

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E
AMBIENTE**

MARCOS ANTONIO BARROS CAVALCANTE FILHO

***O PILAR CONTROLE INICIAL DA GESTÃO PRODUTIVA TOTAL
(TPM) APLICADO A EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO DE
SUBESTAÇÕES***

**SÃO LUÍS
2016**

MARCOS ANTONIO BARROS CAVALCANTE FILHO

**O PILAR CONTROLE INICIAL DA GESTÃO PRODUTIVA TOTAL (TPM)
APLICADO A EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO DE SUBESTAÇÕES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente da Universidade Federal do Maranhão, para a obtenção do título de Mestre em Energia e Ambiente.

Orientador: Francisco Sávio Mendes
Sinfronio

Coordenador: Adeílton Pereira Maciel

SÃO LUÍS

2016

MARCOS ANTONIO BARROS CAVALCANTE FILHO

**O PILAR CONTROLE INICIAL DA GESTÃO PRODUTIVA TOTAL (TPM)
APLICADO À EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO DE SUBESTAÇÕES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente da Universidade Federal do Maranhão, para a obtenção do título de Mestre em Energia e Ambiente.

Orientador: Francisco Sávio Mendes Sinfrônio

Coordenador: Adeílton Pereira Maciel

Aprovado em: ____/____/____

Nota: _____

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Francisco Sávio Mendes Sinfrônio (orientador)
Universidade Federal do Maranhão

Prof. Dr. Shigeaki Leite de Lima
Universidade Federal do Maranhão

Prof. Dr. Lindomar Jacinto de Souza
Instituto Federal do Maranhão

FICHA CATALOGRÁFICA

Cavalcante, Marcos

O pilar Controle Inicial aplicada à equipamentos de proteção de subestações – São Luís, 2015.

Nº de páginas: 113

Área de concentração: TPM, Energia, Equipamentos de subestações.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Sávio Mendes Sinfrônio.

Tese Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia e Meio Ambiente da Universidade Federal do Maranhão, São Luís, MA.

1. Controle Inicial; 2. Religador; 3. Subestações

*Primeiramente a Deus, autor e consumidor
da minha fé e também a minha esposa, pais
Marcos e Maria, e aos meus irmãos
Chirlândia, Clenda e Elder.*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, a Deus Todo-Poderoso, aquele que era, que é e que há de vir.

A meus pais, os maiores incentivadores desse e de todos os projetos da minha vida, pela paciência, pela fé e sobretudo o amor.

À minha esposa, pelo incentivo, amor e carinho em todo o tempo.

À Cemar, que me incentivou a participar deste programa de pós-graduação e continua incentivando seus colaboradores a desenvolverem seu potencial através do estudo.

À todos os amigos que contribuíram de forma direta ou indireta nessa conquista, em especial ao Nierbeth, Roger, José Tavares e Romeu.

E finalmente, ao meu orientador Francisco Sávio pela paciência, orientação e finalização desse projeto.

.

“Amarás, pois, o Senhor teu Deus, de todo o teu coração, de toda tua alma e de toda a tua força.”

Deuteronômio 6:5..

RESUMO

O bem-estar do homem, no que diz respeito ao uso contínuo da energia elétrica, traduz-se para as distribuidoras de energia em uma missão desafiadora. Diante das adversidades como condições climáticas, vandalismo, falha humana e até mesmo robustez do sistema elétrico em si, grandes avanços tem-se conseguido ao longo dos anos, principalmente com a adoção de metodologias de diminuição de falhas, bem como o surgimento de tecnologias mais confiáveis. Para ilustrar esse atual cenário, este trabalho abordará os resultados da aplicação do pilar Controle Inicial da Gestão Produtiva Total (GPT) para identificar os ganhos na confiabilidade do fornecimento contínuo da energia elétrica, metodologia essa implementada aos equipamentos de proteção das subestações de energia. Para isto, será observado a estrutura do setor elétrico, das subestações e dos equipamentos de proteção, em especial os equipamentos de proteção do sistema, e por fim, a implementação do Controle Inicial para mitigação das falhas do equipamento afim de garantir o fornecimento contínuo da energia.

Palavras-chave: Sistema Elétrico, TPM, Controle Inicial, Subestações, Religadores.

ABSTRACT

The well-being of man, with regard to continued use of electricity, translates to energy distributors in a challenging mission. The face of adversity as weather, vandalism, human error and even robustness of the electrical system itself, great advances have been achieved over the years, especially with the adoption of failure decreased methodologies as well as the emergence of technologies more reliable. To illustrate this current scenario, this paper will address the results of the implementation of the pillar Early Management of Total Productive Management (TPM) to identify the gains in reliability of the continuous supply of electricity, this methodology implemented to protect equipment from power substations. For this, the structure will be observed in the electricity sector, substations and their protective equipment, especially the system protection equipments, and finally the implementation of the Early Management to mitigate the failures of the equipment in order to ensure the continuous supply of energy.

Key words: Electric System, TPM, Early Management, Power Substations, Circuit Breakers.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1: Percentuais de geração de energia elétrica no Brasil. Fonte: EPE, 2007.	19
Figura 3.2: Diagrama da estrutura institucional do setor elétrico brasileiro. Fonte: Adaptado de ONS (2015).....	21
Figura 3.3: Diagrama do sistema de transmissão de energia elétrico brasileiro. Fonte: ONS, 2015.	31
Figura 3.4: Transformadores de potência trifásicos aéreo (a) e abrigado (b) usados em subestações de baixa tensão. Fonte: Dados da pesquisa, 2015... 34	34
Figura 3.5: Subestação de Média Tensão. Fonte: Dados da pesquisa, 2015. . 35	35
Figura 3.6: Subestação de Alta Tensão. Fonte: Dados da pesquisa, 2015..... 35	35
Figura 3.7: Subestação de Extra Alta Tensão. Fonte: Dados da pesquisa, 2015.	36
Figura 3.8: Diagrama unifilar de uma subestação seccionadora genérica. Fonte: Dados da pesquisa, 2015.....	38
Figura 3.9: Projeto de subestação de energia do tipo abrigada. Fonte: Dados de pesquisa, 2015.	38
Figura 3.10: Exemplo de uma subestação do tipo móvel. Fonte: WEG, 2015.....	39
Figura 3.11: Exemplo de disjuntores de Média Tensão. Fonte: Dados de pesquisa, 2015.	41
Figura 3.12: Exemplos de religadores de poste (a) e de solo (b). Fonte: Dados da pesquisa, 2015.	42
Figura 3.13: Exemplos de transformadores de corrente. Fonte: Dados da pesquisa, 2015.	44
Figura 3.14: Exemplos de transformadores de potencial. Fonte: Dados da pesquisa, 2015.	45
Figura 3.15: Exemplo de para-raios de subestação de Média Tensão. Fonte: Dados da pesquisa, 2015.....	46
Figura 3.16: Exemplo de relé de proteção digital. Fonte: Dados da pesquisa, 2015.	46

Figura 3.17: Diagrama esquemático da evolução do conceito de TPM. Fonte: Adaptado de Suzuki, 1994.	51
Figura 3.18: Representação esquemática dos “pilares básicos” da TPM – fundamento teórico. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	52
Figura 3.19: Fluxograma esquemático do sistema dos cinco sentidos. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	54
Figura 3.20: Controle Inicial de sistema TPM. Fonte: Suzuki, 1994.	61
Figura 5.1: Distribuição das subestações de energia elétrica no estado do Maranhão. Dados de pesquisa, 2016.	67
Figura 5.2: Distribuição das subestações na regional Norte São Luís. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	67
Figura 5.3: Distribuição das subestações na regional Norte Pinheiro. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	68
Figura 5.4: Distribuição das subestações na regional Leste. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	69
Figura 5.5: Distribuição das subestações na regional Centro. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	70
Figura 5.6: Distribuição das subestações na regional Sul. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	71
Figura 5.7: Rodovia de acesso para São João do Caru (a) e aquavia para Ilha Grande (b). Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	72
Figura 5.8: Capacidade instalada em função da demanda de energia (período 2007 – 2012). Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	73
Figura 5.9: Perfil de expansão das linhas de transmissão no estado do Maranhão. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	74
Figura 5.10: Perfil de expansão no número de subestações no estado do Maranhão. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	74
Figura 5.11: Desempenho de desligamento não satisfatório da proteção. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	83
Figura 5.12: Perfil de causas de falhas de equipamentos. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	84

Figura 5.13: Sugestão de redundância de bobina de abertura (a) e imagem amplificada da bobina (b). Fonte: Dados da pesquisa, 2016).	86
Figura 5.14: Bloco de contatos do disjuntor 36,2kV utilizados na subestação de Fortaleza dos Nogueiras. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.....	87
Figura 5.15: Fixação da chave fim de curso do religador. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	89
Figura 5.16: Detalhamento da tampa de acrílico para inspeção visual. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.....	90
Figura 5.17: Unifilar do circuito da chave fim de curso com temporizador implementada no sistema (a) e chave montada no equipamento (b). Fonte: Dados da pesquisa, 2016.....	919

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Fontes de geração de energia no Brasil em operação, construção e aguardando início das obras. Fonte: ANEEL, 2015.	20
Tabela 3.2: Indicadores de qualidade (média anual brasileira). Fonte: ANEEL, 2008.	27
Tabela 3.3: Atributos básicos para a classificação de um equipamento e suas definições. Fonte; Suzuki, 1994.	60
Tabela 5.1: Indicadores de falhas por regional e quantidade de clientes atendidos. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	75
Tabela 5.2: Relatório de falha nos equipamentos de proteção. Fonte: Dados da pesquisa, 2016.	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- **TPM** – *TOTAL PRODUCTIVE MANAGEMENT*
- **MPT** – MANUTENÇÃO PRODUTIVA TOTAL
- **ANEEL** – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
- **EPE** – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA
- **CRESESB** - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA
- **CEPEL** - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA
- **ONS** – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA
- **CNPE** – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA
- **MME** – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
- **CMSE** – COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO
- **CCEE** – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
- **ABRADEE** – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA
- **DNAEE** – DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA
- **SEB** – SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO
- **PRODIST** – PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
- **DEC** - DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR UNIDADE CONSUMIDORA
- **FEC** - FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR UNIDADE CONSUMIDORA
- **DIC** - DURAÇÃO DE INTERRUPÇÃO INDIVIDUAL POR UNIDADE CONSUMIDORA
- **FIC** - FREQUÊNCIA DE INTERRUPÇÃO INDIVIDUAL POR UNIDADE CONSUMIDORA
- **DMIC** - DURAÇÃO MÁXIMA DE INTERRUPÇÃO CONTÍNUA POR UNIDADE CONSUMIDORA
- **DICRI** - DURAÇÃO DA INTERRUPÇÃO OCORRIDA EM DIA CRÍTICO POR UNIDADE CONSUMIDORA OU PONTO DE CONEXÃO
- **IASC** – ÍNDICE ANEEL DE SATISFAÇÃO DO CONSUMIDOR
- **SIN** – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
- **LT** – LINHAS DE TRANSMISSÃO
- **SE** - SUBESTAÇÃO
- **BT** – BAIXA TENSÃO

- **MT** – MÉDIA TENSÃO
- **AT** – ALTA TENSÃO
- **EAT** – EXTRA ALTA TENSÃO
- **CC** – CORRENTE CONTÍNUA
- **CA** – CORRENTE ALTERNADA
- **UHE** – USINA HIDRELÉTRICA
- **KV** - *KILOVOLT*
- **RD** – REDE DE DISTRIBUIÇÃO
- **TC** – TRANSFORMADOR DE CORRENTE
- **TP** – TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
- **MW** – MEGAWATT
- **GW** – GIGAWATT
- **PM** – PRODUCTIVE MAINTENANCE
- **FIASA** – FIAT AUTOMÓVEIS S/A
- **JIPM** – JAPAN INSTITUTE OF PLANT MAINTENANCE
- **5S** – CINCO SENSOS
- **CHESF** – COMPANHIA HIDRELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
- **PNQ** – PRÊMIO NACIONAL DA QUALIDADE

SUMÁRIO

RESUMO.....	V
ABSTRACT	VI
LISTA DE FIGURAS	7
LISTA DE TABELAS	151
1. INTRODUÇÃO	15
2. OBJETIVOS	17
2.1. Objetivo geral.	17
2.2. Objetivos específicos.....	17
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
3.1. Energia Elétrica no Brasil	18
3.2. A Gestão da Energia no Brasil	21
3.2.1. Indicadores de Qualidade do Fornecimento.....	24
3.2.2. Infraestrutura de Distribuição de Energia	30
3.2.3. Subestação de Energia Elétrica	32
3.2.3.1. Classificação de Subestações	34
3.2.3.1.1. Equipamentos de Proteção em Subestações	39
3.3. Gestão da Produtividade Total (GPT)	47
3.3.1. Estrutura do TPM	52
4. METODOLOGIA DE PESQUISA	63
5. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	65
5.1. Perfil de Distribuição da Concessionária de Energia Elétrica do Maranhão (estudo de caso).....	65
5.2. Evolução do Sistema Elétrico da Concessionária	71
5.3. O TPM e as Subestações Locais	77
6. CONCLUSÃO.....	94
REFERÊNCIAS.....	96

1. INTRODUÇÃO

Sendo nos dias atuais, a energia elétrica considerada um dos pilares para a manutenção da vida moderna, o domínio das tecnologias de geração e distribuição de energia elétrica tem se demonstrado fundamental para a evolução da sociedade moderna nas mais distintas áreas. Entretanto, tal objetivo só poderá ser alcançado quando forem aperfeiçoados todos os atores e mecanismos envolvidos na cadeia produtiva, indo desde o entendimento dos equipamentos até as reais necessidades do consumidor final (MODESTO, 2011). Neste contexto, pode-se assumir que a produção/distribuição de energia elétrica moderna ainda apresenta grandes desafios quanto ao controle de sua engenharia, em especial no tocante a manutenção e continuidade do serviço de fornecimento (CREDER, 2007).

Devido à intrínseca complexidade do sistema elétrico nacional, muitas vezes atribuída a precariedade dos equipamentos ou mesmo a ocorrência de fatores externos (intempéries climáticas, falha humana, vandalismo, etc.) muitas metodologias tem sido propostas no campo a gestão de materiais e processos. Um destes exemplos é a utilização de metodologias de gestão tais como a Gestão Produtiva Total (do anglicanismo *Total Productive Management* - *TPM*), na manutenção e/ou melhoramento de processos de geração e distribuição de energia elétrica de média a alta tensão (POSSAMAI, 2002).

Assim, a TPM surge como uma ferramenta de gerenciamento de ativos, na busca da excelência dos resultados, em especial na tentativa de gerar a chamada “quebra zero” e na manutenção da vida útil dos seus elementos constituintes (YAMAGUCHI, 2005).

Dentro da realidade das subestações de energia, a TPM pode ser aplicada na melhoria contínua do sistema, buscando eliminar os defeitos passivos e ativos, sejam eles defeitos de fábrica, falha humana, procedimentos ou segurança. Para tanto, todo o corpo técnico da empresa torna-se parte da sua concepção e desenvolvimento, sendo desta forma primordial a integração de seus engenheiros, projetistas, pessoal de manutenção e dos operadores (CAPETTI, 2009).

Portanto, neste trabalho são avaliados os ganhos obtidos com a aplicação do pilar *Controle Inicial*, da Gestão Produtiva Total, em equipamentos de proteção de Subestações de Energia (SE), bem como avaliar o mecanismo de mitigação para transientes de fornecimento de energia aos consumidores finais.

Diante do exposto, este trabalho apresentará no capítulo 2 os objetivos da realização deste trabalho. Em seguida, será abordada no capítulo 3 a teoria que fundamenta este estudo e que compreende os aspectos da energia elétrica no Brasil, a estrutura organizacional do sistema elétrico, a infraestrutura das subestações e por fim a metodologia TPM com ênfase no pilar Controle Inicial. Ainda na sequência, será explicitado no capítulo 4 a metodologia de pesquisa que foi utilizada na realização deste trabalho e, por conseguinte, no capítulo 5 serão apresentados os resultados obtidos. Por fim, as considerações finais de todo este estudo serão apresentadas no capítulo 6.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo geral.

Analisar a aplicação da metodologia do Controle Inicial da Gestão Produtiva Total (GPT) em equipamentos de proteção de subestações, observando o histórico de falhas e possíveis ganhos para redução da interrupção do fornecimento de energia.

2.2. Objetivos específicos.

Avaliar a aplicação do Controle Inicial nos equipamentos de proteção de subestações da concessionária maranhense, levando em consideração fatores relevantes nesse estudo, a citar:

- Impactos causados ao desenvolvimento do estado com altos índices de interrupção do fornecimento de energia;
- Impactos causados à concessionária diante do órgão regulador do setor de energia (ANEEL);
- Identificação das principais causas de defeitos que levam os equipamentos em questão a falharem provocando a interrupção e as melhorias obtidas com Controle Inicial;
- Possíveis ganhos na mitigação da interrupção do fornecimento mediante a aplicação da metodologia.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1. Energia elétrica no Brasil

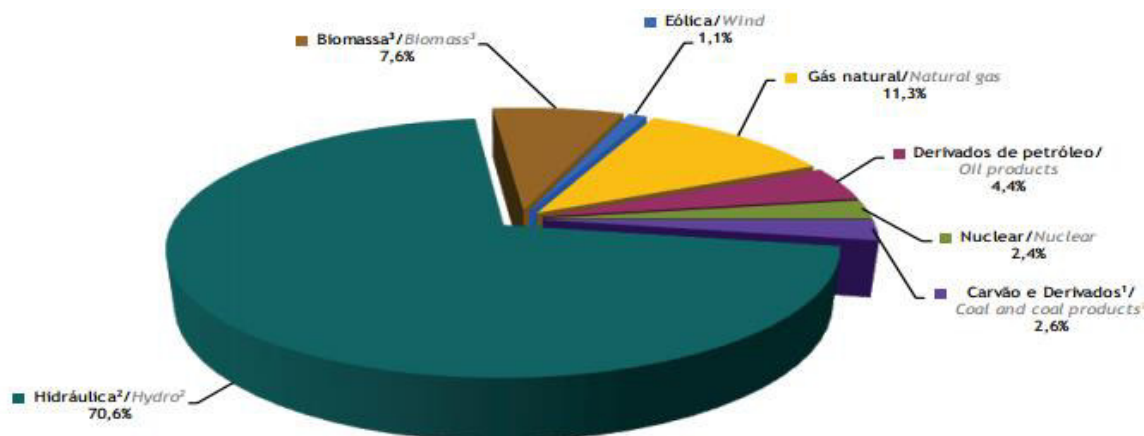
De acordo com (TOLMASQUIM *et al.*, 2007), para o Brasil, o século XX foi marcado por um grande desenvolvimento econômico que desencadeou uma elevada e crescente demanda por energia elétrica. Entre os aspectos que influenciaram este crescimento destacam-se a industrialização do mercado, a expansão demográfica e o aumento na urbanização do país.

Embora tal panorama econômico não tenha se mantido constante ao longo dos últimos anos, ainda hoje persistem boas perspectivas quanto à expansão do mercado brasileiro e, conseqüentemente, da geração/comercialização de energia elétrica em âmbito local (EPE, 2013). Mas para alcançar tal meta, faz-se necessário planejar adequadamente os mecanismos de geração de energia mediante ampliação da matriz energética do país e melhoramento dos meios de geração e distribuição já instalados.

Atualmente, o Brasil dispõe de uma matriz energética de origem predominantemente renovável (79,3%), com destaque para a geração hidráulica que responde por 70,6% da oferta interna. Assim, em 2013, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil (centrais de serviço público e autoprodutoras) alcançou 126.743 MW, acréscimo de aproximadamente 5,8 GW (EPE, 2013).

Fortuitamente o Brasil ainda apresenta um enorme potencial de exploração das fontes renováveis (aproximadamente 143 GW), principalmente em relação as energias solares e eólicas (BRONZATTI *et al.*, 2008). Na Figura 3.1 é ilustrado o perfil energético nacional com base em dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Figura 3.1: Percentuais de geração de energia elétrica no Brasil.



Fonte: EPE, 2007.

