

**UNIVERSIDADE REGIONAL INTEGRADA DO ALTO URUGUAI E DAS MISSÕES  
PRÓ-REITORIA DE ENSINO, PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
CAMPUS DE SANTO ÂNGELO – RS  
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS – CSA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GESTÃO ESTRATÉGICA DE  
ORGANIZAÇÕES – MESTRADO**

**CLEBERSON ALEX BOTTON MODELLI**

**INDICADORES DE DESEMPENHO PARA AS ÁREAS DE OPERAÇÃO E  
MANUTENÇÃO DAS TRANSMISSORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NA  
MODALIDADE HVDC (HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT) COM RECEITA  
ANUAL PERMITIDA (RAP)**

**SANTO ÂNGELO - RS**

**2022**

**CLEBERSON ALEX BOTTON MODELLI**

**INDICADORES DE DESEMPENHO PARA AS ÁREAS DE OPERAÇÃO E  
MANUTENÇÃO DAS TRANSMISSORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NA  
MODALIDADE HVDC (HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT) COM RECEITA  
ANUAL PERMITIDA (RAP)**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Gestão Estratégica de Organizações do Departamento de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões - Campus de Santo Ângelo.

**Orientador: Prof. Dr. Milton Luiz Wittmann**

**SANTO ÂNGELO - RS**

**2022**

**CLEBERSON ALEX BOTTON MODELLI**

**PROPOSTA DE INDICADORES DE DESEMPENHO PARA AS ÁREAS DE  
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DAS TRANSMISSORAS DE ENERGIA ELÉTRICA  
NA MODALIDADE HVDC (HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT) COM RECEITA  
ANUAL PERMITIDA (RAP)**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Gestão Estratégica de Organizações, Departamento de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões - Campus de Santo Ângelo.

**BANCA EXAMINADORA:**

---

Prof. Dr. Milton Luiz Wittmann, Doutor em Administração  
Orientador / Presidente

---

Prof. Dr. Rafael Mendes Lübeck, Doutor em Administração  
Examinador

---

Prof. Dr. Diego Roberto Morais, Doutor em Engenharia Elétrica  
Examinador

---

Prof. Dr. Vilmar Antônio Boff, Doutor em Desenvolvimento Regional  
Examinador

## DEDICATÓRIA

A minha amada Andréa Modelli, pessoa indispensável para a realização do curso de mestrado, que esteve ao meu lado e não descuidou de cada passo e detalhe que precisei seguir para concluir todas as etapas.

Aos meus filhos Pedro e Maria Julia, minha razão de viver.

Dedico este trabalho a todos os que me ajudaram ao longo desta caminhada.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a ajuda do meu orientador, Dr. Milton Luiz Wittmann, que concluiu a orientação do trabalho de dissertação, colaborando no aprimoramento e forma de conduzir a temática;

Agradeço a todos PROFESSORES que estão nessa banca de avaliadores. Podem ter certeza que ela foi “escolhida a dedo”! Em algum momento vocês contribuíram para a elaboração deste projeto;

Agradeço a URI por esperar esse tempo para poder elaborar esse projeto tão rico em informações, onde foram entrevistas poucas pessoas, mas podem ter certeza é um grupo muito celeteo de pessoas, com altas capacidades técnicas e pessoais. Agradeço a Deus por ser amigo de todos eles!

A State Grid que me acolheu nos últimos 2,5 anos e me deu todo o suporte para poder transcrever essa dissertação.

*“Se cheguei até aqui foi porque me apoiei no ombro dos gigantes.”*

Isaac Newton

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Participação das diferentes fontes de geração na capacidade instalada do SEB .....	25
Figura 2 - Consumo de energia elétrica em relação ao PIB .....	26
Figura 3 - Previsão de carga do SIN no Brasil em MW entre 2019 e 2025 .....	26
Figura 4 - Linhas de Transmissão do Sistema Interligado Nacional.....	27
Figura 5 - Modelo de desverticalização do Setor Elétrico .....	32
Figura 6 - Modelo de gestão do Setor Elétrico Brasileiro .....	34
Figura 7 - Estrutura organizacional do MME .....	36
Figura 8 - Estrutura organizacional da ANEEL.....	38
Figura 9 - Estrutura organizacional do ONS.....	39
Figura 10 - Exemplo de como funciona a contabilização do tempo para PV .....	46
Figura 11 - Caso do tempo real menor do que o programado junto ao ONS .....	47
Figura 12 - Caso do tempo real é maior do que o programado junto ao ONS .....	48
Figura 13 - Período para aplicação do desligamento não programado.....	49
Figura 14 - Período para aplicação do desligamento de urgência .....	49
Figura 15 - Período para aplicação do desligamento de emergência .....	50
Figura 16 - Períodos para aplicação da PVA .....	51
Figura 17 - Transmissão ponto a ponto.....	56
Figura 18 - Configuração back-to-back .....	57
Figura 19 - Mapa dos sistemas HVDC instalados em operação no Brasil .....	60
Figura 20 - Ativos de uma organização.....	63
Figura 21 - Linha do tempo – fases do ciclo de vida dos ativos .....	64
Figura 22 – Gestão de ativos – (a) balanço de interesses; (b) equilíbrio nas ações .	65
Figura 23 - Principais termos da gestão de ativos.....	66
Figura 24 - Ciclo PDCA .....	68
Figura 25 - Estágio do ciclo de vida de ativos conforme ciclo PDCA .....	68
Figura 26 - Estrutura de gestão de ativos .....	70
Figura 27 - Medições operacionais e resultados.....	102
Figura 28 - Relacionamento causa-efeito.....	104
Figura 29 - Papéis no gerenciamento pelas diretrizes .....	106
Figura 30 - Desdobramento de diretrizes do TQM .....	106

Figura 31 - Exemplo de desdobramento de diretrizes .....107

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Perfil dos entrevistados, tempo e tipo de entrevista.....	110
Quadro 2 - Resumo dos indicadores.....	118

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABB	Asea Brown Boveri
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMFORP	<i>American Share Foreign Power Company</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDS	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BSC	Balanced Scorecard
BSI	British Standard Institute
CA	Corrente Alternada
CAPEX	Capital expenditure (despesas de capital)
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT	Contrato de Conexão à Transmissão
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CI	Capital Intelectual
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CR	Controle de Reativo
DEM	Desligamento de Emergência
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DPL	Diretoria de Planejamento
DPR	Desligamento Programado
DRE	Demonstrativo de Resultado do Exercício
DUR	Desligamento de Urgência

ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Evidential Reasoning (raciocínio probatório)
ERP	Enterprise Resource Planning (Planejamento dos Recursos da Empresa)
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S. A.
EVA	Economic Value Added (Valor Econômico Agregado)
FNE	Fundo Nacional de Eletricidade
FT	Função de Transmissão
GW	Giga Watts
GPD	Gerenciamento por Diretrizes
HVDC	High Voltage Direct Current ou Corrente Contínua de Alta Tensão
Hz	Hertz
IAM	Institute of Asset Management
IC	Itens de Controle
ICR	Índice de Composto de Risco
ICT	Índice de Capacidade Técnica
IED	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes
INB	Indústrias Nucleares do Brasil
IV	Itens de Verificação
kV	Quilo Volts
LCC	Life cycle costs (custo do ciclo de vida)
LT	Linha de Transmissão
NBR	Norma Técnica Brasileira
NUCLEP	Nuclebrás Equipamentos Pesados
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MEN	Matriz Energética Nacional
MG	Módulo Geral
MME	Ministério de Minas e Energia
MTBF	Mean Time Between Failure (tempo médio entre falhas)
MTTR	Mean Time to Repair (tempo médio para reparo)

ONS	Operador Nacional do Sistema elétrico
OPEX	Operational expenditure (despesas operacionais)
OPT	Optimized Production Technology (Tecnologia de Produção Otimizada)
PAS	Publicly Available Specification
PB	Pagamento Base
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDCA	Planejar (plan), executar (do), verificar (check) e atuar (act)
PIB	Produto Interno Bruto
PND	Programa Nacional de Desestatização
PNE	Planejamento Nacional Energético
PNQ	Prêmio Nacional para a Qualidade
PR	Procedimentos de Rede
PV	Parcela Variável
PVA	Parcela Variável por Atraso
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade
PVRO	Parcela Variável por Restrição Operativa
RAP	Receita Anual Permitida
REN	Resolução Normativa
ROI	Return on Investment (Retorno do Investimento)
RS	Rio Grande do Sul
SAMP	Strategic Asset Management Plan
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TOC	Teoria das Restrições
TCO	Total cost of ownership (custo total de propriedade)
TQM	Gestão da Qualidade Total
TR	Transformadores
TRUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
URI	Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões

## RESUMO

Tendo em vista a demanda de energia crescente no mundo, há uma importância em se aprofundar o estudo das formas de controle e da eficiência e eficácia dos sistemas de transmissão, devido a necessidade de criar planos de expansão na geração e transmissão de energia elétrica, trazendo mais economia e qualidade. Propondo-se a verificar indicadores avaliativos da modalidade HVDC (High Voltage Direct Current) a presente pesquisa teve como problema a seguinte indagação: Quais os indicadores de desempenho utilizados para as principais áreas de operação e manutenção das transmissoras de energia elétrica na modalidade HVDC com receita anual permitida? Para responder a essa pergunta foi realizada uma pesquisa qualitativa de caráter exploratório, na qual a coleta de dados foi realizada por entrevistas guiadas por um roteiro de entrevista de perguntas abertas com engenheiros que atuam como gerentes e supervisores de operação e manutenção das empresas brasileiras de transmissão de energia elétrica. O tratamento dos dados foi realizado por meio de análise temática a qual permite a seleção dos dados e sua divisão por temas que facilitam a interpretação. Em cada tema foram selecionados trechos das entrevistas que melhor se adequaram ao problema e aos objetivos da pesquisa de forma a demonstrar os indicadores de desempenho mais relevantes. Como principais resultados encontrou-se uma série de indicadores de desempenho vinculados ao indicador principal (disponibilidade do sistema): a) indicadores de manutenção: taxa de disponibilidade da potência total, taxa de atendimento das notas de manutenção, número de manutenções corretivas, desempenho geral da manutenção, taxa de paradas programadas e taxa de desligamentos programados; b) indicadores de falhas: quantidade de falha de equipamentos, taxa de falhas inesperadas, tempo de solução de falhas, quantidade de falhas causadas por agentes externos, taxa de desligamentos não programados, quantidade e gravidade dos erros humanos, tempo de afastamento do trabalho; c) indicadores sugeridos: gerenciamento dos sobressalentes, desempenho dos sistemas de monitoramento on-line, previsão de defeitos a longo prazo, análise de depreciação dos ativos.

**Palavras-chave:** Alta Voltagem e Corrente Contínua. Indicadores de Desempenho. Setor Elétrico. Transmissão de Energia Elétrica.

## ABSTRACT

Given the growing demand for energy in the world, it is important to deepen the study of forms of control and the efficiency and effectiveness of transmission systems, due to the need to create expansion plans in the generation and transmission of electricity, bringing more economy and quality. Proposing to verify evaluative indicators of the HVDC modality (High Voltage Direct Current), the present research had the following question as a problem: What are the performance indicators used for the main areas of operation and maintenance of electric energy transmission companies in the HVDC modality with revenue annual allowed? To answer this question, a qualitative exploratory research was carried out, in which data collection was carried out through interviews guided by an open-question interview script with engineers who act as managers and supervisors of operation and maintenance of Brazilian transmission companies. Data processing was carried out through thematic analysis, which allows the selection of data and its division by themes that facilitate interpretation. In each theme, excerpts from the interviews were selected that best suited the problem and the research objectives in order to demonstrate the most relevant performance indicators. As main results, we found a series of performance indicators linked to the main indicator (system availability): a) maintenance indicators: total power availability rate, service note service rate, number of corrective maintenance, general performance maintenance, scheduled shutdown rate and scheduled shutdown rate; b) failure indicators: number of equipment failures, unexpected failure rate, failure resolution time, number of failures caused by external agents, rate of unscheduled shutdowns, number and severity of human errors, time away from work; c) suggested indicators: spares management, performance of onl monitoring systems, long-term defect prediction, asset depreciation analysis.

**Keywords:** High Voltage Direct Current. Key Performance Indicators. Electric Sector. Electric Power Transmission.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>18</b>
1.1	Problema e justificativa.....	18
1.2	Objetivo geral.....	22
1.3	Objetivos específicos.....	22
1.4	Estrutura do trabalho .....	22
<b>2</b>	<b>Setor Elétrico Brasileiro</b> .....	<b>24</b>
2.1	Caracterização do Setor Elétrico Brasileiro .....	24
2.2	Transmissão de energia elétrica no Brasil.....	27
2.3	Histórico do Setor Elétrico Brasileiro .....	28
2.3.1	Período: século XVIII – década de 30.....	28
2.3.2	Período: década de 40 e 50.....	29
2.3.3	Período: década de 60, 70 e 80.....	30
2.3.4	Período: década 90 - início da reestruturação do setor elétrico.....	31
2.4	Modelo atual de gestão do Setor Elétrico Brasileiro .....	33
2.4.1	Conselho Nacional de Política Energética – CNPE .....	34
2.4.2	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE .....	34
2.4.3	Ministério de Minas e Energia – MME .....	35
2.4.4	Empresa de Pesquisa Energética – EPE.....	36
2.4.5	Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL .....	37
2.4.6	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS .....	38
2.4.7	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE .....	39
2.4.8	Agentes setoriais .....	40
<b>3</b>	<b>Regulação do serviço de transmissão de energia elétrica</b> .....	<b>41</b>
3.1	Receita Anual Permitida - RAP .....	41
3.2	Função de Transmissão – FT .....	42

3.2.1	Linha de transmissão - LT .....	42
3.2.2	Transformadores - TR.....	42
3.2.3	Controle de Reativo - CR.....	43
3.2.4	Módulo Geral – MG.....	43
<b>3.3</b>	<b>Pagamento Base – PB.....</b>	<b>43</b>
<b>3.4</b>	<b>Parcela Variável – PV .....</b>	<b>44</b>
<b>3.5</b>	<b>Cálculo da Parcela Variável (PV).....</b>	<b>45</b>
3.5.1	Parcela variável por indisponibilidade – PVI .....	46
3.5.2	Desligamento programado – DPR .....	47
3.5.3	Desligamento não programado.....	48
3.5.4	Desligamento de urgência – DUR.....	49
3.5.5	Desligamento de emergência – DEM .....	49
3.5.6	Parcela variável por atraso - PVA.....	50
3.5.7	Parcela variável por restrição operativa – PVRO.....	51
<b>4</b>	<b>HVDC (High Voltage Direct Current).....</b>	<b>53</b>
<b>4.1</b>	<b>Breve histórico da transmissão de energia HVDC .....</b>	<b>53</b>
<b>4.2</b>	<b>Conceito do sistema HVDC, sistema ponto a ponto com linhas de transmissão e sistema back to back .....</b>	<b>54</b>
<b>5</b>	<b>Empresas de transmissão do Sistema Interligado Nacional que se enquadram na modalidade HVDC.....</b>	<b>60</b>
<b>5.1</b>	<b>Xingu Rio Transmissora de Energia .....</b>	<b>61</b>
<b>5.2</b>	<b>Belo Monte Transmissora de Energia.....</b>	<b>61</b>
<b>5.3</b>	<b>Sistema Itaipu/Furnas (Foz do Iguaçu/PR e Ibiúna/SP).....</b>	<b>61</b>
<b>5.4</b>	<b>Interligação Elétrica Madeira Transmissora de Energia .....</b>	<b>62</b>
<b>6</b>	<b>Gestão de ativos na operação e manutenção de empresas do Sistema Interligado Nacional (SIN).....</b>	<b>63</b>
<b>6.1</b>	<b>ABNT NBR ISO 55001.....</b>	<b>69</b>

6.1.1	Operação .....	71
6.1.2	Avaliação do desempenho.....	72
<b>7</b>	<b>Confiabilidade da operação do sistema.....</b>	<b>74</b>
<b>7.1</b>	<b>Estimativas de confiabilidade .....</b>	<b>76</b>
<b>7.2</b>	<b>Confiabilidade e manutenção.....</b>	<b>79</b>
7.2.1	Confiabilidade de sistemas de potência.....	82
<b>7.3</b>	<b>Avaliação de confiabilidade.....</b>	<b>84</b>
<b>8</b>	<b>Indicadores de manutenção para se certificar da operacionalidade de suas instalações.....</b>	<b>86</b>
<b>8.1</b>	<b>Estruturação da medição de desempenho.....</b>	<b>92</b>
8.1.1	Planejamento da medição de desempenho .....	92
8.1.2	Controle do desempenho.....	93
8.1.3	Dimensão da medição de desempenho.....	94
8.1.4	Hierarquia da medição de desempenho .....	95
<b>8.2</b>	<b>Modelo de avaliação de desempenho.....</b>	<b>96</b>
8.2.1	EVA.....	98
8.2.1.1	Vantagens e desvantagens do EVA.....	99
8.2.2	O modelo da teoria das restrições das restrições de Goldratt (TOC)	101
8.2.3	Modelo TQM (gestão de qualidade total).....	103
<b>9</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>108</b>
<b>10</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>112</b>
<b>10.1</b>	<b>Contexto energético .....</b>	<b>112</b>
<b>10.2</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>114</b>
<b>10.3</b>	<b>Indicadores de desempenho para ter o menos desconto na RAP .....</b>	<b>115</b>
<b>10.4</b>	<b>Resultado positivos dos indicadores de desempenho .....</b>	<b>117</b>
<b>10.5</b>	<b>Razões para utilização desses indicadores de desempenho.....</b>	<b>118</b>
<b>10.6</b>	<b>Outros indicadores de desempenho.....</b>	<b>120</b>

<b>10.7</b>	<b>Indicadores a serem implementados.....</b>	<b>122</b>
<b>11</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>125</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>127</b>
	<b>ANEXO I - QUESTIONÁRIO.....</b>	<b>136</b>
	<b>ANEXO 2 – TEXTO DA CARTILHA .....</b>	<b>137</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Problema e justificativa

O sistema elétrico responsável pela transmissão de energia, conhecido por sistema de transmissão, possui diversas linhas e subestações. Estas são formadas pelo conjunto de equipamentos (transformadores de potência, transformadores de instrumento, seccionadoras, disjuntores, para-raios), sistemas (proteção, comando, controle, telecomunicação e iluminação), além de serviços auxiliares, barramentos de diferentes níveis de tensão e, em alguns casos, filtros de linha de corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC) compostos por resistores, reatores e capacitores.

As empresas transmissoras de energia, segundo o presente modelo do setor elétrico brasileiro, são remuneradas pelas disponibilidades das suas instalações para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A remuneração é sujeita à qualidade dos serviços, que é representada pela capacidade operativa e disponibilidade integral das instalações da Rede Básica (a partir de 230 kV). No caso da indisponibilidade de algum equipamento ou serviço, o que afeta a qualidade exigida para as instalações, está prevista a aplicação de uma punição, apresentada como Parcela Variável - desconto no valor da remuneração destinada aos agentes de transmissão - conforme critérios definidos na Resolução Normativa (REN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL - REN 729, 2016, p.1).

Segundo a ANEEL (REN 191, 2005, artigo 2º - item VII), os grupos de equipamentos, principais e complementares e linhas, que compõem o sistema de transmissão, trabalham de forma funcionalmente dependentes e são denominados Função de Transmissão (FT). As remunerações e aplicações das penalizações são de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que é responsável por coordenar e controlar as operações do SIN, levando em consideração as FTs.

Os inúmeros equipamentos do sistema de transmissão estão suscetíveis à eventuais defeitos, os quais podem dar origem a falhas, indisponibilidades e/ou restrições operativas das FT a que eles pertencem.

O valor pago pela disponibilidade de cada FT é determinado pela ANEEL bem como o desconto no valor dessa remuneração assim como a Parcela Variável (PV),

em casos de restrições operativas e indisponibilidade, sejam elas programadas ou não (REN 729, 2016, anexo A). Segundo a norma, em situações nas quais haja indisponibilidade, a PV é calculada com base no valor que seria recebido como remuneração durante o período em que determinada FT estava desligada, multiplicado por um fator  $k$ , que varia de acordo com a FT, assim como se esse desligamento estava ou não planejado. Já nos casos de restrições operativas, o cálculo é feito com base em uma fórmula específica e varia conforme a restrição causada e o tempo de duração.

A realização das atividades de manutenção preventiva e preditivas reduzem as ocorrências de defeitos e devem ser bem estruturadas para serem executadas em momentos ideais, evitando falhas que resultem em PVs de custos muito elevados. Os planejamentos devem ser bem coordenados, pois o desligamento pra realização de uma manutenção programada gera uma indisponibilidade programada e conseqüentemente a aplicação de uma PV, apesar de, nesse caso, com um valor muito mais reduzido.

Para manutenções corretivas o planejamento se torna algo ainda mais valioso, visto que ocorrem em momentos de defeitos e falhas de equipamentos e devem ser realizadas no menor tempo possível e com uma alta eficácia, evitando ou eliminando reincidências e, dessa forma, conter novas PVs.

Visando uma melhor confiabilidade do sistema e redução de custos devido à ocorrência de falhas, a manutenção programada com base no tempo de uso deu lugar à manutenção com base na condição do equipamento. Nesse mesmo sentido, manutenções programadas passaram a ser adaptadas segundo as especificidades de cada instrumento, elevando assim os padrões de qualidade, observando que o aumento da confiabilidade se tornou um valor importante nas organizações atuais e também um ponto a ser levado em consideração quando se trata de gerenciamento das empresas.

Ressalta-se que, até meados de 70, os ativos tangíveis eram o principal parâmetro para definir o sucesso de uma empresa, quando estas eram avaliadas com base na sua capacidade de captação de recursos e na habilidade de obter economia de escala. Já na década de 80 esses parâmetros passaram a ser medidos através de resultados financeiros como indicadores de desempenho. Entretanto, com o crescimento da demanda e exigência do mercado, os indicadores financeiros se

tornaram uma ferramenta que somente contribuía na gerência dos *budgets* e relatórios de resultados, sendo importante algo que permitisse o controle das atividades que produziam esses resultados.

A partir da década de 90 o capital e o trabalho foram perdendo espaço pra informação e inovação, fazendo surgir a era do conhecimento (SAPIRO, 1993), além da variedade e abundância de informações, bem como o desenvolvimento tecnológico, geraram a necessidade de aperfeiçoamento contínuo. Para conseguir esse objetivo, fez-se necessário a definição de indicadores de desempenho que fornecessem resultados práticos do processo.

As organizações passaram a procurar por uma nova demanda de indicadores de desempenho que direcionem as estratégias e a performance de negócios, os quais auxiliaram na definição de mudanças, aprimoramento dos processos e melhoraram as previsões futuras, gerando uma posição mais competitiva da empresa perante o mercado. Porém, estes geraram uma grande quantidade de indicadores dificultando a classificação, organização e definição para determinar os que eram alicerçados em fatos e dados e não em suposições.

No sistema de transmissão existe uma grande carência de indicadores mensuráveis que retratam o real desempenho de seus empreendimentos de modo objetivo, isso ocorre devido à peculiaridade do produto ofertado, cuja capacidade de estocagem é limitada. Apesar das inúmeras ações no sentido de padronizar os procedimentos, esta carência ainda é mais expressiva quando são analisadas as empresas do setor, pela grande diversidade que existe entre suas controladoras, dispersas por todo o território nacional.

Atualmente a tecnologia de transmissão HVDC (High Voltage Direct Current ou Corrente Contínua de Alta Tensão) vem se desenvolvendo e tomando espaço no sistema de transmissão. Segundo Johnstone (2017) existem muitas vantagens quando se compara a tecnologia HVDC em relação aos tradicionais sistemas de corrente alternada, pois o HVDC é uma tecnologia comprovada, usada para transmitir eletricidade por longas distâncias por linhas aéreas ou cabos submarinos, além de ser usado para interconectar diferentes sistemas de energia, nos quais as conexões tradicionais de corrente alternada não são aplicáveis.

Os sistemas mais novos podem até mesmo durar dois anos antes de necessitarem de manutenção. Nesta senda, há um aumento de confiabilidade pois,

em um sistema HVDC bipolar, um polo de cada vez é parado durante o tempo necessário para a manutenção e o outro polo pode normalmente continuar a operar e, dependendo da capacidade de sobrecarga incorporada, pode assumir uma parte da carga do polo em manutenção. Além disso, a manutenção preventiva deve ser realizada para que as instalações e equipamentos alcancem uma disponibilidade otimizada no que diz respeito aos custos de manutenção, distúrbios operacionais e paradas planejadas.

Na medida em que o termo operação denota as atividades contínuas que visam manter a disponibilidade do sistema nos níveis projetados, as ligações HVDC modernas podem ser operadas remotamente, tendo em vista os sistemas de controle baseados em semicondutores e microprocessadores incluídos, cuja manutenção é comparável aos sistemas CA de alta tensão. Ressalta-se que o equipamento de alta tensão em estações conversoras é comparável ao equipamento correspondente em subestações CA, cuja manutenção pode ser executada da mesma forma. A manutenção será focada nos Filtros CA e CC, reatores de alisamento, buchas de parede, equipamento de resfriamento de válvulas, válvulas formadas por tiristores. Além disso, a manutenção preventiva deve ser realizada para que as instalações e equipamentos alcancem uma disponibilidade otimizada no que diz respeito aos custos de manutenção, distúrbios operacionais e paradas planejadas.

Tendo em vista a demanda de energia crescente no mundo, há uma importância em se aprofundar no estudo, com a necessidade de criar planos de expansão na geração e transmissão de energia elétrica, trazendo mais economia e qualidade. O estudo traz à sociedade e ao meio acadêmico o levantamento de informações que nortearão na redução de perdas de transmissão de energia, possibilitando conectar correntes de diferentes frequências, com redução de custos e menor impacto ambiental.

Propondo-se a verificar indicadores avaliativos da modalidade HVDC (*High Voltage Direct Current*) a presente pesquisa tem como problema a seguinte indagação:

**Quais os indicadores de desempenho utilizados para as principais áreas de operação e manutenção das transmissoras de energia elétrica na modalidade HVDC (*High Voltage Direct Current*) com receita anual permitida (RAP)?**

## 1.2 Objetivo geral

Identificar os indicadores de desempenho utilizados nas áreas de operação e manutenção das transmissoras de energia elétrica na modalidade HVDC (*High Voltage Direct Current*) com receita anual permitida (RAP), segundo respectivos gestores.

## 1.3 Objetivos específicos

- a) Identificar os indicadores de desempenho utilizados nas áreas de Manutenção e Operação das transmissoras de energia elétrica que contribuam para o planejamento eficiente visando o mínimo desconto de Parcela Variável - PV;
- b) Verificar os fatores intervenientes no processo de implementação dos indicadores de desempenho para as áreas de Operação e Manutenção das empresas de transmissão do Sistema Interligado Nacional na modalidade HVDC;
- c) Analisar os resultados técnicos, administrativos e gerenciais da pesquisa de campo dos atores envolvidos no setor de transmissão de energia elétrica na modalidade HVDC.

## 1.4 Estrutura do trabalho

O presente trabalho de pesquisa, além desta Introdução, foi composto de 9 unidades. O capítulo 2 descreve o sistema elétrico brasileiro, com seus aspectos gerais, evolução do sistema e estruturação, os órgãos regulamentadores e suas atribuições. O capítulo 3 apresenta o conceito de Receita Anual Permitida (RAP) e Parcela variável (PV). No capítulo 4 foi apresentado de forma mais aprofundada a tecnologia de transmissão em HVDC (High Voltage Direct Current), seguido pelo capítulo 5 onde são apresentados Empresas de Transmissão Elétrica da Rede Básica Brasileira que se enquadram na modalidade HVDC. No capítulo 6 é disposto os setores de Operação e Manutenção de Empresas do Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo que na sequência, no capítulo 7 são definidos os Indicadores de Desempenho comumente encontrados nas literaturas. No capítulo 8 são definidos os

Indicadores de Desempenho mais aplicáveis às áreas de empresas de Transmissão do Sistema Interligado Nacional e no capítulo 9 são postulados a metodologia, os métodos, os procedimentos e os processos para análise de dados.

## 2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

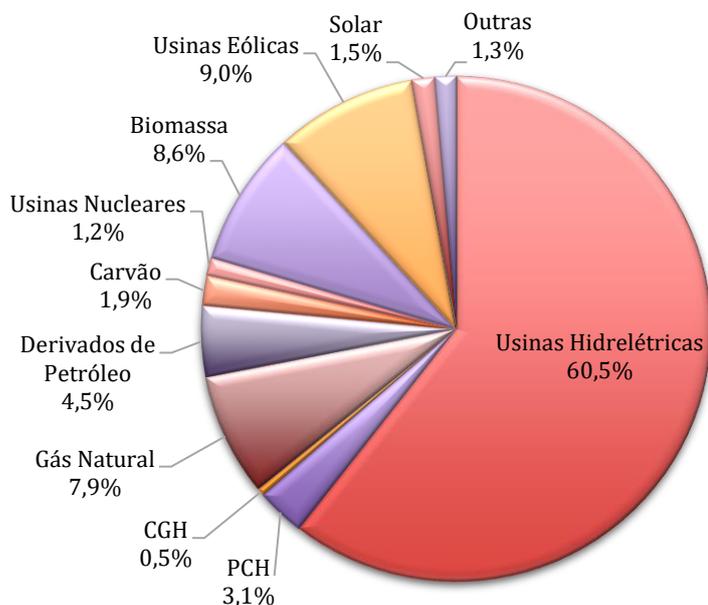
### 2.1 Caracterização do Setor Elétrico Brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) possui uma particularidade devido ao seu parque gerador hidrotérmico que, na sua maioria, são usinas hidroelétricas dotadas de um sistema de transmissão com linhas de grande extensão. Ele é constituído pelo Sistema Interligado Nacional - SIN, o qual engloba as regiões Sul, Sudeste, Centro-oeste, Nordeste e parte da região Norte e os sistemas isolados, isto é, áreas geográficas ainda não integradas ao SIN descritos, principalmente, por geração distribuída, que são pequenas centrais geradoras, especialmente, termoelétricas a óleo diesel (ANEEL, 2019) e localizados basicamente na região Amazônica.

Devido às grandes distâncias entre as melhores e maiores fontes hídricas e os grandes centros consumidores, o sistema elétrico conta com um amplo sistema de transmissão que torna viável o escoamento de energia entre regiões e o aproveitamento da variedade de regime hidrológico das diferentes bacias hidrográficas.

A matriz elétrica brasileira é, em sua ampla maioria, constituída de usinas hidrelétricas, com significativa participação de usinas térmicas, conforme visto na Figura 1. A capacidade instalada em 2019 totaliza cerca de 170.118 MW, dos quais 60,5% são de usinas hidrelétrica. Nos últimos anos, o crescimento de geração eólica tem se destacado, chegando ao patamar de 9%, superando individualmente a geração térmica através da biomassa e do gás natural. Para os próximos anos, constata-se que a energia fotovoltaica apresenta um crescimento percentual muito representativo para o horizonte 2019-2024, embora represente apenas 1,5% dessa matriz (ANEEL, 2020).

