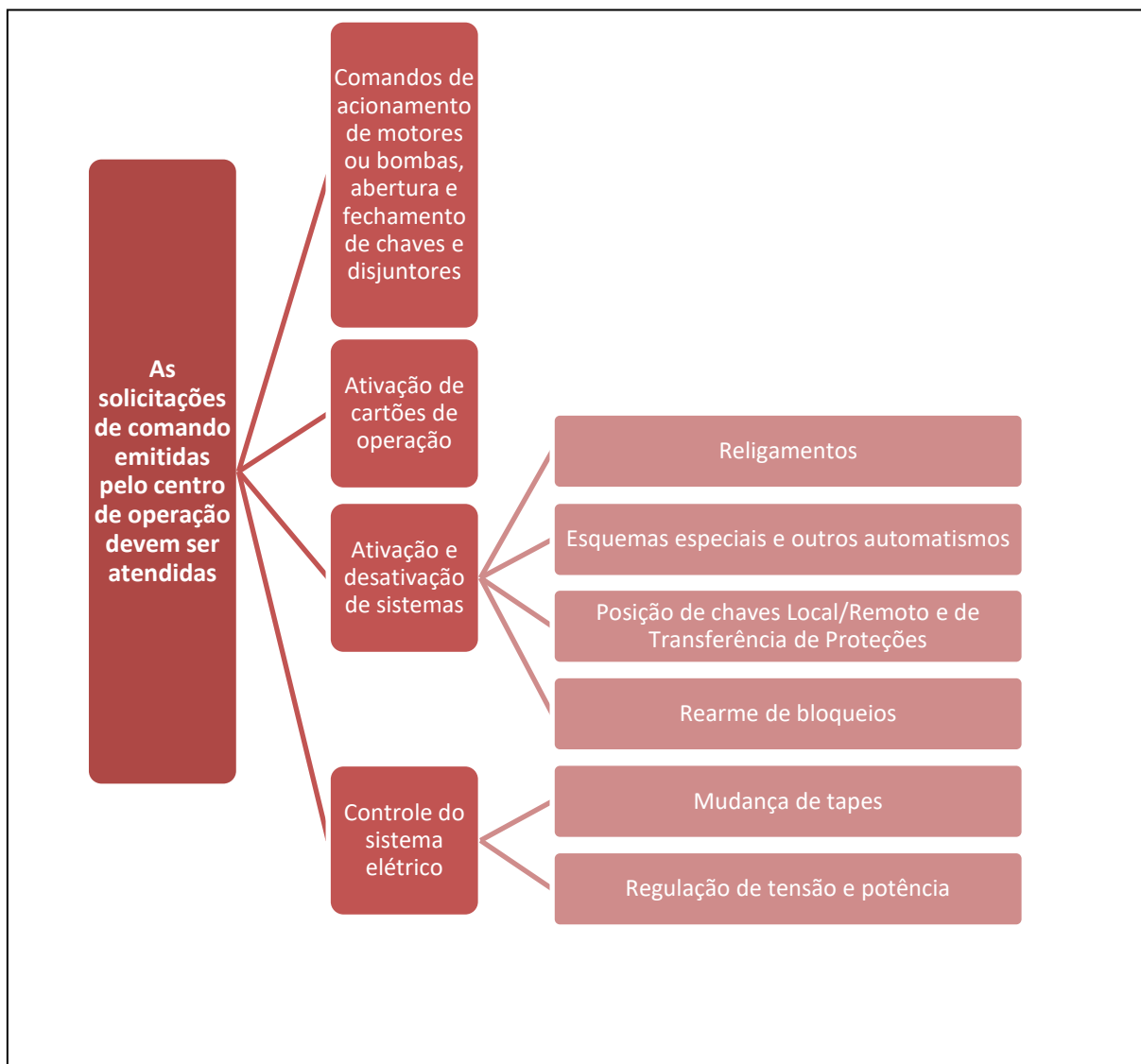


Figura 4. 1 – Inspeção para garantir os comandos emitidos

sua atuação, o intertravamento do comando do equipamento em questão impedirá o comando. Em geral são decorrentes das posições de outros equipamentos de seccionamento.

4.2.1.2. Equipamentos do SPCS em serviço – a importância de se verificar a falha de equipamentos de SPCS, Unidades de Proteção e de Comando, neste caso, reside no fato de que, nos dias atuais, são esses equipamentos que fornecem, via protocolos de comunicação, as informações de um vão para o outro, assim, uma falha em um desses equipamentos pode impedir que outro receba os dados de posição dos equipamentos ligados ao mesmo, isto impossibilitaria a verificação da lógica de intertravamento e o comando ficaria impedido.

4.2.1.3. Falha de sinal de goose – as informações fluem de um vão para outro por meio de sinais de goose. Se este sinal falhar, muitos equipamentos podem ficar impedidos de serem comandados.

4.2.1.4. Posicionamento inválido no SPCS – quando um equipamento fica com sua posição indefinida para o sistema de supervisão e controle, as lógicas de intertravamento não processam esta informação e o comando também fica impedido de ser executado.

4.2.2. Ativação de cartões de alerta nos equipamentos de seccionamento – deverão estar classificados e agrupados neste item os alarmes cujos defeitos podem impedir a colocação desses cartões. Em geral, são lógicas implementadas apenas em unidades de comando. Para sua execução, via de regra, basta que este equipamento esteja em serviço e com comunicação normal com o centro de operação.

4.2.3. Ativação e desativação de sistemas – é necessário identificar que sistemas são importantes e cujos comandos deverão ser considerados no modelo de inspeção proposto, ou seja, aqueles cuja importância é suficientemente grande para que faça parte do programa de inspeção a ser estabelecido. Em geral, ativação e a desativação destes sistemas dependem unicamente da comunicação e do funcionamento do equipamento de controle instalado nas plantas. Para uma concessionária de transmissão, os principais sistemas que devem fazer parte do sistema de inspeção são:

4.2.3.1. Religamentos – deve-se verificar a comunicação e o funcionamento das unidades de proteção responsáveis por fazer as lógicas de religamento automático das linhas.

4.2.3.2. Esquemas especiais e outros automatismos – deve-se verificar a comunicação e o funcionamento das unidades de proteção responsáveis pela ativação e desativação das lógicas específicas que devam ser inseridas no programa de inspeção proposto.

4.2.3.3. Posição de chaves Local/Remoto e de Transferência de Proteções – deve-se verificar a comunicação e o funcionamento das unidades de proteção responsáveis pela

ativação e desativação das lógicas específicas que devam ser inseridas no programa de inspeção proposto.

4.2.3.4. Rearmes de relés de bloqueio – deve-se verificar a comunicação e o funcionamento das unidades de proteção responsáveis pelos comandos de rearme dos relés de bloqueio. Para este caso específico, da mesma forma que é utilizada rotineiramente, deve-se também identificar claramente as proteções que acionam os relés de bloqueio.

4.2.4. Controle do sistema elétrico – deverão estar classificados e agrupados neste item os alarmes que correspondam a problemas que podem impedir a execução de comandos para regulação de tensão e potência.

4.3. Os automatismos implantados devem funcionar adequadamente:

Como já relatado anteriormente, neste item deverão estar presentes todos os alarmes relacionados a problemas que podem impedir que uma determinada lógica de atuação automática atue como esperado, ver figura 4.2.

Além de se garantir que as solicitações de comandos emitidas pelo centro de operação sejam bem-sucedidas, há que se ter a preocupação em garantir que todas as lógicas implementadas e que resultam em acionamentos automáticos por parte do próprio sistema também estejam ativas e em caso de necessidade, estejam aptas a funcionar corretamente. O ponto primordial a se observar neste caso, é que não basta que a chave “LIGADO/DESLIGADO” do esquema esteja voltada para a posição “LIGADO”. Na verdade, este é o ponto mais básico e que já consta muitas vezes de algum esquema de inspeção implantado como rotina dos operadores de sistema. O ponto a observar nesta situação, é que por muitas vezes, apesar da chave estar previamente voltada para a posição “LIGADO”, fatores outros impedem que o sistema funcione. Atuar preditivamente, neste caso, é identificar se estes outros fatores estão presentes e impedirão a atuação da lógica, antes que o sistema de potência venha a precisar da mesma.

A busca pelo estabelecimento de um sistema de inspeção preditiva, levou à separação, para o caso de um sistema de transmissão, de 6 (seis) grupos de lógicas mais importantes. Diversas são as abordagens possíveis, que podem ser mais ou menos específicas, de acordo com a profundidade e abrangência das lógicas que se deseja garantir o funcionamento. Neste trabalho, com base na experiência com as atividades em um centro de operação de transmissão, foram elencadas as seguintes lógicas cuja garantia de funcionamento deverá ser feita a fim de se garantir uma atuação preditiva.

4.3.1. Religamentos automáticos de linhas de transmissão – como as linhas de transmissão são os equipamentos de maior receita para a transmissora, tornou-se muito importante que em caso de desligamentos intempestivos, a lógica de religamento tenha seu funcionamento normal. Para que se garanta o perfeito funcionamento da lógica de religamento de uma linha de transmissão, há que se identificar dentro do projeto da lógica aqueles pontos que foram considerados como premissas básicas para a sua implementação. A partir daí, então, devem ser implementadas rotinas de inspeção destes pontos. Por exemplo, informações de chaves de outros vãos, condições de ângulo e carregamento, posições indefinidas de equipamentos que forneçam insumos para lógica, são fatores que impedirão a conclusão da mesma, ainda que a chave do esquema esteja na posição “LIGADO”.

4.3.2. Reenergização de equipamentos de potência – assim como as linhas de transmissão possuem lógicas de religamento, alguns equipamentos do sistema de potência possuem lógicas de reenergização após seu desligamento. Para que se garanta o perfeito funcionamento da lógica de reenergização do referido equipamento, há que se identificar dentro do projeto da lógica aqueles pontos que foram considerados como premissas básicas para a sua implementação. Após esta identificação, deverão ser estabelecidas rotinas para inspeção destes pontos.

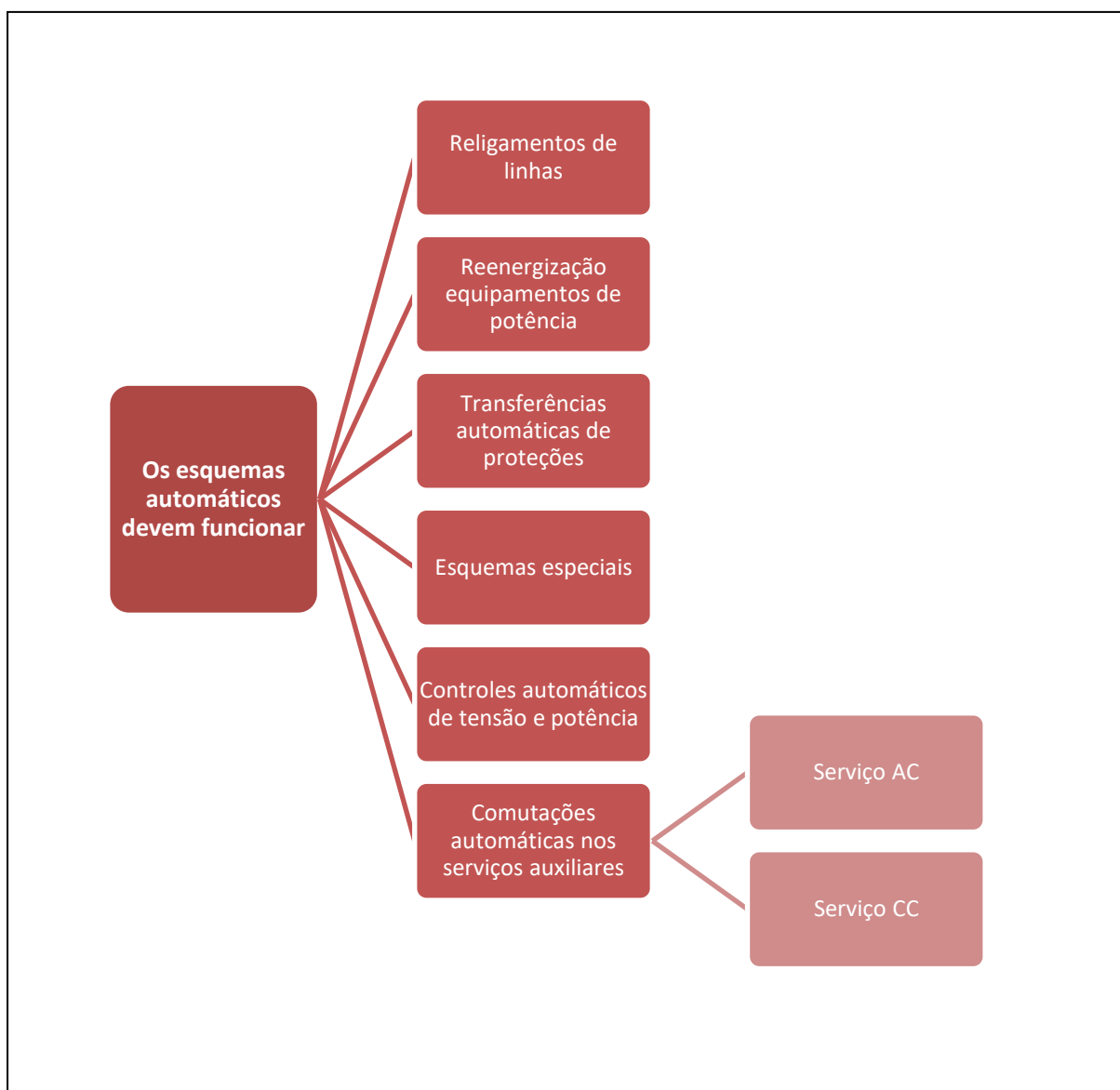


Figura 4. 2 - Inspeção para garantir o funcionamento dos esquemas automáticos

4.3.3. Transferências automáticas de proteções – nos diversos arranjos das subestações de energia, há situações em que equipamentos são retirados para manutenção, situação nas

quais outros equipamentos ficam em seu lugar, exercendo as funções que eram executadas pelo equipamento retirado. Nos casos, por exemplo, dos disjuntores, há os chamados disjuntores de transferência, também intitulados de disjuntores de interligação de barras. Quando um desses disjuntores está em substituição a algum dos disjuntores principais, ocorrem mudanças automáticas, nas quais, as proteções do equipamento protegido pelo disjuntor original, são redirecionadas para o disjuntor de transferência. Garantir que este redirecionamento foi eficaz e que a atuação, em caso de necessidade será adequada, também é uma atuação preditiva.