Embora se saiba que a porção que representa o maior índice de geração de eletricidade no Brasil seja renovável, os últimos anos demonstraram a crescente evolução do uso de geração através de derivados de petróleo. Assim, muitas usinas termoeletricas entraram em operação, mostrando a fragilidade do setor elétrico brasileiro frente à sazonalidade climática e modificações no perfil dos consumidores.

Em decorrência de uma chamada “crise hídrica”, em que grandes reservatórios de hidrelétricas têm estado em níveis de acúmulos de água muito baixos, adotou-se como medida emergencial a ativação de várias usinas termoeletricas com o objetivo de se evitar cortes no fornecimento da eletricidade em todo país. Infelizmente tal ação tem levado à índices negativos quanto ao impacto ambiental causado pela liberação de gigantescos volumes de gás carbônico na atmosfera advindos da queima de combustíveis fósseis (óleo diesel, carvão mineral ou gás natural) (MOREIRA, 2005). Vale observar que as usinas termoeletricas, no sistema brasileiro, deveriam funcionar apenas com um sistema complementar; todavia, a continua utilização tem levado a aumentos significativos dos valores praticados pelo mercado de energia (BONATTO, 2000).

Felizmente, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015), o governo brasileiro vem tentando acelerar a implantação de novas fontes de geração de energia, inclusive seguindo exemplo de países

européus, apesar de ainda caminhar em passos tímidos. Na tabela 1 são indicados os tipos de fontes de geração de energia que estão em operação, em fase de construção ou esperando início das obras.

Tabela 3.1: Fontes de geração de energia no Brasil em operação, construção e aguardando início das obras.

Quantidade	Fonte de energia	Situação	Potência associada
261	Eólica	Construção não iniciada	6,13 GW
167	Eólica	Em construção	4,02 GW
308	Eólica	Em operação	7,38 GW
40	Fotovoltaica	Construção não iniciada	1,14 GW
33	Fotovoltaica	Em operação	21,30 MW
181	Hidrelétrica	Construção não iniciada	2,57 GW
43	Hidrelétrica	Em construção	13,86 GW
1200	Hidrelétrica	Em operação	91,14 GW
1	Maremotriz	Construção não iniciada	50,00 KW
150	Termelétrica	Construção não iniciada	9,94 GW
20	Termelétrica	Em construção	2,78 GW
2853	Termelétrica	Em operação	41,37 GW

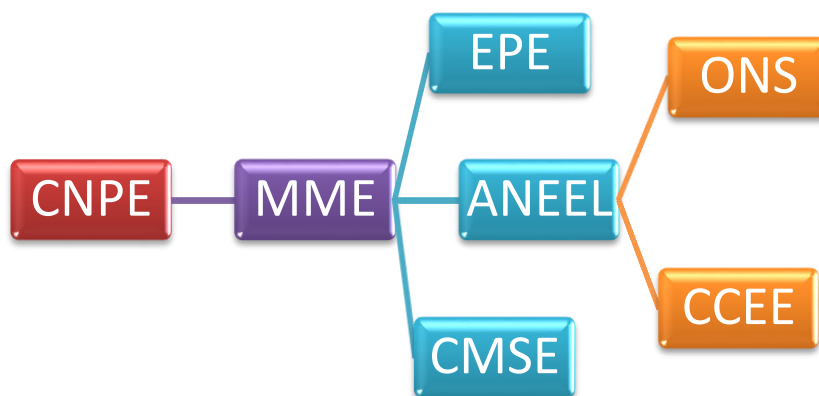
Fonte: ANEEL, 2015.

Neste contexto, se propõe que o sistema elétrico nacional deva ampliar e/ou consolidar tanto sua infraestrutura técnica quanto de equipamentos para que seja mantida a robustez da matriz elétrica brasileira (OLIVEIRA, 2002). Outro aspecto importante seria ampliar os meios de geração de energia consideradas limpas ou renováveis que incrementem maior capacidade instalada ao sistema elétrico com a finalidade de reduzir os grandes impactos ambientais ora vigentes (MEDEIROS, 2003).

3.2. A gestão da energia no Brasil

De acordo com o Operador Nacional do Sistema (ONS, 2014), o setor elétrico brasileiro é regulado pelo governo mediante poderes delegados ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME) e Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); já a regulamentação e fiscalização dos mercados são atribuições conferidas a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). De modo semelhante, as atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas por empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema (ONS) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). E por fim, as atividades permitidas e reguladas são exercidas pelos demais agentes do setor: Geradores, Transmissores, Distribuidores e Comercializadores (Figura 3.2).

Figura 3.2: Representação esquemática da estrutura institucional do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: Adaptado de ONS (2015).

A gestão da energia no Brasil é mantida por uma complexa cadeia formada por vários agentes e setores que buscam organizar, regular, fiscalizar e comercializar este mercado. Para tanto, estes buscam gerar mecanismos eficientes capazes de garantir o crescimento deste segmento. Segundo o

Conselho Nacional de Política Energética, a cadeia hierárquica e suas atribuições são definidas da seguinte forma (CNPE, 2015):

- **CNPE** - Conselho Nacional de Política Energética, presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia;
- **MME** - O Ministério de Minas e Energia, órgão da administração federal direta, representa a União como Poder Concedente e formulador de políticas públicas, bem como indutor e supervisor da implementação dessas políticas nos segmentos de geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento de energia hidráulica, mineração, metalurgia, petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear;
- **EPE** – A Empresa de Pesquisa Energética tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e os derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras;
- **CMSE** – O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional;
- **ANEEL** – A Agência Nacional de Energia Elétrica tem por objetivo proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. Para isso, a agência precisa ser reconhecida como instituição essencial para a satisfação da sociedade com o serviço de energia elétrica;

- **CCEE** – A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica viabiliza as atividades de compra e venda de energia em todo o País, promovendo discussões voltadas à evolução do mercado, sempre orientada pelos pilares da isonomia, transparência e confiabilidade;
- **ONS** – O Operador Nacional do Sistema é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

Vale pontuar que a distribuição da eletricidade que chega a cada lar, comércio, indústria ou outro local de consumo da mesma, fica sob a responsabilidade das empresas que possuem a outorga da concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, as chamadas concessionárias ou distribuidoras de energia. Entretanto, estas concessionárias ou distribuidoras, sejam estatais ou privadas, ficam sob a regulação e fiscalização da ANEEL que estabelece padrões e condições mínimas de qualidade do fornecimento da energia elétrica.

Por outro lado, a manutenção dos atributos do fornecimento de energia é determinada pela fiscalização dos agentes reguladores deste setor, sendo esta fundamental para que a qualidade da distribuição permaneça estável ou em crescente melhoria. De acordo com as resoluções determinadas pela ANEEL, as concessionárias de energia precisam ser avaliadas quanto a indicadores técnicos diversos, em especial naqueles referentes à qualidade de energia fornecida aos clientes finais (LEITE, 2007).

Em paralelo aos órgãos federais e estaduais, existem outras instituições privadas, sem fins lucrativos, que são habilitadas a prestar serviços técnicos, institucionais, financeiros e comerciais, além de intermediar negociações entre as distribuidoras e as instituições governamentais (ABRADEE, 2016). E, em alguns casos, estas podem ainda promover o *ranking* das distribuidoras segundo argumentos de qualidade de distribuição da energia

elétrica, tais como a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE).

De modo geral, a ABRADEE é responsável por medir e disponibilizar indicadores de qualidade da gestão, gestão operacional, gestão econômico-financeira, avaliação pelo cliente e de responsabilidade social (ABRADEE, 2016). Para tanto, esta agrega 64 empresas concessionárias de distribuição de energia, controladas por entes públicos ou privados e responsáveis pelo fornecimento de aproximadamente 98% de toda energia elétrica consumida no país. Para tanto, ela fornece, por exemplo, relatórios periódicos sobre o grau de satisfação dos consumidores frente a fornecedores de energia. A exemplo disso, em 2015, o *Relatório de Pesquisa ABRADEE de Satisfação do Cliente Residencial* mostrou que 77,3% dos consumidores pesquisados declararam-se *satisfeitos* ou *muito satisfeitos* com o serviço de energia.

Todavia, o grande desafio tanto para o Governo quanto para as empresas envolvidas é melhorar ainda mais os índices de satisfação na próxima década, mesmo com os cenários de renovação das concessões e revisões/reajustes tarifários, que têm exigido negociações e monitoramento constantes (ABRADEE, 2015).

3.2.1. Indicadores de qualidade do fornecimento

Apesar de toda evolução no setor elétrico, a interrupção do fornecimento ainda tem sido um grande desafio para todas as empresas envolvidas neste processo. Infelizmente, ainda é comum presenciar situações de queda no fornecimento da eletricidade ou ainda a morosidade no restabelecimento. Muitos destes problemas são desencadeados pela falta de investimentos na estrutura do setor, fatores naturais (descargas atmosféricas), vandalismos, falta de manutenção preventiva, fraude na rede e até mesmo questões técnica tais como falha de equipamentos com defeitos de fabricação. Quanto à necessidade do fornecimento (MUZY, 2012) afirma:

(...) para atender ao natural desenvolvimento de uma sociedade é necessário que as técnicas de uso dessa energia caminhem proporcionalmente, com isso é indispensável uma constante busca do aumento da eficiência, através de melhorias das condições de atendimento ao consumidor.

A qualidade da energia pode ainda ser mensurada por fatores tais como: continuidade do fornecimento e nível de tensão distribuída, uma vez que sua interrupção, permanente ou transitória, pode acarretar sérios problemas domésticos (quebra de equipamentos eletroeletrônicos, eletrodomésticos, etc.) ou até a paralisação de processos industriais (DNAEE, 1978). Assim, a concepção e/ou aplicação de legislações específicas para o setor de geração e distribuição de energia elétrica é condição *sine qua non* para uma boa gestão dos produtos.

No Brasil, tais regulamentações foram instituídas mediante Portaria DNAEE nº 46/1978 que estabelece que:

(...) na forma que se segue, as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de eletricidade no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores.

De maneira semelhante, a Resolução Normativa nº 24/2000 da ANEEL, adequa a regulação da continuidade do fornecimento com o novo contexto institucional proposto pelo Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). E finalmente, a audiência pública nº 46/2010 que determinou grandes alterações nas definições de limites em relação aos indicadores de qualidade visando de maneira geral, o aperfeiçoamento da metodologia.

A interrupção do fornecimento de energia realmente apresenta um grande desafio a todas as distribuidoras de energia elétrica, inclusive pelo fato de serem avaliadas nesse importante indicador de qualidade. É por isso que a continuidade no fornecimento de energia é uma preocupação fundamental do

planejamento e operação do setor elétrico já que influencia diretamente e indiretamente o bem estar da população. É importante destacar que o tamanho do impacto causado pela interrupção do fornecimento é proporcional as características intrínsecas; por exemplo, a quebra de um alimentador de uma subestação pode ocasionar a interrupção do fornecimento para algumas centenas de consumidores; entretanto, a perda de uma linha de transmissão ou uma subestação inteira implica num prejuízo de enorme escala (SALES et al, 2014).

Garantir, portanto, o devido investimento, assim como uma eficaz manutenção, operação e a gestão como um todo do sistema elétrico significa evitar grandes prejuízos e como consequência promover a aceleração do crescimento que a utilização da energia pode gerar.

De acordo com a (ANEEL, 2015) nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), são definidos indicadores que medem a qualidade de fornecimento de energia elétrica aplicada à concessionárias de energia, considerando os aspectos “frequência de interrupções” e “duração das interrupções”. Através de conjuntos de unidades consumidoras de uma área de concessão, estes indicadores são determinados e medidos. Os indicadores de qualidade do fornecimento da energia distribuída são definidos da seguinte forma:

- **DEC** (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): indica o número de horas que, em média, as unidades consumidoras de determinado conjunto ficaram sem energia elétrica durante um determinado período: mensal, trimestral ou anual;
- **FEC** (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): indica quantas vezes, em média, as unidades consumidoras de determinado conjunto sofreram interrupção;
- **DIC** (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora): quantidade de horas que o consumidor ficou sem energia elétrica;

- **FIC** (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora): quantidade de interrupções que o consumidor experimentou no período de apuração (mensal, trimestral ou anual);
- **DMIC** (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora): indica o número de horas da maior interrupção experimentada pelo consumidor no período de apuração.

No tangente aos indicadores DEC e FEC, segundo dados da ANEEL, o país conseguiu uma notável diminuição nos últimos anos, devido à melhoria nos processos de gestão e manutenção de seus procedimentos e insumos (ANEEL, 2008). A Tabela 2 ilustra tal evolução quantitativa.

Tabela 3.2: Indicadores de qualidade (média anual brasileira).

Ano	DEC (min)	FEC (interrupções)
1997	27,19	21,68
1998	24,05	21,68
1999	19,85	17,59
2000	17,44	15,29
2001	16,57	14,56
2002	18,07	14,84
2003	16,66	13,12
2004	15,81	12,12
2005	16,83	12,62
2006	16,33	11,71
2007	16,08	11,72
2008	16,63	11,37
2009	18,77	11,72
2010	18,42	11,35
2011	18,40	11,15
2012	18,66	11,11

2013	18,26	10,49
2014	17,61	9,94

Fonte: ANEEL, 2015.

Em dez anos, o país conseguiu diminuir o tempo do DEC em pouco mais de 11 minutos, que em termos percentuais equivalem a uma queda de 59,13%; já o FEC apresentou um queda média de 54,05%.

A partir do ano de 2012, a ANEEL acrescentou outro indicador de continuidade, a Duração da interrupção ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI), sendo este definido como:

(...) o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, supera a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários”. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados. Ou seja, são dias em que o número de ocorrências é muito superior à media diária (ANEEL, 2015).

A real intenção deste indicador foi a de incentivar as concessionárias de energia elétrica a atuarem com maior celeridade nos chamados “dias críticos”, assumindo que em muitos casos as concessionárias ainda não possuem capacidade ou corpo técnico suficientes para atuar em tantas ocorrências, num mesmo dia.

Além da aferição de todos os indicadores já mencionados, a ANEEL também realiza métricas de satisfação denominada Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC). Tal ensaio é mediado anualmente, desde o ano de 2000, visando avaliar o grau de satisfação dos serviços prestados pelas concessionárias de energia junto a seus clientes residenciais (BERNARDO, 2013). Os critérios adotados durante a pesquisa são definidos pelos seguintes itens:

- Qualidade percebida:
 - Informações ao cliente;
 - Acesso à empresa;
 - Confiabilidade nos serviços.

- Confiança:
 - Confiança geral;
 - Preocupação com o cliente;
 - Competência;
 - Integridade.

- Satisfação:
 - Satisfação global;
 - Desconformidade;
 - Distância do ideal.

- Valor percebido:
 - Tarifa paga em relação aos benefícios;
 - Tarifa paga em relação ao fornecimento;
 - Tarifa geral em relação ao atendimento.

- Fidelidade (quando aplicável):
 - Troca de fornecedor em função da tarifa;
 - Troca de fornecedor em função do fornecimento;
 - Troca de fornecedor em função do atendimento.

O grande desafio das distribuidoras de energia é exatamente prover o fornecimento de seu produto (energia) com o melhor índice de qualidade possível, diminuindo significativamente os valores aferidos para o DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC DICRI e problemas de nível de tensão, minimizando todos os impactos causados pelas interrupções do fornecimento, com isso as

distribuidoras concorrem anualmente ao prêmio IASC, assim como outros prêmios de diversas instituições no mesmo segmento (TANURE, 2000).

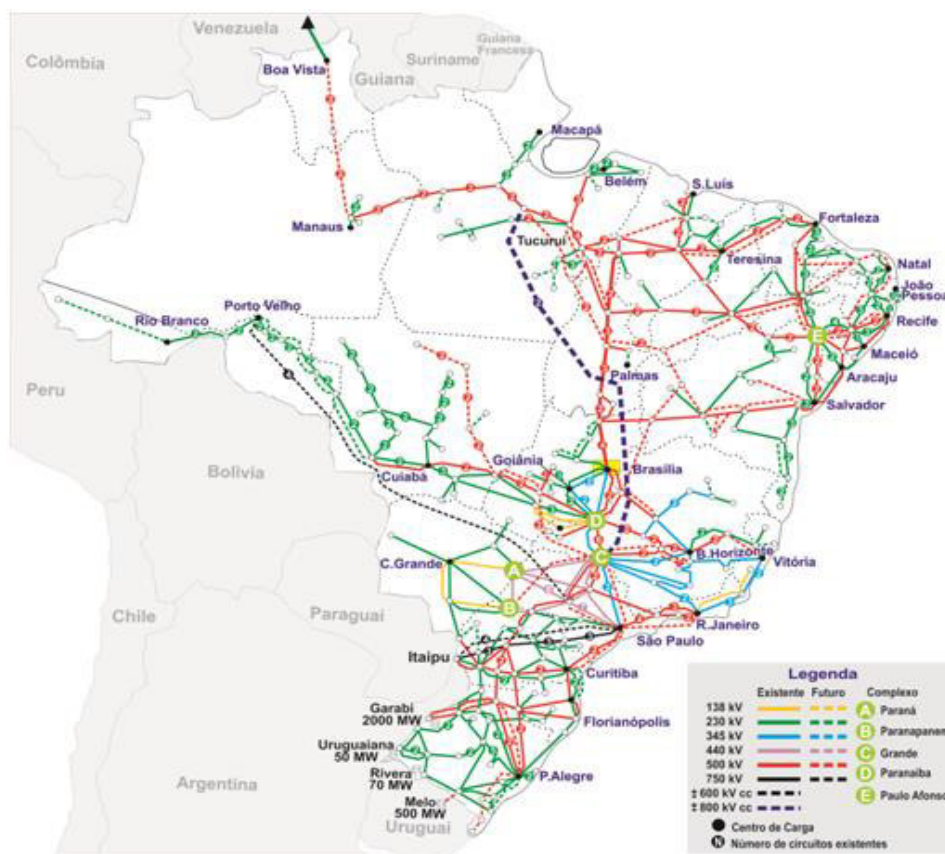
3.2.2. Infraestrutura de distribuição de energia

No Brasil, o sistema elétrico dispõe de um conjunto de usinas de geração, linhas de transmissão e redes de distribuição integrados no chamado Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, existem ainda sistemas isolados compostos por usinas de geração que não estão conectadas ao SIN, localizadas principalmente na região Amazônica, devido as características geográficas, hídricas e de biota (ANEEL, 2015).

O processo de geração, fase inicial de todo o sistema elétrico, é composto por um complexo sistema de barragens, que interrompem o curso natural dos rios, subestações de alta tensão e toda uma infraestrutura de operação, controle e proteção de sistema. Independente do tipo de geração operada, seja ela hidrelétrica, termelétrica ou nuclear, sempre será requerido uma ampla área de operação e instalação. Já no caso das energias ditas renováveis (eólica, solar ou biomassa), tais áreas dependerão principalmente da potência oferecida por cada uma dessas tecnologias (FRANCA, 2001).

Por outro lado, os sistemas de transmissão, comumente chamadas Linhas de Transmissão (LT), são responsáveis por fazer a interligação entre as subestações elevadoras e rebaixadoras e, posteriormente, lançarem nas redes de distribuição a energia elétrica em níveis aceitáveis para o consumo final (BARBOSA, 2003). Na Figura 3.3 é ilustrado o perfil da malha de transmissão do sistema elétrico brasileiro, no ano de 2015.

Figura 3.3: Diagrama do sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro.



Fonte: ONS, 2015.

Vale pontuar que toda essa infraestrutura demanda altos custos principalmente durante a implantação e manutenção de equipamentos, aquisição de materiais e consolidação dos recursos humanos. Assim, todos os anos são investidos milhares de reais, por parte das concessionárias responsáveis, buscando atender as demandas do mercado consumidor.

Questões como, o tipo de projeto, o crescimento da carga, a estabilidade do sistema, a confiabilidade e a capacidade do sistema, são fatores essenciais que determinam a viabilidade do investimento nesse negócio. Tendo-se estabelecido as exigências de capacidade, tensões, número de alimentadores, terreno, mão-de-obra, enfim toda a viabilidade da implantação do projeto, é então levantado o orçamento que determinará o investimento total na obra de melhoria do sistema (FELBER et al, 2010).

