



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E AMBIENTE**  
**MESTRADO PROFISSIONAL EM ENERGIA E AMBIENTE**

**ROGER TOLEDO GISSONI**

**APLICAÇÃO DE RECURSOS DE GESTÃO PRODUTIVA TOTAL (TPM)**  
**PARA GESTÃO DE ATIVOS EM EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE**  
**ENERGIA ELÉTRICA**

São Luís  
2016

ROGER TOLEDO GISSONI

**APLICAÇÃO DE RECURSOS DE GESTÃO PRODUTIVA TOTAL (TPM)  
PARA GESTÃO DE ATIVOS EM EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

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

Orientador: Prof. Dr. Francisco Sávio Mendes Sinfrônio

São Luís  
2016

ROGER TOLEDO GISSONI

**APLICAÇÃO DE RECURSOS DE GESTÃO PRODUTIVA TOTAL (TPM)  
PARA GESTÃO DE ATIVOS EM EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

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

Aprovado em: 15/01/2016

**BANCA EXAMINADORA**

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

Prof. Dr. João Esmeraldo Silva  
Universidade Federal de Ouro Preto

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

*Dedico à minha família, em especial: esposa e filha.*

## **AGRADECIMENTOS**

À Deus, por permitir realizar este importante trabalho.

À minha família, em especial, à minha esposa Michele e à minha filha Livia, pelo amor, apoio e compreensão pelos momentos de ausência.

À Universidade Federal do Maranhão, por ter proporcionado os recursos e a estrutura necessária para esta Pós-graduação.

A toda a equipe CEMAR, por ter proporcionado essa oportunidade de crescimento pessoal e profissional, em especial ao Chrysthyan, Emanuel, Erick, Jaderson, Rondinele e ao Rubens, por entenderem este momento e ajudarem para que este trabalho fosse realizado.

À ABRAMAN por proporcionar grande conhecimento profissional e liderar discussões sobre Gestão de Ativos no Brasil.

A todos do comitê especial da ABNT CE251 por proporcionar a discussão e lançamento da norma ABNT NBR ISO 55000, em especial à secretária do comitê Marisa Zampoli e ao professor Dr. João Esmeraldo Silva.

Ao meu Orientador Dr. Francisco Sávio Mendes Sinfrônio, pelo incentivo, esclarecimento de dúvidas e orientações que me fizeram prosseguir com essa dissertação.

## RESUMO

Devido ao atual cenário econômico vivido pelas empresas do setor energético brasileiro e por possuírem características de dependência intensiva dos ativos, uma adequada gestão de ativos é fundamental para atender as necessidades de todas as partes interessadas no negócio. Neste contexto, o ganho de produtividade é condição *sine qua non* para a sobrevivência de qualquer empresa inserida num cenário onde a qualidade no fornecimento de energia, com custos adequados, é o objetivo principal. Assim, neste trabalho será abordado a utilização da metodologia de Gestão Produtiva Total (TPM), do inglês *Total Productive Management*, em uma empresa de distribuição de energia elétrica para gestão de seus ativos, principalmente nas fases de manutenção e operação do seu ciclo operacional. Para tanto, será explorado o atual cenário do setor elétrico brasileiro e seus principais desafios, o atual conceito da metodologia do TPM e a evolução da normatização internacional em gestão de ativos desde a criação da especificação britânica disponível publicamente PAS 55, até o lançamento da nova norma ABNT NBR ISO 5500. Serão avaliados os resultados da implantação dos pilares manutenção autônoma, manutenção planejada e melhoria específica da Gestão Produtiva Total (TPM) em uma empresa de distribuição de energia elétrica. Serão também abordados os requisitos da nova norma ABNT NBR ISO 55000 de gestão de ativos que esses pilares do TPM atendem e sua contribuição para uma gestão excelente dos ativos de uma distribuidora de energia elétrica. Por fim, serão mostrados os resultados alcançados pela companhia após dois anos de utilização da metodologia do TPM.

**Palavras-chave:** Gestão de ativos, Gestão Produtiva Total (TPM), Distribuidora de energia elétrica.

## ABSTRACT

Given the current economic scenario experienced by companies in the Brazilian energy sector and for having intensive reliance on characteristics of its assets, proper asset management is critical to meet the needs of all stakeholders in the business. In this context, the productivity gain is a *sine qua non* for the survival of any company included in a scenario where the quality of energy supply, with appropriate costs, is the main goal. This work will address the use of Total Productive Management (TPM) methodology in an electricity distribution company for managing its assets, mainly in the maintenance and operation phases of its operating cycle. Thus, the current situation will be explored in the Brazilian electric sector and its main challenges, the current concept of the TPM methodology and the development of international norms in asset management since the creation of the British specification publicly available PAS 55, until the release of the new standard ISO 5500. We will evaluate the results of the implementation of the pillars autonomous maintenance, planned maintenance and specific improvement of Total Productive Management (TPM) in an electricity distribution company. They will also be addressed the requirements of the new standard ISO 55000 asset management that these pillars meet TPM and its contribution to an excellent management of the assets of a distributor of electricity. Finally, the results achieved by the company after two years of use of the TPM are shown.

**Keywords:** Asset management, Total Productive Management (TPM), Electricity distribution.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b>	Marcos da evolução do setor elétrico brasileiro.....	19
<b>Figura 2</b>	Usina Hidrelétrica Boa Esperança.....	23
<b>Figura 3</b>	Vista aérea das obras de construção da Usina Hidrelétrica Três Marias.....	24
<b>Figura 4</b>	Obras de construção do vertedouro da Usina Hidrelétrica de Furnas.....	24
<b>Figura 5</b>	Vista da barragem da Usina Hidrelétrica Funil.....	25
<b>Figura 6</b>	Usina hidrelétrica Capivari-Cachoeira.....	26
<b>Figura 7</b>	Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira.....	26
<b>Figura 8</b>	Construção da Usina de Marimbondo.....	27
<b>Figura 9</b>	Usina de Coaracy Nunes ou Paredão.....	27
<b>Figura 10</b>	Usina de Sobradinho.....	28
<b>Figura 11</b>	Usina Hidrelétrica de Itaipu.....	29
<b>Figura 12</b>	Usina Hidrelétrica de Tucuruí.....	30
<b>Figura 13</b>	Usina Termonuclear Angra I.....	31
<b>Figura 14</b>	Mapa Usinas Hidrelétricas do Brasil.....	31
<b>Figura 15</b>	Estrutura Setor Elétrico Brasileiro.....	37
<b>Figura 16</b>	Estrutura organizacional do TPM.....	41
<b>Figura 17</b>	Etapas Melhoria Específica.....	43
<b>Figura 18</b>	Etapas Manutenção Autônoma.....	47
<b>Figura 19</b>	Etiquetas para registrar anomalias.....	48
<b>Figura 20</b>	Formulário Lição de Um Ponto (LUP).....	52

<b>Figura 21</b>	Quadro de Atividades.....	52
<b>Figura 22</b>	Estrutura de Pilares para o TPM.....	56
<b>Figura 23</b>	Princípios e atributos chaves da gestão de ativos.....	60
<b>Figura 24</b>	Foco e contexto de negócios da PAS em relação aos outros ativos.	62
<b>Figura 25</b>	Níveis de ativos e sua gestão.....	63
<b>Figura 26</b>	Relação entre Planejamento Estratégico e Sistema de gestão de ativos.....	64
<b>Figura 27</b>	Elementos de planejamento e implementação de um sistema de gestão de ativos.....	65
<b>Figura 28</b>	Estrutura da PAS 55:2008.....	66
<b>Figura 29</b>	Relação entre os termos-chave de gestão de ativos.....	69
<b>Figura 30</b>	Relações entre elementos-chave de um sistema de gestão de ativos.....	71
<b>Figura 31</b>	Relações dos elementos-chave e as seções da ABNT NBR ISO 55001.....	72
<b>Figura 32</b>	Regionais de distribuição de energia elétrica no Maranhão.....	78
<b>Figura 33</b>	Mapa Eletrogeográfico do Maranhão.....	79
<b>Figura 34</b>	Mapa das redes do estado do Maranhão.....	80
<b>Figura 35</b>	Extensão de redes de distribuição instaladas no Maranhão.....	81
<b>Figura 36</b>	Extensão de linhas de transmissão instaladas no Maranhão.....	82
<b>Figura 37</b>	Quantidade de subestações instaladas no Maranhão.....	82
<b>Figura 38</b>	Subestações com Manutenção Autônoma Regional Norte São Luís.....	84
<b>Figura 39</b>	Subestações com Manutenção Autônoma Regional Norte Pinheiro.	85
<b>Figura 40</b>	Subestações com Manutenção Autônoma Regional Centro.....	85
<b>Figura 41</b>	Subestações com Manutenção Autônoma Regional Leste.....	86

<b>Figura 42</b>	Subestações com Manutenção Autônoma Regional Sul.....	87
<b>Figura 43</b>	Exemplo anomalias apontadas pela manutenção autônoma.....	88
<b>Figura 44</b>	Exemplo de Quadro de Atividades da Manutenção Autônoma.....	89
<b>Figura 45</b>	Exemplos de LUP.....	90
<b>Figura 46</b>	Economia gerada pela manutenção autônoma por subestação.....	90
<b>Figura 47</b>	Fluxo de auditorias de Etapas.....	91
<b>Figura 48</b>	Formulário de tomada de tempo de atividades.....	92
<b>Figura 49</b>	Tipos de Manutenção.....	93
<b>Figura 50</b>	Exemplo quadro de manutenção planejada.....	96
<b>Figura 51</b>	Exemplo de rota de inspeção na distribuição de energia.....	97
<b>Figura 52</b>	Exemplo de rota de inspeção em ativos da distribuição de energia..	97
<b>Figura 53</b>	Localização alimentador maior número de avarias de transformadores.....	98
<b>Figura 54</b>	Componentes com maior número de avarias de transformadores....	99
<b>Figura 55</b>	Transformadores avariados 2014 <i>versos</i> 2015.....	100
<b>Figura 56</b>	Custos evitados para substituição de transformadores.....	101
<b>Figura 57</b>	Melhoria na instalação da chave fim de curso.....	102
<b>Figura 58</b>	Instalação de tampa de acrílico nas partes mecânicas do religador.	103
<b>Figura 59</b>	Redundâncias das bobinas de abertura e fechamento do religador.	103
<b>Figura 60</b>	Nível de Maturidade em Gestão de Ativos.....	106

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b>	Tipos de anomalias.....	48
<b>Tabela 2</b>	Requerimentos básicos do equipamento.....	55
<b>Tabela 3</b>	Perdas processos seriados.....	57
<b>Tabela 4</b>	Perdas processos contínuos.....	58
<b>Tabela 5</b>	Evolução da Gestão de Ativos até a ABNT NBR ISO 55000:2014.....	59
<b>Tabela 6</b>	Relação entre PAS 55 e ISO 55000.....	73
<b>Tabela 7</b>	Exemplo de fatores para o critério ABC para subestações.....	95
<b>Tabela 8</b>	Resultados Avaria de transformadores após rota de inspeção.....	99
<b>Tabela 9</b>	Gestão de Ativos versus TPM.....	107

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANDE	<i>Administración Nacional de Electricidad</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
BA	Bahia
BELSA	Bandeirantes de Eletricidade
BM	<i>Breakdown Maintenance</i>
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BP	<i>Best Practices</i>
BSI	<i>British Standards Institution</i>
CBM	<i>Condition Based Maintenance</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCOI	Comitê Coordenador de Operação Interligada
CCON	Comitê Coordenador de Operação do Norte/Nordeste
CCPE	Comitê Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
CEE	Comissão de Estudo Especial
CEEE	Comissão Estadual de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S. A.
CELF	Centrais Elétricas Fluminenses
CELG	Centrais Elétricas de Goiás S. A.
CELUSA	Centrais Elétricas do Urubupungá
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S. A.

CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais S. A.
CEPISA	Centrais Elétricas do Piauí
CESP	Centrais Elétricas de São Paulo
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CHEVAP	Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba
CM	<i>Corrective Maintenance</i>
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia elétrica
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNOS	Centro de Operação do Sistema
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CODI	Comitê de Distribuição da Região Sul-Sudeste
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COHEBE	Companhia Hidrelétrica da Boa Esperança
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COSERN	Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EFEE	Empresa Fluminense de Energia Elétrica
ELC	<i>Eletroconsult</i>
ELETOBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
ELETROCAP	Central Elétrica Capivari-Cachoeira S. A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
ELETRONUCLEAR	Eletobrás Termonuclear S. A.
ELETROPAULO	Eletricidade de São Paulo S. A.
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil
ENENORDE	Coordenador de Estudos Energéticos da Região Nordeste
ENERAM	Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Amazônia

ENERGIPE	Empresa Distribuidora do Sergipe
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S. A.
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FMEA	<i>Failure Mode and Effect Analysis</i>
FNE	Fundo Nacional de Eletrificação
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S. A.
GA	Gestão de Ativos
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
IAM	<i>Institute of Asset Management</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
ID	Indicadores de Desempenho
IECO	<i>International Engineering Company</i>
IR	Imposto de Renda
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
IUEE	Imposto Único sobre Energia Elétrica
JIPM	<i>Japan Institute of Plant Maintenance</i>
km	Quilômetro
KPI	<i>Key Performance Indicators</i>
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
LT	Linha de Transmissão
LUP	Lição de Um Ponto
MA	Maranhão
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MG	Minas Gerais
MME	Ministério das Minas e Energia
MP	Medida Provisória
<i>MP</i>	<i>Maintenance Prevention</i>
MP	Melhores Práticas

MS	Mato Grosso do Sul
MW	Megawatt
NBR	Norma Brasileira
NPMA	<i>National Property Management Association</i>
NUCLEBRÁS	Empresas Nucleares Brasileiras S.A.
OEE	<i>Overall Equipment Efficiency</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPE	<i>Overall Plant Effectiveness</i>
PA	Pará
PAS	<i>Publicly Available Specification</i>
PDCA	Planejar Desenvolver Controlar Agir
PI	Piauí
PM	<i>Preventive Maintenance</i>
PND	Programa Nacional de Desestatização
PNE	Plano Nacional de Eletrificação
POE	Plano Organizacional Estratégico
PR	Paraná
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
QA	Qualidade Assegurada
RD	Rede de Distribuição
RJ	Rio de Janeiro
SAMP	<i>Strategic Asset Management Plan</i>
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINSC	Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação de Operação
SP	São Paulo
TBM	<i>Time Based Maintenance</i>
TC	<i>Technical Committe</i>
TPM	<i>Total Productive Management (Novo Conceito)</i>
TPM	<i>Total Productive Maintenance</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	16
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS</b> .....	18
<b>2.1</b>	<b>Objetivo Geral</b> .....	18
<b>2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b> .....	18
<b>3</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	19
<b>3.1</b>	<b>Setor Elétrico Brasileiro</b> .....	19
<b>3.2</b>	<b>Gestão Produtiva Total – TPM</b> .....	38
3.2.1	Estrutura organizacional do TPM.....	40
3.2.1.1	<i>Melhoria Específica</i> .....	42
3.2.1.2	<i>Manutenção Autônoma</i> .....	46
3.2.1.3	<i>Manutenção Planejada</i> .....	53
3.2.1.4	Educação e Treinamento.....	54
3.2.1.5	Controle Inicial.....	54
3.2.1.6	Manutenção da Qualidade.....	55
3.2.1.7	Segurança, Saúde e Meio Ambiente.....	56
3.2.1.8	<i>As Grandes Perdas</i> .....	56
<b>3.3</b>	<b>Gestão de Ativos</b> .....	58
3.3.1	ISO 55000 (International Organization for Standardization).....	67
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA DE PESQUISA</b> .....	76
<b>5</b>	<b>APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS</b> .....	78
<b>5.1</b>	<b>Manutenção Autônoma</b> .....	83
<b>5.2</b>	<b>Resultados Manutenção Autônoma</b> .....	90
<b>5.3</b>	<b>Manutenção Planejada</b> .....	92
5.3.1	Conceitos de Manutenção.....	93
5.3.2	Critérios ABC.....	94
5.3.3	Suporte a Manutenção Autônoma.....	95
5.3.4	Rotas de Inspeção.....	96
5.3.5	Resultados Manutenção Planejada.....	98
5.3.6	Melhoria Específica.....	101
5.3.7	Resultados-destaque.....	101
5.3.8	Gestão de Ativos.....	104

5.3.9	Gestão de Ativos <i>versos</i> TPM.....	107
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	109
<b>6.1</b>	<b>Sugestão de Trabalhos Futuros</b> .....	111
	REFERÊNCIAS.....	112
	ANEXOS.....	117

## 1. INTRODUÇÃO

Devido às características do setor elétrico brasileiro e à grande necessidade de investimentos constantes neste setor, uma adequada gestão de ativos é fator primordial para um crescimento sustentável do país, no qual deve atender todas as necessidades das partes interessadas, ou seja, dos *Stakeholders* (clientes, sociedade, colaboradores, governos e investidores).

A utilização de metodologias como Gestão Produtiva Total (TPM), do inglês *Total Productive Management*, para uma boa implantação das diretrizes da Norma Brasileira (NBR) *International Organization for Standardization* (ISO) 55000 de Gestão de Ativos, requer estudos complexos sobre como gerenciar ativos, principalmente nas fases de operação e manutenção do seu ciclo de vida.

Segundo Zampolli (2012), a Gestão de Ativos em empresas de infraestrutura, como as empresas de energia, é de fundamental importância, pois está relacionada diretamente com a forma de administrar os riscos com eficiência, tomar decisões de investimentos com máxima utilização dos ativos, reduzir as perdas e garantir confiabilidade e qualidade dentro de um mercado extremamente exigente e o regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Assim, a proposta desse trabalho é estudar e avaliar as ferramentas utilizadas na metodologia TPM, correlacionando as aplicações e resultados com os requisitos propostos pelas normas ABNT NBR ISO 55000, 55001 e 55002, em empresas de distribuição de energia elétrica.

Desta forma, com base no atual cenário do setor elétricos brasileiro, em que há a falta de água para geração de energia, devido à seca que vem ocorrendo em grande parte do Brasil nos anos de 2013 e 2014, tem gerado grandes transtornos para os consumidores brasileiros e, também, para as empresas de energia de uma forma geral. Assim, conforme publicado pela ANEEL (2014a), para os consumidores maranhenses, o reajuste médio na tarifa em 2014 foi de 24,12%, que aconteceu devido aos custos que a distribuidora teve com compra e transmissão de energia, e pagamento de encargos setoriais. Além desse reajuste, que ocorre anualmente, entrou em vigor em janeiro de 2015 as bandeiras tarifárias no qual ocorrerá um aumento

mensal na conta dos consumidores, dependendo dos custos de geração de energia elétrica praticados no mês (ANEEL, 2014b).

Por outro lado, a situação das distribuidoras de energia elétrica não é confortável devido a grande pressão pela modicidade tarifária, necessitando trabalhar visando ganho de eficiência e, conseqüentemente, buscando utilizar de maneira mais produtiva seus ativos, já que as distribuidoras dependem destes para prestar um serviço adequado para sociedade.

Neste contexto, avaliar-se-á a utilização do TPM na empresa de distribuição de energia elétrica do Maranhão e alguns dos resultados frente à gestão da mesma.

No setor elétrico o TPM foi utilizado pela primeira vez na geração da usina de Tucuruí/PA da Eletronorte com objetivo de ganho de produtividade e redução dos prejuízos gerados pela usina estatal que poderia ser privatizada na década de 90 caso a situação não fosse revertida.

Na distribuidora de energia elétrica do Maranhão o TPM foi iniciado em outubro de 2013 por uma decisão estratégica da diretoria de distribuição com objetivo de alcançar ganhos de produtividades e redução de perdas em seus processos.

Assim, no capítulo 2 deste trabalho, serão apresentados o objetivo geral e os específicos. No capítulo 3, será abordada a fundamentação teórica do trabalho onde será apresentada a teoria sobre a evolução do setor elétrico brasileiro, a teoria sobre o TPM e, por fim, a teoria e evolução da gestão de ativos. Já no capítulo 4 será abordada a metodologia de pesquisa utilizada, ao passo que no capítulo 5 serão apresentados os dados da implantação do TPM na distribuidora de energia elétrica do Maranhão. Finalmente, no capítulo 6, serão apresentadas as considerações finais sobre o trabalho.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo Geral**

Analisar a utilização da metodologia Gestão Produtiva Total (TPM) para Gestão de Ativos em empresas de distribuição de energia elétrica a partir de análises de seus processos e características do setor regulado pela ANEEL.

### **2.2 Objetivos Específicos**

- Analisar a aplicação da metodologia Gestão Produtiva Total (TPM) na distribuidora de energia elétrica do Maranhão para uma Gestão de Ativos adequada;
- Identificar os pontos-chave da série NBR ISO 55000 que a metodologia atende;
- Avaliar os principais ganhos qualitativos e quantitativos alcançados pela companhia durante o período de estudo.

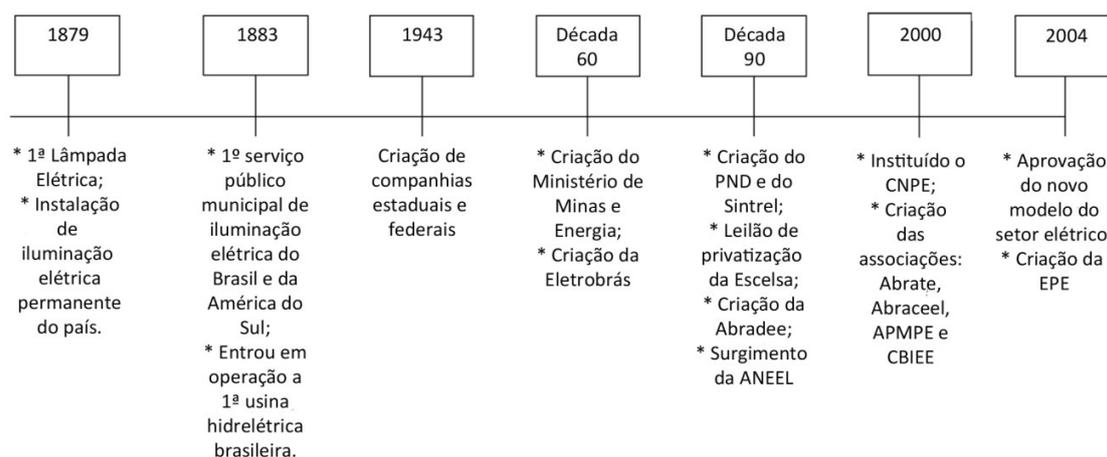
### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste tópico será abordado uma revisão do estado da arte com enfoque nos aspectos teóricos sobre o setor elétrico brasileiro, a Gestão Produtiva Total (TPM) e a nova abordagem mundial sobre gestão de ativos.

#### 3.1 Setor Elétrico Brasileiro

De acordo com NASCIMENTO; MENDONÇA; CUNHA, (2012), desde a instalação da primeira lâmpada no Brasil, pode ser destacado os principais marcos da evolução do setor elétrico brasileiro conforme ilustrado na Figura 1. As principais realizações nos períodos desses marcos serão exploradas a seguir.

**Figura 1 – Marcos da evolução do setor elétrico brasileiro.**



**Fonte:** NASCIMENTO; MENDONÇA; CUNHA, (2012).

Por iniciativa do então imperador do Brasil Dom Pedro II, a utilização de energia elétrica no Brasil teve início em 1879 e como principal utilização no transporte público e para a iluminação. Fato que aconteceu na cidade do Rio de Janeiro com a criação do serviço permanente de iluminação elétrica interna na estação central da ferrovia Dom Pedro II (Central do Brasil), no qual um dínamo era utilizado como fonte de energia nessa aplicação (GOMES *et al.*, 2005).

Ainda utilizando dínamos que eram acionados por locomóveis, uma máquina a vapor automotora, também no Rio de Janeiro, em 1881, acontece a

instalação da primeira iluminação pública em um trecho do jardim do Campo da Aclamação, atualmente a Praça da República. Ainda em 1881, no largo do Paço (atualmente Praça XV), as dependências do edifício do Ministério da Viação são iluminadas utilizando a energia elétrica.

Com 52 kW de capacidade, em 1883, começa a operar na cidade de Campos (RJ) a primeira central geradora elétrica, uma unidade termelétrica, movida a vapor em caldeira a lenha que era utilizada para alimentar 39 lâmpadas. A prestação de serviço público de iluminação na América do Sul iniciou-se com a inauguração dessa central geradora elétrica (GOMES *et al.*, 2005).

A utilização da eletricidade como força motriz ocorreu também em 1883. Porém, em Niterói houve a inauguração da primeira linha de bondes elétricos a bateria do Brasil, ano em que também foi construída a primeira hidrelétrica brasileira no município de Diamantina, Minas Gerais (GOMES *et al.*, 2005).

Assim surgiu o setor elétrico no Brasil, podemos afirmar que até 1930 a atuação do Estado no setor elétrico acontecia através de medidas isoladas de regulamentação e de concessão de aproveitamentos hidrelétricos e fornecimento de serviços. Com a criação e expansão do sistema acontecendo de forma descentralizada (DA SILVA, 2011). Não existiam esforços políticos para promover o desenvolvimento industrial até 1930.

Com a “Grande depressão”, após a crise de 1929, fica evidente a decadência do modelo agroexportador, principalmente após a crise da superprodução do café. Observa-se a necessidade de uma revisão da política econômica e do papel do Estado na regulação do setor elétrico e no incentivo para o crescimento industrial do país. Com essa nova abordagem e com o crescimento das áreas urbanas, o crescimento do setor elétrico brasileiro foi impulsionado (BRITO, 2009).

Neste contexto, a base regulatória seria fundamental para a expansão do setor elétrico brasileiro. Assim, foi promulgada a Lei nº. 26.234 em 10 de julho de 1934, conhecido como Código de Águas, que estabelecia o regime de autorizações e concessões para o aproveitamento hidroelétrico, dissociou a relação existente entre a propriedade do solo e das quedas d’água, bem como de outras fontes de energia hidráulica. Portanto, mesmo que em propriedade privada, a utilização do curso de água para aproveitamento industrial e geração

de energia elétrica ficava vinculada à obtenção de concessão ou autorização do órgão federal competente (DA SILVA, 2011). Com isso, o Poder Público conseguiu assegurar controle maior sobre as concessões, buscando como objetivos centrais: fixar tarifas razoáveis, assegurar o serviço adequado e garantir a estabilidade financeira (BRITO, 2009).

Neste período, teve-se também o primeiro racionamento de energia elétrica em 1942, que entrou em vigor através da Lei nº. 4.295 de 5 de março de 1942, onde estabelecia medidas de emergência transitórias, relativas à indústria de energia elétrica, delegando as atribuições ao Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) criado em 18 de maio de 1939 (CAMARGO, 2005).

De acordo com D'Araújo (2009), outro marco histórico deste período foi à criação da Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE), no Rio Grande do Sul, em 1943, que também criou o primeiro plano regional de eletrificação do país em 1943-44 (GOMES et al., 2005).

Com a crescente demanda por energia, o Estado começa a sair do papel de regulador e também começa a entrar na área de produção de energia elétrica. Em 4 de agosto de 1945, o Rio de Janeiro cria a Empresa Fluminense de Energia Elétrica (EFEE) (GOMES *et al.*, 2005). Neste mesmo ano, em 3 de outubro, por meio da Lei nº. 8.031, foi criada a primeira empresa de eletricidade de âmbito federal, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) (CAMARGO, 2005).

O governo federal apresentou em 1946, um Plano Nacional de Eletrificação (PNE) que não indicava um conjunto de obras para ser realizado, mas sugeria propostas de direcionamento dos investimentos em usinas elétricas de pequeno e médio porte. Plano este revisado posteriormente em 1954, devido à crise de geração de energia elétrica no Brasil no período pós-guerra (DA SILVA, 2011).

O Fundo Nacional de Eletrificação (FNE) mantinha o PNE através dos recursos provenientes do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUÉE) e de parte do Imposto de Consumo. Nele, 40% desse recurso eram disponibilizados para o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDE), criado em 1952 e, posteriormente, denominado Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), e tinham, como objetivo, financiar grandes projetos de

geração e transmissão, os 60% restantes eram destinados para os Estados e municípios, para investimento na ampliação de seus sistemas elétricos (BRITO, 2009).

Segundo Mattar (2010), além da CHESF, foram criadas diversas empresas estatais de âmbito nacional e estadual neste período, dentre as quais a Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) em meados de 1958.

Um marco muito importante, também nesse período, foi à publicação da Lei nº. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, documento responsável pela regulamentação dos serviços de energia elétrica (MATTAR, 2010).

Em 1960, no final do Governo Kubitschek, ocorreu um primeiro passo para adequação dos mecanismos de gestão e controle dos serviços de eletricidade. Esse passo foi a estruturação do Ministério das Minas e Energia (MME), através da criação da Lei nº. 3.782, de julho de 1960, o novo ministério passou a responder pelas áreas de energia e mineração (CARNEIRO, 2000).

O MME incorporava o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) e a antiga divisão de Águas do Ministério da Agricultura, além de incluir sob sua jurisdição a CHESF e a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN). Portanto, as questões políticas, econômicas e técnicas do setor elétrico eram tratadas pelo MME (MATTAR, 2010).

Já entre 1961 e 1989, devido ao crescimento do processo de urbanização e a criação de novas áreas industriais, ocorreu o aumento do consumo de energia elétrica e, por isso, aconteceram as primeiras crises no fornecimento das grandes cidades.

Assim, foi necessário adotar estratégias que contribuíssem para expansão da geração de energia elétrica no Brasil, baseado nessa necessidade a ideia era criar uma empresa que pudesse viabilizar esses empreendimentos (MATTAR, 2010). Assim, desde 1954, existia a proposta de criação das Centrais Elétricas Brasileiras S. A. (ELETROBRÁS), que somente foi aprovada no legislativo em abril de 1961, através da Lei nº. 3.890, ocorrendo sua instalação oficialmente somente em 11 de junho de 1962 (CARNEIRO, 2000).

