

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TATIANO BUSATTO

**METODOLOGIA MULTICRITÉRIO
PARA PRIORIZAÇÃO DE
INVESTIMENTOS NO PLANEJAMENTO
DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Porto Alegre
2015

CIP - Catalogação na Publicação

Busatto, Tatiano

Metodologia multicritério para priorização de investimentos no planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica / Tatiano Busatto. -- 2015.

98 f.

Orientador: Sérgio Haffner.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, BR-RS, 2015.

1. sistemas de distribuição. 2. sistemas de potência. 3. análise de confiabilidade. 4. transformadores de distribuição. I. Haffner, Sérgio, orient. II. Título.

TATIANO BUSATTO

**METODOLOGIA MULTICRITÉRIO
PARA PRIORIZAÇÃO DE
INVESTIMENTOS NO PLANEJAMENTO
DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

Linha de pesquisa: Sistemas de Potência

ORIENTADOR: Prof. Dr. Sérgio Haffner

Porto Alegre
2015

TATIANO BUSATTO

**METODOLOGIA MULTICRITÉRIO
PARA PRIORIZAÇÃO DE
INVESTIMENTOS NO PLANEJAMENTO
DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Sérgio Haffner, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas UNICAMP,
Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Vicente Canto dos Santos, UNISINOS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University Of Technology, Göteborg, Suécia

Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann, UFSC

Doutor pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Luís Fernando Alves Pereira

Porto Alegre, junho de 2015.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, em especial pela dedicação e apoio em todos os momentos da minha vida.

AGRADECIMENTOS

A todos os cidadãos brasileiros que pagam os seus impostos e contribuem para a manutenção de uma universidade pública, gratuita, e de qualidade.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Aos funcionários e professores do Departamento de Engenharia Elétrica, por manter em funcionamento esta instituição e permitir a bom a condução das atividades nela realizadas.

Ao meu orientador Prof. Dr. Sérgio Haffner, cujas contribuições técnicas foram essenciais para o desenvolvimento desta dissertação, bem como os aconselhamentos pessoais e profissionais, os quais foram de extrema importância para o meu desenvolvimento.

Aos colegas do PPGEE, em especial aos integrantes do LASEP pelo bons momentos que me foram proporcionados pela convivência harmoniosa e pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso.

À CEEE-D, pelo apoio financeiro e pela oportunidade dispensada para participar de um programa de pesquisa e desenvolvimento

Aos membros do grupo de pesquisa envolvidos com o desenvolvimento do projeto de P&D: Sérgio Haffner, Luís F. A. Pereira, Flávio A. B. Lemos, Luís A. Pereira, Bibiana M. Petry, Paulo R. da S. Pereira e Gilson da R. Webber.

Os meus pais, Zulmiro e Neide, por terem me dado o exemplo de moralidade e por terem me educado de tal forma que eu pudesse realizar bem minhas escolhas perante a vida.

E a todos aqueles que colaboraram direta ou indiretamente durante a realização do trabalho.

RESUMO

Este documento apresenta o desenvolvimento de um modelo computacional para prover informações aos tomadores de decisão frente as alternativas de investimentos na expansão das redes de distribuição. Estas redes, por estarem localizadas em áreas urbanas e rurais, apresentam variadas topologias e número elevado de equipamentos na sua composição, dificultando a análise técnica e econômica diante do número elevado de variáveis envolvidas. O método proposto inclui a avaliação dos principais fatores que tem influência na qualidade da energia, incluindo os índices de confiabilidade. Adicionalmente, aspectos relacionados com os custos financeiros e eficiência são considerados para diferentes condições de operação. As decisões são feitas considerando o desempenho dos transformadores e requisitos exigidos em normas de confiabilidade da agência reguladora do sistema elétrico. Perda de vida em transformadores, perdas técnicas, níveis de tensão e fator de utilização são avaliados em conjunto com a confiabilidade no fornecimento de energia, a fim de combinar os resultados destes critérios com indicadores financeiros. O resultado é a obtenção de indicadores individuais e coletivos que facilitam a tomada de decisão no direcionamento de investimentos a curto e médio prazo, proporcionando de maneira prática e fácil a comparação entre alimentadores, subestações ou mesmo regiões que compõem um sistema de distribuição. Por fim, para verificação do método, realiza-se um estudo de caso num sistema de distribuição real onde são analisados e discutidos os resultados.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição, sistemas de potência, análise de confiabilidade, transformadores de distribuição.

ABSTRACT

This document aims to present the development of a computational model to provide information for decision-making toward the alternatives of investments in distribution system planning. These networks, as they are located in urban and rural areas, can present varied topologies and large numbers of equipment in its arrangement, making it difficult in performing technical and economic analysis due to the large number of variables involved. The proposed method includes the evaluation of main factors that have influence on power quality, including the reliability indexes. Additionally, aspects related to economic costs and energy efficiency are considered for different operating conditions. The decision is made taking into account the performance of medium voltage transformers and distribution system reliability standards of Regulatory Agency requirements. Loss of life in transformers, technical losses, voltage levels, and utilization factor are assessment together with continuity and availability of power supply in order to combine the results of these criteria with financial indicators. The result is the achievement of individual and collective indicators that facilitate decision making in directing investments in the short and medium term, providing a practical and easy way to compare feeders, substations or even regions that comprise a distribution system. The methodology is applied in a real distribution system, and the result are analyzed and discussed.

Keywords: power distribution systems, power systems, reliability evaluation, distribution transformers.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	9
LISTA DE TABELAS	10
LISTA DE ABREVIATURAS	11
LISTA DE SÍMBOLOS	12
1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Contexto histórico	15
1.2 Descrição do Problema	16
1.3 Revisão bibliográfica	17
1.4 Motivação e objetivos	23
1.5 Organização do trabalho	23
2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	25
2.1 Sistemas de distribuição	25
2.1.1 Subestações de Distribuição	27
2.1.2 Sistema de Distribuição Primária	27
2.1.3 Sistema de Distribuição Secundária	29
2.2 Prática atual para planejamento da expansão no Brasil	30
3 MODELO PROPOSTO PARA A PRIORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	33
3.1 Métodos multicritérios de análise de decisão	33
3.1.1 Método AHP (<i>Analytical Hierarchical Process</i>)	34
3.2 Seleção dos critérios de interesse	35
3.2.1 Premissas para seleção dos critérios	35
3.2.2 Critérios de interesse	35
3.3 Representação hierárquica dos critérios de interesse	36
3.4 Determinação das grandezas que descrevem o SDMT	36
3.4.1 Fluxo de potência	37
3.4.2 Curvas de cargas típicas	38
3.5 Padronização dos indicadores de desempenho	42
3.5.1 Sobre as tarifas de energia	42
3.6 Metodologia de análise dos resultados	43
3.6.1 Avaliação de tendências	43
3.6.2 Comparação com referência	44
3.6.3 Comparação entre elementos	45

3.6.4	Análises específicas	45
4	INDICADORES ADOTADOS NA METODOLOGIA MULTI-CRITERIAL	47
4.1	Vida útil de transformadores	47
4.1.1	Características básicas	48
4.1.2	Agentes causadores da deterioração de transformadores	50
4.1.3	Durabilidade da isolação dos transformadores	52
4.1.4	Equacionamento para determinação da temperatura do ponto mais quente	54
4.1.5	Procedimento para obtenção do percentual de perda de vida útil	59
4.1.6	Quantificação das perdas financeiras	61
4.2	Fator de utilização	62
4.3	Perdas técnicas	62
4.3.1	Perdas técnicas nos transformadores	62
4.3.2	Perdas técnicas nas linhas	63
4.4	Tensão em regime permanente	64
4.5	Continuidade do serviço	65
5	PROGRAMA DESENVOLVIDO	69
5.1	Organização dos dados	70
5.2	Cálculo dos indicadores de desempenho	72
5.3	Interface com o usuário	73
5.4	Critérios de expurgo dos dados	74
5.5	Interfaces de configuração	75
6	ESTUDO DE CASO E ANÁLISES	76
6.1	Características do sistema analisado	76
6.2	Preparação de dados	78
6.2.1	Perdas técnicas nas linhas e transformadores	78
6.2.2	Perda de vida útil em transformadores	78
6.2.3	Níveis de tensão	78
6.2.4	Confiabilidade	79
6.2.5	Tarifas de energia	79
6.2.6	Custo dos transformadores	80
6.3	Resultados	81
6.4	Análise conclusiva dos resultados	86
7	CONCLUSÃO	87
7.1	Trabalhos futuros	88
	REFERÊNCIAS	89
	APÊNDICE A	93
	APÊNDICE B	96