Figura 1 - Participação das diferentes fontes de geração na capacidade instalada do SEB

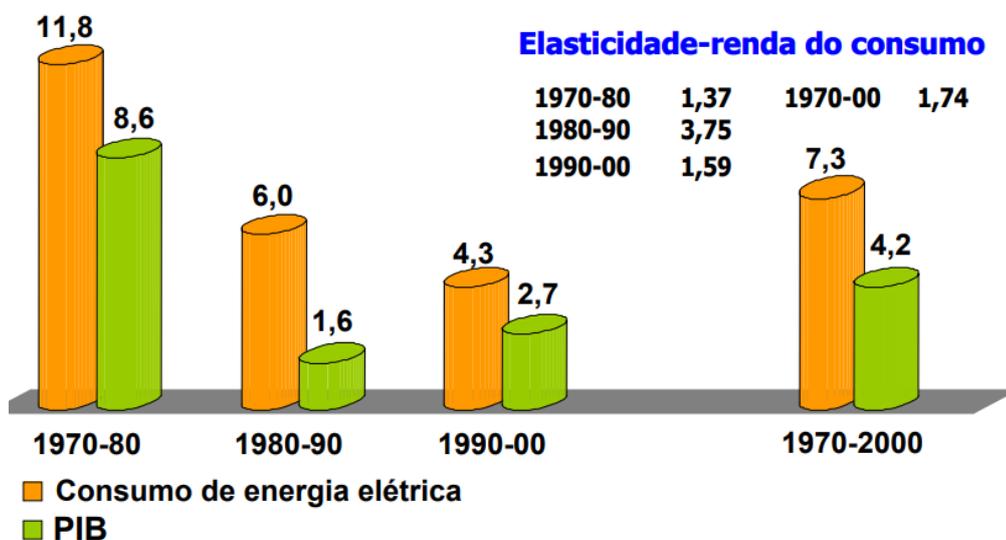


Fonte: EPE - Balanço Energético Brasileiro (2020, tabela 2.2)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2020, <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação de forma centralizada do Setor Elétrico Brasileiro, garantindo a continuidade operativa do sistema e a otimização na utilização dos recursos eletroenergéticos de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sendo fiscalizado e regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A centralização do sistema busca atender à demanda das cargas, considerando, entre outras coisas, as condições técnicas e econômicas para a produção das usinas geradoras, a segurança do fornecimento, a otimização da operação, necessidades dos agentes do setor elétrico, interligações internacionais e a ampliação do SIN.

O fornecimento de energia ao mercado no SIN é diretamente afetado pelos níveis de armazenamento dos reservatórios, disponibilidade de ventos, dos afluentes dos rios das usinas hidroelétricas, da radiação solar e da disponibilidade de geração térmica.

Figura 2 - Consumo de energia elétrica em relação ao PIB

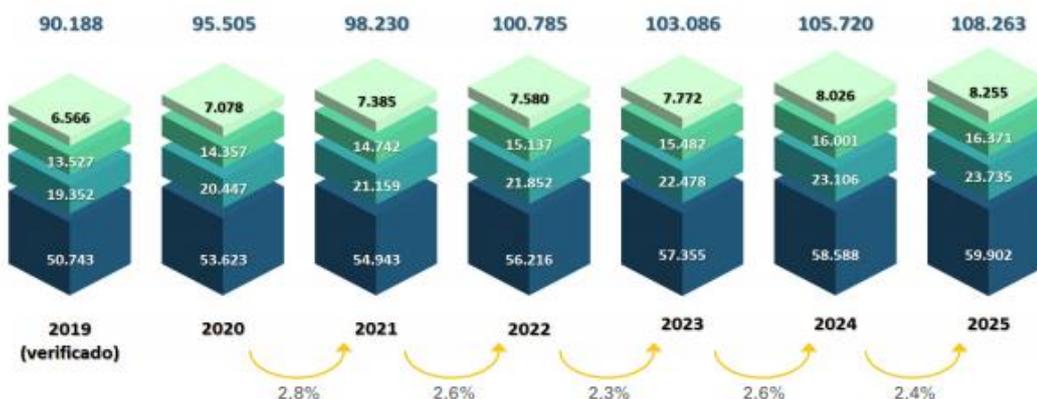


Fonte: EPE – Projeções do Consumo Final de Energia (2020, p. 43)

Conforme visto na Figura 2, os últimos anos o consumo de energia elétrica no Brasil apresentou índices de expansão superiores ao Produto Interno Bruto - PIB, o que pode ser explicado pelo aumento populacional concentrado nas zonas urbanas e do crescimento da economia nacional.

A Figura 3 mostra a previsão de carga máxima do SIN em MW entre os anos de 2019 e 2025, de acordo com crescimento considerada no Sumário Executivo 2020 PAR/PEL – Plano da operação elétrica de Médio Prazo do SIN 2021-2025 (ONS, 2020).

Figura 3 - Previsão de carga do SIN no Brasil em MW entre 2019 e 2025



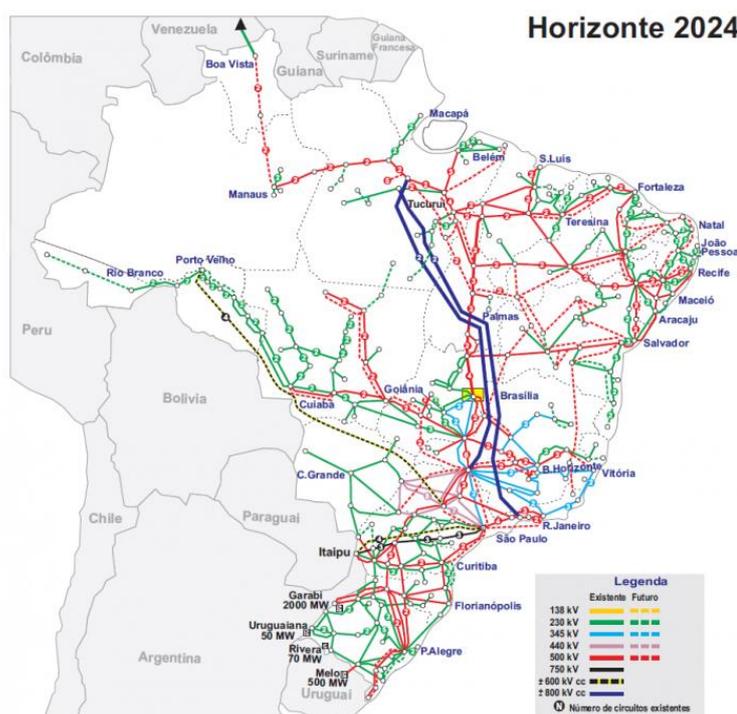
Fonte: Sumário Executivo 2020 PAR/PEL – Plano da operação elétrica de Médio Prazo do SIN 2021-2025 (2020, pág. 09).

## 2.2 Transmissão de energia elétrica no Brasil

Um sistema de transmissão confiável e robusto é fundamental para o atendimento energético do país, tendo como base a grande extensão do território brasileiro e da predominância de geração hidrelétrica. Nessa visão o sistema de transmissão de energia elétrica serve como ponte de conexão entre as usinas geradoras, que estão instaladas em diferentes bacias hidrográficas, e as subestações de distribuição.

O SIN estende-se sobre quase todo o território brasileiro e possibilita o compartilhamento de energia entre as diversas regiões do país, como ilustrado no mapa da Figura 4.

Figura 4 - Linhas de Transmissão do Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS (<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>) (2020)

O SIN é composto por instalações de transmissão em níveis de tensão de até 765 kV. A Rede Básica do SIN é composta por linhas de transmissão e equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV, incluindo também as instalações de fronteira, compostas pelos transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230

kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário (ANEEL, 2004).

Somado a isso, fazem parte do SIN as Demais Instalações de Transmissão – DIT, que abrangem: as linhas de transmissão e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo; as interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e linhas de transmissão e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV (ANEEL, 2004).

## **2.3 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro**

### **2.3.1 Período: século XVIII – década de 30**

No final do século XIX foram iniciados os primeiros processos de produção de energia elétrica no Brasil com a colaboração de pequenas empresas privadas nacionais e empresas de governos municipais de pequenas localidades. Em 1879 ocorreu a primeira vivência com o uso de eletricidade no Brasil na Estação Central de Campos no Rio de Janeiro, mais tarde em 1883 Campos se tornou a primeira cidade da América do Sul com um serviço de iluminação pública (VOLPE e ALVARENGA, 2004). Nesse momento, apenas áreas próximas às fontes produtoras tinham acesso à energia eram formadas por um sistema de redes radiais que possibilitavam o consumo urbano e industrial.

As concessionárias estrangeiras foram elementos que marcaram o desenvolvimento inicial da indústria elétrica, que se despontava pelos benefícios que proporcionava à sociedade, sendo caracterizada como um serviço público. Nesse contexto, havia um intenso debate na imprensa a respeito de fixação de preços, condições de outorga das concessões e controle de lucro das empresas, necessitando um respaldo legal indispensável para regulação do setor recém formado.

Esse respaldo veio após o Decreto nº 26.234 em 1934, com o surgimento do Código de Águas, regulamentando sobre a propriedade das águas e sua utilização, controlando a sua exploração e determinado tarifas desses produtos.

Em 1939 foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), impondo revisão dos contratos de concessão existentes e, segundo Volpe e Alvarenga (2004), com atribuições diversas, destacam-se questões ligadas à produção, exploração e utilização da energia elétrica no país, interligação de usinas, estudos de tributos federais, estaduais e municipais incidentes direta ou indiretamente sobre a indústria da energia elétrica. Contudo, houve a geração de muitas polêmicas, pois o governo não possuía capacidade de gestão, tecnologia e capital para ampliação dos serviços de eletricidade e as empresas estrangeiras alegavam não ter melhores tarifas, regulamento cambial favorável e segurança para ampliação dos seus investimentos, enquanto isso havia uma crescente demanda com insuficiente oferta de energia elétrica.

O monopólio do setor elétrico era feito por duas empresas se destacaram na época, a *holding Brazilian Traction, Light and Power C. Ltda*, que controlava a produção e a distribuição nas duas principais cidades brasileiras: Rio de Janeiro e São Paulo; e a *American Share Foreign Power Company (AMFORP)*, com atuação no interior de São Paulo e do Rio de Janeiro, em Porto Alegre, Pelotas, Salvador, Recife, Natal e Vitória. O Brasil encerrou esse primeiro período de implantação de energia elétrica com 1.211 usinas gerando cerca de 149.000 kW de origem térmica, e 630.000 kW de origem hidráulica (VOLPE e ALVARENGA, 2004).

### 2.3.2 Período: década de 40 e 50

Após o término da Segunda Guerra mundial, a expansão da demanda proveniente do acelerado processo de urbanização, a difusão do uso de eletrodomésticos e o desenvolvimento industrial geraram, nesse período, um aumento do consumo e uma incerteza quanto ao suprimento de energia elétrica, causando falta de energia elétrica e um período de racionamento. Houve também uma crescente em sentimentos nacionalistas que tiveram como efeito um aumento da participação do estado, sob a argumentação de tratar-se de um serviço público, aparecendo as primeiras experiências de estatização do setor elétrico. (VOLPE e ALVARENGA, 2004).

No Rio Grande do Sul surgiu a Comissão Estadual de Energia Elétrica, de onde fez nascer o Plano de Eletrificação; em Minas Gerais foi inaugurado a usina de Gafanhoto próximo a cidade de Contagem, cujo sucesso foi papel fundamental pra

criação da Cemig; e o surgimento de grandes estatais criados pelo governo federal, em destaque a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) e a Central Elétrica de Furnas, além de outras, produzindo grandes obras e possibilitando a transição de empresas privadas para a administração pelo governo.

Outro ponto importante foi a criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDES), que administrava o Fundo Nacional de Eletricidade (FNE), responsável em prover recursos para expansão da capacidade de produção elétrica principalmente possibilitando o financiamento obras públicas.

### 2.3.3 Período: década de 60, 70 e 80

Na década de 50 o governo do presidente Getúlio Vargas, cuja política possuía tendências nacionalista de eletricidade, identificou a necessidade de integrar regiões elétricas através de linhas de transmissão, assim o governo criou um órgão dirigido pelo estado para regular e ampliar o setor de energia elétrica. Em 1960, durante o governo de Juscelino Kubitschek, houve a criação do Ministério de Minas e Energia (MME).

O MME criou e acumulou departamentos, incluindo o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), para comandar das questões energéticas do país. O DNAEE suprimiu e extinguiu o CNAEE, passando a exercer todas as suas atribuições, também promoveu o desenvolvimento da produção de energia elétrica e só deixou de existir com o surgimento da ANEEL, em 1997.

A criação das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), em 1962, tinha como objetivo atender os aumentos da demanda de energia elétrica, a promoção de estudos energéticos, os projetos de construção e operação de centrais geradoras, linhas e subestações de transmissão.

Dessa forma houve a estruturação básica de gestão da produção e transmissão de energia elétrica, onde o DNAEE tinha a função de regular o setor com atribuições inerentes ao Poder Concedente da União, a Eletrobrás promovia o planejamento de expansão da energia elétrica e as empresas estrangeiras se especializavam na distribuição. Essa estrutura se manteve durante aproximadamente três décadas.

Foi padronizado a frequência de 60 Hz como uma forma de igualar as configurações distintas que configurava as várias regiões do país. Além disso, haviam

sido construídos usinas distantes dos grandes centros de consumidores, exigindo o desenvolvimento de extensas linhas de transmissão. Com esta estratégia, foi se concretizando o plano de interligação elétrica no país iniciando com a Usina de Furnas, que interligava Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo, seguido do tronco de transmissão que atravessou o estado de São Paulo. Obras como Itaipu e Tucuruí, bem como suas linhas de transmissão permitiram à Eletrobrás exercer plenamente suas funções coordenando e planejando o sistema elétrico.

Na sequência, o país foi dividido, através da Lei de Itaipu (Lei nº 5.899/73), em quatro macrorregiões geoeletricas: Norte, incluindo parte dos estados de Goiás e Mato Grosso, Nordeste, Sul e Sudeste, incluindo a outra parte da região do Centro-Oeste. Foram estabelecidas também tensões nominais de transmissão, sendo 230kV e 500kV, e outras tensões em caso de comprovação técnica de economia, sendo 345 kV e 440 kV, e houve um decreto no qual a Eletrobrás deveria ser consultada para qualquer empreendimento de transmissão cuja tensão fosse igual ou superior a 138 kV.

Segundo Volpe e Alvarenga (2004), a década de 1980 foi marcada pela crise econômica financeira do setor. Houve contração no mercado exterior com aumento de taxas de juros, as empresas privadas retraíram e o estado brasileiro e suas empresas foram responsáveis por manter o desenvolvimento através de financiamento no mercado internacional desconsiderado a profundidade da crise. Porém o processo inflacionário e de endividamento externo levou a um baixo progresso no setor elétrico e conseqüentemente nas regulamentações.

#### 2.3.4 Período: década 90 - início da reestruturação do setor elétrico

O setor elétrico entra na década de 90 numa situação bastante delicada, quando empresas estatais ficaram endividadas e sem condições de dar continuidade aos seus planos de expansão. Na época, houve uma possibilidade de falta de energia e a privatização se apresentava como uma possibilidade de resolução desses problemas. Nesse caso surgiu o Programa Nacional de Desestatização (PND), onde ocorreu uma corrente neoliberal que previa o afastamento do estado em serviços prestados à sociedade.

Em 1995 a estatal ESCELSA (Espírito Santo Centrais Elétricas S. A.) foi

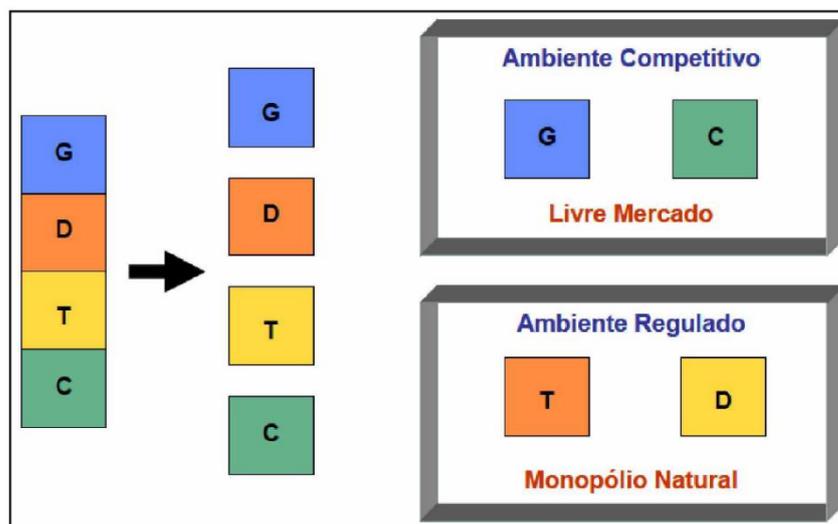
vendida por US\$ 357 milhões (ELETROBRÁS, 2016). Em 1996 o Congresso Nacional aprovou a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a função de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Em 1998 houve a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), cuja atribuição é de coordenar e controlar a operação da geração e da transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O MME, através de uma consultoria contratada, realizou estudos de reestruturação do setor. O projeto ficou conhecido como a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) e o slogan era "Competição onde possível, regulação onde necessário" (VOLPE e ALVARENGA, 2004).

Essa reforma tinha como aspectos: a necessidade de criação de um mercado competitivo no atacado; importância do livre acesso à transmissão permitindo a comercialização de energia entre geradores e distribuidores de diferentes pontos da rede; fortalecimento do produtor independente; desverticalização do setor e liberalização progressiva de consumidores, com o intuito de viabilizar transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado.

A desverticalização do setor seguiu com a formação de dois blocos: monopolistas (transmissão e distribuição) e não-monopolista (geração e comercialização), conforme pode ser visto na Figura 5, o qual mostra os ambientes de gestão onde foram inseridos.

Figura 5 - Modelo de desverticalização do Setor Elétrico



Fonte: MARAGON LIMA (2007, p. 96)

Na parte de geração surgiram as classes de autoprodutores e produtores independentes e na parte de consumidores apareceram os consumidores livres, que passaram a comprar sua energia de um produtor independente mediante o atendimento de determinados requisitos.

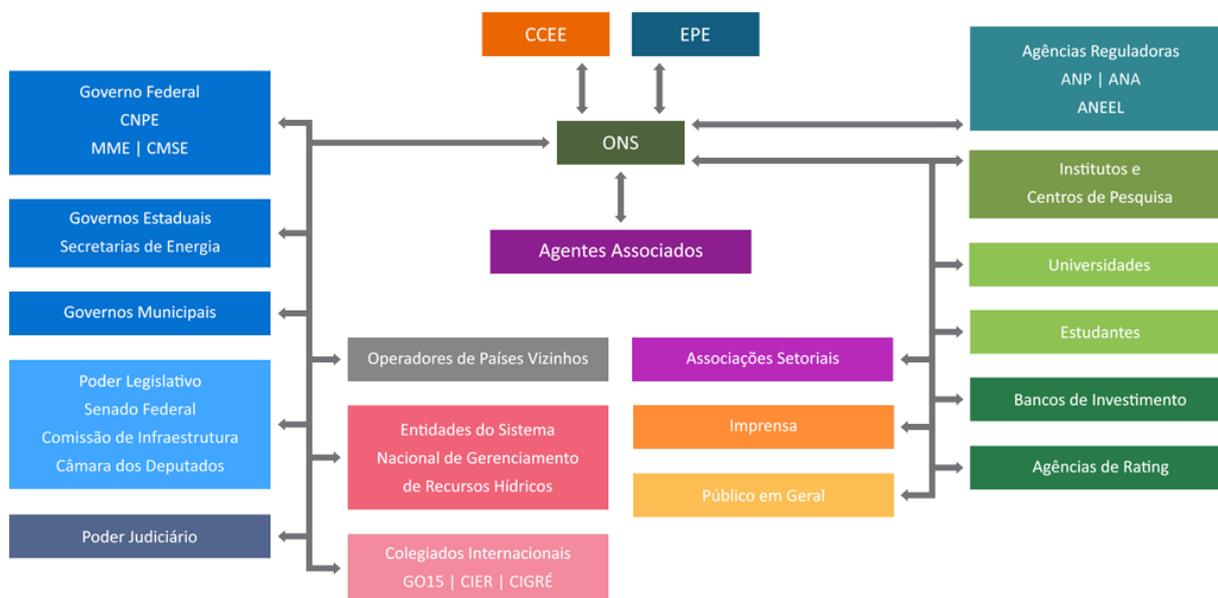
A nova reestruturação do setor foi apresentada pelo MME em 2003 através da “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, cujos principais pontos, entre outros, eram garantir a segurança no suprimento de energia, reestruturação do planejamento de médio e longo prazo, promover modicidade tarifária, competição na geração e criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Volpe e Alvarenga (2004) citam que as transformações do novo modelo foram responsáveis pela criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), na qual se realizam leilões de compra e venda de energia e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional. Estas mudanças permitiram que a Eletrobrás passasse a exercer a função de *holding* das empresas federais, entregando à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o papel de desenvolvimento de estudos e planejamento de expansão do setor elétrico.

## **2.4 Modelo atual de gestão do Setor Elétrico Brasileiro**

A Figura 6 mostra as principais entidades do atual modelo de gestão do setor elétrico nacional.

Figura 6 - Modelo de gestão do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: ONS (<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/relacionamentos>)

A seguir são apresentadas resumidamente as instituições e os agentes integrantes do atual modelo de gestão do SEB.

#### 2.4.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

O CNPE foi criado pela Lei nº 9.478 de 1997, vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro do Ministério de Minas e Energia (MME), o qual possui a atribuição de assessorar o Presidente da República para formulação de políticas nacionais e medidas específicas com foco nas questões energéticas. As principais atribuições relacionadas à energia elétrica são: aproveitamento racional dos suprimentos energéticos do país; revisão periódica da matriz energética, considerando fontes convencionais e alternativas; e estabelecer diretrizes para programas de atendimento à demanda nacional de energia.

#### 2.4.2 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Comitê criado em 2004 pela Lei nº 10.848/2004, responsável por acompanhar e avaliar de forma permanente a continuidade e segurança do abastecimento eletroenergético em todo território nacional. Dentre suas principais atribuições tem-se:

- Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados;
- Avaliar as condições de abastecimento e de atendimento das atividades;
- Realizar análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados, levando em consideração a demanda, oferta e qualidade de insumos energéticos; configuração dos sistemas de produção, oferta, transporte e interconexões.
- Identificar dificuldades e obstáculos que afetam ou possa afetar a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão do setor elétrico, elaborando propostas de ajustes, solução e recomendações de ações preventivas ou sanadoras.

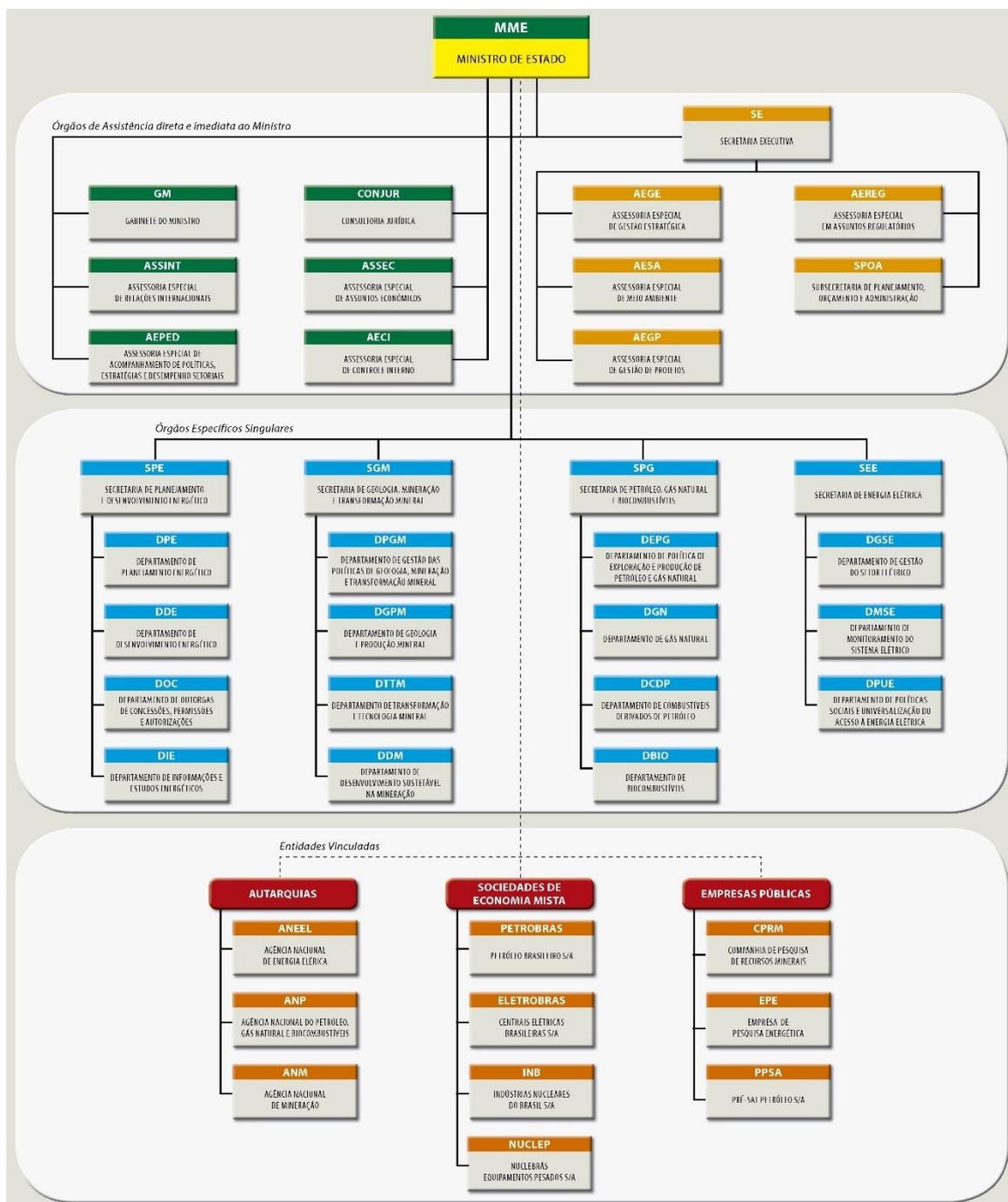
#### 2.4.3 Ministério de Minas e Energia – MME

O MME, criado em 1960, preside tanto o CNPE quanto o CMSE, entre as suas atribuições destacam-se:

- Desenvolver políticas nacionais de geologia, exploração, produção e aproveitamento de recursos energético;
- Exercício da função de planejamento setorial e de Poder Concedente;
- Energização rural e agroenergia;
- Desenvolver políticas nacionais de integração do sistema elétrico interno do país e externo.

O MME (Figura 7) apresenta em sua estrutura secretarias de: Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Geologia, Mineração e Transformação Mineral; Energia Elétrica; Planejamento e Desenvolvimento Energético. Possui ainda vínculo com as empresas Eletrobrás, Petrobrás, INB (Indústrias Nucleares do Brasil) e Nuclep (Nuclebrás Equipamentos Pesados).

Figura 7 - Estrutura organizacional do MME



Fonte: MME (<http://www.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/institucional/estrutura-organizacional>) (2020)

#### 2.4.4 Empresa de Pesquisa Energética – EPE

A EPE, criada por meio da Lei nº 10.847/2004, é uma empresa pública federal com o objetivo de desenvolver estudos e pesquisas necessários para que o MME

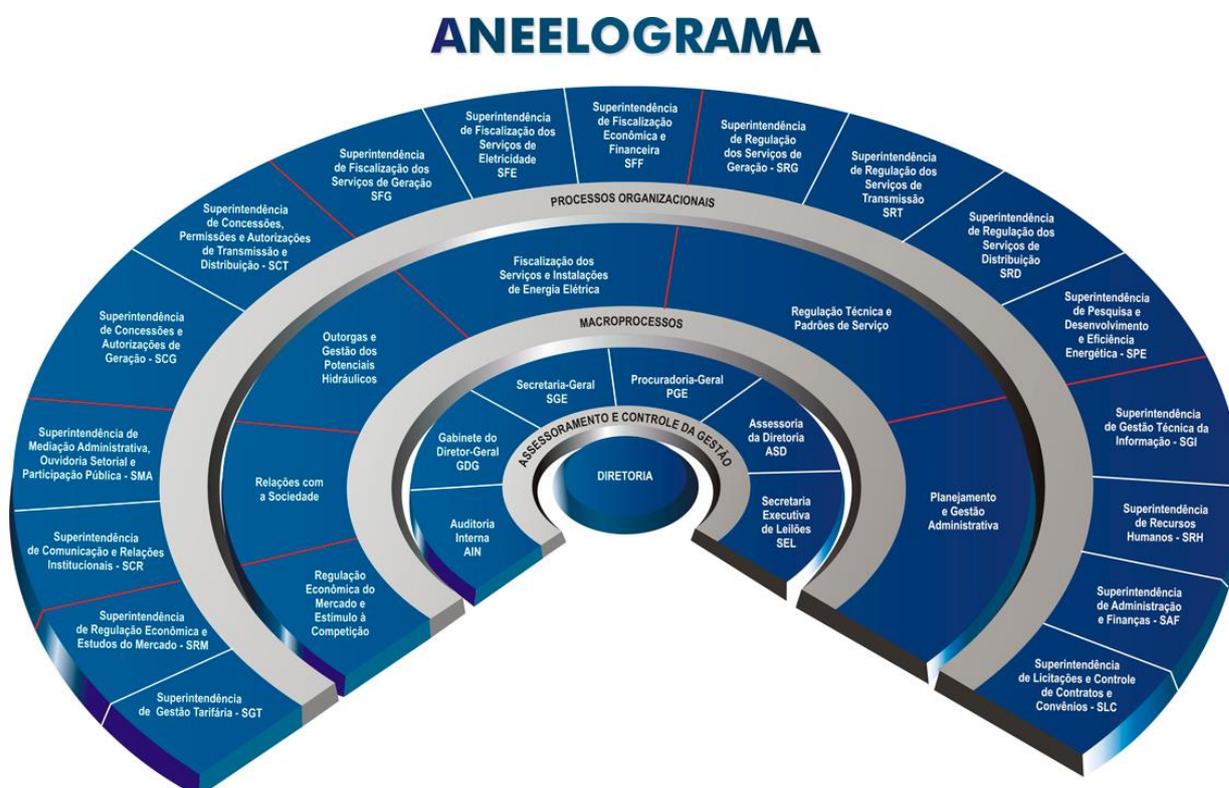
possa cumprir plenamente sua função de executor de planejamento energético, cobrindo energia elétrica, petróleo, gás natural e derivados e biocombustíveis. A EPE se divide em quatro diretorias: Estudos Econômicos-Energéticos e Ambientais; Estudos de Energia Elétrica; Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis; e Gestão Corporativa. Essas diretorias se subdividem em 10 superintendências.

#### 2.4.5 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A ANEEL (Figura 8) foi instituída pela Lei nº 9.427/1996 e pelo Decreto nº 2.335/1997, criada para regular o setor elétrico brasileiro, cujas principais atribuições são:

- Regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e a comercialização de energia elétrica;
- Promover licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Fiscalizar, celebrar e gerir contratos, concessões, permissões e serviços de energia elétrica;
- Estabelecer tarifas.

Figura 8 - Estrutura organizacional da ANEEL



Fonte: ANEEL (<https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=711&idPerfil=3>) (2020)

#### 2.4.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS é uma associação civil sem fins lucrativos criada pela Lei nº 9.648/98. Possui a função básica de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica e planejamento das operações dos sistemas isolados do país. O ONS procura otimizar a operação do sistema eletroenergético, garantir acesso à rede de transmissão a todos os agentes sem discriminação e contribuir com a expansão do sistema, buscando melhores condições, segurança do suprimento e menor custo ao sistema.

O ONS contrata e administra os serviços de transmissão de energia elétrica, propõe ampliações e reforços das instalações da rede básica e define regras para operação dessas instalações, sob fiscalização e regulação da ANEEL.