4.3.4. Esquemas de Controle Especiais – ECE’s – estão também presentes no sistema de potência os chamados Esquemas de Controle Especiais, que são lógicas específicas de controle, implantadas com os mais diversos objetivos, contudo, normalmente com função diretamente relacionada à garantia da adequada estabilidade e segurança operativa em situações de desligamentos ou de sua iminência. Como seu objetivo é nobre e de grande importância sistêmica para o sistema elétrico, foram destacados das simples lógicas internas das subestações, cujo espectro de abrangência é mais interno à própria Subestação. Atuar preditivamente, nos casos dos ECEs, é implantar rotinas de inspeção que possam garantir que em caso de ser solicitado, o mesmo atuará corretamente.

4.3.5. Controles automáticos de tensão e potência – esta categoria de controles deve ser objeto de inspeções preditivas, visto que, a falha na sua execução dificulta ao operador a manutenção dos limites operativos estabelecidos para o sistema de potência. Há que se observar, contudo, que, por ser uma categoria de controles de utilização mais contínua e rotineira, normalmente terá sua inspeção realizada concomitantemente com seu acionamento, tendendo assim para o estabelecimento de um sistema de inspeção com característica mais corretiva que preditiva. Assim, como seu acionamento, via de regra, é feito diariamente, acaba-se por identificar-se a falha no momento da necessidade mesmo. A exceção se dá para aqueles controles cujo acionamento não seja tão frequente, nesse caso, poder-se-ia estabelecer um sistema de inspeção que visasse a garantir se estariam aptos a responder em caso de solicitação.

4.3.6. Comutações automáticas em serviços auxiliares – esta categoria de lógicas merece destaque em um sistema de inspeção preditiva tendo em vista que a presença do serviço auxiliar na subestação teleassistida é fator primordial. Desta feita, identificar-se se as fontes de tensão principal e alternativa estão presentes, garantir que o sistema de comutação entre uma e outra está em funcionamento normal e, por fim, que será eficaz na realização deste

trabalho de comutação, é fator muito importante. Deve-se levar em conta, por fim, que as inspeções devem estar implementadas observando-se tanto o serviço auxiliar de corrente alternada quanto o de corrente contínua.

4.4. As condições para a manobra devem estar adequadas antes de sua execução e após a sua realização:

A análise preditiva relacionada às condições de manobra, visa à realização de inspeções organizadas a determinadas situações que se forem esquecidas, poderão ocorrer instabilidades, sobrecargas, ultrapassagem de limites operativos ou até mesmo resultar em desligamentos inesperados. O ponto a se destacar neste item diz respeito à necessidade de estabelecimento de inspeções a serem realizadas logo após a execução de cada passo da manobra, tendo em vista que falhas podem ocorrer como o fechamento inadequado de todas as fases dos equipamentos, incidência de desequilíbrios no sistema dentre outras situações.

Com vistas a estabelecer o programa de inspeção de caráter preditivo, há que se levar em conta, conforme figura 4.3, o desenvolvimento de rotinas que observem:

4.4.1. Níveis de carregamento de equipamentos em paralelo:

- **Antes da ação de comando** – este é um padrão de inspeção já amplamente adotado nos centros de operação, obviamente esta condição é de extrema importância antes da emissão de comandos de desligamentos de equipamentos quando o carregamento deverá ser suportado pelo equipamento que opera em paralelo.

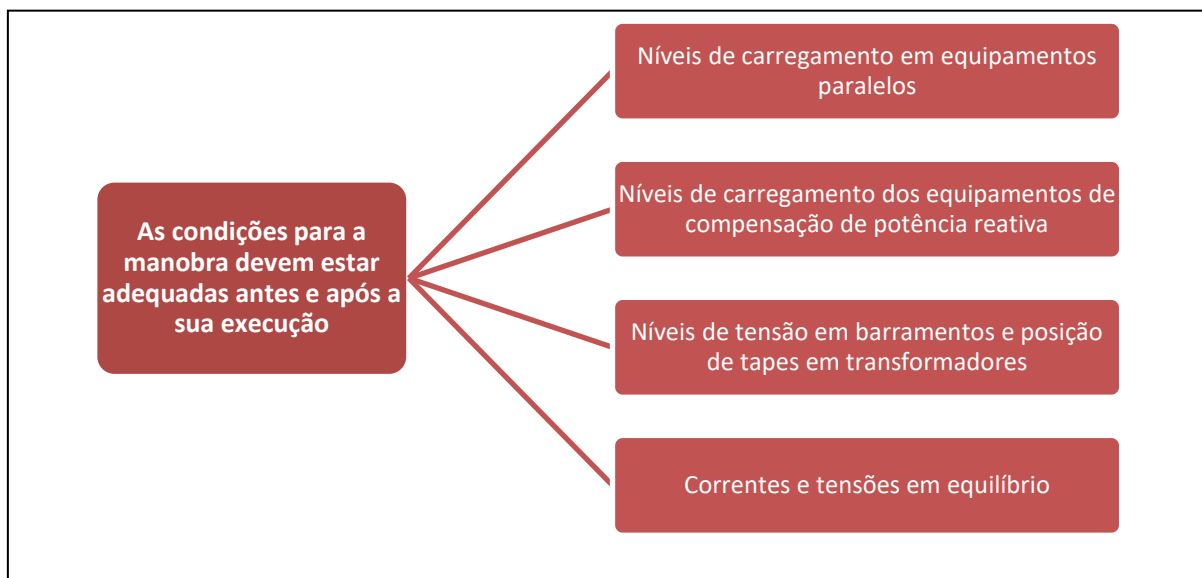


Figura 4. 3 - Inspeção para garantir as condições de manobras.

- **Após a ação de comando** – é imprescindível verificar-se que o comando foi realizado com sucesso nas três fases e que o carregamento permaneceu equilibrado e dentro dos limites aceitáveis após a execução do comando em campo.

4.4.2. Níveis de carregamento dos equipamentos de compensação de potência reativa:

- **Antes da ação de comando** – estas situações normalmente já estão bem implementadas nas instruções e são observadas atualmente pelos operadores de sistema. Visam a garantir que os equipamentos de controle de tensão tenham condições de manter os limites operativos face às energizações e desenergizações decorrentes das ações de comando
- **Após a ação de comando** – é imprescindível verificar-se que o comando foi realizado com sucesso nas três fases e que as condições permaneceram dentro dos limites operativos esperados.

4.4.3. Níveis de tensão em barramentos e posição de tapes em transformadores:

- **Antes da ação de comando** – estas situações também já estão bem implementadas nas instruções e são observadas atualmente pelos operadores de sistema. Visam a garantir que os limites de tensão sejam respeitados e que as manobras realizadas não provoquem violações inesperadas.
- **Após a ação de comando** – é imprescindível verificar-se que o comando foi realizado com sucesso nas três fases e que as condições permaneceram dentro dos limites operativos esperados.

4.4.4. Correntes e tensões em equilíbrio:

- **Antes da ação de comando** – neste caso, há que se verificar de forma simples, porém sistematizada, que as diferenças entre os valores de tensão e correntes de uma fase para outra são pequenas, fato que garante que existe o equilíbrio antes da realização das manobras.
- **Após a ação de comando** – é imprescindível verificar-se que o comando foi realizado com sucesso nas três fases e que, obviamente, o equilíbrio entre as fases permaneceu dentro dos limites operativos esperados.

Observa-se algumas dificuldades práticas na implementação destas rotinas de inspeção, por exemplo, quanto à verificação do equilíbrio entre as fases de tensões ou

correntes: os sistemas de alarmes e telas não estão voltados para este objetivo. São, de costume, apresentadas apenas as grandezas da fase B. Para que verifique e compare os valores das grandezas de todas as fases, o operador é obrigado a realizar inspeções exaustivas em cada grupo de tensões e correntes apresentados pelo sistema de supervisão em telas específicas, e só então, fazer as devidas comparações. Assim, há que se fazer pequenas adaptações de modo que esta inspeção possa ser realizada de maneira simples e rápida.

4.5. Os equipamentos existentes devem estar em serviço:

Ao se considerar os equipamentos do sistema de proteção comando e supervisão, a análise preditiva, para ser completa, deve levar em conta:

- a. que apesar de em diversos casos o sistema de proteção ser duplicado, em outros esta condição não está presente.
- b. a falha em determinado equipamento além de indicar problema específico no mesmo, poderá ocasionar problemas em lógicas e esquemas automáticos de vãos adjacentes.

Deste modo, a inspeção a ser implementada, em última análise contempla dois pontos de vista:

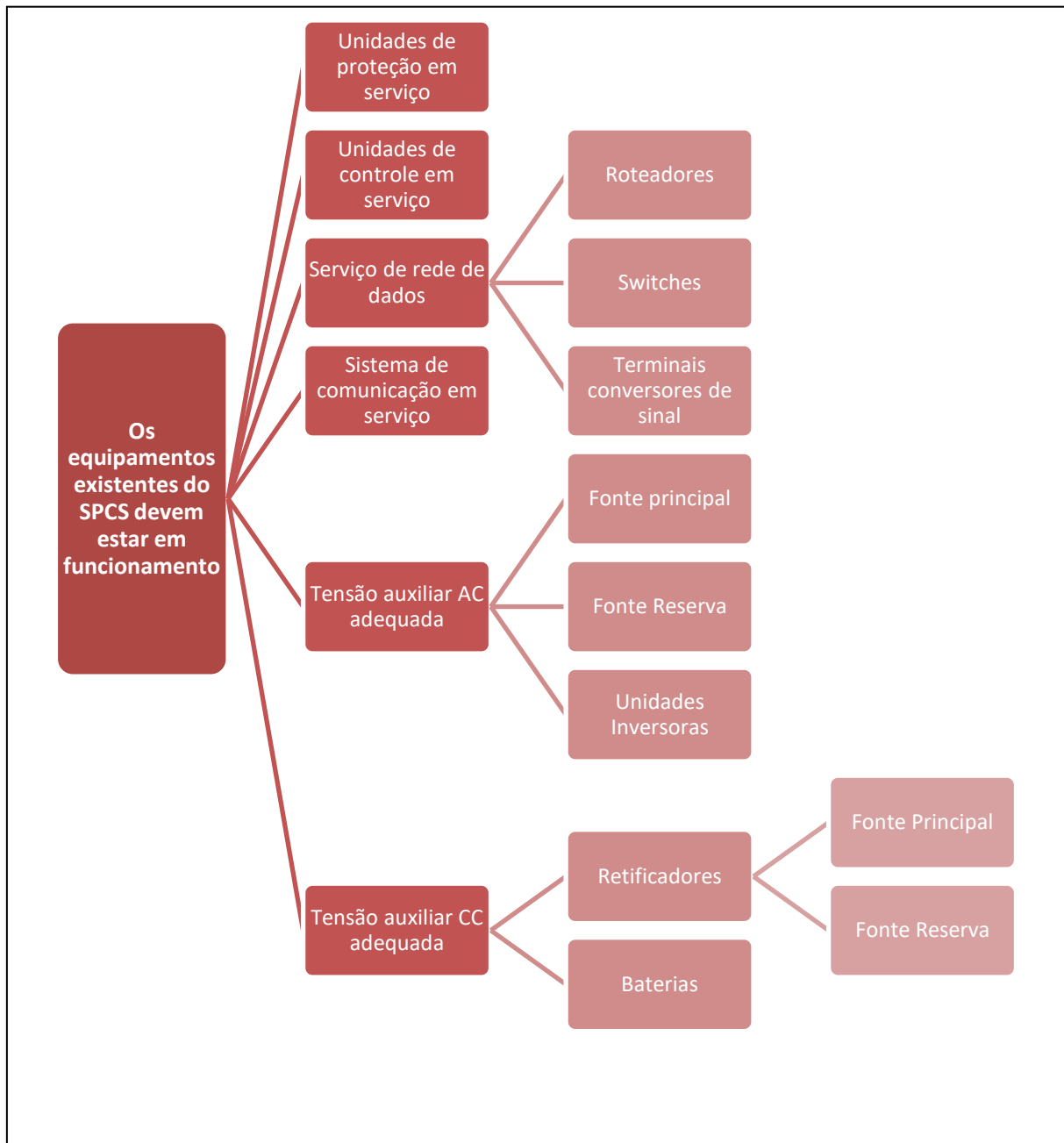


Figura 4. 4 - Equipamentos do SPCS devem estar em funcionamento

O primeiro pode ser considerado como um aspecto primordialmente corretivo, isto é, quando se detecta uma falha em determinado equipamento do SPCS e imediatamente aciona-se a equipe de manutenção para as providências de correção do problema. Ressalta-se que nas rotinas hoje implantadas nos centros de operação, esta é a abordagem corrente.

O segundo aspecto, cujo caráter tende mais ao preditivo, diz respeito à complementação da análise, que é justamente a inspeção dos comandos e acionamentos automáticos que também deixarão de funcionar ou que poderão funcionar de modo incompleto em decorrência do problema detectado, em resumo, a identificação das falhas ocultas. Uma vez esta situação identificada e implantadas as medidas alternativas até que a solução definitiva seja alcançada, pode-se então, caracterizar a inspeção preditiva para esta outra parte do sistema. O aspecto preditivo se baseia no fato de que o comando, a lógica ou o acionamento automático no momento da detecção da falha não estão sendo solicitados pelo sistema, devendo o problema, primeiramente ser conhecido, fato que não é uma tarefa simples, e posteriormente, estar sanado antes que venham ser acionados e ainda, caso isto não seja possível, que as medidas alternativas estejam estabelecidas previamente.

Analisando, portanto a figura 4.4, observa-se que uma rotina de inspeção que detecte que um determinado retificador apresentou problema, por meio da verificação de alarmes decorrentes do mesmo ou de suas fontes tem caráter corretivo. Após esta detecção, a análise dever ser complementada pela seguinte sequência de ações:

1. Identificar também se a tensão auxiliar CC continua adequada
2. Identificar qual equipamento do SPCS deixou ou pode deixar de funcionar
3. Identificar se este equipamento acarretará mal funcionamento em determinados comandos:
 - a. Comandos de acionamento de motores ou bombas, abertura e fechamento de chaves e disjuntores
 - b. Ativação de cartões de operação
 - c. Ativação e desativação de sistemas
 - d. Controle do sistema elétrico
4. Identificar se este equipamento acarretará mal funcionamento em parte de alguma lógica de automatismo pré-definida:
 - a. Religamentos de linhas
 - b. Reenergização equipamentos de potência
 - c. Transferências automáticas de proteções
 - d. Esquemas especiais
 - e. Controles automáticos de tensão e potência
 - f. Comutações automáticas nos serviços auxiliares
5. Estabelecer as medidas corretivas necessárias até a solução.