3.2.3. Subestação de energia elétrica

De acordo com SUCKOW (1999), uma subestação (SE) é um conjunto de equipamentos de manobra e/ou transformação e ainda eventualmente de compensação de reativos usado para dirigir o fluxo de energia em um sistema de potência e possibilitar a sua diversificação através de rotas alternativas, possuindo dispositivos de proteção capazes de detectar os diferentes tipos de faltas que ocorrem no sistema e de isolar os trechos em que essas faltas ocorrem.

A subestação funciona como ponto de controle e transferência em um sistema de transmissão elétrica, direcionando e controlando o fluxo energético, transformando os níveis de tensão e funcionando como pontos de entrega para consumidores industriais. Durante o percurso, entre as usinas e as cidades, a eletricidade passa por diversas subestações no qual os transformadores aumentam ou diminuem o nível de tensão. Ao elevar a tensão elétrica no início da transmissão, os transformadores evitam a perda excessiva de energia ao longo do caminho. Já, ao rebaixarem a tensão elétrica perto dos centros urbanos, permitem a distribuição da energia por toda a cidade (PEREIRA, 2005).

A construção de novas subestações e a ampliação das instalações já existentes são projetos comuns em empresas do ramo de transmissão e distribuição de energia elétrica. No entanto, a necessidade de uma subestação no sistema elétrico se dá por diversos fatores:

- Crescimento da carga;
- Estabilidade do sistema;
- Capacidade do sistema;
- Confiabilidade do sistema;
- Qualidade da energia elétrica;
- Reclamações de clientes.

Um estudo criterioso desses fatores é necessário para se traçar o anteprojeto de uma subestação, em que vão ser definidos o centro de carga,

ou seja, o local onde se concentra o maior consumo da carga a ser demandada. Hão de ser definidos também o número de alimentadores que são os ramos da subestação que percorrerão uma área até o centro consumidor (COELCE, 2005).

Na realização dos estudos de desempenho do sistema elétrico, tanto na fase preliminar (diagnóstico) quanto na fase de simulação, são levados em consideração os seguintes aspectos:

- Perdas ativas e carregamento das linhas de Sistema de Distribuição AT;
- Níveis de tensão e fatores de potência nas barras de fronteira com a empresa supridora;
- Flexibilidade operacional dos equipamentos do Sistema de Distribuição AT;
- Fim de Vida Útil dos equipamentos do Sistema de Distribuição AT.

A partir do diagnóstico levantado, a proposição que irá para análise de viabilidade econômica das obras a serem definidas ainda asseguram três premissas essenciais:

- Expansão: atender ao mercado analisando a evolução dos dados de carregamento dos circuitos das subestações, e/ou para atender às solicitações de novas ligações;
- Melhoria: restabelecer a qualidade do ponto de vista da capacidade, melhorando os níveis de tensão e a confiabilidade do sistema através da melhoria das topologias dos circuitos;
- Renovação: Substituição de equipamentos e estruturas danificadas, obsoletas ou em final da vida útil, com o intuito de melhoria dos níveis de conformidade e continuidade (CEMAR, 2015).

3.2.3.1. Classificação de subestações

A classificação de uma subestação de energia elétrica deve levar em consideração fatores tais como: nível de tensão, relação entre as tensões de entrada e saída e tipo de instalação.

Neste sentido a classificação quanto ao nível de tensão, utiliza as nomenclaturas: Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e Extra Alta Tensão (EAT), operando em tensões entre 127 V – 1 kV. Geralmente são subestações particulares que necessitam suprir cargas pequenas como prédios comerciais, micro-empresas, clínicas ou empreendimentos de pequeno porte. Na Figura 3.4 são ilustrados alguns exemplos de transformadores usados em transformadores de baixa tensão.

Figura 3.4: Transformadores de potência trifásicos aéreo (a) e abrigado (b) usados em subestações de baixa tensão.



(a)



(b)

Fonte: Dados da pesquisa, 2015.

Já as subestações de Média Tensão operam com níveis de tensão que variam de 1,0 - 36,3 kV, normalmente atendendo a clientes particulares de maior porte ou pequenas cidades e povoados em geral. Na Figura 3.5 ilustra-se um exemplo de subestação de média tensão em operação.

Figura 3.5: Subestação de média tensão.



Fonte: Dados da pesquisa, 2015.

As subestações de Alta Tensão são aquelas que operam com níveis de tensão de 72,5kV – 500 kV, sendo portanto de grande porte e voltadas a atenderem demandas de grandes indústrias, concessionárias de energia e usinas geradoras. Na Figura 3.6 é mostrado um exemplo de subestação de alta tensão.

Figura 3.6: Subestação de alta tensão.



Fonte: Dados da pesquisa, 2015.

Por fim, as subestações de Extra Alta Tensão (EAT) são aquelas que admitem tensões acima de 500 kV e normalmente estão localizadas em usinas

geradoras que elevam a tensão para transmitirem grandes correntes, de natureza contínua (CC) ou alternada (CA), a grandes distâncias (Figura 3.7).

Em território nacional, um exemplo típico deste tipo de sistema é a Usina Hidrelétrica (UHE) de Itaipu que utiliza duas linhas de aproximadamente 600 kV, em corrente contínua (CC), indo da Foz do Iguaçu (PR) até Ibiúna (SP), ocupando uma extensão de aproximadamente 810 km. De modo similar tem-se ainda a linhas de transmissão de Itaipu que dispõe de três linhas de corrente alternada (CA), em 765 kV da subestação, entre a Foz do Iguaçu (PR) até Tijuco Preto (SP), ocupando outros 900 km (ITAIPU, 2015).

Figura 3.7: Subestação de extra alta tensão.



Fonte: Dados da pesquisa, 2015.

Quanto à relação entre as tensões de entrada e saída, as subestações podem ser subdivididas em elevadoras, rebaixadoras e seccionadoras ou de manobra.

As subestações elevadoras normalmente ficam localizadas próximas a usinas de geração, pois recebem a energia gerada (normalmente 13,8 kV) e elevam o nível de tensão (69, 138, 230, 400 e 500 kV) afim de serem encaminhadas pelas linhas de transmissão (LT). Esta por sua vez, viabilizam economicamente a transmissão em longas distancias já que minimizam perdas

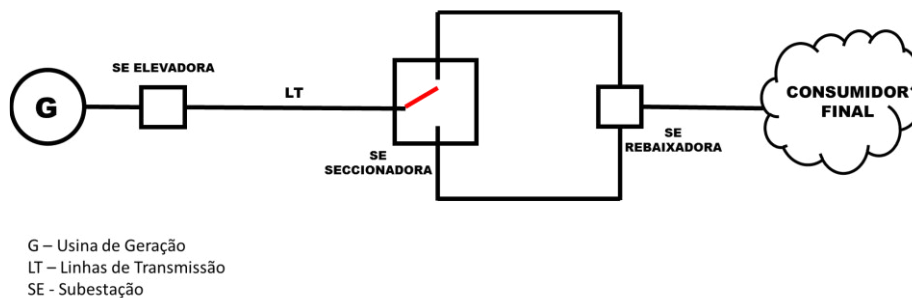
de energia relacionadas ao *Efeito Joule* (CREDER, 2007). É importante lembrar que elevar a tensão é uma maneira inteligente de se transportar energia, pois pode reduzir o valor da corrente mantendo-se a potência constante (LIMA *et al.*, 1997).

Já as subestações rebaixadoras ficam localizadas próximas ao consumidor final, dentro dos centros de utilização (cidades, bairros e indústrias), visando rebaixar o nível de tensão anteriormente elevado para níveis de distribuição e consumo final. As subestações rebaixadoras conduzem a energia rebaixada para as redes de distribuição (RD), que finalmente transformam mais uma vez esses níveis de tensão a níveis de consumo final (127/220 V ou 220/380 V, de acordo com a região).

Normalmente as concessionárias de energia trabalham em uma faixa de tensão entre 145 kV (AT) e 13,8 kV (BT). A exemplo disso, a maioria das distribuidoras de energia elétrica do país utilizam faixas de tensão de 138 kV ou 69 kV, na alta tensão (AT), e 34,5 kV ou 13,8 kV, na média/baixa tensão (MT/BT) (KOTRYK *et al.*, 2001).

Já a subestação do tipo seccionadora, ou de manobra, é aquela que dentro do sistema elétrico permite energizar ou desenergizar circuitos sob o mesmo nível de tensão, e servem como multiplicadoras uma vez que podem direcionar a energia a outros trechos do sistema que operem em condições diferentes daquelas em “operação normal”. Ademais, também é adotada para possibilitar o seccionamento de circuitos permitindo a energização em trechos sucessivos de menor comprimento (LEÃO, 2009). A Figura 3.8 ilustra um exemplo genérico para uma subestação seccionadora.

Figura 3.8: Representação esquemática unifilar de uma subestação seccionadora genérica.



Fonte: Dados da pesquisa, 2015.

Por outro lado, as subestações podem ser classificadas de acordo com o tipo de instalação adotada no sistema de distribuição de carga, podendo estas ser notadas de *abrigadas* ou *ao tempo*, por vezes chamadas de *aéreas*.

As subestações abrigadas são instaladas em edificações fechadas, construídas em concreto armado ou em alvenaria, no qual os equipamentos de transformação, proteção e controle estarão livres da atuação das intempéries (Figura 3.9). Este tipo de subestação geralmente é adotado para indústrias, grandes construções, hospitais entre outros (COELBA, 1996).

Figura 3.9: Projeto de subestação de energia do tipo abrigada.



Fonte: Dados de pesquisa, 2015.

Já nas aéreas, toda a estrutura física instalada é capaz de suportar amplas variações climáticas e intempéries (chuva fortes, oscilações de temperaturas e umidade, alto grau de particulados – poeira, etc.).

Outro tipo de subestação, é tipicamente conhecida como a subestação de cliente, funciona como a principal fonte de fornecimento de energia elétrica para um cliente de negócios particular. Os requisitos técnicos para este tipo de instalação dependem exclusivamente das necessidades do cliente e não mais do serviço público que ela supostamente atenderia.

E por fim, uma aplicação especial, ora bastante difundida entre as concessionárias, é a subestação do tipo *móvel* que tem como objetivo reduzir ao máximo o tempo de interrupção do fornecimento de energia (WEG, 2015). Além do dinamismo oferecido por essa aplicação, a subestação móvel possui capacidade para potências elevadas, assim como tensões diferentes de entrada e saída, e tudo isso contando com todo o sistema de controle e proteção dos equipamentos (Figura 3.10).

Figura 3.10: Exemplo de uma subestação do tipo móvel.



Fonte: WEG, 2015.

3.2.3.1.1. Equipamentos de proteção em subestações

Todas as subestações, independente da configuração, precisam de sistemas de proteção contra defeitos ou outras situações de risco. Elevadas correntes elétricas originárias de curto-circuito e surtos de tensões são exemplos comuns dessas faltas (SALES *et al.*, 2014).

Conforme relato de BARRETO (2013), os sistemas de proteção de uma subestação devem atender quatro requisitos básicos:

- **Velocidade:** a proteção deverá atuar rapidamente para evitar danos aos equipamentos e circuitos da subestação;
- **Confiabilidade:** os equipamentos de proteção deverão atuar sempre que forem exigidos quando da ocorrência de uma falta;
- **Sensibilidade:** o sistema de proteção deve responder aos defeitos ainda que em níveis mínimos de uma falta quando configurados para isso;
- **Seletividade:** a proteção deverá ser capaz de analisar a falha e determinar os modos de operação adequados e evitar aberturas de equipamentos desnecessárias.

De acordo com MARTINS (2012), a robustez de um sistema de proteção da subestação transformadora está diretamente ligada à qualidade de seus componentes (disjuntores, religadores, etc.), pois estes são inteiramente responsáveis pelo seccionamento dos circuitos.

É importante observar que tais equipamentos, por sua vez, dependem de outros dispositivos tais como: transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP), responsáveis pelo monitoramento e leitura de níveis de tensão, corrente, fator de potência, dentre outras grandezas elétricas, dos para-raios que atuam contra descargas atmosféricas e, por fim, os relés que fazem a tomada de decisão mediante anomalias no sistema.

De modo mais específico, podemos assumir que:

a) **Disjuntor:** são equipamentos comumente usados em subestações para operação de manobra (abertura e fechamento) em carga. A principal função é de impedir a passagem de correntes elevadas provenientes de um defeito no circuito, que possam causar danos ao sistema como a queima de equipamentos e do próprio circuito (cabos, isoladores e conexões).

São equipamentos robustos que admitem capacidade de suportar altas correntes (maiores que dos religadores) e operam em condições climáticas

severas (elevada temperatura e/ou umidade, além de sujeira, salitre, dentre outros). Devem garantir pleno funcionamento mesmo que não sejam solicitadas suas funções de abertura e fechamento em grandes períodos de tempo (FILHO, 1994). Vale lembrar que estes são utilizados tanto do lado primário (alta tensão) quanto do lado secundário (baixa tensão) (Figura 3.11).

Figura 3.11: Exemplo de disjuntores de média tensão.



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

b) **Religador:** é um equipamento de proteção vastamente utilizado cujo objetivo é interromper o circuito elétrico quando em sobrecarga, a fim de evitar danos no próprio sistema de distribuição. Os religadores podem ser utilizados tanto dentro das subestações quanto na própria rede de distribuição - em postes (Figura 3.12) (BARRETO, 2013). Todavia, apesar de ser utilizado dentro e fora das subestações, diferente dos disjuntores, os religadores somente são usados do lado secundário do sistema (baixa tensão).

Figura 3.12: Exemplos de religadores de poste (a) e de solo (b).



(a) (b)
Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

Devemos observar que qualquer religador é configurado previamente para operar um número prévio de religamentos antes do bloqueio final. Durante uma sobrecorrente, os contatos internos de um religador interrompem o circuito se abrindo e assim permanecendo por um tempo específico. Após esse tempo, esses contatos se fecham e o religador verifica se ainda existe a circulação de sobrecorrentes no circuito. Caso repita essa operação de abertura e fechamento por um número determinado de vezes, previamente configurado, finalmente irá bloqueiar o sistema. Por outro lado, se no momento do fechamento o religador verificar que não há mais sobrecarga no sistema, automaticamente os contatos se fecham e o sistema volta ao estado natural de funcionamento (BOVOLATO, 2013).

Devido a característica peculiar de atuar com religamentos automáticos, os religadores podem ser configurados para operarem da seguinte maneira:

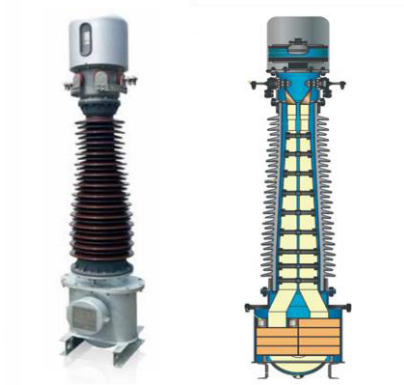
- Uma rápida e três retardadas;
- Duas rápidas e duas retardadas;
- Três rápidas e uma retardada;
- Todas rápidas;
- Todas retardadas.

Para ajuste a um número menor do que quatro operações, podem ser realizadas combinações variadas entre rápidas e retardadas (ECIL, 2016).

Os religadores podem ser classificados quanto ao número de fases em monofásicos e trifásicos. Os religadores monofásicos não são tão comuns, mas se aplicam em circuitos trifásicos, sendo utilizados um por fase, a exemplo de consumidores distantes e isolados em que na ocorrência de uma falta permanente, somente a fase em que ocorreu o defeito fique interrompida. No caso dos religadores trifásicos, eles são necessários, onde na ocorrência de uma falha permanente precisam que todas as fases sejam bloqueadas para que possa ser evitado que cargas trifásicas, por exemplo, fiquem operando apenas com duas fases no caso do bloqueio de uma das fases (DA SILVA, 2005). Vale pontuar que os religadores podem ainda ter dois tipos distintos de interrupção, a óleo e a vácuo.

c) **Transformador de Corrente (TC):** estes são instrumentos utilizados como instrumentos de medição e proteção (Figura 3.13). Transformam os valores de corrente elétrica da entrada de alta tensão (primário), para valores de corrente menores que sejam suportáveis pelos instrumentos que farão a medição e atuação da proteção (relés). Esses valores de entrada e saída do TC possuem uma relação de transformação, ou seja, o valor de saída é K (fator multiplicador) vezes o valor de entrada. Na função de medição, os TC fazem a leitura das correntes que percorrem os barramentos e em casos de curto-circuito, por exemplo, atuam na proteção enviando um sinal para os relés que disparam a abertura de disjuntores ou religadores (LIMA, 2009).

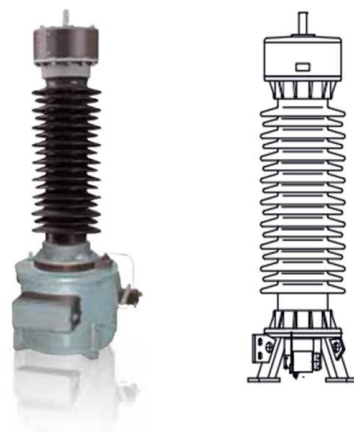
Figura 3.13: Exemplo de transformadores de corrente.



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

d) **Transformador de Potencial (TP):** são instrumentos utilizados nas subestações de forma semelhante aos TC com função de medição e/ou proteção. Entretanto, a atuação se dá no monitoramento da tensão (Figura 3.14). Os TP reduzem os valores de tensão da entrada de alta tensão (primário) para valores mais baixos em sua saída em baixa tensão (secundário). Normalmente o valor de saída em baixa tensão é de 115 Volts para utilização dos relés que poderão atuar a proteção e também para os medidores que farão a leitura dos níveis de tensão. Ao detectarem, por exemplo, uma sobretensão, o TP enviará um sinal ao relé que tomará a decisão de atuar com abertura dos demais equipamentos de proteção (disjuntores ou religadores) (NOGUEIRA, 2009).

Figura 3.14: Exemplo de transformadores de potencial.



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

e) **Para-raios:** de modo geral, os sistemas de proteção de uma subestação podem ser requeridos mediante sobretensões provenientes de defeitos ou, em muitos casos, de descargas atmosféricas (KOTRYK *et al.*, 2001). Nesses casos, a utilização dos para-raios é essencial para impedir que os equipamentos sofram avarias decorrentes dessas descargas.

A atuação exerce a função de limitador de tensão que não permite a propagação de elevadas tensões nos circuitos, em direção aos equipamentos aos quais estão fazendo a proteção. Apesar da grande relevância dentro do sistema elétrico, em especial as subestações, os para-raios costumam ter pequenas dimensões e custos relativamente baixos se comparados aos demais componentes que constituem o sistema de proteção de uma subestação, principalmente observando-se do ponto de vista construtivo (Figura 3.15).

Figura 3.15: Para-raios de subestação de média tensão.



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

f) **Relés de proteção:** são equipamentos que recebem geralmente as informações de anomalia de alguma medição feita pelos transformadores de potencial ou de corrente. Eles são dispositivos que recebem as configurações desejadas para cada tipo de defeito e, de acordo com a gravidade da anomalia, podem disparar inicialmente alarmes indicando uma ocorrência incomum no sistema. Caso esta persista, eles acionam a abertura de disjuntores ou religadores, isolando o sistema como um todo (*trip*) (Figura 3.16) (FELBER et al, 2010).

Figura 3.16: Exemplo de relé de proteção digital.



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

Trip: sinal de desligamento enviado por um relé.

Deve-se observar que os relés digitais são classificados segundo a aplicação em:

- **Relé de sobretensão:** o dispositivo irá disparar atuação dos equipamentos de proteção quando verificar uma tensão acima do limite previamente configurado;
- **Relé de distância:** nesse caso o relé quando disparado por uma falha, identifica através de cálculos feitos entre a tensão e a corrente, a distância aproximada onde ocorreu essa falha;
- **Relé de religamento:** esse dispositivo opera as funções de religamento de um disjuntor ou religador;
- **Relé de bloqueio:** impede que o disjuntor ou religador feche devido a algum problema interno no equipamento ou algum intertravamento de configuração do próprio relé;
- **Relé de proteção diferencial:** esse relé faz a comparação entre as tensões e/ou correntes ou ainda outras grandezas medidas, cujos valores limítrofes foram pré-determinados;
- **Relé de frequência:** este dispositivo irá atuar quando verificar inconsistência no valor medido da frequência da rede;
- **Relé de subtensão:** quando os níveis de tensões medidos estiverem abaixo do admissível, este relé irá atuar.