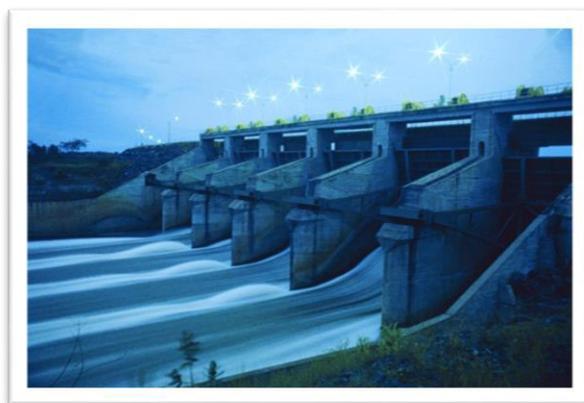
A ELETROBRÁS assumiu as atribuições de promover estudos, projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações destinadas ao suprimento de energia elétrica do Brasil, fato que

foi decisivo para a expansão da oferta de energia elétrica e o desenvolvimento nacional (ELETROBRÁS, 2012).

A ELETROBRÁS começou a funcionar como empresa *holding* das concessionárias públicas de energia elétrica do Governo Federal. Assim, foi definido o sistema de empresas controladas atuantes em âmbito regional, responsável pela geração e pela operação do sistema elétrico e hídrico interligado, compondo este sistema empresas CHESF e FURNAS, já existentes, e depois, a Centrais Elétricas do Sul do Brasil (ELETROSUL), fundada em 1968 e a Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), fundada em 1972 (MATTAR, 2010).

Neste período ocorreu, também, a construção de grandes usinas hidrelétricas. Em 14 de dezembro de 1961, pela Lei nº. 3.995, foi criada a Companhia Hidrelétrica da Boa Esperança (COHEBE), com o objetivo de construir a Usina Hidrelétrica Boa Esperança, também chamada Presidente Castelo Branco. Com duas unidades geradoras de 54.000 kW cada, a usina fica localizada no rio Parnaíba e entrou em operação em 1970, conforme ilustrado na Figura 2, foto da usina. A COHEBE foi incorporada pela CHESF em 1973 (ELETROBRÁS, 2015a).

**Figura 2** – Usina Hidrelétrica Boa Esperança.



**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015a).

Em 1962 entrou em operação a usina hidrelétrica Três Marias, ilustrada na Figura 3, denominada também usina hidrelétrica Bernardo Mascarenhas, pertencente à CEMIG. Localizada no estado de Minas Gerais, nos municípios de Três Marias e São Gonçalo do Abaeté, foi a primeira a ser utilizada para

regularização do rio São Francisco, trazendo benefícios também para região Nordeste (ELETROBRÁS, 2015a).

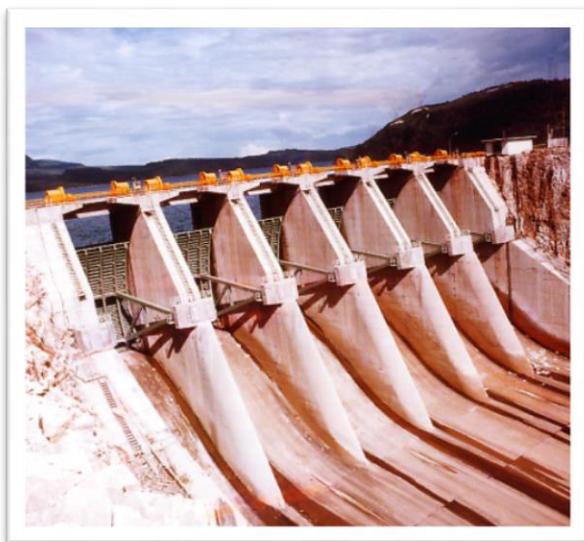
**Figura 3** – Vista aérea das obras de construção da Usina Hidrelétrica Três Marias.



**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015a).

Já no ano de 1963, entrou em operação a usina hidrelétrica de Furnas, até então a maior usina do Brasil e a primeira a possuir barragem de enrocamento de grande porte, com 127 m de altura máxima e 550 m de comprimento de crista (Figura 4).

**Figura 4** – Obras de construção do vertedouro da Usina Hidrelétrica de Furnas.

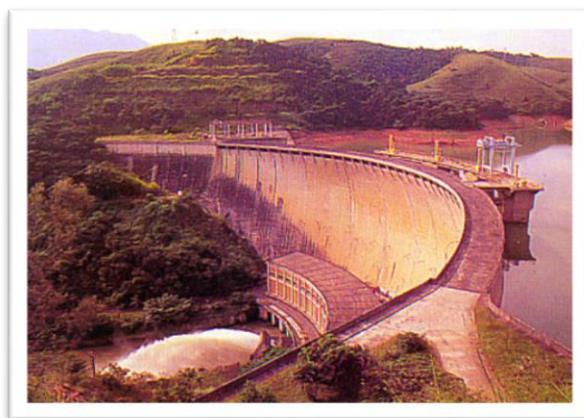


**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015a).

A usina está localizada no rio Grande, entre os municípios de Alpinópolis (MG) e São João Batista do Glória (MG). Inicialmente, a usina possuía duas unidades geradoras de 152.000 kW cada, sendo FURNAS a responsável pela construção que começou em 1958. Os objetivos principais dessa construção foram regularizar o curso do rio Grande, criar uma fonte de energia na região Centro-Sul do Brasil e criar uma ligação entre os principais sistemas elétricos da região, dando um primeiro passo para a construção de um sistema interligado entre Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro (ELETROBRÁS, 2015a).

Em 1969, entrou em operação a usina hidrelétrica Funil, localizada no rio Paraíba do Sul, no município de Itatiaia (RJ). Em 1961, foi iniciada a construção da usina pela Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (CHEVAP) e em 1967 as obras foram repassadas para FURNAS. Em 1970, a usina já operava com três unidades geradoras, totalizando 216.000 kW. Esta usina possui barragem de porte em arco de dupla curvatura, única com essa característica no Brasil (Figura 5) (ELETROBRÁS, 2015b).

**Figura 5 – Vista da barragem da Usina Hidrelétrica Funil.**



**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015b).

Durante o ano de 1970, entra em operação a usina hidrelétrica Governador Pedro Viriato Parigot de Souza, denominada também Capivari-Cachoeira, localizada no rio Capivari, no município de Antonina (PR). A Central Elétrica Capivari-Cachoeira S. A. (ELETROCAP) iniciou a construção que foi concluída pela COPEL. Possuía quatro unidades geradoras de 61.740 kW cada (ELETROBRÁS, 2015b). E ilustrada por meio da Figura 6.

**Figura 6 – Usina hidrelétrica Capivari-Cachoeira.**



**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015b).

Em 1973, entra em operação a usina hidrelétrica de Ilha Solteira da CESP ilustrada na Figura 7, localizada no rio Paraná, nos municípios de Pereira Barreto (SP) e Selvíria (MS). A usina possui 20 unidades geradoras, com 3.444 MW de potência instalada (ELETROBRÁS, 2015b).

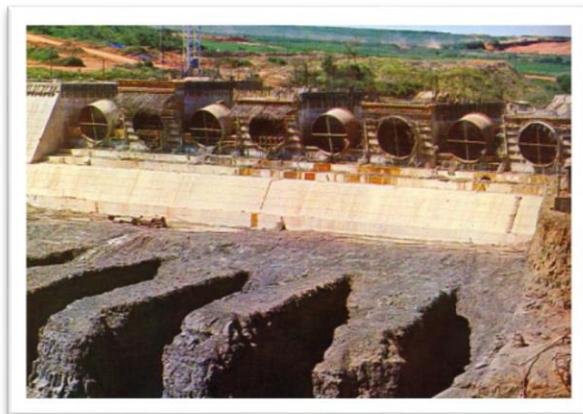
**Figura 7 – Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira.**



**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015b).

No ano de 1975, teve-se a entrada em operação de duas importantes Usinas Hidrelétricas: a primeira foi a Usina Hidrelétrica de Marimbondo ilustrada na Figura 8, localizada no rio Grande, nos municípios de Icém (SP) e Fronteiras (MG), que foi construída por FURNAS, possuindo oito unidades geradoras com 180.500 kW de potência unitária. A Usina foi a primeira da América Latina a utilizar o sistema de transmissão operando na tensão de 500 kV (ELETROBRÁS, 2015b).

**Figura 8 – Construção da Usina de Marimbondo.**



**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015b).

No mesmo ano, ou seja, 1975 a segunda usina a entrar em operação foi a Usina Hidrelétrica Coaracy Nunes, ilustrada na Figura 9, ou também denominada Paredão. Foi a primeira da região Norte, localizada no rio Araguari, entre os municípios de Macapá e Amapá. A Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) iniciou a construção da usina que posteriormente foi transferida para ELETRONORTE. Quando entrou em operação, possuía 39.100 kW de capacidade instalada e foi a primeira atividade de geração da ELETRONORTE (ELETROBRÁS, 2015b).

**Figura 9 – Usina de Coaracy Nunes ou Paredão.**



**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015b).

Em 1979 entra em operação a Usina Hidrelétrica de Sobradinho, ilustrada na Figura 10, no rio São Francisco e localizada nos municípios de Juazeiro (BA) e Casa Nova (BA). Ela foi construída pela CHESF com capacidade inicial de 175.000 kW que posteriormente foi aumentada com a entrada em operação de mais cinco unidades geradoras em 1982, totalizando 1.050.000 kW instalado (ELETROBRÁS, 2015b).

**Figura 10** – Usina de Sobradinho.



**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015b).

Durante o ano de 1980 entrou em operação a Usina Hidrelétrica de Bento Munhoz Rocha Neto, conhecida como Foz do Areia, localizada no rio Iguaçu, no município de Pinhão (PR). A usina foi construída pela COPEL com uma unidade geradora de 418.000 kW de potência e posteriormente, em 1982, foi acrescida mais três unidades geradoras, totalizando 1.672.000 kW de potência instalada (ELETROBRÁS, 2015b).

O ano de 1984 é marcado pela entrada em operação de duas grandes Usinas Hidrelétricas, a Usina Hidrelétrica de Itaipu e a Usina Hidrelétrica de Tucuruí.

O nascimento de Itaipu começa em 17 de maio de 1974, quando foi criada a empresa Itaipu Binacional, que possuía capital controlado em partes iguais pela ELETROBRÁS e pela estatal paraguaia *Administración Nacional de Electricidad* (ANDE), cujo propósito era gerenciar a construção da Usina Hidrelétrica Itaipu e explorar a energia gerada. Posteriormente, em 19 de outubro de 1979, foi assinado o Acordo Tripartite entre Brasil, Paraguai e Argentina para a utilização dos recursos hidráulicos em trecho Rio Paraná, de Sete Quedas à foz do Rio da Prata. A usina, ilustrada na Figura 11, fica no rio

Paraná, no município de Foz do Iguaçu (PR) e em *Ciudad Del Este*, no Paraguai.

A usina foi construída pela Itaipu Binacional com o projeto executivo sendo coordenado pelo consórcio IECO-ELC, formado pela empresa americana *International Engineering Company* (IECO) e italiana *Eletroconsult* (ELC), que possuía em mesma quantidade empresas brasileiras e paraguaias, entrou em operação em 1984 e atingiu em 1991 a potência de 12.600 MW, potência inicialmente projetada. Porém, em 2007 foram inauguradas mais duas novas unidades geradora, totalizando 14.000 MW de capacidade instalada (ELETROBRÁS, 2015b; ITAIPU BINACIONAL, 1994).

**Figura 11** – Usina Hidrelétrica de Itaipu.



**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015b).

Conforme citado anteriormente, também em 1984 entra em operação a Usina Hidrelétrica de Tucuruí (Figura 12), primeira de grande porte construída na região Norte do país e a maior hidrelétrica nacional, localizada no município de Tucuruí (PA), no rio Tocantins. A construção foi iniciada em 1976 pela ELETRONORTE, a primeira etapa foi finalizada com 12 unidades geradoras e duas unidades auxiliares em 1992 com uma potência de 4.000 MW. Para a usina ser interligada com a região Nordeste, foram construídas linhas de transmissão entre os municípios de Presidente Dutra (MA) e Boa Esperança (PI). Estudos para segunda etapa foram iniciados em 1987 e a previsão é de

instalação de mais 12 unidades geradoras totalizando uma potência instalada de 7.960 MW ao final do empreendimento (ELETROBRÁS, 2015b).

**Figura 12 – Usina Hidrelétrica de Tucuruí.**

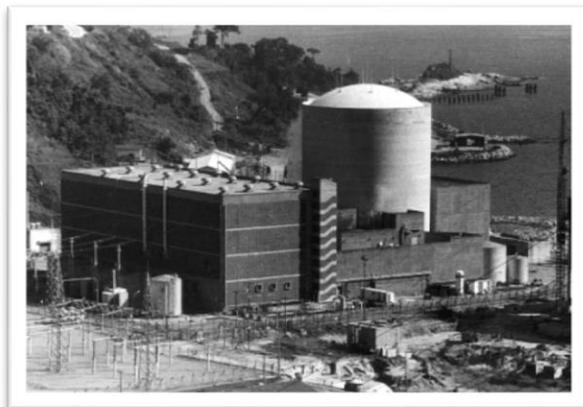


**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015b).

Neste período se encerra as grandes construções de usinas hidrelétricas do país, construções que fazem com que o Brasil possua uma matriz energética na maioria dependente da geração hidrelétrica.

Durante este período, em 1985, também se assistiu a entrada em operação da primeira usina nuclear do Brasil (Figura 13), a Usina Termonuclear Álvaro Alberto, conhecida como Angra I, localizada na região da baía da Ilha Grande, no município de Angra dos Reis (RJ). A usina foi construída por FURNAS e depois passou a ser controlada pela Eletrobrás Termonuclear S. A. (ELETRONUCLEAR), com capacidade inicial instalada de 657.000 kW (ELETROBRÁS, 2015b).

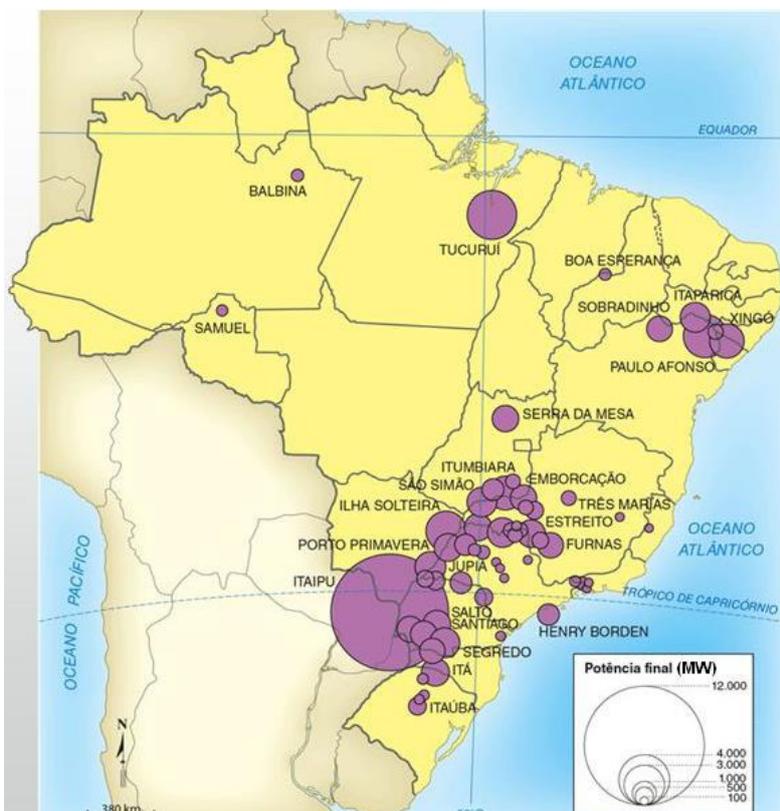
**Figura 13 – Usina Termonuclear Angra I.**



**Fonte:** ELETROBRÁS, (2015b).

Fica evidente que neste período, de 1961 até 1989, ocorreu a consolidação do setor elétrico brasileiro, principalmente, devido aos grandes empreendimentos, na maioria estatal, para atender à demanda por energia. A Figura 14 ilustra o mapa das usinas hidrelétricas do Brasil com as respectivas potências instaladas.

**Figura 14 – Mapa Usinas Hidrelétricas do Brasil.**



**Fonte:** SAMUDIO, (2014).

No final dos anos 80, já fica claro uma crise no modelo do setor elétrico utilizado até aquele momento e inicia-se uma fase de transição desse período para conter essa crise e buscar a estabilização do setor elétrico (DA SILVA, 2011). Neste período começa a necessidade da viabilidade socioambiental das construções hidrelétricas, ampliando assim, as margens de riscos e incertezas na implantação destes projetos, resultando em problemas técnicos e operacionais na priorização destes investimentos. Assim, o resultado foi o esgotamento do modelo de centralização decisória e financeira deste setor, mostrando a abertura de uma nova era no setor elétrico que iniciasse nos anos noventa (CARNEIRO, 2000).

A Constituição Federal de 1988 agravou a situação do setor elétrico ao extinguir o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), substituído pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), onde as alíquotas eram definidas pelos estados e não tinham destinação para as concessionárias. Neste período ocorreu também o aumento da alíquota do Imposto de Renda (IR) das empresas de energia elétrica de 6% para 40%. Acontecimentos que agravaram muito a crise do setor elétrico (CAMACHO, 2009).

Neste contexto, começa a surgir um movimento para privatização do setor elétrico. Em um primeiro passo é sancionada pelo então Presidente Fernando Collor de Melo a Lei nº. 8.031 de 12 de abril de 1990, criando o Programa Nacional de Desestatização (PND) (CAMARGO, 2005). Abordando esse assunto de privatização, segundo D' Araújo (2009), duas vertentes antagônicas foram expostas de maneira generalista e extremadas. Uma parte defendia que o estado deveria estar dedicado exclusivamente às questões básicas de uma sociedade desigual, como a saúde, educação e segurança, deixando para o setor privado a responsabilidade de desenvolver as demais atividades. A outra linha de pensamentos defendia que alguns setores, considerados estratégicos, deveriam permanecer sob a gestão estatal, alegando que o próprio mercado não conseguiria realizar as modificações estruturais que beneficiassem a redução da desigualdade social.

O PND mostrou diretrizes básicas para a organização da economia em todos os setores, neste período o processo de privatização cresceu de forma espantosa. Aproximadamente 48,3% do capital estatal foram transferidos para

iniciativa privada, dos quais o setor de energia elétrica correspondeu a 31%. Assim, a partir de 1990, as políticas de infraestrutura elétrica começaram a ter participação relevante na iniciativa privada (PASE, 2012). Segundo Da Silva (2011), foram privatizadas 33 empresas federais, arrecadando-se US\$ 8,6 bilhões, dos quais US\$ 3,3 bilhões foram transferências de dívidas para iniciativa privada. As privatizações começaram com as siderúrgicas, petroquímicas e empresas de fertilizantes, chegando ao setor elétrico apenas em 1995.

De acordo com Leite e De Castro (2008), a proposta inicial das privatizações era criar um sistema competitivo, onde os preços definidos no mercado *spot* (mercado instantâneo – negociações de curto prazo) estimulassem os investimentos no setor elétrico. Porém, essa reforma apresentou falhas importantes no planejamento e na execução. O cronograma proposto de privatizações sofreu atrasos. As privatizações não foram totalmente aceitas pela sociedade e também no cenário político houve dúvidas sobre a real necessidade. Por fim, as novas regras contratuais não acompanharam o ritmo das privatizações e as cláusulas dos contratos de concessões não estavam claras e provocaram conflitos de interesses entre geradoras e distribuidoras. Com esse novo modelo, a intenção era que acontecesse uma maior exigência sob a gestão empresarial com claras intenções e indicações de objetivos estratégicos para melhor atender os clientes (ZILBER; LEX; ADES, 2005).

Para iniciar a reestruturação do setor elétrico e buscar resolver esses problemas, um marco importante neste processo aconteceu com a promulgação da Lei nº. 8.631 em 1993, que iniciou três importantes inovações: a extinção do regime de equalização tarifária, a promoção de um grande encontro de contas entre credores e devedores do setor e, por fim, a obrigatoriedade de celebrar contratos de suprimento de energia entre as geradoras e as distribuidoras (LANDI, 2006).

De acordo com Pires e Piccinini (1999), essa reestruturação do setor exige o desenvolvimento de marcos regulatório. Nesse novo conceito do setor elétrico, a regulação deve incentivar e garantir o desenvolvimento necessário, promover o bem estar dos consumidores e usuários, e buscar um equilíbrio econômico através do aumento da eficiência das empresas.

Assim, para atender essa e outras necessidades que a reestruturação do setor requeria, em dezembro de 1996, foi promulgada a Lei nº. 9.427, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão federal responsável pela regulação do setor. Essa mesma Lei também ordenou as áreas do setor em: produção de energia (geração); transporte através de tensões mais altas (transmissão); transporte com objetivo de atender os consumidores finais (distribuição); e vendas no varejo com a função de medir e faturar os consumidores finais (comercialização). Essas modificações foram responsáveis pela conhecida desverticalização dos setores existentes: suprimento (venda ao atacado) e fornecimento (venda no varejo) (LANDI, 2006).

A ANEEL foi definida como autarquia sob regime especial e ligada ao MME. A função é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as diretrizes e políticas do governo federal. A ANEEL foi efetivamente constituída em 1997 com a publicação da Lei nº. 2.335, de 6 de outubro de 1997, que estabelece as diretrizes da ANEEL, as atribuições e estrutura básica e, com a Portaria MME nº. 349, de 28 de novembro de 1997, que aprova o Regimento Interno da Agência. Com isso, foi extinto o DNAEE que teve as atribuições transferidas para ANEEL (MATTAR, 2010).

A missão da ANEEL é proporcionar condições favoráveis para o mercado de energia elétrica através do desenvolvimento equilibrado entre os agentes e em benefício da sociedade. Além de regular e fiscalizar o setor, a agência também é responsável por mediar os conflitos de interesse entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; atender as reclamações das partes; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; assegurar a modicidade tarifária (tarifas justas); cuidar da qualidade do serviço; requisitar investimentos; promover a competição entre os operadores e garantir a universalização dos serviços (MATTAR, 2010).

Também, em 6 de agosto de 1997, foi sancionada a Lei nº. 9.478, que instituíu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que é a entidade responsável por promover o aproveitamento racional de energia de acordo com a legislação vigente. O CNPE fica vinculado diretamente ao Presidente da República (CAMARGO, 2005).

Ainda como parte da reestruturação do setor, em 1998 foi constituído o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), autorizado como pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, submetido à autorização, regulamentação e fiscalização da ANEEL. O MAE tem como principal finalidade a viabilização de transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados. Posteriormente, o MAE foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (FERNANDES, 2013; MATTAR, 2010).

Também, em 1998 foram estipuladas as regras do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, cuja fiscalização e regulação também é exercida pela ANEEL, e substituiu as atribuições, ficando então responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica das empresas que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN) (MATTAR, 2010).

Segundo Fernandes (2013), com essas primeiras mudanças, o setor elétrico brasileiro possuía a maior parte dos elementos de um mercado regulado clássico: um regulador, um operador independente, um operador de mercado a granel e separação de funções entre geração, transmissão, distribuição e comercialização. Pensava-se que com isso, a reestruturação estivesse concluída, porém, entre 1990 e 2000, a demanda por energia elétrica aumentou em 49% e a oferta somente 33%, o que mostrou a fragilidade em garantir o suprimento de energia. Com esse cenário e depois do agravamento da redução de geração hidrelétrica causada pela seca, em 2001 o Brasil teve que enfrentar um racionamento de energia, fato que demonstrou a necessidade de novas reformas.

A segunda reforma desse período inicia-se em 2004 com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a introdução dos leilões de energia regulados e contratos de longo prazo. Com isso, os investimentos em geração e a garantia de abastecimento ao mercado cativo ocorrem através de leilões organizados pelo governo, em que as distribuidoras, necessariamente, precisam contratar 100% da carga (FERNANDES, 2013).

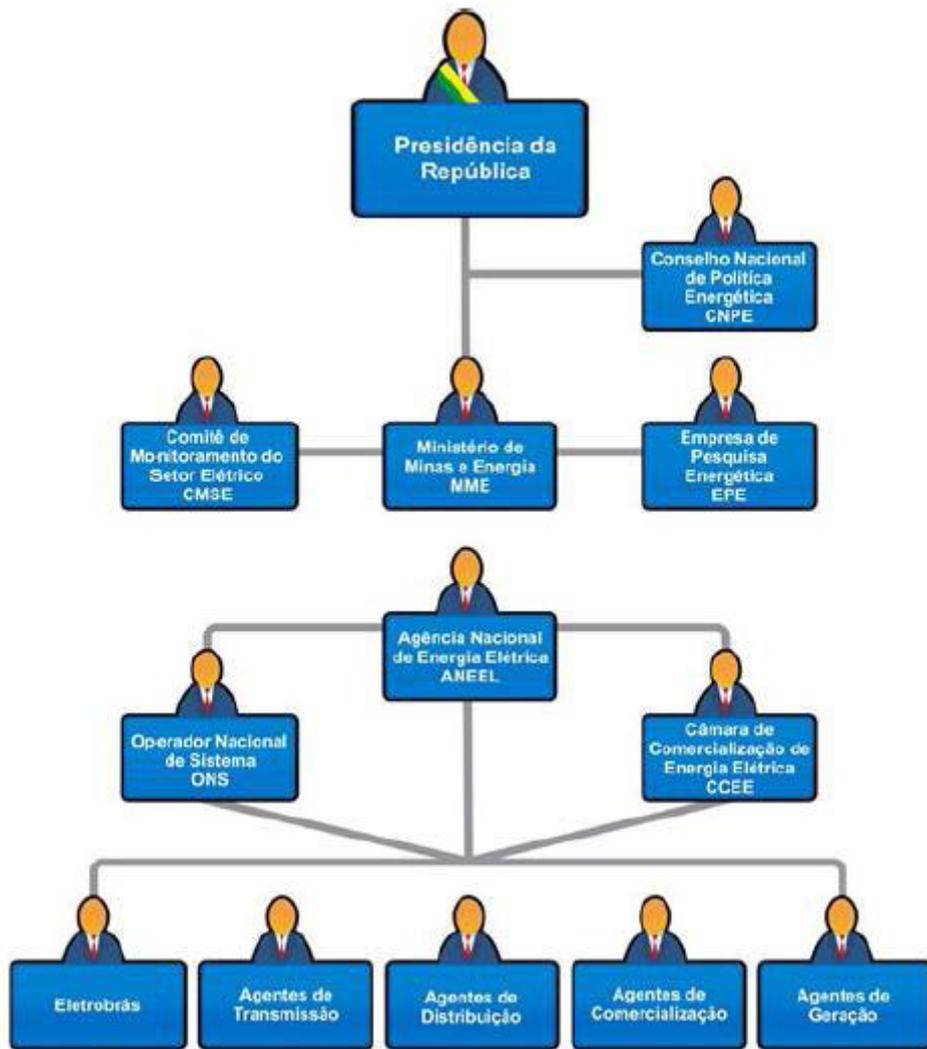
Além do mercado regulado, chamado Ambiente de Contratação Regulado (ACR), foi estruturado também o Ambiente de Contratação Livre

(ACL), no qual alguns consumidores podem contratar a energia de outros fornecedores. Assim, a competição foi estipulada na geração e na comercialização. Já na transmissão e distribuição, as compras são reguladas como monopólios naturais. Desse momento em diante, pode-se perceber a entrada de outras fontes de energia elétrica, em especial as termelétricas a gás natural, mas também, a entrada de fontes alternativas: termelétricas a biomassa, hidrelétricas de pequeno porte, eólicas e usinas fotovoltaicas (FERNANDES, 2013).

A reforma de 2004 seguiu os seguintes princípios: segurança energética, modicidade tarifária e universalização do atendimento. Mesmo com essas modificações significantes, observa-se que as principais características do modelo estipulado nos anos 1990 são mantidas. Porém, recentemente, um novo marco no setor elétrico iniciou-se com a Medida Provisória (MP) 579, de setembro de 2012 que posteriormente foi transformada na Lei nº. 12.783/2013. Com essa Lei, as empresas geradoras e transmissoras puderam renovar as concessões antecipadamente, desde que os preços passassem a ser regulados pela ANEEL. Assim, as empresas geradoras que antes atuavam em ambientes de competição, passaram a ter os preços regulados, como já acontecia com as transmissoras e distribuidoras (ABRADEE, 2015).

Pode-se visualizar a atual estrutura do setor elétrico na Figura 15 abaixo, em que se busca o equilíbrio institucional entre agentes do governo, agentes públicos e privados.

**Figura 15 – Estrutura Setor Elétrico Brasileiro.**



Fonte: ABRADÉE (2015).

De acordo com ABRADÉE (2015), de forma sucinta, o setor elétrico brasileiro atualmente pode ser caracterizado por:

- Divisão das atividades de geração, transmissão e distribuição com a desverticalização do setor;
- Convivência de empresas públicas e privadas;
- Centralização do planejamento e operação do sistema elétrico nacional;
- Regulação através do regime de incentivos em substituição ao regime do “custo do serviço”, isso para as atividades de transmissão e distribuição;

- Para antigos empreendimentos, regulação da atividade de geração;
- Para novos empreendimentos, regime de concorrência na atividade de geração;
- Convivência de consumidores cativos e livres;
- Negociações livres entre geradores, consumidores livres e comercializadores;
- Para as distribuidoras, responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica, para os consumidores cativos, existência de leilões regulados para compra de energia;
- Separação dos preços da energia (*commodity*) do preço do seu transporte (uso dos cabos);
- Preços distintos dependendo da área de concessão;
- Compartilhamento de ganhos de produtividade nos setores de transmissão e distribuição através de mecanismos de regulação contratuais.