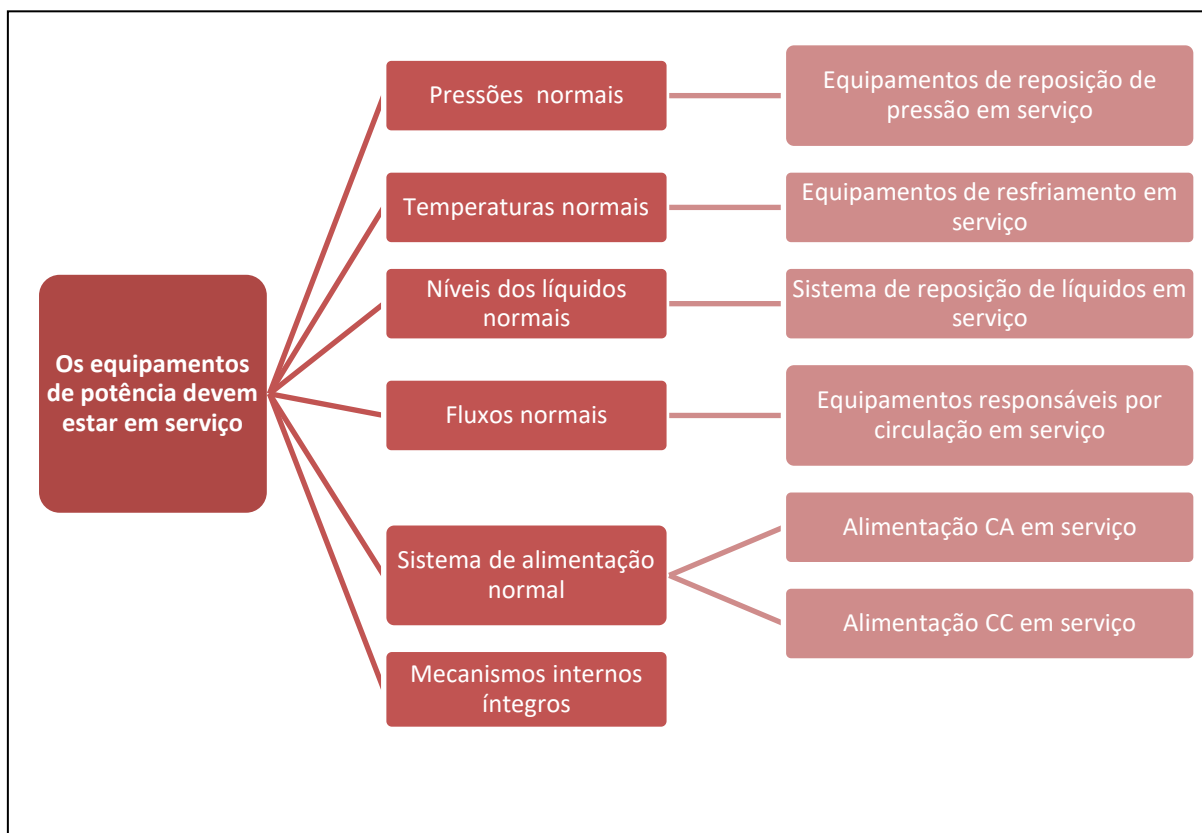


Figura 4.5 - Equipamentos de potência devem estar em serviço.

Ao se considerar os equipamentos de pátio, observa-se que trazer ao centro de operação, a tarefa de atuar preditivamente no aspecto referente às condições dos equipamentos de potência, efetivamente não é proposta deste trabalho, pois, para este caso, há rotinas de inspeção e testes adotadas pelas equipes de manutenção com este fim. Ainda assim, há um ponto de melhoria na organização dos alarmes que pode facilitar e otimizar uma rotina de inspeção e acompanhamento por parte dos operadores do centro de operação. A proposta de agrupamento é evidenciada na figura 4.5. Dessa forma, em vez de direcionar a inspeção por subestação e seus equipamentos, a rotina a ser implantada direcionaria o foco para os seis (6) itens elencados na figura. Exemplificando, em vez de se adotar o padrão atual, onde o operador percorre a lista de alarmes buscando descrições de baixas pressões, como por exemplo, “BAIXA PRESSÃO DE GAS SF6 1º ESTÁGIO”. Ele receberia a incumbência de inspecionar 6 grandes grupos de alarmes, quais sejam:

- Pressões normais
- Temperaturas normais
- Níveis dos líquidos normais

- Fluxos normais
- Sistema de alimentação normal
- Mecanismos internos íntegros

Apesar de aparentemente simples, é importante a adequada organização dos alarmes de modo que se possa, após em uma rápida verificação, a identificação de pontos de fragilidade em todas as instalações supervisionadas. A inspeção deve ser organizada de forma a permitir ao operador de sistemas a fácil identificação quanto aos maus funcionamentos dos equipamentos de potência, antes que venham a apresentar falhas graves ou quebras que obriguem a parada de emergência dos mesmos.

4.6. As ocorrências mais comuns devem ter alarmes simples e de fácil identificação:

Este item não se correlaciona com o conceito de inspeção preditiva, não cabendo, por conseguinte, aqui, a referência à antecipação de ações para que se possa antever a falta. Uma vez que, já tendo ocorrido a perturbação, a realização de inspeções descritas neste tópico, teria o objetivo, tão somente, de definir o ponto da falta e a adoção, em sequência, dos procedimentos de recomposição apropriados. Observa-se ainda que inúmeros são os esforços empreendidos neste sentido, diversas são as estratégias de comparação de grandezas, análise de alarmes, simplificações reorganizações e agrupamentos que facilitam a tarefa de, após uma perturbação no sistema elétrico, identificar-se a origem do problema e, inclusive, definir-se a melhor estratégia para a recomposição. Ressalta-se, que não está no escopo deste trabalho a realização do diagnóstico de faltas e a assistência aos procedimentos de recomposição.

A fim de se fechar o assunto das inspeções que deveriam ser estabelecidas no centro de operação, não se pode deixar de fora, contudo, as inspeções pós-falta. Tomando-se por base os princípios da simplicidade e da busca por se alcançar os principais objetivos da equipe de operação do sistema. Seguindo-se a lógica adotada até aqui, tem-se como fatores primordiais a serem inspecionados pela equipe de tempo real, aqueles que caracterizem o local, a natureza da falta ocorrida e se a mesma possibilita ou impede a imediata recomposição.

A proposta apresentada na figura 4.6, pode ser resumida implantando-se a rotina de inspeção segundo a qual, analisando-se nas listas de alarmes, após o desligamento de um ou mais equipamentos no sistema elétrico, buscando-se identificar se a causa foi devida a:

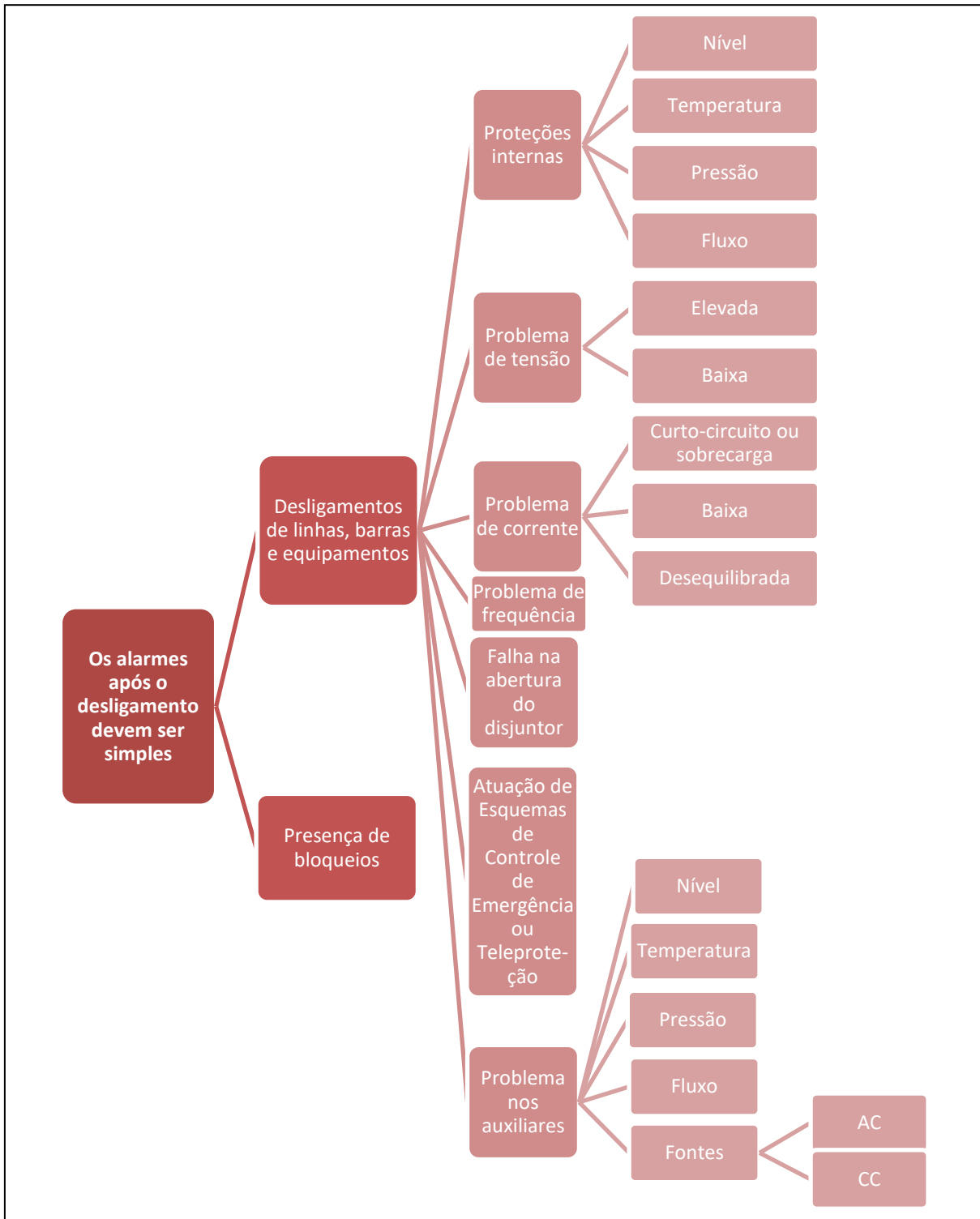


Figura 4. 6 - Inspeções definidas após a incidência de perturbações.

1. Proteções internas dos equipamentos
2. Problemas com tensão
3. Problemas com corrente
4. Problemas decorrentes de alteração na frequência
5. Falhas nas operações dos disjuntores
6. Atuação de problemas externos que acarretaram o desligamento do equipamento - Atuação de Esquemas de Controle de Emergência ou Teleproteção
7. Falhas nas tensões de alimentação dos equipamentos
8. Existência de bloqueios que impedirão o retorno

Destaca-se que a subdivisão apresentada na figura 4.6, onde são registrados os alarmes de fluxo, níveis, temperaturas, etc. representa um grupo de registros que tem o objetivo de esclarecimento, entretanto, a inspeção pode ser limitada ao primeiro nível e a presença ou não de alarmes referentes a bloqueios para que se inicie o procedimento de recomposição ou de isolamento para entrega à manutenção. Observa-se que para o operador de sistemas, a informação do equipamento desligado, a natureza do defeito e se o mesmo está apto ao retorno é a mais básica e mais essencial. Nesse caso, se uma linha se apresenta desligada, a inspeção definirá a natureza do problema, por exemplo:

- LINHA DESLIGADA – PROBLEMA DE CORRENTE – ELEVADA (CURTO-CIRCUITO)
- AUSÊNCIA DE BLOQUEIOS

Essa inspeção resultará na conclusão de que o defeito foi de corrente elevada e o equipamento está pronto para o retorno.

Por outro lado, se ocorrer uma falha em um transformador, por exemplo com a proteção diferencial. A inspeção resultará em:

- TRANSFORMADOR DESLIGADO – PROBLEMA DE CORRENTE – DESEQUILIBRADA
- PRESENÇA DE BLOQUEIO

Essa inspeção resultará na conclusão de que o defeito foi de corrente elevada e o equipamento deve ser isolado e entregue à manutenção.

Observa-se, contudo, que nos dois exemplos, saber-se se foi “elevada” ou “desequilibrada” não altera a ação final.

Simplificar-se desta forma os alarmes apresentados, facilita a análise, desde que estejam presentes os alarmes que possibilitem a conclusão. Nas situações em que ocorrerem falta de

alarmes, haverá a necessidade de uma inspeção mais detalhada por parte dos operadores para ver se conseguirão chegar a uma conclusão mesmo com insuficiência de alarmes, este caso, contudo, deixa de ser objeto deste trabalho, visto que, o que é buscado aqui é uma forma simplificada e padronizada de inspeção que se aplique à maioria dos casos e para aqueles que são mais comuns. As situações mais específicas devem mesmo ser tratadas pelas diversas técnicas de diagnóstico de faltas e auxílio à recomposição hoje bastante divulgadas na literatura. No desenvolvimento prático desta filosofia de inspeção, esta proposta de inspeção não foi elaborada para aplicação prática, face ao tamanho e complexidade do desenvolvimento computacional até o momento concluído para que se atinja os objetivos propostos nos itens 4.2 até 4.5 acima.

Capítulo 5

5. Elaboração da ferramenta computacional implementada no OEOR-TM – Centro de Operação da Eletrobras Eletronorte

5.1. Introdução

No presente estágio, uma vez definidos os princípios norteadores da inspeção a ser estabelecida em ambiente de tempo real, há que se analisar uma forma de implementação prática da ferramenta que permitirá ao operador de sistemas executar seu trabalho de modo adequado. Observa-se, adicionalmente, que a característica da implementação prática de ferramentas de tempo real, em empresas onde as bases de dados já estão em funcionamento e as telas de observação já são de conhecimento dos operadores e técnicos, é uma das principais tarefas a ser pensada e elaborada, de outro modo, qualquer ferramenta desenvolvida correrá imenso risco de permanecer na discussão teórica e as vantagens obtidas com a nova ideia nunca poderão ser percebidas ou aproveitadas pela empresa.