As regras propostas pelo ONS são apresentadas nos Procedimentos de Rede (PR) do ONS cujo caráter é normativo. Todos os procedimentos passam por

aprovação da ANEEL, os quais apontam os requisitos inerentes à realização das atividades de administração da transmissão, planejamento da operação do sistema e programação das atividades de manutenção, hoje divididos em macroprocessos que contém 9 módulos.

A estrutura organizacional da ONS (Figura 9) que, dentre as quatro diretorias constituintes desse órgão, a Diretoria de Planejamento (DPL) possui a atribuição de definir as ampliações e reforços necessários à rede básica.

Figura 9 - Estrutura organizacional do ONS



Fonte: ONS (<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20171108-reestruturacaoorganizacional.aspx>) (2020)

#### 2.4.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A CCEE foi instituída pela Lei nº 10.848/2004 e sucedeu ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). A mesma é voltada a viabilizar a comercialização de energia elétrica entre os agentes setoriais em um ambiente competitivo, sustentável e seguro promovendo discussões entre os agentes e as instâncias de formulação de políticas e regulação, além de propor soluções para o desenvolvimento do setor elétrico e contabilizar as operações de compra e venda de energia

Dentre as atribuições da CCEE destaca-se a execução de leilões de compra e venda de energia elétrica e gerência dos contratos firmados nesses leilões em consonância com os requisitos estabelecidos pela EPE.

#### 2.4.8 Agentes setoriais

Os agentes setoriais são as empresas concessionárias de geração, transmissão, distribuição e comercialização, além dos consumidores livres. Segundo Gomes (2012) os agentes transmissores são detentores de concessão outorgadas pelo Poder Concedente, cuja vigência é de 30 anos e, por intermédio da ANEEL, para transmissão de energia elétrica. A remuneração dessas empresas é definida nos processos licitatórios ou autorizativos dos empreendimentos conduzidos pela ANEEL, configurando um ambiente regulado de remuneração.

É importante destacar que, apesar da remuneração dessas empresas serem fixadas nos processos de outorga conduzidos pela ANEEL, elas podem variar sofrendo redução de receita em função da indisponibilidade das suas funções de transmissão. A aplicação dos descontos na receita das transmissoras ocorre por meio da penalização por PV (Parcela Variável).

### **3 REGULAÇÃO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

O serviço de transmissão no Brasil é feito por meio de concessão regida pela Lei nº 9.074 (1995) e tem como premissa garantia do livre acesso à rede, mediante remuneração dos custos de transporte envolvido. Segundo a Lei nº 9.427 (1996), a regulação e fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são atribuições da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. Essa regulação tem por objetivo garantir a qualidade do serviço prestado, estimular um ambiente regulatório seguro e permitir um equilíbrio entre a atratividade do setor para os investidores e a redução tarifária.

No geral, são feitas licitações na modalidade de leilão para concessão da atividade de transmissão, os vencedores celebram, com o Poder Concedente, contratos para construção, operação e manutenção de instalações de transmissão. Assim, fica sob responsabilidade das concessionárias a adequada prestação do serviço e execução de reforços nas instalações existentes, mediante autorização da ANEEL. Como pagamento por esses serviços, as concessionárias recebem uma Receita Anual Permitida (RAP), que é destinada a cobrir os gastos com o investimento realizado e custos de operação e manutenção.

Segundo a ANEEL (2016), os valores para pagamento da RAP e dos ativos da Rede Básica são arrecadados através das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), constituída por duas divisões: a  $TUST_{RB}$ , aplicável a todos os usuários do SIN e a  $TUST_{FR}$ , aplicável apenas aos usuários das instalações de fronteira da Rede Básica ou das DITs compartilhadas. Já as DITs são remuneradas por meio dos encargos de conexão estabelecidos nos Contratos de Conexão à Transmissão – CCT, celebrados entre os acessantes e as concessionárias de transmissão. As instalações de transmissão que compõem a Rede Básica são disponibilizadas mediante Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) ao ONS.

#### **3.1 Receita Anual Permitida - RAP**

A ANEEL (2019) define RAP como provento pago às transmissoras de energia elétrica referente à prestação de serviço público de transmissão. O valor é definido no

próprio leilão e começa a ser pago a partir da entrada em operação comercial, sendo revisada a cada 4 ou 5 anos de acordo com o contrato realizado entre as duas partes.

O cálculo é feito levando em consideração os custos de operação e manutenção que o agente possa ter. Caso a ANEEL identifique que a concessão precisa passar por reforços, então é calculado um valor adicional tendo como base as novas instalações requeridas que será acrescido à RAP do agente em questão.

### **3.2 Função de Transmissão – FT**

Segundo a ANEEL (2005) a FT constitui o conjunto de equipamentos, principal e complementares e funcionalmente dependentes, os quais garantem a prestação de serviços de transmissão. As FT são remuneradas pelo tempo de disponibilidade e são definidas como: Linha de Transmissão (LT), Transformadores (TR), Controle de Reativo (CR) e Módulo Geral (MG).

#### **3.2.1 Linha de transmissão - LT**

Rangel e outros (2009) definem linha de transmissão como uma linha condutora capaz de transmitir energia sobre alta tensão entre dois pontos sendo um o gerador (usinas hidrelétricas, parques solares, etc) e o outro o consumidor (indústrias, rede de distribuição, etc). Sua formação básica é de cabos que conduzem energia elétrica sustentados por torres e isolados da terra por meio dos isoladores.

#### **3.2.2 Transformadores - TR**

Transformadores são equipamentos capazes converter energia elétrica (elevando ou rebaixando) através da transformação de energia elétrica em fluxo magnético. Os transformadores são formados de dois ou mais enrolamentos que, acoplados por um material ferro magnético (ou material condutor de magnetismo), podem conduzir, através do fluxo magnético, energia elétrica de uma bobina para outra. Os enrolamentos podem ser divididos em enrolamento primário e enrolamento secundário. A transformação só pode acontecer quando a fonte de energia ligada a um dos enrolamentos é alternada, pois somente assim é que pode ser gerado um

fluxo magnético; a amplitude dependerá da tensão aplicada no primário, da frequência da tensão e do número de espiras de ambos os enrolamentos.

### 3.2.3 Controle de Reativo - CR

Controle de Reativo ou reatores, são equipamentos conectados nas linhas de transmissão em série ou em paralelo, cujo objetivo é consumir a potência reativa capacitiva gerada por essas linhas sob carga leve ou cabos subterrâneos. Quando o sistema possui uma carga capacitiva, a tensão é elevada podendo ficar próximo ou acima do limite máximo permitido por lei (cada faixa de tensão de transmissão possui os seus limites pré-definidos). Essa carga capacitiva surge, geralmente, quando o sistema está sob carga leve, ocorrendo um efeito conhecido por Efeito Ferranti nas linhas causando um equilíbrio de potência positivo, cujo sistema é compensado de forma indutiva para reduzir o excesso de tensão. A situação contrária à essa ocorre quando há um excesso de carga na linha gerando um equilíbrio de potência negativa, caracterizada pelo efeito indutivo, nesse caso a compensação é feita através de banco de capacitores.

### 3.2.4 Módulo Geral – MG

Segundo a ANEEL (2012), o módulo geral compreende toda a infraestrutura da subestação, partindo de sistema de telecomunicação, supervisão e controle, até cercas, terraplanagem e embritamento.

## 3.3 Pagamento Base – PB

O Pagamento Base (PB) é derivado do valor da RAP, que é dividido em 12 parcelas e é repassado ao agente mensalmente. O valor atribuído ao PB é calculado como a soma do valor pago pela operação de cada FT. Por exemplo:

RAP do sistema: R\$ 240.000.000,00

$$PB = \frac{RAP}{12} = R\$ 20.000.000,00 \quad (3.1)$$

### 3.4 Parcela Variável – PV

Para melhor supervisionar os ativos dos agentes, a ANEEL utiliza supervisórios que estão conectados com o sistema de operação dentro das subestações de transmissão e, portanto, tem um controle em tempo real dos ativos, garantindo uma boa qualidade de energia e redução dos custos.

A ANEEL como forma de gerar “incentivos regulatórios” para as concessionárias do segmento da transmissão, criou as PVs, fornecendo condições favoráveis para a expansão do mercado de energia elétrica levando em conta o equilíbrio entre os agentes e os consumidores, abrangendo tanto os pequenos consumidores residenciais quanto os grandes consumidores industriais.

As tarifas de energia impostas aos consumidores são formadas pelo custo com a aquisição de energia elétrica, distribuição, transmissão, encargos e tributos, bem como, a TUST e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Como as tarifas estão atreladas aos gastos com operação e manutenção das redes de transmissão e distribuição, quando as despesas dos agentes aumentam, as contas dos consumidores também sofrem consequências. Sendo assim, Walvis (2014) afirma que é essencial que os agentes se planejem no intuito de evitar prejuízos, pois, neste caso, as tarifas pagas pelos agentes em forma de PV incidem também na conta do consumidor final.

As penalidades, regras e cálculos referente aos casos de perda da qualidade do serviço público de transmissão, a que estão associadas à disponibilidade e à capacidade operativa, são aplicadas aos agentes e estão estabelecidos na Resolução Normativa nº 729 de junho de 2016 (ANEEL, 2016), assim como os direitos reservados às concessionárias. Para um melhor entendimento o Art. 2º dessa resolução define alguns termos como:

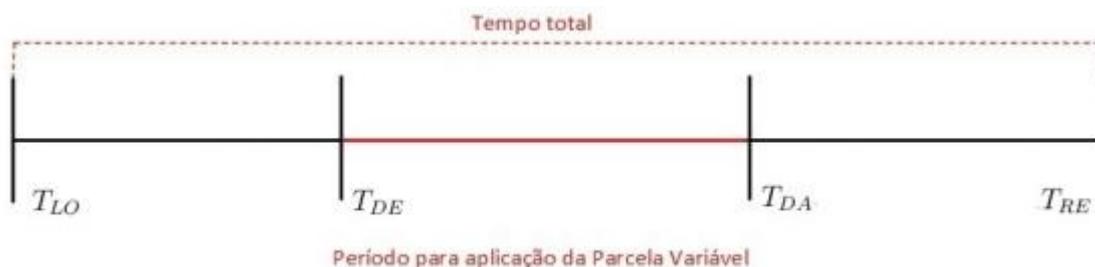
- Atraso na Entrada em Operação: período referente ao tempo de atraso levando como base às zero horas do dia seguinte ao definido para entrada em operação comercial de uma nova FT e o início de sua operação comercial;

- Desligamento Programado: desligamento da FT feito com aviso prévio programado conforme Procedimento de Rede.
- Intervenção de Urgência: intervenção solicitada com prazo de antecedência inferior a 24 horas com relação ao horário do desligamento, ou inferior a 48 horas com relação ao desligamento desde que o ONS não consiga se programar com relação às condições operativas do SIN;
- Intervenção de Emergência: Desligamento manual, sem as devidas comunicações e providências, para evitar risco de vida e/ou de dano a equipamento;
- Outros Desligamentos: quaisquer indisponibilidades de FT não considerada como Desligamento Programado;
- Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação – PVA: parcela a ser deduzida do PB de uma FT devido a Atraso na Entrada em Operação da FT;
- Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI: parcela a ser deduzida do PB de uma FT por Desligamento Programado ou Outros Desligamentos;
- Parcela Variável por Restrição Operativa – PVRO: parcela a ser deduzida do PB de uma FT por redução da capacidade operativa da FT.

### **3.5 Cálculo da Parcela Variável (PV)**

A parcela variável está diretamente ligada ao tempo de desligamento de uma FT, por isso ter controle desse tempo é algo de extrema importância. Assim, para cada mudança de estado de uma FT dentro das instalações de transmissão, é registrado um evento, no qual consta a data e o horário dessa alteração. Com base nisso, a Operação em Tempo Real do agente tem que ter posse e estar atenta a todos os registros de eventos durante a execução de cada passo de um desligamento, seja ele programado, de urgência, de emergência ou outros. Nesse caso a Pós Operação terá dados para confrontar os valores cedidos pelo ONS posteriormente, caso haja alguma divergência (A Figura 10 mostra como é computado a temporização).

Figura 10 - Exemplo de como funciona a contabilização do tempo para PV



Fonte: Autor

- Liberação pelo ONS =  $T_{LO}$  – data e hora em que o ONS autoriza o Agente, por contato telefônico, para que este efetue as manobras de desligamento da FT;
- Desligamento efetivo =  $T_{DE}$  – data e hora de desligamento da FT;
- Disponibilização pelo Agente =  $T_{DA}$  – data e hora em que o Agente comunica a disponibilização da FT ao ONS, por contato telefônico;
- Religamento efetivo =  $T_{RE}$  – data e hora em que a FT é reintegrada ao sistema elétrico.

Para cômputo da PV, será considerado apenas o tempo compreendido entre Desligamento Efetivo ( $T_{DE}$ ) e o tempo de Disponibilização pelo Agente ( $T_{DA}$ ), que representa o tempo que FT se encontra indisponível.

### 3.5.1 Parcela variável por indisponibilidade – PVI

Quando aplicável, a PVI representa o valor de desconto em cima do montante total (PB) de uma FT devido à indisponibilidade da FT ao sistema. A PVI pode ser calculada através do somatório de acordo com a Equação 3.2 (ANEEL, 2016).

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot (K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_0 \cdot PAOD_j)) \quad (3.2)$$

Sendo:

- D: Número de dias no mês da ocorrência;
- 24.60.D: Número de minutos no mês da ocorrência;

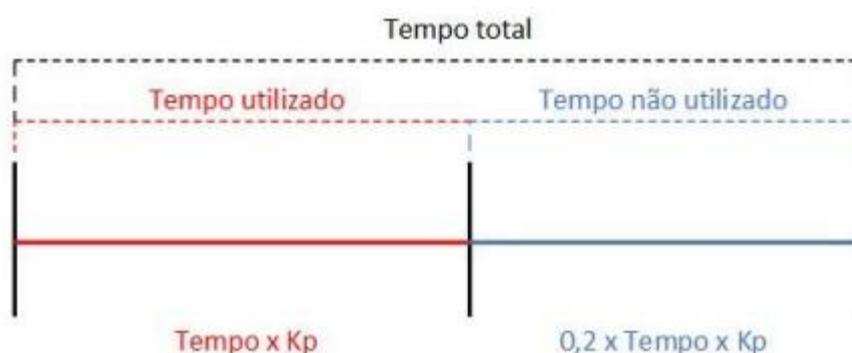
- PB: Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;
- PADP<sub>i</sub>: Período Associado a Desligamento Programado i, em minutos;
- PAOD<sub>j</sub>: Período Associado a Outro Desligamento j, em minutos;
- K<sub>p</sub>: Fator multiplicador para Desligamento Programado;
- K<sub>o</sub>: Fator multiplicador para Outro Desligamentos, sendo que esse fator será reduzido para K<sub>p</sub> após 300 minutos;
- NP: Número de Desligamentos Programados da FT ocorrido ao longo do mês;
- NO: Número de Outros Desligamentos da FT ocorrido ao longo do mês.

### 3.5.2 Desligamento programado – DPR

Existem dois subtipos para cálculo da PVI para desligamentos programados: Desligamento Programado e Desligamento Programado com Atraso.

No Desligamento Programado, quando a duração da intervenção for menor do que o período programado, ou seja, a duração do Desligamento Programado está dentro do período estabelecido junto ao ONS, a PVI para o período entre o retorno à disponibilidade e o final do período programado será calculada sobre 20% (vinte por cento) do período programado junto ao ONS e não utilizado (ANEEL, 2016). A Figura 11 exemplifica esse caso, sendo que, a PVI final é a somatória do valor computado do tempo de utilização e do valor computado do tempo não utilizado.

Figura 11 - Caso do tempo real menor do que o programado junto ao ONS



Fonte: Autor

No período programado com atraso, quando, por responsabilidade da concessionária de transmissão, a duração do Desligamento Programado de uma FT for superior ao período estabelecido junto ao ONS, o período de atraso será classificado como Outros Desligamentos, utilizando-se o fator  $K_p$  multiplicado por 1,5 (um e meio) nos primeiros 30 minutos de atraso e o fator  $K_p$  multiplicado por 5 (cinco) no período subsequente, não devendo ser considerado no cômputo do Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (ANEEL, 2016). A Figura 12 exemplifica esse caso, sendo que, a PVI final é o valor computado do tempo programado, mais o tempo excedido, mais o tempo excedido acima de 30 de minutos.

Figura 12 - Caso do tempo real é maior do que o programado junto ao ONS



Fonte: Autor

### 3.5.3 Desligamento não programado

São desligamentos que não foram programados junto ao ONS. Esse desligamento leva em consideração o fator multiplicativo  $K_o$ , sendo que, o tempo excessivo a 300 minutos passa a ser multiplicado pelo fator  $K_p$ , com objetivo de dar uma aliviada na PV a ser descontada da FT. A Figura 13 exemplifica esse caso, sendo que, a PVI final é o valor computado do tempo até 300 minutos, mais o valor do tempo computado quando excedido a 300 minutos.

Figura 13 - Período para aplicação do desligamento não programado



Fonte: Autor

### 3.5.4 Desligamento de urgência – DUR

O Desligamento de Urgência é definido no Art. 2º no Item V da Resolução Normativa Nº 729. É um desligamento cadastrado sem que o ONS tenha tempo de planejar o desligamento no sistema, sendo classificado como Outros Desligamentos. Sendo assim, o desligamento de FT para Intervenção de Urgência será classificado como Outros Desligamentos, utilizando-se o fator K<sub>0</sub> igual a 50 (cinquenta) (ANEEL, 2016).

Figura 14 - Período para aplicação do desligamento de urgência



Fonte: Autor

### 3.5.5 Desligamento de emergência – DEM

O Desligamento de Emergência acontece quando o agente realiza o desligamento manual ou automático da FT sem cadastramento no sistema, por motivo de preservar a integridade do equipamento por alguma necessidade fora do esperado,

quando acontece algum defeito ou risco de vida por exemplo. Sendo assim, o tempo será multiplicado pelo fato  $K_0$  igual a 150. A Figura 15 exemplifica esse caso, sendo que, o valor final da PVI é o valor computado do tempo até 300 minutos, mais o valor computado do tempo excedido a 300 minutos.

Figura 15 - Período para aplicação do desligamento de emergência



Fonte: Autor

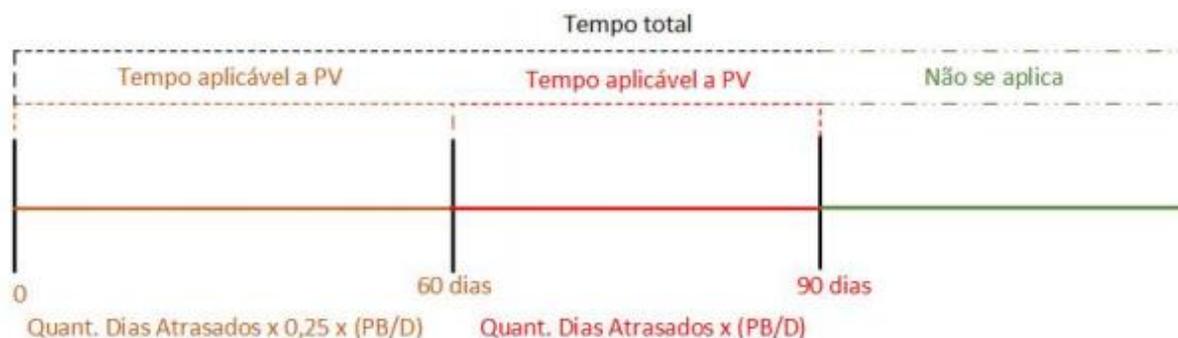
### 3.5.6 Parcela variável por atraso - PVA

A partir de quando é dada a concessão para o agente, ele tem uma quantidade de dias para construir o sistema elétrico. Caso ocorra atraso de entrada na operação, o agente é penalizado com a PVA através da seguinte forma (ANEEL, 2016):

- O período de atraso será limitado em 90 (noventa) dias para efeito de descontos;
- O valor por dia de atraso nos primeiros 60 (sessenta) dias corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor “pro rata-dia” do PB da FT;
- O valor por dia de atraso entre o 61o (sexagésimo primeiro) dia e o 90o (nonagésimo) dia corresponderá ao valor “pro rata-dia” do PB da FT.

A Figura 16 exemplifica esse caso, sendo que, o valor final da PVA é o valor computado na quantidade de dias atrasados até 60 dias, mais o valor computado na quantidade de dias entre 60 e 90 dias. Após 90 dias de atraso, outras diretrizes são tomadas com decisão da ANEEL.

Figura 16 - Períodos para aplicação da PVA



Fonte: Autor

### 3.5.7 Parcela variável por restrição operativa – PVRO

O agente também é penalizado por restringir a capacidade operativa de sua FT por motivo maior. A redução da capacidade operativa de longa duração ou de curta duração de uma FT é estabelecida através do valor contratado no projeto. Segundo a Resolução Normativa No 191 de 19 de dezembro de 2005, essa penalidade é aplicada nos seguintes casos:

- Capacidade Operativa de Longa Duração da LT: O valor é especificado no projeto em termos da corrente de linha de transmissão (LT) em condições normais de operação, em conformidade com a norma técnica ABNT NBR-5422, de fevereiro de 1985;
- Capacidade Operativa de Curta Duração de LT: É a corrente que a linha pode transportar em condições de emergência, em conformidade com a norma técnica NBR-5422, de fevereiro de 1985;
- Capacidade Operativa de Longa Duração de TR: Corresponde ao ciclo de carregamento de um transformador de potência (TR) em condições normais de operação, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR-5416, de julho de 1997;
- Capacidade Operativa de Curta Duração de TR: Corresponde ao ciclo de carregamento de um transformador de potência em condições de emergência, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR-5416, de julho de 1997;

- Capacidade Operativa de CR: É o valor nominal da corrente estabelecida no projeto de um equipamento de controle de reativo.

## **4 HVDC (HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT)**

### **4.1 Breve histórico da transmissão de energia HVDC**

Os primeiros sistemas de transmissão de energia elétrica foram desenvolvidos em corrente contínua. Os consequentes níveis de perda e os baixos níveis de tensão, obrigavam que a geração estivesse próxima aos centros de consumo. Além disso, a dificuldade e os custos para elevar o nível de tensão DC contribuíram negativamente para a ascensão dessa tecnologia. Desta forma, o sistema de transmissão AC tornou-se dominante na indústria da energia elétrica.

O ano de 1897 marcou o início da transmissão em corrente contínua, quando o cientista Thomas Edison implementou o suprimento e consumo de eletricidade em uma rede de baixa tensão DC (KIM, 2009). Em 1901, a dificuldade na conversão de níveis de tensão DC começou a ser superada com a apresentação do retificador a vapor de mercúrio de Hewitt. Essa válvula, possibilitou, teoricamente, a transmissão de potência DC em altas tensões e através de longas distâncias, nesse momento, nascia a tecnologia HVDC (DICKSON, 2015).

Em 1954, o primeiro sistema comercial HVDC entrou em operação. Baseado em um conversor a arco de mercúrio, este sistema interligou a ilha de Gotland à costa da Suécia através de cabos submarinos. Esta mesma tecnologia foi também adotada nos sistemas HVDC de Sardenha, em 1967, em 1970 na linha de transmissão de longa distância Pacific Intertie -EUA e no sistema de transmissão Nelson River – Canadá, 1973.

No Brasil, a transmissão de energia em corrente contínua teve seu início marcado no ano de 1979, em Itaipu. A primeira linha HVDC construída no país era considerada a maior em termos de potência e comprimento até então implementada. O projeto foi colocado em operação em vários estágios entre 1984 e 1987. O grau de complexidade técnica do sistema de transmissão em HVDC de Itaipu representou um desafio considerável e pode ser considerado como o início da era moderna destes sistemas (FERNANDES, 2005).

O uso de sistemas HVDC tem apresentado um crescimento significativo, segundo OLIVEIRA (2015, p. 18) no ano de 2012, haviam 228 projetos em operação ou construção ao redor do mundo, correspondendo a uma capacidade total de

transmissão de 317.717 MW. Para se ter uma ideia do crescimento do uso dessa tecnologia, em 2005, a lista apresentada em (RASHID, 2011) continha um total de 95 projetos em operação, correspondendo a uma capacidade de transmissão de 70.000 MW. Isso representa um avanço percentual de 335%, em termos de potência instalada, se comparado com a potência estimada em operação no ano de 2014, que era de 234.343 MW. Ou seja, a capacidade de transporte de energia através do sistema HVDC mais que triplicou em um período de menos de 10 anos.

De acordo com OLIVEIRA (2015), um relatório publicado pela Pike Research revelou que um dos setores de maior crescimento nas concessionárias de energia elétrica é a transmissão HVDC, cujos investimentos anuais globais passarão de US\$ 8,4 bilhões em 2010 para US\$ 12,1 bilhões em 2015, representando um incremento de 44% nesse período. Ainda de acordo com este relatório, a maior parte do crescimento se dará nos países asiáticos, embora se saiba que países da América do Norte e Europa terão ampliação dessa tecnologia devido à integração de recursos renováveis.

#### **4.2 Conceito do sistema HVDC, sistema ponto a ponto com linhas de transmissão e sistema back to back**

HVDC é uma tecnologia comprovada, usada para transmitir eletricidade por longas distâncias por linhas de transmissão aéreas ou cabos submarinos, também é usado para interconectar sistemas de energia separados, onde as conexões tradicionais de corrente alternada (CA) não podem ser usadas. “A tecnologia de corrente contínua de alta tensão (HVDC) oferece várias vantagens em comparação com os sistemas de transmissão de corrente alternada.” (JOHNSTONE, 2017, p.01).

As linhas HVDC sempre entregam mais energia, independentemente da distância que a eletricidade percorre, o que é um fator significativo por si só, mas a grande razão pela qual isso é importante, se define sobre ser mais barato em distâncias mais longas por terra e em distâncias muito curtas debaixo d'água e no subsolo. Para Barnard (2018) isso significa que é muito útil para levar eletricidade a longas distâncias a partir de locais renováveis, conectando ilhas ao continente e até mesmo continentes uns aos outros em potencial.

Sendo assim, permite uma transferência de energia em massa mais eficiente

em longas distâncias, no entanto o custo é uma variável importante na equação. Também relata Bailey (1997) a transmissão HVDC de energia pode ser mais eficiente e menos custosa para o transporte de grandes quantidades de energia em longas distâncias.

A empresa precursora Heyman (2012) destaca que um sistema HVDC, a energia elétrica é tomada de um ponto em uma rede CA trifásica, convertida em DC em uma estação conversora, transmitida ao ponto receptor por uma linha aérea ou cabo e então convertida de volta para CA em outra estação conversora e injetado na rede de recepção de CA Transmissão de corrente contínua de alta tensão, em longas distâncias seja por meio de cabos submarinos ou linha de transmissão aérea.

Os sistemas de transmissão HVDC, quando instalados, muitas vezes formam a espinha dorsal de um sistema de energia elétrica que, segundo Kim (2009), combinam alta confiabilidade com uma longa vida útil. Seu principal componente é o conversor de energia, que serve como interface para o sistema de transmissão CA, observando que a conversão de CA para CC e vice-versa é obtida por comutadores eletrônicos controláveis (válvulas) em uma configuração de ponte trifásica.

A energia AC (corrente alternada) é gerada em uma estação geradora, isso deve primeiro ser convertido em DC (Corrente Contínua), cuja conversão é feita com a ajuda de retificadores e a energia DC fluirá pelas linhas de transmissão, até uma subestação, onde essa corrente DC precisa ser convertida em CA novamente. Para esse propósito, um inversor é colocado na extremidade receptora, assim, haverá um terminal retificador em uma extremidade da subestação HVDC e um terminal inversor na outra extremidade. A potência do final de envio e do final do usuário será sempre igual (Potência de entrada = Potência de saída), é o que se entende no texto descrito abaixo:

com o desenvolvimento de dispositivos de potência totalmente controlados, como os tiristores controlados por gate (IGCT) e o Transistor Bipolar de Porta Isolada (IGBT), os conversores de fonte de tensão de alta tensão e alta potência tem sido amplamente utilizados no sistema de potência. (ZHENDA HU, 2014, p.02).

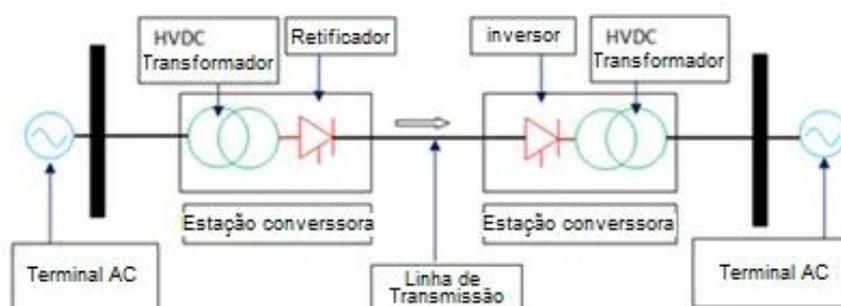
Quando existem duas estações conversoras em ambas as extremidades e uma única linha de transmissão é denominada como dois sistemas DC terminais. E quando há duas ou mais estações conversoras e as linhas de transmissão DC são denominadas como subestações DC multiterminal.

Os componentes do sistema de transmissão HVDC e sua função estão relacionados como: conversores, estes têm a função de converter a corrente AC para DC e DC para AC, inclui transformadores e pontes valvuladas; os reatores de alisamento, que são indutores conectados em série com o polo e são usados para evitar falhas de comutação ocorrendo em inversores, reduz harmônicos e evitam a descontinuação da corrente para cargas; eletrodos, que na verdade são condutores usados, para conectar o sistema ao terra; e filtros Harmônicos que são usados para minimizar os harmônicos na tensão e corrente dos conversores.

Também incluem, linhas DC que podem ser cabos ou linhas aéreas; fontes de alimentação reativas, onde a potência reativa usada pelos conversores pode ser mais de 50% da energia ativa total transferida, assim, os capacitores em derivação fornecem essa energia reativa; disjuntores CA que eliminam falhas no transformador e são também usados para desconectar o link DC; interconexões de rede AC; e sistema assíncrono de interconexão.

Segundo a empresa ABB existem três categorias diferentes de projetos de transmissão de HVDC: transmissão ponto-a-ponto; estações back-to-back; e sistemas multi-terminais. A transmissão de CC de alta tensão (HVDC) é uma alternativa eficiente para superar limitações do sistema HVCA. A configuração padrão bem estabelecida de um sistema HVDC é o sistema ponto a ponto, que conecta duas redes AC convencionais. A rede AC e a CC são acoplados por um terminal conversor equipado com um conversor de energia, que funciona como inversor ou retificador dependendo da direção do fluxo de energia (Figura 17).

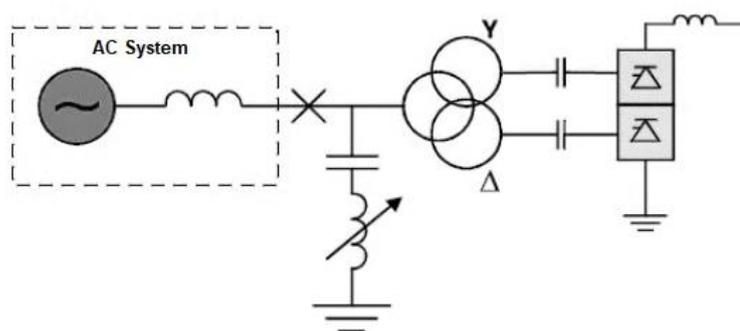
Figura 17 - Transmissão ponto a ponto



Fonte: Electrical4u (2019, p. 02)

Em um sistema de transmissão, redes diferentes são interconectadas, mas em algum momento pode acontecer que uma ou mais redes ou sistemas de energia possam não estar sincronizados com outras redes ou sistemas, ou existe um elo fraco entre diferentes sistemas de energia devido a vários fatores, caso isso ocorra um sistema HVDC back to back é usado. Agelidis (2006) relata que em uma configuração HVDC back-to-back, dois sistemas vizinhos independentes com parâmetros elétricos diferentes e incompatíveis (Frequência / Voltagem / Nível de Potência de Curto-Circuito) são conectados através de uma ligação DC. Os sistemas interconectados podem ter frequências iguais ou diferentes (interconexão assíncrona). Uma configuração back -to back é mostrada na figura 18.