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

1	Caracterização do sistema elétrico	25
2	Diagrama unifilar de uma típica subestação de distribuição	27
3	Sistema de distribuição primária com diferentes laterais	28
4	Representação hierárquica do modelo de decisão	36
5	Fluxograma para cálculo do fluxo de potência	39
6	Curva média para cliente residencial 51-200 kWh	40
7	Curva de desvio padrão para cliente residencial 51-200 kWh	40
8	Curva de carga de um transformador de clientes comerciais	41
9	Tendência dos custos do alimentador AL01	44
10	Tendência dos custos da subestação devido às perdas técnicas nas linhas	44
11	Distribuição em frequência dos custos do Fator de Utilização	45
12	Ciclo de carga equivalente	52
13	Representação térmica do transformador	54
14	Ciclo genérico com dois níveis de carga e temperatura resultantes	55
15	Elevação da temperatura ambiente	59
16	Fluxograma para determinação da temperatura do óleo	60
17	Fluxograma simplificado das principais etapas do sistema	69
18	Fluxograma dos principais processos do software	70
19	Interface do software de análise dos resultados	73
20	Interface de visualização dos erros na base de dados	74
21	Interface de configuração	75
22	Interface de seleção dos critérios e pesos	75
23	Topologia do Sistema de Distribuição	77
24	Custo por alimentador devido ao critério de perda de vida útil	82
25	Custo ordenado devido a perda de vida útil nos transformadores	83
26	Composição de custos por alimentador	84
27	Composição dos custos e receitas por alimentador	85
28	Composição dos custos por critérios na subestação	85

LISTA DE TABELAS

1	Valores dos coeficientes a e c	18
2	Resumo das referências estudadas	22
3	Tensões usuais em sistemas de potência	26
4	Critérios selecionados	35
5	Temperaturas limites	49
6	Características dos transformadores, resfriamento tipo ONAN	49
7	Relação de perdas por segmento de distribuição	63
8	Resumo dos indicadores	68
9	Amostra da organização dos dados de um transformador	71
10	Amostra da organização dos dados para uma segmento de rede do sistema	71
11	Amostra da organização dos dados para uma linha do sistema	72
12	Relação das principais tabelas utilizadas no banco de dados	72
13	Características da rede de distribuição analisada	77
14	Tarifas aplicadas à baixa tensão	79
15	Custo de reposição de transformadores trifásicos classe 15kV	80
16	Custo devido a perda de vida útil de transformadores - $c(PV)$	81
17	Custo devido a perdas técnicas no transformador selecionado	82
18	Custo devido ao fator de utilização para o transformador selecionado	82
19	Relação de custos por alimentador	83
20	Relação do faturamento e perdas financeiras por alimentador	84
1	Custo devido a transgressão dos níveis de tensão - $c(\Delta V)$	93
2	Custo devido ao fator de utilização - $c(K_u)$	93
3	Custo devido perdas técnicas nos transformadores - $c(P_{TR})$	94
4	Custo devido perdas técnicas nas linhas - $c(P_L)$	94
5	Custo devido a confiabilidade - $c(R)$	95

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standard</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DIC	Duração de Interrupção individual por unidade consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade consumidora
DRP	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária
DRC	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica
EUSD	Encargos de Uso do Sistema de Distribuição
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
FIC	Frequência de Interrupção individual por unidade consumidora
LASEP	Laboratório de Sistemas de Potência
ONAN	Óleo com circulação normal e resfriamento ao ar com circulação natural
ONAF	Óleo com circulação normal e resfriamento ao ar com circulação forçada
OFAF	Óleo com circulação forçada, ar com circulação forçada
OFWF	Óleo com circulação forçada, água com circulação forçada
ODAF	Óleo com circulação forçada, ar com circulação forçada
ODWF	Óleo com circulação forçada e dirigida, água com circulação forçada
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PPGEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SDMT	Sistema de Distribuição em Média Tensão
SED	Subestação de distribuição
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
UC	Unidade Consumidora

LISTA DE SÍMBOLOS

a	coeficiente de política de economicidade
A_N	elemento normalizado da alternativa de investimento
A	peso da alternativa de investimento
c	coeficiente de política de atendimento em tensão favorável para o consumidor
$c(x)$	custo consolidado para o critério x
$\cos\varphi$	fator de potência
C	capacidade térmica de um corpo
ΔV	variação de tensão
$\Delta\tau_{amb}$	degrau na temperatura ambiente
I	investimento
k_B	constante de Boltzmann
K'_d	coeficiente de dissipação de calor para temperatura genérica
K_d	coeficiente de dissipação de calor para temperatura a plena carga
k_{res}	fator de correção da resistência ôhmica do enrolamento na condição operativa
key	coeficiente de majoração para tensão
K_U	fator de utilização
m	expoente da elevação da temperatura do enrolamento em função das perdas no cobre
n	expoente da elevação da temperatura do topo do óleo em função das perdas totais
n_i	número de interrupções
N_A	número de alternativas de investimento
N_T	número de transformadores no sistema
N_S	número de seções de linha no sistema
P	potência ativa
P_{Cupc}	perda no cobre a plena carga
P_{Cu}	perda no cobre para uma carga genérica

$P_{N_{Cu}}$	perdas no cobre do transformador na condição nominal de carga
P_{med}	potência ativa média
P_{nom}	potência ativa nominal
P_L	perda técnica nas linhas
P_{TR}	perda técnica nos transformador
P_V	perda de vida do transformador
Q	potência reativa
QT	queda de tensão máxima no circuito, consideradas as cargas balanceadas
R	confiabilidade
R_{eqpc}	resistência equivalente dos enrolamentos para operação a plena carga
R_{eq}	resistência equivalente dos enrolamentos para uma carga genérica
S	potência aparente
S_{pc}	potência nominal do transformador, em termos da potência aparente
s	carregamento genérico do transformador, em pu da potência nominal
S_d	superfície de dissipação de calor, em $W/^\circ C.m^2$
θ_{hpc}	elevação da temperatura do ponto quente, em relação a temperatura do óleo, a plena carga
θ_h	elevação da temperatura do ponto quente, em relação a temperatura do óleo, na condição de carga genérica
θ_{opc}	elevação da temperatura do óleo, sobre a ambiente, a plena carga
θ_o	elevação da temperatura do óleo, sobre a ambiente, na condição de carga genérica
τ_{amb}	temperatura ambiente
τ_h	temperatura do ponto quente
τ_{epc}	temperatura equivalente do enrolamento a plena carga
τ_e	temperatura equivalente do enrolamento na condição de carga genérica
τ_{opc}	temperatura do óleo a plena carga
τ_o	temperatura do óleo na condição de carga genérica
Te	constante de tempo térmica do ponto mais quente do enrolamento
To	constante de tempo térmica do transformador para qualquer carga e para qualquer diferença de temperatura entre a elevação final e a inicial do topo do óleo
Tn	constante de tempo térmica do transformador para carga nominal começando com a elevação inicial do topo do óleo de $0^\circ C$ sobre a temperatura ambiente
W_{pc}	potência total dissipada no transformador, em Watt, a plena carga
W	potência total dissipada no transformador, em Watt, na condição de carga genérica

1 INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão dos sistemas elétricos depende de estudos detalhados das condições de operação dos sistemas existentes e da utilização de aplicativos computacionais para o correto dimensionamento das novas instalações ou mesmo alterações nos sistemas já instalados. Nos sistemas de transmissão, o planejamento da expansão é geralmente realizado de forma conjunta com o sistema de geração (LIMA, 2012). Já o sistema de distribuição, não possui a integração direta com os agentes de geração, ficando como alternativa para as concessionárias de energia, a adoção de modelos baseados na demanda de potência e qualidade na prestação dos serviços para o correto planejamento da expansão. Além disso, as concessionárias de energia devem observar os órgãos reguladores, os quais vêm obrigando as mesmas a adotar ações voltadas para o aumento da eficiência nas instalações e na satisfação dos consumidores.

Como consequência, os engenheiros tem como desafios, implementar novos sistemas de forma a atender os requisitos técnicos impostos pelo órgão regulador em observância a várias restrições, tais como limites de ordem econômica, ambiental, social, dentre outros.

Ao longo das últimas décadas, ocorreram muitas mudanças no setor elétrico brasileiro. Muitas delas tiveram impacto negativo, fortemente motivado por crises econômicas e políticas que geraram oscilações na confiança dos investidores do setor elétrico. Por sua vez, isso teve um impacto positivo por conta da necessidade constante de adaptação dos agentes do setor. Os avanços mais significativos ocorreram na questão regulamentatória, onde importantes critérios foram estabelecidos para melhorar os índices de qualidade da energia e qualidade dos serviços prestados por todas as distribuidoras de energia elétrica.