3.3. Gestão da Produtividade Total (GPT)

Derivado do anglicanismo *Total Productive Maintenance*, e posteriormente modificada para *Total Productive Management* (TPM), a Gestão da Produtividade Total (GPT), originou-se no Japão para indústrias de fabricação e montagem, porém o sucesso nesse contexto foi tão grande que passou a ser aplicado em quase todos os processos de produção ou de gestão.

Tal metodologia de gestão tem sido empregada por várias empresas no intuito de eliminar/mitigar falhas ou reduzir desperdícios oriundos de

atividades gerenciais e técnicas. Assim, de acordo com o conceito sugerido por FILHO (2003):

(...) o TPM (Total Productive Maintenance) é uma filosofia japonesa de manutenção para aumentar a disponibilidade total da instalação, a qualidade do produto e a utilização de recursos. Baseia-se no fato de que as causas das falhas e a má qualidade são interdependentes. Muito treinamento, muita disciplina, muita limpeza e a participação total de todos são os pontos a serem perseguidos. O operador passa a ser operador-mantenedor e sua presença deve ser incentivada.

A metodologia do TPM definiu como resultados principais da aplicação a chamada “quebra zero”, que consiste em reduzir a zero o número de defeitos que um equipamento pode apresentar ao longo da vida útil e aliado a isso incrementar ao máximo o rendimento da produção de uma empresa. A metodologia vislumbra ganhos exponenciais com o amadurecimento da gestão do TPM. Com o alcance dessas metas nos setores operacionais, estima-se que esses ganhos extrapolem para outros setores inclusive em sistemas de gestão e administrativos. A metodologia pretende promover o envolvimento de todo o corpo hierárquico de uma empresa por entender que as pessoas são o recurso essencial na gestão e conseqüentemente, na obtenção de grandes resultados (BELINELLI 2009).

A Gestão Produtiva Total começou a ser implantada e aplicada como uma ferramenta de gestão aplicada ao setor de manutenção das empresas, inclusive originalmente era denominada de Manutenção Produtiva Total (MPT). Entretanto, como foi possível alcançar ganhos consideráveis nos setores operacionais, logo foi possível atribuir as estratégias nas mais diversas áreas, gerando a nomenclatura passou a ser denominada Gestão Produtiva Total (CARRIJO, 2005).

Na década de 60, esses conceitos de manutenção estabeleceram-se em três segmentos básicos (SPERANCETTA, 2005):

- **Manutenção Corretiva:** esta tem por objetivo simples de corrigir falhas, defeitos ou desempenho aquém do almejado;
- **Manutenção Preventiva:** consiste na atuação da manutenção de forma prévia para garantir redução de defeitos e falhas ou até mesmo o baixo desempenho. Isso se dá em aplicações periódicas obedecendo a um cronograma de manutenção;
- **Manutenção Preditiva:** é o tipo de atuação da manutenção em eliminar possíveis defeitos na concepção do produto ou processo. É buscar na origem da cadeia produtiva, os elementos que corroboram para possíveis falhas no futuro.

Neste contexto, a Nippondenso Ltda., empresa que fazia parte do grupo Toyota na época, aperfeiçoou estes conceitos dando origem à Manutenção Produtiva (PM) que ainda assim não conseguiu lograr êxito na meta de “quebra zero”. Logo, com a necessidade da participação de todo o pessoal na cadeia produtiva, uma nova evolução da metodologia empregada deu origem enfim ao TPM. Rapidamente os resultados obtidos pelo TPM foram reconhecidos pela Toyota e posteriormente se tornaram conhecidos dentro e fora do Japão. As grandes empresas passaram então a adotar essa metodologia a fim de incrementar ganhos de produção e redução de perdas e quebras no processo produtivo (YAMAGUCHI, 2005).

Historicamente, apenas na década de 80, o TPM estabeleceu-se no Brasil, inicialmente no setor industrial, trazido por empresas multinacionais que observaram seus significativos resultados nos outros países. Essas multinacionais que já experimentavam resultados excelentes lá fora, passaram então a adotar a metodologia no Brasil para aumentar a produção e reduzir as perdas, entre as quais a FIASA (Fiat Automóveis S/A), Ford do Brasil, Pirelli e Alumar que se destacaram no uso da metodologia. A Pirelli e a FIASA inclusive, chegaram a ganhar o renomado prêmio *TPM/PM awards* cedido pela *Japan Institute of Plant Maintenance* - JIPM para as empresas que são destaque no utilização do TPM (MIRSHAWKA, 1993).

De acordo com PALMEIRA (2001), no setor elétrico a primeira empresa a adotar o TPM, como meio de garantir uma maior disponibilidade dos equipamentos em operação contínua com o menor custo possível, foi a Eletronorte Ltda. A empresa iniciou sua implantação em meados de 1998, mediante projeto nos estados de Mato Grosso e Amapá. Já no ano seguinte, consolidou sua implantação nos estados do Maranhão, Tocantins e Pará.

Para (NAKAJIMA, 1988), todas as empresas buscam incessantemente a eliminação de perdas e desperdício nas cadeias produtivas. Isso, na verdade soa como óbvio, afinal a excelência na produção se dá por reduzir significativamente as paradas, quebras, perdas e desperdícios. Foram propostos que seis tipos de perdas comuns precisam ser sanadas a qualquer custo, dentre as quais:

- Defeitos de equipamentos que interrompem o processo produtivo acarretando paralisação da produção e com isso tempo de produção perdido;
- Baixo rendimento de máquinas que apresentam intermitência de falhas; ou seja, equipamentos de produção trabalhando com pausas ou pequenas paralisações;
- Retrabalhos e/ou produtos defeituosos na cadeia produtiva, originados por equipamentos trabalhando com defeitos intermitentes;
- Baixo desempenho causado por velocidade de produção inferior àquele pré-determinado para um determinado equipamento;
- Problemas de início da produção;
- Tempos gastos com ajustes e preparação de equipamentos parados e produtos que apresentaram defeitos.

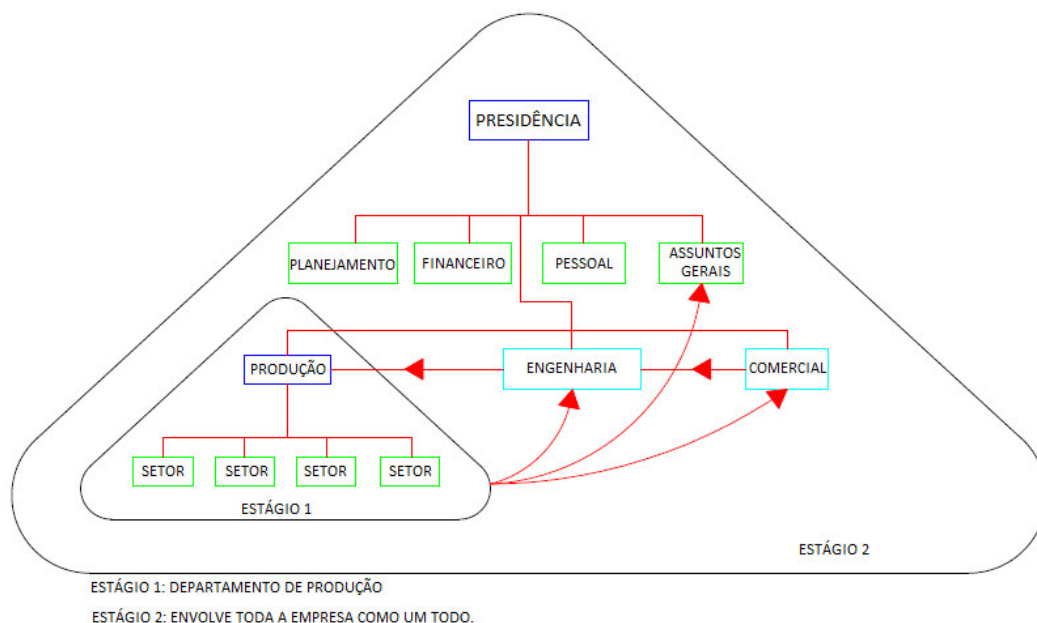
Segundo SCHLIE (2007), a verdadeiro significado da aplicação de TPM é gerar resultados, deve-se assimilar que essa é uma metodologia que deve contemplar a participação ativa de todos os colaboradores de uma empresa e não somente do operador de uma máquina ou de uma equipe de manutenção como é de costume. O próprio autor sugere que o termo “total” da metodologia explora esse envolvimento de todos; além disso, total seria também a busca

pela eficiência econômica e lucratividade com a TPM. E por fim, “total” também deve ser a melhoria na manutenibilidade de todo o processo.

A TPM deve ser, portanto, uma ferramenta de comunicação objetiva em que projetistas, equipes de manutenção, engenheiros, líderes e operadores de equipamentos consigam falar a mesma linguagem e aprender uns com os outros. É uma infeliz realidade a busca por culpados quando um processo é paralisado por um defeito, principalmente no segmento de manutenção. As pessoas investigam o defeito, não para desenvolver um resultado melhor, mas para apontar a origem do mesmo e passar a responsabilidade adiante (XENOS, 1998).

Neste contexto, a metodologia da TPM vem para eliminar essa “caça ao culpado” e agregar novos conhecimentos em busca da eliminação das falhas, mediante desenvolvimento de equipamentos mais seguros e confiáveis capazes de produzir mais com uma vida útil maior. Portanto, essa metodologia vem para deixar de ser apenas papel do setor de manutenção, mas atingir a empresa como um todo conforme a figura 3.17 ilustra (POSSAMAI, 2002).

Figura 3.17: Diagrama esquemático da evolução do conceito de TPM.



Fonte: Adaptado de Suzuki, 1994.

3.3.1. Estrutura do TPM

A metodologia do TPM foi evoluindo ao longo do tempo e de suas aplicações particulares, com isso é fácil compreender que muitos dos seus desdobramentos podem ser ajustados às realidades de cada empresa. No entanto, o comprometimento com a essência original da TPM garante os resultados propostos.

A partir dessa consideração, o JIPM, berço dessa metodologia, determina que toda a TPM está alicerçado em oito pilares que certificam o seu real funcionamento (Figura 3.18) (KARDEC & NASCIF, 2009).

Figura 3.18: Representação esquemática dos “pilares básicos” da TPM – fundamento teórico.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

Para MARINHEIRO (2013), o pilar *melhoria específica* representa a busca pela dita “perdas zero” mediante análise dos pontos de fragilidade de um dado sistema e que são focos causadores de desperdícios. A implementação deste pilar consiste na busca frequente por soluções para falhas que vão surgindo ao longo da vida útil de qualquer equipamento, já que a possibilidade de uma máquina jamais quebrar ou sofrer algum tipo de falha é bastante remota e a partir do momento em que começa a operar com problemas, isso implicará em paralisações, custos em manutenção e reposição de peças, ou

seja, a eficiência global ficará comprometida até a correção do defeito. A participação ativa do pessoal de manutenção, operadores, projetistas, engenheiros e líderes de equipes torna-se, portanto, fundamental para alcançar tal meta.

Para alcançar “zero perdas” alguns pontos importantes deste pilar devem ser contemplados:

- Levantamento das perdas existentes tendo-se como referência as perdas mais comuns citadas anteriormente por (NAKAJIMA, 1988);
- Levantamento das condições ideais de funcionamento conforme projetado ou esperado;
- Avaliação das possíveis razões que estão contribuindo para as perdas;
- Análise do Rendimento Global do Equipamento que é um forte indicador de qualidade na metodologia do TPM.

Por outro lado, o pilar **manutenção autônoma** tem como meta viabilizar uma adequada capacitação dos responsáveis pelos maquinários em manutenção, proporcionando autonomia em realizar pequenos reparos e verificações operacionais (sistema preventivo). Seguindo os padrões estabelecidos pela empresa, os operadores devem ser capazes de identificar problemas, sugerir alternativas de recuperação do equipamento e garantir a devida solução (se possível), diante do problema detectado para que o mesmo não se repita (FILHO, 2010).

Uma boa prática que permite alcançar bons resultados através da Manutenção Autônoma é a implementação da também técnica japonesa dos Cinco Sentos (5S), como diagramado na Figura 3.19 (SPERANCETTA, 2005):

- **Senso de Utilização:** consiste em deixar disponíveis ou ao alcance apenas os materiais que serão de fato utilizados, descartando aqueles que de alguma forma não servirão mais e destinando o restante de modo adequado;
- **Senso de Limpeza:** consiste em manter qualquer ambiente de trabalho nas devidas condições de limpeza para facilitar as operações executadas naquele espaço;

- **Senso de Saúde:** consiste na determinação de padrões de bem-estar e conforto para a execução contínua dos trabalhos, além de condições satisfatórias de higiene pessoal e coletiva.
- **Senso de Organização:** consiste no estabelecimento de identificações e destinações ideais para cada material, acessório entre outras coisas utilizáveis rotineiramente nas estações de trabalho de maneira a garantir fácil localização;
- **Senso de Autodisciplina:** trata-se de uma conduta resultante da aplicação dos sentidos anteriores, tornando isso um hábito e uma meta pessoal que não seja forçada ou incômoda na realização de todos esses sentidos.

Figura 3.19: Fluxograma esquemático do *Sistema dos Cinco Sentidos*.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

Para SUZUKI (1994), a participação do responsável pela operação do equipamento é vital para uma adequada manutenção autônoma.

Na **manutenção planejada** tem-se a elaboração de um cronograma de manutenções periódicas derivadas do aprendizado advindos de erros já vivenciados e que precisam ser eliminadas. A garantia da aplicação da manutenção planejada é certificada pela adoção de atividades como controle de estoque de acessórios e peças de reposição, protocolos de manutenção, busca por inovações que assegurem a confiabilidade do equipamento, inspeções visuais frequentes e limpeza geral dos equipamentos (TAKAHASHI, 2013).

O pilar de **educação e Treinamento** da TPM se baseia no fato de que toda metodologia de gestão ao ser implantada necessita da realização

exaustiva de treinamentos e educação. De modo muito claro, é a fórmula do sucesso para que o TPM comece a ser internalizado pelos diversos atores deste sistema (MIRSHAWKA, 1993). De acordo com MARINHEIRO (2013):

(...) as duas abordagens básicas para o treinamento são o treinamento no trabalho, ou OJT (*on the job training*) e o autodesenvolvimento. Como consequência, ao melhorar as habilidades das pessoas, a empresa não só ajuda a sua linha de frente, mas também incrementa o entusiasmo e o prazer das pessoas no trabalho.

Já FILHO (2010), afirma que:

(...) é fundamental a capacitação do operador, através de cursos e palestras, para que ele possa conduzir a manutenção sem receio de cometer erros. Como a TPM é assentada no homem e dele depende para a obtenção de resultados efetivos, o treinamento é um investimento em que não se deve economizar, pois o retorno é garantido.

Portanto, para que cada responsável pelo processo, ou maquinário possa desenvolver a ideal habilidade para a execução da atividade, detecção de possíveis falhas, reparos e por fim a obtenção de resultados satisfatórios é necessário o investimento em treinamento e educação.

O pilar de **melhorias administrativas** visa eliminar perdas e desperdício ocorridos dentro dos ambientes administrativos, voltados geralmente para as etapas de organização de documentos, desenvolvimento de produtos (normalmente de engenharia), elaboração de padrões, normas e procedimentos. É de suma importância que as atividades administrativas corroborem com o bom funcionamento das atividades operacionais e jamais possam provocar atrasos nesses processos (NAKAJIMA, 1989).

É importante observar que no contexto administrativo, a prática dos *Cinco Sentos* vem resultando em excelentes ganhos e mudança de conduta das pessoas para a obtenção de eliminação de perdas e desperdícios.

Sugundo TAKAHASHI (2013), o pilar **manutenção da qualidade** é a base para uma produção com excelência. Já para SUZUKI (1994), fica evidente que as frequentes manutenções e inspeções devam assegurar a qualidade da produção a partir da presença inevitável das matérias-primas, ferramentas, acessórios, procedimentos e a mão de obra sempre no local de trabalho.

Vale observar que em muitos casos, a mão de obra, ainda que especializada, tem cedido lugar a muitos robôs ou máquinas que desenvolvem o mesmo serviço com uma precisão maior e com isso apresentam ganhos de produção. Todavia, sempre que se aplicam máquinas, no lugar do homem, o trabalho e investimento com manutenções preventivas e preditivas deve ser redobrado.

A atenção que o equipamento recebe no pilar manutenção da qualidade diz respeito ao produto resultante do seu trabalho, logo esse pilar defende altos padrões de conservação, utilização, zelo e manutenção para que se garanta as condições favoráveis de funcionamento do mesmo. É interessante notar que a qualidade do produto final pode definir a imagem de uma empresa no mercado e isso determina seguramente o crescimento econômico (WYREBSK, 1997).

O pilar **segurança, saúde e meio ambiente** prima essencialmente por alcançar a meta de “acidente zero” e redução à zero o número de contaminação do meio ambiente na cadeia produtiva. Aliado à produtividade total, ou seja, a todos os ganhos com o processo produtivo, é fundamental o reconhecimento do valor à vida humana e ao meio ambiente, e é nisso que esse pilar está pautado (XENOS, 1998).

A preocupação em torno dos indicadores de segurança, saúde e meio ambiente extrapola a metodologia do TPM e está presente atualmente em qualquer empresa que deseja estar bem conceituada no mercado e queira continuar a aumentar os ganhos na venda dos produtos. Por mais

automatizada que esteja uma cadeia produtiva, a intervenção humana ainda continua indispensável e conseqüentemente, a preocupação com o cumprimento de regras e normas de segurança e saúde. De forma semelhante, as implicações quanto às punições pelos descumprimentos de leis ambientais que vigoram hoje em dia, representam um grande avanço no conceito de sustentabilidade, potencializando, portanto a eficácia desse pilar na metodologia do TPM (CARRIJO, 2005).

Finalmente, o pilar **controle inicial**, foco principal deste trabalho, consiste na eliminação das falhas nas etapas de projeto e desenvolvimento, tendo como enfoque maior o equipamento completo. Com isso, espera-se conceber equipamentos que assegurem maior confiabilidade em sua operação.

Muito da essência da manutenção preditiva está presente neste pilar, em especial aspectos relacionados à extinção de fatores de risco que possam causar defeitos, falhas ou desperdícios (SHINGO, 1996).

Neste contexto, confiabilidade é a palavra chave na implementação do pilar controle inicial e, portanto, todos os esforços devem se concentrar na eliminação dos pontos frágeis que um equipamento pode ter ou adquirir ao longo da vida útil (BONIFÁCIO, 2011). É importante mencionar que muitos dos equipamentos que entram em uma cadeia produtiva são instalados sem que haja uma avaliação das características operacionais ou integridade técnica. Evidentemente, resultados inesperados como quebras, produtos defeituosos ou mal acabados se apresentam naturalmente (LAMPKOWSKI et al, 2006).

Para MELO (2002), como o controle inicial faz uso de “conhecimentos” advindos de outros pilares (melhorias específicas, manutenção autônoma e manutenção da qualidade), é estabelecido que o aumento na rentabilidade surge da eliminação das perdas e desperdícios a partir do momento em que os custos de manutenção são eliminados ou drasticamente reduzidos (MONCHY, 1987).

De modo geral, a implementação do controle inicial requer um trabalho exaustivo nas investigações dos pontos frágeis que histórica e estatisticamente apresentam dados importantes na detecção de falhas. Descoberto um defeito, o pessoal de manutenção dará as tratativas adequadas de correção daquele

problema, mas continuará atento a novas falhas que possam surgir, e esse ciclo se perpetua até que se adquira o rendimento máximo projetado para aquela máquina com o conhecimento adquirido ao longo da operação dos equipamentos (POSSAMAI, 2002).