Figura 18 - Configuração back-to-back



Fonte: Otosson; Kjenllin (2001, p. 55)

O processo envolvido é simples teoricamente, só que, na prática, é muito complexo, pois envolve altas tensões e dispositivos semicondutores de potência. A energia de dois ou mais sistemas vizinhos é primeiro convertida em CC com a ajuda do sistema retificador de potência. Após a soma, a potência resultante é novamente convertida em CA com a ajuda do inversor de potência e fornecida a diferentes redes. O Brasil e Argentina usam este sistema para a interconexão de redes de frequência diferentes.

As redes argentina e brasileira foram interconectadas via HVDC back-to-back com uma classificação de 1100 MW, uma segunda interconexão de outros 1100 MW está em construção e as estações conversoras HVDC back-to-back são do tipo modular com conversores capacitados comutadores. (OTTOSSON, 2001, p.57).

Segundo a empresa Siemens as vantagens do Sistema HVDC back to back são citadas, como: a energia que pode ser atualizada para a frequência desejada, ou

seja 50 e 60Hz; dois sistemas assíncronos (50 Hz/60 Hz) podem ser unidos com sucesso sem perda de estabilidade; a estabilidade do sistema é aumentada, assim como o fluxo de energia pode ser mantido dentro dos limites ideais; poder mais ativo que é adicionado onde o sistema AC o qual já está no limite de sua capacidade de curto-circuito.

Kumar (2016) explica que é chamado de sistema back to back, porque em eletrônica e eletrônica de potência, se dois componentes bipolares são conectados em série com polaridade oposta, este par é conhecido como sistema back to back. Aqui também o retificador e o inversor são idênticos e conectados em série operando em alta tensão DC, o que é conhecido como Sistema HVDC back to back.

Plas (2016) enfatiza que a conexão dos países por essas rodovias elétricas é um elemento essencial para garantir a confiabilidade das redes elétricas e a disponibilidade de suprimento elétrico. A capacidade de comercializar energia renovável vai um passo além na promoção de eletricidade sustentável e econômica para todos. Patrick ainda afirma que as soluções HVDC consecutivas estão sendo cada vez mais consideradas como a melhor solução para conectar países com diferentes frequências.

O Brasil e Paraguai, que compartilham a usina hidrelétrica de Itaipu, operam em 60 Hz e 50 Hz, respectivamente. No entanto, os sistemas HVDC tornam possível interconectar redes CA não sincronizadas e também adicionam a possibilidade de controlar a tensão CA e o fluxo de energia reativa.

No entanto, uma linha de energia HVDC interconecta duas regiões CA da rede de distribuição de energia. Equipamentos para converter entre energia CA e CC adicionam um custo considerável na transmissão de energia. A conversão de CA para CC é conhecida como retificação e de CC para CA como inversão. Acima de uma certa distância de ponto de equilíbrio (cerca de 50 km para cabos submarinos e talvez de 600 a 800 km para cabos aéreos), o custo mais baixo dos condutores elétricos HVDC supera o custo dos eletrônicos.

Como as tensões nos sistemas HVDC, até 800 kV, em alguns casos, excedem as tensões de ruptura dos dispositivos semicondutores, os conversores HVDC são construídos usando um grande número de semicondutores em série. Os circuitos de controle de baixa tensão usados para ligar e desligar os tiristores precisam ser isolados das altas tensões presentes nas linhas de transmissão, o que geralmente é

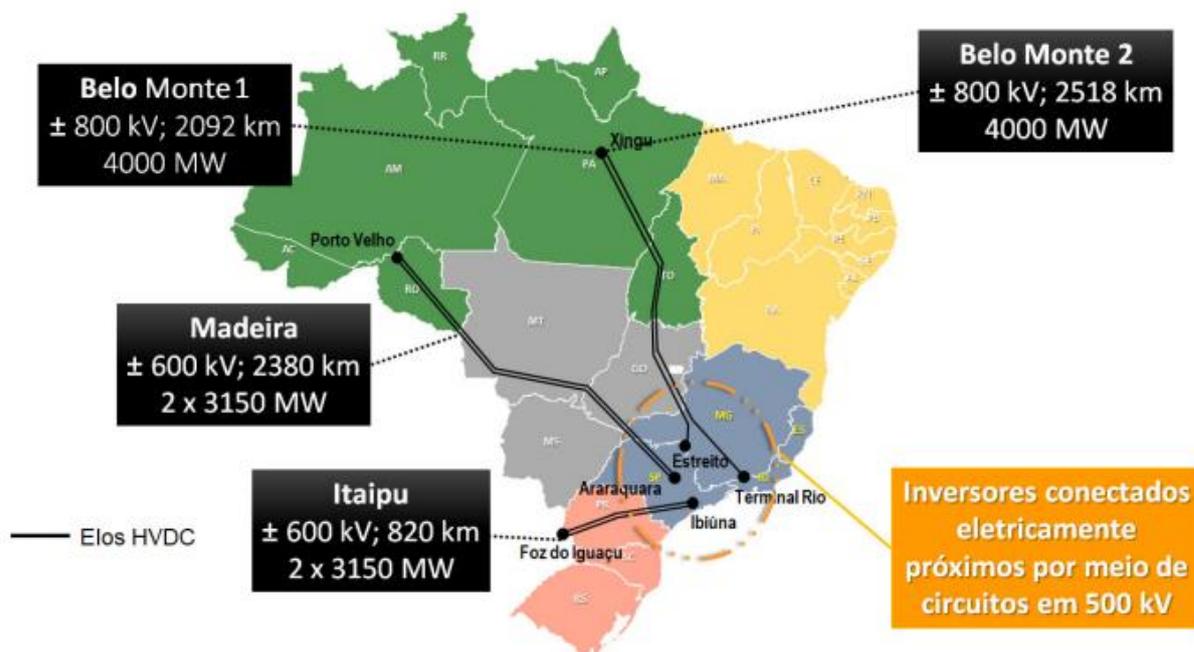
feito opticamente. Em um sistema de controle híbrido, a eletrônica de controle de baixa tensão envia pulsos de luz ao longo das fibras ópticas para a eletrônica de controle do lado superior.

Outro sistema, chamado disparo direto da luz, dispensa os componentes eletrônicos do lado superior, em vez de usar pulsos de luz dos componentes eletrônicos de controle para alternar os tiristores acionados por luz (LTT). Os eletrônicos de conversão apresentam uma oportunidade para gerenciar efetivamente a rede elétrica, controlando a magnitude e a direção do fluxo de energia. Uma vantagem adicional da existência de links HVDC, portanto, é uma maior estabilidade potencial na rede de transmissão.

## 5 EMPRESAS DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL QUE SE ENQUADRAM NA MODALIDADE HVDC

O Sistema Interligado Nacional – SIN se caracteriza pela transferência de grandes blocos de energia, majoritariamente para a Região Sudeste, onde se encontram o maior centro de carga do país e os grandes reservatórios do sistema. Atualmente, essa transmissão é feita, em grande parte, através de sistemas de transmissão em Corrente Contínua de Alta Tensão (CCAT), ponto-a-ponto. Nesse sentido, destacam-se os Bipolos do Madeira (2 x 3.150 MW), Bipolos de Belo Monte – Bipolo 1: Xingu – Estreito (4.000 MW) e Bipolo 2: Xingu – Terminal Rio (4.000 MW), além dos Bipolos de Itaipu (2 x 3.150 MW).

Figura 19 - Mapa dos sistemas HVDC instalados em operação no Brasil



Fonte: ANEEL (Plano da operação elétrica de médio prazo do SIN 202-225, pág. 26)

### **5.1 Xingu Rio Transmissora de Energia**

A linha de transmissão UHVDC Xingu-Rio é uma linha de transmissão de corrente contínua de alta tensão de 800 kV mais de 2.500 km de comprimento no Brasil entre a subestação Xingu na cidade de Anapu no estado do Pará, a 17 km da barragem de Belo Monte, e a subestação Terminal Rio na cidade de Paracambi no estado do Rio de Janeiro. Essa é a maior linha de transmissão em 800 kV do mundo. A principal função deste sistema HVDC é escoar parte da produção da Usina Hidrelétrica Belo Monte para o Sudeste do Brasil. O sistema foi inaugurado a 15 de agosto de 2019.

### **5.2 Belo Monte Transmissora de Energia**

A linha de transmissão UHVDC Xingu-Estreito é uma linha de transmissão de corrente contínua de alta tensão de 800 kV com 2076 km de comprimento no Brasil entre a subestação Xingu na cidade de Anapu no estado do Pará, a 17 km da barragem de Belo Monte, e a subestação Estreito na cidade de Ibiraci no estado de Minas Gerais. A principal função deste sistema HVDC é escoar parte da produção da Usina Hidrelétrica Belo Monte para o Sudeste do Brasil. O sistema foi inaugurado a 21 de dezembro de 2017.

### **5.3 Sistema Itaipu/Furnas (Foz do Iguaçu/PR e Ibiúna/SP)**

O HVDC Itaipu é um sistema de transmissão de linha aérea de alta tensão de corrente contínua no Brasil a partir da central hidroelétrica de Itaipu para a região de São Paulo. O projeto consiste em dois bipolos de  $\pm 600$  kV, cada um com uma potência nominal de 3150 MW, que transmitem a energia gerada a 50 Hz do lado paraguaio da barragem de Itaipu (perto de Foz do Iguaçu no Paraná) para a estação conversora de Ibiúna, perto de São Roque, São Paulo. O sistema foi colocado em serviço em várias etapas entre 1984 e 1987, e permanece entre as instalações de HVDC mais importantes do mundo.

Quando o primeiro bipolo foi concluído em 1985, tornou-se o maior sistema HVDC do mundo, tanto pela capacidade de transmissão de energia como pela

voltagem, títulos que manteria durante 25 anos até à conclusão, em 2010, da ligação HVDC de  $\pm 800$  kV, 6400 MW da barragem de Xiangjiaba a Xangai na China. Também continha importantes inovações em sistemas de controlo em tempo real, sendo um dos primeiros esquemas de HVDC a utilizar equipamento de controlo digital utilizando microprocessadores. No entanto, sofreu problemas de fiabilidade nos seus primeiros anos de funcionamento, com numerosas falhas de transformadores e um grave incêndio de transformadores, embora agora a fiabilidade seja relatada como muito melhorada.

#### **5.4 Interligação Elétrica Madeira Transmissora de Energia**

O sistema HVDC do Rio Madeira é um sistema de transmissão de corrente contínua de alta tensão no Brasil, construído para exportar energia de novas centrais hidroelétricas no rio Madeira, na bacia amazónica, para os principais centros de carga do sudeste do Brasil. O sistema consiste em duas estações conversoras em Porto Velho no estado de Rondônia e Araraquara no estado de São Paulo, interligadas por duas linhas de transmissão bipolares  $\pm 600$  kV CC com uma capacidade de 3.150 megawatts cada uma. Para além dos conversores para os dois bipolares, a estação de conversão de Porto Velho inclui também dois conversores back-to-back de 400 MW para fornecer energia ao sistema local de 230 kV AC. Por conseguinte, a capacidade total de exportação da estação de Porto Velho é de 7100 MW: 6300 MW dos dois bipolos e 800 MW dos dois conversores "back-to-back". Quando o Bipole 1 iniciou a operação comercial em 2014, Rio Madeira tornou-se a linha HVDC mais longa do mundo, ultrapassando o sistema Xiangjiaba-Shanghai na China. Segundo a organização de pesquisa energética Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o comprimento das linhas é de 2.375 quilómetros.

## 6 GESTÃO DE ATIVOS NA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE EMPRESAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

Ativos podem ser definidos de acordo com as organizações e métodos de negócio, para a ABNT NBR ISSO 55001, um ativo é:

um item, algo ou entidade que tem valor real ou potencial para uma organização. O valor irá variar entre diferentes organizações e suas partes interessadas, e pode ser tangível ou intangível, financeiro ou não financeiro. (ABNT, 2014a).

O modo que são classificados os ativos depende das suas características: a) ativos físicos – são aqueles concretos, como: barragens, transformadores, escritório, entre outros; b) ativos humanos – são descritos como níveis de qualificação e comprometimento da equipe; ativos financeiros – abrangem as receitas, despesas, poder de investimento, etc.; c) ativos intangíveis – normalmente, são ligados às stakeholders e abrangem a reputação da empresa no ambiente externo e interno e imagem; e d) ativos de informação – são os dados referentes a empresa, desempenho dos ativos, resultados financeiros, e estão em um formato digital. Na figura 20, observa-se que os ativos físicos são a parte central para uma organização e os outros tipos de ativos atuam ao redor para garantir que as organizações possam atingir seus objetivos (FECHA, 2012).

Figura 20 - Ativos de uma organização

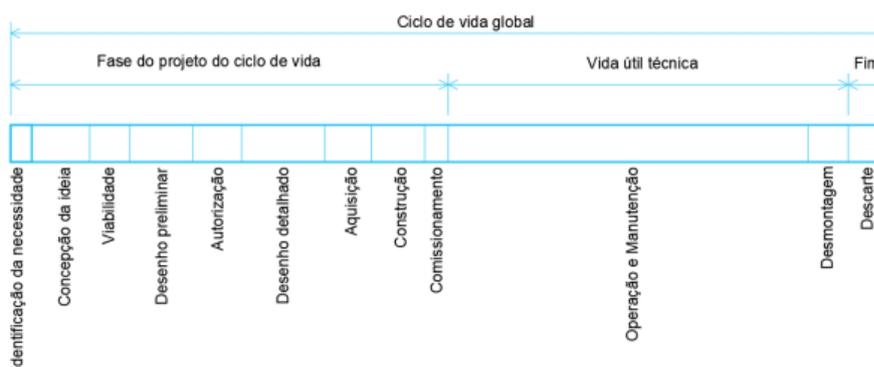


Fonte: Fecha (2012)

Para interação com os ativos é importante saber, além do tipo, as ligações e efeitos que estes causam na organização de forma a criar sistemas de ativos para análises mais próximas da realidade. Segundo Petchrompo e Parlikad (2019), 20 sistemas podem ser genericamente classificados baseados na dependência de seus integrantes: a) critérios econômicos – em que afetam negativamente ou positivamente as despesas gerais; b) critérios estocásticos – falha na interação entre componentes; e c) por critérios de dependência estrutural – em que a necessidade de interação em um membro reflete na necessidade de interação de outro, podendo ser dividido em aspectos técnicos ou de performance (PETCHROMPO; PARLIKAD, 2019).

Fecha (2012) explica que o ativo nasce com o surgimento de uma necessidade. Este vai para o processo de especificação e definição de contexto, percorrendo processos de “construção ou aquisição, operação, manutenção e desativação” (a figura 21 apresenta esses processos em uma linha do tempo). Conhecendo todas as fases do ciclo de vida do ativo é possível pensar em cada momento e otimizar os custos de cada ciclo.

Figura 21 - Linha do tempo – fases do ciclo de vida dos ativos



Fonte: Adaptado Fecha (2012)

Os custos estão relacionados aos termos em inglês CAPEX (Capital Expenditure) e OPEX (Operational Expenditure). Custos de capital (CAPEX) são os custos com aquisição e instalação do ativo e possíveis modificações ou prorrogações da vida útil. Custos operacionais (OPEX) são os custos relacionados à operação e manutenção do ativo, como é o caso de custos com legislação, planejamento da manutenção, manutenção corretiva, gestão de risco, sobressalente e terceirização. “Normalmente, o CAPEX representa cerca de dois terços dos custos associados ao

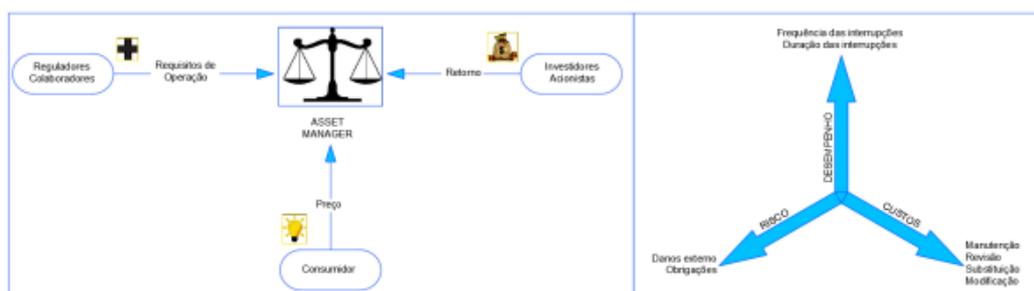
ciclo de vida do ativo, deixando um terço do custo total para OPEX” (ALMA; KOENEN, 2016).

Os custos durante a operação de ativos estão relacionados a custos provenientes de paradas planejadas ou ações não planejadas, já que a disponibilidade e manutenibilidade impactam diretamente nos custos do ativo. As paradas planejadas geram custo devido a perdas de oportunidades, alteração da produção, indisponibilidade, perdas operacionais e impacta na qualidade e na segurança. As ações não planejadas resultam em custos com mão de obra (própria ou terceiros), 22 custos diretos de materiais e peças de reposição. Modelos de efeitos de degradação, também, são parte importante do processo de estabelecimento dos custos de um ativo (RODA; GARETTI, 2014).

A gestão do ciclo de vida do ativo tem que acompanhar os desgastes decorrentes com o passar dos anos de utilização, estratégias de melhores maneiras de atuação no ativo objetivam estender a vida residual e maximizar o retorno do investimento. Sabe-se que com o decorrer da idade do ativo, a gestão do ciclo de vida torna-se cada vez mais primordial (LUCIO; NUNES; TEIVE, 2009).

Durante o ciclo de vida dos ativos, os gestores precisam encontrar o balanço ótimo entre as partes presentes, conforme representação da Figura 22 (a). Enquanto consumidores buscam os menores preços para produtos e serviços de alta qualidade, órgãos reguladores e colaboradores priorizam a segurança de operação e do meio ambiente. Já os investidores e acionistas prezam pela operação dos ativos de modo a garantir maior retorno sobre os investimentos. Portanto, como mostra a figura 22 (b), o gerente de ativo deve trabalhar em três frentes, que são: desempenho – buscando o desempenho ótimo, não o máximo; risco – buscando o controle de níveis aceitáveis; e custos – buscando custos embasados em tomadas de decisão (FECHA, 2012).

Figura 22 – Gestão de ativos – (a) balanço de interesses; (b) equilíbrio nas ações

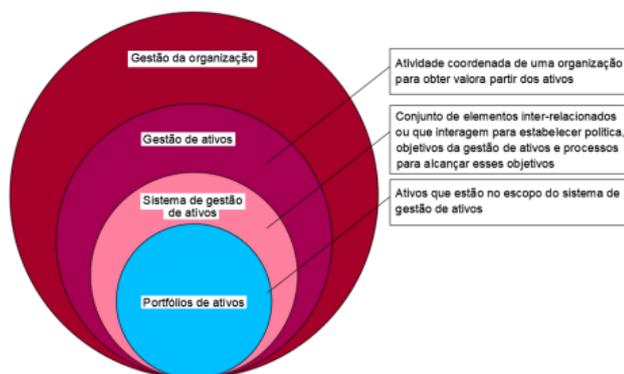


Fonte: Adaptado Fecha (2012)

Uma organização que busca o equilíbrio dos custos financeiros, ambientais e sociais, riscos, qualidade de serviço e desempenho relacionados aos ativos, tem na gestão de ativos uma ferramenta de apoio para atender seus objetivos organizacionais (ABNT, 2014a).

“A gestão de ativos traduz os objetivos das organizações em decisões, planos e atividades relacionadas aos ativos, utilizando uma abordagem baseada em riscos.” (ABNT, 2014a). Já o sistema de gestão de ativos fornece um meio de coordenar as unidades funcionais dentro de uma organização e fornecer condições para o cumprimento dessas atividades, haja vista os conjuntos de ferramentas presentes dentro deste sistema, tais como: políticas, planos, processos de negócios e sistemas de informações. Na figura 23 é apresentado os termos relacionados ao processo de gestão de ativos (ABNT, 2014a).

Figura 23 - Principais termos da gestão de ativos



Fonte: Adaptado da ABNT (2014a)

As definições apresentadas na norma de padronização internacional de gestão de ativos foram embasadas nas definições encontradas na PAS 55. PAS (PAS - Publicly Available Specification) é uma especificação documental confeccionada pelo Instituto de Standard Britânico (BSI - British Standard Institute) que fornece boas práticas relacionadas aos temas propostos. A PAS 55, uma parceria entre o BSI e o Instituto de Gestão de Ativos (IAM - Institute of Asset Management), é uma especificação voltada para a gestão de ativos, que oferece às organizações um formato de estruturação e melhoria contínua dos processos organizacionais por meio de 28 pilares ao longo do ciclo de vida dos ativos. A visão da PAS 55, sobre a gestão

de ativos, relaciona por meio de ações contínuas e estruturadas, o cumprimento dos objetivos organizacionais com a “gestão ótima e sustentável dos ativos e sistemas de ativos”, durante todo o ciclo de vida (FECHA, 2012). Também, pode ser definida como:

Um processo de maximização do retorno do investimento de um equipamento, através da maximização do desempenho e minimização do custo total do ciclo de vida do equipamento. (SHAHIDEHPOUR; FERRERO, 2005).

No trabalho diário de gerir os ativos, as organizações estão sujeitas a eventos incertos (intencionais ou não intencionais), que podem gerar consequências sociais, culturais, políticas e na imagem, bem como, trazer transtornos em estratégias de operação, processo e projetos (ABNT, 2012). A gestão de riscos fornece ferramentas para identificar, controlar e eliminá-los, se necessário, os efeitos indesejados.

Os conceitos de riscos e oportunidades fazem parte da gestão de ativos pois são atrelados com perda e agregação de valor, respectivamente. Então, é fundamental que os gestores de ativos tenham estabelecido uma estrutura, para demonstrar a relação entre o risco assumido e a geração de valor, na abordagem de gestão, e como parâmetros para tomada de decisão (ZAMPOLLI, 2018).

Para manter melhores condições de gestão a organização deve se concentrar no que é importante, reduzir e eliminar os desperdícios, defeitos, erros e acidentes; mapear as causas raízes; e engajar funcionários, além de manter o processo em estado de melhoria contínua (NOVICKÁ; PAPCUN; ZOLOTOVÁ, 2016). A PAS 55 prevê formas de implantar essas condições por meio do ciclo PDCA, a figura 24 mostra essas relações (FECHA, 2012). O sistema PDCA é a base para um sistema de gestão e isso não difere em sistema de gestão de ativos (ZAMPOLLI, 2018).

Figura 24 - Ciclo PDCA



Fonte: Adaptado Fecha (2012)

Observa-se a distribuição do ciclo PDCA em quatro partes. Parte P (Plan), consiste em identificar e estruturar ações, critérios, contexto e planos para reduzir ou eliminar eventuais efeitos negativos e manter a funcionalidade de operação; Parte D – (Do) – executar o planejamento realizado na etapa anterior e apontar condições do sistema; Parte C – (Check) – avaliar e analisar condições estabelecidas na etapa anterior, se o realizado está entregando o que era previsto e se o contexto se mantém inalterado. Parte A – (Act) – agir se necessário, conforme indicação da etapa anterior (NOVICKÁ; PAPCUN; ZOLOTOVÁ, 2016; GROENEWALD; KLEINGELD; VOSLOO, 2015).

Na figura 25, o ciclo PDCA é demonstrado em um formato para gestão de do ciclo de vida dos ativos relacionados aos ativos de distribuição de energia elétrica.

Figura 25 - Estágio do ciclo de vida de ativos conforme ciclo PDCA



Fonte: Adaptado de Hussin, Al-Mehairi e Al-Madhani (2016)

Na figura 25 é observado que os tópicos planejamento e projeto, estão relacionados ao fato de “planejar” (da sigla “P” do PDCA). Em relação ao termo “fazer” (da sigla “D” do PDCA), são visualizados a maioria dos tópicos, que são suprimentos, construção, comissionamento, operação e manutenção. Então, chega-se aos dois últimos tópicos (da sigla “C” e “A” do PDCA), revisar e descartar.

A gestão de ativos é estabelecida por 3 normas. ISO55000:2014 – Visão geral, princípios e terminologia; ISO55001: 2014 – Sistemas de gestão - Requisitos; e ISO55002: 2014 – Sistemas de gestão - Diretrizes para a aplicação da ISO 55001: 2014. A ISO55001 é a parte da norma onde são encontrados os requisitos para o sistema de gestão de ativos em ambiente organizacional, tendo o papel chave para implantação das técnicas (LIMA; DE LORENA; COSTA, 2018). No Brasil é possível encontrar a versão tropicalizada dessas normas, ABNT NBR ISO 55000:2014 – Visão geral, princípios e terminologia; ABNT NBR ISO 55001: 2014 – Sistemas de gestão - Requisitos; e ABNT NBR ISO 55002: 2014 – Sistemas de gestão - Diretrizes para a aplicação da ISO 55001: 2014. São baseadas nas versões brasileiras que esse trabalho foi construído.

## **6.1 ABNT NBR ISO 55001**

A ABNT NBR ISO 55001 tem como objetivo especificar os requisitos para um sistema de gestão de ativos dentro do contexto organizacional, e pode ser aplicado para todos os tipos de ativos e tamanhos de organização. O sistema de gestão de ativos é definido como um sistema de gestão para gestão de ativos (ABNT, 2014b).

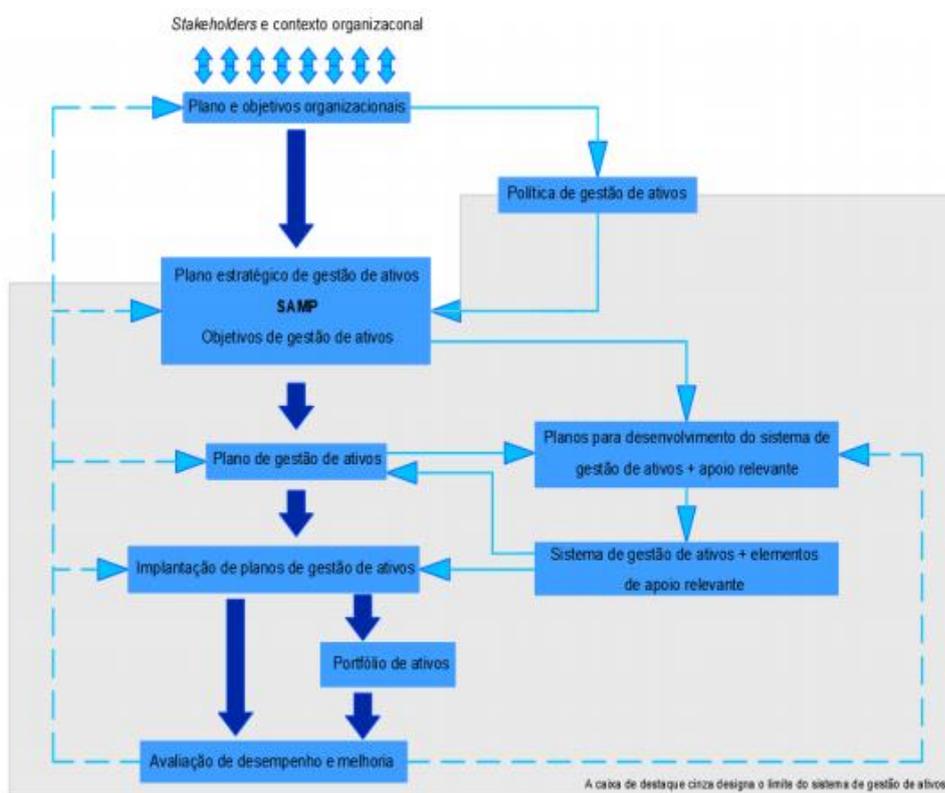
Segundo ABNT (2014b), as organizações devem determinar as partes interessadas do processo (stakeholders), os requisitos e expectativas dessas partes, os critérios de tomada de decisão, o registro de informações financeiras ou não financeiras e o escopo.

Um dos principais requisitos é estabelecer a política de gestão de ativos de acordo com a política organizacional, sendo uma ferramenta para o contínuo aprimoramento de ações para cumprimento dos objetivos.

Para a construção de políticas de gestão de ativos é preciso estabelecer e documentar o plano estratégico de gestão de ativos (SAMP – Strategic Asset Management Plan). O SAMP, conforme figura 26, tem o papel integrador entre os

objetivos organizacionais e o processo de gerenciamento, então, é importante que este plano contenha os objetivos e descreva o papel do sistema de gestão no cumprimento destes, de modo que esteja estabelecido as atividades a serem executadas e os indicadores para acompanhamento. O acompanhamento e a avaliação do desempenho é outro ponto fundamental, tendo em vista a necessidade de medir os esforços e quantificar o resultado (ABNT, 2014a; ZAMPOLLI, 2018).

Figura 26 - Estrutura de gestão de ativos



Fonte: Adaptado de ABNT (2014a)

Na figura 26 percebe-se que ocorre primeiro as definições, contextualizações e planejamento, em sequência, são executados os planos. Com as ações em andamento, são feitas as avaliações para verificar os parâmetros, bem como, observações que tendem a gerar a melhoria contínua do sistema, conforme ciclo PDCA.

Para alcançar melhores resultados de acordo com as recomendações estabelecidas na ABNT NBR ISO 55001, a ABNT (2014b) diz que um sistema de gestão de ativos tem que ser estruturado em pilares fundamentais, que são:

- Liderança;
- Planejamento;
- Apoio;
- Operação;
- Avaliação do desempenho;
- Melhoria.

Dos 6 pilares fundamentais relacionados na ABNT (2014b), estaremos estudando no presente trabalho a operação e as avaliações do desempenho. No contexto, a avaliação será realizada através de uma metodologia de análise de KPI's que podem ser implementados em empresas do Sistema Elétrico Brasileiro da área de HVDC.

#### 6.1.1 Operação

A operação é dividida em três partes (ABNT, 2014b):

- Planejamento operacional: é função dele realizar o planejamento, implementação e controle de processos, por meio de critérios estabelecidos, controles de conformidades, atestação dos processos, do tratamento e monitoramento dos riscos;
- Gestão de mudanças: é responsável por controlar as mudanças e evidenciar criticamente as consequências indesejadas, executando ações para mitigar quaisquer efeitos adversos
- Processo terceirizado: é responsável por controlar os processos de terceiros, a fim de estabelecer escopo, responsabilidades e autoridades, ao mesmo tempo que avalia os riscos associados no cumprimento de seus objetivos da gestão de ativos.

Segundo Fecha (2012), durante a fase de operação e manutenção é preciso atuar de forma ativa, de modo que a organização consiga estabelecer as conexões e dependências; obter e atualizar o histórico, com informes de condição, desempenho e impacto; conhecer a forma de degradação, relação entre probabilidade de falha e

redução da vida útil; e estabelecer o custo individual, valores atribuídos as intervenções.