Ano após ano figuram-se novos desafios exigidos tanto pelos órgãos reguladores, quanto pela própria sociedade a qual apresenta constantes índices de crescimento. Em contrapartida, cada investimento realizado no setor implica reflexos na tarifa paga pelos consumidores das concessionárias.

O planejamento de expansão praticado na grande maioria das empresas de distribuição no Brasil é realizado com base no número de reclamações dos clientes reportadas diretamente à concessionária, órgãos de defesa do consumidor ou às entidades reguladoras do sistema. As reclamações são geralmente motivadas por problemas com índices de continuidade ou então por níveis de tensão. Esta cultura deficiente no planejamento da expansão tem origem histórica, mas tem apresentado uma significativa melhora nos últimos anos, embora ainda careça de metodologias que tornem este processo mais ágil e eficiente.

Diante deste contexto, este trabalho apresenta o desenvolvimento de um modelo computacional para auxiliar no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição considerando critérios de avaliação baseados em indicadores operacionais, qualidade de serviço e qualidade do produto. Pretende-se assim facilitar o processo de tomada de decisão no

planejamento da expansão por meio da obtenção de indicadores relevantes para o sistema. A proposta da metodologia associa indicadores elétricos a indicadores econômicos.

Com o objetivo de melhor entender a problemática, a fim de justificar o desenvolvimento desta metodologia, são descritos a seguir os aspectos históricos do setor elétrico, os quais contextualizam a evolução da regulamentação no que tange a expansão do sistema.

1.1 Contexto histórico

Para melhor entender as dificuldades enfrentadas pelas empresas distribuidoras de energia é relevante entender o contexto histórico no qual elas se situam. A realidade por elas enfrentada origina-se na história do setor elétrico brasileiro, o qual nas últimas décadas vem passando por uma série de transformações estruturais ocasionadas principalmente pela diminuição progressiva da atuação do Estado no setor. A principal razão do início desta mudança foi fortemente motivada pela limitação de recursos financeiros do Estado para manter e expandir o setor elétrico, o qual desempenha importante papel para o crescimento do país. Para mitigar este problema o Estado vem adotando como estratégia a transferências de seus domínios, antes coordenados pela ELETROBRAS, para a iniciativa privada.

Este processo iniciou-se ainda em 1995 com aprovação de leis que outorgaram o regime de concessões e de permissão para a prestação de serviços públicos. Seguindo, em 1996, foi instituída a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e logo em seguida, em 1997, através do projeto RE-SEB (Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro) foram estabelecidas as diretrizes para a composição de um novo modelo no setor, o qual permitiu a seguir, o surgimento da competição nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia.

A partir de então, o poder executivo reestruturou a ELETROBRAS (ONS, 2015), instituindo também o ONS (Operador Nacional do Sistema) para controlar e coordenar as operações na geração e transmissão no SIN (Sistema Interligado Nacional) e o MAE (Mercado Atacadista de Energia) para controlar o mercado de energia de curto prazo. No mesmo momento o governo promoveu a cisão de várias subsidiárias da ELETROBRAS em empresas menores responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia, entre elas podemos destacar a cisão das FURNAS, ELETRONORTE, ELETROSUL e CHESF.

Com a regulamentação instalada de forma mais organizada e com a competição ampliada, deu-se ocorreu uma mudança cultural no setor, incentivada pela preocupação com a eficiência do sistema elétrico.

Nos anos seguintes o setor passou por diversas turbulências, em meio à desvalorização de moeda, crises políticas e perda de confiança por parte dos investidores. Desde então, o governo tem tomado diversas ações para melhorar o setor elétrico brasileiro. Tais ações promoveram o melhoramento dos agentes do setor elétrico brasileiro. Em 2004, foi criada a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), sucedendo a então MAE, com o objetivo de planejamento dos sistemas de distribuição a longo prazo (5 anos).

A mais recente contribuição relevante foi a regulamentação do setor de distribuição brasileiro que é regido por um conjunto de regras dispostas em resolução da ANEEL no documento intitulado Procedimentos de Distribuição - PRODIST (ANEEL, Resolução Normativa nº 395, de 15 de Dezembro de 2009). Este é composto por nove módulos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e

desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Dentre os objetivos destes documentos, estão orientar consumidores e produtores de energia, concessionárias distribuidoras de energia e agentes do setor, coordenando e disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas ao descumprimento de requisitos relativos aos sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro (conexão, planejamento da expansão, operação e medição de energia elétrica) e estabelecendo critérios e indicadores de qualidade.

Diante de todas essas mudanças surgiram novos desafios aos profissionais atuantes do setor elétrico. Particularmente aqueles das empresas de distribuição, que são o elo direto de ligação dos consumidores com os sistemas de transmissão e geração, necessitando hoje de uma formação técnica bastante sólida e ampla para a correta compreensão dos problemas e das possíveis soluções a serem adotadas.

Conforme será mostrado a seguir, atualmente ainda existe uma enorme demanda por metodologias científicas que abordem a análise das variáveis envolvidas em um sistema de distribuição, principalmente no que tange a melhor aplicação dos recursos. Esta carência é um problema enfrentado pelas empresas concessionárias de energia o qual estará sendo abordado neste trabalho.

1.2 Descrição do Problema

O investimento em melhoria no sistema de distribuição é uma necessidade constante e, portanto, é uma rotina enfrentada pelas concessionárias. Neste contexto, percebe-se que, apesar das atividades de expansão já serem executadas tradicionalmente, estas constituem tarefa não trivial, requerendo contínuo aperfeiçoamento e atualização dos seus procedimentos, de forma a atender as exigências impostas pela evolução dos sistemas elétricos.

Investimentos requerem disponibilidade de recursos, que nem sempre são suficientes. O que geralmente ocorre é que a quantidade de recursos disponíveis não é suficiente para cobrir o custo de todos os melhoramentos necessários. Surge, então, a necessidade de realizar uma priorização, isto é, ordenar de alguma forma, quais os projetos de melhoria do sistema serão realizados e quais serão postos de lado. Para fazer esta priorização, deve-se de antemão conhecer a situação real das instalações. Quanto mais conhecimento disponível, melhor para uma correta quantificação das alternativas de investimento bem como as prioridades.

Esta priorização muitas vezes é realizada com base em critérios e sensibilidade subjetivos, sem nenhuma aplicação de ferramenta computacional que considere o maior número de parâmetros técnicos e econômicos necessários. Isso ocorre porque em realidade são inúmeras as variáveis, os indicadores e as metas envolvidas nas decisões para aperfeiçoamento dos sistemas. Além disso, depois de selecionados e agrupados os critérios através de alguma metodologia, muitas vezes, cabe ainda tomar uma decisão baseada em elementos subjetivos. Este problema é caracterizado como uma análise de multicritérios, a qual exige um esforço considerável e, mesmo assim, nem sempre são tomadas as melhores decisões.

Conhecer bem o sistema e o contexto econômico é de fundamental importância para a obtenção de uma solução para este problema. Para suprir esta demanda, ao longo das últimas décadas alguns trabalhos foram desenvolvidos na tentativa de mitigar esta problemática, os quais serão analisados na seção seguinte.

1.3 Revisão bibliográfica

Apesar do planejamento da expansão do sistema de distribuição ser um tópico de significativo interesse nos dias atuais, não é uma tarefa fácil encontrar na literatura, trabalhos que relacionam aspectos financeiros ao desempenho dos sistemas de distribuição de forma ampla. A maioria dos trabalhos aborda uma parte específica do sistema, como por exemplo, qualidade da energia, ou então somente perdas técnicas. Outros buscam selecionar, dentre muitas possibilidades, a melhor opção de investimento dentro de um portfólio de projetos passíveis de serem aplicados para melhorar o sistema.

A bibliografia analisada, durante o desenvolvimento deste trabalho, mostra que a priorização de projetos é definida com base nas estatísticas de investimentos de anos anteriores e muitas vezes na experiência dos profissionais da área.

Boa parte das referências pesquisadas recomenda priorizar os investimentos levando-se em consideração uma análise de viabilidade econômica, baseada na relação custo-benefício para a implantação de um determinado projeto, o seu tempo e a sua taxa de retorno. Porém, esses estudos são quase sempre muito simples devido à indisponibilidade de dados para quantificar a realidade.

Estes modelos de análise envolvem algum tipo de processo decisório. Segundo Gomes, (2002), o processo decisório consiste na análise de um conjunto de alternativas associadas a um conjunto de recursos que concorrem para a solução de problemas previamente identificados. Seu objetivo é atender simultaneamente aos requisitos do mercado, aos requisitos internos da empresa e aos interesses dos acionistas e demais partes interessadas, levando em consideração as variáveis quantitativas e qualitativas que permeiam o processo.