5.2. Princípios norteadores da implementação prática

Tomando por base o contexto da operação em tempo real, foram levados em conta os seguintes princípios para a implementação das ferramentas utilizadas pelos operadores:

5.2.1. Adaptação ao ambiente da aplicação: é fato que cada concessionária adota um sistema de supervisão adequado à sua necessidade. O sistema de supervisão é a espinha dorsal da operação teleassistida, em vista disso, para permitir a execução das tarefas atuais passou por longos períodos de desenvolvimento, adaptação, retirada de problemas e, principalmente, conforme o tempo de operação, por diversos acréscimos, nas bases de dados, nas telas de visualização e de apresentação de alarmes. Desta feita, acreditar que se possa impor alterações nesses sistemas com o fim de implantar melhorias nas rotinas tradicionalmente implementadas, é erro absolutamente fundamental. Nenhuma concessionária irá permitir alterações no seu sistema implementado, tais alterações receberão rejeições em todos os níveis operacionais e técnicos. Com base no exposto, torna-se fator primordial de sucesso, a adoção de implementações imperceptíveis às bases de dados e às telas existentes. A nova funcionalidade deverá se encaixar no ambiente e tornar-se parte dele com a mesma facilidade que a entrada em operação de um novo transformador ou vão de linha em determinada subestação. Estas rotinas de atualização já são padronizadas entre os

técnicos e todas as dificuldades já foram sanadas nos primórdios da instalação, não cabem, ao fim de determinado tempo de operação, mudanças radicais no que está em funcionamento.

5.2.2. Permissão para rastreamento do resultado: este princípio é interessante sob ponto de vista da aplicação prática. Implementações, ainda que muito complexas, devem fornecer um resultado simples e que possam ser rastreados pelo operador usando as rotinas tradicionais que dispõe. Assim, antes de tomar sua decisão com base na nova ferramenta, ele buscará verificar a validade dos resultados com base nas informações que possuía antes. Apenas após compreender que a nova rotina lhe proporciona as mesmas conclusões, com a mesma confiabilidade e, por fim, com um trabalho menor, é que passará a adotar a nova ferramenta em seu dia a dia. Desta forma, a nova funcionalidade se inicia como um fator adicional de consulta e com o passar do tempo tomará posição de base para decisão.

5.2.3. Facilidade de manutenção e expansão: este princípio estabelece que a facilidade de manutenção para retirada de erros e a possibilidade de expansão são fatores que devem ser muito bem pensados. As instalações crescem e também erros na configuração dos dados ocorrem a todo momento. Qualquer implementação que necessite de compilações frequentes ou ajustes em códigos computacionais quando ocorrem expansões no sistema estará fadada ao esquecimento. O ideal é que as rotinas sejam basicamente de configuração do tipo atualização de arquivos existentes com a adição dos dados configurados nas bases após a expansão. A compilação ou adequações em códigos computacionais devem ser enormemente evitadas. Observa-se que, este é o procedimento normal adotados pelas equipes técnicas quando da expansão do sistema. Os dados do equipamento novo são inseridos na base antiga, as telas de diagramas são refeitas incluindo-se os novos vãos e tudo é disponibilizado ao ambiente de tempo real. A ferramenta que exigir a partir deste ponto novas compilações, testes e atualizações exaustivas com dados de difícil disponibilidade no ambiente da concessionária está com seu funcionamento futuro comprometido.

5.2.4. Adaptação ao ambiente operacional real: este princípio estabelece que nenhuma ação proveniente da aplicação poderá ser admitida se não estiver prescrita e regulamentada nas instruções de operação vigentes. Com base nisso, há que se observar que unicamente ações automáticas que não necessitem das autorizações do Operador Nacional poderiam ser admitidas, ou ainda, as conclusões que estejam divergentes com as sequências previstas nas instruções, mesmo que corretas, não poderão ser adotadas. Para uma concessionária, por exemplo, é uma tarefa complicada estabelecer ferramentas de tempo real que dependam da execução de ferramentas que rodem fluxos de carga, visto que, os dados do sistema

dependem de muitos agentes, são constantemente atualizados, e as informações que dispõe destas atualizações são pobres, fato que dificultaria enormemente a tarefa de manter esta base atualizada, ainda, as decisões, mesmo que corretas, precisariam estar em perfeito acordo com o previsto nas instruções de operação, pois, as mesmas foram elaboradas com base nos dados oficiais do Operador Nacional, sendo assim, considerados os mais corretos.

5.3. Implementação prática da ferramenta de inspeção no centro de operação de São Luís

Todo o desenvolvimento prático, o estabelecimento das rotinas e testes foram feitos tomando-se por base a instalação de São Luís III de propriedade da Eletronorte.

O sistema de supervisão adotado no Centro de Operação de São Luís é o SAGE, de fornecimento do CEPTEL, este sistema é adotado em um grande número de concessionárias no Brasil.

Para a implementação da ferramenta de inspeção, batizada de ANALISADOR, foram desenvolvidos códigos computacionais em shell scripts, visto que, o SAGE roda em ambiente Linux e os Shells são ferramentas largamente adotadas neste sistema operacional. A interação entre os códigos computacionais e ambiente de tempo real foi possível por meio da utilização de duas ferramentas fornecidas pelo SAGE.

- a. A ferramenta **info-tr** : possibilita a leitura e escrita na base de tempo real, por meio de linha de comando inserida no script, pode-se, portanto, solicitar informação de um ponto digital ou analógico, bem como seu status de validade, além disso, pode-se executar um comando em campo também por meio do script.
- b. A ferramenta **Tabular** : bem mais poderosa que a anterior, permite a exportação de todos os pontos da base de tempo real, com todas as informações instantâneas, sejam das medidas analógicas ou digitas, além de outras funcionalidades.

A figura 5.1 a seguir mostra como foi feita esta comunicação por meio do ANALISADOR:

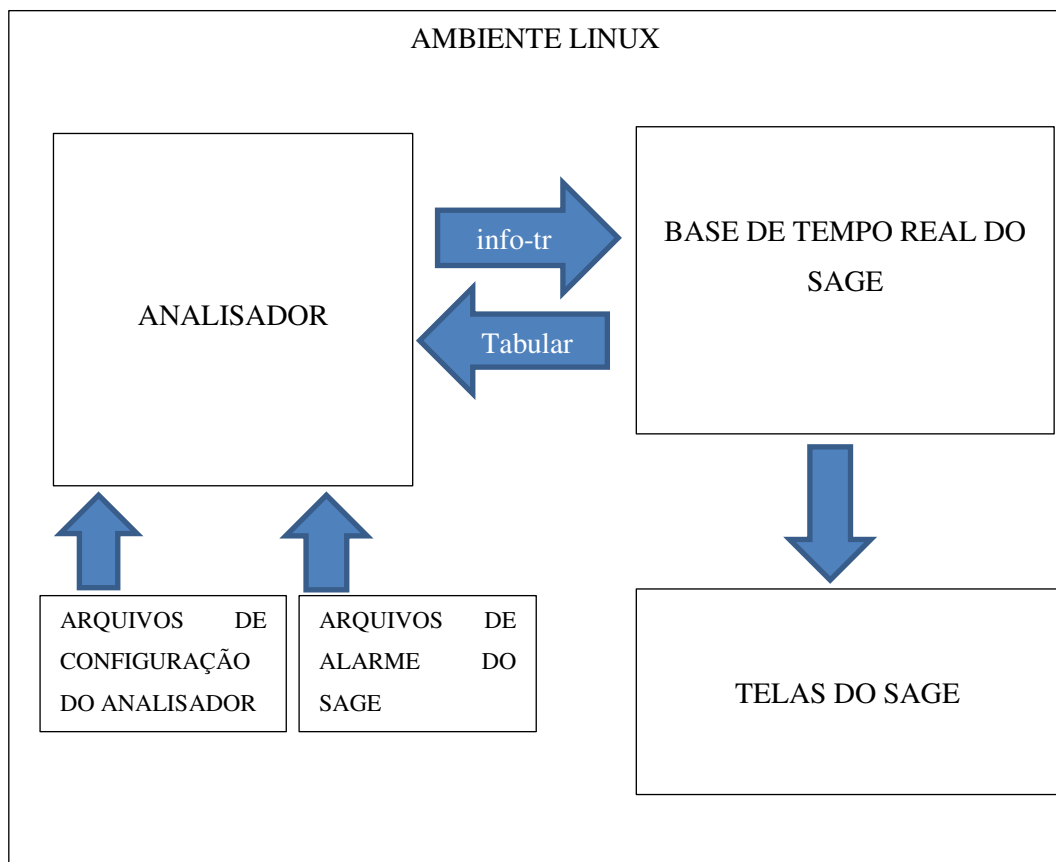


Figura 5. 1 - Interação do ANALISADOR com o SAGE.

Com base na figura 5.1, vê-se que foi desenvolvida uma ferramenta computacional que roda no ambiente Linux, contudo, não faz parte do SAGE, mantendo com ele uma interação direta com sua base de tempo real por meio das ferramentas **info-tr** e **Tabular** e, ainda, com seus arquivos de alarme, gerados pelo próprio SAGE, na medida que vão ocorrendo os alarmes no ambiente de tempo real. Os arquivos de configuração são arquivos padrão texto, onde constam as informações necessárias a cada inspeção feita pelo ANALISADOR e que conduzem sua pesquisa na base de tempo real ou nos arquivos de alarmes para que possa mostrar o resultado ao operador de sistema. Estes resultados são mostrados por meio de novos alarmes, convenientemente organizados, que ao serem ativados na base de tempo real do SAGE, aparecem nas telas de inspeção por meio das funcionalidades do próprio SAGE.

Buscou-se com essa arquitetura, atender aos princípios norteadores da implementação prática, ou seja:

5.3.1. Adaptação ao ambiente da aplicação: observa-se que os únicos arquivos de configuração, não fazem parte da base do SAGE, são elaborados com base nela, mas são dela independentes.

5.3.2. Permissão para o rastreamento do resultado: os resultados são apresentados ao operador, contudo, todas as funcionalidades pré-existentes continuam disponíveis. Caso o operador não deseje abrir a tela de resultados, o trabalho do ANALISADOR não será perceptível a ele.

5.3.3. Facilidade de manutenção e expansão: uma vez que apenas os arquivos de configuração devem ser alterados, não há necessidade de alteração dos códigos presentes no ANALISADOR.

5.3.4. Adaptação ao ambiente operacional real: o ANALISADOR fornece resultados de inspeção que podem ser utilizados pelo operador para sua orientação ou acionamento prévio da equipe de manutenção. Sua atuação não está voltada para acionamentos automáticos. Assim, não há ações que possam estar em desacordo com as instruções de operação.

5.4. Módulos componentes do sistema

Como descrito nos itens 2.3.1 até 2.3.4 anteriormente, o sistema contempla 3 módulos com funções distintas. Ressalta-se, novamente, que as funcionalidades descritas no item 2.3.5, não foram desenvolvidas pelas razões já expostas. Observa-se que há 3 tipos de padrão de inspeção desenvolvidas no trabalho proposto, o quarto padrão não teve sua implementação iniciada, constando neste trabalho de pesquisa tão somente a proposta para sua elaboração:

5.4.1. Padrão de inspeção TIPO 1 – Inspeções em lógicas implantadas nos equipamentos digitais de processamentos de comando. Apesar de haverem sido classificados em dois grupos, no item 2.3.1, *AS SOLICITAÇÕES EMITIDAS PELO CENTRO DE OPERAÇÃO DEVEM SER ATENDIDAS* e no item 2.3.2, *OS AUTOMATISMOS IMPLANTADOS DEVEM FUNCIONAR ADEQUADAMENTE*, a implementação prática requer o mesmo tipo de código e de também mesmo tipo de arquivo de configuração. Nestes casos, são escolhidas lógicas e condições que, caso ocorram, haverá necessariamente falha nos comandos emitidos pelo centro de operação ou, por outro lado, nas funções automáticas implementadas em campo. A implementação feita no script testa uma lógica verificando se os alarmes que poderiam fazê-la funcionar incorretamente estão presentes. Caso seja detectado que a lógica não funcionará corretamente, um registro será feito na tela de inspeção.

É fácil concluir que tanto os comandos diretos de abrir/fechar, partir/parar quanto as lógicas como a de religamento de linhas ou transferência de proteção, podem ser testadas da

mesma forma. Na verdade, para um técnico que conhece os diagramas lógicos das instalações, as portas lógicas “E” e “OU” são amplamente utilizadas em ambos os casos. Para a realização dessas inspeções, foram estruturados dois arquivos de configuração. Estes arquivos foram concebidos para que as lógicas descritas nos diagramas de campo possam ser reescritas em uma formatação passível de leitura por parte do shell script elaborado.