### 6.1.2 Avaliação do desempenho

Na avaliação de desempenho, a organização deve-se preocupar em fazer (ABNT, 2014b):

- Análise efetiva do desempenho: essencial para definição do que deve ser medido e monitorado, dos métodos para obtenção dos resultados, da periodicidade de acompanhamento e dos resultados chaves para análise e avaliação. A resultante desse processo dará o desempenho dos ativos, o desempenho da gestão de ativos e a eficácia do sistema;
- Auditorias: fundamental para atestar conformidade com a norma, os requisitos internos e se o sistema está eficazmente implementado e mantido;
- Análise crítica: importante para mudanças de objetivos, informações de desempenho, oportunidades de melhoria e mudanças no perfil de riscos e oportunidades.

Na avaliação de desempenho, os valores medidos devem ser confrontados com os valores de orçamento, já que são fatores limitantes em uma organização. Por isso a necessidade de incluir a análise do custo do ciclo de vida (LCC – life cycle costs). LCC é um fator que considera todos os custos atrelados ao ativo em sua utilização, desde o investimento, os custos operacionais, os custos de energia, as manutenções, as reposições de peça, estoques mínimos, treinamentos, enfim, os valores de CAPEX e OPEX. Entretanto, há momentos que a análise do custo total de propriedade (TCO – Total Cost of Ownership), que considera todos os valores presentes na análise LCC, mais os valores referentes aos benefícios, tem maior relevância (ZAMPOLLI, 2018).

Para as empresas ativos-intensivas o TCO tem ainda mais importância, pois possibilita formas de flexibilização da operação, por meio de atividades que “tenham maior impacto na eficiência de custos” e otimização do custo geral do ciclo de vida do

sistema com referência ao desempenho, segurança, confiabilidade e capacidade de manutenção (RODA; GARETTI, 2014).

## 7 CONFIABILIDADE DA OPERAÇÃO DO SISTEMA

A receita das transmissoras está sujeita a descontos associados à disponibilidade dos ativos sob sua outorga. O atendimento a esse ponto da regulação é realizado pela aplicação da Parcela Variável (PV).

A aplicação das penalidades pela PV aconteceu com a entrada em vigor da REN da ANEEL nº 270/2007. Essa resolução estabelecia um quantitativo de horas de desligamentos com isenção de penalidade (franquias), bem como um adicional de RAP, sendo este adicional pago às transmissoras como incentivo à melhoria da disponibilidade

Verifica-se, porém, que nos últimos anos a ANEEL promoveu medidas que elevaram significativamente as penalizações e devido a esse fato podem acarretar em uma redução também muito expressiva de receita. Com isso as empresas buscaram aumentar o índice de confiabilidade das suas FTs, garantindo assim o máximo ganho e conseqüentemente acarretando um desenvolvimento no SI.

Muitos autores convergem no que se diz respeito ao conceito de confiabilidade. Schweitzer III et al. (1998), aponta que a confiabilidade está relacionada a não ocorrência de falhas e que as medidas probabilísticas são consideradas as mais adequadas. Segundo Todinov (2005) matematicamente falando, a confiabilidade está relacionada com a probabilidade de um sistema ou componente trabalhar durante um intervalo especificado de tempo sem falhar. Richardeau e Pham (2013) definem a confiabilidade como a probabilidade de um dispositivo executar as suas funções por um determinado período de tempo específico em condições normais de operação.

A norma NBR 5462 (ABNT, 1994) conceitua confiabilidade como sendo a “capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo”, isso nos leva a entender que a confiabilidade está relacionada às interrupções, conseqüentemente, à disponibilidade dos equipamentos num sistema de potência. Essa mesma norma define disponibilidade como a capacidade de um equipamento estar em condições de executar um certo trabalho num momento específico levando-se em conta os aspectos associados de sua confiabilidade, manutenibilidade (tempo de reparo) e suporte de manutenção, garantindo os recursos externos requeridos (NBR5462, 1994).

A disponibilidade é especialmente importante quando são analisados os grupos

de equipamentos que constituem as FT, pelos quais as empresas transmissoras do SIN são remuneradas pelo ONS. A disponibilidade plena das FT caracteriza a qualidade exigida das instalações, cujo não atendimento pode resultar em descontos por Parcela Variável, conforme estabelecido pela ANEEL por meio da Resolução 729, de 28 de junho de 2016.

A indisponibilidade acarreta em multas para a empresa e o valor das multas é fixado em função da abrangência, gravidade da infração, danos resultantes para o serviço e para os usuários, vantagem auferida pela infratora e a existência de sanção administrativa irrecorrível nos últimos quatro anos.

O aumento dos custos operacionais das transmissoras apresenta também reflexos na expansão do sistema, seja em investimentos, seja nos custos de operação e manutenção. Nesse contexto, o custo das transmissoras para prestação do serviço público é relacionado diretamente com a elevação das penalizações impostas em função da indisponibilidade de seus ativos. Tem-se que o aumento das penalidades implica em redução dos lucros finais das empresas, o que impacta sua capacidade de realizar obras autorizadas pela ANEEL, participar de leilões de transmissão e de auferir ganhos aos acionistas investidores.

Segundo J. Endrenyi et al. (2001) a manutenção tem um papel muito importante no quesito confiabilidade e disponibilidade de um componente ou sistema. A manutenção combina ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, com intuito de manter ou recolocar um equipamento em um estado no qual possa desempenhar uma função estabelecida (NBR5462, 1994). A manutenção é dividida em (ABNT, 1994):

- Manutenção corretiva – manutenção efetuada após a ocorrência de um defeito e tem por objetivo recolocar um equipamento em condições de executar suas funções anteriormente definidas.
- Manutenção preventiva – manutenção efetuada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item.

- Manutenção controlada ou preditiva – manutenção que utiliza meios de supervisão centralizados ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva.

Uma vez que os ativos foram hierarquizados em plantas, unidades, processos produtivos, grandes equipamentos, sistemas funcionais e pequenos equipamentos, a priorização dos mesmos estabeleceu que há ativos mais críticos que afetam diretamente o resultado das empresas, de criticidade intermediária que não afetam diretamente os resultados das empresas, mas podem, a longo prazo, gerar prejuízo à produção e até elevados custos de reparo; e ativos menos críticos que não cuja falha não traz consequências imediatas à produção. A decisão estratégica sobre as técnicas de manutenção poderá afetar diretamente na disponibilidade do ativo e consequentemente a confiabilidade do empreendimento.

## 7.1 Estimativas de confiabilidade

Manutenabilidade é definida por Branco Filho como:

a capacidade de um item ser mantido ou recolocado em condições de executar as suas funções requeridas, sob condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante procedimentos e meios prescritos (2000, p.82).

Kumar e Chaturvedi (2011) propõem a realização da estimativa de confiabilidade de equipamentos por meio da aplicação de uma técnica denominada “fusão de informações”, com a utilização do histórico de falhas, dados de manutenção preditiva e o conhecimento dos especialistas. Utilizam um diagrama de blocos na avaliação da eficácia da manutenção preditiva, e apresentam um estudo de caso aplicado a grandes motores industriais.

A fusão de informações possibilita o resgate das conexões existentes entre os dados qualitativos (conhecimento dos especialistas) e os quantitativos. Normalmente, estes links permanecem esquecidos quando a “confiabilidade métrica” é utilizada, por meio do cálculo do MTBF (*mean time between failure* – tempo médio entre falhas), MTTR (*mean time to repair* – tempo médio para reparo), etc. (KUMAR; CHATURVEDI, 2011).

Kumar e Chaturvedi (2011) destacam que poucas aproximações encontradas consideram os dados de falha, como as manutenções preditivas e a opinião dos especialistas para avaliar a eficácia da manutenção. Assim, eles propõem uma técnica de fusão de informações, por meio da utilização da metodologia de diagrama de blocos e opinião de especialistas, visando suprir a lacuna deixada pelos métodos tradicionais no processo de tomada de decisão. Pois, os métodos que utilizam os cálculos do MTBF, MTTR, etc. são úteis para o engenheiro de manutenção, mas podem ser insuficientes no processo de tomada de decisão, em função da incerteza das falhas e da aleatoriedade da degradação.

Os desvios e incertezas dos resultados obtidos pelo uso do MTBF, para a redução do número de falhas, dependem da distribuição de falhas adotada e de seus parâmetros. No entanto, afirmam que estes dados não podem ser descartados e devem ser utilizados de uma forma que permita uma melhor compreensão das necessidades de manutenção. Neste sentido, propõem a modelagem do conhecimento dos especialistas com o uso da Lógica Difusa e um mapeamento entre os dados de falha e as ações de manutenção (KUMAR; CHATURVEDI, 2011).

A predição se inicia no nível de sistema completo e pode se estender no nível de detalhes. Sendo que, muitas falhas de sistemas não são causadas pelas falhas das partes e nem todas as falhas das partes causam falhas no sistema. No entanto, uma aproximação comum para a predição da confiabilidade é estimar a contribuição das partes (O'CONNOR; KLEYNER, 2012).

A confiabilidade é quantificada por métodos matemáticos de probabilidade e estatística. Em confiabilidade trabalha-se com incertezas, pois mesmo conhecendo a taxa de falhas não é possível afirmar o momento em que a próxima falha ocorrerá, mas pode-se apresentar uma probabilidade de falha (O'CONNOR; KLEYNER, 2012).

O tratamento matemático adotado para sistemas reparáveis e não reparáveis apresenta uma diferença fundamental. As distribuições estatísticas não podem ser aplicadas a sistemas reparáveis, nos quais as unidades que falham são restabelecidas e voltam a compor o sistema. Os sistemas reparáveis devem ser modelados por processos estocásticos. Assim, para sistemas reparáveis a definição clássica de confiabilidade se aplica apenas até a primeira falha. Sendo que a confiabilidade equivalente de um sistema reparável é a disponibilidade, que é definida como a probabilidade de que um item estará disponível quando solicitado, ou seja, a

disponibilidade de um sistema reparável é uma função de sua taxa de falha e de sua taxa de reparo (O'CONNOR; KLEYNER, 2012).

Para a catalogação e análise das consequências das falhas, em sistemas complexos, recomenda-se, em geral, a análise dos modos de falha e seus efeitos. No entanto, é necessário adotar uma metodologia estruturada, que correlacione cada falha com a respectiva ação corretiva recomendada, para preveni-la ou corrigi-la, ou, pelo menos, minimizar suas consequências (CARNEIRO, 2013).

Klingelfus e Gurski (2009) afirmam que o desenvolvimento de ferramentas de confiabilidade, como métodos matemáticos, ferramentas de análise de sistemas, etc., não garante a obtenção de resultados práticos positivos correspondentes aos recursos empregados.

De acordo com Klingelfus e Gurski (2009), com o aumento da confiabilidade, as empresas obtêm aumento da produtividade, redução dos custos de manutenção e operação, aumento da segurança da planta e melhorias das condições de trabalho. Porém, eles esclarecem que nem sempre os resultados obtidos justificam os gastos financeiros e humanos realizados, no entanto, a confiabilidade leva à melhoria, obtida pela redução dos defeitos por meio do conhecimento da causa dos problemas dos equipamentos.

Klingelfus e Gurski (2009) explicam que os resultados negativos dos programas de confiabilidade podem ser justificados pelo fato de que a maioria deles focalizam as falhas e as ferramentas, sendo que deveriam focalizar o comportamento, para compreender como as falhas são geradas e tratadas. Além disso, a aplicação de ferramentas de confiabilidade não prescinde do comprometimento da organização com os objetivos, o que exige grande empenho e dedicação dos líderes, para que os resultados positivos sejam alcançados.

A manutenção reduzida pode resultar em um número excessivo de falhas caras e em um mau desempenho do sistema, ou seja, uma confiabilidade degradada. Por outro lado, a manutenção frequente contribui para a melhoria da confiabilidade, mas apresenta um custo consideravelmente mais elevado. Portanto, a recomendação é a realização de uma análise de custo-benefício, onde o custo da falha e o custo da manutenção sejam equilibrados (J. ENDRENYI et al., 2001).

Bertling, Allan e Eriksson (2005) apresentam um método para avaliar o impacto de diferentes estratégias de manutenção em Sistemas de Distribuição de Energia.

Duan, Wu e Deng (2012) destacam que os índices de confiabilidade do sistema são afetados significativamente pela política de manutenção preventiva. Eles esclarecem que a taxa de degeneração do sistema pode ser desacelerada pela manutenção preventiva, cuja ausência, ao contrário, pode contribuir para que a confiabilidade seja reduzida. Eles acrescentam que o mesmo efeito de redução de confiabilidade pode ser obtido quando a manutenção não garante o retorno do sistema à sua condição inicial.

A manutenção está relacionada à confiabilidade em diversas pesquisas, considerando que a confiabilidade reduzida não indica apenas uma maior possibilidade de falhas, mas também uma maior necessidade de manutenção.

## **7.2 Confiabilidade e manutenção**

A cultura de confiabilidade voltada ao processo, permite que a manutenção passe a direcionar seus esforços ao estudo e eliminação das falhas, através da identificação da causa raiz, usando a engenharia para isso, além do amplo envolvimento e condução da mesma.

Para se conseguir a confiabilidade plena do equipamento e do processo não basta apenas o esforço da área de manutenção, toda a organização deve estar envolvida, conforme Ledet, 1999 apud Madu (2000, p.938) “a chave para obter melhor confiabilidade para um custo baixo é o envolvimento de toda a organização na eliminação de defeitos.” Isto exige que se construa uma cultura de confiabilidade e manutenção em toda a organização. Para que isto se desenvolva, é necessária uma liderança forte do processo, ou seja, um gerente ou diretor deve estar à frente, pois teria o poder e autoridade para efetuar mudanças e teria condições de tomar decisões significantes, como por exemplo: investimento em novos equipamentos, treinamento de operadores e outros que também requereriam investimentos para a organização. Segundo Madu (2000, p.939): “um alto executivo da organização deveria liderar a operação da manutenção e confiabilidade”. Além do caráter simbólico, mostrando o compromisso da organização, fortaleceria a criação de uma cultura de confiabilidade.

Li e Korczynski (2004) destacam que a redução de atividades de manutenção pode resultar no aumento dos danos causados pelas interrupções forçadas, resultantes de manutenções insuficientes. Além disso, o envelhecimento dos equipamentos, alguns deles se aproximando do final da vida útil, exigem manutenções

mais frequentes.

Todinov (2005) destaca que a confiabilidade pode ser significativamente aumentada pela manutenção preventiva, incluindo a substituição de componentes antigos para eliminação de desgastes.

J. Endrenyi et al. (2001) afirmam que a proposta da manutenção é aumentar o tempo de vida do equipamento ou pelo menos o tempo médio para a próxima falha, cujo reparo pode ser caro. Além disso, destacam que a manutenção desempenha um importante papel, pois pode reduzir a frequência das interrupções e suas consequências indesejáveis, especialmente, quando as falhas são consequência do envelhecimento.

O artigo de Besnard e Bertling (2010) apresenta uma comparação entre três estratégias de manutenção baseadas na condição: inspeção visual, inspeção com monitoramento da condição e sistema com monitoramento em tempo real da condição, com estimativas de custos simuladas pelo Método de Monte Carlo e com a modelagem da deterioração das pás das turbinas pelo Modelo de Markov.

Besnard e Bertling (2010) apresentam uma otimização das estratégias de manutenção baseada na condição para componentes cuja degradação pode ser classificada de acordo com a severidade do dano, para análise do benefício econômico do uso de sistemas de monitoramento de condição em turbinas eólicas.

Besnard, Nilsson e Bertling (2010) descrevem os custos e benefícios do uso do sistema de monitoramento da condição, para gerenciamento da manutenção de sistemas eólicos de potência. As técnicas de monitoramento da condição são importantes para a identificação dos danos em sua maioria, os quais permanecem ocultos e não podem ser detectados pela simples inspeção visual, e cuja identificação tardia resulta em elevados custos de manutenção, ou mesmo, na necessidade de substituição do componente (BESNARD; BERTLING, 2010).

A realização de uma inspeção e de uma manutenção menor pode prevenir a falha. As manutenções em aproveitamento também são adotadas nas subestações de transmissão, especialmente nos casos em que o desligamento é necessário. Esta medida visa à redução da aplicação dos descontos por parcela variável por desligamentos programados.

Porém a manutenção pode ser otimizada e tornar-se mais eficiente, por meio do sistema de monitoramento da condição, que possibilita a redução das falhas e o

aumento da confiabilidade do mecanismo (BESNARD; NILSSON; BERTLING, 2010).

Fischer, Besnard e Bertling (2012) aplicam o conceito de manutenção centrada na confiabilidade com identificação das falhas funcionais mais relevantes e suas respectivas causas, bem como das medidas para prevenção de falhas. Dessa forma, é obtido um modelo para otimização da manutenção e aperfeiçoamento dos projetos. Dependendo do número de falhas e de dados, pode ser recomendada a coleta automatizada e padronizada das falhas e dados de manutenção, visando o aumento da confiabilidade e disponibilidade.

Besnard (201-) propõe modelos de decisão para uma manutenção com custo eficiente. Ele destaca que os custos de manutenção podem ser significativamente reduzidos, por meio da otimização das estratégias de manutenção. Os modelos apresentam, entre outros:

- Análise de custo-benefício do suporte à manutenção, considerando o benefício da logística e planejamento;
- Otimização do planejamento das atividades de manutenção, considerando as vantagens do aproveitamento das oportunidades que surgem com o desligamento das turbinas ou com as manutenções corretivas.

Além disso, o ICT viabiliza a estimativa da velocidade média de deterioração do equipamento, que pode ser utilizada para otimização da manutenção, por meio da definição da periodicidade mais adequada para realização das manutenções preventivas em cada unidade de equipamento.

De acordo com J. Endrenyi et al. (2001) a implementação de programas de manutenção baseados na confiabilidade constitui um passo significativo para a obtenção do máximo do equipamento instalado. No entanto, sua aplicação exige experiência e análise a cada etapa e além disso, a coleta de dados suficientes para a realização de tais análises pode levar um longo tempo.

As grandes indústrias mesclam as estratégias de manutenção, utilizando as manutenções baseadas no tempo, as manutenções preditivas e as manutenções reativas. Nas manutenções preditivas são utilizadas técnicas específicas para monitoramento da condição do equipamento, tais como: monitoramento de vibrações

e monitoramento de temperatura, de forma que o problema é detectado antes que a falha aconteça. Considerando que o estresse, que induz à degradação, é aleatório e que a degradação também é aleatória e incerta, é importante a manutenção preditiva para análise da degradação e indicação das ações corretivas necessárias, para evitar a ocorrência da falha (KUMAR; CHATURVEDI, 2011).

Kumar e Chaturvedi (2011) informam que na manutenção centrada na confiabilidade, é altamente recomendável registrar todos os dados de manutenções nos equipamentos, os quais podem ser divididos em:

- Histórico de falhas e histórico de manutenção;
- Dados de monitoramento da condição; e
- Conhecimento dos especialistas.

#### 7.2.1 Confiabilidade de sistemas de potência

De acordo com Billinton e Allan (1996), o comportamento de um sistema de potência é de natureza estocástica, por isso devem ser aplicadas técnicas de avaliação de confiabilidade que respondem a este comportamento, isto é, técnicas de probabilidade.

Chowdhury e Glove (2006) apresentam as características de um sistema de coleta de dados de interrupções de um sistema de transmissão, no período de 1991 a 2000. Eles afirmam que a confiabilidade de um sistema de transmissão está diretamente ligada às estatísticas de interrupções forçadas dos equipamentos, registradas em sua operação. Assim, os dados das interrupções em um sistema de potência fazem parte de um sistema de gerenciamento de confiabilidade que contribui para obtenção de um serviço confiável com o menor custo possível.

Heo et al. (2011) propõem uma manutenção ótima estratégica em Sistemas de Transmissão, baseada na confiabilidade, com uso de Algoritmo Genético. Os métodos de manutenção dependem do estado de deterioração do equipamento que, por sua vez, está relacionado à sua idade específica de envelhecimento.

O artigo de Ge e Asgarpoor (2012) propõem algoritmos para avaliação da confiabilidade das subestações, utilizando a modelagem da manutenção dos equipamentos em processo de envelhecimento. O método utilizado permite o estudo dos efeitos causados pelo envelhecimento dos equipamentos, pelas falhas e

manutenções, na disponibilidade e na taxa de falhas das subestações.

Duan, Wu e Deng (2012) apresentam um novo algoritmo para avaliação da confiabilidade de subestações, baseado na distribuição *multi-Weibull*, considerando as condições de operação e os tipos de falha, incluindo o conceito de falhas ativas e passivas de componentes. As condições de operação contemplam: a condição de envelhecimento, as condições climáticas externas e as manutenções preventivas realizadas. Este artigo propõe a criação de uma zona gráfica, considerando os modos de falha e a topologia física da subestação, para dedução das falhas do sistema.

Em sistemas reais, a taxa de falhas de componente tem valor variável no tempo e estocástico com as mudanças das condições de operação (isto é, as condições climáticas e o processo de envelhecimento e degeneração dos componentes) (DUAN; WU; DENG, 2012).

Duan, Wu e Deng (2012) apresentam um modelo de taxa de falha, onde o processo de degeneração do componente é retratado pela Distribuição de *Weibull* com dois parâmetros (*two-layer Weibull Distribution*), com a incorporação das manutenções preventivas e das influências climáticas. Carneiro (2013) apresenta uma metodologia para priorização das ações de manutenção preditiva em equipamentos de subestação aplicada aos transformadores de potência.

Os transformadores de potência merecem uma atenção especial dos gerentes e técnicos, com relação aos processos de planejamento, fabricação, testes, manuseio, transporte, aquisição, operação, manutenção, funcionamento e diagnóstico de desempenho. A melhor compreensão e sensibilização a respeito dos diagnósticos (e até previsões) deste equipamento subsidiará a adoção de medidas e ações que possam reduzir o risco de falhas críticas e significativas relacionadas a ele, a fim de mantê-lo operando permanentemente em condições apropriadas com o uso das práticas de manutenção preditiva (CARNEIRO, 2013).

O método de avaliação de equipamentos proposto nesta Tese é aplicável a equipamentos de subestações de transmissão, incluindo os transformadores de potência, os quais, por sua complexidade, devem ser analisados considerando seus diversos subsistemas, para avaliação do índice de riscos ICR.

Ge e Asgarpoor (2012) comentam sobre a importância de se construir modelos que considerem as manutenções e o envelhecimento, os quais impactam o desempenho dos equipamentos, na avaliação da confiabilidade de equipamentos e

sistemas, especialmente das subestações, que desempenham função vital para os sistemas de distribuição e de transmissão. Nos estudos de caso apresentados, um algoritmo é aplicado para estudar o impacto da manutenção na confiabilidade das subestações.

Existe a necessidade do uso de métodos probabilísticos e índices de confiabilidade para manter a continuidade e a qualidade dos serviços nas subestações, diante do envelhecimento dos equipamentos, do aumento de tamanho e da complexidade dos sistemas de potência, somados às restrições financeiras dos dias atuais (GE; ASGARPOOR, 2012).

Alguns métodos de cálculo de confiabilidade de sistemas de potência consideram duas possibilidades de condições climáticas: normal e adversa. Algumas alterações ambientais ou circunstanciais podem afetar a probabilidade de falha de um sistema, ou seja, a confiabilidade muda continuamente com o tempo. Em função disso, a melhor aproximação para o cálculo de confiabilidade seria uma avaliação em tempo real. A modelagem destas situações incertas pode ser obtida com o uso da lógica Difusa (FOTUHI; GHAFOURI, 2007).

Lin, Gu e Yang (2014) apresentam um modelo de manutenção baseada na condição para disjuntores, utilizando a lógica Difusa, o *analytical hierarchy process (AHP)* e o *evidential reasoning (ER)*. Este modelo adota sete parâmetros para avaliação da condição dos disjuntores: tempo de abertura, tempo de fechamento, tempo de carregamento do motor, número de interrupções com corrente normal, número de interrupções com corrente de falta, desgaste dos contatos principais, e vida útil. O modelo de avaliação da condição dos disjuntores é desenvolvido a partir de uma estrutura hierárquica formada por estes sete índices, fornecidos pelos dispositivos eletrônicos inteligentes (*IED*). A lógica Difusa é aplicada na análise da condição, com a utilização de pesos gerados com base em entrevistas com especialistas, usando o *AHP*, a *ER* é aplicada na avaliação da condição e o resultado é utilizado para programação da manutenção.

### **7.3 Avaliação de confiabilidade**

Fotuhi e Ghafouri (2007) propõem o cálculo dos índices de confiabilidade de um sistema de potência complexo, com o uso de um método baseado na lógica Difusa. Eles destacam que os sistemas de potência são extensos e não lineares, e

apresentam muitas incertezas para o cálculo de seus índices de confiabilidade, e que o uso de métodos estocásticos consiste em um procedimento complexo e relativamente difícil. Os autores também afirmam que o método, que utiliza a lógica difusa, possibilita o cálculo da confiabilidade de acordo com as incertezas existentes.

No método proposto por Fotuhi e Ghafouri (2007), para o cálculo da confiabilidade de sistemas de potência, são utilizados dois blocos Difusa, os quais são projetados para considerarem os efeitos ambientais e históricos. O bloco fuzzificador recebe as informações de condições climáticas, temperatura e quantidade de carga do sistema e as converte em valores difusos. Então, as regras são definidas, com base na lógica humana e na habilidade dos especialistas, depois as consequências da base de regras entram no mecanismo de inferência. No bloco defuzzificador, os resultados difusos obtidos da inferência são convertidos em valores utilizáveis no cálculo de confiabilidade.

Kumar e Chaturvedi (2011) propõem a modelagem do conhecimento dos especialistas com o uso da Lógica Difusa e a aplicação de uma técnica de fusão de informações com a utilização de um diagrama composto por três blocos:

- Índices de confiabilidade dos equipamentos (representados pelas falhas);
- Padrões e normas (ou práticas adotadas) de manutenção;
- Evidências obtidas pelas medidas das manutenções preditivas.

Em cada um dos blocos, as informações são reunidas de forma a conduzir a uma conclusão lógica, para tomada de decisão a respeito de ações eficazes de manutenção, e no final deste processo de integração o resultado é a informação completa sobre o processo de manutenção.

## **8 INDICADORES DE MANUTENÇÃO PARA SE CERTIFICAR DA OPERACIONALIDADE DE SUAS INSTALAÇÕES**

A manutenção da competitividade depende do alinhamento da organização com a estratégia escolhida. O sistema de avaliação de desempenho deve induzir nos processos da empresa seus objetivos e estratégias, constituindo os elos de ligação entre os objetivos e a execução prática das atividades nas empresas. Bonelli et al. (1994, p.18) colocam explicitamente que a escolha dos indicadores deve ser precedida pelo claro entendimento da estratégia e da estrutura da empresa.

A Medição de Desempenho no passado enfocava um pequeno número de variáveis, voltando-se mais para a medição do uso dos recursos na empresa de forma isolada. Hoje, há a necessidade de focar diversas dimensões competitivas, voltando-se para o desempenho da empresa no cenário (Mercado, Concorrência e Negócio).

O planejamento estratégico deve, portanto, incluir uma abordagem estruturada para executar sua monitoração e medição. Tão logo os objetivos do negócio sejam identificados, avaliados e ponderados de acordo com sua importância no plano estratégico, os medidores de desempenho podem ser estabelecidos (BERLINER; BRIMSON, 1992).

Assim, o modelo de Administração Estratégica deve incluir o planejamento da avaliação do desempenho no processo de planejamento estratégico, ampliando o escopo de planejamento para gestão. Este plano de avaliação irá definir de que maneira será executado o controle dos processos e dos resultados da empresa rumo à visão de futuro almejada. Ou seja, o controle deve promover a consecução dos objetivos e metas estabelecidos no planejamento estratégico, além de compatibilizar os processos, a estrutura organizacional e os gestores com eles, além de motivar as pessoas (BEUREN, 2002).

A avaliação de desempenho tornou-se tão relevante que não se pode mais pensar em gerenciar uma organização sem um processo sistemático de avaliação de desempenho. Segundo Hronec (1994), a medição de desempenho deve ser um processo contínuo e a essência da melhoria contínua está no feedback do sistema, proporcionando estabelecimento de novas metas e ajuste da estratégia.

O enfoque financeiro, colocado tanto por Ostrenga et al. (1993) como por

Hronec (1994) e resgatado por Miranda e Silva (2002), já havia sido abordado por Johnson e Kaplan (1993), quando sustentaram que indicadores financeiros de curto prazo teriam que ser substituídos por uma variedade de indicadores não financeiros que permitam fixar e prever melhor as metas de rentabilidade de longo prazo da empresa.

Neste aspecto, vários autores concordam com a necessária complementaridade entre os indicadores físicos e os financeiros, cujo resultado financeiro é decorrente, em grande parte, das demais dimensões. Pode-se citar Berliner e Brimson (1992) pois as medições não financeiras vão se tornar cada vez mais importantes como uma medição de desempenho em ambientes de manufatura avançada.

Plossl (1993) faz uma comparação, colocando as vantagens dos medidores físicos, nos seguintes termos:

- São mais oportunos, fornecendo sinais de que algo está errado imediatamente e à medida que ocorre;
- São mais específicos e relevantes, identificados com uma causa num local;
- Não são aglomerados com outras ocorrências semelhantes, em agrupamentos arbitrários;
- São mais simples, mais fáceis e mais baratos de obter no lugar e de observar de imediato;
- Evitam-se erros de conversão da unidade de medida;
- Diferenciam-se com mais facilidade as causas a partir dos sintomas e determinam-se ações corretivas apropriadas; e
- A responsabilidade é mais clara e mais direta.

A partir desta contextualização, pode-se sugerir que indicadores não-financeiros devem ser relevantes na atualidade. Ou seja, mais importante do que tentar apurar lucros mensais ou trimestrais é calcular e informar uma variedade de indicadores não-financeiros, os quais dão uma visão mais clara e real dos acontecimentos, ressaltando que a melhoria destes certamente refletir-se-á positivamente nos relatórios financeiros.

Um sistema de indicadores deveria estar voltado não apenas para a análise do desempenho passado, mas ser capaz de permitir análises prospectivas. A chave para isso é focar nos fatores geradores e não apenas nos resultados (BONELLI et al., 1994). O movimento da qualidade total prega há décadas a necessidade de ênfase no processo, sendo tardio o controle somente do resultado.

Hronec (1994) separa os indicadores em indicadores de output e de processo, colocando que os primeiros são dirigidos à alta administração e não ajudam o gerenciamento interno, sendo muito tardias. Harrington (1993) postula que a medição ao final do processo fornece pouco feedback sobre as atividades individuais, dentro do processo, ou, quando fornece, já é muito tarde, devendo-se estabelecer pontos de medição próximos a cada atividade.

Rummler e Brache (1994) colocam, entre outros aspectos, que as empresas precisam de um sistema de medição total e não uma coleção de medidas não relacionadas – e potencialmente contraproducentes. Carvalho (1995) complementa que num sistema de indicadores tem de haver a conexão (ligação) entre os indicadores, não podendo haver metas estanques. Muitas vezes, nota-se inconsistências no conjunto de indicadores das organizações.

A falta de foco pode levar também a outro problema que é o excesso de indicadores. Usando a analogia que Hronec (1994) faz com o sistema corpo humano, é preciso saber quais são as medidas críticas (os sinais vitais) e não medir uma série de coisas sem necessidade. Da mesma forma, tem-se o inverso, onde se tenta monitorar o desempenho da empresa com poucas medidas, incapazes de explicar a complexidade dos negócios empresariais atuais.

Segundo Carvalho (1995), um indicador de desempenho deve ser uma forma objetiva de medir a situação real contra um padrão previamente estabelecido e consensado. Ele só deve fazer sentido e ser utilizado pelo profissional completamente responsável por ele.