Os primeiros trabalhos relacionados ao planejamento da expansão são citados em (GONEN; MAHMOUD, 1983), onde são listadas uma série de publicações sobre o tema classificados em três categorias: análise, modelos e técnicas. A partir destes trabalhos, formou-se uma base teórica para os métodos desenvolvidos posteriormente.

No Brasil, o processo de organização e estruturação do planejamento da expansão iniciou-se pela elaboração dos relatórios do antigo Comitê de Distribuição (CODI), instituído em 1975 pelo Ministério de Minas e Energia, através da Portaria nº 425, os quais apresentam critérios para definição de prioridades e investimentos em sistemas de distribuição. O relatório CODI-19.04 - Critérios para Definição de Prioridades em Obras - Diagnóstico (CODI, 1984) foi pioneiro neste contexto. O mesmo apresenta a resposta de 14 empresas distribuidoras de energia elétrica frente a um levantamento dos critérios técnicos e econômicos utilizados para definição de prioridade de obras de melhorias. O resultado constatado foi que não existia uma uniformidade quanto aos critérios utilizados pelas empresas.

Para organizar o setor, foram então estabelecidas recomendações, constatadas no Relatório CODI 19.05 (1986), o qual recomenda critérios para definição de prioridades de obras, de redes e linhas aéreas de distribuição, integrantes do Plano Geral de Obras do sistema de distribuição. O relatório apresenta recomendações para classificação de obras baseadas na natureza física (novas instalações, alterações de redes existentes, etc) e no seu fator gerador (iniciativa e finalidade). São levados em consideração diversos parâmetros relacionados à qualidade do serviço e econômicos financeiros. O resultado é a atribuição de grau que define o índice de mérito para cada obra, variando de zero a cinco, sendo os extremos descritos abaixo:

- Grau 0: a situação não apresenta problemas e a obra é totalmente dispensável.

- Grau 5: a situação é extremamente crítica ou a obra apresenta uma relação custo benefício altamente favorável.

Nas recomendações não são levadas em consideração questões de caráter regulatório ou social.

Dando continuidade ao processo, o que trouxe uma contribuição relevante foi o Relatório CODI 19.28 (1996a) - Critérios para Priorização de Investimentos em Redes Secundárias Aéreas de Distribuição - Horizonte de Curto Prazo, no qual é considerado um Teto Máximo de Investimentos (TMI) compatível com as políticas oriundas do seu planejamento estratégico. Basicamente os critérios de priorização de investimentos deste relatório podem ser resumidos como segue.

Inicialmente, são prioridades as obras consideradas obrigatórias, considerando o teto máximo de investimento. Caso ainda haja disponibilidade de investimento são levados em consideração critérios em função da política e das metas vigentes da empresa. O Índice de Prioridade da Intervenção quantifica estes critérios, sendo descrito pela seguinte equação:

$$I_p = (a \times C) + (c \times QT) \quad (1)$$

onde,

- a é o coeficiente que depende da política de economicidade definida pela empresa;
- C é o carregamento do transformador (Fator de Utilização x 100) considerando as cargas balanceadas;
- c é o coeficiente que depende da política de atendimento em tensão favorável para o consumidor;
- QT é a queda de tensão máxima no circuito, consideradas as cargas balanceadas.

Os valores de a e c variam de acordo com a política da empresa conforme tabela 1:

Tabela 1: Valores dos coeficientes a e c

$a =$	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
$c =$	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0

Fonte: CODI 19.28 (1996a)

Como podemos observar $a+c = 1,0$. Sendo assim, a utilização de valores elevados de a favorece a economicidade, ao passo que, valores elevados de c privilegiam um melhor atendimento ao consumidor. Estes valores são normalmente arbitrários e não obedece a nenhuma metodologia estabelecida.

Vale ressaltar, que para obtenção dos resultados, esta recomendação assume algumas simplificações, sendo as principais:

- hipótese dos circuitos estarem balanceados e com transformador próximo ao centro de carga;
- desconsideração das perdas elétricas, por considerar essas pouco significativas;
- desconsideração dos custos devido a tensão de regime permanente;

- os índices de interrupção DEC e FEC, são considerados de pequena representatividade quando comparados aos demais problemas do sistema.

Como pode-se observar, estes itens destacados são altamente importantes e são de observância obrigatória por parte do agente regulador do sistema.

Para sanar essas e outras deficiências foi elaborado o Relatório CODI 19.33 (1996b) - Métodos para a Definição dos Investimentos em Função dos Níveis de Qualidade - Horizonte de Médio Curto Prazo. Este relatório, por sua vez, abordava os critérios relacionados à qualidade da energia, mais especificamente da tensão em regime permanente, perdas técnicas e interrupções. A metodologia de cálculo para o índice de custo associado a imperfeições de tensão era baseada em três faixas de tensão, sendo uma delas a faixa satisfatória, uma de transição e por fim a insatisfatória, mais onerosa financeiramente.

Observa-se que a contribuição dos relatórios do Comitê de Distribuição (CODI) foi, em sua época, de extrema importância para guiar as empresas concessionárias no planejamento dos seus investimentos. A maior contribuição se deve a constatação das mesmas da necessidade de relacionar múltiplos critérios para quantificar perdas financeiras. Porém os critérios de qualidade da energia, bem como de operação, foram pouco explorados. Com uma visão mais crítica, a metodologia de cálculo para obtenção dos custos associados ao sistema, é de forma geral muito simplificada e incompleta.

Com uma visão mais ampla do sistema, o Relatório CCON N°454/84 - Estabelecimento de Prioridades de Investimentos de Redes de Distribuição (CODI; SCDI, 1984), aborda o uso de critérios adicionais para priorização de investimentos. Dentre eles podemos destacar:

- queda de tensão baseada em limites estabelecidos pelo Comitê de Distribuição;
- continuidade do fornecimento de energia elétrica, baseado no indicador Frequência Equivalente por Consumidor (FEC);
- perdas na rede secundária;
- carregamento nos transformadores;
- condições mecânicas dos equipamentos e instalações;
- relação entre valor do empreendimento e número de consumidores afetados pela melhoria;
- crescimento do mercado, relacionado ao grau de urgência da obra;
- consumo médio mensal, a fim de indicar o tempo médio de retorno do investimento.

Como se pode observar, esta metodologia considera parâmetros que avaliam as condições técnico-operacionais do sistema e critérios de faturamento e impacto das melhorias. Surgem aqui novos critérios relacionados à operação dos transformadores e condições do sistema. A abordagem é mais completa do que os estudos anteriores, porém é carente no que diz respeito às abrangências dos critérios de qualidade da energia e também não possui uma metodologia automatizada para avaliação dos resultados.

Em Aurino Almeida F., (2003), no trabalho intitulado "Priorização de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica de Baixa Tensão", é apresentado um método computacional, utilizando algoritmos genéticos e *branch and bound* que prioriza

obras a serem executadas em melhorias nos circuitos de baixa tensão. Neste trabalho são consideradas as exigências legais do agente regulador para os critérios de níveis de tensão e indicadores de continuidade. Embora este trabalho apresente uma evolução frente aos demais, visto que emprega um modelo computacional, ainda assim não são muito bem explorados os indicadores operacionais do sistema.

Na análise das referências bibliográficas com destaque internacional, observa-se que para suprir a demanda, ao longo das últimas décadas, foram desenvolvidos diversos trabalhos que empregam processos analíticos para obtenção de soluções ótimas para problemas no setor elétrico.

Para planejamento da expansão em sistemas de geração, Yang e Chen (1989), formularam uma metodologia para justificar as escolhas dos melhores projetos utilizando um procedimento estruturado em 9 etapas, baseado na análise de multicritérios pelo método TOPSIS (*Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution*). Por meio de agrupamento hierárquico, atribuição das relativas importâncias e pesos para cada critério, obtém-se a distância euclidiana para a decisão ideal, resultando num indicador que define a melhor solução. Embora, o método possua deficiências por parte da atribuição de pesos dos critérios, o mesmo foi utilizado na avaliação da construção da quarta unidade de geração de energia nuclear de Taiwan.

Com uma abordagem mais ampla, porém ainda utilizando MMAD, Jordanger *et al.* (2005) formula um método de planejamento do sistema de distribuição envolvendo critérios econômicos, ambientais, qualidade e reputação dos investimentos. O diferencial do método é a vinculação de elementos que envolvem inserção de fontes de energia renováveis no sistema, influência dos intervenientes (*stakeholders*) e a influência dos múltiplos critérios técnicos do sistema de distribuição.