De acordo com (SUZUKI, 1994), o controle inicial é apenas alcançado em longo prazo e para isso são necessários quatro passos que certifiquem que o pilar evolua de forma eficaz e abrangente:

1) Investigação e análise da situação existente

- Apontar todos problemas visíveis no processo;
- Mencionar quais os atuais mecanismos utilizados para evitar os problemas;
- Relatar quais os problemas ocorreram durante a fase de testes de operação e quais ações corretivas foram tomadas;
- Identificar os atrasos e perdas de tempo durante os testes iniciais;
- Reunir todos os dados que contribuam para o desenvolvimento de soluções nos equipamentos nos aspectos de utilidade, garantia de qualidade, manutenibilidade, confiabilidade, segurança e competitividade.

2) Estabelecimento de um sistema de Controle Inicial

- Neste passo serão usadas as informações obtidas no passo 1, para criar um escopo das melhorias e aplicações a serem implementadas.

3) Depuração do novo sistema e treinamento

Promover a evolução das atividades de melhoria passo a passo;

- Treinar o pessoal nos padrões técnicos exigidos para implementar as melhorias;
- Em cada etapa, certificar-se da plena assimilação de cada pessoa e como cada uma usa o conhecimento adquirido;
- Documentar os benefícios adquiridos com o uso do sistema.

4) Aplicar o sistema de forma compreensível

- Com base nos dados obtidos e conhecimento adquirido, o pessoal estará apto a reconhecer recorrência de falhas, sintomas que dão origem a novos problemas que vão surgindo, condições de risco que contribuem para novas falhas, número de falhas mensal, anual e análise de problemas ocorridos após o comissionamento. Todos esses fatores proporcionarão uma visão ampla e geral que dê sustentação para o desenvolvimento de um sistema robusto e confiável.

Como o TPM almeja adquirir o rendimento máximo de cada máquina, a implementação dessas etapas proporcionará uma melhor avaliação das imperfeições contidas nos equipamentos, desde a concepção em projeto até o final da vida útil. Com base nisso, (RIBEIRO, 2004) menciona quais os atributos mínimos os equipamentos devem atender para garantir uma expectativa inicial de confiabilidade de acordo com a Tabela 3.3:

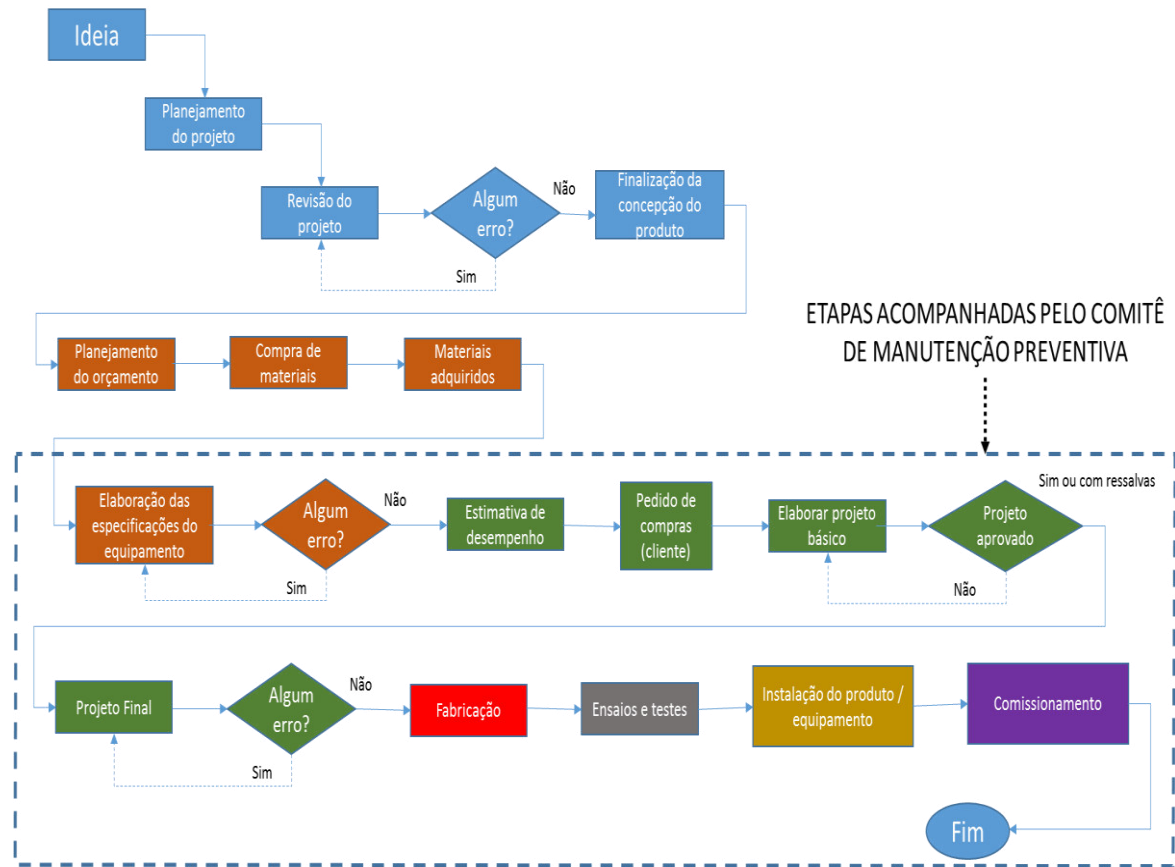
Tabela 3.3: Atributos básico para a classificação de um equipamento e suas definições.

Atributos	Definição	Detalhes
Confiabilidade	O equipamento deve apresentar imunidade mediante deterioração de funções e falhas por perdas de função	Necessidade de pequenos ajustes, baixa taxa de falhas, alta qualidade na robustez, ser a prova de corrosão
Manutenabilidade	A deterioração é facilmente medida e corrigida	Peças facilmente repostas, falhas fáceis de ser identificadas, acessíveis à manutenção, facilmente inspecionada.
Manutenabilidade por operador	A manutenção pode ser feita facilmente pelo operador	Fácil de checar, limpar, lubrificar, fontes de contaminação fáceis de eliminar, boa precisão da manutenção.
Operacionalidade	Pode ser ajustado e operado de maneira simples e confiavelmente	Fácil transporte e instalação, fácil identificação de seus comandos e botões, fácil de ajustar e configurar.
Economia de recursos	Utilização dos recursos de operação como energia, ferramental, lubrificantes de maneira econômica.	Baixo consumo de energia e demais recursos, alto nível de reaproveitamento de recursos.
Segurança	Não põe em risco a vida ou os membros da corpo direta ou indiretamente	Ausência de cantos afiados, partes móveis protegidas, anormalidades do equipamentos de fácil detecção.

Fonte; Suzuki, 1994.

Assim, de acordo com (SUZUKI, 1994), um sistema de gestão genérico do **Controle Inicial** pode ser diagramado por (Figura 3.20):

Figura 3.20: Controle inicial de sistema TPM.



Fonte: Suzuki, 1994.

No fluxograma supracitado é diagramado um esquema de desenvolvimento de um produto de uma cadeia produtiva qualquer (genérica), e fica claro que o Controle Inicial prima pela supervisão e controle de qualidade desde sua concepção em projeto, o que implica, ainda que teoricamente, no melhor desenvolvimento possível daquele produto.

Por fim, é importante inferir que a conexão entre todos os pilares do TPM permitirá que a metodologia TPM alcance todos os objetivos que a fundamentam, logo o desempenho final e global que se espera da empresa é a conquista de zero defeitos, zero desperdício, zero acidentes, zero paralisação, alto moral das pessoas, o funcionamento pragmático dos cinco sentidos (5S) e todo o envolvimento da empresa.

4. METODOLOGIA DE PESQUISA

Para a realização deste trabalho foi utilizada a metodologia de consulta bibliográfica a partir de livros, teses, artigos, monografias e dissertações de mestrado e doutorado. O grande desafio deste trabalho foi correlacionar os materiais com o conteúdo explorado nesta dissertação e ao mesmo tempo extrair a essência daquilo que se pretendia expor mediante o tema proposto.

Apesar de desafiador, realizar este estudo representa pioneirismo, principalmente pelo fato de que o TPM tem sido bastante utilizado como uma ferramenta de gestão de processos industriais, cadeias produtivas de fabricação de produtos e equipamentos e gestão de ativos nas empresas, mas bem pouco explorado em empresas distribuidoras de energia elétrica. Assim, dar enfoque ao pilar Controle Inicial na gestão de equipamentos de subestações, tais como religadores e disjuntores, permitirá ampliar os horizontes do TPM em empresas do segmento.

Todas as informações e resultados obtidos neste trabalho foram fruto de envolvimento de todo o pessoal de manutenção, construção e operação de subestações, onde foram necessárias muitas reuniões de planejamento e alinhamento das atividades, escolhas de subestações alvo do estudo, cronograma de viagens para levantamento dos problemas detectados previamente assim como, pesquisa e aprimoramento do conhecimento específico do TPM.

Foram realizados levantamentos dos chamados problemas críticos e recorrentes, a análise do número de interrupções no sistema e, por fim, foram apresentadas soluções que pudessem eliminar tais defeitos. Ademais, foram avaliadas as contribuições dos pilares de Manutenção Autônoma, Manutenção Planejada e Melhorias Específicas para a implantação do Controle Inicial ainda que em início de implementação.

Por fim, este trabalho servirá de alicerce para as distribuidoras de energia elétrica que se propõem a otimizar seus indicadores de qualidade, principalmente no que diz respeito aos indicadores de fornecimento contínuo da energia elétrica. Com os primeiros resultados obtidos e os dados contidos

neste trabalho as concessionárias podem fundamentar e explorar as vantagens da implementação do Controle Inicial aos equipamentos de proteção de subestações e por fim avaliar os ganhos com a consolidação da metodologia.

5. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1. Perfil de distribuição da Concessionária de Energia Elétrica do Maranhão (estudo de caso)

Para a abordagem da aplicação do Controle Inicial em equipamentos de proteção de subestações, foram tomados como exemplo alguns casos típicos de equipamentos que apresentaram falhas em algumas subestações de uma concessionária de energia elétrica.

A concessionária em questão apresenta em sua infraestrutura elétrica um sistema interligado que compreende todos os municípios do Estado atendendo a mais de seis milhões de habitantes em extensão territorial. Para atender a demanda de energia em todos os municípios, conta com uma estrutura total de 7.225 km de rede de subtransmissão, nas tensões de 34,5 – 138 kV, e outras 134 subestações e 447 alimentadores em tensões de 13,8 kV.

Todo o sistema de subtransmissão foi dividido em regionais caracterizadas por pontos de suprimentos provenientes das subestações de Alta Tensão da Eletronorte, Chesf e Elecnor. Para a subtransmissão então, o Estado ficou dividido em 12 regionais:

- **Regional São Luís:** cujos pontos de suprimento são provenientes das subestações São Luís I e São Luís III da Eletrobrás Eletronorte, nas tensões de 69 kV;
- **Regional Miranda:** de forma semelhante, essa regional também é alimentada por uma subestação da Eletrobrás Eletronorte, localizada no município de Miranda do Norte, em tensões de 138 e 69 kV;
- **Regional Coelho Neto:** essa regional tem a alimentação em 69 kV a partir do ponto de suprimento da subestação da Eletrobrás Eletronorte, localizada no município de Coelho Neto;
- **Regionais Peritoró e Presidente Dutra:** esses dois sistemas atendem a parte central do estado com alimentação em 69 kV, tendo como fonte as subestações da Eletrobrás Eletronorte;

- **Regional Encruzo Novo:** este é o mais recente ponto de suprimento que alimenta as subestações da distribuidora do Maranhão, na região oeste do estado, com alimentação de seus circuitos em 69 kV;
- **Regional Teresina:** essa regional tem sua fonte de alimentação proveniente das subestações da Chesf, em tensões de 69 kV, localizada em Teresina - PI;
- **Regional Tabuleiros:** essa regional é propriedade da Eletrobrás Distribuição Piauí e distribui energia na tensão de 69 kV;
- **Regional Boa Esperança:** essa regional também de propriedade da Chesf, fornece energia através de sua usina hidrelétrica de Boa Esperança na tensão de 69 kV;
- **Regional Imperatriz e Porto Franco:** esses dois sistemas localizados nos seus respectivos municípios atendem boa parte do sudoeste do estado e tem como fonte as subestações da Eletrobrás Eletronorte, transmitindo energia em 138kV e 69kV.
- **Regional Balsas:** essa regional atende o sul do estado e também pertence à Eletrobrás Eletronorte, na qual as subestações alimentam o sistema em 69 kV.

Em se tratando da administração do sistema elétrico, a concessionária dividiu o Estado do Maranhão em quatro regionais devido a grande extensão que ocupa, a citar (Figura 5.1):

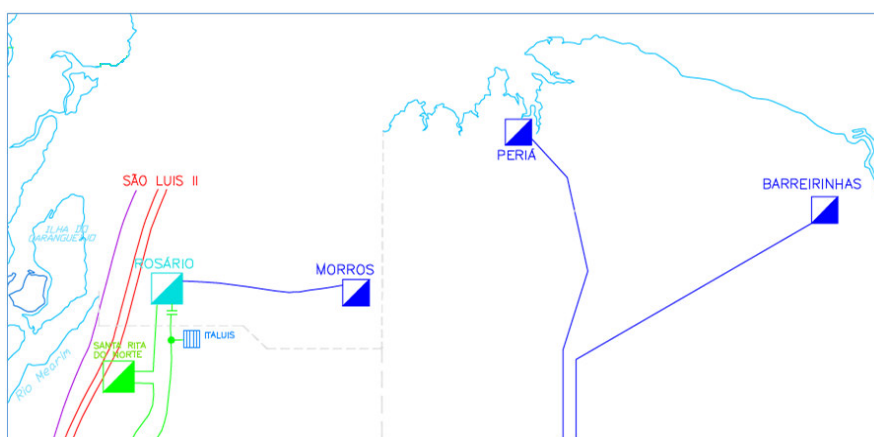
Figura 5.21: Distribuição das subestações de energia elétricas no estado do Maranhão.



Fonte: Dados de pesquisa, 2016.

- **Regional Norte São Luís:** tem sua sede na capital São Luís e abrange um total de 27 subestações distribuídas em sete municípios incluindo a capital (Figura 5.2).

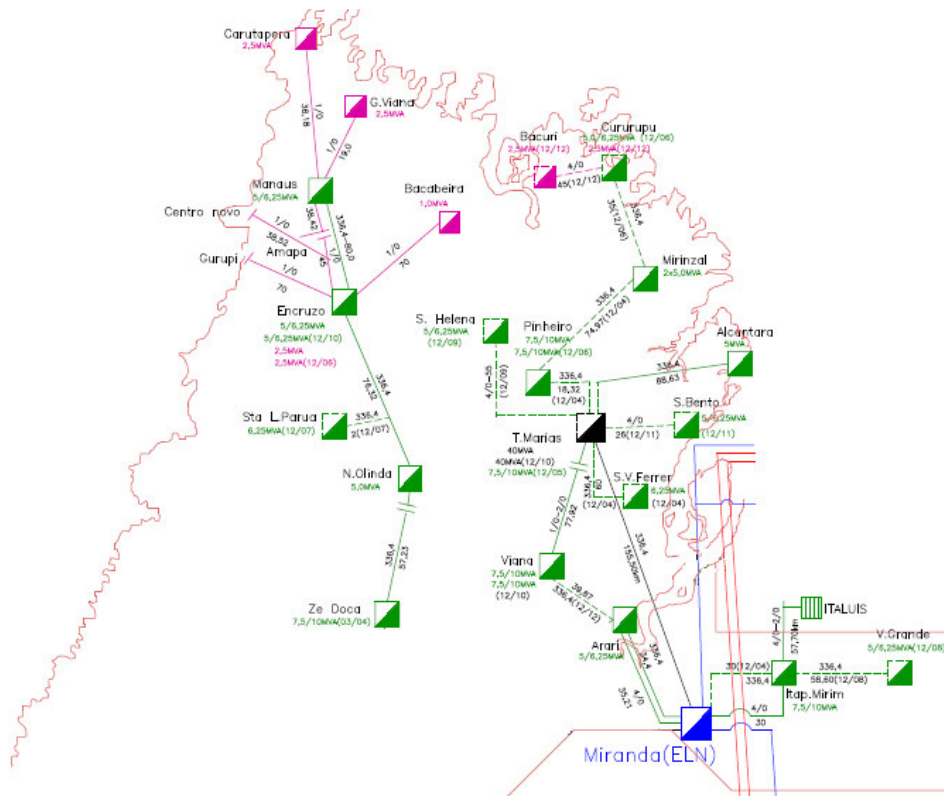
Figura 22: Distribuição das subestações na Regional Norte São Luís.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

- **Regional Norte Pinheiro:** tem sua sede localizada no município de Pinheiro e conta com um total de 19 subestações espalhadas nas cidades que compõem essa microrregional (Figura 5.3).

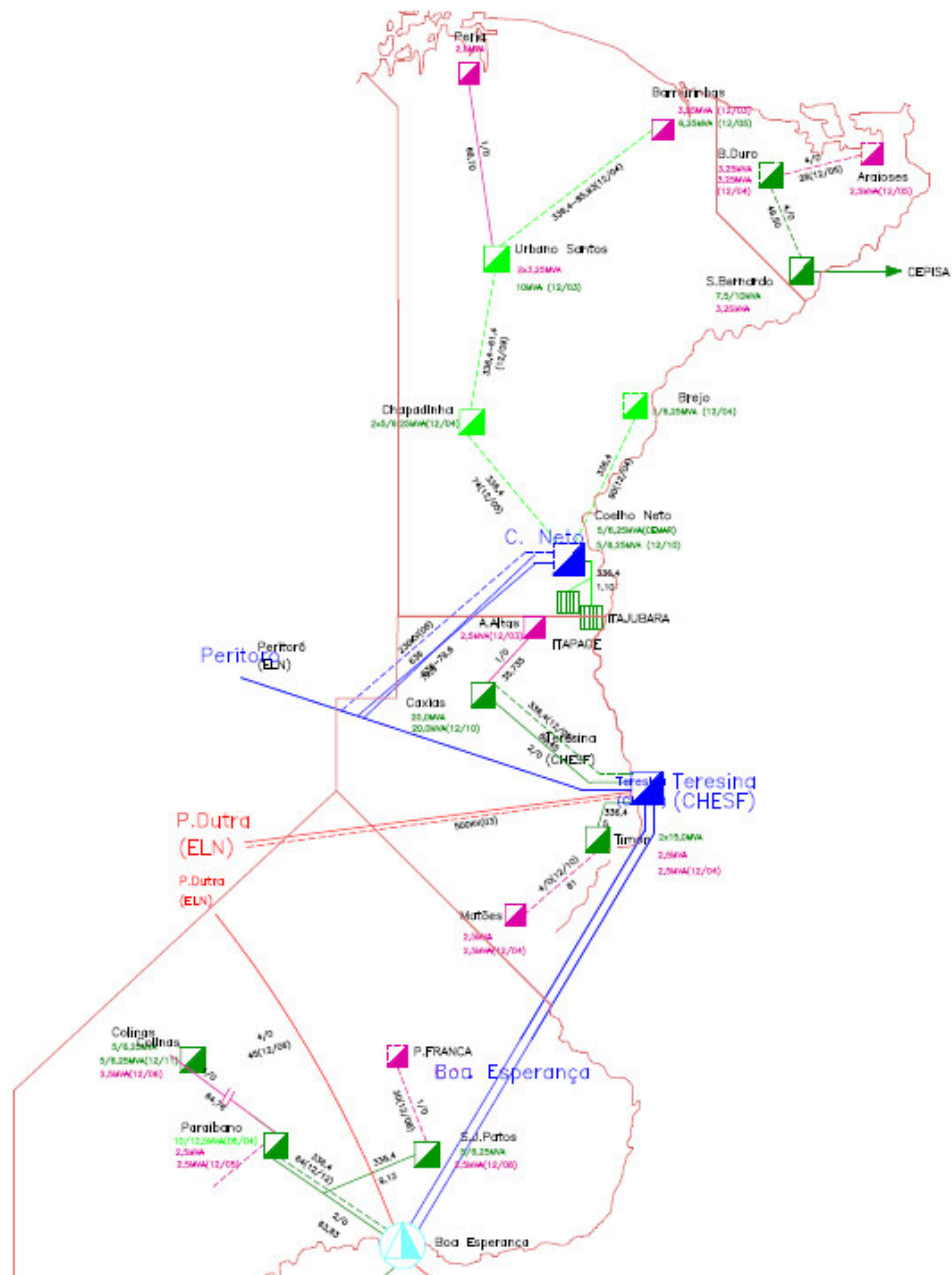
Figura 23: Distribuição das subestações na Regional Norte Pinheiro.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

- **Regional Leste:** nesta regional a sede fica localizada na cidade de Timon e possui um total de 25 subestações distribuídas ao longo de 23 municípios.