A figura 5.2 evidencia como os dois arquivos funcionam em conjunto:

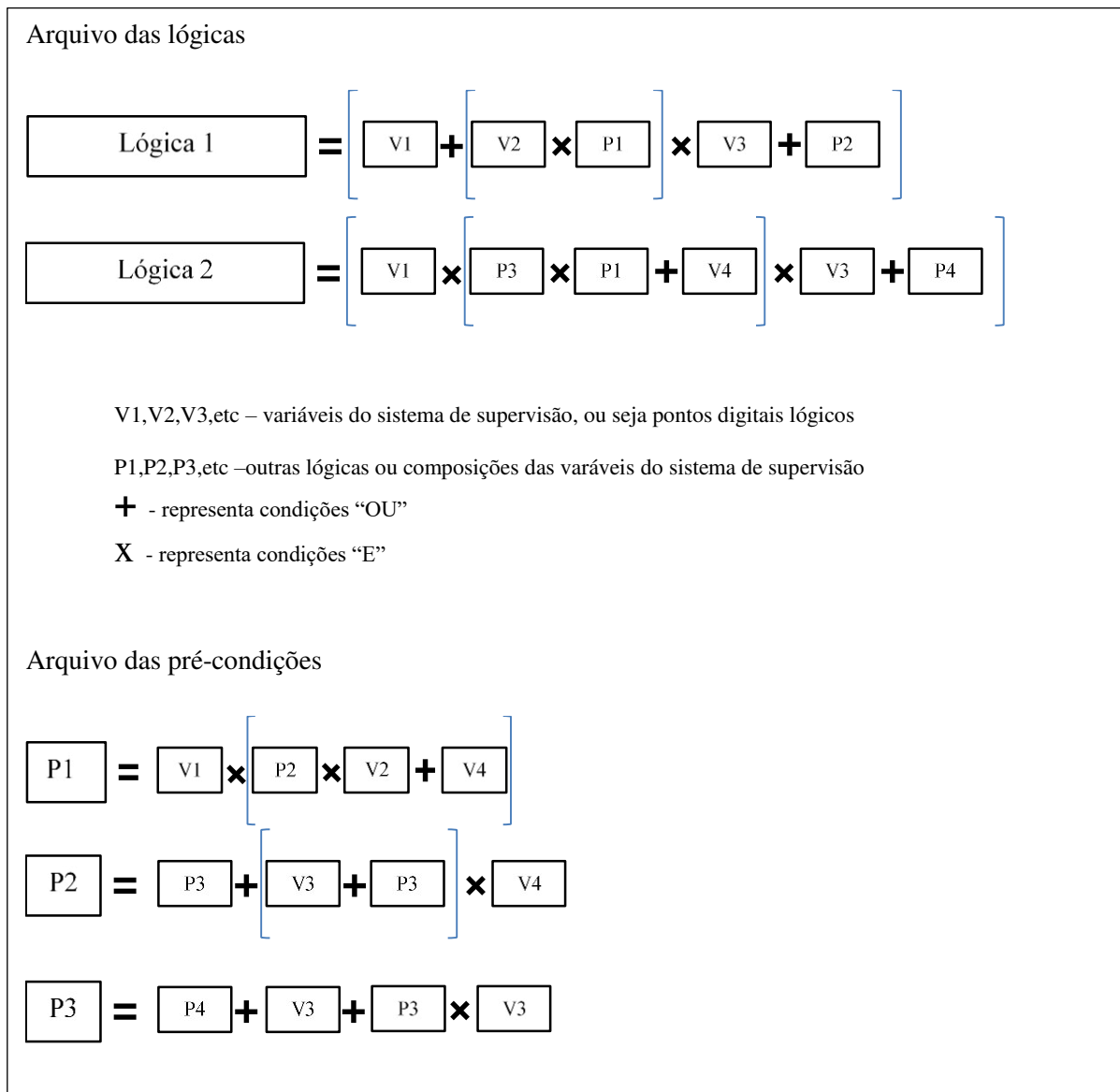


Figura 5. 2 - Arquivos para verificação de comandos e automatismos

O primeiro arquivo é composto das lógicas a serem testadas. Cada linha representa uma lógica e também as condições necessárias para que esta lógica esteja apta a funcionar. O segundo arquivo é composto das pré-condições que precisam estar satisfeitas para que as lógicas sejam verificadas. O script processa os arquivos e no fim identifica se a lógica está

apta ou não no momento da inspeção. Caso determinada lógica esteja inapta, um alarme é acionado. Aqui cabe uma observação que é a seguinte: as lógicas do sistema elétrico, normalmente são parametrizadas em equipamentos como Unidades de Proteção ou Unidades de Comando. As lógicas implementadas estão descritas e catalogadas nos desenhos de lógica.

As lógicas a serem testadas e que estão registradas no arquivo de lógicas, não são as réplicas daquelas que constam nos desenhos citados anteriormente, isto é, cabe ao usuário fazer a análise de que pré-condições podem ser testadas e que podem garantir que se o evento disparador da lógica acontecer, ela irá funcionar. Observe o seguinte exemplo de uma lógica hipotética mostrada na figura 5.3.

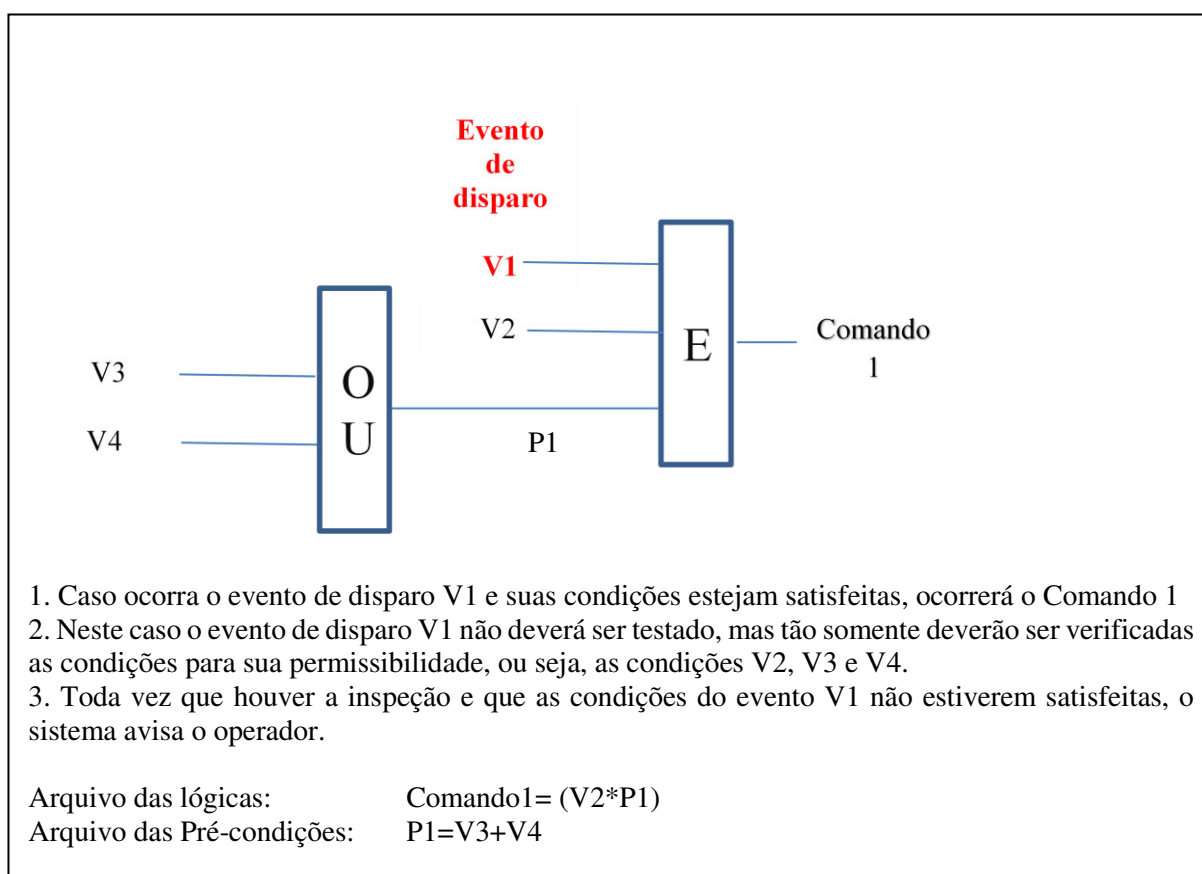


Figura 5.3 - Exemplo de preparação do arquivo de testes de lógicas

O código computacional se torna simples, apenas verificando os alarmes que ocorrem e checando as lógicas afetadas. Cada vez que uma delas não estiver apta, impedindo que ocorra a saída esperada com o evento disparador, um aviso será mostrado ao operador. Assim, rapidamente ele passa a ter condições de inspecionar diversos acionamentos espalhados pelo sistema, antes mesmo de necessitar de algum deles.

5.4.2. Padrão de inspeção TIPO 2 – Esta implementação necessitou do desenvolvimento de scripts específicos para verificar as 4 condições estabelecidas no item 2.3.3, **AS CONDIÇÕES PARA A MANOBRA DEVEM ESTAR ADEQUADAS ANTES DE SUA EXECUÇÃO E APÓS A SUA REALIZAÇÃO.**

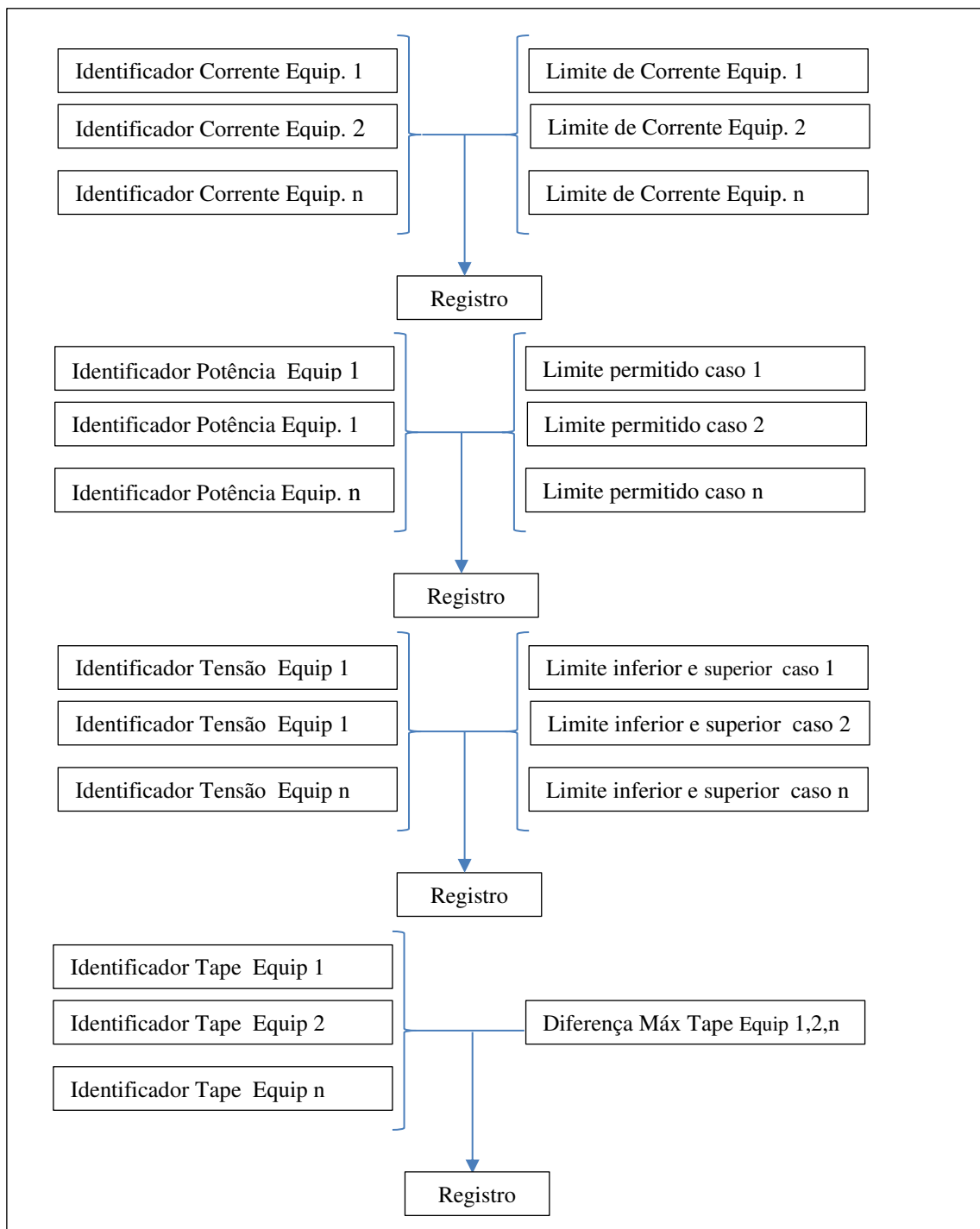


Figura 5. 4 - Verificação das condições de manobra

Uma vez elaborados os códigos, os arquivos de configuração necessários foram de dois padrões. O primeiro relaciona as condições necessárias a cada tipo de inspeção, quais sejam: níveis de carregamento em equipamentos paralelos, níveis de carregamento dos equipamentos de compensação de potência reativa, níveis de tensão em barramentos e posição de tapes em transformadores. Deste modo, o script busca na base de dados de Tempo Real, se as condições elencadas no arquivo de configuração estão presentes. Caso a condição seja satisfeita, um registro é informado ao operador. A figura 5.4 evidencia o padrão dos arquivos de verificação das condições de manobras.

Uma vez definidos os pontos de verificação, o trabalho do script se resume a verificar se as condições estão satisfeitas, uma vez isto ocorrendo, um registro será enviado ao operador.

Para a verificação das condições de carregamento de equipamentos paralelos, estão relacionados no arquivo de configuração os equipamentos que operam em paralelo, bem como os limites de carregamento de cada um. O registro pode ser descrito com o **“Impossibilidade de retirar de operação um dos Equipamentos X,Y ou Z”**, por exemplo. Neste caso o script checa o carregamento atual de cada equipamento em paralelo. Se for constatado que em caso de desligamento de um dos equipamentos, a condição de sobrecarga irá ocorrer nos demais, o registro será enviado ao operador. Neste caso espera-se que alguma medida para sanar esta condição seja tomada ou que, pelo menos, o operador passe a ter consciência de que não deverá fazer abertura de nenhum dos equipamentos neste momento.

Verificações análogas são feitas para os outros itens do arquivo, ou seja, níveis de carregamento dos equipamentos de compensação de potência reativa, níveis de tensão em barramentos e posição de tapes em transformadores. Com relação aos Tapes de transformadores, duas verificações são realizadas, os limites máximo e mínimo e a diferença de Tapes entre transformadores que operam em paralelo.

O segundo arquivo contempla os códigos das grandezas que devem ser comparadas três a três e sempre que for detectado um desequilíbrio, um registro será feito ao operador. Desta forma, pode-se verificar se as correntes e tensões permanecem em equilíbrio após as conclusões das manobras no sistema ou a qualquer momento que se desejar. A figura 5.5 mostra o padrão do arquivo de configuração para esta condição e evidencia a simplicidade na organização do arquivo.