Pelo exposto, no atual cenário do setor elétrico, destaca-se a importância do ganho de produtividade das empresas do setor para geração da modicidade tarifária. Um dos caminhos para buscar ganhos de produtividade é uma gestão de ativos eficaz, objeto de estudo deste trabalho para o setor de distribuição de energia elétrica. Assim, nos próximos tópicos serão abordados a metodologia da Gestão Produtiva Total e o caminho da normatização de uma correta Gestão de Ativos.

### **3.2 Gestão Produtiva Total – TPM**

A Gestão Produtiva Total, abreviada como TPM, do inglês *Total Productive Management*, teve início na década de 70. Segundo Cabral (2006), o TPM teve início no Japão com o moderno conceito de manutenção decorrente da utilização da técnica produtiva *Kanban* na empresa *Nippondenso*, do grupo Toyota. De acordo com Gulati (2012), TPM é um conceito inovador Japonês e a origem pode ser traçada antes dos anos de 1960, quando a manutenção preventiva foi introduzida no Japão. A empresa

*Nippondenso* iniciou um programa de manutenção preventiva em 1960, técnica trazida pelos Japoneses dos Estados Unidos.

Conforme citado por Neto (2013), a metodologia da manutenção preventiva ou manutenção do sistema de produção (PM – *Preventive Maintenance*) foi introduzida no Japão da seguinte maneira:

- I. Manutenção Preventiva (*Preventive Maintenance* – PM, a partir de 1951): através da manutenção preventiva consegue-se prevenir falha, prolongando a vida útil do equipamento;
- II. Manutenção por Melhoria (*Corrective Maintenance* – CM, a partir de 1957): manutenção corretiva com o conceito de inserir melhorias no equipamento para evitar futuras falhas, essas melhorias visavam aumentar a confiabilidade do equipamento ou facilitar futuras manutenções (aumentar a manutenibilidade);
- III. Prevenção da Manutenção (*Maintenance Prevention* – MP, a partir de 1960): este é o conceito de se projetar equipamentos livres de manutenção, ou seja, busca por projetar o equipamento ideal.

Mesmo com todos esses conceitos introduzidos no Japão, alguns anos mais tarde, com o aumento da automação na linha de produção da *Nippondenso*, percebeu-se que o programa de manutenção precisava de um desempenho adicional e os equipamentos precisavam de manutenções personalizadas. Assim, os gestores decidiram criar rotinas de manutenção para os equipamentos que deveriam ser realizadas pelos próprios operadores, ficando as conservações diferenciadas ainda sob a responsabilidade das equipes de mantenedores, criou-se assim a manutenção autônoma (GULATI, 2012).

Posteriormente, entendeu-se que o envolvimento de todos (operação, manutenção e produção) para manter o aumento de produtividade e preservar as funções dos equipamentos extremamente importantes, assim surge o conceito de “todos” que dá origem em inglês ao “*Total*” do TPM, metodologia publicada no Japão por Seiichi Nakajima (MOORE, 2004).

Assim, a empresa *Nippondenso* nos anos 1970 foi a primeira companhia a obter a certificação de TPM do *Japan Institute of Plant Maintenance* (JIPM),

criado em 1969 (GULATI, 2012). Depois disso, devido aos visíveis ganhos de produtividade, a metodologia teve sua consolidação em empresas automobilísticas como a Toyota, Nissan e Mazda. Posteriormente, a metodologia também se expandiu para companhias fora do Japão e de outros segmentos industriais, e hoje é conhecida em todo o mundo (SHIROSE, 1996).

Por fim, o JIPM percebeu que somente o envolvimento das áreas operacionais (manutenção, operação e produção) não seria suficiente para atingimento de grandes resultados de produtividade, nem alcançar as perdas zero e acidentes zero dentro da companhia. Para obter excelentes resultados e as companhias se diferenciarem em um mercado globalizado e competitivo, seria necessário o envolvimento de todos dentro da organização, incluindo a alta direção e as áreas administrativas. Assim, surge o novo conceito do TPM de Gestão Produtiva Total (*Total Productive Management*) (NETO, 2013).

Inserido neste contexto, os principais objetivos do TPM são atingir defeitos zero, falhas zero e acidentes zero na companhia, através do envolvimento de todos os níveis da organização Gulati (2012).

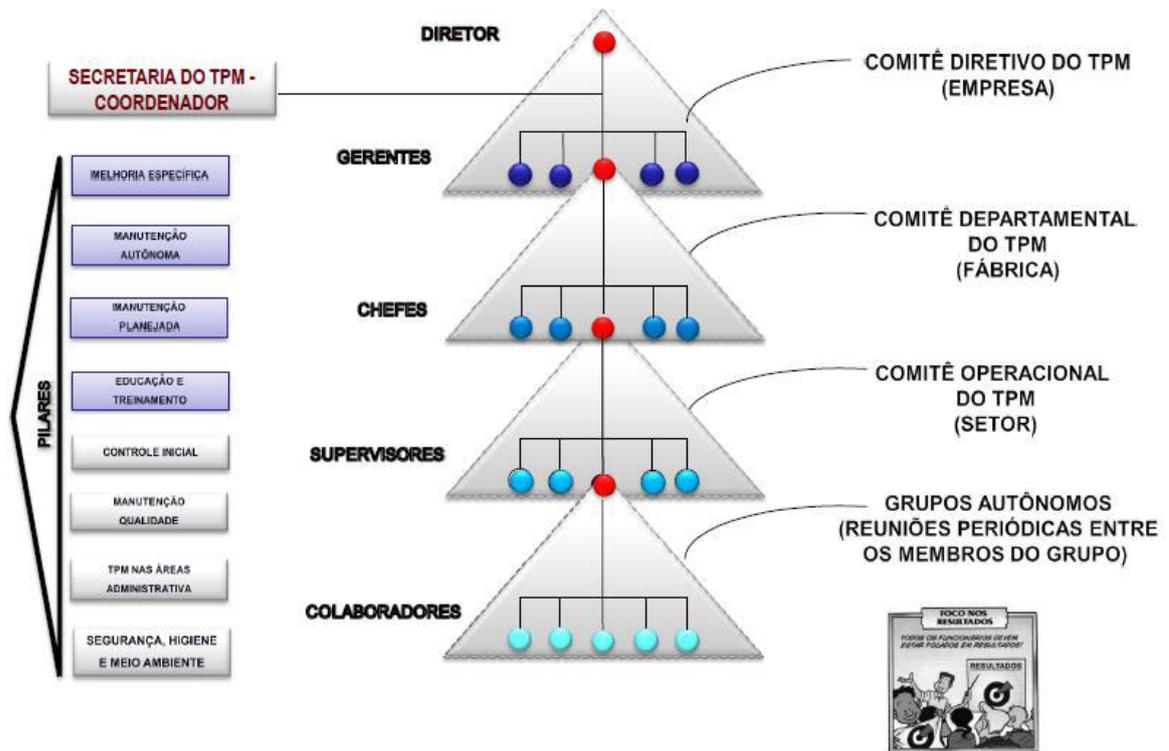
Souza (2011) destaca que, o objetivo do TPM tem relação com a melhoria da estrutura da empresa em termos materiais e em termos humanos e, destaca também, o objetivo de alcançar níveis de excelência operacional, buscando a melhoria do indicador *Overall Equipment Efficiency* (OEE), que é, um indicador que mede a eficiência global dos equipamentos.

Já Kardec e Nascif (2009), Gulati (2012), Oprime e Monsanto (2010) e Neto (2013), ressaltam que o TPM tem como metas: maximizar a eficiência dos equipamentos (OEE), eliminar perdas, capacitar pessoas, aumentar a produtividade, reduzir custos e alcançar defeitos zero, falhas zero e acidentes zero.

### 3.2.1 Estrutura organizacional do TPM

Conforme Neto (2013), normalmente a estrutura do TPM nas organizações é a mesma mostrada na Figura 16, na qual foi criada a secretaria do TPM, em que acontece a coordenação do projeto, os sub-comitês dos pilares com lideranças responsáveis por cada pilar e os comitês.

**Figura 16 – Estrutura organizacional do TPM.**



Fonte: Neto (2013).

Desta forma, Cabral (2006), Gulati (2012), Kardec e Nascif (2009), Oprime e Monsanto (2010), Neto (2013) e Suzuki (1994) sugerem que o TPM deve ser composto por oito pilares: Melhoria Específica; Manutenção Autônoma; Manutenção Planejada; Educação e Treinamento; Controle Inicial; Manutenção da Qualidade; TPM nas Áreas Administrativas e Segurança e Saúde, Segurança e Meio Ambiente.

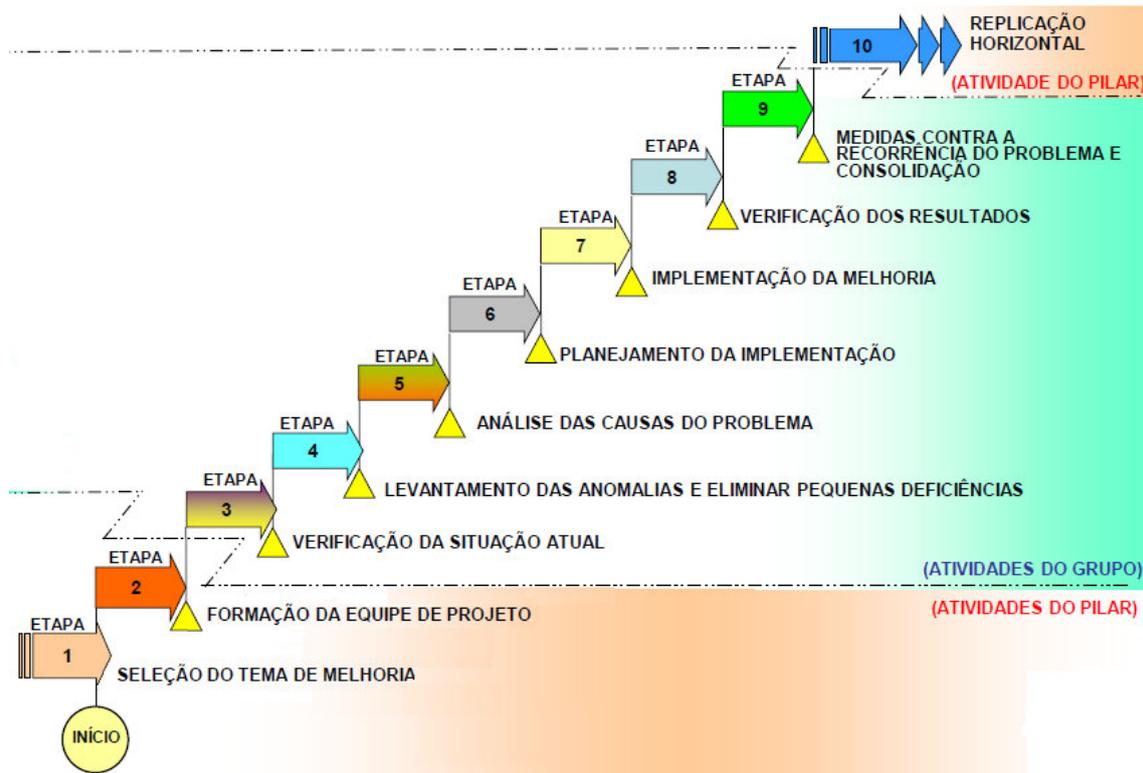
### 3.2.1.1 Melhoria Específica

O objetivo deste pilar é identificar onde se encontram as perdas da empresa, bem como analisar e eliminar as perdas crônicas, buscando a perda zero. Neste pilar, também é realizada a medição dos indicadores de produtividades, Eficiência Global do Equipamento (*Overall Equipment Efficiency* – OEE), utilizado em processos seriados (Exemplo: indústria automobilística) e Rendimento Global da Planta (*Overall Plant Effectiveness* – OPE), utilizado em processos contínuos (Exemplo: Empresas de distribuição de energia elétrica). O cálculo desses indicadores é realizado por meio da multiplicação dos índices de disponibilidade (equipamento ou processo), índice de desempenho/performance (equipamento ou processo) e, por fim, índice de qualidade (perdas de qualidade ou reprocesso), logo, apresentando os ganhos que o TPM proporciona para a empresa (SPERANCETTA, 2005).

O pilar de Melhoria Específica tem a particularidade de aplicar técnicas de solução de problemas em pequenos grupos de forma democrática, além de buscar a participação de operadores, pessoal da manutenção, supervisores e engenheiros (podendo envolver também o pessoal de vendas). Algumas empresas dão a este pilar a denominação de Melhorias focadas ou de *Kaizen*. Na prática, é um pilar que visa medir e atacar as perdas, é um caminho no qual as empresas buscam inovação com o envolvimento dos colaboradores (OPRIME; MENDES; PIMENTA, 2011).

De acordo com Geremia (2001), Suzuki (1994) e Tondato (2004), os grupos de melhoria trabalham em dez etapas para solução de problemas, ilustrados na Figura 17:

**Figura 17 – Etapas Melhoria Específica.**



Fonte: Neto (2013).

**a) Etapa 1: Seleção do Tema de Melhoria.**

- Levantamento das maiores perdas da empresa;
- Escolha das Linhas, Processos e Equipamentos que produzam mais perdas e tenham grandes possibilidades de replicação horizontal e possam trazer mais ganhos de produtividade para companhia;
- Avaliação dos possíveis retornos, dificuldades e replicabilidade para os temas propostos.

**b) Etapa 2: Formação da Equipe de Projeto.**

- Durante a etapa 2, são escolhidas as pessoas que vão compor a equipe do projeto de melhoria, devendo esta ser formalizada junto à secretaria do TPM e um líder é escolhido para o projeto. A equipe deve:
  - Possuir composição multidisciplinar;
  - Ter estabelecida as competências técnicas de cada integrante;
  - Passar por um treinamento sobre a metodologia;

- Definir a agenda do grupo, normalmente não deve ultrapassar os 4 meses de projeto;
- Divulgar o projeto na companhia.

**c) Etapa 3:** Verificação da situação atual.

- Na etapa 3 é avaliada a situação atual do problema através:
  - Do desenho do processo que será melhorado;
  - Da clarificação do problema atual utilizando a ferramenta 5W&1H, ferramenta de investigação que identifica: *WHAT* (O que?), que problema está ocorrendo; *WHEN* (Quando?), quando este problema acontece; *WHERE* (Onde?), onde o problema ocorre; *WHO* (Quem?), quem está operando o equipamento quando ocorre o problema; *WHICH* (Qual?), qual a tendência ou periodicidade que o problema acontece e, por fim, *HOW* (Como?) como, de que maneira o problema ocorre;
  - Da verificação da lacuna entre a situação atual e a condição ideal;
  - Do estabelecimento de uma meta para o projeto;
  - Por fim, do estabelecimento de um prazo para conclusão dos trabalhos.

**d) Etapa 4:** Levantamento de pequenas anomalias.

- A detecção minuciosa das anomalias no equipamento;
- A restauração das deteriorações e reestabelecimento das condições básicas do equipamento;
- A realização da retirada de anomalias de solução imediata.

**e) Etapa 5:** Análise das causas do problema.

- A estratificação e análise das causas do problema;
- A utilização de técnicas analíticas (Diagrama de causa e efeito, 5 porquês, análise PM, e outros), ou seja, métodos que descubram as causas raízes dos problemas;

- Posteriormente, é realizada a verificação das hipóteses levantadas no GENBA (do japonês, significa no chão de fábrica, ou seja, onde os problemas acontecem);

- A definição detalhada das ações;
- O emprego de tecnologia específica, fabricação de protótipos, experimentos.

**f) Etapa 6:** Planejamento da implementação da melhoria.

- Basicamente, nesta etapa ocorre a alocação do orçamento necessário para implantação da melhoria e um plano de ação para implementação é elaborado.

**g) Etapa 7:** Implementação da melhoria.

- O plano de ação é executado e as ações são acompanhadas diariamente, mudanças devem ser esclarecidas para todos do projeto e testes de desempenho e de aceitação são realizados em cada melhoria.

**h) Etapa 8:** Verificação dos resultados.

- Os resultados individuais de cada melhoria são avaliados, verificar se as metas iniciais foram atingidas e, caso isso não ocorra, o grupo deve retornar para etapa 5.

**i) Etapa 9:** Medidas contra a recorrência do problema e consolidação.

- Deve-se aplicar medidas para prevenir a recorrência do problema e para garantir a efetividade dos resultados ao longo do tempo. Nesta etapa deve-se:

- Estabelecer padrões e incluir pontos chaves em rotinas de inspeção e verificação;
- Revisar procedimentos;
- Treinamentos para cada melhoria implementada;
- Divulgar o caso de melhoria na companhia;
- Preparar o manual da melhoria para replicação horizontal.

**j) Etapa 10:** Replicação horizontal.

- Replicar horizontalmente em outras linhas, processos e equipamentos similares.

*3.2.1.2 Manutenção Autônoma*

Neste pilar, o principal objetivo é a capacitação dos operadores, aprimorando o conhecimento técnico, possibilitando a realização de pequenas intervenções, eliminando as perdas e aumentando a produtividade (NEVES, 2011).

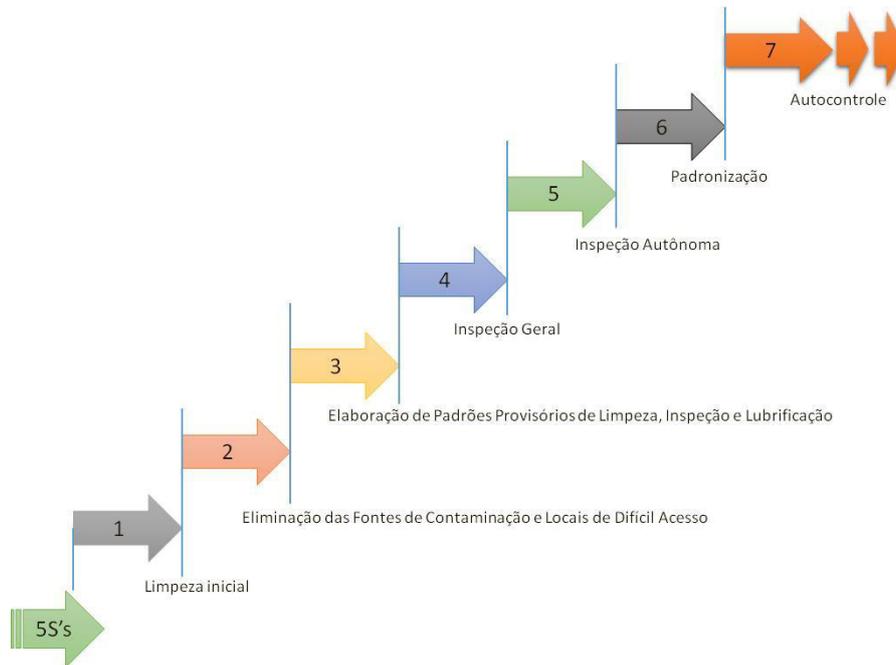
Este pilar busca fazer com que as equipes de manutenção e operação trabalhem em conjunto, com a intenção de melhorar as condições de funcionamento dos equipamentos através da restauração da condição padrão de operação (NETO, 2013).

Através da capacitação dos operadores, o pilar de manutenção autônoma tem como objetivo dar condições aos operadores a desenvolverem padrões de limpeza, lubrificação e inspeção minuciosa do equipamento. Dessa forma, neste pilar o operador é capacitado para resolver pontualmente as anomalias existentes no equipamento e, em consequência, aumenta a disponibilidade dos mesmos nas plantas em que estão inseridos. Com a manutenção autônoma, a cooperação entre os operadores e os mantenedores melhora e o método aplicado diretamente no “chão de fábrica”, contribui para eliminar as falhas nos equipamentos e reduzir as interrupções intempestivas da produção (POSSAMAI, 2002).

O processo de implantação da manutenção autônoma está dividido em sete etapas, que quando cumpridas, asseguram que o objetivo do pilar seja alcançado. Antes de iniciar a manutenção autônoma, deve-se implantar o “5S”, do japonês *Seiri* (Utilização), *Seiton* (Ordenação), *Seisou* (Limpeza), *Seiketsu* (Saúde) e *Shitsuke* (Disciplina), na planta em que o equipamento está instalado (DE SOUSA, 2009).

De acordo com Suzuki (1994), a seguir seguem as sete etapas do processo de implantação do pilar manutenção autônoma do TPM, também ilustradas na Figura 18:

**Figura 18 – Etapas Manutenção Autônoma.**



**Fonte:** Neto (2013).

**a) Etapa 1: Limpar e inspecionar.**

Segundo Guedes (2009), a etapa 1 busca enfatizar o trabalho em grupos autônomos, com a finalidade de observar anomalias nos equipamentos através da limpeza e, ao mesmo tempo, inspeção dos equipamentos pelos operadores. Para isso, nesta etapa ocorrem treinamentos com acompanhamento, sendo essencial a aproximação do homem da manutenção com o homem da operação neste pilar, isso tudo, para aumentar o nível de capacitação dos operadores e elevar o cuidado que deverão ter com os equipamentos. Nesta etapa são verificados:

- Problemas causados por infiltração de materiais e sujeiras;
- Aspectos de lubrificação dos equipamentos;
- Elementos de fixação. Folgas em elementos de fixação são o início de problemas maiores.

As anomalias encontradas nos equipamentos são identificadas através de etiquetas azuis (anomalias que devem ser retiradas pelos operadores) e vermelhas (anomalias que devem ser retiradas pelos mantenedores) (NETO,

2013). Na Figura 19 são apresentados os modelos das etiquetas utilizadas para identificar anomalias.

**Figura 19 – Etiquetas para registrar anomalias**

Fonte: Neto (2013).

Conforme Suzuki (1994), as anomalias devem ser classificadas conforme tipos descritos na Tabela 1.

**Tabela 1 – Tipos de anomalias.**

Tipo de Anomalia	Descrição	Exemplos
Falhas Ínfimas	Pequenas anomalias que não causam problemas à qualidade, ao homem e ao meio ambiente.	Pintura danificada, riscada, pequenas oxidações, pequenos amassados e desgastes, problemas na aparência da máquina, anormalidade no odor, acúmulo de sujeira, etc.
Condições Básicas	Tudo aquilo que não atende a condição básica de funcionamento do equipamento ou diverge do projeto original.	Parafusos frouxos, roscas danificadas, excesso, montagem inadequada, sextavado desgastado, arruela inadequada, trincas, vazamentos, instrumentos danificados, falta de peças, fiação e mangueiras excessivas, desalinhamento, vedações danificadas, falta de identificação dos níveis ou faixa de trabalho, etc.
Locais de Difícil Acesso	Locais difíceis de inspecionar, limpar, regular, ajustar, reparar, acessar, operar, etc.	Posição dos locais de reabastecimento, válvulas em locais altos ou baixo demais, reservatórios escondidos, proteções fechadas, excesso de parafusos, tampas pesadas e grandes, mau posicionamento dos instrumentos, etc.

Fontes de Contaminação	Espirramentos, queda, espalhamento, transbordamentos originados pelo processo produtivo, ambiente ou máquina.	Produto, lubrificantes, óleo, lubrificação de guias, válvulas de alívio pneumáticas que contaminam o ambiente pelo barulho do ar, água, condensação de trocadores de calor, tubulações de gases, vapor, tinta de impressoras, cola, resíduos de corte, poeira, etc.
Fontes de Problemas de Qualidade	Anomalias do equipamento que causam problemas de qualidade no produto.	Infiltração, contaminação de insumos, sujeira, ajuste fino, sensores não instalados adequadamente, instrumentos imprecisos, falta de aferição, umidade, problemas na mistura, etc.
Objetos Desnecessários e não Urgentes	Objetos desnecessários ao funcionamento do equipamento ou que raramente são utilizados.	Componentes antigos que já foram substituídos, suportes, tubulações, mangueiras, escadas, fios, botões de painéis, ferramentas, peças sobressalentes, peças de movimentação como rodízios, cordas, arames, fitas, ripas, manômetros, instrumentos, etc.
Locais Inseguros	Anomalias que podem causar um acidente ou prejudicam a saúde do operador.	Cantos vivos, falta de proteção, piso irregular, danificado, escorregadio, fios sem proteção ou isolamento, botão de emergência danificado ou muito distante, mangueiras de alta pressão danificadas, escadas sem proteção ou com degraus escorregadios, falta de extintores apropriados, má iluminação, cabos e ganchos danificados das máquinas de elevação, partes rotativas sem proteção, elevado nível de ruído, temperatura, etc.

**Fonte:** Suzuki (1994).

**b) Etapa 2:** Eliminar as fontes de contaminação e locais de difícil acesso.

Durante esta etapa, o grupo autônomo deve identificar danos causados por contaminação e criar medidas para combater a origem. Deve também identificar locais de difícil acesso e criar medidas para eliminar as dificuldades de acesso. O objetivo principal desta etapa é melhorar e facilitar a manutenção (MANFREDINI, 2009).

**c) Etapa 3:** Preparar padrões de limpeza e inspeção.

De acordo com Manfredini (2009), com base nas experiências adquiridas através das atividades da primeira e segunda etapa, a terceira etapa tem como objetivos:

- Estabelecer “o perfil ideal” das condições básicas em relação ao equipamento para impedir a deterioração do equipamento;
- Manutenção e gerenciamento da inspeção, limpeza e lubrificação;
- Elaboração do padrão pelos operadores (grupos autônomos), responsáveis pelo equipamento;

- Reforço na utilização de controles visuais.

**d) Etapa 4:** Realizar inspeções gerais no equipamento

Até esta etapa, os objetivos foram centralizados em detectar as irregularidades percebidas através dos 5 sentidos. O objetivo da quarta etapa é dar mais um passo, compreendendo profundamente a função e a estrutura do equipamento, conseguindo, assim, executar a inspeção diária com base no conhecimento e na teoria relacionada ao equipamento. Nesta etapa, os treinamentos dos operadores são o ponto-chave, no qual, as responsabilidades dos mantenedores e operadores ficam claras e há um evidente crescimento dos padrões de manutenção (WORKINEH; IYENGAR, 2014).

**e) Etapa 5:** Realizar inspeções autônomas.

Nesta etapa, os padrões provisórios criados na etapa 3 com o aprimoramento devido ciclo de capacitação realizada na etapa 4, são revisados e transformados em padrões definitivos de inspeção. Limpeza, lubrificação e normas de inspeção devem ser praticadas para manter as condições ideais dos equipamentos. Uma revisão dos padrões deve ser realizada para corrigir problemas (WORKINEH; IYENGAR, 2014).

**f) Etapa 6:** Padronizar aplicando a gestão visual do lugar de trabalho.

Na etapa 6, os locais de trabalho são padronizados utilizando monitoramento por controles visuais (painéis, quadros, etiquetas, e outros), leiaute da área, critério de padronização do trabalho, controle dos materiais manuseados, padronização dos métodos de coleta de dados e critério do controle de peças sobressalentes (MUGWINDIRI; MBOHWA, 2013). O objetivo é alcançar o controle e sistematização da atividade de manutenção autônoma.

**g) Etapa 7:** Implantação da gestão autônoma do equipamento.

Nesta etapa, realmente ocorre o reconhecimento da importância do operador, ou seja, das capacidades individuais para condução de suas atividades de forma autônoma. Além disso, é necessário promover o alinhamento das atividades de gestão autônoma por meio do desenvolvimento

de políticas e metas corporativas e, também, de atividades de melhoria de rotina (MUGWINDIRI; MBOHWA, 2013).

Segundo Suzuki (1994), a passagem para outra etapa só após a realização do processo de auditoria que é efetuada pela supervisão da área e posteriormente pelo nível gerencial. Porém, para alcançar o sucesso na implantação da manutenção autônoma, 3 “tesouros” devem ser praticados pelos grupos autônomos:

- Reuniões: todo trabalho é desenvolvido em equipe, por isso as reuniões periódicas devem acontecer de forma planejada e objetiva;

- Lição de Um Ponto (LUP): texto de fácil compreensão, com desenhos representando a situação, tudo composto em uma única folha, que demanda no máximo 10 minutos para ser apresentado. Podem ser classificadas em:

- Conhecimentos básicos: deve mostrar os pontos principais que devem ser de conhecimento de todos;
- Casos de melhorias: destacar os pontos principais para teoria e prática da melhoria realizada;
- Casos de problemas: destacar os pontos principais para impedir a reincidência de problemas.

Na figura 20 é ilustrado um exemplo de lição de um ponto – LUP.

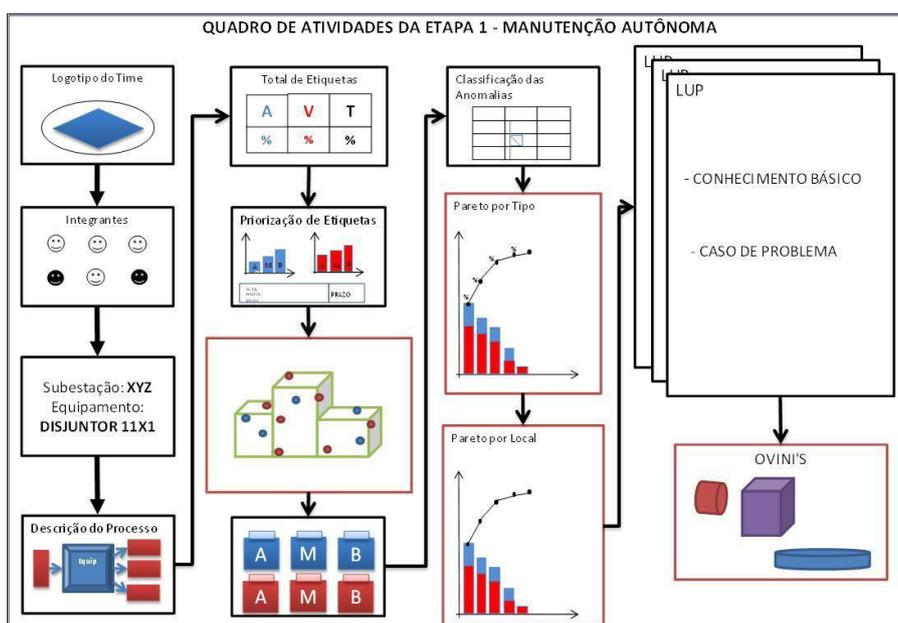
**Figura 20 – Formulário Lição de Um Ponto (LUP).**

TPM: LIÇÃO DE UM PONTO							
Nome:				Número:			
Preparado por:				Data de publicação:			
Classificação:	<input type="checkbox"/> Conhecimento Básico <input type="checkbox"/> Casos de melhoria <input checked="" type="checkbox"/> Casos de problemas			Líder	Liderança	Família	Coord.TPM
Data:							
Módulo:							
Parte/Quarta:							

Fonte: Neto (2013).