Miranda et al. (1999) apud Miranda e Silva (2002) classificam os indicadores em três grupos:

- Financeiros tradicionais;
- Não-financeiros tradicionais; e
- Não-tradicionais (financeiros ou não-financeiros)

Ainda, de acordo com Berliner e Brimson (1992), medidores de desempenho devem:

- Suportar (ser coerentes com) as metas da empresa e considerar tanto os fatores internos quanto externos necessários para alcançá-las;
- Ser adaptáveis às necessidades do negócio;
- Ser eficientes do ponto de vista de custos;
- Ser fáceis de entender e aplicar (treinamento);
- Ser visíveis para e aceitos por todos os níveis da organização, a fim de receberem atenção e encorajarem a melhoria do desempenho.
- Segundo Hansen (1995), os aspectos básicos de um sistema de medição de desempenho são:
- Apresentar um quadro equilibrado dos diferentes aspectos de desempenho;
- Garantir um ambiente consistente e uma sistemática de medição de desempenho; e
- Apresentar as informações de forma rápida, com fácil interpretação por todos os segmentos da organização.

Para Ostrenga et al. (1993), os requisitos de um sistema de medição de desempenho são:

- Alinhamento com os fatores críticos de sucesso da empresa;
- Equilíbrio e integração entre as medidas financeiras e não financeiras (eficiência, eficácia, produtividade, utilização, velocidade e qualidade);
- Equilíbrio funcional; e
- Formato que reflita o espírito de aperfeiçoamento contínuo (medida e tendência).

Plossl (1993) apresenta também alguns requisitos da medição de desempenho, a saber:

- “Dados” são simplesmente fatos; “informações” requerem que os fatos tenham significados úteis. O enfoque da coleta de dados e das medidas de desempenho deve se concentrar nos poucos dados vitais (Pareto);

- Ter 95% de informações completas e disponíveis é bem melhor para o controle do que 100% mais tarde. A essência do bom controle é a oportunidade, enquanto esperar por dados completos pode ser uma limitação;
- Dados visuais e físicos são superiores a dados financeiros;
- Feedback visual é preferível a dados do sistema;
- As melhores medidas de desempenho são as agregadas, não os detalhes;
- Qualquer relatório válido de controle deve mostrar tanto os dados planejados quanto o efetivo desempenho, lado a lado, e os desvios significativos realçados.

Se não puder medir, não pode controlar; se não controlar, não pode gerenciar; se não gerenciar, não pode melhorar (HARRINGTON, 1993). Para o autor, as medições são críticas para:

- Entender o que está acontecendo;
- Avaliar as necessidades e o impacto de mudanças;
- Assegurar que os ganhos realizados não sejam perdidos;
- Corrigir situações fora de controle;
- Estabelecer prioridades;
- Decidir quando aumentar responsabilidades;
- Determinar necessidades de treinamento adicional;
- Planejar para atender novas expectativas do cliente; e
- Estabelecer cronogramas realistas.

A avaliação de desempenho é mais que uma ferramenta gerencial, constitui-se de uma medida estratégica de sobrevivência da organização (MIRANDA; SILVA, 2002). Para eles, as principais razões para as empresas investirem em sistemas de medição de desempenho são:

- Controlar as atividades operacionais da empresa;
- Alimentar os sistemas de incentivo dos funcionários;
- Controlar o planejamento;
- Criar, implantar e conduzir estratégias competitivas;

- Identificar problemas que necessitem intervenção dos gestores; e
- Verificar se a missão da empresa está sendo atingida.

Já Hronec (1994) apresenta as seguintes razões para o uso de indicadores:

- Compreensão de prioridades de atuação;
- Objetividade de avaliação;
- Profissionalização das decisões;
- Término dos feudos internos;
- Possibilidade de acompanhamento histórico;
- Definição sobre papéis e responsabilidades;
- Permitir o auto-gerenciamento; e
- Mudar o comportamento.

Sink e Tuttle (1993) colocam que a mais importante razão para a medição é apoiar e aumentar a melhoria. Segundo os autores, mede-se pela necessidade humana de feedback, para saber como melhorar, onde concentrar a atenção e colocar os recursos.

Os objetivos da medição de desempenho, conforme Berliner e Brimson (1992), são:

- Medir quão bem as atividades do negócio estão sendo executadas relativamente às metas e objetivos desenvolvidos no planejamento estratégico; e
- Favorecer a eliminação de desperdício.

Segundo os autores, para alcançar os objetivos de medição de desempenho, os seguintes princípios devem ser seguidos:

- Medidores de desempenho devem ser consistentes com os objetivos da empresa, fazendo a ligação entre as atividades do negócio e o processo de planejamento estratégico;
- As medidas de desempenho estabelecidas devem ser de responsabilidade total do profissional que desempenha a atividade;

- As relações entre objetivos individuais e da empresa devem ser explicadas, bem como as relações entre as metas das áreas funcionais e as da organização;
- Os dados de desempenho devem ser reportados com frequência definida e em formato que ajude o processo de decisão;
- Método para quantificar e o propósito de cada medida de desempenho devem ser comunicados aos níveis apropriados dentro da empresa;
- Medidores de desempenho devem ser estabelecidos para melhorar a visibilidade dos geradores de custo; e
- Atividades financeiras e não financeiras devem ser incluídas no sistema de medição.

## **8.1 Estruturação da medição de desempenho**

Na estruturação de um sistema de avaliação de desempenho, deve-se ter em conta alguns elementos estruturais básicos: o planejamento da medição, o controle do desempenho, as dimensões e a hierarquia.

### **8.1.1 Planejamento da medição de desempenho**

Um planejamento adequado previne um desempenho fraco (HARRINGTON, 1993). Um dos maiores erros que as organizações cometem é não gastar o tempo necessário para desenvolver um plano de mudanças abrangente e obter a concordância das pessoas que serão afetadas pelas mudanças.

A maioria das empresas não apresenta uma integração de planos de longo prazo com os relativos a operações detalhadas. No processo de planejamento, atinge-se um acordo básico sobre os objetivos (lucro, crescimento, serviço ao cliente, participação de mercado, ROI). Contudo, surgem sérias divergências na determinação das ações que cada gerente deveria realizar para alcançar estes objetivos. Nestes casos, as funções individuais subordinam-se às metas e políticas de longo prazo às exigências de pressões e crises do dia-a-dia.

A fim de garantir resultados harmoniosos, torna-se necessária uma hierarquia integrada e ordenada de planejamento, dando aos executivos "instrumentos de

controle", por meio dos quais podem mover a empresa nas direções desejadas. Planejamento, execução e controle são atividades separadas e distintas, devendo ser vistas e compreendidas em nível individual, contudo devem ser integradas num sistema.

### 8.1.2 Controle do desempenho

A eficácia (ou rigor) do controle e a velocidade de resposta a mudanças são função:

- Da complexidade do processo;
- Da sofisticação do sistema de controle (daí, seu custo e confiabilidade);  
e
- Das características do ambiente.

Obter números mais precisos, relativos às mesmas medidas antigas de desempenho, é fútil. Algumas boas aproximações de variáveis-chave (tendências) serão bem mais úteis. Plossl (1993) apresenta alguns requisitos de controle, a saber:

- Planejamento realista (capaz de ser executado): Horizonte curto; Disponibilidade de recursos adequados; Integra as ações de todas as funções;
- Integridade de dados (confiabilidade e qualidade - eliminação de erros);
- Feedback oportuno, pontual e exato (comparação pronta de desempenho contra plano): Sinais de problemas em tempo real são vitais; a presteza é mais importante do que a totalidade; Estabelecimento da frequência apropriada de relatório de controle;
- Medidas de desempenho (concentração das pessoas nas variáveis importantes);
- Tolerâncias pré-estabelecidas (para realçar variações significativas);
- Relatórios de exceção (para iniciar ações corretivas);
- Análise correta (distinção clara entre problemas básicos e sintomas, para determinar as respostas adequadas);
- Correção rápida (soluções permanentes para problemas crônicos):

- Ações prontas para voltar ao plano, primeiro e, se preciso, revisá-lo; e
- Acompanhamento (para garantir o término bem sucedido de ações ou mudanças necessárias).

Fatores externos inevitáveis destroem algumas empresas. Porém, o grosso das falhas resulta da carência de um entendimento efetivo dos processos empresariais. Os efeitos danosos de influências externas poderiam ser bastante reduzidos e de quando em quando eliminados se os processos internos fossem bem controlados (PLOSSL, 1993). O autor coloca quatro elementos fundamentais para o controle de processos:

- Insumo mensurável;
- Output mensurável, com uma meta finita a ser alcançada;
- Um controlador, humano ou mecânico, capaz de variar os insumos para influenciar o processo e regular o output;
- Feedback que forneça informações sobre o desempenho real do processo a ser comparado ao plano.

A menos que exista um sistema de feedback (que seja específico), o sistema de medição é um desperdício de tempo e dinheiro (HARRINGTON, 1993).

### 8.1.3 Dimensão da medição de desempenho

Bonelli et al. (1994) discutem as implicações da evolução do ambiente competitivo na avaliação de desempenho, colocando que as mudanças tecnológicas e organizacionais acrescidas da revolução em tecnologia de informação acarretaram indicadores contábeis tradicionais insatisfatórios e concluem não só pelo fato do desempenho ser hoje multidimensional, como também mostrando a necessidade de as organizações fazerem opções claras pelas dimensões que desejam priorizar. Esta discussão é particularmente importante quando da adoção da estratégia de diferenciação.

Para Armitage e Atkinson (1990) apud Bonelli et al. (1994), as empresas mais eficazes escolhem pequeno número de dimensões para comunicar prioridades

competitivas à organização. Conforme os autores, mais de cinco dimensões provavelmente causarão confusão e conflito na organização, propondo então como máximo as dimensões: custo, qualidade, tempo, inovatividade e flexibilidade.

É preciso definir quais os atributos importantes da medição, devendo o grau de importância variar conforme a estratégia da empresa. As empresas reagem a variações ambientais com mudanças ou adaptações de suas estratégias. Tais movimentos têm efeito direto não só sobre o desempenho, mas também sobre as prioridades atribuídas às diversas dimensões competitivas, afetando, portanto, a relevância dos indicadores de desempenho ao longo do tempo (BONELLI et al, 1994, p.18).

#### 8.1.4 Hierarquia da medição de desempenho

A medição de desempenho deve se dar em vários níveis da organização. Esta sistemática não é exclusiva da alta administração, muito menos deve se restringir ao chão-de-fábrica: deve permear toda a empresa, partindo das definições estratégicas da alta administração e procurando garantir que o desempenho operacional esteja de acordo com as metas traçadas. Berliner e Brimson (1992) apontam alguns níveis diferenciados de medição:

- Mercado;
- Negócio;
- Fábrica; e
- Chão-de-fábrica.

Também Plossl (1993) coloca que as medidas corretas de desempenho comunicam os objetivos desejados a todos, além de concentrarem a atenção da administração nos problemas importantes, em cada um dos seguintes níveis:

- As atividades externas;
- A empresa globalmente (indicadores empresariais);
- O desempenho em nível de unidade (indicadores gerenciais); e
- As atividades dos centros de trabalho (indicadores operacionais).

## 8.2 Modelo de avaliação de desempenho

Após fixar os objetivos do sistema de medição de desempenho (por que medir?) e as dimensões (variáveis-chave) que devem ter seu desempenho medido (o que medir?), é preciso definir um conjunto de indicadores que irão operacionalizar a medição de desempenho, ou seja, as medidas que serão usadas (como medir?).

O teste mais importante de qualquer informação será a utilidade, que é determinada pela relevância quanto a seus próprios objetivos, sua oportunidade, sua precisão e sua forma de apresentação (MIRANDA; SILVA, 2002). Segundo Sink e Tuttle (1993), o melhor sistema de medição é uma combinação adequada de qualitativo e quantitativo, subjetivo e objetivo, intuitivo e explícito, físico e lógico, conhecido e desconhecido, entre outros.

Um modelo balanceado para avaliação de desempenho deve considerar na formulação dos indicadores as formas de controle empregadas na organização, assim como a interação destas com o planejamento estratégico, estilo administrativo dos gestores e cultura organizacional (MÜLLER et al., 2003).

Conforme Miranda e Silva (2002), um dos maiores desafios na implantação de um sistema de avaliação de desempenho é a definição de quais indicadores melhores atendem às necessidades de informação dos gestores. Para os autores, não existe nenhuma receita para escolher os melhores indicadores de desempenho, importando sim demonstrar a realidade que se pretende conhecer com mais transparência.

Dada a problemática encontrada na gestão das empresas brasileiras, particularmente as pequenas e médias, discordo um pouco dos autores no sentido de que a escolha dos indicadores se dá num momento em que a estruturação do sistema de medição de desempenho já foi feita. Penso que o problema não é a escolha dos indicadores, mas sim o conceito do sistema e sua coerente estruturação.

Em resposta à problemática e aos antigos paradigmas de medição de desempenho, vários autores conceberam seus modelos de solução, parcial ou total, que são, segundo Miranda e Silva (2002), sistemas integrados de medição de desempenho com objetivos e foco bem definidos. Os autores identificaram 21 modelos, catalogando objetivo, foco (grupo de medidas), empresas que aplicaram, referências bibliográficas e comentários relevantes. Dos 21 modelos identificados, oito

mencionam a estratégia na definição do objetivo do sistema e todos propõem o uso de medidas não financeiras. Quanto ao foco, os aspectos financeiros prevalecem (62%). Clientes é uma preocupação que aparece em 57% dos modelos, Qualidade (43%), Empregados (29%) e Processos (24%). Dos 21 modelos apresentados, alguns se repetem, sendo abordados por mais de um autor.

A seguir serão apresentados sucintamente alguns modelos de avaliação de desempenho, os quais apresentam características que podem se complementar na construção de um modelo de avaliação de desempenho genérico. Entre as diversas propostas, optou-se por discutir os seguintes modelos:

- Modelos com ênfase financeira
  - ✓ EVA – Economic Value Added
  - ✓ TOC – Teoria das Restrições
  
- Modelo clássico
  - ✓ TQM – Gestão da Qualidade Total
  
- Modelos estruturados
  - ✓ BSC – Balanced Scorecard
  - ✓ CI – Capital Intelectual
  - ✓ PNQ – Prêmio Nacional para a Qualidade
  
- Modelos específicos
  - ✓ Modelo Quantum
  - ✓ Rummler e Brache
  - ✓ Sink e Tuttle

Classicamente, faz-se a avaliação de desempenho das empresas sob o enfoque de resultados econômico-financeiros. Os modelos EVA e TOC se propõem a melhorar a avaliação, mantendo o foco nos aspectos econômico-financeiros. O modelo da qualidade total (TQM) é bastante difundido nas empresas brasileiras desde a década de 80, criando a cultura da medição de desempenho nas empresas que adotaram o modelo.

O que está se chamando de modelos estruturados são alguns que estão sendo muito discutidos nos últimos tempos, e se caracterizam particularmente por propor uma estrutura para a avaliação de desempenho. Já os modelos específicos são assim denominados por se tratar de propostas de empresas de consultoria, enfatizando, além de uma estruturação, aspectos voltados à implantação de um sistema de avaliação de desempenho.

### 8.2.1 EVA

A gênese do modelo EVA está ligada a pesquisas mostrando que o modelo econômico, não a estrutura contábil, era preferencial no sentido de apontar o valor da empresa (EHRBAR, 1999). Como medida de desempenho, o EVA tem sido usado há mais de 200 anos, sendo a simples noção de lucro residual.

A General Motors há décadas distribui um percentual dos lucros excedentes a certo retorno sobre o capital empregado. Da mesma forma, a Disney também bonifica seus executivos há no mínimo 20 anos. No Brasil, diversas empresas vêm empregando o uso do EVA já há alguns anos, entre as quais se destacam: AMBEV, GLOBOPAR, NET, EMBRATEL e TELERJ (EHRBAR, 1999).

O modelo EVA reconhece que, para produzir lucro, é necessário capital e, por isso, imputa ao lucro líquido operacional o custo do capital total (PAGNONCELLI; VASCONCELLOS, 2001). EVA é lucro da forma pela qual os acionistas o medem. Se o retorno esperado é de  $x\%$  sobre seu investimento, não começam a “ganhar dinheiro” até que os lucros ultrapassem esta marca. Ou seja, até que um negócio produza um lucro maior do que seu custo de capital, o mesmo estará operando com prejuízo. Até então, não cria riqueza, destrói.

No EVA, lucro é o lucro operacional após pagamento de impostos menos o encargo sobre capital, tanto para endividamento quanto capital acionário. Ou seja, o lucro é modificado: lucro operacional - custo de capital. O que resta é o valor que excede ou deixa de alcançar o custo do capital utilizado para realizar aquele lucro, ou o Lucro Residual, conforme demonstração a seguir (EHRBAR, 1999, KAPLAN, 2001, NAKAMURA; 2001, PAGNONCELLI; VASCONCELLOS, 2001).

Lucros contábeis convencionais incluem dedução para pagamento de juros, mas não para custo de capital acionário (PAGNONCELLI; VASCONCELLOS, 2001).

Pior, muitos gerentes focalizam lucro operacional, que sequer tem encargo sobre endividamento (EHRBAR, 1999).

O encargo de capital no EVA é o que os economistas chamam de custo de oportunidade (considerando grau de risco comparável), ou seja, o lucro máximo que seria obtido pelos acionistas se o mesmo capital fosse aplicado em outra alternativa de investimento com o nível de risco comparável (EHRBAR, 1999, PAGNONCELLI; VASCONCELLOS, 2001). Este custo de capital, ou taxa de retorno exigida, aplica-se a capital próprio, assim como a endividamento.

O custo deste capital é calculado pelo custo médio ponderado do capital próprio e de terceiros. Pagnoncelli e Vasconcellos (2001) colocam que os juros dos empréstimos de curto prazo, tomados esporadicamente para complementar o capital de giro, são tratados como despesa operacional, dado que não fazem parte da estrutura normal de capital da empresa.

Como custo de capital, pode-se considerar a taxa de juros livre de risco (Bônus do governo) acrescido de um Prêmio de risco do negócio (que varia com o nível de incerteza do segmento). Conforme Ehrbar (1999), muitas empresas usam diferentes custos de capital para diferentes negócios e/ou países. Não há problemas, mas a Coca-Cola, por exemplo, usa 12% em todo o mundo. Por quê? Porque é 1% ao mês, simplificando desta forma a comunicação e a compreensão interna.

Muito mais que uma medida de desempenho, EVA é a estrutura para um sistema de gestão financeira e remuneração variável que pode orientar cada decisão tomada por uma empresa, da sala do conselho ao chão de fábrica. O modelo sempre oferece uma resposta certa para a melhoria contínua, dado que mais EVA sempre é melhor para o acionista. EVA negativo significa não cobertura dos custos de capital investidos e EVA menos negativo é tão criador de riqueza quanto EVA mais positivo, ou seja, a medida é muito clara e objetiva (EHRBAR, 1999).

#### 8.2.1.1 Vantagens e desvantagens do EVA

Para Pagnoncelli e Vasconcellos (2001), EVA é uma ferramenta que engloba os riscos do negócio e os riscos financeiros, permitindo examinar os três princípios fundamentais da criação de valor: fluxo de caixa, fator risco e retorno. Kaplan (2001) coloca que o EVA ataca dois defeitos nos sistemas de medição de desempenho

financeiros tradicionais. Empresas que focam no lucro podem superinvestir em ativos, sem retorno do capital. Para evitar isso, dividem o lucro pelo investimento, calculando o ROI (return on investment). Porém, elas podem aumentar o ROI diminuindo o denominador, subinvestindo ou não aprovando projetos com retorno acima do custo do capital, mas abaixo do ROI desejado. Neste sentido, EVA previne tanto o superinvestimento como o subinvestimento.

Ehrbar (1999) considera que maximizar a riqueza dos acionistas é a melhor maneira de servir eficazmente aos interesses de longo prazo de todos os interessados na organização. O porquê disso é simples: de todos eles – Cliente, Governo, Funcionários, Credores, Fornecedores e Acionistas – é este que recebe por último. Então, ao maximizar a riqueza do acionista, significa que todos os demais “atores” já foram atendidos. Porém, numa relação de causa-e-efeito, tratando-se bem todos os interessados é que se chega a adicionar valor ao acionista, porém um questionamento crítico poderia ser se o foco deve estar no acionista (consequência ou fim) ou nos demais interessados (causa – meio).

EVA é uma medida de desempenho, mas tanto quanto, é a base para incentivos que impulsionam comportamento, uma mudança de comportamento em toda a organização. No fundo, o EVA não diz respeito a finanças ou economia, mas sim a pessoas, desacorrentando o potencial de realização da organização (EHRBAR, 1999). O autor alerta que, se o EVA não for levado até o nível de remuneração, pode não produzir impacto. Enfim, as vantagens do EVA, apresentadas por Ehrbar (1999), são:

- Simples, compreensível e ligado a valor;
- Foco singular em toda a organização;
- Desde os gerentes até a corporação estão todos falando a mesma língua e vendo o quadro inteiro;
- Mudança cultural e empowerment.

EVA não é ambíguo. Tem foco único que permite que todas as decisões sejam modeladas igualmente, visualizando a riqueza incremental. Esta objetividade também é 123 enaltecida por Nakamura (2001). Como é medido em dinheiro, mais EVA é sempre melhor do que menos, o que garante simplicidade e eficácia na comunicação

vertical na empresa. Segundo Ehrbar (1999), isso não pode ser dito de outra medida de desempenho (vendas, margens, ROI).

Quando o EVA se torna o foco único para as decisões, relaciona claramente pensamento estratégico, investimentos de capital, decisões operacionais diárias e valor para acionistas, evitando confusão no uso de várias medidas de desempenho, o que pode levar a uma desconexão entre planejamento, operação e tomada de decisão. Drucker (1995) apud Ehrbar (1999), argumenta que, medindo-se o valor agregado sobre todos os custos, incluindo o capital, o EVA efetivamente mede a produtividade de todos os fatores de produção.

As empresas não podem substituir seus Demonstrativos de Resultado do Exercício (DREs) com base na contabilidade pelo EVA em termos de publicação oficial, mas sim para decisões internas. Outras medidas podem permanecer, mas o foco é sempre em termos de impacto no EVA. Conforme Ehrbar (1999), não basta acrescentar o EVA aos outros sistemas, o EVA deve substituir o resto, caso contrário, não será simples e tornará a gestão mais complexa.

### 8.2.2 O modelo da teoria das restrições das restrições de Goldratt (TOC)

A origem da Teoria das Restrições (Theory of Constraints - TOC) está ligada ao desenvolvimento, pelo físico israelense Eliyahu M. Goldratt, de um software de programação da produção, o OPT (Optimized Production Technology), que ao longo do tempo ganhou mais abrangência, consolidando-se como a Teoria das Restrições.

Para Goldratt e Fox (1992), a meta de qualquer organização é ganhar dinheiro. Para medir se a empresa está neste caminho, os autores propõem um modelo de medição de desempenho em dois níveis:

- Medidas financeiras de resultado;
- Medidas operacionais globais. As medidas financeiras de resultado são (GOLDRATT; FOX, 1992):
- Lucro Líquido - A empresa precisa ter lucro. É uma medida absoluta de ganhar dinheiro;
- Retorno Sobre o Investimento - É uma medição que mostra o ganho monetário relativo ao dinheiro investido no negócio; e

- Fluxo de Caixa - É uma medida de sobrevivência. Trata-se de uma medida do tipo liga/desliga: quando há caixa suficiente ela não é importante, porém, quando não há caixa suficiente nada mais importa.

Apesar de úteis para determinar quando o negócio está ganhando dinheiro, estas medidas são inadequadas para julgar o impacto de medidas específicas. É necessário desenvolver algum tipo de ligação entre as decisões operacionais específicas que devemos tomar e as medições dos resultados de toda a organização.

O modelo sugere a utilização de três medidas operacionais globais (GOLDRATT; FOX, 1992):

- Ganho (Throughput) - índice no qual uma organização gera dinheiro através das vendas;
- Inventário - todo dinheiro que o sistema investe na compra de coisas que pretende vender; e
- Despesa Operacional - todo dinheiro que o sistema gasta para transformar inventário em ganho.

Para que a meta da organização - ganhar dinheiro - seja atingida, deve-se trabalhar no sentido de aumentar seu lucro líquido, aumentar o retorno sobre o investimento e aumentar o fluxo de caixa. Em se tratando das medidas operacionais globais, a organização deve incrementar seu ganho e simultaneamente diminuir inventário e despesa operacional. Isto pode ser visualizado na figura 27.

Figura 27 - Medições operacionais e resultados



Fonte: Goldratt e Fox (1992)

Na busca da melhoria contínua, o processo operacional da Teoria das Restrições é composto por cinco passos (GOLDRATT; COX, 1992):

- IDENTIFICAR a(s) restrição(ções) do sistema;
- Decidir como EXPLORAR a(s) restrição(ções) do sistema;
- SUBORDINAR o resto à decisão anterior;
- ELEVAR a(s) restrição(ções);
- Se, nas etapas anteriores, mudar alguma restrição, voltar ao primeiro passo, não permitindo que a INÉRCIA gere uma restrição no sistema.

A ênfase nos gargalos (restrições) delimita a atuação (local) otimizando o todo (global). Desta forma, a abordagem da TOC apresenta uma focalização que acaba por facilitar sua disseminação interna e sua compreensão.

### 8.2.3 Modelo TQM (gestão de qualidade total)

Ishikawa (1993) apresenta um breve histórico da evolução da qualidade no mundo, desde Shewhart (anos 30) até o início da década de 80, citando diversas passagens envolvendo Taylor, Feigenbaum, Deming e Juran, e todo o processo de disseminação da qualidade no Japão, consolidado na segunda metade do século XX.

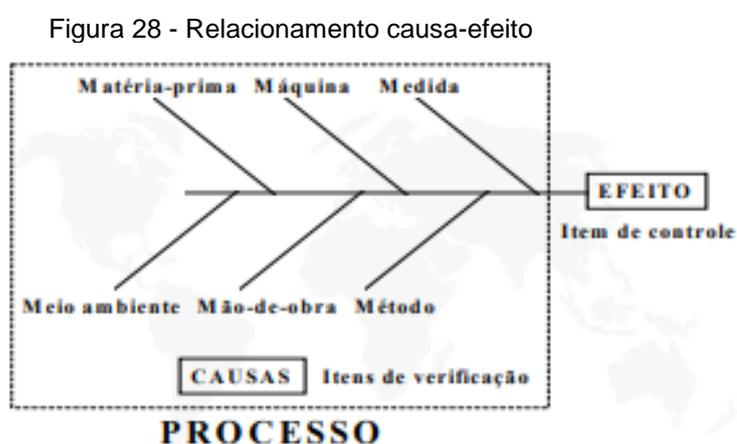
Campos (1993) coloca como principal objetivo da empresa a sobrevivência. Para tal, hierarquiza os meios necessários, quais sejam: Competitividade, Produtividade e Qualidade.

Qualidade Total é definida como todas as dimensões que afetam a satisfação das necessidades das pessoas e, por conseguinte, a sobrevivência da empresa (CAMPOS, 1993). O autor aponta os seguintes indicadores (itens de controle) gerais:

- Qualidade: reclamações e refugos;
- Custo: custo unitário;
- Entrega: fora do prazo, em local errado e em quantidade errada;
- Moral: turnover, absenteísmo, causas trabalhistas, atendimentos no posto médico, sugestões; e
- Segurança: acidentes com equipe e com clientes, gravidade dos acidentes e dias parados.

As organizações são meios (causas) destinados a atingir determinados fins (efeitos). Controlar uma organização significa detectar os fins, efeitos ou resultados não alcançados ou não alcançáveis (que são os problemas - reais ou potenciais), analisar estes resultados, buscando suas causas e atuar sobre elas para melhorar os resultados (CAMPOS, 1993, p.13).

Processo é um conjunto de causas que provoca um ou mais efeitos. O controle de processo é a essência do gerenciamento em todos os níveis da empresa e o primeiro passo no entendimento do controle de processo é a compreensão do relacionamento causa-efeito (CAMPOS, 1993, p.17), mostrado na figura 28.



Fonte: Campos (1993)

Um problema é o resultado indesejado de um processo (CAMPOS, 1992). Para manter qualquer processo sob controle é preciso saber localizar o problema, analisar o processo, padronizar e estabelecer itens de controle de tal forma que o problema não mais ocorra.

Campos (1993) ainda aponta as ações fundamentais do controle de processo:

- Estabelecimento da diretriz de controle (planejamento): a meta e o método;
- Manutenção do nível de controle: atuar no resultado e na causa; e
- Alteração da diretriz de controle (melhorias): alterar a meta e/ou o método.

Essas ações de controle de processo podem ser visualizadas num dos

elementos importantes da abordagem do TQM, que é o ciclo PDCA (*Plan-Do-Check-Action*). Nesta aplicação, tem-se (CAMPOS, 1993; ISHIKAWA, 1993):

- Plan – Definir as metas e métodos para atingi-las;
- Do – Educar / Treinar e Executar a tarefa;
- Check – Verificar os resultados; e
- Action – Agir corretivamente.

O mesmo PDCA serve de base para as melhorias, conforme segue:

- Plan – Identificação do problema, Observação, Análise e Plano de Ação;
- Do – Ação;
- Check – Verificação; e
- Action – Padronização e Conclusão.

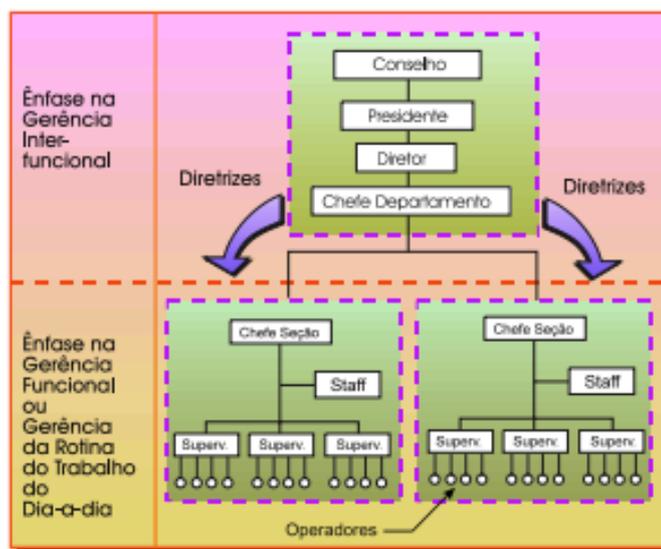
No TQM, são definidos itens de controle (IC) e itens de verificação (IV) que consistem, respectivamente, de índices numéricos estabelecidos sobre os efeitos (resultados) e sobre as causas (meios) de cada processo, visando medir a qualidade total, permitindo que o resultado seja gerenciado através de ações sobre os meios. Ou seja, os itens de verificação são índices estabelecidos sobre as principais causas que afetam determinado item de controle. Os resultados de um item de controle são garantidos pelo acompanhamento dos itens de verificação e um item de verificação de um processo pode ser um item de controle de um processo anterior.

Os itens de controle são definidos sobre as dimensões da qualidade: qualidade, custo, entrega, moral e segurança, as quais almejam o desempenho em relação à satisfação de todas as pessoas atingidas no processo. É importante considerar que estas dimensões contemplam a meta estabelecida pelo TQM: a satisfação dos clientes; onde acionistas, comunidade e empregados, também são considerados clientes do processo.

O modelo proposto pelo TQM desenvolve uma sistemática para determinação dos itens de controle e de verificação. Essa sistemática prega que os ICs e os IVs devem ser estabelecidos para todos os níveis da organização, tanto a partir do Gerenciamento Interfuncional (desdobramento do plano estratégico) como do

Gerenciamento Funcional (rotina ligada aos processos) da organização, ambos componentes do GPD ou Gerenciamento por Diretrizes (figura 29).