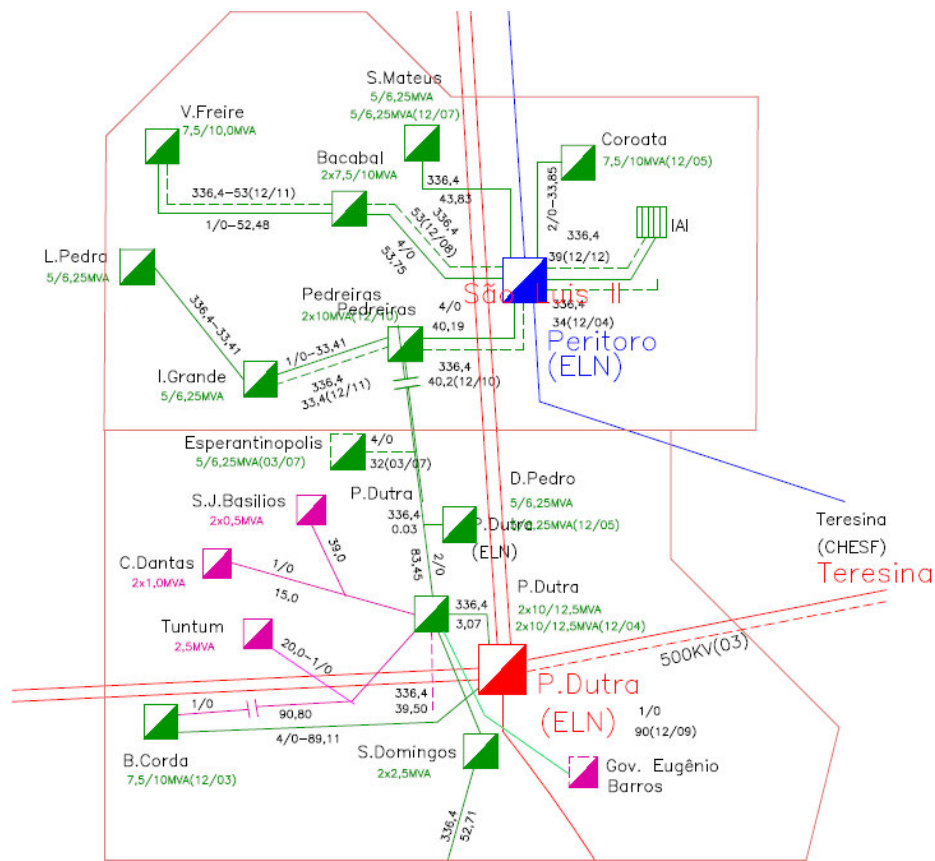
Figura 24: Distribuição das subestações na Regional Leste.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

- **Regional Centro:** com sua sede fixada na cidade de Bacabal, esta regional possui um total de 29 subestações localizadas nos respectivos municípios (Figura 5.5).

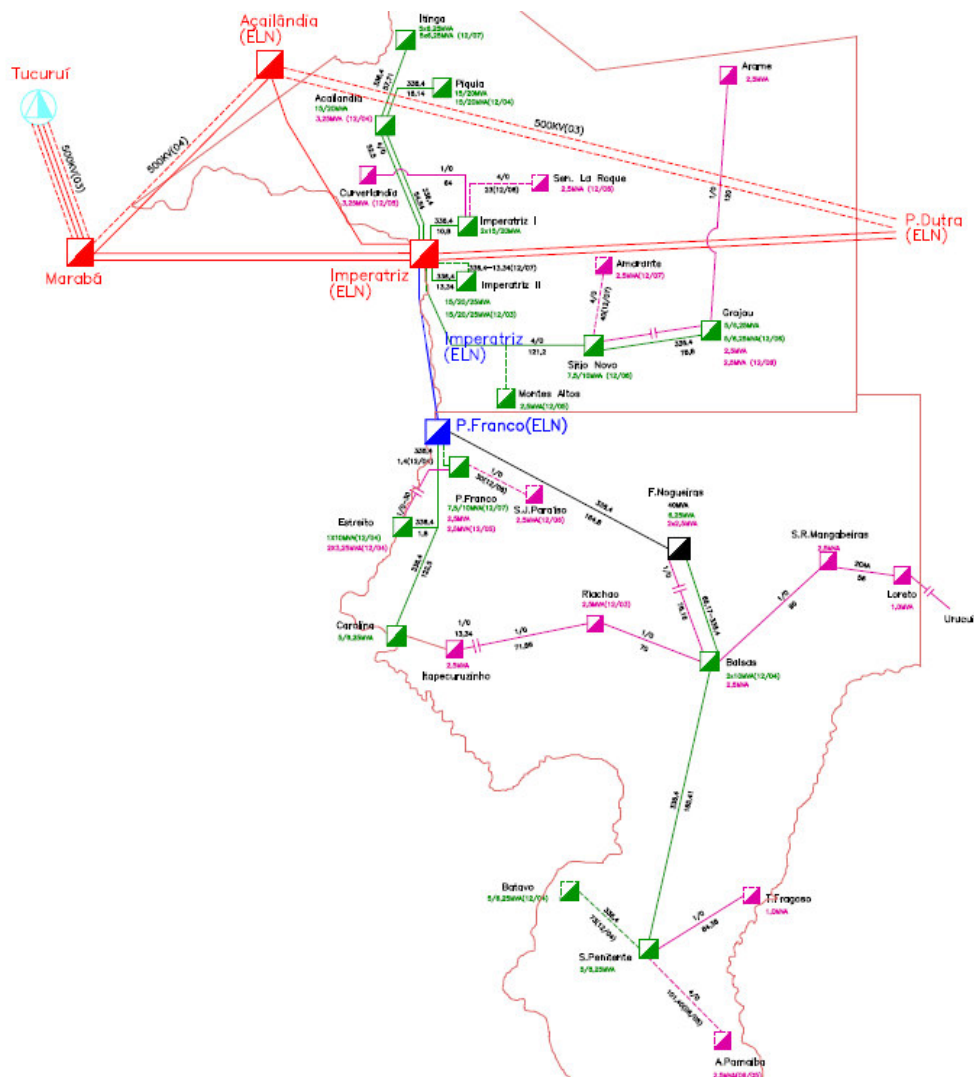
Figura 25: Distribuição das subestações na Regional Centro.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

- **Regional Sul:** a regional sul é a maior de todas tanto em extensão territorial quanto em número de subestações. A sede fica localizada na cidade de Imperatriz e conta com um total de 34 subestações distribuídas por 32 municípios (Figura 5.6).

Figura 26: Distribuição das subestações na Regional Sul.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

5.2. Evolução do sistema elétrico da concessionária

Mesmo com um sistema elétrico extenso, as concessionárias de energia elétrica necessitam de todo o empenho do corpo técnico para que possa percorrer todo o território que abrangem as linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição. E isso se torna um desafio quando lugares remotos e de difícil acesso entram na rota dos eletricitas e operadores do sistema. No caso da concessionária avaliada, tais limitações operacionais são observadas nas subestações de São José do Caru (regional Centro), cuja estrada de acesso torna-se intrafegável durante o período chuvoso, e na

subestação de Ilha Grande cujo acesso está restrito a transporte por barco de pequeno e médio porte (Figura 5.7).

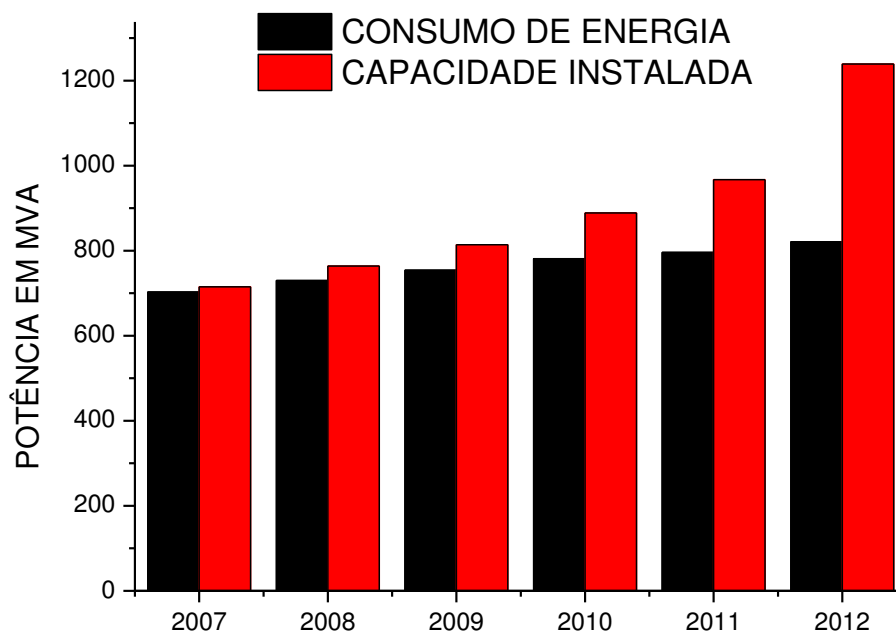
Figura 27: Rodovia de acesso para São José de Caru (a) e aquavia para Ilha Grande (b).



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

Além de toda a preocupação com a segurança do pessoal que opera o sistema, geralmente os eletricitistas e operadores tem que fazer trabalhos de recuperação do sistema a qualquer hora do dia e da noite, além de finais de semana e feriados. Assim, para assegurar minimamente a qualidade no fornecimento, a capacidade instalada do sistema de potência de uma distribuidora necessita ser superior a demanda, caso contrário o sistema pode entrar em colapso e a vida útil dos equipamentos ficará comprometida. No caso da Concessionária local, o perfil de demanda e capacidade instalado é mostrado na Figura 5.8.

Figura 28: Capacidade instalada em função da demanda de energia (período 2007 – 2012).

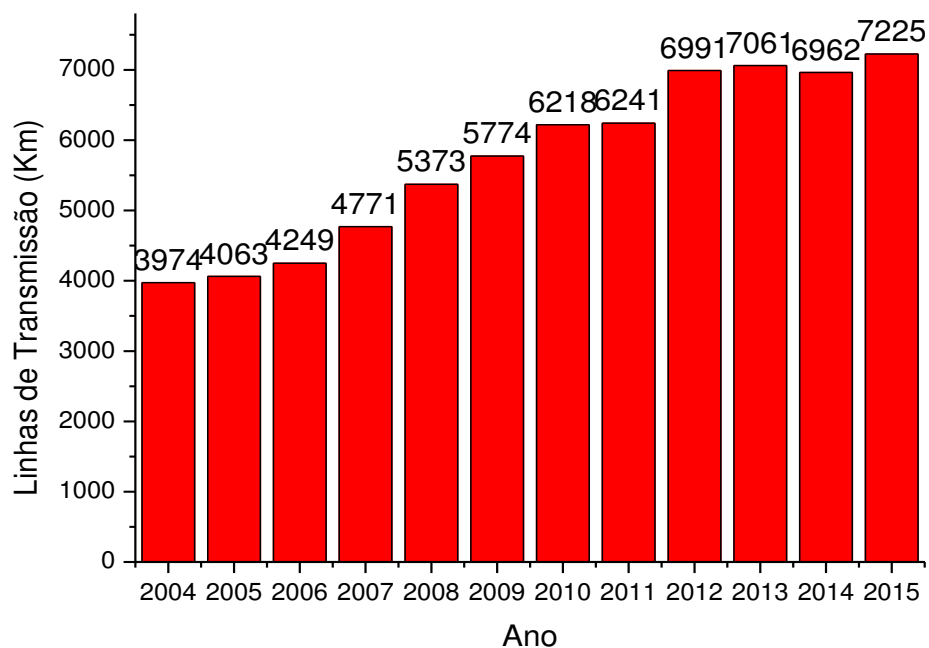


Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

Com o crescimento econômico e social do estado em relação, em média anual do país, a demanda por energia também cresce a passos largos.

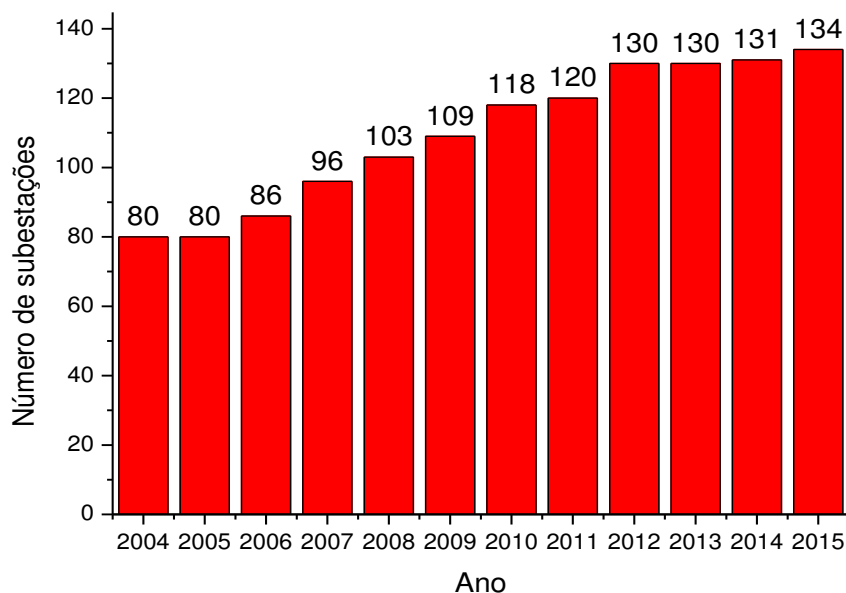
O número de consumidores, sejam residenciais, industriais, comerciais e rurais aumentou de 1.535.235 para 2.169.012 de clientes, representando um salto de 41,28% entre 2008 e 2014. Desta forma, a empresa avaliada investiu aproximadamente R\$ 914.000,00 até 2015. A expansão de tal sistema está diretamente associada à construção de novas subestações de energia (SE) (Figura 5.9) e linhas de transmissão (LT) (Figura 5.10).

Figura 29: Perfil de expansão das Linhas de Transmissão no Estado do Maranhão.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

Figura 30: Perfil de expansão no número de Subestações no Estado do Maranhão.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

Como fruto de tal expansão foi, como esperado, observado um aumento significativo na quantidade de equipamentos que apresentaram defeitos de fábrica, falhas inesperadas de operação, custos com manutenção, reposição de peças e acessórios, aumento de mão de obra ou de horas trabalhadas, como indicado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Indicadores de falhas por regional e quantidade de clientes atendidos. Dados da Pesquisa, 2016.

CÓDIGO DO ALIMENTADOR	SUBESTAÇÃO (SE)	REGIONAL	NÚMERO DE CLIENTES
ACL01C1	AÇAILÂNDIA	SUL	7.273
CET01C3	CENTRO – SÃO LUÍS	NORTE SLZ	3.316
COO01C3	CODÓ	LESTE	8.295
CXS01C7	CAXIAS	LESTE	7.934
CXS01C7	CAXIAS	LESTE	7.934
DPO01C2	DOM PEDRO	CENTRO	10.364
FLP01C4	FILIPINHO	NORTE SLZ	4.899
GDV01C3	GODOFREDO VIANA	NORTE PHO	704
GNF09F2	GOV. NUNES FREIRE	NORTE PHO	3.273
GNF09F2	GOV. NUNES FREIRE	NORTE PHO	3.273
MAR01C5	MARACANÃ	NORTE SLZ	5.109
MNS09F1	MANAUS	NORTE PHO	5.818
MTS01C1	MATÕES	LESTE	5.965
PHO01C2	PINHEIRO	NORTE PHO	6.825
PQA01C1	PEQUIÁ	SUL	1.359
PQA01C1	PEQUIÁ	SUL	1.359
SBN01C1	SÃO BERNARDO	LESTE	9.672
SBT01C2	SÃO BENTO	NORTE PHO	3.755
SJB01C1	SÃO JOSÉ DOS BASÍLIOS	CENTRO	7.733
SNO01C2	SÍTIO NOVO	SUL	1.853

TMO01C3	TIMON	LESTE	4543
TMO09F2	TIMON	LESTE	1645
TTM01C2	TUNTUM	CENTRO	2727
UBS01C1	URBANO SANTOS	LESTE	7447
UBS09L1	URBANO SANTOS	LESTE	8028
VFR01C2	VITORINO FREIRE	CENTRO	9508
ZDC01C3	ZÉ DOCA	CENTRO	10122

Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

Pode-se observar que o impacto no número de clientes, acima de mil clientes, é muito grande, pois esse número abrange não somente consumidores residenciais, mas também, comerciais e alguns casos de empresas de médio e grande porte. Para tais clientes, o impacto causado pela interrupção do fornecimento traduz-se na redução da rentabilidade financeira, tanto para o fornecedor quanto para o consumidor da energia elétrica, uma vez que a concessionária deixa de arrecadar com a energia em falta e o consumidor deixa de produzir, nos casos de empresas, fábricas e empreendimentos que necessitam da energia como insumo.

Para clientes residenciais, a interrupção da eletricidade além do desconforto da paralisação de diversos eletroeletrônicos e eletrodomésticos necessários ao bem estar da população, pode provocar transtornos na rotina das cidades que dependem da eletricidade para iluminação, funcionamento de sinalização de trânsito, refrigeração de ambientes e produtos, dentre outros.

Para o estado, a interrupção gera redução na arrecadação de impostos provenientes do consumo da energia e sobre a fabricação e comercialização de produtos. Há ainda um agravante, o órgão regulador pune as concessionárias pelas interrupções frequentes e prolongadas do fornecimento de energia elétrica através de multas e indenizações a clientes prejudicados pela falta do fornecimento. Diante de tal panorama é necessária a aplicação de ferramentas de gestão, tais como a TPM, capazes de garantir a vida útil dos equipamentos já instalados na rede ou daqueles que devem ser implementados.

5.3. O TPM e as subestações locais

Com o objetivo de melhorar seus indicadores em geral e especialmente o indicador de qualidade no fornecimento de energia elétrica, a concessionária avaliou o potencial da TPM e decidiu implementá-la.

Todo o processo de implementação do pilar Controle Inicial, da TPM, foi iniciado pelo levantamento do histórico de perdas e quebras que o sistema vem desempenhando ao longo da última década. Foram também avaliados os custos de manutenção ora mantidos, bem como registrados relatos e experiências de campo acumulados pelos eletricitistas e operadores. Vale lembrar que a implementação do TPM, na distribuidora, começou no ano de 2013 e vem sendo consolidada de modo gradual mediante retroavaliação dos indicadores colhidos, ao longo do período, nos diversos setores responsáveis pelos pilares do modelo adotado.

Os cinco sentidos (5S) já era uma prática que a distribuidora costumava realizar dentro do ambiente administrativo, sendo inclusive um fator de qualidade que somava pontos para cumprimento de metas e bonificação para os colaboradores. Como esta prática já faz parte das atividades do pilar Manutenção Autônoma, logo foi destinada também às subestações já com os operadores treinados e prontos para identificar anomalias e prováveis pontos de defeito.

Em seguida, o pilar Manutenção Planejada começou a tomar forma dentro da realidade das subestações. Embora alguns conceitos de manutenção preventiva já estivessem incorporados no escopo da gerência de Manutenção, as melhorias provenientes deste pilar vieram potencializar as rotinas de manutenção. Com isso, os cronogramas e atividades de manutenção corretiva, preventiva e preditiva foram revisados e passaram a fazer parte do cotidiano das manutenções em subestações.

Dentro dessa realidade de manutenção planejada, as anomalias foram tratadas com maior rigor e os operadores adquiriram maior autonomia com a implementação da manutenção autônoma, e isso possibilitou mais agilidade na

retirada principalmente, das anomalias identificadas com etiqueta vermelha que possuem prazos determinados para solução (GISSONI, 2016). Posteriormente, foi possível também a implementação do pilar Melhorias Específicas que objetivou a detecção das principais perdas no sistema. Este pilar deu início às melhorias que podem servir de base para a implantação do próximo pilar, o Controle Inicial.