•Quadro de atividades: deve ser colocado no local onde o grupo realiza as reuniões, deve ser utilizado com frequência, sendo um instrumento para tornar claro o que precisa ser feito no equipamento. A Figura 21 ilustra um exemplo de quadro de atividades.

**Figura 21 – Quadro de Atividades.**



Fonte: Neto (2013).

### 3.2.1.3 Manutenção Planejada

O programa de manutenção planejada proposto pelo TPM faz uso de vários fatores para alcançar os objetivos. Os recursos disponíveis, as técnicas de manutenção conhecidas e a massa pensante são usados a favor da construção desse sólido sistema de manutenção que, falando de forma mais específica, busca atingir a falha zero nos equipamentos (ARAÚJO, 2010).

O TPM prega que o programa de manutenção planejada deve combinar, de acordo com as possibilidades, as diversas técnicas de manutenção existentes, tais como: a manutenção baseada no tempo (TBM – *Time Based Maintenance*), a manutenção baseada nas condições (CBM – *Condition Based Maintenance*), a manutenção pós-falha (BM – *Breakdown Maintenance*) e a manutenção por melhoria (CM – *Corrective Maintenance*). O grau de aplicação de cada uma dessas técnicas depende muito do nível de maturidade do sistema de manutenção da empresa (TONDATO, 2004).

Conforme De Oliveira e Helleno (2012), são seis as etapas para construir um sistema de manutenção planejada, descritas a seguir:

**a) Etapa 1:** Conhecer a situação atual da manutenção, dos equipamentos, das falhas, de orçamento, arquivo técnico, das prioridades, dos indicadores e projetar o futuro da manutenção;

**b) Etapa 2:** Restauração, eliminando os grandes problemas, dando suporte para a manutenção autônoma em todas as etapas;

**c) Etapa 3:** Implantar um sistema de gestão da informação;

**d) Etapa 4:** Construir um sistema de manutenção periódica (base tempo);

**e) Etapa 5:** Construir um sistema de manutenção preditiva (base condição);

**f) Etapa 6:** Avaliar o sistema de manutenção planejada.

#### 3.2.1.4 Educação e Treinamento

Este é o pilar que suporta todos os demais pilares criando um sistema de capacitação, utilizando ferramentas e dando suporte para reeducação das pessoas com a mudança de atitude e comportamento. Para capacitação dos colaboradores utilizam-se ferramentas como as lições de um ponto (LUP) (CHIARADIA, 2004).

#### 3.2.1.5 Controle Inicial

Utilizando a experiência dos pilares Melhoria Específica, Manutenção Autônoma, Manutenção Planejada e Educação e Treinamento, este pilar tem como objetivo minimizar as ineficiências em novos processos e equipamentos, garantindo, assim, a confiabilidade de novos processos e equipamentos.

É responsável pela avaliação do desempenho econômico (otimização dos custos do ciclo de vida), Custo do Ciclo de Vida, Custo de Compras, Treinamento, Testes, Apoio e Equipamento, Serviço (Pessoal), Transporte e Manuseio, Informações Técnicas, Substituição e outros. Busca criar projetos de prevenção da manutenção (COUSSEAU, 2003). Conforme Neto (2013), está estruturado em 4 etapas:

- a) Etapa 1:** Investigar e Analisar a Situação Atual;
- b) Etapa 2:** Estabelecer um Sistema de Controle Inicial;
- c) Etapa 3:** Depurar o Novo Sistema e Providenciar Treinamento;
- d) Etapa 4:** Aplicar o Novo Sistema Ampliando seu Raio de Ação.

Segundo Suzuki (1994), no pilar “controle inicial”, o objetivo é projetar equipamentos livres de problemas e seguros, capazes de garantir a qualidade. Para isso, devem ser considerados os atributos básicos que um equipamento deve possuir, ilustrados na Tabela 2.

**Tabela 2 – Requerimentos básicos do equipamento.**

<b>Atributo</b>	<b>Definição</b>	<b>Detalhes (exemplos)</b>
Confiabilidade	É imune a deterioração de funções e falhas por perda de funções.	Baixa taxa de falha, pequenas paradas, necessita poucos ajustes, baixa taxa de defeitos de qualidade.
Mantenabilidade	A deterioração é facilmente medida e corrigida.	Fácil de inspecionar, acesso fácil para manutenção, falhas facilmente detectadas e localizadas.
Manutenção por Operador	Os operadores podem desempenhar fácil e rapidamente tarefas de manutenção, tais como: limpeza, lubrificação e verificação.	Fácil de limpar, lubrificar e verificar, fácil de inspecionar e controlar, verificação de lubrificação fácil de executar.
Operacionalidade	Pode ser instalado e operado rápida e confiavelmente.	Operação fácil, controlada por botões (altura, posição, quantidade, forma, cores, etc.), fácil de instalar e ajustar.
Economia de Recursos	Uso eficiente de recursos, tais como: energia, ferramentas, utilidades, lubrificantes, etc.	Baixo consumo de energia e outros recursos, alto nível de reciclagem de recursos.
Segurança	Jamais ameaça direta ou indiretamente o ser humano.	Partes móveis seguramente protegidas, poucas projeções, cantos agudos, etc.

**Fonte:** Adaptado de (SUZUKI, 1994).

### 3.2.1.6 Manutenção da Qualidade

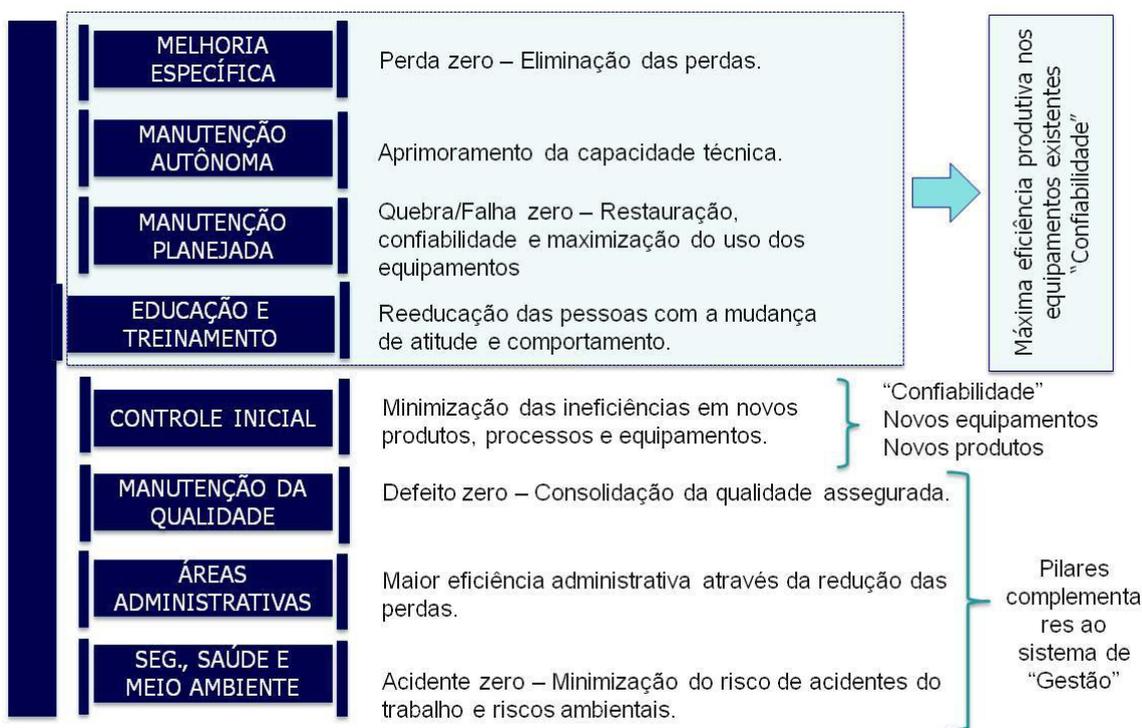
Responsável pela consolidação da qualidade assegurada dos produtos. É a atividade que tem por finalidade manter a situação de 100% de bons produtos com base na manutenção das perfeitas condições dos equipamentos. Os objetivos desse pilar são: estabelecer condições de zeros defeitos, prevenir defeitos de qualidade, certificando-se que os valores medidos se encontram dentro dos padrões e promover medidas de combate a defeitos. Assim, foram inseridas neste pilar as ferramentas necessárias para garantir a qualidade do produto nos postos de trabalho (COUSSEAU, 2003).

### 3.2.1.7 Segurança, Saúde e Meio Ambiente

O objetivo deste pilar é acidente zero, com a minimização do risco de acidentes do trabalho e ambientais (CHIARADIA, 2004).

Na figura 22 está ilustrado um resumo de todos os pilares e objetivos, os pilares Melhoria Específica, Manutenção Autônoma, Manutenção Planejada e Educação e Treinamento são considerados como pilares que resultam em uma máxima eficiência produtiva dos equipamentos existentes. O pilar Controle Inicial resulta em uma maior confiabilidade para os novos equipamentos e os demais pilares são considerados pilares complementares ao sistema de gestão.

**Figura 22 – Estrutura de Pilares para o TPM.**



Fonte: Neto (2013).

### 3.2.1.8 As Grandes Perdas

Segundo Chiaradia (2004), o TPM busca eliminar perdas. Essas são as perdas atacadas na implantação do TPM e que, quando reduzidas ou eliminadas, trazem ganhos de produtividade para as empresas.

Na Tabela 3 são destacadas as grandes perdas que ocorrem em processos de produção seriada.

**Tabela 3 – Perdas processos seriados.**

Tipo	Definição
1. Perdas por quebra/falha	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdas que interrompem ou deterioram as funções do equipamento;</li> <li>• Exigem a substituição de peças ou reparos, para recobrar as funções;</li> <li>• O reparo, por exemplo, é maior que 5 minutos.</li> </ul>
2. Perdas por <i>set up</i> e ajustes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perda por <i>set up</i> é relativa ao tempo entre o final da produção de um produto e o início da produção do próximo produto em velocidade normal, livre de defeitos, após todas as alterações e ajustes necessários terem sido feitos para o próximo produto.</li> </ul>
3. Perdas por troca de ferramentas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdas ocasionadas por tempo gasto em troca de rebolos, brocas, cortadores, pontas, ferramentas, estampos de corte e outros dispositivos que sofram desgaste com redução da vida útil.</li> </ul>
4. Perdas por <i>start up</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdas de tempo até que o funcionamento, aquecimento e condições de operação se estabilizem, durante a inicialização do equipamento.</li> </ul>
5. Perdas por pequenas paradas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perda de tempo devido a pequenas paradas e inatividade do equipamento que ocorre devido a problemas temporários tais como: obstrução dos produtos na alimentação, defeitos mecânicos do alimentador e sistemas transportadores, etc.</li> </ul>
6. Perdas por velocidade	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdas por velocidade são aquelas causadas pela baixa velocidade do equipamento, ou seja, diferença entre velocidade de projeto e velocidade real de operação.</li> </ul>
7. Perdas por defeito e retrabalho	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdas na operação com matéria-prima, mão de obra, insumos e outros recursos desperdiçados ao produzirem peças com defeitos que podem ser retrabalhadas ou refugadas.</li> </ul>

**Fonte:** Adaptado de (CHIARADIA, 2004).

Na Tabela 4 são destacadas as grandes perdas que ocorrem em processos de produção contínua.

**Tabela 4 – Perdas processos contínuos.**

Tipo	Definição
1. Perdas por paradas programadas	• Tempo de produção perdido quando paralisa a produção para manutenção planejada anual ou serviço periódico.
2. Perdas por ajustes de produção	• Tempo perdido quando a relação entre demanda e oferta exige ajuste do plano de produção.
3. Perdas por falhas de equipamentos	• Tempo perdido quando o equipamento perde sua função específica.
4. Perdas por falhas de processo	• Tempo perdido em paradas devido a fatores externos tais como: mudança na propriedade química e física dos materiais processados, erro de operação, material defeituoso, etc.
5. Perdas regulares (normal) de produção	• Perda da taxa padrão e tempo de partida, parada e ajuste de utilidades.
6. Perdas irregulares (anormal) de produção	• Perda da taxa de produção quando a planta rende menos que o padrão devido a disfunções e anomalias.
7. Perdas por defeito de qualidade	• Perdas devido a produção de produtos não conformes, perda física e produto recusado, perda financeira por baixo valor do produto.
8. Perdas por Reprocesso	• Perda de reciclagem devido a devolução de material ao processo.

**Fonte:** Adaptado de (CHIARADIA, 2004).

### 3.3 Gestão de Ativos

Todas as empresas em atividade realizam gestão de ativos, seja um ativo tangível ou intangível, porém, nem toda empresa realiza uma gestão de ativos adequada, ou de acordo com as Normas, que objetivam nortear as empresas para alcançar resultados sustentáveis a médio e longo prazo.

Conforme visto no item 3.1, a reestruturação no setor elétrico apresenta restrições para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Com essa reestruturação e com o mercado livre de eletricidade, a distribuição de energia enfrenta grandes desafios para uma gestão eficiente dos ativos e para atender todas as exigências dos reguladores do setor.

Portanto, conforme Fecha (2012), se o cenário mudou, não será necessário continuar com a mesma abordagem para realizar uma própria gestão de ativos.

De acordo com Cheberle (2013), a gestão de ativos no setor elétrico pode ser definida como um processo que avalia o custo benefício na operação, manutenção e modernização de ativos elétricos, utilizando as práticas de engenharia e análise econômica combinadas com boas práticas empresariais.

Neste tópico será abordado, como foi elaborada a Norma de Gestão de Ativos e quais os pontos-chave que devem ser seguidos pelas empresas para alcançar resultados sustentáveis ao longo dos anos.

De acordo com Esmeraldo *et. al* (2014), a Tabela 5 ilustra como ocorreu a evolução da Gestão de Ativos até o lançamento das normas ABNT NBR ISO 55000.

**Tabela 5 – Evolução da Gestão de Ativos até a ABNT NBR ISO 55000.**

Ano	Entidade	Fato
2000	NPMA – <i>National Property Management Association</i> ; ASTM <i>International – American Society for Testing and Materials</i> .	Comitê E53 “ <i>Asset/Property Management Standards</i> ” Desenvolvimento, manutenção e disseminação de práticas, padrão e padrões de desempenho para sistemas de gestão de ativos e gestão do ciclo de vida dos ativos de propriedade pessoal.
2004	IAM – <i>Institute of Asset Management</i> .	Desenvolve a PAS ( <i>Publicly Available Specification</i> ) 55, publicada pela <i>British Standards</i> .
2008	BSI – <i>British Standards Institution</i> .	Publicação da PAS 55 versão 2.
2009	BSI – ISO ( <i>International Organization for Standardization</i> ).	Definem a PAS 55 como base para a Norma Internacional de Gestão de Ativos.
2009	ASTM	ASTM E53 decide juntar-se ao desenvolvimento do padrão Internacional de Gestão de Ativos.
2010/2013	ISO	Desenvolvimento do Padrão Internacional de Gestão de Ativos, ISO 55000.
2014	ISO/ABNT	Lançamento das Normas ISO 55000 e NBR ISO 55000.

Fonte: Esmeraldo *et. al* (2014).

Já a *Publicly Available Specification number 55 – Especificação Disponível Publicamente número 55 (PAS 55)*, foi publicada inicialmente em 2004 devido a uma demanda da indústria por um padrão de Gestão de Ativos. Este documento foi desenvolvido pelo *Institute of Asset Management (IAM)* e publicado pelo Instituto de Normas Britânicas (BSI - *British Standards Institution*). Foi revisado em 2008, refletindo o crescente consenso internacional sobre boas práticas na gestão de ativos físicos. Esta especificação pode ser

aplicada em qualquer companhia em que os ativos físicos são fator chave ou crítico para o sucesso do negócio (BSI, 2008a).

A PAS 55 foi publicada em duas partes:

- Parte 1: Especificação para a gestão otimizada de ativos físicos (BSI, 2008a);
- Parte 2: Diretrizes para a aplicação do PAS 55-1 (BSI, 2008b).

Segundo a PAS 55-1, gestão de ativos é definida como:

Práticas e atividades sistemáticas e coordenadas por meio das quais uma organização gerencia sustentável e otimamente seus ativos e sistemas de ativos, os desempenhos associados a eles, os riscos e os custos ao longo dos seus ciclos de vida com o propósito de atingir seu plano estratégico organizacional (BSI, 2008a).

A definição demonstra que a gestão de ativos corresponde a um escopo maior do que apenas manutenção ou cuidados dos ativos físicos, estando mais próximo ao objetivo principal de uma organização.

A gestão de ativos é uma visão holística e que deve unir diferentes partes de uma organização buscando o atingimento dos objetivos estratégicos. Conforme (BSI, 2008a), os atributos e princípios chaves de uma gestão de ativos bem sucedida podem ser visualizados na Figura 23.

**Figura 23** – Princípios e atributos chaves da gestão de ativos.



Fonte: BSI (2008a).

Já de acordo com BSI (2008b), tem-se que:

- **Holística:** gerenciar todos os aspectos, visão do todo. As interdependências funcionais e contribuições dos ativos em todas suas fases do ciclo de vida dentro dos sistemas de ativos, não se utiliza uma abordagem compartimentada;

- **Sistemática:** uma abordagem metódica, incentivando ações e decisões que podem ser auditadas, repetidas e possuem consistência;

- **Sistêmica:** considerar os ativos dentro de um sistema de ativos e otimizar seus valores, considerando o desempenho do sistema de ativos e não otimizar simplesmente os ativos de forma individual;

- **Baseada no risco:** foco nos custos e recursos apropriados aos riscos identificados e os custos/benefícios associados, estabelecendo as prioridades e criticidades;

- **Ótima:** estabelecer o melhor valor entre fatores concorrentes, como desempenho, custo e risco, associado aos ativos durante os ciclos de vida;

- **Sustentável:** considerar as consequências das atividades de curto prazo para assegurar os requisitos e obrigações do futuro;

- **Integrada:** reconhecer a importância das interdependências e dos efeitos combinados para o sucesso, ou seja, exigência de uma combinação dos atributos citados anteriormente, de forma coordenada para entregar valor para organização.

Neste contexto, são considerados facilitadores da boa gestão de ativos, os requisitos abaixo BSI (2008a):

- Direção e lideranças claras dentro de uma estrutura organizacional, para facilitar a implementação dos princípios de uma boa gestão de ativos;

- Consciência das equipes, competência, comprometimento e coordenação multifuncional de todo o quadro funcional;

- Conhecimento e informações adequadas sobre desempenho, riscos, condição e custos dos ativos, e as inter-relações entre si.

Abordando os diferentes tipos de ativos, a PAS 55 foca, primeiramente, na gestão de ativos físicos, porém, destaca a importância de gerenciar também os demais ativos de maneira holística e integrada, principalmente em

organizações que dependem fortemente dos ativos físicos que são afetados, caso ocorram deficiências na gestão dos demais ativos, conforme na Figura 24, BSI (2008a).

**Figura 24** – Foco e contexto de negócios da PAS em relação aos outros ativos.



Fonte: BSI (2008a).

Ainda segundo o BSI (2008b):

- **Ativos humanos:** os comportamentos, conhecimento e competência dos colaboradores influem no desempenho dos ativos físicos;
- **Ativos financeiros:** recursos financeiros são necessários para investimentos em operação, manutenção, materiais e infraestrutura;
- **Ativos informacionais:** a qualidade dos dados e informações são de suma importância para otimizar, desenvolver e implementar os planos de gestão de ativos;
- **Ativos intangíveis:** a imagem e reputação da organização podem impactar significativamente no investimento de infraestrutura, estratégias operacionais e custos associados.

De acordo com BSI (2008a; 2008b), um sistema de gestão de ativos é muito importante para organizações, onde a dependência do bom desempenho dos ativos físicos é ponto chave para entrega dos serviços ou produtos. Existem níveis diferentes no qual as unidades de ativos devem ser identificadas e gerenciadas, conforme ilustrado na Figura 25.

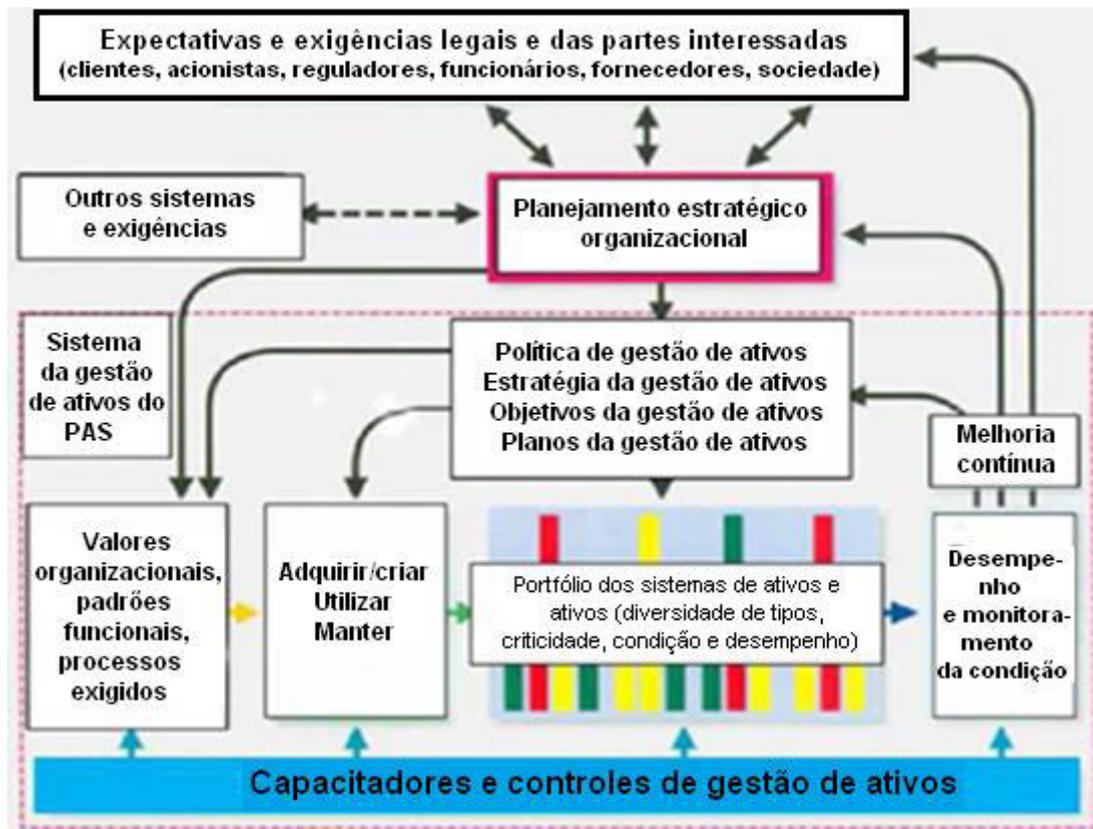
**Figura 25 – Níveis de ativos e sua gestão.**



Fonte: Adaptado de (BSI, 2008b).

O sistema de gestão de ativos é elaborado com o objetivo de suportar o planejamento estratégico organizacional e atender as expectativas das partes interessadas, conforme ilustrado na Figura 26 BSI (2008a).

**Figura 26 –** Relação entre Planejamento Estratégico e Sistema de gestão de ativos.



Fonte: (BSI, 2008a)

De fato, como pode ser observado na Figura 26, o planejamento estratégico é o ponto de partida para o desenvolvimento da política, estratégia, objetivos e dos planos de gestão de ativos. Além disso existem dois aspectos importantes de um sistema de Gestão de Ativos que são o monitoramento do desempenho e a melhoria contínua, que também são destacados na Figura 26, BSI (2008a).

Convém ressaltar que o alinhamento entre a visão da direção estratégica organizacional e as atividades de gestão de ativos diários é fator primordial para o sistema de gestão de ativos, pois permite alinhar as expectativas “de cima para baixo” da organização com as realidades “de baixo para cima” dos ativos.

A importância do planejamento e os elementos de implementação do sistema de gestão de ativos são ilustrados da Figura 27, e são responsáveis por promover o alinhamento citado anteriormente.

**Figura 27** – Elementos de planejamento e implementação de um sistema de gestão de ativos.



Fonte: BSI (2008a).

A PAS 55 pode ser implementada em qualquer atividade de uso intensivo de ativos, onde existe associação de custos significativos, recursos, dependência de desempenho e/ou riscos com a criação/aquisição, utilização, manutenção ou renovação/descarte de ativos. Também pode ser aplicada em qualquer organização que tem ou pretende gerenciar ou investir em um portfólio significativo de ativos, ou que o desempenho de sistemas de ativos e a gestão de ativos são centrais para entregar os serviços ou produtos de forma adequada; ou ainda em organizações nas quais existe a responsabilidade pública para demonstrar qualidade na gestão de ativos e provisão de serviços associados (por exemplo, educação e setores de saúde) BSI (2008a).

Para tanto, a PAS 55 está organizada dentro da estrutura Planejar-Desenvolver-Controlar-Agir (PDCA), em que:

- **Planejar:** estabelecer a estratégia de gestão de ativos, objetivos e planos necessários para fornecer resultados de acordo com a política de gestão de ativos da organização e o Plano Organizacional Estratégico (POE);

- **Desenvolver:** estabelecer os facilitadores para implementar a Gestão de Ativos (GA) e outras exigências necessárias e implementar os planos de gestão de ativos;
- **Controlar:** monitorar e medir os resultados de acordo com a política de gestão de ativos, os objetivos estratégicos, os requerimentos legais e outros; registrar e relatar os resultados;
- **Agir:** agir para assegurar que os objetivos da gestão de ativos sejam alcançados e para melhorar continuamente o sistema e o desempenho da gestão de ativos.

Na Figura 28, pode-se visualizar toda a estrutura da PAS 55:2008 e suas 28 áreas-chave para construção de um sistema de gestão de ativos.

**Figura 28 – Estrutura da PAS 55:2008.**



Fonte: BSI (2008a).

De forma sucinta, os pontos citados na Figura 28 são a estrutura básica e os passos que devem ser seguidos para implementação da PAS 55:2008, e alcançar níveis sustentáveis de gestão de ativos. De acordo com Fecha (2012), a PAS 55 tem a principal preocupação em descrever “o que deve ser realizado”

e não em “como deve ser realizado”, e tem sido escolhida por alguns gestores por existir a possibilidade de certificação reconhecida publicamente.

### 3.3.1 ISO 55000 (International Organization for Standardization)

Com a crescente utilização da PAS 55:2008, surgiu a necessidade de criação de um padrão internacional para gestão de ativos. Assim, em 2010 foi instituído pela ISO, o *Technical Committee Asset Management* (ISO/TC 251) – Comitê Técnico de Gestão de Ativos, que elaborou a série da Norma ABNT NBR ISO 55000:2014 lançada em janeiro de 2014. Conforme Zampolli (2013), em 26 de março de 2013, a ABNT criou a Comissão de Estudos Especiais de Gestão de Ativos (CEE 251), que traduziu e adequou à norma internacional à realidade brasileira, respeitando o conteúdo técnico, estrutura e redação da ISO 55000:2014. A versão brasileira da ABNT NBR ISO 55000:2014 foi lançada também em 2014. A série da ABNT NBR ISO 55000:2014 é composta por:

- NBR ISO 55000 – Visão geral, princípios e terminologia (ABNT, 2014a);
- NBR ISO 55001 – Sistemas de gestão – Requisitos (ABNT, 2014b);
- NBR ISO 55002 – Sistemas de gestão – Diretrizes para a aplicação da ABNT NBR ISO 55001 (ABNT, 2014c).

A seguir, conforme ABNT (2014a; 2014b; 2014c), serão abordados os pontos-chave da ABNT NBR ISO 55000:2014.

Conforme ABNT (2014a), a gestão de ativos envolve o equilíbrio de custos, oportunidades e riscos contra o desempenho desejado dos ativos, para alcançar os objetivos organizacionais.

A Norma ABNT NBR ISO 55000:2014 é destinada a ser utilizada para a gestão de ativos físicos, porém, pode ser utilizada para outros tipos de ativos. Um ativo é um item, algo ou entidade que tem valor real ou potencial para uma organização, podendo ser tangível ou intangível, financeiro ou não financeiro.

Os fatores que influenciam os tipos de ativos que uma organização precisa para atingir os objetivos, e a forma que os ativos são gerenciados, incluem:

- A natureza e a finalidade da organização;
- O contexto operacional;
- As limitações financeiras e requisitos regulatórios;
- As necessidades e expectativas da organização e das partes interessadas.

Todos esses fatores devem ser considerados no estabelecimento, implementação, manutenção e melhoria contínua da gestão de ativos ABNT (2014b).

De acordo com ABNT (2014a), a gestão de ativos permite que uma organização obtenha valor a partir dos ativos no alcance dos objetivos organizacionais. Os benefícios da gestão de ativos podem incluir:

- Melhoria de desempenho financeiro;
- Decisões informadas sobre investimentos em ativo: balancear custos, riscos, oportunidades e desempenho;
- Risco gerenciado;
- Melhoria dos serviços ou produtos;
- Demonstração de responsabilidade social;
- Conformidade de acordo com exigências legais, estatutárias e regulatórias;
- Melhoria da imagem através da satisfação dos clientes;
- Gerenciamento eficaz dos efeitos de curto e longo prazo;
- Melhoria da eficiência e eficácia.