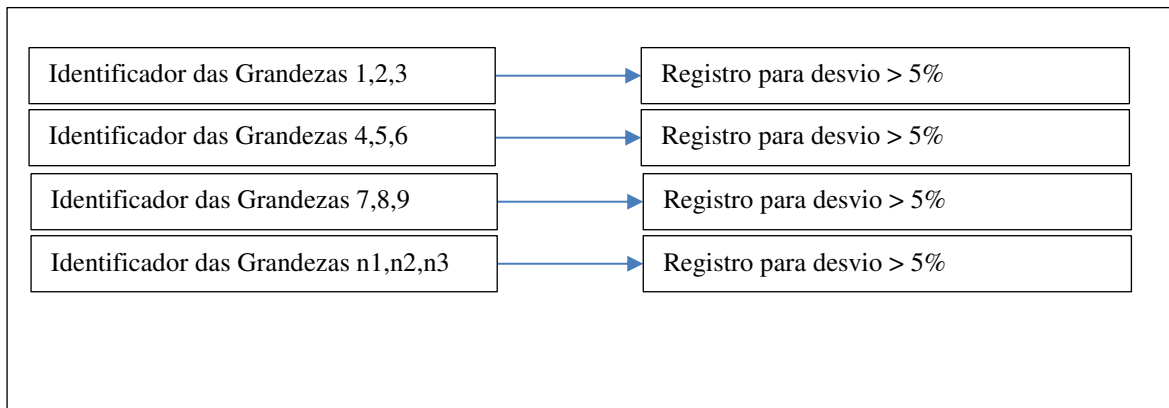


Figura 5. 5 - Arquivo das grandezas a serem comparadas três a três

5.4.3. Padrão de inspeção TIPO 3 – Esta implementação necessitou do desenvolvimento de um script bastante simplificado para verificar e agrupar os alarmes classificados no item 2.3.4 , *OS EQUIPAMENTOS EXISTENTES DEVEM ESTAR EM SERVIÇO*. Uma vez elaborados os arquivos de configuração, que são compostos por agrupamentos simples de alarmes de acordo com as seleções previstas na figura 5.6 .

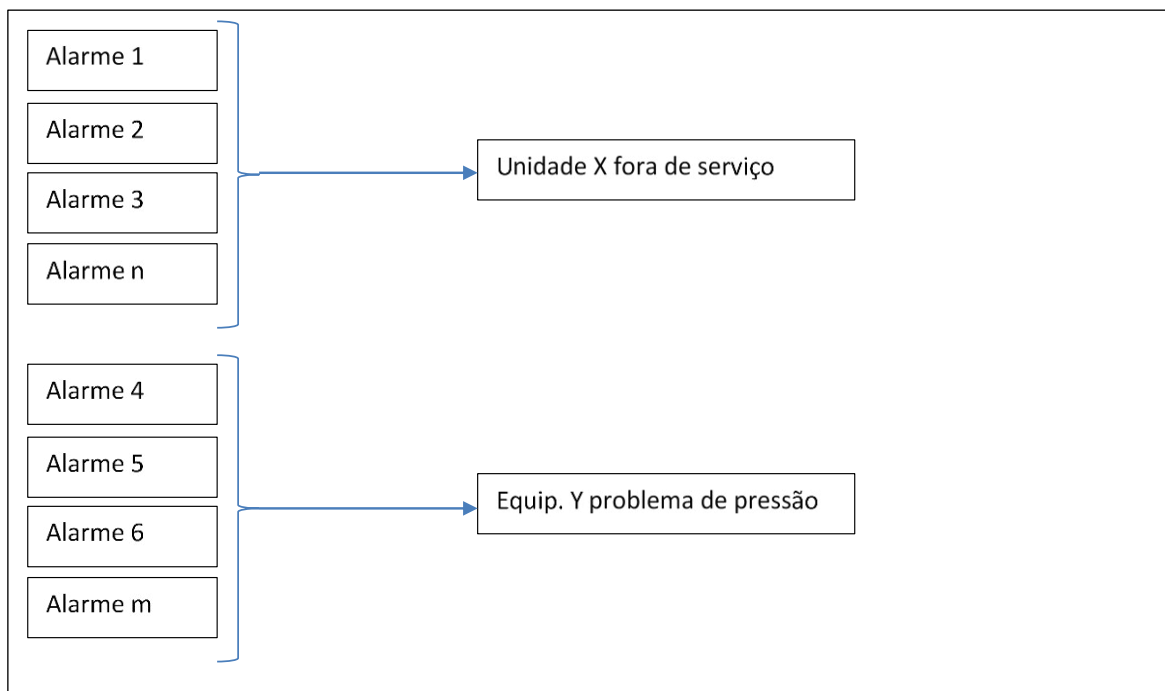


Figura 5. 6 - Arquivo de configuração dos alarmes agrupados

O sistema computacional passa a monitorar os alarmes na base de tempo real, assim, cada vez que ocorrer a incidência de um alarme, o registro no grupo de alarmes organizado será feito e a informação mostrada ao operador.

5.4.4. Padrão de inspeção TIPO 4 – Esta implementação ainda não foi desenvolvida no ambiente de tempo real, contudo, observa-se que será necessário o desenvolvimento de um script diferenciado dos demais até o momento apresentado. As informações a serem organizadas para operador nesse caso, serão obtidas do acesso diretamente nos arquivos de alarme do SAGE, visto que fazer a leitura instantânea continuamente da Base de Tempo Real é uma árdua tarefa computacional.

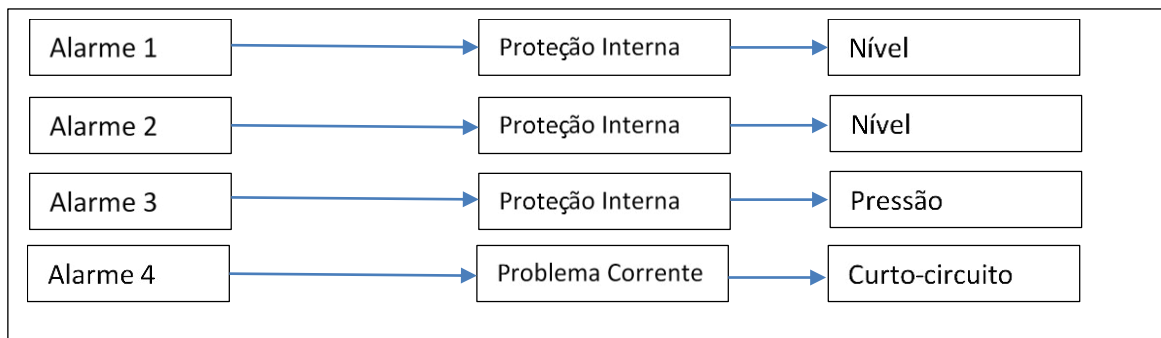


Figura 5.7 - Arquivo de configuração dos alarmes agrupados a partir das ocorrências.

Para se conseguir o mesmo objetivo, deve-se optar pela utilização dos arquivos de alarmes. Estes arquivos são atualizados cada vez que um alarme ocorre no sistema. Os arquivos de configuração obedecem ao mesmo padrão dos arquivos apresentados no TIPO 3, anteriormente citados, para conseguir a tarefa de agrupar os alarmes classificados no item **4.5 AS OCORRÊNCIAS MAIS COMUNS DEVEM TER ALARMES SIMPLES E DE FÁCIL IDENTIFICAÇÃO**. A diferença está no fato de que o script não fará a busca na Base de Tempo Real, mas nos arquivos de alarmes do SAGE. O trabalho proposto não irá, como já foi apresentado anteriormente, fornecer um diagnóstico da situação ao operador, mas tão somente, reorganizar a forma de apresentação dos alarmes ocorridos, de modo que ele tenha facilitada a tarefa de interpretação do que ocorreu. O padrão proposto foi organizado em forma de árvore em vez de se utilizar o formato tradicional de listagem sequencial. A figura 5.7 a seguir demonstra o padrão de organização dos arquivos de configuração. Observa-se que possuem a mesma característica dos arquivos do TIPO 3. O que foi inserido de diferente foi um nível a mais para que o agrupamento obedeça ao previsto na figura 5.7.

5.5. Interface gráfica do sistema

Para o desenvolvimento da interface gráfica, utilizou-se o SigDraw, que é o programa fornecido pelo CEPTEL para a elaboração das telas no SAGE. A partir deste aplicativo e de suas funcionalidades é que todas as telas do SAGE são normalmente elaboradas e disponibilizadas aos operadores. Inicialmente foi desenvolvida apenas uma tela, contendo

todos os módulos de inspeção previstos. Como forma de tornar o sistema de inspeção o mais transparente possível ao operador, as telas de inspeção foram desenvolvidas no mesmo programa de elaboração de telas que já estão acostumados.

Assim, inicialmente foi desenvolvida apenas uma tela central para realização das inspeções de centro de operação.

O operador, portanto, a partir desta tela única, aciona o programa que busca na base de tempo real aqueles alarmes cuja incidência possam indicar que alguma das condições relacionadas nos itens 4.2 a 4.5 supracitados, estão presentes. Nesse caso, o resultado é apresentado ao operador para que tenha condições de acionar imediatamente a equipe de manutenção e de tomar medidas alternativas face a situação atual. O ideal é que a inspeção seja realizada a cada troca de turno, desta feita, ao assumir o seu turno a equipe de operadores faz uma varredura geral nas condições do sistema, nada impediria, contudo, que essa inspeção seja programada automaticamente pelo sistema, cabendo ao operador, a tarefa simplesmente de checar os resultados cada vez que assumir seu turno de trabalho.

A figura 5.8 a seguir evidencia esta tela única do sistema de inspeção. Observa-se que as condições elencadas no itens 4.2 a 4.5 estão refletidas nos diagramas desta tela. Observa-se 5 grupos de caixas, correspondentes às inspeções previstas nos itens 4.2 até 4.5. Ressalta-se que o item 4.5 se desdobra em dois itens, razão pela qual há 4 itens elencados de 4.2 até 4.5 e um total de 5 grupos de inspeção na tela do sistema. Observe-se finalmente, que o espaço reservado na tela elaborada está destinado ao desenvolvimento futuro das sistemática de organização dos alarmes pós-ocorrências que devem estar organizados de modo simplificado.

A operação até o momento desenvolvida é bastante simples. O operador seleciona o padrão de inspeção que deseja fazer e aciona o botão relativa à mesma. Este acionamento lança o script correspondente, que procura na base de tempo real se há alarmes previstos para esta inspeção. Caso algum deles seja encontrado, um alarme será enviado ao sistema de supervisão e a cor referente ao grupo mudará de verde para vermelha. Tão logo a inspeção esteja finalizada, o operador poderá ver o resultado dos itens cujas caixas ficaram na cor vermelha. Lá estarão relacionados os pontos detectados e que deverão direcioná-lo nas ações que deverá tomar.

Está evidenciado na figura 5.9, um detalhamento da inspeção sobre as condições dos equipamentos de potência, inspeção relacionada no item 4.5. Observa-se que para o item de sistema de alimentação, a inspeção detectou que há problema de alimentação na

seccionadora LTSD4-07. Da mesma forma, evidencia-se na figura 5.10, que uma inspeção nos mecanismos internos dos equipamentos detectou que há problemas nas bobinas de abertura, tanto no circuito 1 quanto no circuito 2, do disjuntor LTDJ4-04. Finalmente, a figura 5.11 mostra o resultado da inspeção realizada referente às condições de manobras. No momento, após o acesso à base de dados, foi detectado um desequilíbrio entre as correntes do Transformador LTTF6-02, onde havia na base de tempo real a indicação de 3,3,0 amperes nas fases A,B e V respectivamente. Ressalta-se que esta informação pode ser irrelevante caso a situação esteja normal e as cargas estejam baixas, mas pode ganhar certa relevância se os valores ficarem maiores e se a inspeção for feita após a realização de manobras de tomada de cargas no setor de 69 kV da subestação. A título de exemplo, foram adicionadas as figuras 5.12 e 5.13. na figura 5.12, evidencia-se o resultado da inspeção real nas lógicas e comandos