Figura 29 - Papéis no gerenciamento pelas diretrizes

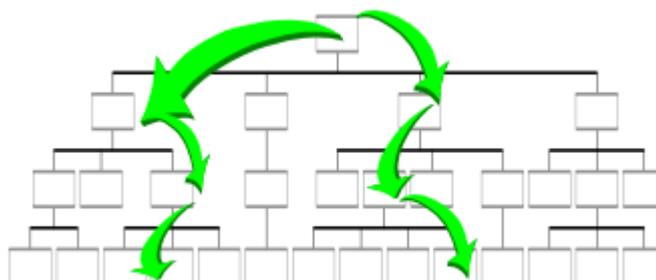


Fonte: Campos (1993, p.44)

Mesmo com o gerenciamento interfuncional (top-down), a abordagem da qualidade total pode ser considerada de baixo para cima. Campos (1993) declara que na implantação do TQM, a prioridade é implantar o Gerenciamento da Rotina do Trabalho do Dia-a-Dia.

Com o conceito de desdobramento de diretrizes dentro do Gerenciamento Interfuncional, se consegue um bom alinhamento organizacional, porém somente no eixo vertical, conforme ilustra a figura 30. Busca-se, neste porvir, garantir coerência entre as metas funcionais e as diretrizes da organização e, ao mesmo tempo, traduzir as diretrizes da direção da empresa em atividades práticas concretas.

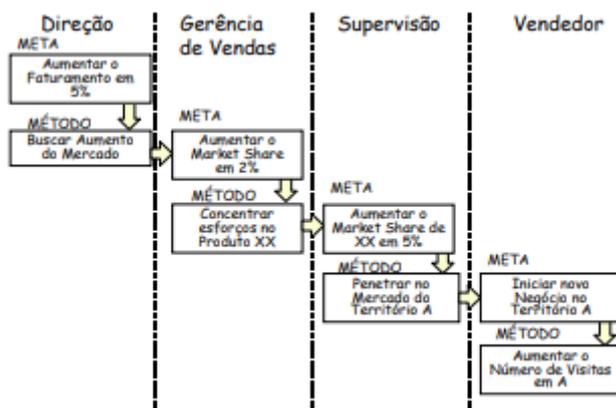
Figura 30 - Desdobramento de diretrizes do TQM



Fonte: Elaborado pelo autor

Um exemplo do desdobramento feito pelo GPD é ilustrado na figura 31.

Figura 31 - Exemplo de desdobramento de diretrizes



Fonte: adaptado de Campos (1993, p.86)

## 9 METODOLOGIA

A proposta dessa dissertação de mestrado caracterizou-se como um estudo qualitativo e exploratório, visto que visou “proporcionar maior familiaridade com a questão do problema, com vistas a torná-lo mais explícito ou a construir hipóteses (GIL, 1987, P.41). Segundo Gil (2007), o estudo exploratório aprimora as ideias ou descobre intuições. Geralmente o estudo é exploratório quando há pouco conhecimento sobre o tema a ser abordado (AAKER et al., 2004), que é o caso deste trabalho. As vantagens da pesquisa qualitativa são a flexibilidade, especialmente ao se estudar um novo fenômeno para o qual ainda não há forte suporte teórico e a capacidade da coleta direta de dados em campo, sem necessariamente haver um instrumento de coleta rígido. O respondente nesse caso tem a liberdade de expressar-se livremente e os dados podem ser obtidos por falas ou outras fontes (FLICK, 2013).

Uma das limitações da pesquisa qualitativa é que não há crédito quanto a sua generalização (KATES, 1998), ou seja, é preciso tomar cuidado com as generalizações desse tipo de pesquisa, pois esta é limitada ao grupo dos entrevistados. Uma outra limitação é dada por Creswell (2003), que diz que há a possibilidade de haver o viés do pesquisador, isto é, como o pesquisador interpreta os dados, sendo provável que ele interprete de acordo com seu olhar pessoal, influenciando então a interpretação dos dados. Buscou-se superar essa limitação da subjetividade focando o discurso dos entrevistados às frases ditas por eles. Por isso, foram utilizadas as respostas obtidas pelas entrevistas para demonstrar as análises de forma mais clara e objetiva. Tendo em vista a problemática de pesquisa, os objetivos propostos e o tema pesquisado, como delineamento (design) delimitaram uma pesquisa de natureza qualitativa de caráter exploratório.

O roteiro de entrevista foi elaborado considerando o objetivo principal e os objetivos específicos da pesquisa, julgado necessário para abranger toda as questões pertinentes à pesquisa. O roteiro de entrevista contém nove questões com perguntas abertas abordando temas que envolveram desde a formação, da empresa na qual trabalham os entrevistados e sua função, até perguntas sobre os indicadores utilizados por cada empresa nas áreas de operação e manutenção com o intuito de ter o mínimo desconto da Receita Anual Permitida (RAP). O roteiro na íntegra encontra-se no Anexo I do presente trabalho.

Após elaborar o roteiro de entrevista, foi realizado uma entrevista piloto com 1 engenheiro e 1 gestor da empresa Xingu Rio Transmissora de Energia, para possíveis melhorias do mesmo. O resultado dessa entrevista piloto mostrou-se satisfatório haja vista que as respostas obtidas foram suficientes para atender os objetivos buscados, em acordo ao julgamento do pesquisador. A coleta de dados foi realizada por entrevistas guiadas por um roteiro de entrevista de perguntas abertas com engenheiros que atuam como gerentes e supervisores de operação e manutenção das empresas brasileiras de transmissão de energia elétrica. Cabe aqui destacar a limitação do tamanho da amostra porque a quantidade de profissionais especialistas no tema aqui tratado no Brasil é composta por cerca de dez profissionais, entre supervisores e gerentes. O rol de entrevistados foi composto de: engenheiros eletricitas que atuam como supervisores e gestores de empresas de HVDC do Brasil. As empresas disponíveis para a pesquisa foram as seguintes:

- Xingu Rio Transmissora de Energia
- Belo Monte Transmissora de Energia
- Furnas (Foz do Iguaçu/PR e Ibiuna/SP)
- Interligação Madeira Transmissora de Energia

Observa-se que parte das entrevistas foram aplicadas no modelo virtual (online) e direcionada a dez gerentes e supervisores eletivos a pesquisa. Na primeira etapa de coleta foram realizadas quatro entrevistas via Google Meet que foram gravadas e posteriormente transcritas para análise. Devido a indisponibilidade dos outros profissionais para as entrevistas gravadas optou-se por enviar um link do aplicativo Survey Monkey para responder ao roteiro de entrevista em formato texto.

Após a primeira rodada de envio por e-mail do link da pesquisa retornaram três respostas. Após isso, realizou-se cinco novos envios que, no entanto, não retornaram resultados. Das quatro respostas por entrevistas gravadas e mais três em formato texto obteve-se pelo menos uma resposta de cada empresa de transmissão de energia. Sendo assim, as respostas foram avaliadas e verificou-se que, mesmo não tenha sido possível entrevistar os dez profissionais, com sete respostas contendo dados importantes para responder os anseios da pesquisa as respostas obtidas foram consideradas suficientes para as análises e objetivos da pesquisa, já que os

processos relativos à manutenção são únicos para cada uma das empresas pesquisadas.

Os nomes dos entrevistados ou informações pessoais ou a empresa na qual trabalham foram omitidos para preservar o anonimato das respostas. Essa foi uma opção dessa pesquisa devido à não haver tido o propósito de analisar aspectos comportamentais e sim investigou-se aspectos técnicos que foram relatados por cada participante, o que reforça não haver necessidade premente para a divulgação de seus nomes ou detalhes pessoais.

O perfil geral dos entrevistados compreendeu as seguintes características: gerentes ou supervisores das áreas de operação e manutenção das transmissoras de energia elétrica na modalidade HDVC, formação superior em Engenharia Elétrica, mais de dez anos de profissão, seis homens e uma mulher. O tratamento dos dados foi realizado por meio de análise temática a qual permite a seleção dos dados e sua divisão por temas que facilitam a interpretação (FLICK, 2013). Em cada tema foram selecionados trechos das entrevistas que melhor se adequaram ao problema e aos objetivos da pesquisa de forma a demonstrar os KPIs mais relevantes e suas vantagens e desvantagens e compreendeu as seguintes etapas:

- 1) Coleta das entrevistas;
- 2) Leitura das entrevistas para melhor se familiarizar com os dados;
- 3) Separação das falas dos entrevistados por tema. Cada tema foi definido a partir do questionário do presente trabalho;
- 4) Interpretação dos dados das entrevistas;
- 5) Relato dos achados.

Na próxima seção são apresentados os resultados e discutidos com as teorias elencadas nesse trabalho de forma a confrontar teoria e achados empíricos, além de demonstrar aspectos não investigados a priori por outros trabalhos de cunho científico. Esse é um ponto importante no presente trabalho porque tanto a literatura nacional quanto a internacional são escassas nesse assunto. Uma revisão sistemática da literatura foi realizada após a coleta de dados, devido a busca inicial não haver identificado artigos em quantidade suficiente para auxiliar na discussão de resultados.

A revisão sistemática foi realizada antes da coleta de dados utilizando as palavras-chave: kpi “indústria elétrica” ou indicadores “indústria elétrica” ou indicadores + elétrica (em Inglês - kpi "electricity industry"). Na literatura nacional não se encontrou artigos que tratassem do presente tema ou contribuíssem significativamente para discutir os resultados. Na literatura internacional apareceram apenas oito artigos que tratavam o assunto de forma mais genérica. Mesmo assim, desses artigos cinco foram utilizados para auxiliar na discussão dos resultados desse trabalho, devido a trazerem uma contribuição para o assunto pesquisado e ajudar a demonstrar o avanço para a literatura dos achados.

## 10 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 10.1 Contexto energético

O Brasil tem mais de 200 milhões de habitantes e é o quinto maior país do mundo em área terrestre. Por vários parâmetros, como produto interno bruto (PIB) e desenvolvimento humano índice (IDH) o país representa a média mundial e pode ser visto como uma amostra do mundo inteiro. A energia hidrelétrica é de longe a fonte de eletricidade mais importante e até algumas décadas atrás, esta única fonte que fornecia mais que 95% da demanda (BELANÇON, 2021; SANTOS et al., 2021).

A escassez no fornecimento de energia elétrica, nos anos 2000, levou o governo a interferir no mercado. As medidas de incentivo para aumentar o fornecimento de energia elétrica não consideraram mecanismos de mercado, aumentando os riscos regulatórios e de mercado. Portanto, a experiência brasileira mostra que uma condição importante para o sucesso para uma liberalização parcial do mercado, em um serviço tipicamente monopolista, é estabelecer regras claras e distribuir o mercado de forma que várias empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica atuem ao mesmo tempo, havendo apenas uma fatia de mercado para cada uma sob a vigilância de órgão regulatórios (ALMEIDA e QUEIROZ PINTO Jr 2005).

Nos últimos anos, o setor elétrico experimentou grandes mudanças, especialmente no âmbito econômico e na regulação. O principal objetivo dessa regulação é estimular os negócios e ganhar eficiência e eficácia nas operações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A análise de eficiência está recebendo considerável atenção dos reguladores do setor elétrico, mais especificamente no segmento de transmissão e distribuição de energia elétrica. Por causa das características naturais de monopólio do segmento de energia elétrica, as concessionárias não estão sujeitas às forças do mercado. Entretanto, o monitoramento de operações com o uso de indicadores de desempenho claros tem contribuído para o aumento da eficiência e eficácia (XAVIER et al., 2015).

Nessa senda, a estrutura de governança do setor elétrico brasileiro fornece evidências consistentes de que a função do governo, com sua real autoridade para

propor mudanças nas regras do jogo podem afetar as estratégias das empresas do setor elétrico. A regra criada pelo governo para conter a integração vertical pode estimular a concorrência, especialmente, porque minimiza a alocação de subsídios.

As empresas têm argumentos fortes, como sua vulnerabilidade à realocação de equipamentos a favor da integração vertical. No entanto, essa diferença no design do modelo de negócio e na conduta de empresas pode resultar em investimentos insuficientes pelo menos até que se saiba que os contratos estão sendo respeitados e se foram elaborados de forma clara e visando concessões de longo prazo. Além disso, o novo modelo é mais hierárquico do que orientado para o mercado permitindo o estabelecimento de regras para o setor em favor dos usuários o que torna esse modelo vantajoso considerando os benefícios para os usuários dos serviços de energia elétrica contrastando com modelos anteriores (LEITE; NUNES, 2020).

Considerando a suposição razoável de que o Brasil tem uma demanda crescente por eletricidade à medida que sua economia se expande, manter sua posição de liderança como na produção de energia de baixo carbono o país não pode contar apenas com a energia hidrelétrica existente devido, à baixa capacidade de armazenamento. A rede nacional conecta usinas que estão muito distantes umas das outras, de tal forma que muitos deles podem experimentar estações secas ou chuvosas ao mesmo tempo. A interligação do sistema nacional permite que tanto as grandes hidroelétricas quanto as fontes alternativas de energia convivam em equilíbrio buscando a eficiência e eficácia do sistema como um todo (BELANÇON, 2021; SANTOS et al., 2021).

Outra condição importante que podemos tirar do caso brasileiro é que uma liberalização bem-sucedida no mercado de energia elétrica depende dos impactos que a concorrência pode ter sobre os preços. Se os preços caírem, o governo pode construir o apoio político para avançar com o processo de liberalização vigiada, observando, contudo, que o aumento de preços e a volatilidade não são aceitáveis para a maioria dos consumidores devido ao caráter essencial do produto. A dificuldade da liberalização é que o impacto sobre os preços não depende apenas da qualidade do quadro regulatório, mas da estrutura de custos do setor elétrico. Em suma, o processo de reforma do setor elétrico brasileiro abre caminho para uma política energética mais coerente. Se bem implementado, o novo modelo pode ajudar a reduzir os riscos para novos investimentos, preservando um papel central para o setor

privado na expansão do setor tendo em vista a decadência ocorrida nas geradoras, transmissoras e distribuidoras estatais do passado (ALMEIDA e QUEIROZ PINTO Jr 2005).

Embora haja essa visão da liberalização do setor de energia elétrica, considera-se que o atual modelo parece mais ajustados à realidade brasileira. Regular os serviços de geração, transmissão e distribuição são uma medida protetiva contra possíveis abusos econômicos em um ambiente monopolista por excelência. Trata-se de regular para equilibrar o sistema como um todo, pois ao contrário a liberalização total poderia criar monopólios privados de serviços essenciais a vida moderna. Com a regulação ganharam mais importância entender quais indicadores de desempenho são monitorados para saber se o processo regulatório tem garantido a eficiência e eficácia do sistema e serviços melhores e mais confiáveis a população.

## **10.2 Resultados**

Na presente seção são apresentados os resultados encontrados pela pesquisa de campo. Os resultados são separados por temas para facilitar a identificação e contextualização dos dados, cujos temas foram selecionados a partir do instrumento de coleta discriminados a seguir:

- a) indicadores de desempenho para ter o mínimo desconto da RAP;
- b) resultados que esses indicadores de desempenho proporcionam para ter o mínimo desconto da RAP;
- c) razões da utilização destes indicadores de desempenho para gestão do negócio com o intuito de ter o mínimo desconto da RAP; fatores propulsivos da aplicação destes indicadores de desempenho para gestão do negócio com o intuito de ter o mínimo desconto da RAP; fatores restritivos da aplicação destes indicadores de para gestão do negócio com o intuito de ter o mínimo desconto da RAP;
- d) outros indicadores de desempenho para a gestão com o intuito de ter o mínimo desconto da RAP;

- e) razão de utilização de outros indicadores de desempenho que a empresa considera implementar para a gestão do negócio com o intuito de ter o mínimo desconto da RAP.

Antes de apresentar os resultados é importante levar em conta algumas características dos entrevistados que foram nomeados com a palavra Especialista e um número, exemplo: Especialista 01, Especialista 02. Ficou entendido que as informações mais pertinentes seriam referentes a função que desempenham na empresa, o tipo de entrevista se gravada ou por escrito e a duração da entrevista nos casos de entrevista gravada, os dados constam no Quadro 01.

**Quadro 01:** perfil dos entrevistados, tempo e tipo de entrevista

Entrevistado	Função	Tipo de entrevista	Duração
Especialista 01	Gerente de operações	Gravada	47min.07seg.
Especialista 02	Gerente de manutenção	Gravada	35min.51seg.
Especialista 03	Supervisor de manutenção	Gravada	26min.21seg.
Especialista 04	Supervisor de operações	Gravada	27min.31seg.
Especialista 05	Engenheiro de Proteção, Controle e Comunicação	Por escrito	Não se aplica
Especialista 06	Responsável Enel CIEN	Por escrito	Não se aplica
Especialista 07	Supervisor de manutenção de subestação UHVDC	Por escrito	Não se aplica

**Fonte:** dados da pesquisa

Na próxima seção foram trazidas as falas dos entrevistados relativas ao tema “indicadores de desempenho para ter o menos desconto na RAP”. As falas foram transcritas na íntegra, sem correções gramaticais para evidenciar *ipsis litteris* os achados da pesquisa.

### 10.3 Indicadores de desempenho para ter o menos desconto na RAP

Os entrevistados relataram uma série de questões sobre o principal indicador que encontrado que é a disponibilidade do sistema. Mesmo que tenham sido usados termos similares como taxa de disponibilidade, disponibilidade dos ativos todos

referem-se à disponibilidade de transmissão de energia elétrica. A seguir as falas dos entrevistados trazem a explicação sobre porque esse foi o principal indicador.

O principal é o indicador que chamamos de PV/RAP. No ano a empresa tem direito a uma RAP e a PV é o que foi descontado, então se você dividir a PV pela RAP você tem um percentual e esse é o indicador principal pra saber se o desconto está dentro do esperado ou não. Que fique claro que você não vai estar 100% disponível, se estiver, você não fez manutenção, você vai ter que desligar, você vai ter que programar, esperar os melhores momentos. Digamos que a ONS solicite o desligamento do polo no meio da noite, eu vou lá e desligo o polo, é uma conveniência do operador do sistema que determina a potência transmitida em acordo com a necessidade do sistema, que é todo interligado, nesse caso não ocorre o desconto da RAP (Especialista 01).

Hoje, a gente usa como principal indicador a taxa de disponibilidade dos ativos, então a gente tem lá os ativos transformadores, linha etc. Hoje, a gente tem que fornecer 99% de disponibilidade pela potência e você não ganha nada, no momento que eu estou com zero ou eu estou no máximo o que conta é a disponibilidade. A disponibilidade é medida em minutos da disponibilidade do ativo (Especialista 02).

Disponibilidade do ativo; Faturamento mensal (Previsto x Realizado) (Especialista 05).

Disponibilidade do ativo, Faturamento mensal (Previsto x Realizado) (Especialista 06).

Os relatos dos entrevistados demonstram que, independente da potência transmitida, a disponibilidade do sistema é o indicador mais importante em termos de resultados financeiros. Para calcular o percentual de disponibilidade ao final de um ano, que é contabilizado de junho a junho, deve-se dividir a parcela variável pela RAP. Também deve-se levar em conta que indicadores de manutenção, que serão detalhados na seção 10.5, influenciam na eficiência e eficácia do sistema e impactam diretamente na disponibilidade do sistema. Existem paradas programadas que não são descontadas da RAP e são solicitadas pelo ONS em acordo com a necessidade do sistema como um todo. Para calcular a disponibilidade do sistema utiliza-se o tempo em minutos e divide-se o tempo que ficou indisponível/tempo total do ano. A seguir foram relatados os resultados positivos dos indicadores de desempenho de forma a deixar mais clara a importância de índices positivos para ter um mínimo desconto na RAP.

## 10.4 Resultado positivos dos indicadores de desempenho

Nessa seção, demonstrou-se as falas referentes a indicadores com resultados positivos e de que forma são benéficos para o mínimo desconto na RAP. De forma geral fica evidenciado que atividades de manutenção preventiva, corretiva e preditiva evitam grandes descontos na RAP.

As paradas de manutenção são programadas tendo em vista manter a disponibilidade do sistema. Os indicadores são utilizados também para definir promoções de funcionários e distribuição de bônus, por exemplo. Quanto por cento das atividades de manutenção programadas no ano foram cumpridas e são medidos em percentual. Padronização da comunicação para evitar erros operativos (Especialista 01).

Os resultados positivos destes indicadores desencadeiam em uma maior disponibilidade dos equipamentos (Especialista 05).

Quanto maior os indicadores de disponibilidade do ativo e taxa de atendimento as notas imediatas de manutenção, menor o desconto de receita (Especialista 06).

Redução dos desligamentos devido a falha de equipamentos e, caso ocorra a falha do equipamento, a disponibilidade do sobressalente deve ser imediata. Desempenho da manutenção: um bom plano de manutenção, realizado com excelência, aumenta a confiabilidade dos equipamentos, evitando falhas e desligamentos intempestivos. Taxa de falha de equipamentos (Especialista 07).

Os entrevistados reportaram que alguns indicadores são responsáveis por contribuir com o indicador principal disponibilidade do sistema. Mencionaram que o sistema estando disponível dentro de sua capacidade máxima norteia decisões sobre promoções de funcionários e distribuição de bônus, ou seja, quanto maior for a disponibilidade do sistema, alcançando ou superando as metas, maiores serão os benefícios concedidos aos colaboradores.

Outros indicadores surgiram como forma de subsidiar o indicador principal, tais como: taxa de atendimento às notas imediatas de manutenção; redução dos desligamentos devido a falha de equipamentos; desempenho da Manutenção; confiabilidade dos equipamentos e taxa de falha de equipamentos. Ambos indicadores subsidiam o indicador principal porque estão ligados à eficiência e eficácia do sistema, para que esteja mais disponível, evitando falhas ao fazer-se as manutenções adequadas. Resumindo o entendimento de resultados positivos dos indicadores implicam no atingimento de metas tanto as metas do ONS, quanto as metas de

manutenção de fabricantes e da própria empresa. Esses indicadores secundários serão analisados na seção 10.5 Outros indicadores de desempenho.

## 10.5 Razões para utilização desses indicadores de desempenho

Na presente seção foram trazidos os fragmentos das falas dos entrevistados que versaram sobre os motivos para o uso desses indicadores. De forma geral as justificativas estão em torno da exigência do ONS que nos contratos de concessão exigem a disponibilidade do sistema. Nessa senda, a “saúde” dos ativos precisa ser mensurada e controlada para que o sistema de transmissão de energia elétrica alcance os níveis de exigência contratual. Resgatando a Teoria Clássica dos Contratos pode-se entender que os contratos formais são definidos na forma de acordos firmados por escrito entre organizações, desde que estejam em acordo a legislação vigente. Os relacionamentos definidos nos acordos contratuais dependem de suas cláusulas que definem a forma de relacionamento entre contratante e contratado (WOOLTHUIS, HILLEBRAND e NOOTEBOOM, 2005). Nessa questão, os contratos são delegações de serviços públicos à terceiros (empresas privadas) e entre as diversas cláusulas que os regem firmou-se que a forma de mensuração de resultados seria pelo indicador principal, disponibilidade do sistema.

Dessa receita (RAP), é deduzida dela toda vez que a empresa tem uma indisponibilidade e quando o fator de desconto  $k$  ocorrer por uma falha inesperada o valor do desconto na PV cresce. A empresa precisa achar um equilíbrio ali, tentar deixar o sistema o mais disponível possível porque não importa o quanto ela está transmitindo de potência, ela pode até estar desligada, o que a ONS quer saber é se o sistema está disponível ou não (Especialista 01).

A gente tem desligamentos que são programados e não programados e a gente monitora isso pra melhorar a disponibilidade do ativo, a nossa meta de taxa de disponibilidade é de 99,7%, monitoramentos dos ativos em busca de defeitos e da efetividade do funcionamento do ativo (Especialista 02).

Todos os indicadores estão diretamente relacionados à redução da indisponibilidade dos equipamentos e conseqüentemente a manutenção da RAP o mais próximo de sua totalidade. A utilização destes indicadores facilita a visualização de setores ou equipamentos com déficit de investimento em HH, material e melhorias. Quando mal aplicados ou mal dimensionados podem direcionar erroneamente os recursos (Especialista 05).

Considerado a RAP, que é paga pela disponibilidade do ativo, nada mais justo que os indicadores garantam tal disponibilidade. Tais indicadores influenciam

positivamente nos resultados da empresa, mantendo os índices destes dentro dos valores de referência (metas), garantindo o mínimo desconto de receita. Não foram visualizados fatores restritivos para os indicadores elencados (Especialista 06).

Ajudar na decisão de troca, *retrofit* ou modernização dos equipamentos com elevada taxa de falhas. Gerenciamento dos sobressalentes: ter um sobressalente disponível para a troca imediata e redução do número de manutenções corretivas que incidem PV (Especialista 07)

Sumarizando as falas dos entrevistados tem-se que um falha inesperada impacta no valor de desconto da PV que cresce geometricamente nesses casos, embora não tenham sido informados valores desse acréscimo, mas fica evidente o monitoramento da ocorrência dessas falhas. Chama a atenção uma questão que é a potência transmitida não influenciar na RAP e segundo os relatos o ONS exige que o sistema esteja disponível a qualquer tempo para transmitir sua potência máxima, mesmo que o próprio ONS não exija a máxima potência o tempo todo. Devido ao sistema ser todo interconectado fica mais fácil entender o porquê dessa flexibilidade quanto a potência transmitida. O ONS monitora quais polos tem mais necessidade de carga do que outros e faz uma exigência proporcional à demanda em cada polo, ou seja, digamos que são seis horas da manhã e a necessidade de potência do sistema como um todo seja 70% da capacidade total. Por que então seria exigida mais potência se o sistema não vai necessitar e a energia restante não pode ser acumulada? Em suma a disponibilidade do sistema garante a necessidade do sistema como um todo para evitar os apagões do passado recente.

Ademais, desligamentos programados e não programados são monitorados para melhorar a disponibilidade dos ativos porque influenciam positivamente nos resultados da empresa com o atingimento de metas financeiras da empresa e nas metas definidas pelo ONS. Os indicadores de manutenção ajudam nas decisões de troca ou modernização dos equipamentos com elevada taxa de falhas e a redução do número de manutenções corretivas minimizam a PV. De forma geral, todos os indicadores estão diretamente relacionados à redução da indisponibilidade dos equipamentos e conseqüentemente a manutenção da RAP o mais próximo de sua totalidade.

## 10.6 Outros indicadores de desempenho

Nessa seção, foram trazidos indicadores complementares que são importantes e influenciam diretamente o indicador principal. Em geral, são indicadores de falhas e manutenção que impactam diretamente a disponibilidade. Segue então as falas transcritas.

O que a ONS quer saber se em determinado momento se for necessário transmitir 100% da potência, se você não conseguir receberá desconto na RAP. A disponibilidade do sistema é calculada pelo tempo que ficou indisponível/tempo total do ano medidos em minutos. Caso por algum motivo a potência total não esteja disponível isso também gera desconto na RAP. A gente media a taxa de erro humano, pois caso um erro humano cause um desligamento haverá um desconto maior na RAP. Os erros humanos são medidos em acordo com o impacto do erro na RAP, se o erro não provocou nenhum desconto então é um erro leve, contudo, se causar 10% de desconto se constitui em um erro grave. A parte de segurança tem grande importância, neste tem dois indicadores o primeiro é a taxa de falha e outro que mede quanto tempo os funcionários ficaram afastados do trabalho. O desconto na RAP é definido pela empresa por metas de desconto por ano, por exemplo 3,5% no ano X, entra então um indicador que classifica a meta com número três, os números um e dois representam o não atingimento da meta e os numerais quatro e cinco como muito bom e excelente, pois superaram a meta. O percentual definido vem de metas financeiras, benchmarking e histórico de anos anteriores (Especialista 01).

Outro indicador importante é a porcentagem de desligamentos isso a gente também monitora, ou seja, a quantidade de desligamentos por 100 km de linha. Se eu tenho um desligamento maior do que dois eu preciso verificar como tá a minha linha no meu sistema, pois eu tenho uma taxa de desligamento que só pode ser de cinco por ano, então a gente monitora também. A minha linha é uma taxa de desligamento a minha conversora é outra, outro indicador é o plano de manutenção preventiva e preditiva, dentro do plano de manutenção a gente controla defeito, defeito em si, a gente controla a efetividade do plano de manutenção se eu tenho uma baixa efetividade no meu plano com muito defeito não identificado tem que diminuir a taxa de defeito porque é ela que diminui minha disponibilidade. Primeiro eu tenho minha taxa de disponibilidade, depois eu tenho minha taxa de desligamento, depois a taxa de defeitos que me levaram a desligamentos forçados (defeitos espúrios ou identificados). Falha humana também é monitorada e entra na disponibilidade do ativo, sendo que ao longo do ano a gente tem franquias de, por exemplo, 80h para desligar minha conversora e fazer manutenção, isso não é descontado da minha disponibilidade, manutenções inesperadas ou desligamentos não programados que geram indisponibilidade do ativo são descontadas da RAP, acima de cinco minutos começa a contabilizar (Especialista 02).

Baseado nas exigências da ONS, dos fabricantes e das metas definidas pela empresa são criados planos de manutenção. Por exemplo o fabricante orienta a troca de óleo de um transformador a cada dois anos e a empresa decidiu fazer a troca anual, então no plano de manutenção são controlados a execução de cada manutenção programada no período de um ano. A gente tem metas de realização de preventivas para manter o sistema disponível. Eu tenho uma meta de atendimento de cerca de 2.000 ordens de serviço por ano

e eu tenho que chegar a 95%. São levantados problemas pelo departamento de inspeções que abastecem o plano de manutenção. Toda vez que tem um alarme se cria uma ordem de serviço para a correção da falha. Outro indicador é o tempo de solução porque se você tem um problema e demora para resolver aquilo pode se amplificar. Se houver uma falha causada por agente externo (raios, queimada, ventos) aquilo não é contabilizado. Falhas humanas também são contabilizadas e se gerarem indisponibilidade do sistema vai haver desconto na RAP. As paradas de manutenção são de 80h em cada polo e precisa planejamento e a gente tem uma franquia de 20h para realizar uma atividade emergencial (Especialista 03).

A empresa tem um valor-chave, por exemplo só aceita descontar 3% da RAP. Os indicadores que a gente mais preza são os indicadores de manutenção, eu tenho que obedecer aos requisitos mínimos de manutenção. Usamos indicadores de falha: falha humana ou de equipamentos (Especialista 04).

Taxa de realização de ordens de serviço de atividades preventivas; Taxa de atendimento as solicitações de serviço. Índices de falha e condições de investimento a longo prazo tem que ser constantemente revistos e monitorados (Especialista 05).

Taxa de atendimento as notas imediatas de manutenção (Especialista 06).

Desempenho da Manutenção, taxa de falha de equipamentos e gerenciamento dos sobressalentes. Medição do desempenho dos sistemas de monitoramento on-line (Especialista 07).

A disponibilidade da potência total do sistema também é controlada porque, caso a potência total não esteja disponível em um dado momento, isso também gera desconto na RAP. Indicadores como a taxa de erro humano, a taxa de falha dos ativos, quanto tempo os funcionários ficaram afastados do trabalho, a porcentagem de desligamentos, a quantidade de desligamentos por 100 km de linha (os desligamentos podem ocorrer por falhas nas linhas, nos equipamentos ou por falha humana). A linha é uma taxa de desligamento a da conversora, por exemplo, é outra.

Também são utilizados para controle de operações os planos de manutenção preventiva e preditiva nos quais são controlados o defeito em si independente da origem, a efetividade do plano de manutenção porque se houver uma baixa efetividade no meu plano com muitos defeitos não identificados é preciso diminuir a taxa de defeito porque diminui minha disponibilidade. Ao longo do ano existem franquias de desligamento de, por exemplo, 80h para desligar a conversora e fazer manutenção e essa parada não é descontada da minha disponibilidade.