No trabalho de Espen *et al.* (2006) são abordados os impactos que as incertezas podem representar nos métodos MMAD: o *Multi-Attribute Utility Theory* (MAUT) e o *Analytical Hierarchy Process* (AHP) aplicados ao planejamento da expansão. No trabalho foram avaliados aspectos físicos, econômicos e regulamentatórios dos sistema de distribuição. A conclusão do trabalho mostrou que o método MAUT apresenta menores incertezas, porém não exclui a possibilidade do uso do AHP em casos que não envolvam alto grau de incertezas.

Silong *et al.* (2008) descrevem uma metodologia de avaliação que resulta na pontuação de índices que abrangem as características de operação, capacidade do sistema, confiabilidade, qualidade da energia e economia. A técnica utilizada para obtenção dos resultados fundamenta-se no método AHP (*Analytical Hierarchy Process*) dentro dos conceitos de análise por multicritérios. Pelos resultados, quanto mais elevada a pontuação, maior é a deficiência para o índice apurado. Diferente dos outros estudos, este método divide os grupos pela sua natureza em camada atribuindo diferentes pesos. Embora sejam citados o uso de critérios de qualidade da energia e capacidade do sistema, não são explicitados quais são os parâmetros analisados.

Em Yang *et al.* (2012) propõem uma metodologia para avaliação da utilização dos equipamentos em redes de distribuição, avaliando-se os níveis de carga das linhas e dos transformadores das subestações em condições normais de operação e quando a capacidade máxima é atingida. Os resultados são expressos em valores percentuais, servindo de guia para ações em operação e planejamento da expansão. A grande vantagem deste método está na sua simplicidade, pois considera somente o carregamento, porém ao mesmo tempo, se torna incapaz de quantificar a real situação dos transformadores e condutores porque há outros parâmetros tão ou mais importantes do que o carregamento, os quais

refletem as condições de funcionamento destes equipamentos. O método mostra-se deficiente para realizar análises mais completas num sistema de distribuição, visto que boa parte dos ativos são transformadores e condutores.

Mais recentemente, para priorização de projetos em sistemas de distribuição, Mussoi e Teive (2013) sugerem uma metodologia para maximização do valor de portfólio dos projetos como parte do processo de planejamento de expansão. Para tal, consideram-se os impactos financeiros, número de consumidores e aspectos relacionados com a confiabilidade do sistema e qualidade da energia. A otimização do modelo de decisão é realizada através de um algoritmo genético multiobjetivo (NSGA-II) e a solução é obtida por meio da fronteira ótima de Pareto, composta por um conjunto de compromissos com os portfólios e as restrições dos projetos. A metodologia reduz a subjetividade nas decisões e prioriza projetos sistematicamente com base nos dados disponíveis.

As últimas abordagens são específicas para cada aplicação e ajudam na priorização de investimentos baseados nos valores dos índices de operação, confiabilidade e qualidade da energia de forma indireta, ou seja, frente à decisão, ainda necessitam de uma interpretação em escala para se ter conhecimento do impacto financeiro do indicador no sistema.

A Tabela 2 resume as principais características dos trabalhos analisados. Muitas das ideias e considerações apresentadas nos trabalhos anteriores serão utilizadas ao longo do desenvolvimento desta dissertação. De forma geral, as metodologias apresentadas nas referências bibliográficas pesquisadas levam em consideração a maioria dos parâmetros técnicos e econômicos necessários, porém falta o desenvolvimento de uma ferramenta para tratar estes dados de forma automatizada, com moderna técnica de quantificação dos resultados buscando otimizar o tempo de análise. Além disso, nenhuma delas apresenta técnicas claras que envolvam várias fontes de desperdício e quantifiquem objetivamente as perdas financeiras relacionadas aos critérios técnicos regulados pelas exigências legais. Esta dissertação está voltada para definir uma metodologia que contribua para suprir esta necessidade atualmente ainda não disponível no meio científico.

Tabela 2: Resumo das referências estudadas

Referência	Abordagem	Critérios considerados
<i>Bibliograpy of Power Distribution System Planning</i> (1983)	Resumo dos principais métodos desenvolvidos para o planejamento da expansão entre 1959 a 1983.	Relação de publicações classificadas segundo objetivo de análise, método e técnica.
Comitê de Distribuição Relatório CODI 19.04 (1984)	Estabelece a maior representatividade de um projeto em função da qualidade do serviço e aspectos econômico-financeiros	DEC, FEC, Obras prioritárias
Comitê de Distribuição Relatório - CCON 454/84 (1984)	Cálculo do Índice de Justificativas de Investimento por meio da composição de parâmetros que identificam a qualidade do serviço	Níveis de tensão, FEC, carregamento dos transformadores, perdas técnicas nas linhas secundárias, condições das instalações, relação entre valor do empreendimento e número de consumidores afetados, crescimento do mercado e tempo de recuperação do investimento
Yang e Chen (1989)	Procedimento para escolha dos melhores projetos estruturado em 9 etapas pelo método TOPSIS.	Custo de capital, custo de operação e eficiência
Comitê de Distribuição Relatório CODI 19.28 (1996a)	Analisa projetos considerando um Teto Máximo de Investimento (TMI), Obras Obrigatórias e Obras Priorizáveis	Níveis de tensão, DEC, FEC, carregamento dos transformadores, obras prioritárias, obras obrigatórias e Teto Máximo de Investimento
Comitê de Distribuição Relatório CODI 19.33 (1996b)	Considera o custo dos investimentos, associado à qualidade do serviço e produto	Níveis de tensão, DEC, FEC e Perdas técnicas
Almeida A. F. (2003)	Método computacional, utilizando algoritmos genéticos e de <i>branch and bound</i> que prioriza obras a serem executadas em melhorias nos circuitos de baixa tensão	Níveis e conformidade de tensão, DEC, FEC, carregamento de transformadores e condutores e perdas técnicas
Jordanger <i>et al.</i> (2005)	Método de análise multicriterial envolvendo a inserção de fontes de energia renovável, influência dos intervenientes (<i>stakeholders</i>) e critérios técnicos.	Critérios econômicos, ambientais, qualidade e reputação dos projetos.
Espen <i>et al.</i> (2006)	Comparação do uso dos métodos MAUT e AHP aplicados ao planejamento da expansão.	Aspectos físicos, econômicos e regulamentatórios.
Silong <i>et al.</i> (2008)	Métodos de Avaliação Multicritério e AHP. Resulta na pontuação dos projetos de acordo com a prioridade	Critérios de qualidade e serviço não claramente definido, capacidade de carga em transformadores, economia gerada por meio da implementação da melhoria
Yang <i>et al.</i> (2012)	Método de análise nos níveis de carga dos equipamentos com base na análise associativa dos parâmetros e influência dos fatores para diferentes condições de operação	Capacidade de carga em transformadores e linhas
Mussoi e Teive (2013)	Otimização do modelo de decisão realizada através de um algoritmo genético multiobjetivo (NSGA-II). Solução obtida por meio da fronteira ótima de Pareto	Níveis de tensão, <i>DIC</i> , <i>FIC</i> , perdas técnicas, fator de potência, número de consumidores afetados, custo dos projetos, redução de penalidades

1.4 Motivação e objetivos

Embora os estudos mencionados não tenham relatado o tratamento das variáveis qualitativas no processo de tomada de decisão de investimentos, suas contribuições discorrem no sentido de evidenciar o uso de métodos científicos na avaliação de projetos de tendência das empresas e não depender de um único critério para avaliar seu projeto.

Vale ressaltar que em cada empresa existem ainda variáveis qualitativas que são mais ou menos relevantes do que as quantitativas em um processo de tomada de decisão de investimento, tais como: impacto das decisões sobre a sociedade e o meio ambiente, as forças políticas, sociais e sindicais, os agentes regulatórios, o posicionamento do mercado, as tecnologias em uso e em desenvolvimento, a imagem corporativa e as estratégias de diferenciação.

O objetivo deste trabalho é o estudo de implementação de uma metodologia computacional que facilite o planejamento da expansão, especialmente no que diz respeito à identificação de sistemas que necessitem investimentos para readequação dos índices de qualidade da energia e níveis de confiabilidade.

Além disso, diferentemente de outros estudos, pretende-se correlacionar indicadores técnicos a indicadores econômicos permitindo a profissionais que atuam na área de sistemas de distribuição possam se nortear sobre os próximos passos a serem dados no que tangem os investimentos na expansão do sistema.

A metodologia desenvolvida tem como objetivo prático tornar-se uma ferramenta computacional para auxiliar no planejamento da expansão da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica CEEE-D. Para tanto, busca-se desenvolver um modelo computacional que atenda a necessidade especificada pela CEEE-D e se integre facilmente nos procedimentos operacionais a fim de identificar oportunidades de melhoria no sistema de distribuição.