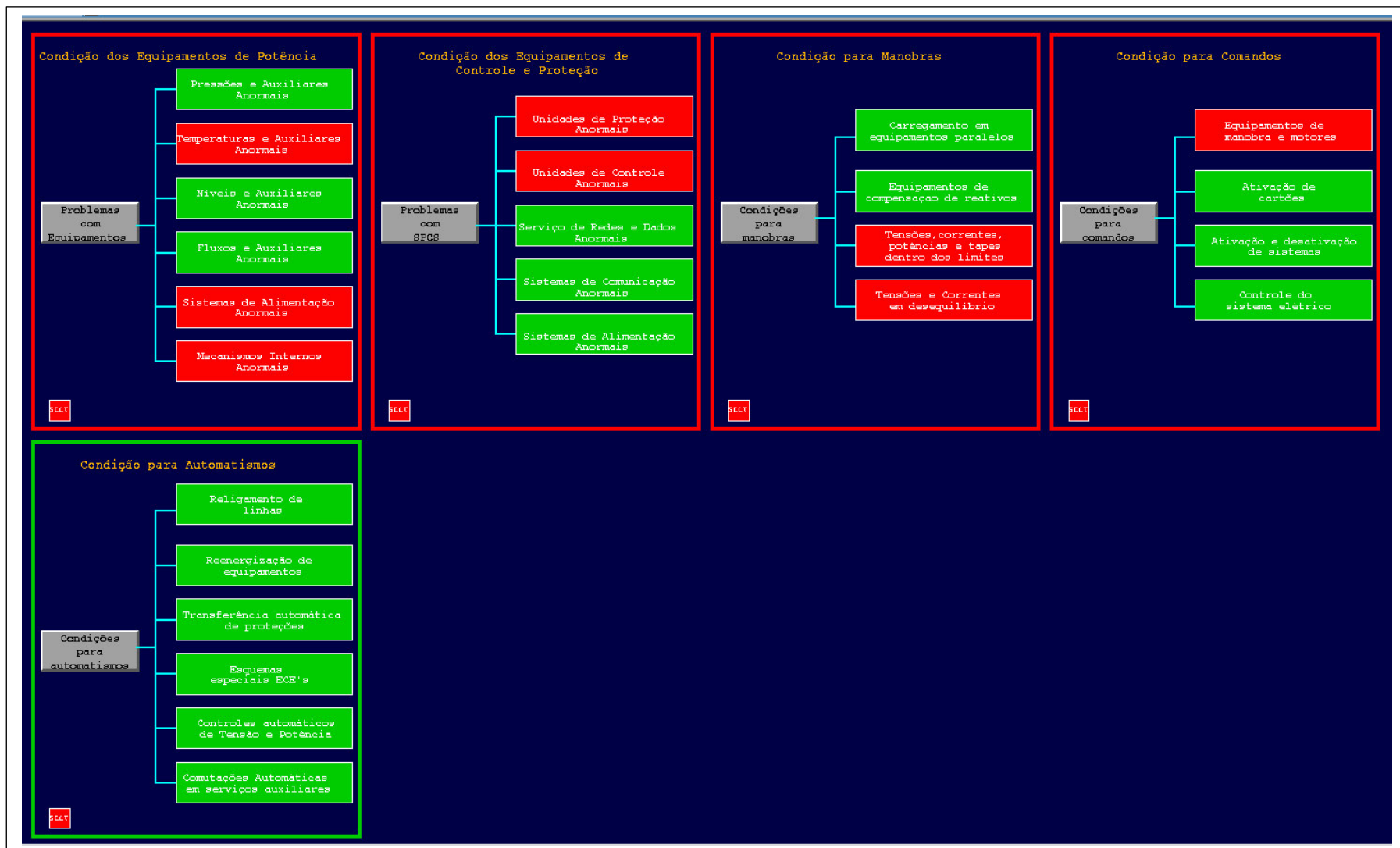
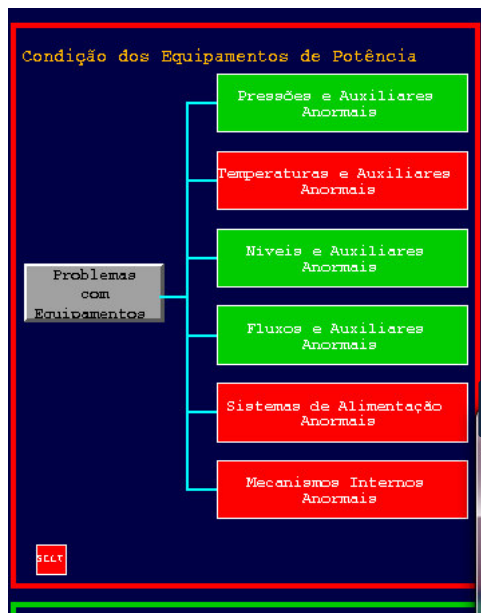
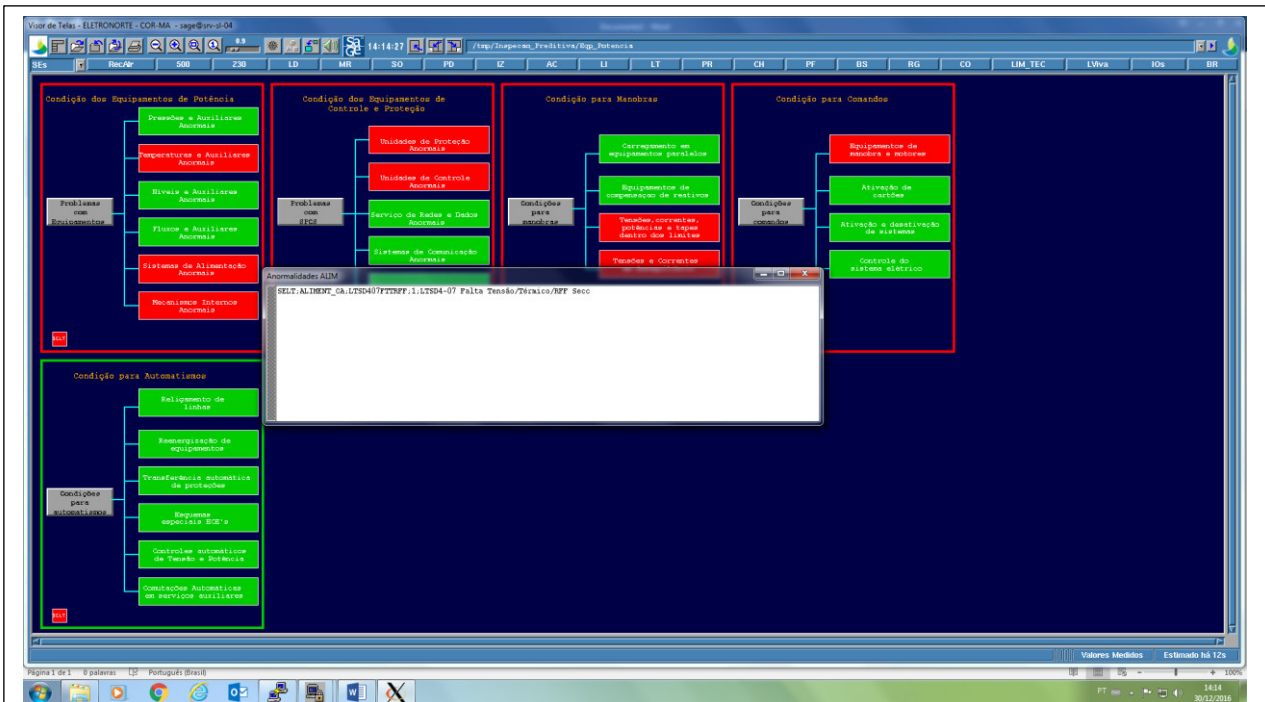


Figura 5. 8 - Tela principal do sistema de inspeções preditivas



Resultado da inspeção relativa à condição dos sistemas de alimentação:

Foi detectado que falta tensão no comando da seccionadora LTSD4-07

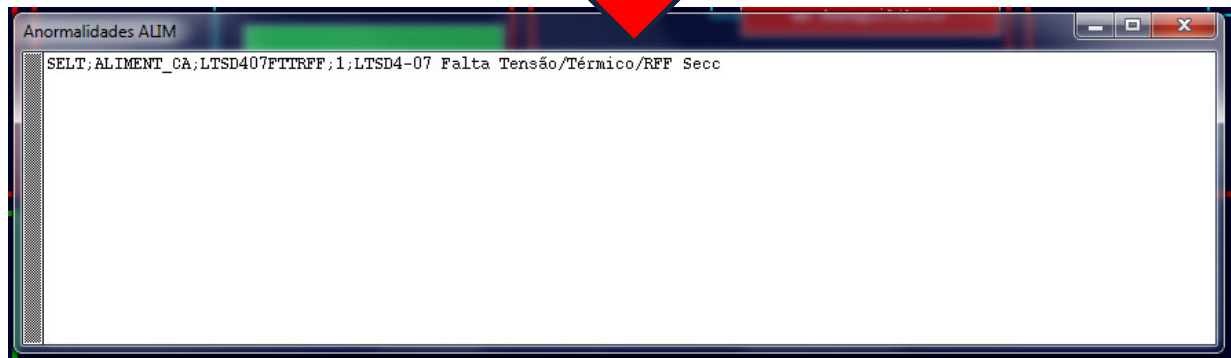


Figura 5.9 - Resultado da inspeção nos equipamentos – Sistemas de alimentação

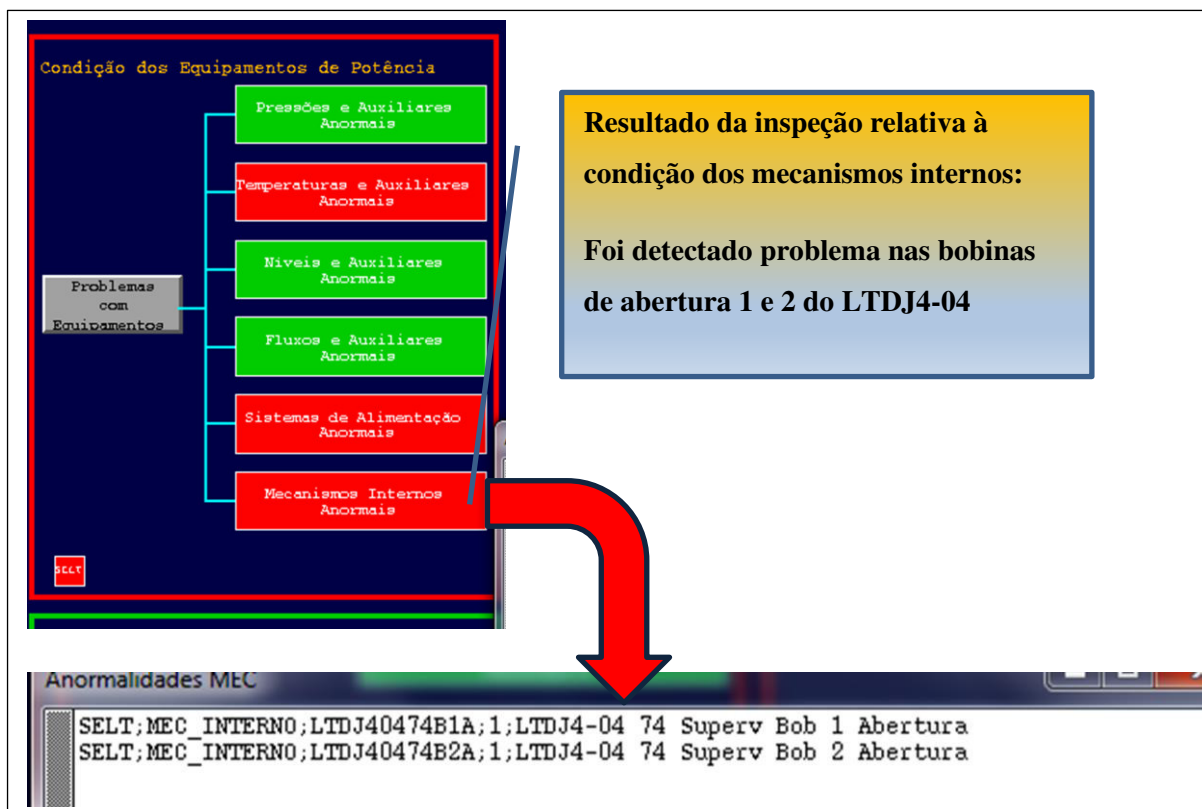


Figura 5. 10 - Resultado da inspeção - mecanismos internos

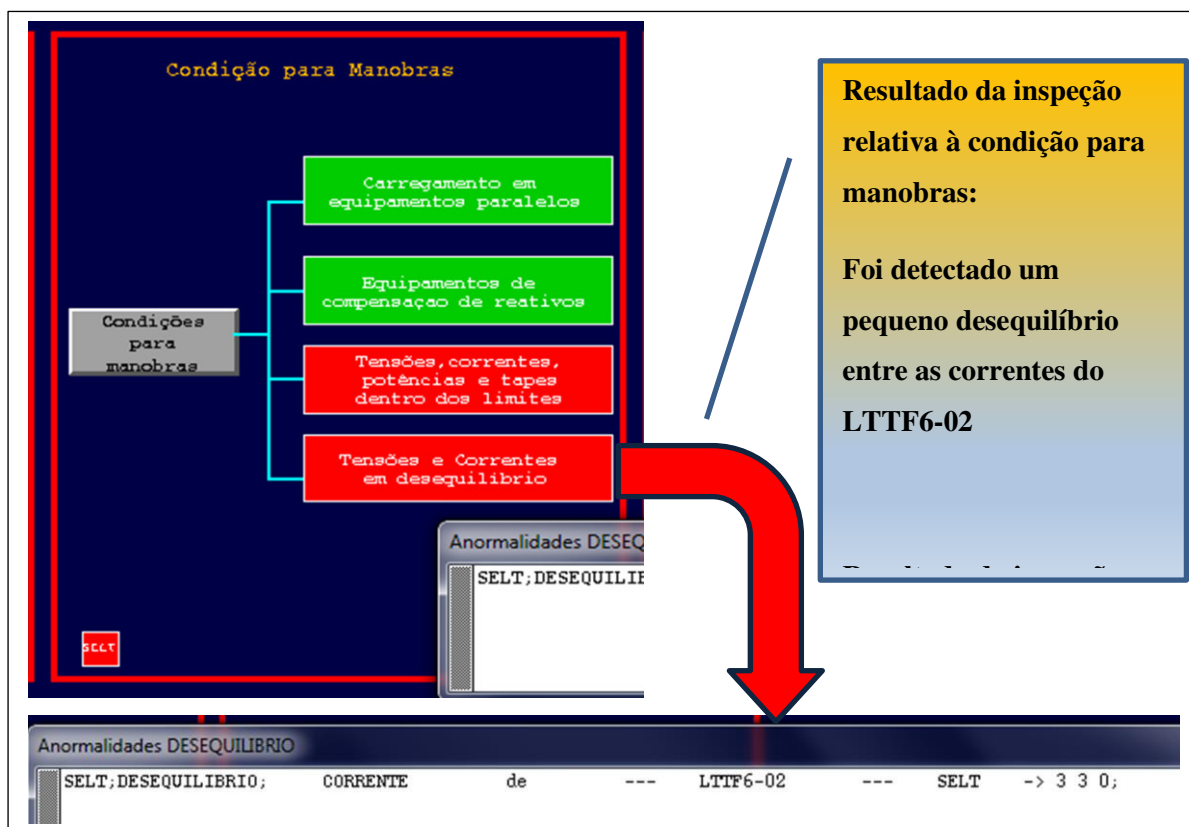


Figura 5. 11 - Resultado da inspeção de tensões e correntes em equilíbrio

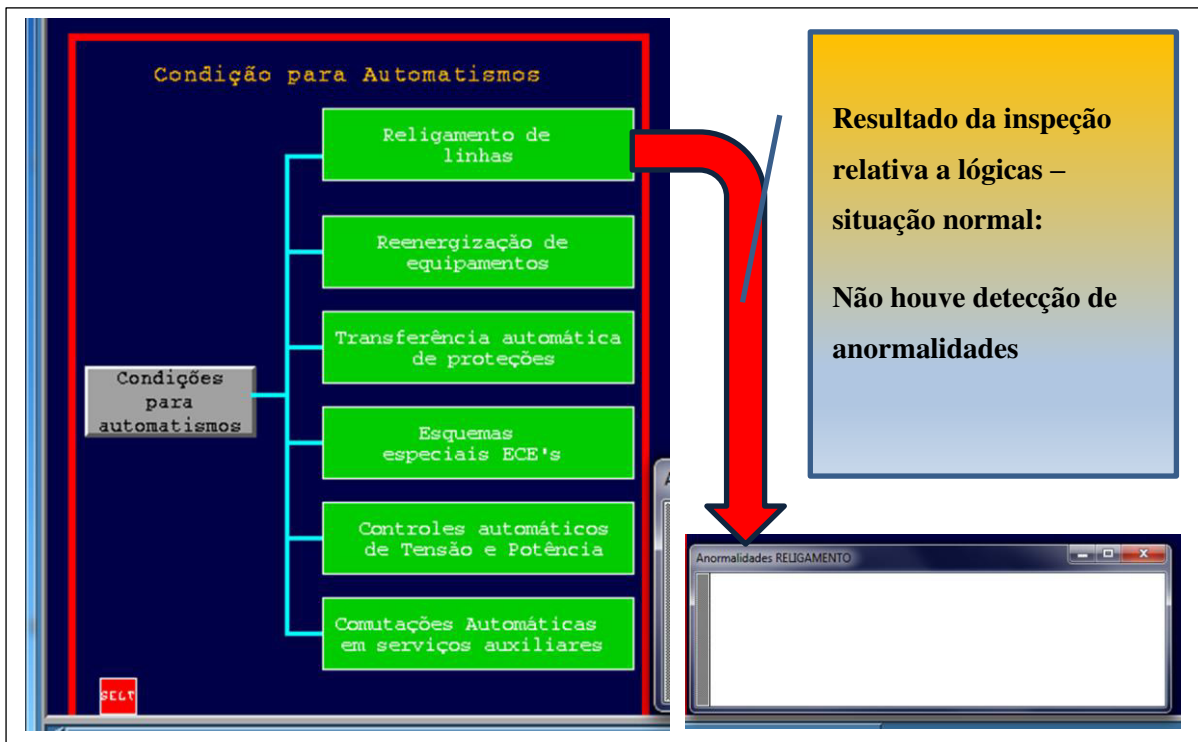


Figura 5. 12 - Resultado da inspeção relativa às lógicas – situação normal.