O pilar Melhorias Específicas pôde dar uma visão abrangente das perdas mais graves que contribuem para defeitos no sistema, por exemplo a saída de alimentadores. Com isso, o foco principal ficou em torno dos religadores, disjuntores e relés que são os equipamentos de proteção responsáveis pelo seccionamento dos circuitos com a finalidade de proteger os demais equipamentos da subestação e de todo o circuito. Com a aplicação deste pilar foram identificadas as principais razões que ocasionam perdas nos alimentadores e também foi possível identificar os resultados produzidos com a metodologia.

Vários resultados positivos foram apresentados a partir dos três pilares implementados. Esses resultados começaram a mudar a rotina e o sistema de gestão da empresa e o TPM vai “ganhando força” como ferramenta de melhoria do seu sistema elétrico. Isso tem incentivado a empresa a investir ainda mais na implantação dos demais pilares com a expectativa de ganhos ainda maiores.

Com base nos dados aferidos no pilar Melhorias Específicas, a distribuidora começou a implantar o pilar Controle Inicial. Para tanto, foi realizado um relatório de falhas de religadores e disjuntores que ocasionaram a saída dos respectivos alimentadores. Com a saída dos mesmos, obviamente foram observados os impactos nos indicadores de continuidade do serviço de fornecimento.

No ano de 2015, foram detectadas 35 falhas de equipamentos de proteção (disjuntores, religadores e relés) que incidiram negativamente nos indicadores de DEC e FEC da concessionária, conforme indicado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: relatório de falha nos equipamentos de proteção.

DATA	LOCAL	TIPO	DESCRIÇÃO DA OCORRENCIA
23/01/2015	SE Açailândia	Religador	Defeito intermitente nos contatos auxiliares do circuito de fechamento. Não fez ciclo de religamento.
31/01/2015	SE S. J. dos Basílios	Religador	Defeito no relé auxiliar do circuito de fechamento. Religador COOPER.
03/02/2015	SE Urbano Santos	Religador	Problema na alimentação CA do motor de carregamento de mola. Não fez ciclo de religamento.
07/02/2015	SE Timon	Religador	Problema na bobina de fechamento impediu religamento automatico.
26/02/2015	SE Maracanã	Disjuntor	O motor queimou e impossibilitou religamento automatico
26/02/2015	SE Fort. Dos Nogueiras	Religador	A bobina de fechamento e contatos OUT103 do relé estavam queimados. Não fez religamento automatico.
04/03/2015	SE Santa Inês	Religador	Religador não abriu após comando de TRIP do relé. Na inspeção não foi encontrado o problema.
05/03/2015	SE Balsas	Disjuntor	Disjuntor não abriu mediante curto-circuito
06/03/2015	SE Sítio Novo	Disjuntor	Disjuntor não religou automatico.
17/03/2015	SE Mirador	Religador	Foi encontrado na inspeção bobina de abertura queimada
27/03/2015	SE São Bento	Relé	Não acionou comando de TRIP para curto-circuito no AL

06/04/2015	SE Serra do Penitente	Disjuntor	Disjuntor não obedeceu comando de fechamento automático do relé
06/05/2015	SE Serrano	Relé	O relé apagou após primeiro religamento automatico. Atuou proteção de retaguarda MIR 29L1
07/05/2015	SE Balsas	Disjuntor	O disjuntor de alimentação CA do motor estava desligado.
28/05/2015	SE Dom Pedro	Religador	Não fez religamento automatico por problema na chave de fim de curso do motor
13/06/2015	SE Porto Franco	Religador	Religador não fez religamento automatico, pois estava com bobina de fechamento queimada.
01/07/2015	SE Sítio Novo	Religador	Religador não fez religamento automatico devido mola descarregada (borne do disjuntor CA com defeito)
03/07/2015	SE Pequiá	Religador	Religador não abriu polo da fase B após comando de TRIP
05/07/2015	SE Manaus	Religador	Religador não fez religamento automatico. Terminal da chave 69 folgado e com corrosão (circuito fechamento)
22/07/2015	SE Gov. Nunes Freire	Religador	Religador operou de forma lenta na abertura devido defeito na placa antibombeamento.
05/08/2015	SE Gov. Nunes Freire	Religador	Religador não abriu devido fiação folgada no circuito de abertura (terminal XC-06 da régua)

13/08/2015	SE Três Marias	Disjuntor	Problema na contactora com supervisona a pressao do gas do disjuntor provocou trip indevido
14/08/2015	SE Pinheiro	Religador	Circuito de Fechamento com conexão folgada impediu religamento automatico
04/09/2015	SE Pequiá	Religador	Religador não fez religamento automatica devido bobina de fechamento queimada.
05/09/2015	SE Matões	Religador	Religador não abriu devido bateria descarregada
24/09/2015	SE Tuntum	Religador	Religador não obedeceu comando de TRIP do relé
18/10/2015	SE Urbano Santos	Disjuntor	O disjuntor abriu sem presença de curto-circuito no sistema. A causa foi pressao baixa do gás do disjuntor.
31/10/2015	SE Centro	Relé	Todos os relés da SE CET desligaram devido afundamento por curto-circuito.
09/11/2015	SE Timon	Religador	Polo da fase B do religador não abriu
16/11/2015	SE Urbano Santos	Religador	Religador não abriu por problemas mecanico (trava do pino quebrada)
22/11/2015	SE Caxias	Religador	Religador não abriu por curto-circuito
23/11/2015	SE Codó	Religador	Religador estava com contatos do 52A com defeito e isso impediu religamento automatico
30/11/2015	SE Caxias	Religador	Motivo não identificado

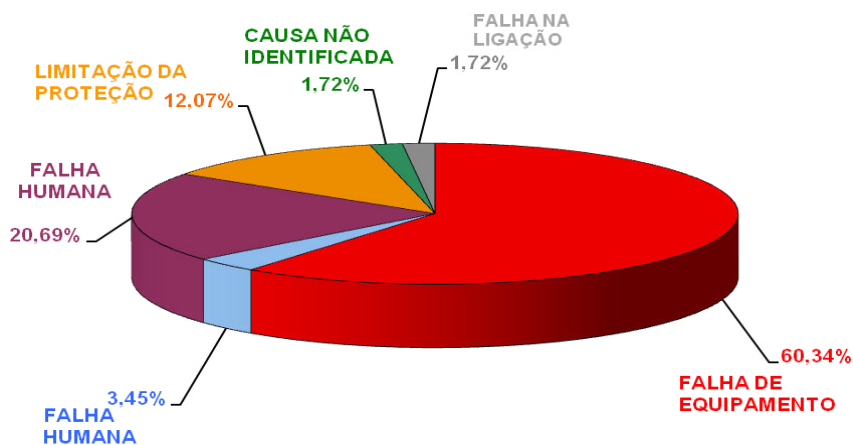
21/12/2015	SE Vitorino Freire	Relé	Os relés da SE VFR desligaram durante afundamento de tensão por curto-circuito
24/12/2015	SE Filipinho	Disjuntor	O disjuntor não obedeceu comando de TRIP do relé

Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

Dentre essas 35 falhas ocorridas, pode-se citar os casos críticos das subestações de Zé Doca, São Bernardo e Dom Pedro que pela falha de um único equipamento do referido alimentador permitiram que 20%, 33% e 46% respectivamente, dos consumidores dessas cidades ficassem com o fornecimento de energia elétrica interrompido.

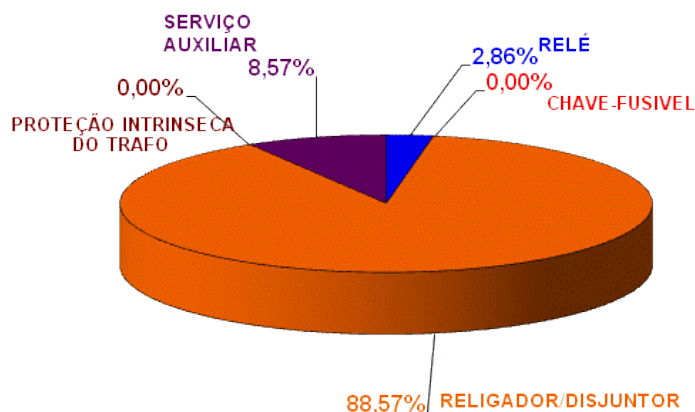
Nas Figuras 5.11 e 5.12 são ilustrados os percentuais extratificados de cada falha detectada, indicando que o maior percentual das falhas encontradas no sistema elétrico da distribuidora são em equipamentos, e dentre os quais que apresentam maior índice continuam sendo os equipamentos responsáveis pela proteção do sistema (religadores, disjuntores e relés), e conseqüentemente quando o sistema sai de operação, o fornecimento da energia fica comprometido.

Figura 31: Desempenho de desligamento não satisfatório da proteção.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

Figura 32: Perfil de causas de falhas de equipamentos.



Fonte: Dados da pesquisa, 2016.

Com base nestas informações, a implantação do Controle Inicial sugeriu as seguintes ações para mitigação das não-conformidades:

- Levantar e montar um banco de dados com a lista de fabricantes dos religadores, disjuntores e relés de todas as subestações;
- Analisar e revisar os projetos desses equipamentos identificando as peças ou acessórios que tem apresentado defeitos nos equipamentos;
- Apresentar junto ao fabricante opções de substituições ou solicitar ao mesmo que apresente outras opções para esses problemas;
- Requerer a substituição dos elementos que apresentaram os defeitos;
- Realizar inspeção em fábrica certificando-se da substituição dos elementos;
- Acompanhar o desempenho do novo elemento em campo e verificar se o mesmo produz comportamento semelhante ou melhor do que o anterior.

Um caso bastante comum de defeitos em equipamentos são os casos de defeitos recorrentes, que acontecem em um mesmo fabricante demonstrando a não confiabilidade na marca. Quando tomadas as providências de revisão de projetos e substituição dos elementos defeituosos, o equipamento continua apresentando baixo rendimento e aparecimento de novos defeitos, esse fabricante deve ser marcado como não confiável ou de

baixa *performance*. É importante que a empresa consiga ter esses dados para que se possa visualizar que em determinadas circunstâncias um investimento financeiro maior pode também significar maior retorno, em alguns casos, não na produtividade em si, mas em custos mais baixos de manutenção.

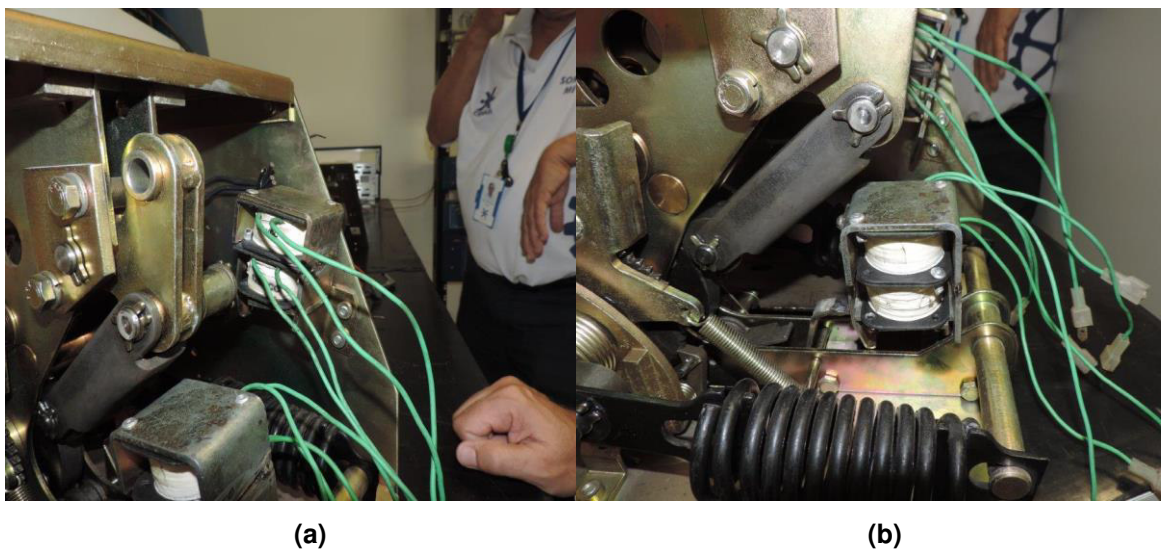
Uma das propostas sugeridas pelo pilar Controle Inicial foi à instalação dos chamados *elementos redundantes* (dispositivos de baixo custo e fácil operação) capazes de mitigar avarias no sistema uma vez que estes possibilitam um *backup* durante um surto ao elemento principal. É evidente que isso não se aplicaria a vários componentes, mas sim aqueles que apresentaram maior índice de falhas e que possuem baixo custo.

No caso, do sistema ora avaliado, a aplicação de elementos redundantes foi realizado pela aplicação de bobinas de abertura na subestação de São Francisco localizada no município de São Luís (Figura 5.13).

Tal intervenção gerou os seguintes resultados:

- Como ganho, foi observado que os religadores que receberam a bobina de redundância apresentaram menor índice de falha operacional e uma maior eficiência foi constatada;
- Como ponto a ser revisto, pôde-se observar que a inclusão dessa peça implicou na elevação de custo do equipamento pois ao fabricante houve necessidade de revisão de projeto e adição de peça sobressalente ao equipamento;
- Outro ponto a ser observado é que deve haver acompanhamento periódico para checar quando houver queima da bobina primária e priorizar sua substituição durante o funcionamento da bobina secundária, antes que haja avaria;
- Além destes pontos, cabe observar que com a inclusão da bobina de redundância, foi necessária a reconfiguração do relé para que o mesmo ao perceber a queima da bobina primária, possa inserir automaticamente a bobina secundária.

Figura 33: Sugestão de redundância de bobina de abertura (a) e imagem ampliada da bobina (b)

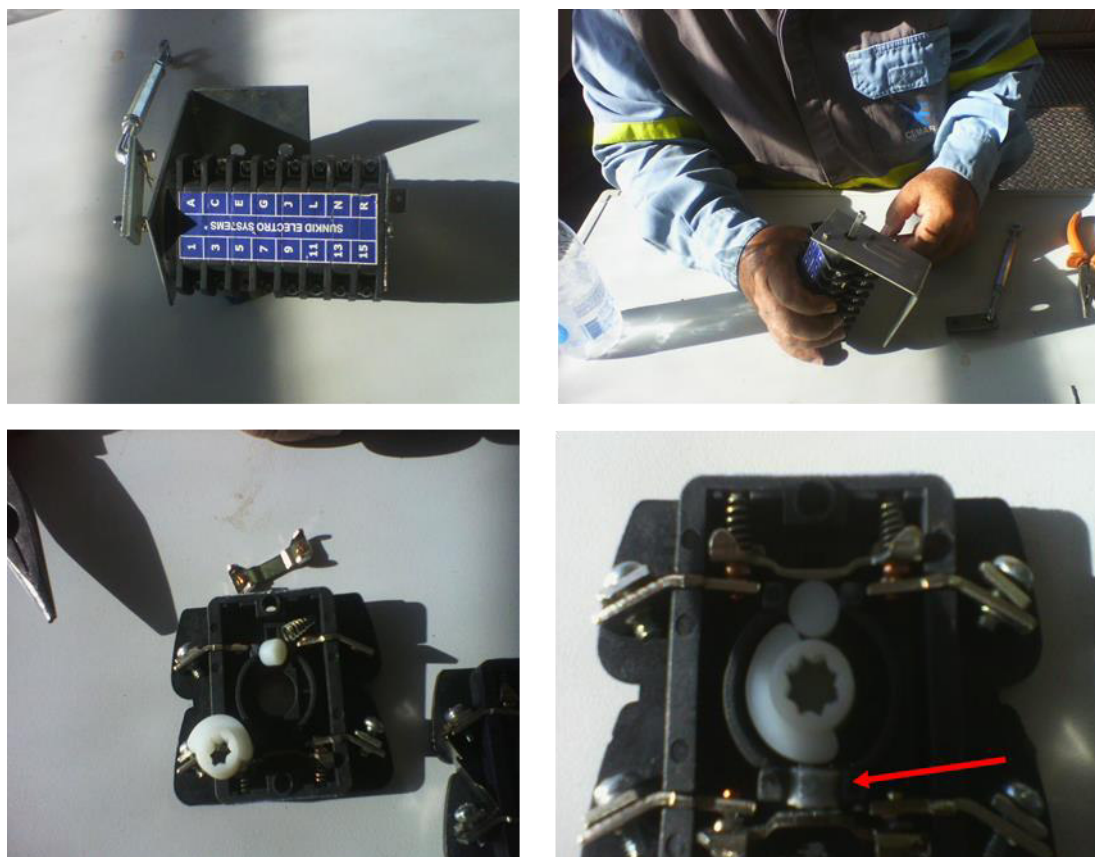


Fonte: Gissoni, 2016.

Vale lembrar que para a concessionária, os custos de revisão de projeto e adição da peça sobressalente não resultaram em um aumento tão significativo, com isso o ganho com a redução das interrupções por queima de bobinas únicas foi mais considerado neste caso.

O pilar controle Inicial foi ainda aplicado em alguns disjuntores de 36,2 kV da subestação do município de Fortaleza dos Nogueiras, pois os mesmos apresentavam falhas recorrentes associadas as saídas dos relés de proteção, assim como, mal funcionamento do bloco de contatos (chave 52ab) que determinam a abertura e fechamento do equipamento (Figura 5.14).

Figura 34: Bloco de contatos do disjuntor 36,2 kV utilizados na Subestação de Fortaleza dos Nogueiras.



Fonte: Dados de pesquisa, 2016.

Em uma análise mais crítica do equipamento e na busca pelos reais motivos que estavam ocasionando a falha, o disjuntor teve o bloco de contato retirado para ser verificado pelo pessoal de campo (operadores da subestação).

Após ser totalmente desmontado e verificado, constatou-se que o bloco de contatos contido naquele disjuntor, que era responsável por realizar movimentos eletromecânicos de abertura e fechamento, apresentava peças de plástico que eram frágeis e não firmemente fixadas no bloco. Ademais, durante as ações de proteção, as mesmas se desprendiam, giravam em torno do próprio eixo, se desgastavam e não realizavam o devido movimento.

A partir da avaliação minorizada dos problemas foram sugeridas as seguintes intervenções, com base no pilar Controle Inicial do TPM:

- O bloco de contatos existente deveria ser substituído por um outro mais robusto que não apresentasse peças de plástico;
- As bobinas de abertura e fechamento que sofriam queima pelo não funcionamento correto do bloco deveriam apresentar impedância maior (de 29 Ohms para 52 Ohms);
- Com a revisão do projeto foi introduzido uma redundância no circuito de controle de abertura e fechamento;
- As devidas alterações foram inseridas no *databook* do equipamento.

Novos modelos do mesmo disjuntor foram pedidos pela distribuidora junto ao fabricante, que firmou acordo de atender as devidas solicitações de troca de componentes conforme mencionado. Uma inspeção em fábrica foi exigida para constatação das devidas substituições e foi verificado que as mesmas foram realmente atendidas.

De maneira semelhante, alguns religadores começaram a apresentar falhas recorrentes de queima de motor de acionamento de mola e bobinas de acionamento do motor. Essas peças foram alvos de melhorias específicas e com o auxílio do Controle Inicial, as devidas melhorias foram implementadas em novos modelos para futuras aquisições da distribuidora. Neste caso a melhoria consistiu na instalação da chave fim de curso com dois parafusos, duas porcas travadas com trava rosca, seladas para posterior inspeção (marcação com tinta para mostrar se o parafuso sofreu alguma folga), com a utilização do torquímetro o qual irá fornecer o torque adequado a esses parafusos (Figura 5.15).

Torquímetro - é uma ferramenta, também conhecida por chave dinamométrica, usada para ajustar precisamente o torque de um parafuso em uma porca

Figura 35: Fixação da chave fim de curso do religador com torquímetro (a) e aperto da chave concluído (b).



Fonte: Dados de pesquisa, 2016.

Na Figura 5.15 (a) é mostrado o técnico utilizando o torquímetro para apertar adequadamente o parafuso, ao passo que na figura 5.15 (b) é mostrado a chave fim de curso já montada e devidamente apertada.