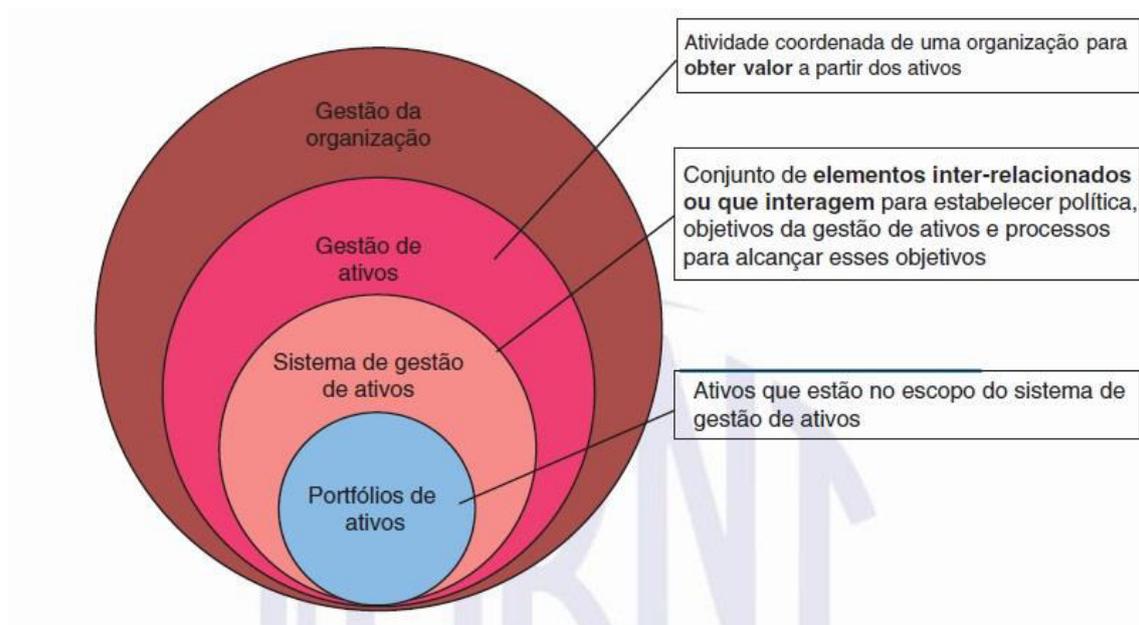
Segundo ABNT (2014a), a gestão de ativos é baseada nos seguintes fundamentos:

- **Valor:** ativos existem para fornecer valor para a organização e as partes interessadas;
- **Alinhamento:** a gestão de ativos traduz os objetivos organizacionais em decisões técnicas e financeiras, planos e atividades;

- **Liderança:** liderança e comprometimento de todos os níveis gerenciais são essenciais para estabelecer com sucesso, operar e melhorar a gestão de ativos na organização;
- **Garantia:** a gestão de ativos garante que os ativos cumprirão com os propósitos requeridos.

Um sistema de gestão de ativos é utilizado pela organização para dirigir, coordenar e controlar as atividades de gestão de ativos. Porém, nem todas as atividades de gestão de ativos podem ser caracterizadas através de um sistema de gestão de ativos. Por exemplo, aspectos como liderança, cultura, motivação e comportamento podem ser gerenciados pela organização utilizando arranjos fora do sistema de gestão de ativos (ABNT, 2014a). Na Figura 29, podem-se visualizar os principais termos de gestão de ativos.

**Figura 29 –** Relação entre os termos-chave de gestão de ativos.



Fonte: ABNT (2014a).

Um sistema de gestão de ativos impacta toda a organização e pode utilizar, conectar ou integrar muitas atividades e funções da organização. Para se estabelecer um sistema de gestão de ativos é necessário um entendimento detalhado de cada um dos elementos e as políticas, planos e procedimentos que os integram. Os requisitos do sistema de gestão de ativos descritos na

norma estão agrupados de maneira consistente com os fundamentos de gestão de ativos citados anteriormente. Segue conforme ABNT (2014b), os requisitos de um sistema de gestão de ativos:

- **Contexto da organização:** contextos internos e externos devem ser levados em consideração ao estabelecer ou analisar criticamente o seu sistema de gestão de ativos;

- **Liderança:** o desenvolvimento da política de gestão de ativos e dos objetivos da gestão de ativos, bem como o alinhamento com os objetivos da organização é de responsabilidade da alta direção da organização;

- **Planejamento:** uma política de gestão de ativos deve ser estabelecida para nortear os princípios utilizados pela organização para alcançar os objetivos. É conveniente que a abordagem para implementação desses princípios seja documentada em um plano estratégico de gestão de ativos, *Strategic Asset Management Plan (SAMP)*;

- **Apoio:** é necessária a colaboração de todos em um sistema de gestão de ativos, envolvendo o compartilhamento de recursos. Coordenar esses recursos é objetivo do sistema de gestão de ativos;

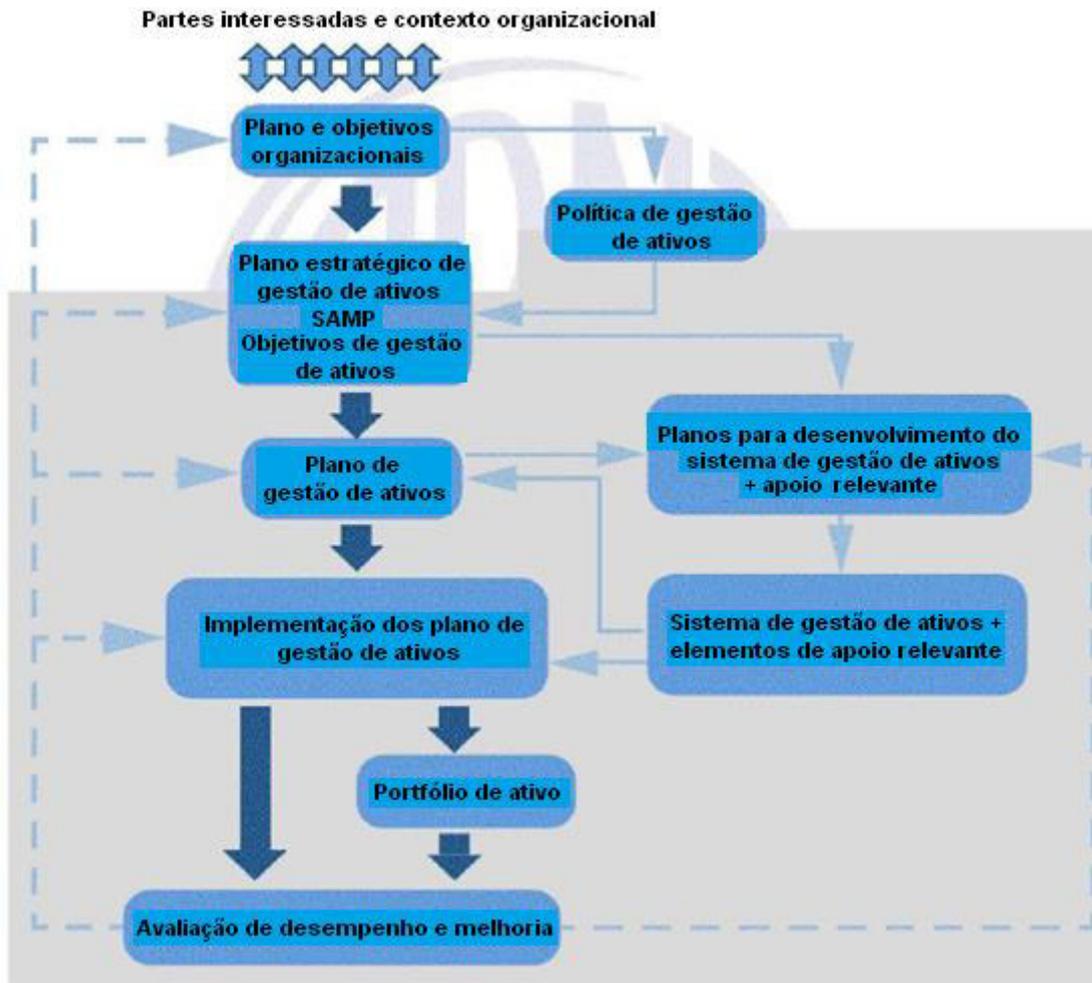
- **Operação:** o sistema de gestão de ativos da organização permite direcionar, implementar e controlar suas atividades de gestão de ativos, incluindo as atividades terceirizadas;

- **Avaliação de desempenho:** a organização deve avaliar o desempenho e sistema de gestão de seus ativos. Isso pode acontecer utilizando medidas de desempenho diretas e indiretas, financeiras ou não financeiras;

- **Melhoria:** o conceito de melhoria contínua deve ser aplicável aos ativos, atividades de gestão de ativos e ao sistema de gestão de ativos.

A Figura 30 ilustra as relações entre os elementos-chave de um sistema de gestão de ativos.

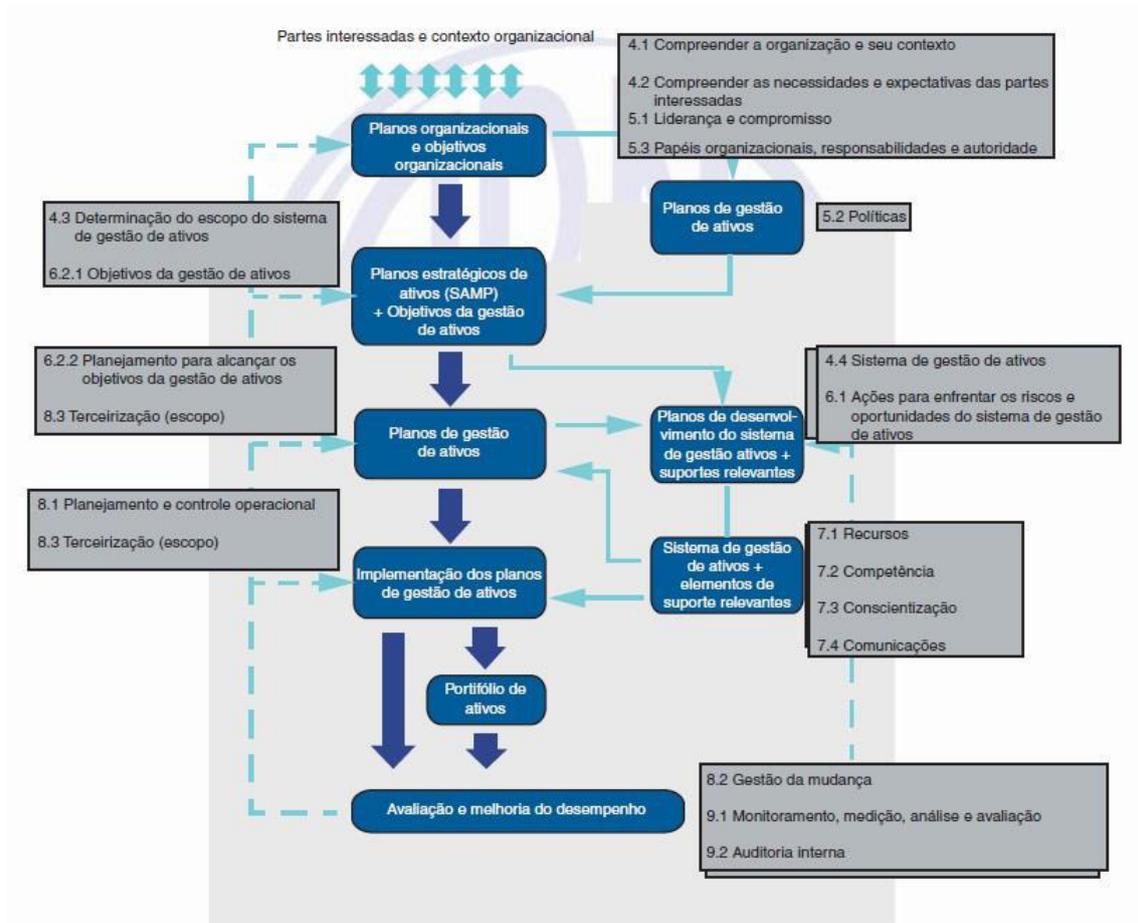
**Figura 30** – Relações entre elementos-chave de um sistema de gestão de ativos.



Fonte: ABNT (2014a).

Na Figura 31, observam-se essas relações e as seções relacionadas na ABNT NBR ISO 55001.

**Figura 31 – Relações dos elementos-chave e as seções da ABNT NBR ISO 55001.**



Fonte: ABNT (2014c).

De acordo com Hornet, Schoeman e Vlok (2013), a série da ISO 55000:2014 utilizou como base para sua construção a PAS 55:2008, utilizando alguns complementos e exemplos, algo que não é encontrado na PAS 55:2008 que preocupa-se em mostrar o que deve ser realizado, diferente da ISO 55000:2014, que tem a preocupação em mostrar como as coisas devem acontecer.

Hornet, Schoeman e Vlok (2013), ambas as normas podem ser divididas em cinco categorias principais:

- Introdução;
- Liderança e Planejamento;
- Suporte e Operação;
- Avaliação de desempenho;

- Melhoria.

A relação das cláusulas das normas, considerando essas cinco categorias, pode ser visualizada na Tabela 6:

**Tabela 6 – Relação entre PAS 55 e ISO 55000.**

<b>Categoria</b>	<b>PAS 55 (Cláusula)</b>	<b>ISO 55000 (Cláusula)</b>	<b>ISO 55001 (Cláusula)</b>	<b>ISO 55002 (Cláusula)</b>
<b>Introdução</b>	0	0	0	0
	0.1	0.3	-	-
		0.4		
		2.1		
		2.2		
		2.4.1		
	0.2	2.3.2	4.3	4.3
	0.3	0.4	4.4	4.4
		2.4.4.1		
		2.4.4.3		
		2.5		
	0.4	0.4	5	5
		2.5.1	6	6
		2.5.3		
		2.5.6		
	0.5	0.2	5.3	5.3
		2.4.5	8	8
	0.6	2.4.4	4	4
		2.5	9.3	9.3
1	1	1	1	
2	-	2	2	
3	3	3	3	
<b>Liderança e Planejamento</b>	4	-	-	-
	4.1	-	4	4
	4.2	2.4.3	5.2	5.2
	4.3	-	-	-
	4.3.1	2.4.4.2	5.1	5.1
		2.5.2		6.2.2.2
	4.3.2	2.4.4.1	6.2.1	6.2.1
	4.3.3	2.4.4.3	6.2.2	6.2.2
	4.3.4	2.4.5.2	8.2	8.2

<b>Suporte e Operação</b>	4.4	-	-	-
	4.4.1	2.5.2.2	5.3	5.3
		2.5.4		
	4.4.2	2.4.5.3	8.3	8.3
	4.4.3	2.5.2.3.2	7.2	7.2
			7.3	7.3
	4.4.4	2.4.2	7.4	7.4
		2.5.2.3.2		
	4.4.5	2.5.2.3.4	7.6	7.6
	4.4.6	2.5.2.3.4	7.5	7.5
			7.6	7.6
	4.4.7	2.5.3.3	6.1	6.1
	4.4.8	2.1	6.1	6.1
		2.2	9	9
	4.4.9	2.4.5.2	8.2	8.2
4.5	-	-	-	
4.5.1	2.4.5.1	6.2	6.2	
		8	8	
4.5.2	-	6.2	6.2	
		7.1	7.1	
		10.3	10.3	
<b>Avaliação de desempenho</b>	4.6	-	-	-
	4.6.1	2.5.2.4	9.1	9.1
	4.6.2	2.5.2.4	9.1	9.1
	4.6.3	2.5.2.4	9.1	9.1
	4.6.4	2.5.2.4	9.2	9.2
	4.6.5	-	-	-
	4.6.5.1	2.5.2.4	10.1	10.1
			10.3	10.3
	4.6.5.2	2.5.2.4	10.2	10.2
4.6.6	2.5.2.3.4	10.1	10.1	
<b>Melhoria</b>	4.7	2.5.2.4	9.3	9.3

Fonte: Adaptado de (HORNET; SCHOEMAN; VLOK, 2013).

Pode se observar que a ABNT NBR ISO 55000 é mais completa e detalhada em comparação à PAS 55, mostrando a tendência de substituição das certificações da PAS 55 pela ISO 55000.

## 4 METODOLOGIA DE PESQUISA

Para desenvolver este trabalho, foi realizada uma pesquisa bibliográfica sobre o setor elétrico brasileiro, sobre a metodologia de implantação do TPM e sobre as normas existentes de gestão de ativos no cenário mundial. Foram utilizados como fonte de pesquisa livros de autores nacionais e internacionais, artigos nacionais e internacionais e sites especializados nos assuntos.

O desafio durante o processo de pesquisa foi correlacionar os temas de distribuição de energia elétrica, TPM e gestão de ativos, que são pontos primordiais para caracterizar a originalidade deste trabalho.

Para implantação e adequação da metodologia TPM ao setor de distribuição de energia elétrica foi utilizada a metodologia de implantação em etapas e através de escolhas de projetos pilotos e após confirmação dos resultados a replicação para outras unidades ou instalações foi realizada.

O início da implantação da metodologia TPM na distribuidora de energia elétrica do estado do Maranhão começou em outubro de 2013 pelo pilar manutenção autônoma com a escolha de cinco instalações para iniciar a etapa 1 da manutenção autônoma, após alguns meses da implantação da metodologia foram escolhidas mais seis instalações para iniciar a manutenção autônoma.

A evolução e ganhos do projeto dessas instalações foram acompanhados através da geração de indicadores e da atualização de seus dados semanalmente. Após a consolidação da etapa 1 em oito instalações, foram realizados processos de auditoria para passagem das instalações para etapa 2 da manutenção autônoma, etapa que está em andamento em 2015 e que apresentaram alguns ganhos que serão mostrados no próximo capítulo deste trabalho.

A seguir, em maio de 2014 também teve início o pilar manutenção planejada, no qual a implantação das etapas do pilar proporcionou a revisão dos conceitos de manutenção utilizados pela companhia, a criação de critérios para definir a criticidade dos ativos e a criação de ferramentas de rotas de inspeção para padronização das atividades de inspeções e redução do número de avarias de transformadores de distribuição. As rotas de inspeções foram

testadas em áreas pilotos e os resultados medidos conforme a evolução das atividades.

Em setembro de 2014 foi iniciado o pilar melhoria específica com a criação de grupos de melhoria para problemas crônicos em ativos da companhia, os grupos foram conduzidos através do desenvolvimento das dez etapas da metodologia do pilar melhoria específica e os resultados foram avaliados conforme a implantação das melhorias nos ativos.

Por fim, em junho de 2014 foi realizada uma análise de maturidade dos processos de gestão de ativos da companhia de acordo com os requisitos da nova norma ABNT NBR ISO 55000. Com o resultado desta análise, foram identificados os requisitos onde o TPM poderia contribuir para melhor o nível de maturidade da companhia em gestão de ativos.

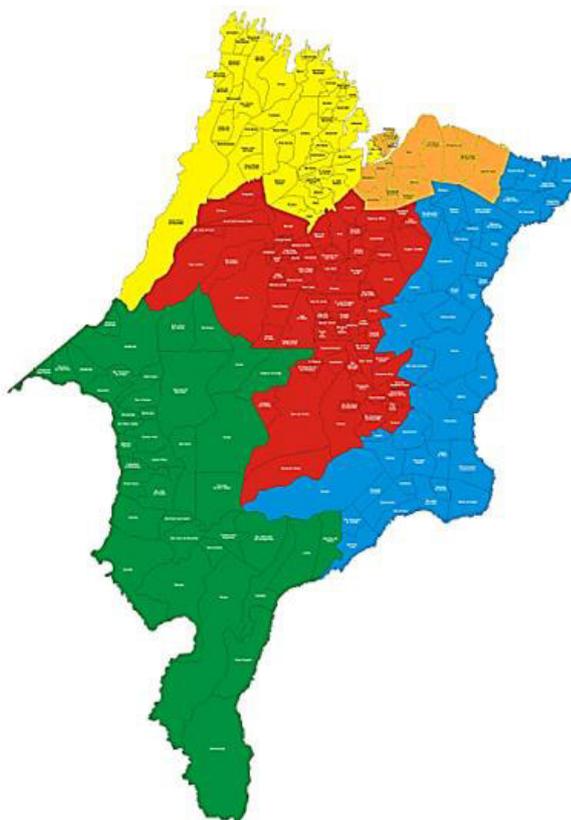
## 5 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

A distribuição de energia elétrica no Maranhão é gerenciada dividindo o estado em quatro regionais (Norte, Centro, Leste e Sul), conforme visualizado na Figura 32; sendo que a regional Norte é subdividida em Norte São Luís e Norte Pinheiro.

Na Figura 32, tem-se destacadas por cores:

- Norte São Luís: laranja;
- Norte Pinheiro: amarelo;
- Centro: vermelho;
- Leste: azul;
- Sul: verde.

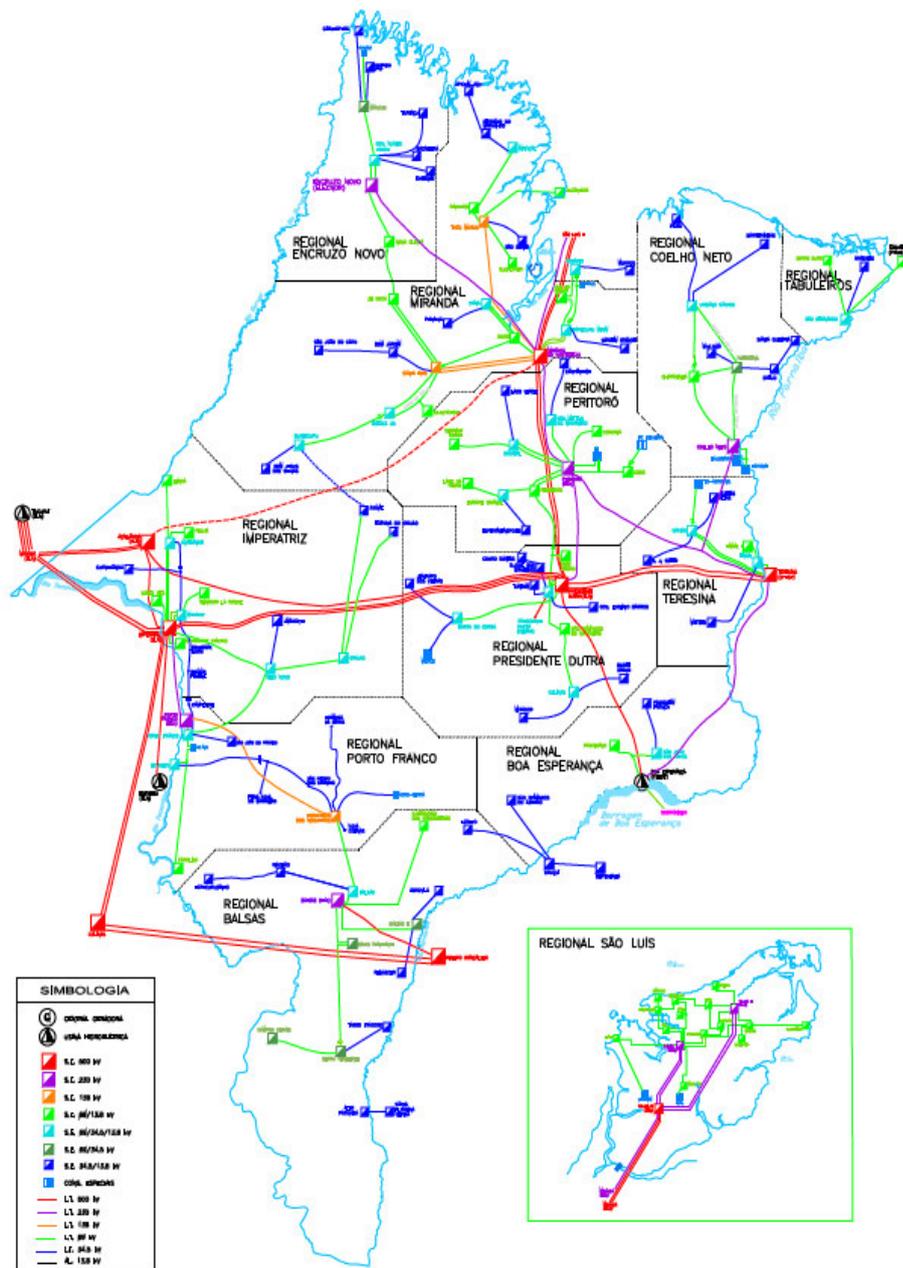
**Figura 32** – Regionais de distribuição de energia elétrica no Maranhão.



**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

O sistema elétrico de distribuição do estado do Maranhão é composto por 129 subestações nas tensões de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV, que possuem aproximadamente 10 mil equipamentos instalados, 110 linhas de transmissão de 138 kV e 69 kV, totalizando, aproximadamente, 4.700 km de linhas de transmissão e possui aproximadamente 127 mil km de redes de 34,5 kV e 13,8 kV. Na figura 33, pode ser observado o mapa eletrogeográfico do Maranhão.

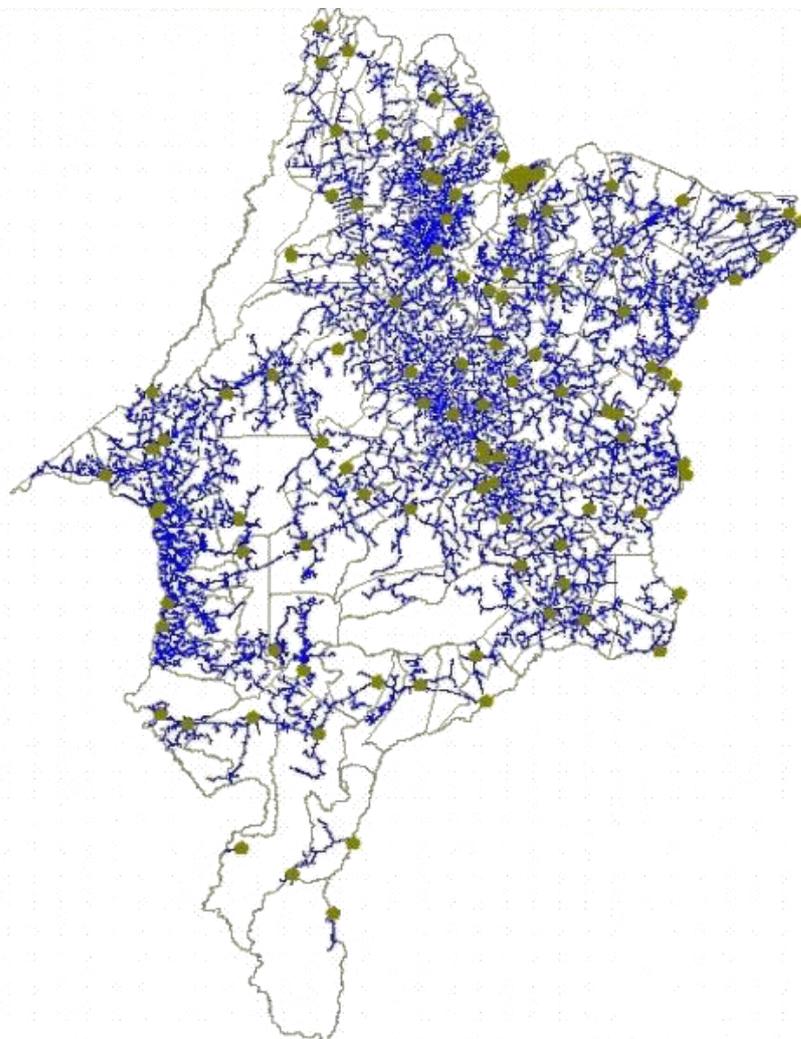
**Figura 33 – Mapa Eletrogeográfico do Maranhão.**



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

Na figura 34, pode ser observado o mapa das redes do estado do Maranhão.

**Figura 34** – Mapa das redes do estado do Maranhão.



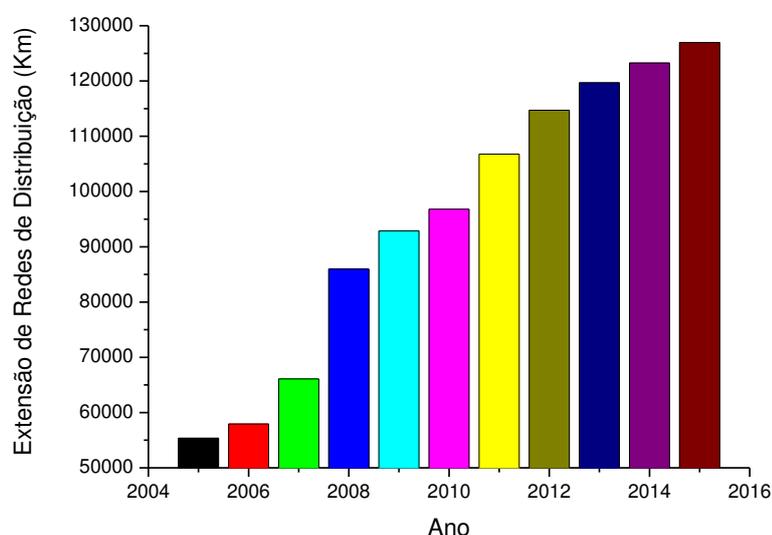
**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

A distribuidora de energia elétrica do Maranhão, por participar da Comissão de Estudo Especial de Gestão de Ativos da ABNT, denominada ABNT/CEE-251, desde a instalação em 26 de março de 2013 com a intenção de trabalhar na NBR ISO 55000, 55001 e 55002, e por conhecer os requisitos, decidiu iniciar a implantação do TPM no segundo semestre de 2013, como um caminho para melhorar a gestão de ativos e buscar aumento de produtividade.

O objetivo principal do TPM é manter a qualidade do serviço sem aumentar o número de colaboradores, mesmo com o crescimento do sistema elétrico do Estado.

A Figuras 35 ilustra o crescimento, em quilômetros, das redes de 34,5 kV e 13,8 kV. Por meio da observação do gráfico é possível constatar que a rede cresceu 129% desde 2005, com uma média de crescimento de 9% ao ano.