Assim, o objetivo principal dessa dissertação é desenvolver uma ferramenta moderna que busque a identificação direta, clara e objetiva dos maiores problemas em um sistema de distribuição, ajudando assim na melhor aplicação dos recursos disponíveis e, ainda contribuir para o atendimento das exigências legais.

1.5 Organização do trabalho

Este trabalho está organizado de forma a contextualizar o problema identificado, passando pela abordagem do método proposto e por fim a apresentação dos resultados dos experimentos realizados.

Seguindo esses passos o trabalho apresenta a estrutura a seguir:

- O Capítulo 1 descreve o contexto histórico e os desafios defrontados pelas concessionárias de energia. Após esta contextualização, o objetivo do trabalho é apresentado.
- No Capítulo 2 são abordados os aspectos envolvidos nas rotinas de manutenção e planejamento dos sistemas de distribuição do setor elétrico brasileiro, tais atividades se concentram no que é chamado Planejamento da Expansão.
- O Capítulo 3 apresenta a formulação do modelo proposto, passando pela seleção dos atributos relevantes para os sistemas de distribuição, bem como a descrição e desenvolvimento para adequação ao método.

- O Capítulo 4 detalha todos os indicadores adotados na metodologia desenvolvida.
- O Capítulo 5 descreve a estrutura da ferramenta computacional que foi elaborada para utilização no estudo de caso.
- A seguir, no Capítulo 6, apresenta-se o estudo de caso aplicado a uma rede real bem como os resultados obtidos.
- Por fim, no Capítulo 7, são discutidos os resultados do método bem como suas limitações. Pela experiência do trabalho, são sugeridas recomendações para trabalhos futuros.

Durante o desenvolvimento desta dissertação foram submetidos dois artigos para congressos relacionados ao tema deste trabalho. As referências para os artigos estão listadas no APÊNDICE B.

2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Para entender a abrangência do método descrito neste trabalho, nesta seção são abordadas as características relevantes de um sistema de distribuição, a fim de identificar os elementos a serem estudados alinhados aos objetivos da metodologia proposta.

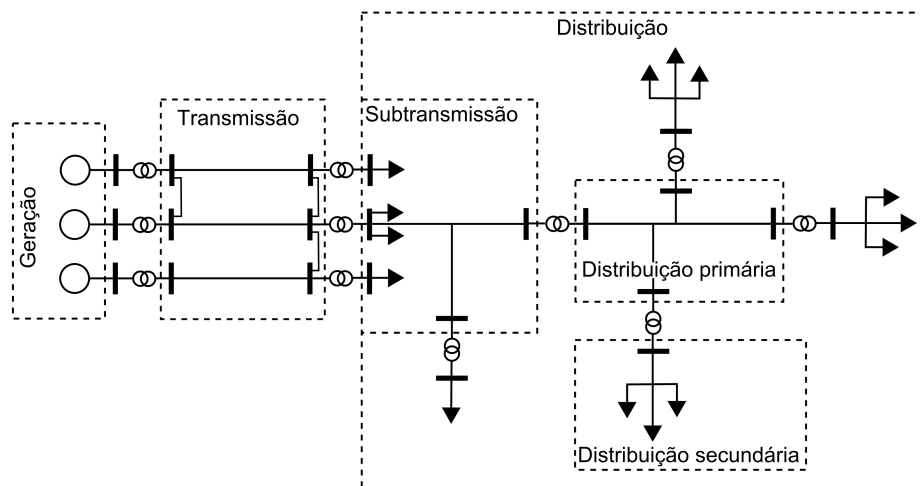
2.1 Sistemas de distribuição

Com o objetivo de contextualizar o problema, nesta seção são abordadas as características de um sistema de distribuição a fim de identificar os elementos a serem considerados nos estudos. Os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos em três grandes blocos (KAGAN; OLIVEIRA; BORBA, 2005):

- geração, que converte alguma forma de energia primária em energia elétrica;
- transmissão, que é responsável pelo transporte de energia elétrica dos centros de produção aos de consumo;
- distribuição, que distribui a energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores.

A Figura 1 ilustra o sistema elétrico de potência o qual é compreendido pelos sistemas acima descritos.

Figura 1: Caracterização do sistema elétrico



Fonte: N. Kagan (2005)

No Brasil, os valores eficazes de tensão, com frequência de 60 Hz são fixados por decreto do Ministério de Minas e Energia. Os valores são apresentados na Tabela 3. Diante da proposta deste trabalho, o qual tem por objetivo analisar os sistemas de distribuição, serão aqui analisados somente os aspectos destes sistemas.

Tabela 3: Tensões usuais em sistemas de potência

Tensões (kV)		Campo de Aplicação	Área do Sistema
Padronizadas	Existentes		
0,220 / 0,127	0,11	Distribuição Secundária (BT)	Distribuição
0,380 / 0,220	0,230 / 0,115		
13,8	11,9	Distribuição Primária (MT)	
34,5	22,5		
34,5	88,0	Subtransmissão (AT)	
69,0			
138,0			
138,0	440,0 / 750,0	Transmissão	Transmissão
230,0			
345,0			
500,0			

Fonte: N. Kagan (2005)

Sistemas de distribuição fornecem potência elétrica oriunda do sistema de transmissão para os consumidores finais. Isso é realizado através das subestações de subtransmissão as quais recebem energia das linhas de subtransmissão e rebaixam a tensão com transformadores de potência. Estes transformadores fornecem energia para o sistema de distribuição primário o qual é composto pelos alimentadores. Por sua vez, os alimentadores são geralmente compostos por linhas trifásicas, interconexões entre alimentadores e transformadores de distribuição, responsáveis por rebaixar a tensão para níveis de utilização (BT) na rede secundária de distribuição.

Existem diversas configurações de sistemas de distribuição, porém a mais usual é a radial (primária e secundária). A configuração radial possui muitas vantagens. Podemos destacar as seguintes (SHORT, 2003):

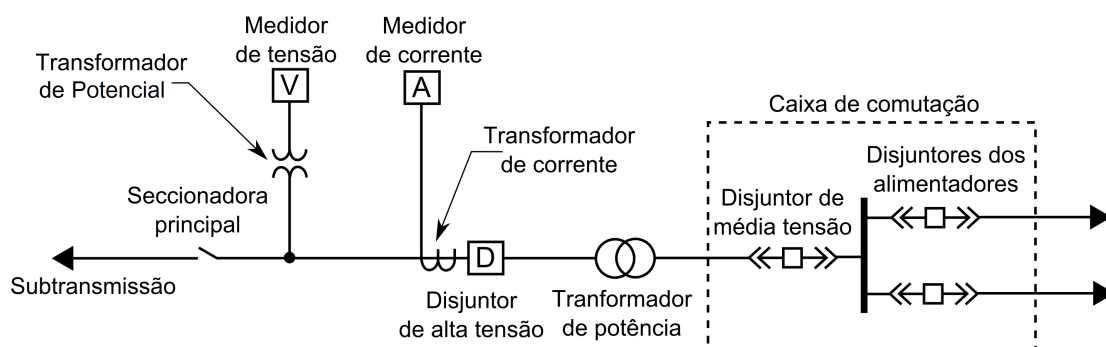
- facilidade na implementação de proteção de sobrecorrente;
- baixas magnitudes de corrente comparando-se com outros circuitos;
- facilidade no controle da tensão;
- facilidade na previsão e controle do fluxo de potência;
- baixo custo.

Observa-se que o sistema de distribuição é compreendido pela subtransmissão, subestação, distribuição primária e distribuição secundária. A seguir são descritas as principais características deste sistemas. Embora a subtransmissão faça parte, a mesma não será abordada tendo em vista a semelhança com a transmissão.

2.1.1 Subestações de Distribuição

As subestações de distribuição são responsáveis por rebaixar a tensão das linhas de subtransmissão para a tensão da rede de distribuição primária (MT). A Figura 2 ilustra o digrama unifilar de uma típica subestação de distribuição.

Figura 2: Diagrama unifilar de uma típica subestação de distribuição



Fonte: elaborada pelo autor

A origem do sistema é geralmente uma linha área do sistema de subtransmissão, a qual é ligada aos isoladores da estrutura de isolamento na entrada da subestação no diagrama da Figura 2. A linha é então conectada às seccionadoras de entrada montadas na mesma estrutura as quais permitem visibilidade da conexão entre a subestação e a rede de subtransmissão. Em seguida as linhas são conectadas ao transformador de potencial, transformador de corrente e ao disjuntor de alta tensão o qual está conectado ao transformador de potência. Este disjuntor tem a função de isolar e proteger o transformador de potência quando ocorrer falta.