Deve-se observar que a chave fim de curso é responsável pelo acionamento do motor de carregamento de mola que, ao ser carregada (tensionada), permite a abertura e fechamento mecânico do circuito. A chave apresentava afrouxamento dos parafusos simples por causa das vibrações causadas pelos movimentos de abertura e fechamento e com o tempo a chave perdia sua fixação. Com a solução de aperto com porcas com trava roscas, foi possível acompanhar o desempenho destes religadores e verificar que não houve ainda nenhum tipo de afrouxamento ao longo do tempo de uso dessa solução.

Como medida de melhorar a inspeção visual e verificar as condições de operação das partes móveis do sistema eletromecânico dos religadores, foi adicionada uma tampa de acrílico conforme Figura 5.16. Com isso, durante a inspeção visual pode-se notar:

- se há folgas de acessórios como parafusos, porcas ou engrenagens;
- condições de lubrificação de engrenagens e partes móveis;
- condições de oxidação das partes metálicas dessas partes móveis;

- condições de limpeza como restos de fios decapados, rebites, porcas e parafusos sobressalentes deixados para trás.

Como resultado dessa melhoria, a inspeção visual realizada periodicamente nas programações da manutenção planejada foi facilitada e com isso ganhou-se tempo e uma maior assertividade com esta atividade.

Figura 36: Detalhamento da tampa de acrílico para inspeção visual.



Fonte: Gissoni, 2016.

Outra melhoria implementada aos religadores e disjuntores foi a inserção de um temporizador em série com o motor de acionamento de mola que permite a abertura e fechamento do circuito (Figura 5.17). Se porventura, a chave fim de curso apresentasse algum defeito e o contato NF (Normalmente Fechado) não abrisse após a mola ser totalmente carregada, o motor ficaria em funcionamento permanente acarretando queima. Com a inserção do temporizador, o tempo de carregamento da mola seria previamente configurado e mesmo que a chave fim de curso apresentasse problema, após o tempo de carregamento o motor seria desligado evitando assim a queima.

Figura 37: Unifilar do circuito da chave fim de curso com temporizador implementada no sistema (a) e chave montada no equipamento (b).



Fonte: Dados de pesquisa, 2016.

Como resultado, houve uma redução significativa no número de motores queimados; entretanto, verificou-se um ponto de atenção, ainda há a necessidade de configuração no programa que reconhece a atuação do temporizador indicando que o motor foi desligado com a atuação do mesmo e consequentemente o defeito na chave fim de curso.

A partir dessas melhorias, grandes resultados vêm sendo alcançados principalmente no que diz respeito à manutenção planejada, custos de mão de obra e horas trabalhadas. Com a total implementação e consolidação do Controle Inicial como ferramenta de confiabilidade e quebra zero, espera-se obter equipamentos ainda mais robustos e uma queda vertiginosa nos indicadores de DEC e FEC da concessionária.

Dos defeitos levantados que os equipamentos apresentaram, 40% aconteceram devido ao baixo rendimento ou robustez de elementos que queimaram após um curto-circuito. Com a implantação do Controle Inicial, espera-se que esse percentual se transforme em acréscimo de rendimento no DEC e FEC, ou seja:

- Uma redução de 40% nas horas e frequências de interrupção do fornecimento;
- Redução de retrabalhos e reposição de peças defeituosas que apresentam recorrentes queimas e falhas;

- Aumento no índice de satisfação e aprovação do consumidor na qualidade percebida do fornecimento;
- Redução significativa no número de manutenções corretivas que incidem em gastos com pessoal, transporte, ferramental e peças de reposição.
- Estreitamento na relação entre engenheiros da distribuidora e do fabricante ao trabalhar juntos na busca de equipamentos mais eficientes e robustos.
- Maior detalhamento na elaboração das especificações técnicas dos equipamentos previstos para as próximas aquisições.

Para um concessionária de energia, desenvolver um equipamento foge um tanto da realidade como distribuidora, afinal esse é um papel evidente dos fabricantes de equipamento apesar de que o envolvimento do pessoal de engenharia e manutenção se faz necessária para colaborar no desenvolvimento de melhorias e novas tecnologias. Com a implantação do Controle Inicial, no entanto, torna-se possível aplicar os conceitos de aumento da vida útil daqueles equipamentos que já possuem um tempo de operação e também aos novos que vão sendo instalados.

Equipamentos antigos ou problemáticos passam a receber elementos ou peças de reposição novos e remodelados para garantir maior confiabilidade e maior operação, ou também elementos que sejam mais robustos quanto à intempéries e condições climáticas desfavoráveis. A implementação dessa estratégia possibilitaria:

- Redução de custos com equipamentos novos que normalmente são mais caros;
- Redução de custos com mão de obra especializada para montagem e instalação desses novos equipamentos;
- Replicação para os demais equipamentos contidos no parque.

Pôde-se observar que desde a implantação do TPM que a concessionária conseguiu reduzir em 6,22% no indicador de DEC, 20,26% no

indicador de FEC. Com a implantação do Controle Inicial, espera-se ganhos da ordem de 20%, nos próximos dois anos, e uma aumento crescente de até um ponto percentual nos triênios seguintes.

Os resultados com a melhoria dos serviços prestados pela empresa já se tornam visíveis. Prêmios de reconhecimento pelo serviço de fornecimento de energia elétrica indicados pelos próprios clientes já demonstram toda a evolução a empresa, a satisfação dos clientes com o serviço oferecido e também o retorno do investimento com a aplicação da metodologia.

Nos últimos anos, a concessionária tem se destacado no setor elétrico e com isso conquistou pela terceira vez o prêmio de maior evolução de desempenho entre todas as concessionárias do país, prêmio este promovido pela ABRADDEE em 2015.

Um exemplo disso foi a conquista do Prêmio Nacional de Qualidade (PNQ), promovida pela Fundação Nacional da Qualidade, devido a melhorias nos seus indicadores de gestão advindos da implementação do TPM na empresa.

6. CONCLUSÃO

De acordo com o que foi exposto neste trabalho, pôde-se verificar e estimar a eficácia que o Controle Inicial em conjunto com outros pilares já implementados na distribuidora em questão, produziram resultados que refletiram numa melhora significativa nos indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica ao longo da implementação.

Tem sido possível alcançar o objetivo de observar, medir e propor ações de melhoria aos impactos causados pela interrupção do fornecimento da eletricidade que corrobora diretamente no desenvolvimento do Estado. Com a redução do número de interrupções que historicamente deixaram o Maranhão nos últimos lugares entre as demais concessionárias e, que hoje se posiciona entre as primeiras.

A distribuidora maranhense não somente reforça a importância da metodologia implementada como também melhora a imagem diante dos consumidores, do órgão regulador e das demais concessionárias. Todo esse crescimento traduz-se em aporte financeiro à distribuidora e também ao Estado que também incrementa as arrecadações de impostos e possibilita uma visão de uma localidade com qualidade no fornecimento de energia e conseqüentemente atrai novos investidores.

Ao alcançar a qualidade no fornecimento, como bônus, as distribuidoras podem gozar de elevar a moral diante da possibilidade de adquirir prêmios de reconhecimento nacional pelos serviços prestados. Diversas instituições públicas ou privadas promovem anualmente eventos com o objetivo de reconhecer publicamente a qualidade e o respeito com o qual as concessionárias estão proporcionando aos clientes. Sabe-se, porém que garantir qualidade no fornecimento torna-se uma meta desafiadora ao passo que o Sistema Elétrico Nacional tende a crescer devido a demanda de energia e isso implica na instalação de mais equipamentos no sistema, ou seja, o controle e a gestão correta destes equipamentos tende a aumentar ainda mais.

Do ponto de vista técnico, a metodologia do TPM ganha cada vez mais espaço em todos os setores produtivos do país e do mundo, como no caso deste trabalho, foi possível identificar erros e defeitos que produzem grandes

perdas para a distribuidora, defeitos que podem causar sérias paralisações no fornecimento de energia e produzir prejuízos financeiros e de reputação para empresa de energia elétrica. Com a consolidação do pilar Controle Inicial trabalhando em harmonia com os demais pilares já estabelecidos, os ganhos foram notáveis, pois problemas identificados na raiz são eliminados e conseqüentemente, as melhorias são implementadas e novos equipamentos mais robustos e confiáveis são lançados no mercado assim como novas tecnologias para aperfeiçoamento de processos.

Aliado aos ganhos mencionados, é importante destacar que para que o Controle Inicial tivesse êxito, foi necessário produzir uma análise crítica das fragilidades encontradas nos equipamentos e em parceria com os fabricantes poder trabalhar para desenvolver e aprimorar estes equipamentos que tem significado fundamental para a estabilidade do sistema elétrico. Muitas alternativas de melhoria foram levantadas e aos poucos essas soluções poderão desenvolver equipamentos cada vez mais robustos, confiáveis e com maior vida útil.

Por fim, com a obtenção de metas desafiadoras como as que são propostas pelo TPM, (quebra zero, zero desperdício, zero acidente e alta produtividade), a empresa passa a assegurar que a missão e visão sejam alcançadas, as perdas se transformem em ganhos de produção e retorno financeiro, além de usufruir de uma reputação de excelência quanto ao sistema de gestão e distribuição de energia.

7. REFERÊNCIAS

_____. ABRADÉE, Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica. **Setor Elétrico**. Disponível em:

<<http://www.abradee.org.br/>> acesso em: 19 ago. 2015.

_____. ABRAMAN, Associação Brasileira de Manutenção. **Documento Nacional 2007**. Disponível em:

<<http://www.abramam.org.br>> acesso em: 08 dez. 2015.

_____. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - **Atlas de Energia Elétrica do Brasil 2008**. Disponível em:

<www.aneel.gov.br> acesso em: 03 jan. 2016.

_____. ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, **Regulação dos serviços de distribuição**. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=725>> acesso em: 20 ago. 2015.

YAMAGUSHI, C. T. **TPM – Manutenção Produtiva Total**. Instituto de Consultoria e Aperfeiçoamento Profissional, São João del Rei, 2005.

BARBOSA, A. S. **A ANEEL e a qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica no Brasil**. Centro Federal de Educação Tecnológica, Brasília-DF, 2003.

BARRETO, L. H. B. **Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão em Subestações de Energia Elétrica: Uma Visão Geral**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

BELINELLI, M., PILLATI, L. A., FRASSON, A. C. **A Manutenção Produtiva Total (TPM) como ferramenta para aumento de disponibilidade de máquina: estudo de caso em uma indústria do ramo Siderúrgico**. XVI SIMPEP UNESP, 2009.

BERNARDO, N. **Evolução da gestão da qualidade de serviço de energia elétrica no Brasil**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

BONATTO, B. D. **A qualidade da energia em consonância com a segurança industrial**, 14º SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, 2000.

BONIFÁCIO, M. A. **Pilar de Controle Inicial do TPM como Ferramenta de Maximização de Projetos - Proposta de Modelo de Implantação**. Faculdade de Tecnologia de Jaú - SP, 2011.

BORMIO, M. R. **Manutenção Produtiva Total**. Faculdade de Engenharia de Bauru, 2000.

BOVOLATO, M. C. **Sistemas de Proteção com Auto-Restauração (Self-Healing)**. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2013.

BRONZATTI, F. L., NETO, A. I. **Matrizes energéticas no Brasil: Cenário 2010-2030**. XXVIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção – ENEGEP, Rio de Janeiro, 2008.

CAPETTI, E. J. **TPM (Total Productive Maintenance): Uma Ferramenta do Sistema Japonês de Produção ou uma Ação Estratégica para Alavancar as Estratégias de Manufatura?** Revista Científica FAESP, São Paulo, 2009.

CARINI, M.M. **Estudo de caso sobre a aplicação da metodologia do Total Productive Maintenance (TPM)**. Dissertação de Mestrado em Administração, Universidade de São Paulo, 2000.

CARRIJO, J.R.S., TOLEDO, J.C. **A implementação da metodologia de Total Productive Maintenance em ambientes administrativos**. Anais do XII SIMPEP – Simpósio de Engenharia de Produção, UNESP, Bauru, 2005.

CEMAR - Companhia Energética do Maranhão. **Critérios de Planejamento da Expansão - Norma de Procedimento**. São Luís, 2015.

LAMPKOWSKI, F. J., MASSON, A. C. P. D., CARRIJO, J. R. S. **TPM – Total Productive Maintenance – Resultados da Implementação: um estudo de caso**. XIII SIMPEP – Simpósio de Engenharia de Produção, Bauru, 2006.

_____. CNPE - Minas e Energia, Comitê Nacional de Política Energética.

Setor Elétrico. Disponível em:

<www.mme.gov.br> acesso em: 03 jan. 2015.

COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. **Manual de Fornecimento em Baixa Tensão em Edificações Individuais** - 4^o edição. Bahia, 1996.

COELCE - Companhia Energética do Ceará. **Padrão de Subestação - Subestação de Distribuição Aérea e Semi-Abrigada 72,5 - 15kV**. Ceará, 2005.

CREDER, H. **Instalações elétricas**. Editora LTC, Décima quinta edição, edição comemorativa, 2007.

DA SILVA, L. G. W. **Desenvolvimento de uma Metodologia Integrada para Alocação Otimizada de Dispositivos de Controle e Proteção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2005.

DE CARVALHO, M. M, JÚNIOR, J. C. BRIZOLA. CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz. **Utilização de Religadores Automatizados em Redes de Distribuição para Melhoria do Desempenho dos Indicadores de Continuidade e dos Tempos de Atendimento a Apoio Fidelidade: Ocorrências Emergenciais**. IX CBQEE – Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia Elétrica, Cuiabá, 2011.

DE FARIA, F. A. M. **Metodologia de prospecção de pequenas centrais hidrelétricas**. Tese de mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2011.

_____. DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE, **Portaria nº 46**, Brasília, 1978.

Disponível em: <www.aneel.gov.br> acesso em: 26 dez. 2015.

_____. ECIL ENERGIA. **Catálogo de Religadores**.

Disponível em: <www.ecilenergia.com.br> acesso em: 09 jan. 2016.

_____. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanco Energético Nacional 2013**.

Disponível em:<www.epe.gov.br> acesso em: 27 dez. 2015.

FELBER, L. A., ARANGO, H., BONATTO, B. D., GOUVÊA, M. R. **Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Federal de Itajubá-MG, 2010.

FILHO, G. B. **Curso Planejamento e Controle de Manutenção - PCM**. ABRAMAN Regional PR/SC. Curitiba, 2003.

FILHO, J. M., **Manual de equipamentos elétricos**, Editora LTC 2ª Edição, 1994.

FILHO, J. M. **Os oito Pilares do TPM**. Faculdade de Engenharia de Bauru, 2010.

FRANCA, A. L. M. **Geração de Energia Elétrica**. Universidade de Campinas, 2001.

KARDEC, A., NASCIF, J., **Manutenção Função Estratégica**, 3ª Edição, Qualitymark, 2009.

KOTRYK, A. F., MOLLHOFF, F. R., OLESKO, H. D., BEUTER, M., BARBOSA, R. P., MERLIN, V. L. **Estudo Comparativo de Tecnologias Aplicadas em**

Subestações Industriais. Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná, 2001.

LEÃO, R. P. S. **GTD - Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica,** Universidade Federal do Ceará, 2009.

LEITE, C. E., TURRIONI, J. B. **Avaliação dos Indicadores de Qualidade em Serviços Públicos de Eletricidade no Brasil.** XXVII Encontro Nacional de Engenharia de Produção – ENEGEP. Foz do Iguaçu, 2007.

LIMA, A. G. **Análise e medição da qualidade de energia.** 14^o SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém-PA, 1997.

LIMA, D. K. **Transformadores para Instrumentos Ópticos: Aspectos da Viabilidade do seu Uso pelas Empresas do Setor Elétrico Brasileiro.** Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2009.

MARINHEIRO, J. B. M. **A Manutenção Produtiva Total e a Produtividade: Estudo de Caso em uma Indústria.** Universidade Federal de Pernambuco, 2013.

MARTINS, D. L. **Estudo de Caso na Automação, Proteção e Supervisão de uma Subestação de Classe 69kV.** Escola de Engenharia de São Carlos, 2012.

MCDONALD, J. D. **Electric Power Substations Engineering,** Second Edition. Boca Raton, 2006.

MEDEIROS, A. M. **Bases Metodológicas para a incorporação da variável ambiental no planejamento da expansão termelétrica no Brasil.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

MELO, J. L. **Metodologia TPM: uma ferramenta de gestão inovadora na Eletronorte**. Escola de Administração Pública da Fundação Getúlio Vargas de Brasília, 2002.

MIRSHAWKA, V., OLMEDO, N. L. **Manutenção: Combate aos custos da não-eficácia - A vez do Brasil**. Editora McGraw-Hill. São Paulo, 1993.

MODESTO, E. M. **Geração, Transmissão e Distribuição**. Revisão 01, 2011.

MONCHY, F. **A Função Manutenção**. Edição Brasileira EBRAS/Durban. São Paulo 1987.

MOREIRA, L. B. C. **Avaliação dos aspectos ambientais da geração de energia através de termoeletricas a gás natural**. Universidade Federal da Bahia, 2005.

MUZY, G. L. C. O. **Subestações Elétricas**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

NAKAJIMA, S. **Introdução ao TPM - Total Productive Maintenance**. São Paulo: IMC Internacional Sistemas Educativos, 1989.

NAKAJIMA, S. **Introduction to Total Productive Maintenance (TPM)**. Cambridge: Productivity Press, 1988.

NOGUEIRA, D. S. **Transformadores de Potência - Teoria e Aplicação**. Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

OLIVEIRA, G. B. **Uma discussão sobre o conceito de desenvolvimento**. Revista FAE, Curitiba, 2002.

_____. **OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS**. Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.

Disponível em: <www.ons.org.br> acesso em: 27 dez. 2015.

PEREIRA, A. C. **Integração dos sistemas de proteção, controle e automação de subestações e usinas - Estado da Arte e tendências.** Universidade Federal do Rio de Janeiro - RJ, 2005.

POSSAMAI, R. J. **A Implantação da Metodologia TPM num Equipamento Piloto na Adria Alimentos do Brasil Ltda.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2002.

RIBEIRO, H. **Total Productive Maintenance – Manutenção Produtiva Total.** Banas Report, EPSE, São Paulo, 2004.

ROSA, L. P. **Geração hidrelétrica, termelétrica e nuclear - Estudos avançados.** Revista da Universidade de São Paulo, 2007.

SALES, C. J. D., HOCHSTETLER, R. L., MONTEIRO, E. M. **Qualidade do fornecimento de energia elétrica: Confiabilidade, conformidade e prestação.** Instituto Acende Brasil, 2014.

SHINGO, S. **O Sistema Toyota de Produção do ponto de vista da engenharia de Produção.** Editora Bookman, Porto Alegre, 1996.

SILVA, A. T. **O futuro da energia nuclear.** Revista da Universidade de São Paulo, 2008.

SPERANCETTA, A. **O Impacto da Implantação do TPM nos Indicadores de Manutenção.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2005.

SUZUKI, T., **TPM In Process Industries,** Productivity Press. 1994

TAKAHASHI, Y., OSADA, T., **Manutenção Produtiva Total,** Editora Imam 5ª Edição, 2013.

TANURE, J.E.P.S. **Análise comparativa de empresas de distribuição para o estabelecimento de metas de desempenho para os indicadores de continuidade de serviços de distribuição.** Universidade Federal de Itajubá, 2000.

TOLMASQUIM, M. T., GUERREIRO, A., GORINI, R. **Matriz Energética brasileira: uma prospectiva.** São Paulo, 2007.

_____. WEG - Media Center. **Produtos e Soluções.** Disponível em: <www.weg.net> acesso em: 08 jan. 2015.

WYREBSK, J. **Manutenção Produtiva Total. Um Modelo Adaptado.** Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 1997.

XENOS, H. G. **Gerenciando a Manutenção Preventiva: o caminho para eliminar falhas nos equipamentos e aumentar a produtividade.** Editora de Desenvolvimento Gerencial. Belo Horizonte, 1998.

GISSONI, R. T. **Gestão Produtiva Total (TPM) para Gestão de Ativos em Empresas de Distribuição de Energia Elétrica.** São Luís, 2016.