Ao passo que manutenções inesperadas ou desligamentos não programados, que geram indisponibilidade do ativo, são descontadas da RAP.

Existem metas de realização de preventivas para manter o sistema disponível e, por exemplo, em uma determinada empresa a meta de atendimento de cerca de 2.000 ordens de serviço por ano é de 95%. Toda vez que soa um alarme se cria uma ordem de serviço para a correção da falha e o indicador utilizado nesse caso é o tempo de solução. Se ocorre um problema e demora para resolver o defeito pode se amplificar.

Não foi mencionado ao certo o quanto é uma resposta rápida ou lenta, tudo depende da complexidade do problema que pode envolver dificuldades de acesso à uma região, por exemplo, o que torna esse julgamento subjetivo. Havendo falhas causadas por agentes externos (raios, queimada, ventos) essa falha não é contabilizada na disponibilidade. O ONS monitora o tempo de correção levando em conta a complexidade da solução, o que exige comunicação constante entre o ONS e as transmissoras.

Mais dois indicadores foram mencionados e são o gerenciamento dos sobressalentes que é uma forma de controle de estoque de peças e equipamentos de reposição. Por último, a medição do desempenho dos sistemas de monitoramento on-line nos quais podem haver instabilidades de softwares ou computadores. Para evitar problemas nesse sentido, todos os sistemas de controle têm redundância. Caso haja instabilidade nos sistemas informatizados as funções principais da transmissão de energia elétrica têm controles manuais e redundantes. Assim garante-se a segurança dos sistemas e pessoas, podendo haver desligamento e controles de toda a rede manualmente.

## **10.7 Indicadores a serem implementados**

Por fim, chegou-se ao último item analisado no presente trabalho, que versa sobre indicadores a serem implementados, sejam em um futuro próximo ou de imediato. Para esse item não houve delimitação temporal, bem como os resultados demonstraram que poucos novos indicadores foram pensados ou estão em implementação.

Predição de defeitos a longo prazo e análise de depreciação dos ativos (Especialista 05).

No momento não temos indicadores em análise para esta finalidade (Especialista 06).

Tornar os sistemas de monitoramento com alto grau de confiabilidade, impactando diretamente na tomada de decisão para o desligamento, se necessário ou não (Especialista 07).

Os entrevistados reportaram três indicadores para complementar a gama de indicadores já mencionados. Predição de defeitos a longo prazo foi relatado com um indicador importante para qualificar o plano de manutenção e deve obter dados de anos anteriores para que seja possível projetar falhas ou defeitos nos equipamentos e linhas de transmissão, desde que as falhas não sejam geradas por questões de difícil controle tal qual tempestades, vandalismo e defeitos inesperados.

A análise de depreciação dos ativos pode antever o desgaste ou necessidade de manutenção de equipamento sendo um indicador complementar a predição de defeitos de longo prazo. Por último, o grau de confiabilidade dos sistemas de monitoramento também pode ser medido pelo histórico de ocorrências e subsidiar a predição de defeitos. Para que a visualização e o entendimento dos indicadores ficassem mais nítida, foi elaborado o Quadro 2 dividindo os indicadores em indicador principal, indicadores de manutenção, indicadores de falhas e indicadores sugeridos.

Quadro 2: resumo dos indicadores

<b>Indicador principal</b>	<b>Indicadores de manutenção</b>
Disponibilidade do sistema	Taxa de disponibilidade da potência total
	Taxa de atendimento das notas de manutenção
	Número de manutenções corretivas
	Desempenho geral da Manutenção
	Taxa de paradas programadas
	Taxa de desligamentos programados
	<b>Indicadores de falhas</b>
	Quantidade de falha de equipamentos
	Taxa de falhas inesperadas
	Tempo de solução de falhas
	Quantidade de falhas causadas por agentes externos
	Taxa de desligamentos não programados
	Quantidade e gravidade dos erros humanos
	Tempo de afastamento do trabalho
	<b>Indicadores sugeridos</b>
	Gerenciamento dos sobressalentes
	Desempenho dos sistemas de monitoramento on-line
	Predição de defeitos a longo prazo
Análise de depreciação dos ativos	

**Fonte:** dados da pesquisa

O agrupamento dos indicadores do Quadro 2 teve como objetivo tornar mais fácil a visualização dos indicadores que foram agrupados de acordo com suas características. O indicador principal foi amplamente mencionado e representa o atendimento de metas financeiras da empresa, bem como resume a eficiência e eficácia das operações. Indicadores de manutenção dizem respeito ao previsto para entrar em manutenção e o que foi efetivamente realizado.

Pode ocorrer, contudo, de mesmo com a previsão de manutenção que alguns itens sejam postergados em função de demanda ou prioridades. As falhas foram separadas dos outros itens porque são indicadores gerais de funcionamento do sistema e mesmo que alguns itens não gerem desconto na RAP são importantes para a eficiência e eficácia do sistema como um todo. Ao final foram agrupados os indicadores sugeridos que ainda não foram implementados, caberá às empresas avaliar a pertinência desses indicadores e de que forma serão implementados.

## 11 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Na presente seção foram elaboradas as considerações finais desse trabalho, as limitações da pesquisa e as sugestões de pesquisas futuras. Para tanto, resgatou-se os objetivos da pesquisa para demonstrar de que forma foram respondidos. Iniciou-se com os objetivos específicos e após foi trazido o objetivo geral. O primeiro objetivo específico foi “Identificar os indicadores de desempenho utilizados nas áreas de Manutenção e Operação das transmissoras de energia elétrica que contribuam para o planejamento eficiente visando o mínimo desconto de Parcela Variável – PV”. Como resposta a esse objetivo foram relatados pelos entrevistados o indicador principal e indicadores secundários como indicadores de manutenção e de falhas. Ambos indicadores são interdependentes e os indicadores secundários subsidiam o indicador principal. Estabelece-se uma relação de interdependência hierárquica na qual o indicador principal está no topo da cadeia e os indicadores secundários fornecem informações para que o primeiro indicador atinja os níveis desejáveis e as metas traçadas pela empresa e também atendam os acordos firmados no contrato de concessão.

O segundo objetivo específico foi “Verificar os fatores intervenientes no processo de implementação dos indicadores de desempenho para as áreas de Operação e Manutenção das empresas de transmissão do Sistema Interligado Nacional na modalidade HVDC”. Para atender esse objetivo resgata-se algumas falas dos entrevistados presentes no item 10.4 que demonstram que os fatores intervenientes são oriundos principalmente dos contratos firmados entre a concessionária e o ONS. No estabelecimento de regras para a operação estudos do ONS indicaram que a disponibilidade do sistema seria o fator mais importante para medir a eficiência e eficácia da transmissão de energia elétrica. As regras definidas geraram o indicador principal e também indicadores secundários que foram criados para fornecer informações essenciais sobre o desempenho da operação e o cumprimento do contrato de concessão.

O terceiro objetivo específico foi definido como “Analisar os resultados técnicos, administrativos e gerenciais da pesquisa de campo dos atores envolvidos no setor de transmissão de energia elétrica na modalidade HVDC”. Respondendo a esse objetivo a seção 10.6 trouxe ao seu final um resumo dos indicadores que permitiu discriminar

os indicadores que foram discutidos nas seções anteriores. Com a análise dos indicadores e o entendimento de suas funcionalidades, como são medidos e como podem ser agrupados espera-se haver satisfeito o presente objetivo específico.

Para atender ao objetivo geral “Identificar os indicadores de desempenho utilizados nas áreas de operação e manutenção das transmissoras de energia elétrica na modalidade HVDC (High Voltage Direct Current) com receita anual permitida (RAP), segundo respectivos gestores.” evidenciou-se que os indicadores são interrelacionados e interdependentes tendo como objetivo final avaliar a disponibilidade do sistema. Também foram encontrados indicadores sugeridos que também visam subsidiar o indicador principal, mesmo ainda não sendo implementados. Ao longo da seção de análise de dados discorreu-se sobre quais eram os indicadores, suas funções e de que forma são medidos. Entendeu-se que o conjunto de subseções possibilitou avaliar os indicadores e descrever detalhes importantes que facilitam o entendimento desse assunto.

As principais limitações da pesquisa referem-se ao escopo de análise que contemplou apenas uma fatia do setor elétrico brasileiro. As áreas de geração e distribuição podem complementar essas análises e fornecer um quadro de análise mais completo sobre o tema. Entendeu-se que estudos em outros países também seriam interessantes, mas necessitam contextualização devido ao fator regulatório. Outras realidades nas quais a regulação é menor ou maior do que no Brasil podem interferir nos resultados e trazer outros modelos de controle de operações de transmissão de energia elétrica.

Justamente com essas limitações que se recomendou que estudo futuros contemplem investigar os indicadores de desempenho no setor de geração e distribuição de energia elétrica tanto no Brasil quanto no exterior. Recomenda-se também a investigação das condições de regulação governamental em outros países, em especial países membros dos BRICs, os quais podem ser mais facilmente comparados com o Brasil, no que tange ao estágio de desenvolvimento econômico e social.

## BIBLIOGRAFIA

AAKER, D. A. et al. **Pesquisa de marketing**. 2 ed. São Paulo: Atlas, 2004. 745 p.  
ABAD - Associação Brasil

ABB-HVDC. **What and Why?** Disponível em: <https://new.abb.com/news/detail/10464/abb-enables-worlds-first-hvdc-grid-in-china> Acessado em 20 de agosto de 2019 às 13h25min).

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 5462**: confiabilidade e manutenibilidade: IEC 50 (191): CB-03 – Comitê Brasileiro de Eletricidade, CE-03:056.01 – Comissão de Estudo de Confiabilidade. Rio de Janeiro, 1994.32p.

ABNT. ABNT **NBR ISO 31000**: gestão de riscos - diretrizes. 2 ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2018. 23 p.

ABNT. ABNT **NBR ISO 55000**: gestão de ativos - visão geral, princípios e terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 2014a. 23 p.

ABNT. ABNT **NBR ISO 55001**: Gestão de ativos - sistemas de gestão - requisitos. 1 ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2014b. 16 p.

ABNT. ABNT **NBR ISO/IEC 31010**: Gestão de riscos — técnicas para o processo de avaliação de risco. 1 ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2012. 100 p.

AGELIDIS, Vassilius. **Recent Advances in High-Voltage Direct-Current Power Transmission Systems**. Disponível em: Västerås, Suécia 2006.

ALMA, R.; KOENEN, D. H. N. **How asset management can boost the competitiveness of renewable energy**. In: Asset Management Conference, 2016, Londres. Anais [...] Londres: IEEE, 2016.

ALMEIDA, E. L. F. QUEIROZ PINTO Jr, H. Reform in Brazilian electricity industry: the search for a new model. **J. Global Energy Issues**, v. 23 n. 2/3 p. 169-187, 2005.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Estudo de vida útil econômica e taxa de depreciação** – Escola Federal de Engenharia de Itajubá – CERNE – Centro de Estudos em Recursos Naturais e Energia, 2000.

\_\_\_\_\_. **Resolução normativa no 191**. Brasília, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 dez 2020.

\_\_\_\_\_. **Resolução normativa no 506**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012506.pdf>>. Acesso em: 22 dez 2020

\_\_\_\_\_. **Resolução normativa no 729**. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016729.pdf>>. Acesso em: 20 out 2020.

\_\_\_\_\_. **Receita anual permitida.** 2019. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset\\_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/receita-anual-permitida-rap/654800?inheritRedirect=fals](https://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/receita-anual-permitida-rap/654800?inheritRedirect=fals)>. Acesso em: 15 dez 2020

BARCELLOS, Paulo F. P. Estratégia empresarial. In: SCHMIDT, Paulo (Org.). **Controladoria: agregando valor para a empresa.** Porto Alegre: Bookman, 2002. 262 p. cap. 2, p.39-52.

BERLINER Callie.; BRIMSON, James. A. **Gerenciamento de custos em indústrias avançadas: base conceitual CAM-I.** N. ed. São Paulo: T. A. Queiroz, 1992. 282 p.

BERTLING, L.; ALLAN, R.; ERIKSSON, R. **A reliability-centered asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, n. 1, p. 75-82, feb. 2005. DOI:10.1109/TPWRS.2004.840433.

BESNARD, F. **On maintenance optimization for offshore wind farms.** 2013. Thesis for degree of Doctor of Philosophy. Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, [201-].

BESNARD, F.; BERTLING, L. **An approach for condition-based maintenance optimization applied to wind turbine blades.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 1, n. 2, july. 2010.

BESNARD, F.; FISCHER, K.; BERTLING, L. **A model for the optimization of the maintenance support organization for offshore wind farms.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 4, n. 2, april. 2013.

BEUREN, Ilse M. O papel da controladoria no processo de gestão. In: SCHMIDT, Paulo (Org.). **Controladoria: agregando valor para a empresa.** Porto Alegre: Bookman, 2002. 262 p. cap. 1, p.15-38.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. Reliability Evaluation of Power Systems. New York: Plenum Press; **A division of plenum publishing corporation**, Second Edition, ISBN: 0-306-45259-6, 1996.

BONELLI, Regis; FLEURY, Paulo F.; FRITSCH, Winston. Indicadores microeconômicos do desempenho competitivo. **Revista de Administração**, São Paulo, v.29, n.2, p.3-19, abr./jun. 1994.

BRANCO FILHO, G.B. **Dicionário de termos de manutenção e confiabilidade.** 2 ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2000.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. 2004

\_\_\_\_\_. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica e dá outras providências. 1996

BAILEY, William. **HVDC power transmission environmental issues review.** 01 ed. New York: UNT Libraries Government Documents Department, 1997, 197 p.

BELANÇON, M. P. Brazil electricity needs in 2030: Trends and challenges. **Renewable Energy Focus**, v. 36, p. 89–95, 1 mar. 2021.

Barnard, M. **Future of electricity transmission is HVDC.** Retrieved on April 12, 2019 from [medium.com/predict/future-of-electricity-transmission-is-hvdc-9800a545cd18](https://medium.com/predict/future-of-electricity-transmission-is-hvdc-9800a545cd18). 2018.

CAMPOS, Vicente Falconi. **TQC: controle da qualidade total (no estilo japonês).** 2. ed. Belo Horizonte: Fundação Christiano Ottoni, Escola de Engenharia da UFMG, 1993. 240 p.

CARNEIRO, J. C. Substation power transformer risk management: predictive methodology based on reliability centered maintenance data. **Anais...** 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives; Istanbul, Turkey, May 2013.

CARVALHO, L. **Indicadores de desempenho gerencial.** Apostila (Projeto Gestão Empresarial e Qualidade) – Serviço Nacional da Indústria (SENAI), Federação das Indústrias do estado do Rio Grande do Sul (FIERGS), Porto Alegre. 1995

CESAR, Ricardo. **Balanced scorecard: a corporação é o foco.** Computerworld, São Paulo, p.18-19, mar. 2003.

CHOWDHURY, A. A.; GLOVER, B. P. **Analysis of high voltage transmission equipment reliability performance.** 0-7803-9193-4/06 IEEE, 2006. 2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Pages: 774 - 780, DOI: 10.1109/TDC.2006.1668594 IEEE Conference Publications.

CRESWELL, J. W. Research Design – qualitative, quantitative and mixed methods approaches. 2nd ed, London: Sage, 2003.

DUAN, D.-L.; WU, X.-Y.; DENG, H.-Z.. **Reliability evaluation in substations considering operating conditions and failure modes.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 27, n. 1, p. 309-316, Feb 2012, DOI:10.1109/TPWRD.2011.2173807.

EDVINSSON, Leif; MALONE, Michael S. **Capital intelectual: descobrindo o valor real de usa empresa pela identificação de seus valores internos.** São Paulo: Makron Books, 1998. 230 p.

EHRBAR, Al. **EVA: valor econômico agregado: a verdadeira chave para a criação de riqueza.** Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999. 208 p.

ELECTRICAL4U. **High voltage direct current transmission** | HVDC transmission. electrical4U, 27 de janeiro de 2019, p.02.

ENDRENYI, J.; ABORESHEID, S.; ALLAN, R. N.; ANDERS, G. J.; ASGARPOOR, S.; BILLINTON, R.; CHOWDHURY, N.; DIALYNAS, E. N.; FIPPER, M.; FLETCHER, R. H.; GRIGG, C.; McCALLEY, J.; MELIOPOULOS, S.; MIELNIK, T. C.; NITU, P.; RAU, N.; REPPEN, N. D.; SALVADERI, L.; SCHNEIDER, A. and SINGH, Ch. The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 4, p. 0885-8950, nov. 2001.

FECHA, Jorge Filipe Ferreira. Aplicação da PAS 55 ao Departamento de Operação e Manutenção da Operadora da Rede Elétrica de Distribuição. 2012. 107 f. **Dissertação** (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.

FERNANDES, B. (2005). Elos de Transmissão em Corrente Contínua em Programas de Estabilidade Transitória. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

FISCHER, K.; BESNARD, F.; BERTLING, L. Reliability-centered maintenance for wind turbines based on statistical analysis and practical experience. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 27, n. 1, march. 2012.

FLICK, U. **Introdução à pesquisa qualitativa**. 3.ed. Porto Alegre: Artmed, 2013.

FOTUHI, M.; GHAFOURI, A. **Uncertainty consideration in power system reliability indices assessment using fuzzy logic method**. 978-1-4244-1583-0/07 IEEE, 2007. Power Engineering, 2007 Large Engineering Systems Conference on Pages: 305 - 309, DOI: 10.1109/LESCPE.2007.4437398 IEEE Conference Publications.

FPNQ. PNQ: **Crerios de excelência**. São Paulo: Fundação para o Prêmio Nacional de Qualidade, 2002. 66 p.

GE, H.; ASGARPOOR, S. Reliability and maintainability improvement of substations with aging infrastructure. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 4, p. 1868-1876, october 2012. DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2198672.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

GOLDRATT, Eliyahu M; FOX, Robert E. **A corrida pela vantagem competitiva**. 1. ed. rev. São Paulo: Educator, 1992. 184 p.

GOLDRATT, Eliyahu M; COX, Jeff. **A meta**. 2. ed. ampl. São Paulo: Educator, 1992. 336 p.

GOMES, Leonardo de Carvalho. Avaliação da contribuição das técnicas do Sistema Toyota de Produção para os objetivos estratégicos das empresas. 2001. 120 p. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia de Produção) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

GOMES, Roberto. **A gestão do sistema de transmissão do Brasil**. Rio de Janeiro: FGV, 2012.

GROENEWALD, H. J.; KLEINGELD, M.; VOSLOO, J. C. A performance-centred maintenance strategy for industrial DSM projects. In: International Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy (ICUE), 2015, Cidade do Cabo. **Anais [...]** Cidade do Cabo: IEEE, 2015.

HANSEN, Peter B. Indicadores de desempenho gerencial. 1995. **Apostila** (Projeto Gestão Empresarial e Qualidade) – Serviço Nacional da Indústria (SENAI), Federação das Indústrias do estado do Rio Grande do Sul (FIERGS), Porto Alegre.

HARRINGTON, H. James. **Aperfeiçoando processos empresariais**. São Paulo: Makron Books, 1993. 368 p.

HEO, J.-H.; KIM, M.-K.; PARK, G.-P.; YOON, Y. T.; PARK, J. K.; LEE, S.-S.; KIM, D.-H. A reliability-centered approach to an optimal maintenance strategy in transmission systems using a genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 0885-8977, v. 26, n. 4, october 2011.

HEYMAN, Olof. **Power systems – HVDC. ABB, 2012**. Disponível em: <https://docplayer.net/50142683-Olof-heyman-vice-president-power-systems-hvdc-hvdc-presentation-abb-august-27-slide-1.html> (Acessado em 24 de agosto de 2019 às 14h10min).

HRONEC, Steven. M. **Sinais vitais**: usando medidas de desempenho da qualidade, tempo e custo para traçar a rota para o futuro de sua empresa. São Paulo: Makron Books, 1994. 256 p.

ISHIKAWA, Kaoru. **Controle de qualidade total**: à maneira japonesa. Rio de Janeiro: Campus, 1993. 236 p.

JOHNSON, A.; STRACHAN, S.; AULT, G. A framework for asset replacement and investment planning in power distribution networks. In: IET & IAM Asset Management Conference, 2012, Londres. **Anais [...]** Londres: IEEE, 2012.

JOHNSTONE, Dean. **Latest development in HVDC transmission**. Energy Management Division Freyesleben Strasse (ABB). Erlangen, Germany: Siemens AG 2017. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/high-voltage-direct-current-transmission-solutions.html> (Acessado em 15 de setembro 2019 às 15h26min).

KAPLAN, Robert S.; NORTON, David P. **Organização orientada para a estratégia**: como as empresas que adotam o Balanced Scorecard prosperam no novo ambiente de negócios. Rio de Janeiro: Campus, 2001. 416 p.

KAPLAN, Robert S.; NORTON, David P. **A estratégia em ação**: balanced scorecard. 4. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1997. 360 p.

KAPLAN, Robert S.; NORTON, David P. The balanced scorecard: measures that drive performance. **Harvard Business Review**, Boston, v.70, n.1, p.71-79, jan./feb. 1992.

KATES, S. A qualitative exploration into voters' ethical perceptions of political advertising: discourse, disinformation, and moral boundaries. **Journal of Business Ethics**, v. 17, p. 1871-1885, 1998.

KIM, C. (2009). HVDC Transmission: power conversion applications in: **Power systems**. Jhon Wiley & Sons.

KLINGELFUS, G. L. de C.; GURSKI, C. A. **Gestão da confiabilidade: do discurso à prática**. [20--].

KUMAR, E. V.; CHATURVEDI, S. K. **Equipment health management through information fusion for reliability**. 978-1-4244-8856-8/11 IEEE, 2011. Reliability and Maintainability Symposium (RAMS), 2011 Proceedings - Pages: 1 - 8, DOI: 10.1109/RAMS.2011.5754474.

KUMAR, Jitendra. **Effect of high-k dielectric on the performance of si, in as and Cnt Fet**. Department of Electronics Engineering, Indian Institute of Technology (ISM), India Vol. 12, p. 624 – 629, setembro,2016.

LEITE, A. L. DA S.; NUNES, N. Institutional environment and the strategies of the firms of the Brazilian electricity industry. **International Journal of Energy Economics and Policy**, v. 10, n. 6, p. 53–58, 2020.

LÉVY, Pierre. **Cibercultura**. Trad. Carlos Irineu da Costa, Editora 34, São Paulo, Coleção Trans, 1999.

LI, W.; KORCZYNSKI, J. A reliability-based approach to transmission maintenance planning and its application in bc hydro system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 0885-8977, v. 19, n. 1, january 2004.

LIMA, Eliana Sangreman; DE LORENA, Ana Luíza Freire; COSTA, Ana Paula Cabral Seixas. Structuring the Asset Management based on ISO55001 and ISO31000: Where to start?. In: IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics, 2018, Miyazaki. **Anais [...]** Miyazaki: IEEE, 2018. p. 3094-3099.

LIN, P.-C.; GU, J.-C.; YANG, M.-T. An intelligent maintenance model to assess the condition-based maintenance of circuit breakers. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 25, p. 2376-2393, 2015. DOI:10.1002, Copyright©2014 John Wiley & Sons, Ltd., july. 2014.

LUCIO, J. C. M.; NUNES, J. L. T.; TEIVE, R. C. G. Asset management into practice: a case study of a brazilian electrical energy utility. In: International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, 14, 2009, Curitiba. **Anais [...]** Curitiba: IEEE, 2009.

MADU, C.N. Competing through maintenance strategies. **International Journal of Quality & Reliability Management**. v.17, n.9, p.937-948, 2000.

MIRANDA, Luiz C.; SILVA, José D. G. Medição de desempenho. In: SCHMIDT, Paulo (Org.). **Controladoria: agregando valor para a empresa**. Porto Alegre: Bookman, 2002. 262 p. cap. 7, p.131-153.

MÜLLER, Cláudio J.; CORTIMIGLIA, Marcelo N.; GABRIELLI, Leandro V.; KAPPEL, Alexandre M. Gerenciamento de processos e indicadores em educação à distância. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 23., 2003, Ouro Preto. **Anais...** Porto Alegre: ABEPRO, 2003. 1 CD.

NAKAMURA, Wilson T. Análise comparativa entre o EVA e o balanced scorecard. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS, 8., 2001, São Leopoldo. **Anais...** São Leopoldo: UNISINOS, 2001. 1 CD.

NOVICKÁ, A.; PAPCUN, P.; ZOLOTOVÁ, I. Mapping of machine faults using tools of World Class Manufacturing. In: International Symposium on Applied Machine Intelligence and Informatics, 14, 2016, Slovakia. **Anais [...]** Slovakia: IEEE, 2016. p. 223-227.

O'CONNOR, P. D. T.; KLEYNER, A. **Practical reliability engineering**. Fifth Edition, A John Wiley & Sons, Ltd., Publication, 2012.

OLIVEIRA, J. D. (2015). Avaliação da Operação do Sistema HVDC de Interligação do Complexo do Rio Madeira à Região Sul do Sistema Elétrico Brasileiro. **Tese** (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará, Fortaleza.

ONS - **Relacionamentos**. Disponível em:

<[http://www.ons.org.br/institucional\\_linguas/relacionamentos.aspx](http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx)>. Acesso em: 22 set. 2020.

OSTRENGA, Michael. R.; OZAN, Terrence R.; McILHATTAN, Robert D.; HARWOOD, Marcus D. **Guia da Ernst & Young para gestão total dos custos**. Rio de Janeiro: Record, 1993. 352 p.

OTTOSON, Niclas. **Modular Back-to-Back HVDC**, Disponível em: IEE Int. Conf, AC-DC Power Transmission. Londres: IET Digital Library. 2001. p. 57.

PAGNONCELLI, D.; VASCONCELLOS FILHO, P. **Construindo estratégias para competir no século XXI**. Rio de Janeiro: Campus, 2001. 384 p.

PLAS, Patrick. **GE has commissioned high-voltage direct current (hvdc) converter stations for interconexiones**. Disponível em:< <https://www.power-technology.com/news/newsge-commissions-hvdc-converter-station-to-interconnect-brazil-and-uruguays-power-networks-4995323/>> 2016.

PETCHROMPO, Sanyapong; PARLIKAD, Ajith Kumar. **A review of asset management literature on multi-asset systems**. Reliability Engineering & System Safety. [s.l.], ELSEVIER, v. 181, p. 181-201, jan. 2019.

PLOSSL, George W. **Administração da produção**: como as empresas podem aperfeiçoar suas operações para tornarem-se mais competitivas e rentáveis. São Paulo: Makron Books, 1993. 223 p.

RASHID, Muhammad H. et al. **Power electronics handbook**: devices, circuits, and applications / editado por Muhammad H. Rashid. 2011.

RANGEL, R. K.; KIENITZ, K. H.; BRANDÃO, M. P. **Sistema de inspeção de linhas de transmissão de energia elétrica utilizando veículos aéreos não-tripulados**. Sep., 2009. 11, 15

RICHARDEAU, F.; PHAM, T. T. L. Reliability calculation of multilevel converters: theory and applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 10, 2013.

RODA, Irene; GARETTI, Marco. The link between costs and performances for total cost of Ownership evaluation of physical asset. In: International Conference on Engineering, Technology and Innovation, 2014, Bergamo. **Anais** [...] Bergamo: IEEE, 2014.

RUMMLER, Geary A.; BRACHE, Alan P. **Melhores desempenhos das empresas**. 2. ed. São Paulo: Makron Books, 1994. 284 p.

SANTOS, A. Q. O. et al. Electricity market in Brazil: A critical review on the ongoing reform. **Energies**, 14, 2 maio 2021.

SAPIRO, Arão. Inteligência empresarial: a revolução informacional da ação competitiva. In: **Revista de Administração de Empresas**. Ano 33(3), São Paulo, maio/jun, 1993, p. 106-124.

SCHEIBLER, Romano. As contribuições e a complementaridade do Balanced Scorecard ao sistema de indicadores de desempenho do gerenciamento da rotina do trabalho do dia-a-dia. 2003. 130 p. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia de Produção) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

SCHUCH, Cristiano. Análise de indicadores voltados à tomada de decisão gerencial: um comparativo entre a teoria e a prática. 2002. 110 p. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia de Produção) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

SINK, D. Scott.; TUTTLE, Thomas. C. **Planejamento e medição para a performance**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1993. 356 p.

SOARES, Cristina R. D. Desenvolvimento de uma sistemática de elaboração do Balanced Scorecard para pequenas empresas. 2001. 120 p. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia de Produção) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

STEWART, Thomas A. **Capital intelectual**: a nova vantagem competitiva das empresas. Rio de Janeiro: Campus, 1997. 264 p.

TODINOV, M. **Reliability and Risk Models**: Setting Reliability Requirements. John Wiley & Sons, Inc. ISBN 0-470-09488-5, Copyright 2005.

VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. **Setor Elétrico**. Curitiba: Juruá, 2004.

WALVIS, A. **Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia**. Rio de Janeiro: FGV, 2014.

WOOLTHUIS, R. K. HILLEBRAND, B. NOOTEBOOM, B. Trust, Contract and Relationship Development. **Organization Studies**, v. 26, n. 6, p. 813–840, 2005.

XAVIER, S. S. et al. How Efficient are the Brazilian Electricity Distribution Companies? **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 26, n. 3, p. 283–296, 1 jun. 2015.

ZAMPOLLI, Marisa. **Gestão de ativos - guia para aplicação da norma ABNT NBR ISO 55001**: Considerando as diretrizes da ISO 55002:2018. 2018. Disponível em: <http://www.abcobre.org.br/>.

## ANEXO I - QUESTIONÁRIO

As seguintes questões são relativas a indicadores de desempenho nas áreas de manutenção da empresa transmissora de energia elétrica na modalidade HVDC <NOME DA EMPRESA> na qual você trabalha.

- a. Qual a sua formação?
- b. Qual a sua função?
- c. Quais os indicadores de desempenho utilizados pela empresa nas áreas de operação e manutenção das transmissoras de energia elétrica na modalidade HVDC (High Voltage Direct Current) com o intuito de ter o mínimo desconto da Receita Anual Permitida (RAP)?
- d. Quais os resultados que esses indicadores de desempenho nas áreas de Operação e Manutenção da empresa na modalidade HVDC proporcionam para ter o mínimo desconto da Receita Anual Permitida?
- e. Quais as razões da utilização destes indicadores de desempenho nas áreas de Operação e Manutenção que a empresa na modalidade HVDC utiliza para gestão do negócio com o intuito de ter o mínimo desconto da Receita Anual Permitida?
- f. Quais os fatores propulsivos da aplicação destes indicadores de desempenho nas áreas de Operação e Manutenção da empresa na modalidade de HVDC utiliza para gestão do negócio com o intuito de ter o mínimo desconto da Receita Anual Permitida?
- g. Quais os fatores restritivos da aplicação destes indicadores de desempenho nas áreas de Operação e Manutenção da empresa na modalidade HVDC utiliza para gestão do negócio com o intuito de ter o mínimo desconto da Receita Anual Permitida?
- h. Que outros indicadores de desempenho de desempenho nas áreas de operação e manutenção das transmissoras de energia elétrica na modalidade HDVC a empresa considera implementar para a gestão com o intuito de ter o mínimo desconto da Receita Anual Permitida?
- i. Qual a razão de utilização destes outros indicadores de desempenho nas áreas de Operação e Manutenção das transmissoras de energia elétrica na modalidade HDVC que a empresa considera implementar para a gestão do negócio com o intuito de ter o mínimo desconto da Receita Anual Permitida?

**ANEXO 2 – TEXTO DA CARTILHA**