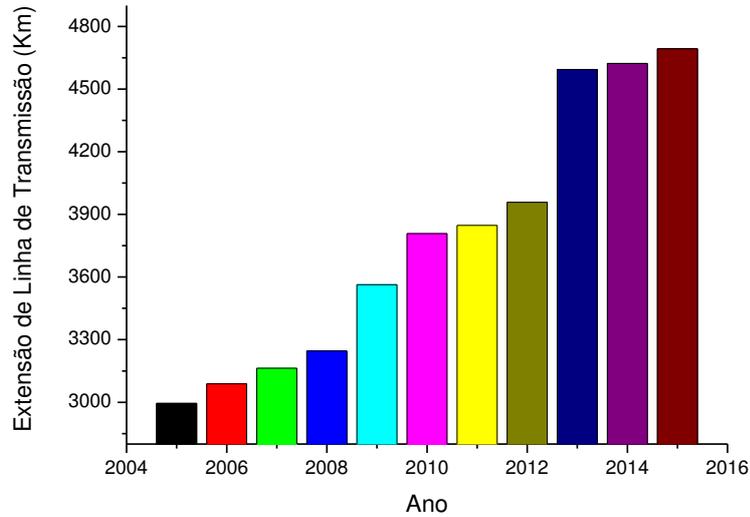
**Figura 35** – Extensão de redes de distribuição instaladas no Maranhão.



**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

A Figura 36 ilustra o crescimento, em quilômetros, de linhas de transmissão de 138 kV e 69 kV. Por meio da observação do gráfico é possível constatar que as linhas de transmissão cresceram 57% desde 2005, com uma média de crescimento de 5% ao ano.

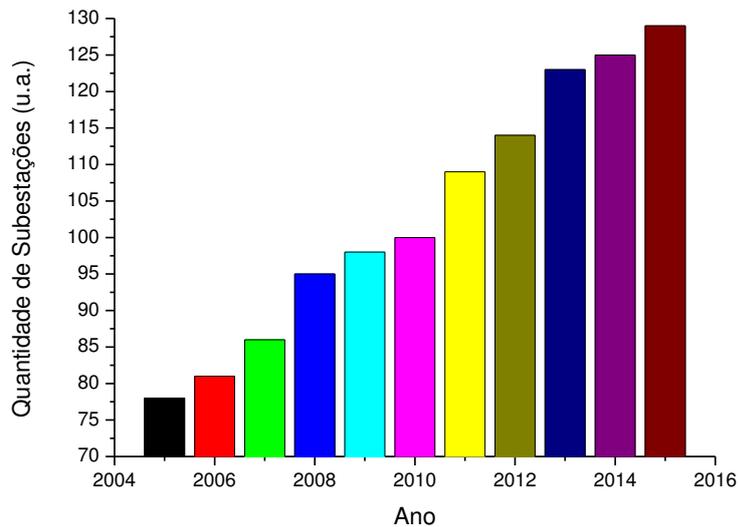
**Figura 36 –** Extensão de linhas de transmissão instaladas no Maranhão.



**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

A Figura 37 ilustra o crescimento do número de subestações de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV que foi de 65% desde 2005, com uma média de crescimento de 5% ao ano.

**Figura 37 –** Quantidade de subestações instaladas no Maranhão.



**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

Inicialmente, a companhia decidiu iniciar a implantação somente de três pilares do TPM: os pilares Manutenção Autônoma, Manutenção Planejada

e Melhoria Específica. A iniciativa da escolha desses pilares é porque eles são responsáveis por buscar a máxima eficiência dos ativos existentes. A seguir, será descrito como ocorreu a implantação de cada pilar dentro da companhia e alguns resultados obtidos até o momento.

## **5.1 Manutenção Autônoma**

O primeiro pilar do TPM começou a ser implantado na companhia em outubro de 2013, por meio do treinamento de uma turma de 25 colaboradores e, posteriormente, a escolha de cinco Subestações (SE) para início da implantação do “5S” e, em seguida, os trabalhos da etapa 1 do pilar manutenção autônoma. Foi escolhida uma subestação em cada regional, conforme a seguir:

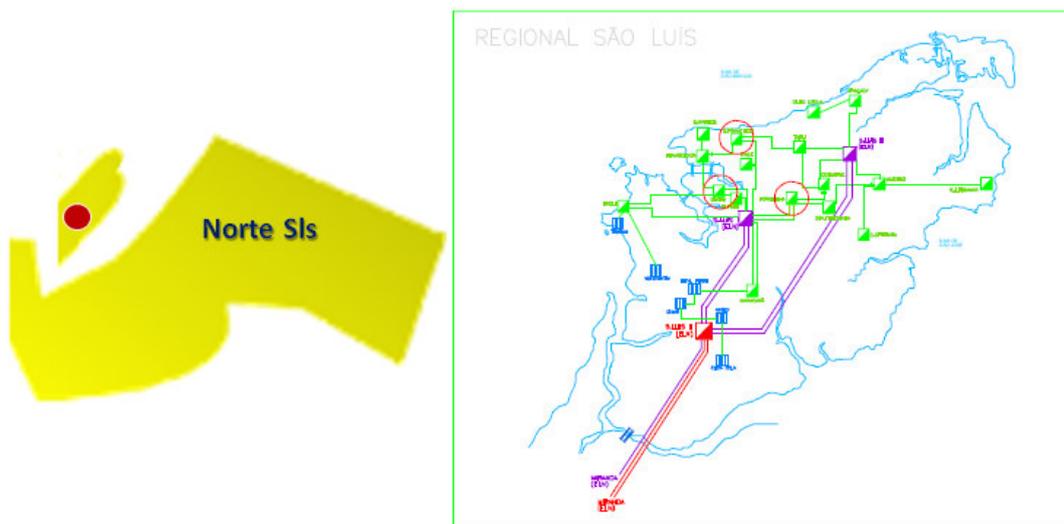
- Regional Norte São Luís: SE São Francisco – início em outubro/2013;
- Regional Norte Pinheiro: SE Pinheiro – início em outubro/2013;
- Regional Centro: SE Bacabal – início em outubro/2013;
- Regional Sul: SE Imperatriz – início em outubro/2013;
- Regional Leste: SE Timon I – início em março/2014.

Neste primeiro momento, foram escolhidos os equipamentos mais importantes nessas cinco subestações para iniciar as atividades de manutenção autônoma. Em um segundo momento, foram escolhidas mais cinco subestações para iniciar novos grupos autônomos e, para estes casos, foram escolhidos somente equipamentos classe A, definidos de acordo com os critérios estabelecidos pelo pilar Manutenção Planejada. Foram escolhidas as subestações abaixo:

- Regional Norte São Luís: SE Forquilha – início em março/2014;
- Regional Norte Pinheiro: SE Três Marias – início em março/2014;
- Regional Centro: SE Santa Inês – início em março/2014;
- Regional Sul: SE Açailândia – início em julho/2014;
- Regional Leste: SE Codó – início em abril/2015.

Em junho de 2015 também teve início, na Norte São Luís, a manutenção autônoma da SE Centro. A localização das subestações da regional Norte São Luís está ilustrada na Figura 38.

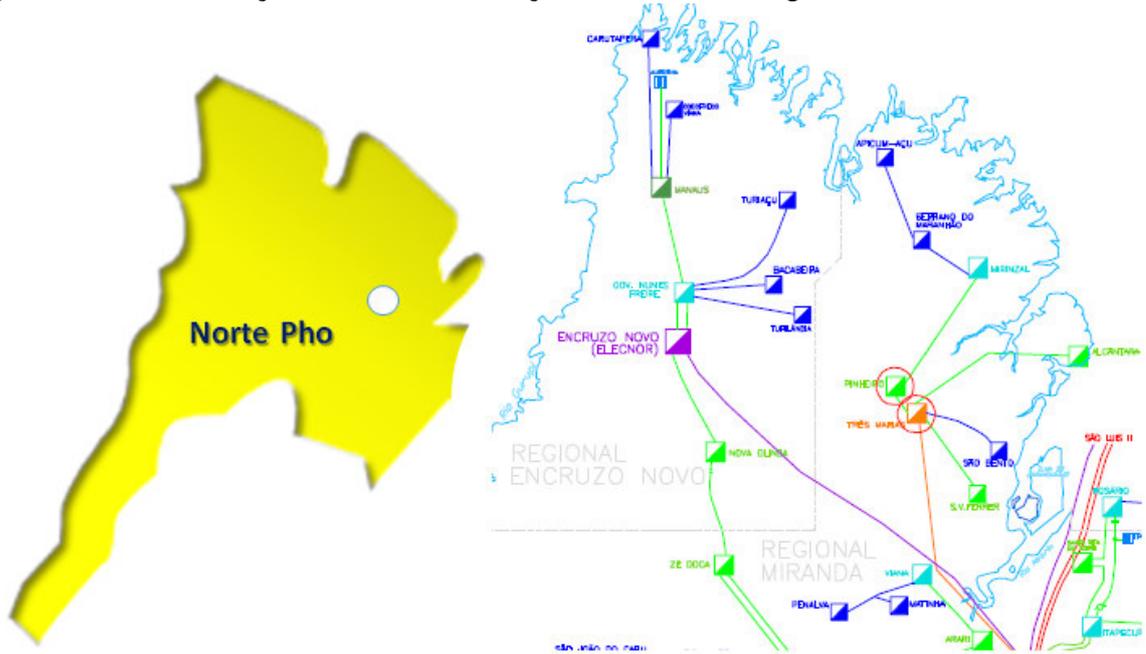
**Figura 38** – Subestações com Manutenção Autônoma Regional Norte São Luís.



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

A localização das subestações da regional Norte Pinheiro está ilustrada na Figura 39.

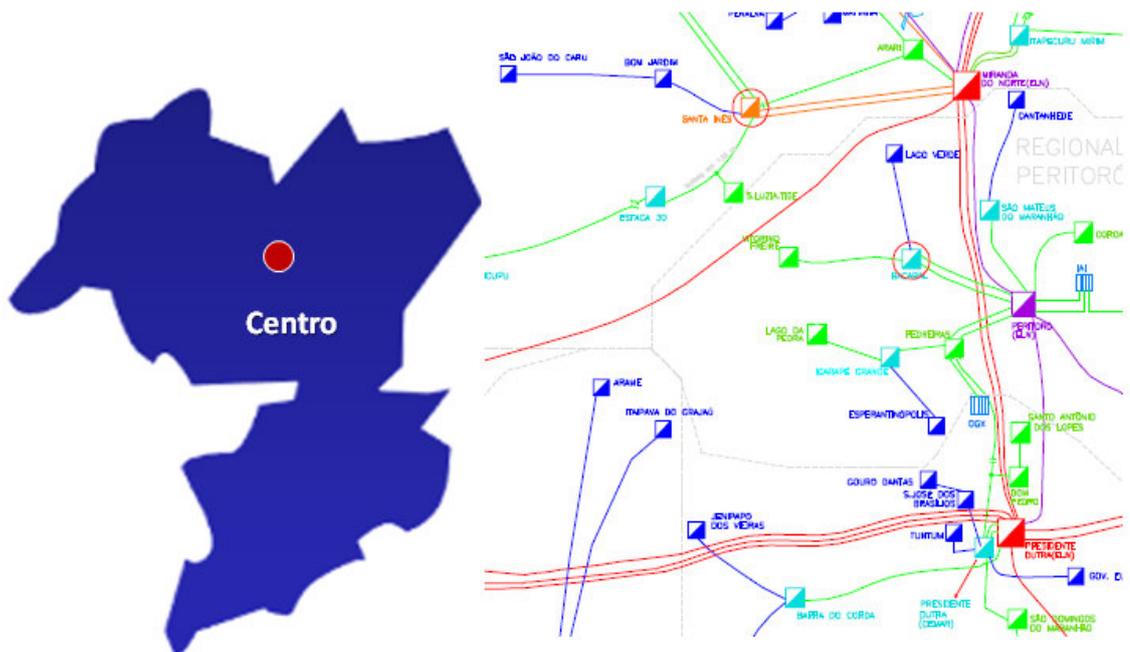
**Figura 39 – Subestações com Manutenção Autônoma Regional Norte Pinheiro.**



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

A localização das subestações da regional Centro está ilustrada na Figura 40.

**Figura 40 – Subestações com Manutenção Autônoma Regional Centro.**



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.





**Figura 43** – Exemplo anomalias apontadas pela manutenção autônoma.



**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

Para acompanhar, controlar as anomalias e o desempenho dos equipamentos, foi utilizada uma das ferramentas mais importantes do TPM que é o quadro de atividades, que em algumas empresas também é conhecido como quadro de gestão à vista. Nesses quadros que foram instalados nas subestações referentes a esta pesquisa, é acompanhado o número de anomalias registradas, a localização dessas anomalias no equipamento, a quantidade de anomalias retiradas, o tipo dessas anomalias, os alarmes que operaram no equipamento e o mapeamento de locais de difícil acesso e fontes de contaminação (Etapa 2). Segue, na Figura 44, exemplo de um quadro de atividades. O Anexo I deste trabalho ilustra todas as partes que compõe o quadro de atividades.

**Figura 44** – Exemplo de Quadro de Atividades da Manutenção Autônoma.

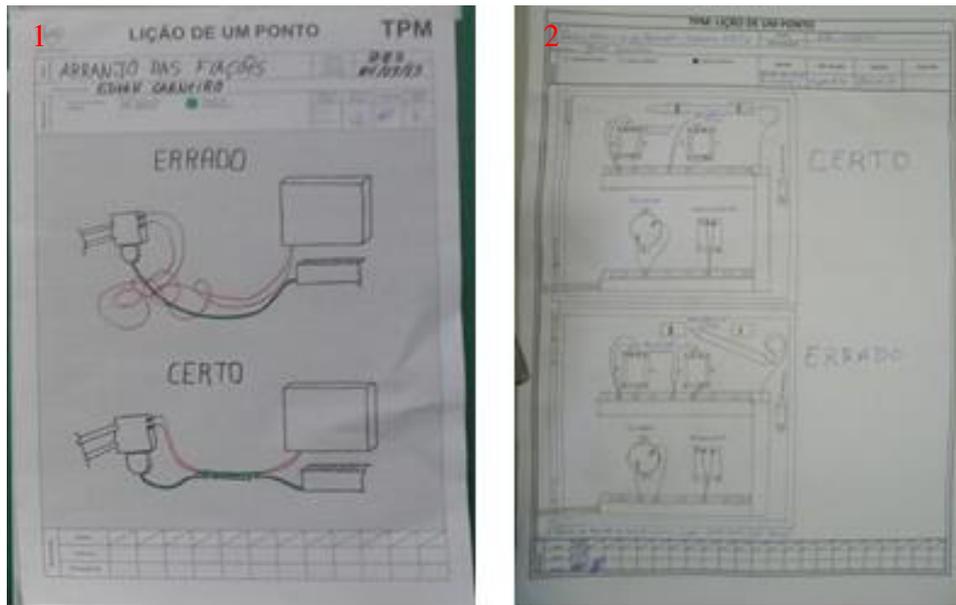


**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

Outra ferramenta utilizada para capacitar os operadores foi a Lição de Um Ponto (LUP), instruções rápidas elaboradas em folha A3, em que devem ser classificadas em LUP de Conhecimento Básico, Caso de Melhoria ou Caso de Problema. A Figura 44 ilustra exemplos de LUP, onde:

- 1 – Mostra a forma correta de organização de cordões de fibra ótica;
- 2 – Mostra a forma correta de instalação de resistência de aquecimento.

**Figura 45 – Exemplos de LUP**

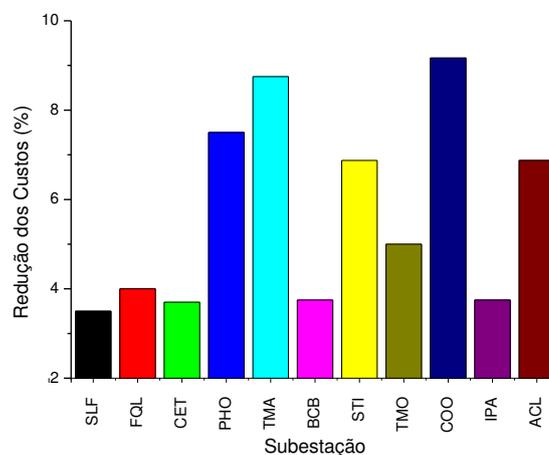


Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

## 5.2 Resultados Manutenção Autônoma

Como resultado da primeira etapa da manutenção autônoma foram levantados os valores médios mensais da economia gerada pelas inspeções realizadas pelos operadores que antes eram realizadas pelas equipes de manutenção e geravam custos de deslocamento e mão de obra. Essas economias por subestação podem ser observadas na Figura 46. Essas economias em um montante de milhares de reais foram possíveis devido o aproveitamento das horas ociosas dos operadores de cada subestação.

**Figura 46 – Economia gerada pela manutenção autônoma por subestação.**



Fonte: Dados da pesquisa, 2015.

Finalmente, para os grupos autônomos evoluírem para a Etapa 2, foram desenvolvidos critérios de avaliação que seguiram o fluxo, conforme demonstrado na Figura 47. Em 2015, tem-se 8 grupos autônomos na Etapa 2:

- SE Bacabal (março 2015);
- SE São Francisco (maio 2015);
- SE Imperatriz (julho 2015);
- SE Pinheiro (julho 2015);
- SE Santa Inês (agosto 2015);
- SE Timon I (setembro 2015);
- SE Forquilha (setembro 2015);
- SE Três Marias (setembro 2015).

**Figura 47 – Fluxo de auditorias de Etapas.**



Fonte: Adaptado de (SUZUKI, 1994).

Na etapa 2, já foi possível medir ganhos de produtividade nas atividades de inspeção, utilizando estudo de tempos e movimentos para atividades de inspeção em locais de difícil acesso e redução dos tempos de atividades dessas inspeções eliminando, combinando, relocando ou simplificando as inspeções em locais de difícil acesso.

Na SE Bacabal ocorreu ganho de 50% na atividade de inspeção, visualizada na Figura 48, reduzindo o tempo de inspeção de 36 minutos para 18. O mesmo também foi observado na SE São Francisco, na qual ocorreu ganho de 41,2 % na atividade de inspeção na parte superior do disjuntor de 13,8 kV, reduzindo o tempo de inspeção de 1 hora e 37 minutos para 57 minutos.

**Figura 48 – Formulário de tomada de tempo de atividades.**

 <b>Formulário de Tomada de Tempo de Atividade</b>							
GEÊNCIA:		REGIONAL:	GRUPO AUTÔNOMO:		OPRERADOR:		
OPERAÇÃO		CENTRO	MA		CARLOS MALDINE		
SUBESTAÇÃO:		EQUIPAMENTO:	ATIVIDADE:		ELABORADO EM:		
BCB		BCB 02T1	09.10.2015		09.10.2015		
ATIVIDADE: INSPEÇÃO NO RELÉ DE GÁS DO TRAF0 02T1 - ETIQUETA 10032.							
Número da Etapa	Descrição da Etapa	Início da Etapa	Fim da Etapa	Duração da Etapa	Quantidade de Pessoas Envolvidas na Atividade	Tempo Real	
1	ABRIR SI	15:39	15:39	00:00	1	00:00	
2	ISOLAR ÁREA	15:41	15:45	00:04	1	00:04	
3	MATERIAL DA ATIVIDADE	15:46	15:46	00:00	1	00:00	
4	FAZER APR	15:47	15:49	00:02	1	00:02	
5	TIRAR FOTOS - ANTES	15:50	15:52	00:02	1	00:02	
6	FAZER LIMPEZA	15:53	15:56	00:03	1	00:03	
7	ANALIZAR FOTOS	15:57	15:57	00:00	1	00:00	
8	CRIAR ETIQUETAS DE ANOMALÍAS	00:00	00:00	00:00	1	00:00	
9	RETIRAR ETIQUETAS	00:00	00:00	00:00	1	00:00	
10	RECOLHER MATERIAL DA ATIVIDADE	15:58	16:01	00:03	1	00:03	
11	ATUALIZAR QUADRO	16:02	16:06	00:04	1	00:04	
<b>TEMPO TOTAL DA ATIVIDADE REALIZADA POR APENAS UMA PESSOA</b>							<b>00:18</b>

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

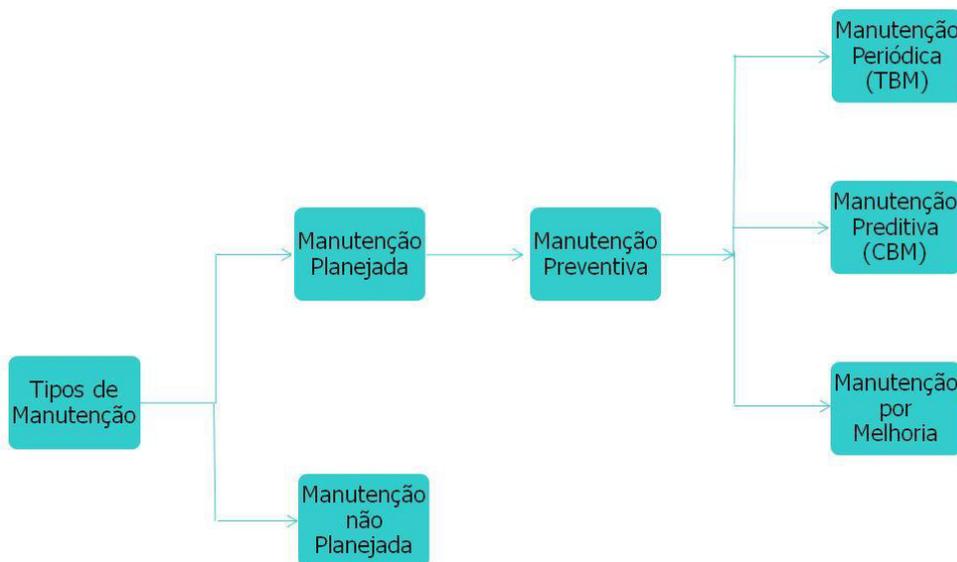
### 5.3 Manutenção Planejada

O pilar manutenção planejada foi iniciado em maio de 2014, com a avaliação e compreensão da situação atual de manutenção. Alguns conceitos de manutenção foram redefinidos, como os critérios ABC para classificar as redes de distribuição, linhas de transmissão e equipamentos de subestações quanto ao grau de importância. Rotas de inspeção para redes de distribuição, linhas de transmissão e subestações foram desenvolvidas para facilitar as inspeções em campo. O pilar deu todo o suporte necessário para as atividades de Manutenção Autônoma.

### 5.3.1 Conceitos de Manutenção

Todas as manutenções realizadas na distribuidora foram reclassificadas dentro do *software* de gestão da manutenção de acordo com os tipos de manutenções definidos na Figura 49:

**Figura 49** – Tipos de Manutenção.



**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

Foram definidos os seguintes conceitos:

- **Manutenção Preventiva:** é todo serviço planejado de controle, conservação e restauração dos equipamentos e componentes do sistema elétrico, executado com a finalidade de manter as condições de operação e prevenir contra possíveis falhas. Manutenção antes da falha, dividindo-se em: Manutenção Periódica, Manutenção Preditiva, Manutenção Corretiva Programada e Manutenção por Melhoria;

- **Manutenção Periódica:** manutenção realizada segundo uma rotina específica em intervalos de tempo regulares, através de inspeção, reparos, limpeza de equipamentos e substituição de peças com base tempo, visando reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item;

• **Manutenção Preditiva:** é toda atividade de acompanhamento do desgaste de uma ou mais peças ou componentes de equipamentos, com base na medição e análise dos parâmetros de operação. Através da correta interpretação dos dados, é possível prever com razoável precisão em quanto tempo o equipamento irá falhar e, assim, determinar o ponto exato de troca ou reparo;

• **Manutenção por Melhoria:** é a manutenção realizada com base em análise de falhas recorrentes em equipamentos e os componentes, promovendo melhorias e possíveis redefinições de projeto de modo a tornar a manutenção mais confiável;

• **Manutenção não Planejada:** é todo serviço não programado efetuado em equipamentos ou instalações, com a finalidade de restabelecer sua operação após a ocorrência de uma falha.

### 5.3.2 Critérios ABC

Foram utilizados cinco fatores de avaliação para classificar como A, B ou C as redes de distribuição, linhas de transmissão e equipamentos de subestação, sendo que em média 5% foram classificados como A, 15% como B e 80% como C. E os ativos classificados como A são considerados críticos para o sistema elétrico e necessitam de um plano de manutenção e operação diferenciados. Os ativos classificados como B são considerados ativos com risco moderado para o sistema e devem seguir a rotina normal de manutenção e operação. E por fim, os ativos classificados como C não são considerados críticos para o sistema e não necessitam de um plano específico de manutenção e operação (somente inspeção). Segue abaixo a Tabela 7 como exemplo de fatores do critério ABC de subestações.

**Tabela 7 – Exemplo de fatores para o critério ABC para subestações.**

<b>FATOR DE AVALIAÇÃO</b>	<b>NÍVEL 1</b>	<b>NÍVEL 2</b>	<b>NÍVEL 3</b>
<b>SEGURANÇA (S)</b>	Na maioria das vezes, a falha desse equipamento provoca graves efeitos sobre o homem, o meio ambiente ou a integridade dos demais equipamentos da subestação.	Na maioria das vezes, a falha desse equipamento traz riscos moderados para o homem, o meio ambiente ou a integridade dos demais equipamentos da subestação.	Na maioria das vezes, a falha desse equipamento não traz riscos ou consequências.
<b>EFEITO SOBRE A CONTINUIDADE (EC)</b>	A falha desse equipamento provoca a perda de mais de 15.000 clientes.	A falha desse equipamento provoca uma perda de 5.000 a 15.000 clientes.	A falha desse equipamento provoca uma perda de menos de 5.000 clientes.
<b>RECUPERAÇÃO DO SISTEMA (RS)</b>	O equipamento não possui <i>bypass</i> nem automação.	O equipamento possui <i>bypass</i> .	O equipamento possui <i>bypass</i> e automação.
<b>CUSTO DE MANUTENÇÃO (CM)</b>	Acima de R\$ 100.000,00.	Entre R\$ 10.000,00 e R\$ 100.000,00.	Abaixo de R\$ 10.000,00.
<b>TEMPO DE RECOMPOSIÇÃO (TR)</b>	Acima de 4 horas.	Entre 1 e 4 horas.	Abaixo de 1 hora.

**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

### 5.3.3 Suporte a Manutenção Autônoma

O suporte à manutenção autônoma consiste em auxiliar na capacitação dos operadores e, também, tratar todas as etiquetas vermelhas dentro do prazo. Assim, como na manutenção autônoma, também foi criado o quadro de atividades da manutenção planejada para fazer o controle das etiquetas vermelhas e criação de LUP para treinamento dos operadores. Segue, na Figura 50, exemplo do quadro de atividades. Neste quadro é realizado o controle da programação de retirada das anomalias registradas nas etiquetas vermelhas.

**Figura 50** – Exemplo quadro de manutenção planejada



**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

#### 5.3.4 Rotas de Inspeção

Outra atividade importante do pilar manutenção planejada foi a criação de rotas de inspeção para as redes de distribuição, linhas de transmissão e equipamentos de subestações.

A criação de rotas de inspeção segue o princípio que se deve criar uma rota com identificação dos pontos principais que devem ser inspecionados e essa rota pode ser seguida por qualquer pessoa, mesmo aquelas que não estão inclusas diariamente no processo ou que não conhecem o que irão inspecionar. A Figura 51 ilustra um exemplo de rota de inspeção para transformador de distribuição.

**Figura 51 – Exemplo de rota de inspeção na distribuição de energia.**

PÁTRÃO PARA PONTOS DE INSPEÇÃO/LUBRIFICAÇÃO		MANTENÇÃO PLANEJADA		PREPARAÇÃO		PONTOS DE INSPEÇÃO		MANTENÇÃO PLANEJADA		PREPARAÇÃO		PONTOS DE INSPEÇÃO		MANTENÇÃO PLANEJADA		PREPARAÇÃO	
ÁREA - EXECUÇÃO DE MANUTENÇÃO E EXPANSÃO		TIPO DE MANUTENÇÃO		TIPO DE MANUTENÇÃO		TIPO DE MANUTENÇÃO		TIPO DE MANUTENÇÃO		TIPO DE MANUTENÇÃO		TIPO DE MANUTENÇÃO		TIPO DE MANUTENÇÃO		TIPO DE MANUTENÇÃO	
	1	INSPEÇÃO - COMPONENTE	Realizar a preparação de distribuição de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	2	INSPEÇÃO - PÓRTE	Realizar a preparação de distribuição de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	3	PÓRTE	Terminar a preparação de distribuição de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	4	SISTEMA DE APOIAMENTO	Terminar a preparação de distribuição de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	5	INSPEÇÃO - PÓRTE	Terminar a preparação de distribuição de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	6	TELA DE MEDIÇÃO	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	7	RELAIS	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	8	SUporte do transformador	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	9	CONEXÃO SUPERIOR DA FASE	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	10	TELA DE MEDIÇÃO	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	11	RELAIS	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	12	SUporte do transformador	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	13	CONEXÃO SUPERIOR DA FASE	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	14	TELA DE MEDIÇÃO	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	15	RELAIS	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	16	SUporte do transformador	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	17	CONEXÃO SUPERIOR DA FASE	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	18	TELA DE MEDIÇÃO	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							
	19	RELAIS	Verificar a conexão de energia em base fixa.	Visual	-	Programa de manutenção	1 dia	X	Inspeção	10							

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

A Figura 52 ilustra exemplos de rotas de inspeção detalhadas de componentes de um transformador de distribuição. Nos anexos II e III deste trabalho, têm-se formulários completos de uma rota de inspeção em transformadores de distribuição.