O lado de média tensão do transformador de potência é ligado ao disjuntor de média tensão. Na ocorrência de uma falta no transformador, ambos os disjuntores do primário e secundário abrirão e isolarão o transformador do resto do circuito protegendo-o. O disjuntor do secundário do transformador de potência é ligado a um barramento o qual fornece carga para os disjuntores dos alimentadores. Estes disjuntores são então conectados aos cabos dos alimentadores primários os quais saem da subestação e atendem as cargas das localidades próximas.

A subestação ilustrada no diagrama da Figura 2 apesar de mostrar os elementos mais comuns de uma subestação, é muito susceptível a falhas, pois se um dos principais componentes no lado de alta tensão falhar, o circuito da subestação será interrompido desenergizando os alimentadores da subestação. Para aumentar a confiabilidade e aumentar a flexibilidade operacional geralmente utilizam-se arranjos com mais de uma alimentação, mais de um transformador, barramentos de alta tensão independentes e barramentos de média tensão seccionados.

2.1.2 Sistema de Distribuição Primária

Sistemas de distribuição primária são formados por alimentadores, os quais fornecem potência da subestação até os transformadores de distribuição. Um alimentador inicia no disjuntor do secundário da subestação e se distribui pela região por meio de redes aéreas ou subterrâneas. A legislação brasileira, segundo o Art. 1º do Decreto nº 97.280, de

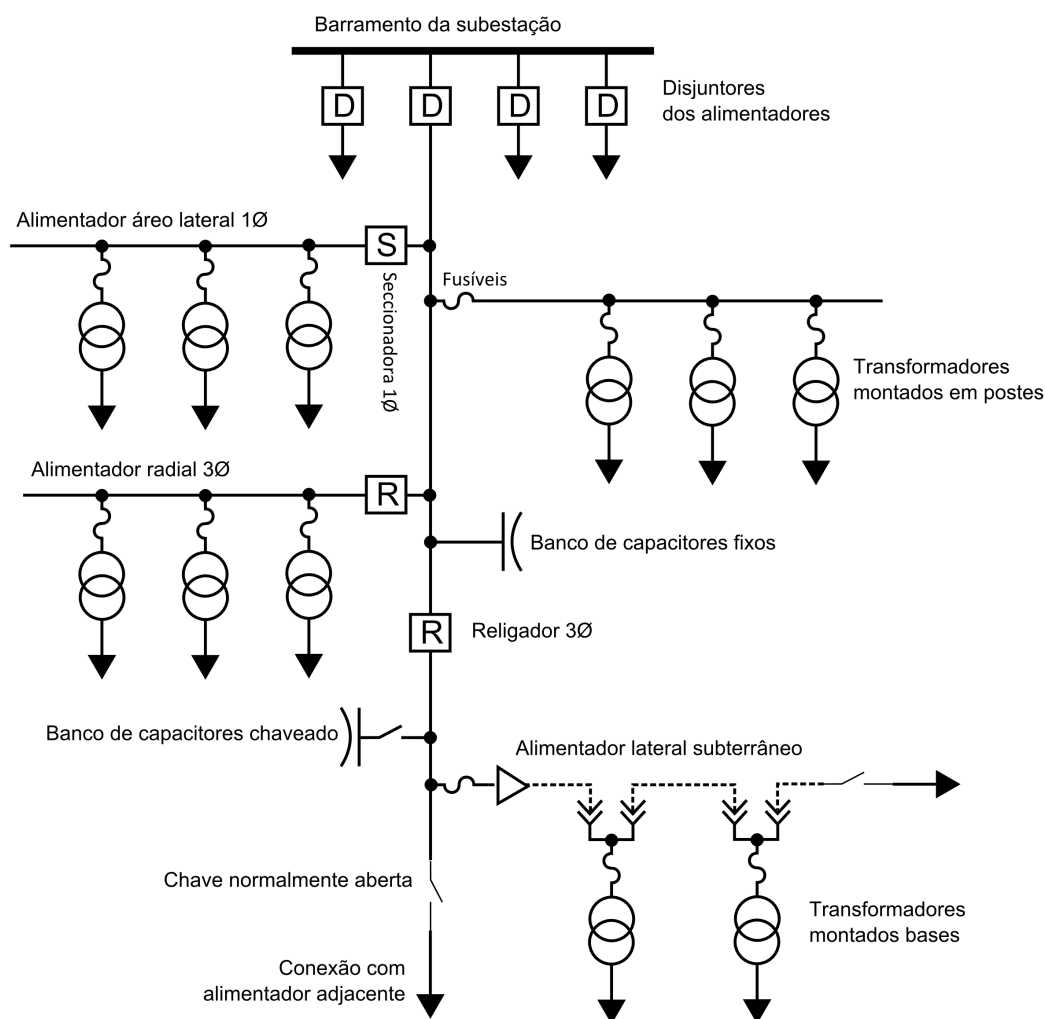
16 de Dezembro de 1988 (BRASIL, 1988), padroniza os níveis de tensão na distribuição primária em redes públicas em 34,5 e 13,8 kV, embora outros níveis de tensão continuem a operar normalmente.

As redes aéreas operam radialmente com possibilidade de transferência de carga entre circuitos em situações de contingência ou quando necessárias manutenções, garantindo assim o fornecimento. Normalmente, o circuito dos alimentadores é composto por um tronco no qual derivam os alimentadores laterais. Este tronco emprega usualmente, condutores de secção 336,4 MCM permitindo a transferência de até 12 MVA na tensão de operação de 13,8 kV, porém limitada em 8 MVA diante da possibilidade de transferência de cargas entre alimentadores (KAGAN; OLIVEIRA; BORBA, 2005).

Estas redes atendem a consumidores primários, sendo estes, conectados diretamente ao alimentador, e aos transformadores de distribuição, os quais suprem a rede secundária de distribuição.

A Figura 3 ilustra um sistema de distribuição primária contemplando diferentes tipos de alimentadores laterais e componentes do sistema.

Figura 3: Sistema de distribuição primária com diferentes laterais



Fonte: N. Kagan (2005)

2.1.2.1 Transformadores de Distribuição

Os transformadores de distribuição funcionam transformando os níveis de média (MT) em baixa tensão (BT). Na grande maioria das regiões do Brasil, os transformadores de distribuição transformam 13,8 kV ou 34,5 kV em 127/220 V ou 220/380 V (tensão de fase/Tensão de linha).

Diferentemente dos transformadores de subestações, os transformadores de distribuição localizam-se na sua imensa maioria nos postes, podendo compor um único equipamento ou um conjunto de transformadores. São os transformadores de distribuição que alimentam as redes secundárias, ou de baixa tensão, as quais efetivamente entregam a energia elétrica para os consumidores residenciais, pequenos comércios e indústrias.

Os transformadores são equipamentos essenciais nas redes de distribuição primária, pois por meio deles operam-se as conversões de diferentes níveis de tensão permitindo a interligação entre unidades de distribuição e os consumidores das mais variadas categorias. Embora os transformadores de distribuição tenham custo unitário relativamente baixo, são os equipamentos com maior representatividade em quantidade nos sistemas, de modo que, em conjunto, representam boa parte dos investimentos das empresas de energia.

A melhoria da eficiência dos transformadores de distribuição apresenta grandes vantagens econômicas por serem os componentes que apresentam uma boa margem de flexibilidade na operação, além da fácil substituição, comparando-se aos cabos dos alimentadores e postes. Além disso, a sua eficiência pode ser classificada, qualificada e padronizada.

Em países desenvolvidos, a taxa de falhas de transformadores é de 0,2% a 2% de transformadores por ano (BENGTSSON, 1996). Já no Brasil, as falhas e/ou avarias em transformadores de distribuição, chegam (por ano) a aproximadamente 52.000 unidades, os quais correspondem de 3 a 5% do total de unidades instaladas (PROQUIP, 1997). Embora as condições ambientais tenham grande influência neste índice, este número é extremamente elevado. Por este motivo, torna-se necessária a realização de estudos pertinentes para reduzir estes índices de falhas.

Outro fato que merece destaque, é que existe uma grande preocupação quanto ao número de novas unidades instaladas anualmente, que nos últimos anos vem crescendo de forma acelerada. A título de exemplo, a CPFL Energia que atualmente representa 13% no mercado nacional no ramo de distribuição, adicionou ao sistema 50.894 transformadores somente no ano de 2012, totalizando 327.455 transformadores para cerca de 7,2 milhões de unidades consumidoras. Isso representa um acréscimo de 15,5% em 2012 (CPFL, 2012). Por este motivo exige-se cada vez mais a ampliação dos cuidados com estes equipamentos visando incrementar a sua durabilidade, visto que os transformadores representam uma parcela significativa do capital das empresas concessionárias.