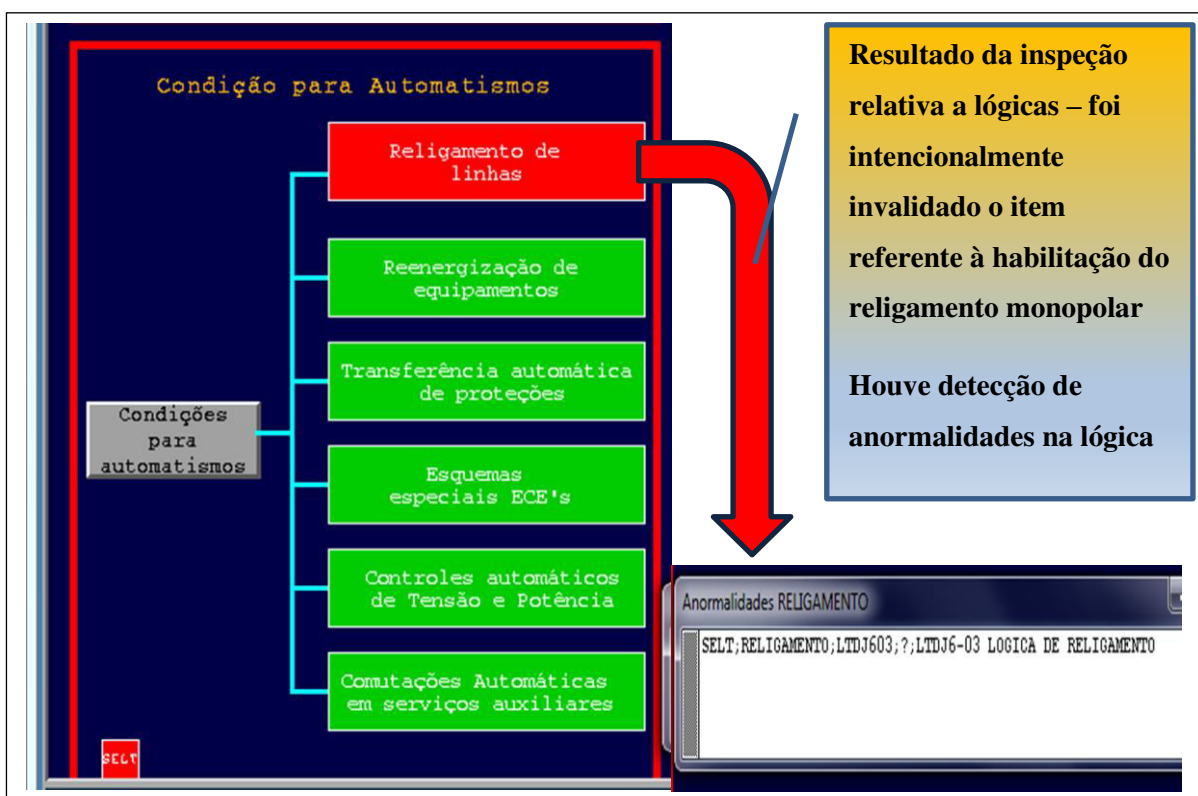


Figura 5. 13 - Resultado da inspeção relativa às lógicas – simulação de defeito

atualmente configuradas. Observa-se que não havia problemas detectados e o resultado apresentado na figura 5.12 evidenciou isso. Desta feita, com o fim de demonstrar a

funcionalidade dos scripts elaborados, no momento da redação deste trabalho, foi intencionalmente invalidado na base de tempo real, um identificador que selecionava a lógica de religamento para monopolar. Neste momento, o processador fica sem saber se a seleção está para *religamento monopolar* ou *religamento tripolar*. Assim, se este fato ocorresse na realidade, o equipamento digital não teria como prosseguir com a lógica. Desta feita, ainda que não seja necessário o acionamento da lógica no momento, se acontecer a saída da linha, o religamento da mesma não ocorrerá. A análise posterior da equipe de manutenção obviamente encontrará o problema e providenciará a recuperação, contudo, apenas após o ocorrido. Observa-se finalmente, que a informação como resultado da inspeção, permitiu a ciência do operador, de forma antecipada, das condições de atuação da lógica, cabendo-lhe então, tomar as ações imediatas e cabíveis ao caso.

Capítulo 6

6. Conclusão

6.1. Conclusões

O trabalho de pesquisa realizado, pode trazer algumas conclusões conforme pode ser descrito nos itens a seguir:

6.1.1. Pesquisa bibliográfica:

a. Observou-se que o assunto manutenção preditiva está pouco relacionado às ferramentas de operação de tempo real. Os trabalhos analisados evidenciam a utilização de técnicas para as equipes de manutenção. São medições, registros e acompanhamentos cuja eficácia para identificação de determinado problema pode ser comprovada. O tratamento de inspeções direcionadas no ambiente de tempo real foi pouco abordado.

b. Observa-se em [4] uma classificação em dois objetivos distintos para um sistema de alarmes. A análise pós falta, amplamente abordada na literatura e a das condições dos equipamentos para que a manutenção seja acionada, ponto ainda pouco explorado e que é o objeto deste trabalho.

c. Buscou-se fazer uma avaliação dos trabalhos relacionados com o tema “Processamento de Alarmes” para se identificar como tem sido tratado este tema na literatura e quais as implementações práticas que já obtiveram sucesso. Foi possível perceber-se, como em [10] que as principais metas de um processador inteligente de alarmes são assim descritas:

I- Redução do número de alarmes

II- Fornecer uma ideia mais clara da condição do sistema que causou os alarmes

III- Recomendar ações corretivas caso necessário

d. Não foi possível determinar-se, com base na pesquisa realizada, uma sistematização dos principais objetivos da implementação da inspeção preditiva em centros de operação.

6.1.2. Pesquisa de campo:

a. A definição dos itens a ser verificados no questionário foi tarefa difícil, principalmente pela tendência do entrevistado em avaliar para “cima” o estágio de sua empresa. Outra dificuldade encontrada foi a inadequada compreensão dos conceitos de

manutenção preditiva, o que o levou a responder como “existente”, um processo de inspeção preditiva, que no fundo é um processo de manutenção corretiva.

b. Após terem sido recebidos os formulários de pesquisa de campo, foi possível concluir que o tema Análise Preditiva em ambiente de Centro de Operação é muito pouco explorado na prática, pelo menos no Brasil. Identificou-se que as iniciativas são observadas em pontos específicos, como a verificação de intertravamentos e possuem caráter fortemente corretivo e pouco preditivo.

c. Com base nos questionários enviados e nas entrevistas feitas oralmente, é clara a conclusão de que os centros de operação das concessionárias de transmissão no Brasil são dotados de rotinas de inspeção de grandezas analógicas e alarmes. Têm adequada atuação junto às suas equipes de manutenção, todavia, atuam basicamente de maneira corretiva, isto é, ações são disparadas após a identificação de falhas evidenciadas pelos alarmes atuados, que identificam prontamente equipamentos falhados e que precisam de atuação corretiva da equipe de manutenção. Não há efetiva organização destes alarmes no sentido de evidenciar consequências em lógicas ou e vãos distintos daqueles em que estão instalados. Observou-se que inexistem inspeções direcionadas a um objetivo específico, apenas inspeções de cunho geral e que abrangem todo o sistema. Por fim, evidenciou-se que são raros os casos em que as condições de manobras são previamente avaliadas por meio de inspeções. Esta tarefa ainda é feita pelo operador tomando como base as instruções de operação e os valores atuais presentes no sistema de supervisão.

d. Em todos os Centros de Operação das concessionárias de transmissão foi percebida uma real possibilidade de melhoria que poderá ser conseguida com uma adequada sistematização das inspeções a serem realizadas pelos operadores de sistema. Assim, pode-se concluir que a teleassistência das instalações no Brasil foi realizada impulsionada pelo seu principal fator motivador: **o econômico**. É o momento agora de fazer a análise detalhada das demais forças e fraquezas desse modelo de operação e atuar no sentido de proporcionar mais segurança na operação fechando as pequenas portas que podem deixar que falhas venham a ocorrer. A análise preditiva tem por objetivo atuar fechando essas portas e eliminando as possíveis falhas antes que possam vir a gerar consequências mais graves ao sistema sob supervisão.

6.1.3. Implementação prática:

a. O primeiro ponto que foi observado com a utilização do shell script foi a facilidade de implementação. Como não há grande necessidade de cálculos, mas sim, manipulação de

arquivos texto provenientes da base de Tempo Real ou dos Arquivos de Alarmes, ficou bastante simplificada a tarefa de elaboração dos códigos.

b. O segundo ponto é que o processamento não é rápido. Em vista disso, a ferramenta é adequada para a tarefa que se propôs, realização de inspeções preditivas. Observou-se que se mostraria deficiente para manipulações sucessivas na base de Tempo Real. Os programas de acesso fornecidos pelo CEPEL não atenderiam a uma necessidade rápida de acesso.

c. A facilidade de integração com a interface gráfica do SAGE permite que o sistema se mostre tão integrado que fica difícil ao operador perceber que a ferramenta não é naturalmente fornecida pelo próprio SAGE, contudo, há que se limitar às funcionalidades originalmente fornecidas pelo próprio SAGE, uma vez que o desenvolvimento de interfaces gráficas específicas para o sistema ANALISADOR demandaria a utilização de outra ferramenta computacional como Java ou a linguagem C.

d. Os arquivos de configuração ficaram muito simples, entretanto, ainda foram utilizados arquivos tipo “texto” com campos separados por “ ; ”. O ideal seria trabalhar-se no desenvolvimento de uma ferramenta gráfica que facilitasse a elaboração dos arquivos de configuração.

e. A utilização de ferramentas de inspeção facilita grandemente a tarefa do operador. Quanto maior o sistema supervisionado, observa-se que maior é a necessidade de uma ferramenta de inspeção.

f. Percebe-se que manter o sistema de alarmes como atualmente adotado, no fundo, está se dificultando tarefas de inspeção do operador. Esperar que este profissional consiga analisar continuamente todos os alarmes e tirar conclusões adequadas a partir deles, seria razoável para um pequeno sistema composto por pouquíssimas plantas. A medida que o número de instalações cresce, a utilização de ferramentas de auxílio se torna imprescindível. A proposta aqui apresentada não tem o objetivo de fechar questão sobre o assunto, mas tão somente dar o pontapé inicial no tema, instigando a atenção dos diversos pesquisadores que atuem nessa área.

6.2. Ações Futuras

Este trabalho de pesquisa produziu um sistema computacional que está em condições de funcionamento real no Centro de Operação de São Luís. Observa-se contudo que não foram feitas todas as parametrizações relativas à Subestação completa. A implementação se baseou em amostras na Subestação de modo que a funcionalidade pudesse ser comprovada. Os planos futuros podem ser assim elencados:

- a. concluir a parametrização dos arquivos para a SE São Luís III
- b. realizar treinamentos e implantar o sistema em ambiente de tempo real para a utilização dos operadores
- c. fazer a parametrização para as demais subestações da empresa
- d. desenvolver interfaces para facilitar as tarefas de configuração, uma vez que estas tarefas são feitas com base em manipulações de arquivos de texto pouco amigáveis

REFERÊNCIAS

- [1] V. Mateso, “Material Técnico de Disciplina de Manutenção,” Universidade Jean Piaget de Angola, 2012.
- [2] D. C. M. P. Campos, “Implementação de técnicas e ferramentas para manutenção preditiva na Colep”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, Porto, Portugal, 2011.
- [3] W. C. Lima, C. R. C. Lima, A. A. Salles, “Manutenção Preditiva, o Caminho para a Excelência – Uma Vantagem Competitiva”, XIII SIMPEP, Bauru, SP, Brasil, Nov. 2006.
- [4] Sai, T.K., Kumar, P.S, Reddy, K.A., ”Towards Intelligent Decision Making in Power Plant Operation”, *Proceedings of Annual IEEE India Conference (INDICON)*, Dec. 2014.
- [5] A. Vivaldi, C. H. V. Moraes, C. I. A. Costa, and G. Lambert-Torres, “Smart Alarm and Event Processing,” *Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp.1-8, July 2012.
- [6] L. R. Medsker, *Hybrid Intelligent Systems*, Kluwer Academic Publishers, 1995.
- [7] A. Bauer, A. Botea, A. Grastien, P. Haslum, and J. Rintanen, “Alarm Processing with Model-Based Diagnosis of Event Discrete Systems,” *Proceedings of the AI for an Intelligent Planet*, article no. 2, Barcelona, Spain, July 2011.
- [8] W. Zhao, X. Bai, W. Wang, and J. Ding, “A Novel Alarm Processing and Fault Diagnosis Expert System Based on BNF Rules,” *Proceedings of IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific*, pp.1-6, Aug. 2005.
- [9] S. H. Liao, “Expert system methodologies and applications – a decade review from 1995 to 2004,” *Expert Systems with Applications*, vol. 28, no. 1, pp. 93-103, Jan. 2005.
- [10] D. S. Kirschen, B. F. Wollenberg, B.F., “Intelligent Alarm Processing in Power Systems,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, no. 5, pp. 663-672, May 1992.