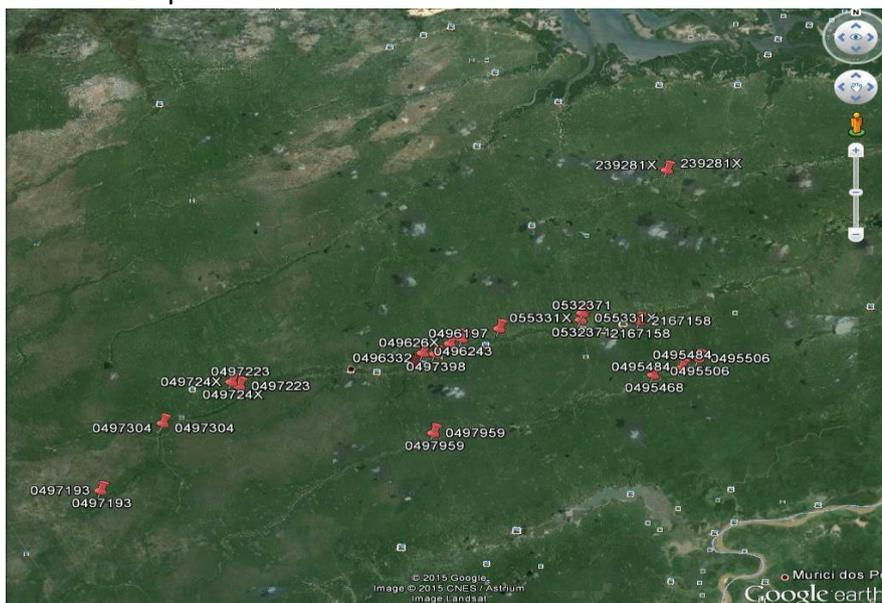
**Figura 52 – Exemplo de rota de inspeção em ativos da distribuição de energia.**

TPM		Padrão para Pontos de Inspeção/Lubrificação		
Área: Manutenção de RD		Equipamento: Estrutura de transformador de distribuição B1 TR		
ILUSTRAÇÃO		PONTOS DE INSPEÇÃO		
	PONTOS	Descrição	Condição Ideal	
	5	PÁRA-RAIO DE BT FASE A (CONECTADO AO CABO CINZA)	PR íntegro e conectado com piercing na rede multiplexada.	
	6	PÁRA-RAIO DE BT FASE B (CONECTADO AO CABO PRETO)	PR íntegro e conectado com piercing na rede multiplexada.	
	7	PÁRA-RAIO DE BT FASE C (CONECTADO AO CABO VERMELHO)	PR íntegro e conectado com piercing na rede multiplexada.	
TPM		Padrão para Pontos de Inspeção/Lubrificação		
Área: Manutenção de RD		Equipamento: Regulador de Tensão		
ILUSTRAÇÃO		PONTOS DE INSPEÇÃO		
	Pontos	Descrição	Condição Ideal	
	28	1º parafuso do conector inferior da chave faca	Deve estar com 1 parafuso e 2 arruelas e sem ponto quente	
	29	2º parafuso do conector inferior da chave faca	Deve estar com 1 parafuso e 2 arruelas e sem ponto quente	
	30	Isolador porcelana inferior da chave	Isolador íntegro e sem objetos estranhos	
	31	Isolador porcelana superior da chave	Isolador íntegro e sem objetos estranhos	
	32	Encaixe da lâmina a base	O encaixe deve estar sobreposto a chave faca	
	33	Olhal para vara de manobra	Olhal íntegro (sem quebra)	
	34	Suporte metálico em forma de "J" para encaixar o load buster	Suporte íntegro (sem quebra)	
	35	1º parafuso do conector superior da chave faca	Deve estar com 1 parafuso e 1 arruela e sem ponto quente	
	36	2º parafuso do conector superior da chave faca	Deve estar com 1 parafuso e 1 arruela e sem ponto quente	
	37	Parafusos superior do suporte	Deve estar com 1 parafusos e 2 arruelas	
38	Parafusos inferior do suporte	Deve estar com 1 parafusos e 2 arruelas		
39	Suporte da chave	Suporte metálico deve estar sem oxidação F3		

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.



**Figura 54 – Componentes com maior número de avarias de transformadores.**



**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

Os resultados após a implantação das rotas de inspeção nesses componentes podem ser visualizados na Tabela 8. A redução do número de avaria de transformadores foi de 13 peças em 2014 para 1 peça somente em 2015, uma redução de 92,3 %. Com a aplicação das rotas de inspeção todas as anomalias foram corrigidas, as principais anomalias eram falta de proteção contra descargas atmosféricas.

**Tabela 8 – Resultados Avaria de transformadores após rota de inspeção**

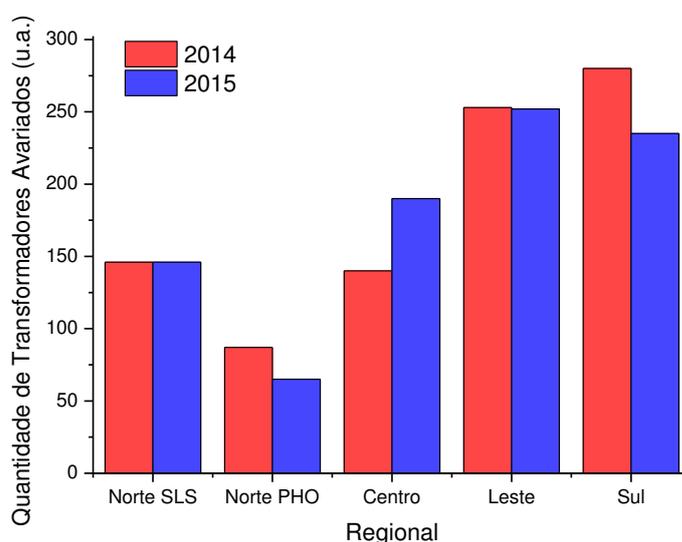
SEAL	COMPONENTE	REGIONAL	POTÊNCIA	AVARIA 2014	AVARIA ATÉ AGOS/2015
SBN09F1	0497959	LESTE	15	2	0
SBN09F1	0495468	LESTE	15	1	0
SBN09F1	0495484	LESTE	15	1	0
SBN09F1	0495506	LESTE	15	1	0
SBN09F1	2167158	LESTE	5	1	0
SBN09F1	055331X	LESTE	30	1	0
SBN09F1	0532371	LESTE	75	1	0
SBN09F1	0496197	LESTE	15	1	0
SBN09F1	0496243	LESTE	45	2	0
SBN09F1	0496332	LESTE	15	1	1
SBN09F1	0496405	LESTE	15	1	0
Total				13	1

**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

Com isso, após teste da metodologia de criação de rotas de inspeção em uma região crítica, a ferramenta foi replicada gradativamente para as demais regiões do estado do Maranhão, com exceção da regional Centro que iniciou a implantação da ferramenta em julho de 2015, assim pode-se perceber a diminuição do número de avaria de transformadores na Figura 55.

Pode-se afirmar que não obteve-se evolução na regional Centro, porém houve evolução no resultado global. Resultado expressivo se considerar também o número de 888 transformadores avariados em uma base atual de 108.373 transformadores instalados, representando, aproximadamente, 0,82% de transformadores avariados no ano de 2015 (resultado até julho de 2015).

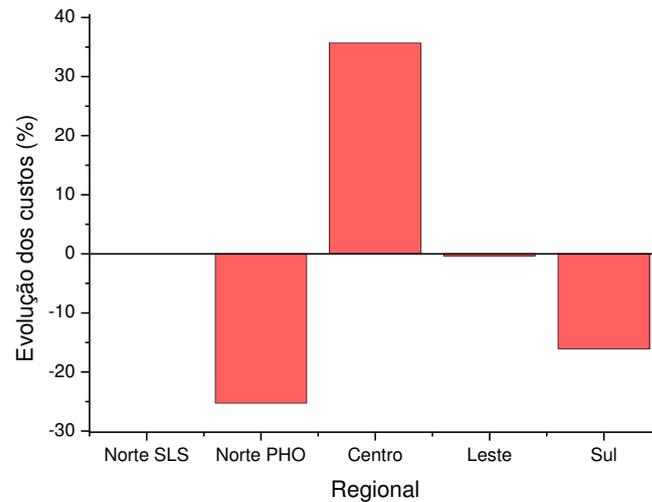
**Figura 55** – Transformadores avariados 2014 *versos* 2015.



**Fonte:** Dados da pesquisa, 2015.

Se considerar-se os custos evitados gerados pela diminuição das avarias de transformador, a redução é de 2% de um montante de milhares de reais no resultado global da companhia e a evolução dos custos por regional pode ser visualizado na Figura 56. Para cálculo destes custos, foram considerados os valores médios de mão de obra, custo de deslocamento e materiais envolvidos na substituição de um transformador de distribuição.

**Figura 56** – Custos evitados para substituição de transformadores.



**Fonte:** Dados da pesquisa, 2015.

### 5.3.6 Melhoria Específica

O pilar melhoria específica foi iniciado em setembro de 2014 com a missão de mapear as perdas da companhia, trabalhar com ciclos de melhoria para resolver problemas crônicos e por mensurar os ganhos do TPM para subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição, conforme mostrado nos resultados dos demais pilares. Os ciclos de melhoria foram desenvolvidos em ondas de melhoria, em que a primeira onda o grupo rodou quatro ciclos de melhorias:

1. Grupo de Religadores (Concluído);
2. Grupo de Retificadores (Em andamento);
3. Grupo de Alocação de Horas (Em andamento);
4. Grupo de Compra de Materiais (Cancelado).

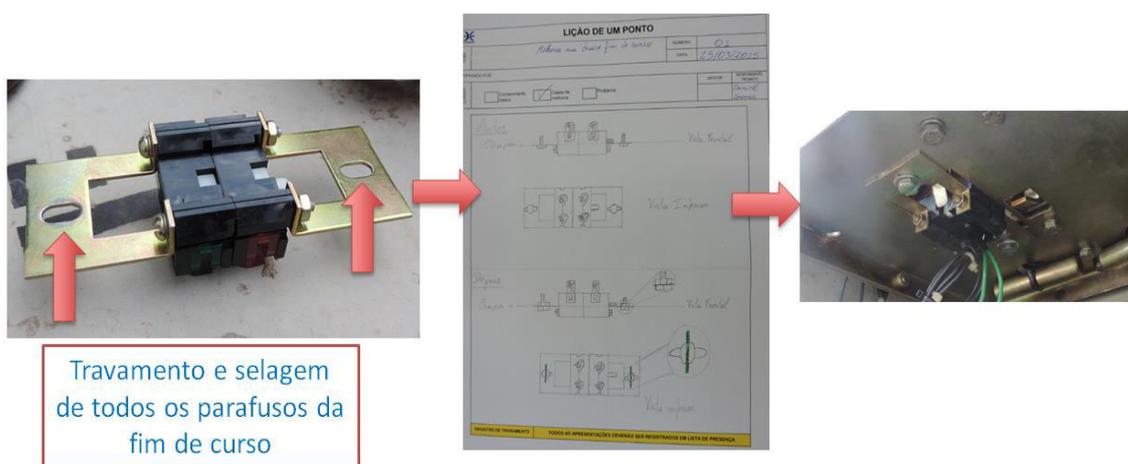
### 5.3.7 Resultados-destaque

Como destaque dos ciclos de melhorias, o grupo de religadores (equipamentos de manobra para isolar defeitos ocorridos na rede de distribuição) realizou um projeto piloto no religador 21C2 da SE Renascença

em São Luís, na qual se procurou entender os principais problemas ocorridos neste equipamento e propor melhorias no projeto. As melhorias realizadas, durante o ciclo de melhorias, foram:

**1. Melhoria na instalação da chave fim de curso:** historicamente, os problemas ocorridos na chave fim de curso do religador aconteciam devido à fixação inadequada do componente. Como melhoria foi realizado o travamento dos parafusos de fixação e a selagem (marcação dos parafusos) para facilitar as inspeções visuais, conforme visualizado na Figura 57.

**Figura 57** – Melhoria na instalação da chave fim de curso.



**Fonte:** Dados da Pesquisa, 2015.

**2. Melhoria** na visualização das partes mecânicas do religador, conforme Figura 58.

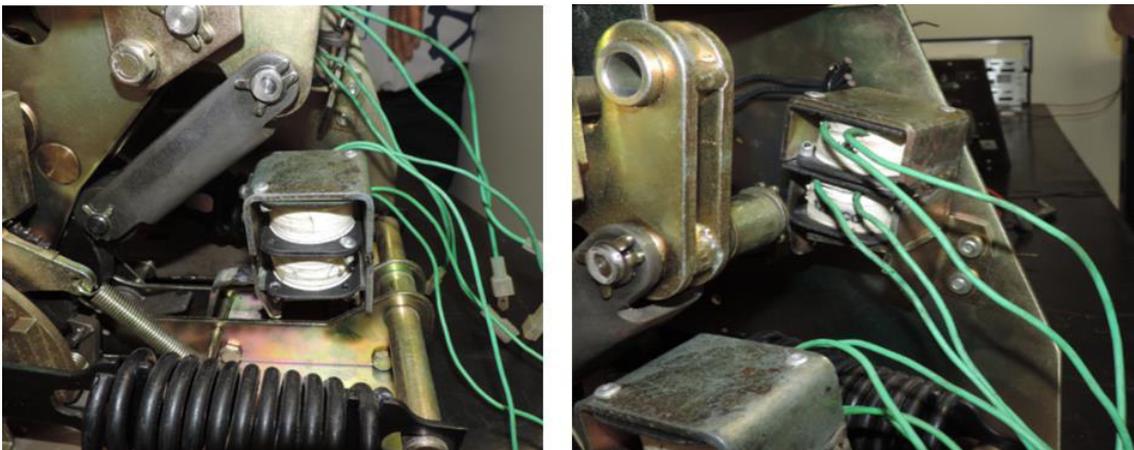
**Figura 58** – Instalação de tampa de acrílico nas partes mecânicas do religador.



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

**3. Redundância:** bobinas de abertura e fechamento proporcionando aumento de confiabilidade para as operações de abertura e fechamento do equipamento durante defeito na rede de distribuição, conforme Figura 59.

**Figura 59** – Redundâncias das bobinas de abertura e fechamento do religador.



Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

Como resultado dessas melhorias, pode-se citar:

- Nenhum defeito no religador em 9 meses de testes;
- Diminuição de 50% do tempo de inspeção;
- Grande oportunidade de replicação horizontal (Etapa 10), pois se tem aproximadamente 150 equipamentos semelhantes no parque de ativos;
- Solicitação de modificações em novas compras, mudança da especificação de novas compras de equipamentos.

### 5.3.8 Gestão de Ativos

Em junho de 2014, foi realizada uma avaliação estruturada da maturidade em Gestão de Ativos da companhia alinhada aos requisitos da NBR ISO 55000. De modo geral, o diagnóstico sobre a maturidade do sistema de gestão de ativos na companhia avaliou os seguintes processos de gestão de ativos:

**1. Gerenciamento da estratégia:** desenvolvimento e implementação de uma Política e uma Estratégia de Gerenciamento de Ativos;

**2. Gerenciamento da informação:** gerenciamento efetivo de todas as informações relacionadas a ativos para permitir que a organização tome decisões operacionais, táticas e estratégicas de gerenciamento de ativos;

**3. Informação técnica:** gestão e controle eficaz de todos os documentos e dados relacionados aos ativos;

**4. Organização e desenvolvimento:** organização das pessoas envolvidas na gestão de ativos através de uma estrutura lógica com responsabilidades claras, planos de desenvolvimento das habilidades e de carreira;

**5. Gerenciamento de contratados:** processo estruturado para gerenciar todos os contratos e contratados envolvidos nas atividades de gestão de ativos;

**6. Gerenciamento financeiro:** disciplina de planejamento, orçamento, monitoramento e controle da utilização de recurso financeiro referente aos ativos;

**7. Gerenciamento de riscos:** estabelecimento de processos e sistemas para identificação e avaliação dos riscos relacionados aos ativos durante todas as fases do ciclo de vida;

**8. Meio ambiente, saúde e segurança:** processos e sistemas de suporte estruturados para gerenciar todas as responsabilidades ambientais, de saúde e segurança relacionados aos ativos da organização;

**9. Planos de Manutenção:** desenvolvimento estruturado e melhorias dos planos de manutenção dos ativos, utilizando metodologias apropriadas e de acordo com a criticidade dos ativos;

**10. Planejamento e controle do trabalho:** processo estruturado para gerenciar a identificação, o planejamento, a programação, a execução e o *feedback* dos trabalhos táticos e não-táticos de uma maneira eficaz e financeiramente eficiente;

**11. Manutenção autônoma:** participação ativa do pessoal operacional da linha de frente no atendimento de ativos;

**12. Gerenciamento de materiais:** processo estruturado para garantir a disponibilidade dos materiais com custos adequados;

**13. Recursos e ferramentas de suporte:** provisão e gerenciamento de todos os recursos e ferramentas de suporte para um gerenciamento de ativos eficaz e eficiente. Incluem oficinas, veículos, ferramentas especiais e equipamentos para monitoramento da condição;

**14. Gerenciamento do ciclo de vida do ativo:** o processo estruturado para gerenciar um ativo rentável em todas as diferentes fases do ciclo de vida, a fim de garantir um ótimo desempenho em custos mínimos de ciclo de vida. Fases do ciclo de vida de um ativo: Planejar, Especificar, Comprar, Comissionar, Operar, Manter e Descartar;

**15. Gerenciamento de projetos e grandes paradas:** utilização de princípios e processos de gerenciamento de projetos para executar de maneira eficaz projetos relacionados a ativos;

**16. Medição do desempenho:** seleção e disposição de medições de desempenho do gerenciamento de ativos e melhoria de metas de toda a organização;

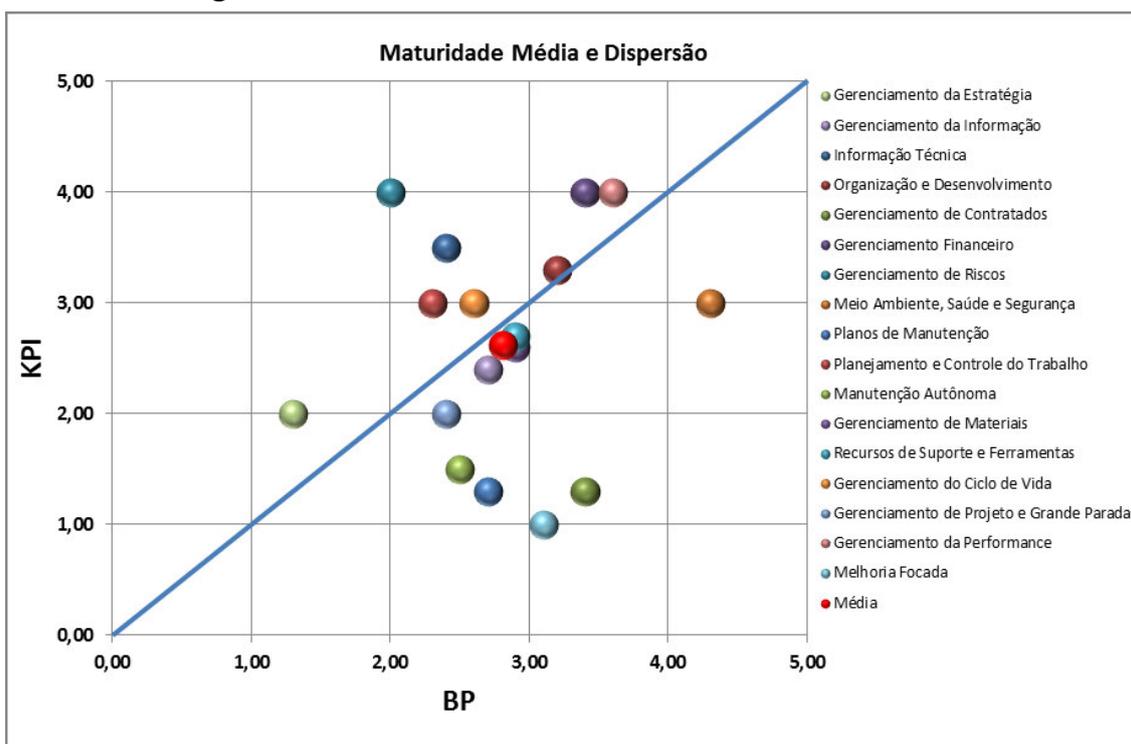
**17. Melhoria focada:** utilização de um processo estruturado para a resolução de problemas e técnicas associadas para tratar de problemas relacionados a ativos.

Com a análise desses 17 processos dentro da companhia, obtiveram-se os pontos que deveriam ser melhorados para alcançar os objetivos estratégicos. Melhorias que também contribuem para um controle eficaz e uma boa governança dos ativos, fatores essenciais para obter valor através do

gerenciamento de riscos e oportunidades, buscando o equilíbrio entre custo, risco e desempenho.

Neste processo de avaliação da maturidade em gestão de ativos, não foi considerado o impacto da implementação do TPM nos 17 processos analisados. O resultado do diagnóstico é expresso em uma nota de 1 até 5 para as melhores práticas adotadas nas 17 áreas analisadas e, também, por uma nota de 1 até 5 para os indicadores de desempenho utilizados para medir os resultados das 17 áreas analisadas. O resultado global da companhia foi 2,81 para as Melhores Práticas e 2,62 para os Indicadores de Desempenho. Os demais resultados podem ser visualizados na Figura 60, onde o BP (*Best Practices*) refere-se às Melhores Práticas e KPI (*Key Performance Indicators*) aos Indicadores de Desempenho.

**Figura 60 – Nível de Maturidade em Gestão de Ativos.**



Fonte: Schincariol e Agostinho (2014).

### 5.3.9 Gestão de Ativos *versos* TPM

Após o diagnóstico da maturidade da companhia em gestão de ativos, realizou-se o cruzamento dos pilares do TPM que a companhia está implantando com os requisitos de gestão de ativos que esses pilares poderiam contribuir para melhorar os níveis de maturidade. Esse cruzamento com os respectivos níveis de maturidade atuais e as metas a serem alcançadas podem ser visualizados na Tabela 9, onde MP indicam a maturidade para as Melhores Práticas e ID para os Indicadores de Desempenho.

**Tabela 9 – Gestão de Ativos *versos* TPM.**

<b>Pilar TPM</b>	<b>Requisito Gestão de Ativos NBR ISO 55001</b>	<b>Nível Atual de Maturidade</b>	<b>Meta Nível de Maturidade</b>
<b>Melhoria Específica</b>	Melhoria Focada.	MP: 3,1 ID: 1,0	MP: 3,1 ID: 3,0
<b>Manutenção Autônoma</b>	Manutenção Autônoma.	MP: 2,6 ID: 1,5	MP: 3,0 ID: 3,0
	Gerenciamento do Ciclo de Vida (Fase de Operação).	MP: 2,6 ID: 3,0	MP: 3,0 ID: 3,0
<b>Manutenção Planejada</b>	Planos de Manutenção.	MP: 2,7 ID: 1,3	MP: 3,0 ID: 3,0
	Planejamento e Controle do Trabalho.	MP: 2,3 ID: 3,0	MP: 3,0 ID: 3,0
	Gerenciamento do Ciclo de Vida (Fase de Manutenção).	MP: 2,6 ID: 3,0	MP: 3,0 ID: 3,0
	Gerenciamento da Informação (Sistema de informações da manutenção).	MP: 2,7 ID: 2,4	MP: 3,0 ID: 3,0
	Melhoria Focada.	MP: 3,1 ID: 1,0	MP: 3,1 ID: 3,0

**Fonte:** Dados da pesquisa, 2015.

Por fim, a implantação do TPM desde outubro de 2013 também contribuiu diretamente para os seguintes resultados:

1. Redução do prêmio de seguro dos ativos da companhia em 48,7% de um montante de milhares de reais em relação aos valores de 2014, resultado de *Road Show* com corretoras de seguros em novembro de 2014, apresentando o TPM e atual forma de gestão de ativos da companhia;

2. Redução do Indicador de continuidade DEC (duração das interrupções de energia em horas) do estado do Maranhão em 6,22 % comparados com 2014;

3. Redução do Indicador de continuidade FEC (frequência das interrupções de energia em vezes) do estado do Maranhão, em 20,26 % comparados com 2014;

4. Redução das multas por problemas de continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica em 10,24% de um montante de milhões de reais comparados com 2014.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante do exposto, conclui-se que os objetivos inicialmente levantados foram atingidos, pois com a análise realizada sobre o setor elétrico, o TPM e normatização de gestão de ativos no cenário atual, constatou-se que o TPM cumpre alguns requisitos da ABNT NBR ISO 55000 de Gestão de Ativos, principalmente os requisitos de manutenção e operação dentro do ciclo de vida dos ativos.

Outro objetivo alcançado foi a análise da utilização da metodologia do TPM em empresas de distribuição de energia elétrica, algo novo no setor de distribuição, já que a metodologia é amplamente aplicada no setor industrial. Porém, não difundida no setor de distribuição de energia, por isso, adaptações de algumas ferramentas foram necessárias para aplicação da metodologia.

Mesmo com o pouco tempo de implantação de parte dos pilares do TPM na distribuidora de energia elétrica do Maranhão, resultados de aumento de produtividade foram constatados, utilizando sempre o trabalho com projetos-piloto e, posteriormente, replicando para outros locais. Os principais ganhos de produtividade ocorreram nos processos de manutenção autônoma e economia de recursos no processo de manutenção planejada devido à redução de avaria de transformadores de distribuição.

Outro aspecto importante, que deve ser destacado, é o resultado com a economia gerada pela redução do prêmio de seguros dos ativos para 2015, que foi possível com apenas 25% dessa economia de um montante de milhares de reais custear a implantação do TPM. De acordo com Neto (2013), normalmente o tempo médio necessário para as empresas alcançarem resultados de classe mundial é de dez anos, porém, os ganhos maiores de produtividade acontecem nos três primeiros anos de implantação.

Um fator muito importante deste projeto foi o grande esforço para capacitação dos colaboradores de acordo com a metodologia do TPM, sendo 150 colaboradores capacitados em dois anos de projeto.

Resultados operacionais monitorados e fiscalizados pelo órgão regulador também são importantes e foram alcançados durante o período de implantação do TPM, pois a distribuidora de energia do Maranhão conseguiu reduzir em 6,22% comparados com 2014 o indicador de continuidade DEC,

reduziu em 20,26% o indicador de continuidade FEC e reduziu as multas por problemas de continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica em 10,24% de um montante de milhões de reais.

Com relação a normatização de gestão de ativos, por se tratar de um assunto relativamente novo, as distribuidoras de energia elétrica terão que se adequar, pois dependem intensivamente dos ativos e as partes interessadas a cada ano ficam mais exigentes e as Normas entram no mercado para auxiliar as empresas em como se deve fazer uma boa gestão de ativos.

Analisando somente a implantação do TPM, existem grandes oportunidades caso a implantação completa do pilar Educação e Treinamento aconteça de forma integral. Mesmo existindo uma área específica na companhia de capacitação, a estruturação do pilar Educação e Treinamento conforme a metodologia do TPM deverá proporcionar economias na ordem de 14% de um montante de milhares de reais nas ações de capacitação dos colaboradores envolvidos na gestão de ativos da companhia.

Por outro lado, a implantação do pilar controle inicial do TPM, também proporcionará economias na ordem de 20% de um montante de milhares de reais para novos projetos e ativos adquiridos pela companhia. Este resultado será possível porque as melhorias implementadas nos pilares manutenção autônoma, manutenção planejada e melhoria específica serão implementadas também em novos projetos e novos ativos, fato que proporcionará redução dos custos de manutenção e operação ao longo do ciclo de vida dos ativos da organização.

Por fim, pode-se concluir que, de forma indireta, o TPM e a gestão de ativos eficaz e efetiva da companhia contribuíram para colocar a companhia entre as três melhores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, de acordo com o ranking da ANEEL. Entre as melhores, também pela percepção dos consumidores em uma pesquisa de satisfação realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), a 14ª Melhor empresa para se trabalhar, de acordo com a revista *Época*, *Greatplacetowork* (2015) e entre as 100 melhores empresas para se trabalhar da revista *Você S/A* (2015).

## **6.1 Sugestões de Trabalhos Futuros**

Como sugestão de trabalhos futuros, pode-se citar a implementação do pilar Educação e Treinamento para auxiliar na capacitação dos colaboradores e do pilar Controle Inicial, para garantir que os novos projetos e ativos entrem na planta de acordo com as recomendações do TPM, aumentando, com isso, ainda mais os ganhos de produtividade e a efetiva gestão dos ativos.

Também, deve-se trabalhar fortemente nos requisitos da norma ABNT NBR ISO 55000 para melhorar a gestão de ativos e, futuramente, buscar uma certificação em gestão de ativos. Requisitos importantes que devem ser trabalhados são os requisitos estratégicos, ou seja, política de gestão de ativos, estratégia de gestão de ativos, objetivos da gestão de ativos e o plano de gestão de ativos, sempre alinhados com o plano organizacional estratégico da companhia.

## REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR ISO 55000: 2014 Gestão de Ativos**. – Visão Geral, princípios e terminologia., 2014a.

\_\_\_\_\_. **NBR ISO 55001: 2014. Gestão de Ativos – Sistema de Gestão – Requisitos.**, 2014b.

\_\_\_\_\_. **NBR ISO 55002: 2014. Gestão de Ativos – Sistema de Gestão – Diretrizes para a aplicação da ABNT NBR ISO 55001.**, 2014c.

ABRADEE. **Visão Geral do Setor**. 2015 Disponível em:  
<<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 20/08/2015.

ANEEL. **Novas tarifas para consumidores da Cemar (MA) entram em vigor a partir de 28/8**. 2014a. Disponível em:  
<[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=8082&id\\_area=>](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8082&id_area=>)>. Acesso em: 20/08/2015.

\_\_\_\_\_. **Bandeiras Tarifárias**. 2014b. Disponível em:  
<<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758>>. Acesso em: 10/06/2015.

ARAÚJO, S. M. F. **Implementação de um Sistema de Manutenção Lean na SNA Europe [ Industries ] S. A**. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.

BRITO, E. H. G. **Revisão tarifária e diferenças regionais: um estudo de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil**. Trabalho de Dissertação. Universidade de São Paulo, 2009.

BSI. **PAS 55-1:2008 - Gestão de Ativos**. Parte 1: Especificação para a Gestão Otimizada dos Ativos Físicos, 2008a.

\_\_\_\_\_. **PAS 55-2:2008 - Gestão de Ativos. Parte 2: Diretrizes para a Aplicação do PAS 55-1**, 2008b.

CABRAL, J. P. S. **Organização e Gestão da Manutenção, dos conceitos à prática**. 6<sup>a</sup> Edição ed. Lisboa: Lidel - Edições Técnicas, lda, 2006.

CAMACHO, M. A. DA G. **Modelo para Implantação e Acompanhamento de Programa Corporativo de Gestão de Energia**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campina Grande, 2009.

CAMARGO, L. G. B. C. **O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea**. Universidade Católica de Santos, 2005.

CARNEIRO, R. **Estado, mercado e o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro**. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2000.

CHEBERLE, L. A. D. **A vida útil de instalações no setor elétrico e sua influência na definição das tarifas de distribuição de energia no Brasil.**

UnB, Brasília, 2013.

CHIARADIA, Á. J. P. **Utilização do indicador de eficiência global de equipamentos na gestão e melhoria contínua dos equipamentos: um estudo de caso na indústria automobilística.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2004.

COUSSEAU, V. L. **Aplicação de um método de implantação da manutenção produtiva total a partir da ótica da teoria das restrições na linha de fabricação de painéis da tramontina farroupilha S.A.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2003.

D' ARAÚJO, R. P. **Setor Elétrico Brasileiro: uma aventura mercantil.** 1ª edição ed. Brasília: Confea, 2009.

DA SILVA, B. G. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional : uma análise histórica e econométrica de longo prazo.** Universidade de São Paulo, 2011.

DE OLIVEIRA, T. H.; HELLENO, A. L. Sistema de apoio à gestão da produção: indicadores de eficiência operacional – estudo de caso. **Ciência & Tecnologia**, v. 17, n. 33, p. 39–52, 2012.

DE SOUSA, C. M. F. **TPM - nas linhas finais de montagem.** Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.

ELETROBRÁS. **50 anos: a Eletrobras no espelho da história / Centro da Memória da Eletricidade no Brasil.** 2012.

\_\_\_\_\_. **Memória da Eletricidade.** Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Disponível em:  
<<http://memoriadaeletricidade.com.br/default.asp?pag=12&codTit1=44367&pagina=destaques/linha/1948-1963&menu=381&iEmpresa=Menu#44367>>. Acesso em: 14 jul. 2015a.

\_\_\_\_\_. **Memória da Eletricidade.** Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Disponível em:  
<<http://memoriadaeletricidade.com.br/default.asp?pag=6&codTit1=44385&pagina=destaques/linha/1964-1990&menu=377&iEmpresa=Menu#44385>>. Acesso em: 15 jul. 2015b.

ESMERALDO, J. et al. **Gestão de Ativos.** 1ª Edição ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2014.

FECHA, J. F. F. **Aplicação da PAS 55 ao Departamento de Operação e Manutenção da Operadora da Rede Elétrica de Distribuição.** Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.

FERNANDES, E. R. **As sanções administrativas aplicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL** – um estudo sobre a regulamentação e as práticas da agência. Universidade de Brasília - UnB, 2013.

GEREMIA, C. F. **Desenvolvimento de programa de gestão voltado à manutenção das máquinas e equipamentos e ao melhoramento dos processos de manufatura fundamentado nos princípios básicos do Total Productive Maintenance (TPM)**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2001.

GOMES, A. C. S. et al. **O Setor Elétrico**. Brasília, BNDES, 2005.

GREATPLACETOWORK. **Melhores Empresas Para Trabalhar**. Rio de Janeiro, 2015.

GUEDES, R. P. DE A. M. **Manutenção Autônoma – TPM Modelo Bosch**. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.

GULATI, R. **Maintenance and Reliability Best Practices**. Second Edi ed. New York: Industrial Press, 2012.

HORNET, A. F. VAN DEN; SCHOEMAN, J. S.; VLOK, P. J. **Correlating the content and context of pas 55 with the ISO 55000 SERIES**. South African Journal of Industrial Engineering, v. 24, n. August, p. 24–32, 2013.

ITAIPU BINACIONAL. **Itaipu Hydroelectric Project**. 1. ed. Curitiba/PR: 1994.

KARDEC, A.; NASCIF, J. **Manutenção Função Estratégica**. 3ª Edição ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2009.

LANDI, M. **Energia elétrica e políticas públicas: experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005**. Universidade de São Paulo, 2006.

LEITE, A. L. DA S.; DE CASTRO, N. J. **Estrutura de governança e a formação de *holdings* no setor elétrico brasileiro**. Volume 1, n. 48, p. 15, Revista Eletrônica de Estratégia e Negócios 2008.

MANFREDINI, A. **Manutenção Autônoma em Operações na Procter & Gamble Porto**. Dissertação de Mestrado, Universidade do Porto 2009.

MATTAR, C. A. C. **Da gênese à implantação dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST: desafios e oportunidades**. 2010. 183 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

MOORE, R. **Making Common Sense Common Practice** - Models for Manufacturing Excellence. Third Edit ed. Burlington: Elsevier Butterworth Heinemann, 2004.

MUGWINDIRI, K.; MBOHWA, C. **Availability performance improvement by using autonomous maintenance** - The case of a developing country, Zimbabwe. Lecture Notes in Engineering and Computer Science, v. 1 LNECS, p. 715–720, 2013.

NASCIMENTO, T. C.; MENDONÇA, A. T. B. B.; CUNHA S. K. **Inovação e sustentabilidade na produção de energia**: o caso do sistema setorial de energia eólica no Brasil. Cadernos EBAPE.BR FGV, v. 10, n. 3, artigo 9 p. 630–651, Rio de Janeiro, setembro 2012.

NETO, A. F. **O Facilitador & o TPM**. São Paulo, Lossprevetion: 2013.

NEVES, P. DE T. **Manutenção Produtiva Total (Total Productive Maintenance)**: estudo de caso na colheita mecanizada de cana-de-açúcar (*Saccharum spp.*). Universidade de São Paulo, 2011.

OPRIME, P. C.; MENDES, G. H. D. S.; PIMENTA, M. L. **Fatores críticos para a melhoria contínua em indústrias brasileiras**. Produção, v. 21, n. 1, p. 1–13, mar. 2011.

OPRIME, P. C.; MONSANTO, R. **Análise da complexidade, estratégias e aprendizagem em projetos de melhoria contínua**: estudos de caso em empresas brasileiras. Gestão e Produção, p. 669–682, 2010.

PASE, H. L. **Políticas públicas e infraestrutura**: a agenda do setor elétrico brasileiro. Volume 6, p. 107–127, 2012.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. **A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil**. Revista do BNDES, p. 217–260, 1999.

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.

SAMUDIO, R. **RECURSOS ENERGÉTICOS II O que você deve saber sobre Existe no Brasil certo equilíbrio entre a disponibilidade de fontes energéticas renováveis hidrelétricas**. SlidePlayer, 2014 Disponível em: <<http://slideplayer.com.br/slide/364573/>>. Acesso em: 17 de janeiro de 2016.

SCHINCARIOL, F.; AGOSTINHO, L. **Relatório Técnico: Avaliação da Maturidade em Gestão de Ativos Físicos**. São Luís, 2014

SHIROSE, K. **TPM - New Implementation Program in Fabrication and Assembly Industries**. Hardcover: Japan Institute of Plant Maintenance - JIPM, 1996.

SOUZA, V. C. DE. **Organização e Gerência da Manutenção** - Planejamento, Programação e Controle da Manutenção. 4ª Edição ed. São Paulo: All Print Editora, 2011.

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.** Tradução e ed. CRC Press, 1994.

TONDATO, R. **Manutenção Produtiva Total:** estudo de caso na indústria gráfica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2004.

VOCESA. **Melhores Empresas Para Trabalhar.** São Paulo, 2015.

WORKINEH, M. W.; IYENGAR, A. S. **Autonomous Maintenance:** A Case Study on Assela Malt Factory. Bonfring International Journal of Industrial Engineering and Management Science, v. 4, n. 4, p. 170–178, 2014.

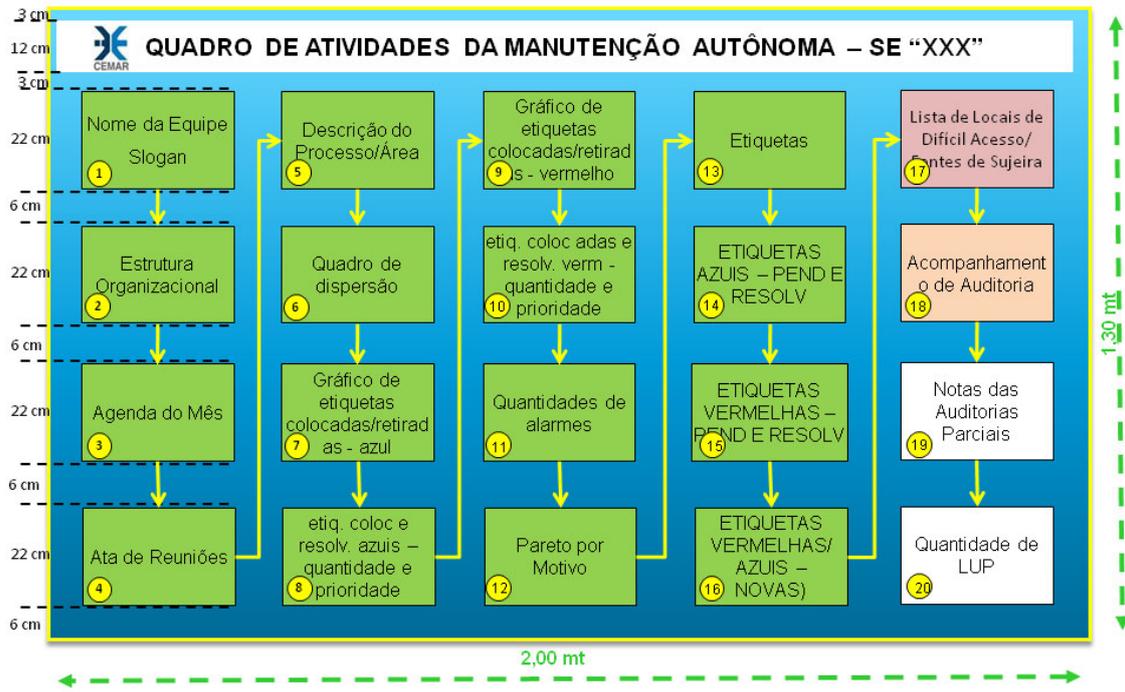
ZAMPOLLI, M. **Guia básico para implantação da gestão de ativos em empresas de energia.** Procobre, São Paulo, 2012.

\_\_\_\_\_. **ABNT / CEE-251 – Comissão de Estudo Especial de Gestão de Ativos**  
COORDENADOR : Ata de AberturaRio de Janeiro, 2013.

ZILBER, M. A.; LEX, S.; ADES, C. **As privatizações e o novo modelo do setor elétrico brasileiro:** o impacto sobre o atendimento das necessidades do consumidor. São Paulo, Revista Gestão & Regionalidade, 2005.

## ANEXOS

# Anexo I: Quadro de Atividades



Etapa1

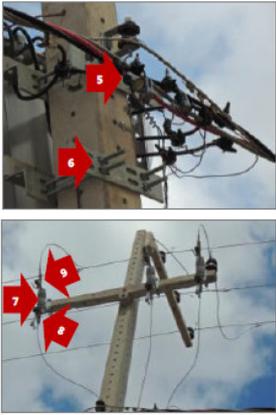
Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

## Anexo II: Rota de Inspeção de Transformador de Distribuição.

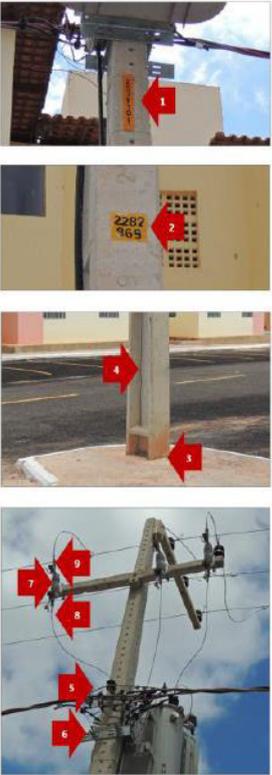
		<b>PADRAO PARA PONTOS DE INSPEÇÃO/LUBRIFICAÇÃO</b> <b>MANUTENÇÃO PLANEJADA</b>			<b>GRUPO: MANUTENÇÃO PLANEJADA</b>		<b>PREPARADOR:</b>					
		<b>ÁREA: EXECUTIVA DE MANUTENÇÃO E EXPANSÃO RD</b>			<b>EQUIPA TRANSFORMADOR</b>		<b>RONDINELE</b>					
<b>PONTOS DE INSPEÇÃO</b>												
<b>ILUSTRAÇÃO</b>	<b>Pontos</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>CONDIÇÃO IDEAL</b>	<b>MÉTODO</b>	<b>FERRAMENTA</b>	<b>Ação em caso de Anormalidade</b>	<b>TEMPO (seg)</b>	<b>PERIODICIDADE</b>				<b>RESPONSÁVEL</b>
								<b>M</b>	<b>T</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	
	1	SINALIZAÇÃO - COMPONENTE	Existência de placa de identificação legível e bem fixada.	VISUAL	-	Programar Intervenção	6 seg			X		Inspetor RD
	2	SINALIZAÇÃO - POSTE	Existência de placa de identificação legível e bem fixada.	VISUAL	-	Programar Intervenção	6 seg			X		Inspetor RD
	3	POSTE	Sem quebras, engastado, sem erosões próximas à sua base, sem oxidações em suas ferragens e sem inclinação do poste (até X°).	VISUAL	-	Programar Intervenção	15 seg			X		Inspetor RD
	4	SISTEMA DE ATERRAMENTO	Sistema totalmente conectado e sem fios partidos, soltos, sem ferragens oxidadas (F3).	VISUAL	-	Programar Intervenção	15 seg			X		Inspetor RD
	5	MEDIÇÃO FISCAL	Íntacto e funcionando	VISUAL	-	Programar Intervenção	5 seg			X		Inspetor RD
	6	TC DA MEDIÇÃO FISCAL	Íntacto, sem oxidação (F3) e sem fios partidos ou soltos.	VISUAL	-	Programar Intervenção	6 seg			X		Inspetor RD
	7	PÁRA-RAIOS DE BT	Conectados com pteringo na rede multiplexada, íntactos, igual à quantidade de fases e conectados com o solo de aterramento.	VISUAL	-	Programar Intervenção	8 seg			X		Inspetor RD
	8	CABOS DE BORNE	Conectados com pteringo (base) e linha (neutro) com bitola de acordo com a potência do transformador, sem oxidação (F3).	VISUAL	-	Programar Intervenção	8 seg			X		Inspetor RD
	9	SUPORTE DO TRANSFORMADOR	Fixado e sem oxidações que comprometam a segurança.	VISUAL	-	Programar Intervenção	10 seg			X		Inspetor RD
	10	TRANSFORMADOR	Sem vazamento de óleo, pintura sem corrosão, sem objetos estranhos, potência adequada, buchas longas e sem vazamento.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor RD
	11	PÁRA-RAIOS DE MT	Conectados ao sistema de aterramento e conectados a zero/chove, fase.	VISUAL	-	Programar Intervenção	11 seg			X		Inspetor RD
	12	CONDIÇÃO PÁRA-RAIO MT	Conectados (tipo canha) aos condutores de cobre inferiores das chaves fusíveis.	VISUAL	-	Programar Intervenção	7 seg			X		Inspetor RD
	13	CONDIÇÃO INFERIOR CHAVE FUSÍVEL	Conectados com terminal NEMA 2 furos ao condutor de cobre e na bucha do transformador.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor RD
	14	CHAVES FUSÍVEL	Íntactas, com bucha, sem sujeira, sem oxidação (F3) e sem inclinação.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor RD
	15	CONEXÃO SUPERIOR CHAVE FUSÍVEL	Conectados a chave fusível com terminal NEMA 2 furos e ao condutor do MT utilizando conector impact tipo canha. E os fios das fases tem que está amarrado ao	VISUAL	-	Programar Intervenção	7 seg			X		Inspetor RD
	16	CRUZETA - TR (DA CHAVE)	Íntactas, sem corrosão (F3) nas ferragens.	VISUAL	-	Programar Intervenção	7 seg			X		Inspetor RD
	17	ISOLADOR DA CRUZETA TR	Íntactos, sem inclinação, sem poluição, amarrados aos condutores com fita de proteção e fio de amarração e sem oxidação (F3) ao níon.	VISUAL	-	Programar Intervenção	10 seg			X		Inspetor RD
	18	CRUZETA - B1 (ISOLADOR)	Íntactas, sem corrosão (F3) nas ferragens.	VISUAL	-	Programar Intervenção	8 seg			X		Inspetor RD
	19	ISOLADOR DA CRUZETA B1	Íntactos, sem inclinação, sem poluição, amarrados aos condutores com fita de proteção e fio de amarração e sem oxidação (F3) ao níon.	VISUAL	-	Programar Intervenção	10 seg			X		Inspetor RD
	Pontos	<b>LUBRIFICAÇÃO</b>	<b>CONDIÇÃO IDEAL</b>	<b>MÉTODO</b>	<b>FERRAMENTA</b>	<b>Ação em caso de Anormalidade</b>	<b>TEMPO (seg)</b>	<b>PERIODICIDADE</b>				<b>RESPONSÁVEL</b>
								<b>M</b>	<b>T</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

### Anexo III: Rota de Inspeção de Transformador de Distribuição – Detalhes.

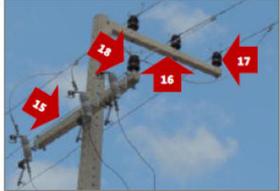
FM		PADRAO PARA PONTOS DE INSPEÇÃO/LUBRIFICAÇÃO MANUTENÇÃO PLANEJADA				GRUPO: MANUTENÇÃO PLANEJADA	PREPARADOR:					
ÁREA: EXECUTIVA DE MANUTENÇÃO E EXPANSÃO RD		PONTOS DE INSPEÇÃO - DETALHE 1.1				EQUIPAMENTO: TRANSFORMADOR DISTRIBUIÇÃO	RONDINELE PIM-HERO					
ILUSTRAÇÃO	Pontos	DESCRIÇÃO	CONDIÇÃO IDEAL	MÉTODO	FERRAMENTA	Ação em caso de Anormalidade	TEMPO (seg)	PERIODICIDADE				RESPONSÁVEL
								M	T	A	B	
	5	PÁRA-RAIOS DE BT	Conectados com piercing na rede multiplexada, intactos, igual à quantidade de fases e conectados com a rede de aterramento.	VISUAL	-	Programar Intervenção	8 seg			X		Inspetor R
	6	SUPORTE DO TRANSFORMADOR	Fixado e sem oxidações que comprometam a segurança.	VISUAL	-	Programar Intervenção	10 seg			X		Inspetor R
	7	CHAVES FUSIVEL	Intactas, com bastão, sem sujeira, sem oxidação (F3) e sem inclinação.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor R
	8	CONEXÃO INFERIOR CHAVE FUSIVEL	Conectados com terminal NEMA 2 furos ao condutor de cobre e na bucha do transformador.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor R
	9	CONEXÃO SUPERIOR CHAVE FUSIVEL	Conectados a chave fusível com terminal NEMA 2 furos e ao condutor de MT utilizando conector ampact tipo cunha. E uma das fases tem que está amarrado ao isolador.	VISUAL	-	Programar Intervenção	7 seg			X		Inspetor R
	Pontos	LUBRIFICAÇÃO	CONDIÇÃO IDEAL	MÉTODO	FERRAMENTA	Ação em caso de Anormalidade	TEMPO (seg)	PERIODICIDADE				RESPONSÁVEL
								M	T	A	B	

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

FM		PADRAO PARA PONTOS DE INSPEÇÃO/LUBRIFICAÇÃO MANUTENÇÃO PLANEJADA				GRUPO: MANUTENÇÃO PLANEJADA	PREPARADOR:					
ÁREA: EXECUTIVA DE MANUTENÇÃO E EXPANSÃO RD		PONTOS DE INSPEÇÃO				EQUIPA: TRANSFORMADOR	RONDINELE					
ILUSTRAÇÃO	Pontos	DESCRIÇÃO	CONDIÇÃO IDEAL	MÉTODO	FERRAMENTA	Ação em caso de Anormalidade	TEMPO (seg)	PERIODICIDADE				RESPONSÁVEL
								M	T	A	B	
	1	SINALIZAÇÃO – COMPONENTE	Existência de plaqueta de identificação legível e bem fixada.	VISUAL	-	Programar Intervenção	6 seg			X		Inspetor RD
	2	SINALIZAÇÃO - POSTE	Existência de plaqueta de identificação legível e bem fixada.	VISUAL	-	Programar Intervenção	6 seg			X		Inspetor RD
	3	POSTE	sem quebras, engastado, sem encostas, próximas a sua base sem oxidações em suas ferragens e sem a fixação do nível (até 3%).	VISUAL	-	Programar Intervenção	15 seg			X		Inspetor RD
	4	SISTEMA DE ATERRAMENTO	Sistema totalmente conectado e sem fios partidos, soltos, sem ferragens oxidadas (F3). Conectados com piercing na rede multiplexada.	VISUAL	-	Programar Intervenção	15 seg			X		Inspetor RD
	5	PÁRA-RAIOS DE BT	Intactos, igual à quantidade de fases e conectados com a rede de aterramento.	VISUAL	-	Programar Intervenção	8 seg			X		Inspetor RD
	6	SUPORTE DO TRANSFORMADOR	Fixado e sem oxidações que comprometam a segurança.	VISUAL	-	Programar Intervenção	10 seg			X		Inspetor RD
	7	CHAVES FUSIVEL	Intactas, com bastão, sem sujeira, sem oxidação (F3) e sem inclinação.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor RD
	8	CONEXÃO INFERIOR CHAVE FUSIVEL	Conectados com terminal NEMA 2 furos ao condutor de cobre e na bucha do transformador.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor RD
	9	CONEXÃO SUPERIOR CHAVE FUSIVEL	Conectados a chave fusível com terminal NEMA 2 furos e ao condutor de MT utilizando conector ampact tipo cunha. E uma das fases tem que está amarrado ao isolador. Sem vazamento de óleo, pinhela sem corrosão, sem objetos estanhos, potência adequada, buchas longas firmes e sem fiação e conectado ao sistema de aterramento no suporte, intactos, igual à quantidade de fases, conectado ao sistema de aterramento e conectado a mesma fase.	VISUAL	-	Programar Intervenção	7 seg			X		Inspetor RD
	10	TRANSFORMADOR	Intactos, com bastão, sem sujeira, sem oxidação (F3) e sem inclinação.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor RD
	11	PÁRA-RAIOS DE MT	Conectados (tipo cunha) aos condutores de cobre inferiores das chaves fusíveis.	VISUAL	-	Programar Intervenção	11 seg			X		Inspetor RD
	12	CONEXÃO PÁRA-RAIO MT	Intacto, sem oxidação (F3) e sem fios partidos ou soltos.	VISUAL	-	Programar Intervenção	7 seg			X		Inspetor RD
	13	TC DA MEDIÇÃO FISCAL	Conectados com piercing (fases) e cunha (neutro), com bitola de acordo com a potência do transformador, sem oxidação (F3).	VISUAL	-	Programar Intervenção	6 seg			X		Inspetor RD
	14	CABOS DE BORNE	Intactos, sem corrosão (F3) nas ferragens.	VISUAL	-	Programar Intervenção	8 seg			X		Inspetor RD
	15	CRUZETA - TR (DA CHAVE)	Intactos, sem corrosão (F3) nas ferragens.	VISUAL	-	Programar Intervenção	7 seg			X		Inspetor RD
	16	CRUZETA - B1 (ISOLADOR)	Intactos, sem corrosão (F3) nas ferragens.	VISUAL	-	Programar Intervenção	8 seg			X		Inspetor RD
	17	ISOLADOR DA CRUZETA B1	Intactos, sem inclinação, sem poluição, amarrados aos condutores com fita de proteção e fio de amarração e sem oxidação (F3) no nível.	VISUAL	-	Programar Intervenção	10 seg			X		Inspetor RD
	18	ISOLADOR DA CRUZETA TR	Intactos, sem inclinação, sem poluição, amarrados aos condutores com fita de proteção e fio de amarração e sem oxidação (F3) no nível.	VISUAL	-	Programar Intervenção	10 seg			X		Inspetor RD
	19	MEDIÇÃO FISCAL	Intacto e funcionando.	VISUAL	-	Programar Intervenção	5 seg			X		Inspetor RD
	Pontos	LUBRIFICAÇÃO	CONDIÇÃO IDEAL	MÉTODO	FERRAMENTA	Ação em caso de Anormalidade	TEMPO (seg)	PERIODICIDADE				RESPONSÁVEL
								M	T	A	B	

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

### Anexo III: Rota de Inspeção de Transformador de Distribuição – Detalhes (Continuação).

 <b>PADRAO PARA PONTOS DE INSPEÇÃO/LUBRIFICAÇÃO MANUTENÇÃO PLANEJADA</b>		GRUPO: MANUTENÇÃO PLANEJADA	PREPARADOR: RONDENELE PINHEIRO									
ÁREA: EXECUTIVA DE MANUTENÇÃO E EXPANSÃO RD		EQUIPAMENTO: TRANSFORMADOR DISTRIBUIÇÃO										
PONTOS DE INSPEÇÃO												
ILUSTRAÇÃO	Pontos	DESCRIÇÃO	CONDIÇÃO IDEAL	METODO	FERRAMENTA	Ação em caso de Anormalidade	TEMPO (seg)	PERIODICIDADE				RESPONSÁV
								M	T	A	B	
	1	SINALIZAÇÃO - COMPONENTE	Existência de plaqueta de identificação legível e bem fixada.	VISUAL	-	Programar Intervenção	6 seg			X		Inspetor RC
	2	SINALIZAÇÃO - POSTE	Existência de plaqueta de identificação legível e bem fixada.	VISUAL	-	Programar Intervenção	6 seg			X		Inspetor RC
	3	POSTE	Sem quebras, engastado, sem erosões próximas a sua base, sem oxidações em suas ferragens e sem inclinação do poste (até X°).	VISUAL	-	Programar Intervenção	15 seg			X		Inspetor RC
	4	SISTEMA DE ATERRAMENTO	Sistema totalmente conectado e sem fios partidos, soltos, sem ferragens oxidadas(F3).	VISUAL	-	Programar Intervenção	15 seg			X		Inspetor RC
	5	PÁRA-RAIOS DE BT	Conectados com piercing na rede multiplexada, intactos, igual à quantidade de fases e conectados com a rede de aterramento.	VISUAL	-	Programar Intervenção	8 seg			X		Inspetor RC
	6	SUPOORTE DO TRANSFORMADOR	Fixado e sem oxidações que comprometam a segurança.	VISUAL	-	Programar Intervenção	10 seg			X		Inspetor RC
	7	CHAVES FUSIVEL	Intactas, com bastão, sem sujeira, sem oxidação (F3) e sem inclinação.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor RC
	8	CONEXÃO INFERIOR CHAVE FUSIVEL	Conectados com terminal NEMA 2 furos ao condutor de cobre e na bucha do transformador.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor RC
	9	CONEXÃO SUPERIOR CHAVE FUSIVEL	Conectados a chave fusível com terminal NEMA 2 furos e ao condutor de MT utilizando conector ampact tipo cunha. E uma das fases tem que está amarrado ao isolador.	VISUAL	-	Programar Intervenção	7 seg			X		Inspetor RC
	10	TRANSFORMADOR	Sem vazamento de óleo, pintura sem corrosão, sem objetos estanhos, potência adequada, buchas longas limpas e sem trincas e conectado ao sistema de aterramento.	VISUAL	-	Programar Intervenção	12 seg			X		Inspetor RC
	11	PÁRA-RAIOS DE MT	Conectados no suporte, intactos, igual à quantidade de fases, conectado ao sistema de aterramento e conectado a respectiva fase.	VISUAL	-	Programar Intervenção	11 seg			X		Inspetor RC
	12	CONEXÃO PÁRA-RAIO MT	Conectados (tipo cunha) aos condutores de cobre inferiores das chaves fusíveis.	VISUAL	-	Programar Intervenção	7 seg			X		Inspetor RC
	13	TC DA MEDIÇÃO FISCAL	Intacto, sem oxidação (F3) e sem fios partidos ou soltos.	VISUAL	-	Programar Intervenção	6 seg			X		Inspetor RC
	14	CABOS DE BORNE	Conectores com piercing (fases) e cunha (neutro), com bitola de acordo com a potência do transformador, sem oxidação (F3).	VISUAL	-	Programar Intervenção	8 seg			X		Inspetor RC
	15	CRUZETA - TR(DA CHAVE)	Intactas, sem corrosão (F3) nas ferragens.	VISUAL	-	Programar Intervenção	7 seg			X		Inspetor RC
	16	CRUZETA - B1 (ISOLADOR)	Intactas, sem corrosão (F3) nas ferragens.	VISUAL	-	Programar Intervenção	8 seg			X		Inspetor RC
	17	ISOLADOR DA CRUZETA B1	Intactos, sem inclinação, sem poluição, amarrados aos condutores com fita de proteção e fio de amarração e sem oxidação (F3) no pino.	VISUAL	-	Programar Intervenção	10 seg			X		Inspetor RC
	18	ISOLADOR DA CRUZETA TR	Intactos, sem inclinação, sem poluição, amarrados aos condutores com fita de proteção e fio de amarração e sem oxidação (F3) no pino.	VISUAL	-	Programar Intervenção	10 seg			X		Inspetor RC
	19	MEDIÇÃO FISCAL	Intacto e funcionando	VISUAL	-	Programar Intervenção	5 seg			X		Inspetor RC
Pontos	LUBRIFICAÇÃO	CONDIÇÃO IDEAL	METODO	FERRAMENTA	Ação em caso de Anormalidade	TEMPO (seg)	PERIODICIDADE				RESPONSÁV	
							M	T	A	B		

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.