2.1.3 Sistema de Distribuição Secundária

As redes de distribuição secundárias são circuitos elétricos, monofásicos, bifásicos ou, no caso mais usual, trifásicos a quatro fios (três fases e um neutro). No Brasil os níveis de tensão para as redes públicas são padronizadas em 380/220 e 220/127 volts, para redes trifásicas e 440/220 e 254/127 volts para redes monofásicas. A função destas redes é fornecer energia para consumidores residenciais, comerciais e industriais e o alcance destes circuitos pode chegar a centenas de metros. As redes secundárias aéreas podem ser radiais ou em malha. No Brasil, a configuração predominante é radial, onde os circuitos são subdivididos pela carga e cada seção de circuito possui um transformador.

2.2 Prática atual para planejamento da expansão no Brasil

A prática atual do setor elétrico brasileiro, no que se refere ao orçamento e priorização de investimentos em obras de melhoramento do sistema de distribuição de energia elétrica, é composta de várias fases, desde o seu planejamento passando pela elaboração do orçamento de investimento, pela priorização e finalmente pela execução das obras.

Os projetos de melhoria nos circuitos de distribuição são normalmente realizados pelos seguintes motivos:

- a) inadequação dos níveis de tensão, transgredindo os valores regulamentares;
- b) carregamento elevado em transformadores de distribuição;
- c) indicadores de continuidade superiores aos valores regulamentares;
- d) fim da vida útil de equipamento;
- e) troca de condutores de ramais de serviço por manutenção preventiva e/ou corretiva.

Muitas obras de melhoramento são para resolver problema de baixos níveis de tensão, motivadas pelo elevado número de reclamações por parte dos consumidores, diretamente reportadas à concessionária ou através de órgão de defesa do consumidor: agências estaduais, ANEEL, etc.

O planejamento dos investimentos é determinado através de estudos que definem o plano de expansão da rede, com as obras necessárias para atender ao mercado ao longo de um determinado período. Normalmente, devido à limitação de recursos, utiliza-se algum tipo de critério para ordenar os projetos de melhoria, porém sem utilização de nenhuma ferramenta automatizada que facilite a análise.

As redes de distribuição primária, escopo deste trabalho, concentram uma das maiores parcelas de ativos do sistema, e conseqüentemente, uma quantia significativa do capital das concessionárias de distribuição, necessitando estudos que tragam benefícios econômicos para as redes de distribuição. Sendo assim, estudos técnico-econômicos que auxiliem no correto dimensionamento de recursos de manutenção e operação da expansão são fundamentais para manter a eficiência e produtividade das empresas de distribuição. Tais benefícios concentram-se no correto direcionamento de recursos na manutenção e no planejamento da expansão destes sistemas.

Em geral, o planejamento da expansão é baseado na análise de desempenho do sistema, vislumbrando o crescimento da demanda, os requisitos regulatórios e os critérios de planejamento (MUSOI; TEIVE, 2013). Esse planejamento envolve toda a metodologia de desenvolvimento da estrutura para garantir os recursos necessários para o atendimento da demanda dos consumidores. Neste contexto, a manutenção do sistema está intimamente ligada a expansão das redes de forma a garantir o funcionamento no presente e no futuro.

No Brasil, a expansão dos sistemas elétricos de distribuição é regulamentada pela ANEEL, Módulo 2 do PRODIST (ANEEL, 2015a), o qual contempla os requisitos para que as distribuidoras elaborem os estudos de previsão da demanda, compreendendo periodicidade, horizonte de abrangência, coleta de informações e ponto de interesse.

No que se refere aos Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT), o PRODIST, restringe-se na definição da expansão dos alimentadores e na expansão e localização de novas Subestações de Distribuição (SED). O horizonte dos estudos é de 5 anos e 10 anos para o SDMT e SED, respectivamente.

Para estudos de planejamento do SDMT, devem ser realizados diagnósticos dos sistemas existentes, com a caracterização da carga e da rede, além da avaliação da qualidade

e perdas técnicas. A caracterização da carga compreende: demanda de potência ativa nos alimentadores, distribuição da carga ao longo dos alimentadores, fator de carga e fator de potência. A avaliação das perdas técnicas deve considerar as perdas nos condutores e nos equipamentos, de acordo com as premissas estabelecidas no Módulo 8 (ANEEL, 2015b). A avaliação de confiabilidade é realizada pelo cálculo de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) por alimentador. A avaliação dos perfis de tensão é feita a partir da caracterização da carga e dos alimentadores.

O planejamento da expansão também apoia-se muito no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015b), o qual estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado.

Por meio dos indicadores que o Módulo 8 estabelece, as concessionárias têm a possibilidade de identificar quais são os elementos críticos para o bom funcionamento do sistema, bem como a condição de atendimento aos clientes por meio dos indicadores da qualidade do serviço. Com isso, torna-se possível estabelecer metas de expansão de forma a contemplar projetos que melhorem os indicadores.

Para a qualidade do produto, o Módulo 8 define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar padrões para os indicadores de QEE. Os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório são:

- a) tensão em regime permanente;
- b) fator de potência;
- c) harmônicos;
- d) desequilíbrio de tensão;
- e) flutuação de tensão;
- f) variações de tensão de curta duração;
- g) variação de frequência.

Periodicamente as concessionárias são requisitadas a medir e enviar os dados de medição destes parâmetros. Com isso, a ANEEL acompanha a qualidade da energia elétrica no sistema elétrico brasileiro e estabelece novos limites e novas regras dependendo da necessidade. Embora o módulo destaque sete aspectos sobre a qualidade do produto, atualmente somente a tensão em regime permanente e confiabilidade são regulados diretamente pela ANEEL, sendo a concessionária passível de ser penalizada caso os limites estabelecidos sejam ultrapassados.

Para a qualidade dos serviços prestados, o Módulo 8 estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades. São definidos padrões de qualidade de serviço de forma a:

- a) fornecer mecanismos para acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras e das transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão - DIT;
- b) fornecer subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infraestrutura das distribuidoras;
- c) oferecer aos consumidores parâmetros para avaliação do serviço prestado pela distribuidora.

Esta seção teve por objetivo explorar os aspectos importantes da regulamentação atual no que tange a expansão dos sistemas elétricos. As recomendações são principalmente abordadas pelo PRODIST e dão uma ideia dos critérios que merecem ser avaliados frente da proposta deste trabalho. De acordo com o que foi apresentado, os principais critérios que devem ser levados em consideração no planejamento da expansão estão relacionados à qualidade do produto e qualidade do serviço. Com base nestas informações, obtém-se um conjunto de possíveis critérios a serem estudados e levados em consideração no método de análise de decisão proposto.

3 MODELO PROPOSTO PARA A PRIORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Este capítulo descreve a metodologia desenvolvida para o auxílio no planejamento da expansão em sistemas de distribuição. A base teórica para a estruturação da metodologia fundamenta-se, em termos gerais, nos Métodos Multicritérios de Análise de Decisão, cálculo de fluxo de potência e metodologias de cálculo de indicadores segundo critérios estabelecidos pelo agente regulador ou literatura específica. Para melhor entendimento, a seguir são enumeradas as principais etapas do método (ISHIZAKA; NEMERY, 2013):

1. definição dos grupos de atributos, premissas e seleção dos critérios;
2. organização dos dados do sistema e cálculo do fluxo de potência;
3. cálculo dos indicadores de desempenho e padronização financeira dos resultados;
4. metodologia de análise dos resultados.

3.1 Métodos multicritérios de análise de decisão

Métodos Multicritérios de Análise de Decisão (MMAD) são teorias voltadas para estruturação e solução e planejamento das decisões quando estão envolvidos múltiplos critérios. O principal propósito é dar apoio aos tomadores de decisão nos problemas de frontados rotineiramente.

Os métodos multicritérios têm sido amplamente utilizados para resolver problemas de tomada de decisão, uma vez que procuram ajudar o decisor quanto às possibilidades de escolhas. Estes métodos abrangem matemática, gestão, tecnologia de informação, psicologia, ciências sociais e economia. A sua aplicação é ainda maior, pois pode ser usada para resolver qualquer problema em que uma decisão importante precisa ser realizada. Estas decisões podem ser táticas ou estratégicas, dependendo do ponto de vista do tempo e das consequências (ISHIZAKA; NEMERY, 2013).

Um dos principais objetivos da abordagem MMAD é auxiliar os tomadores de decisão a organizar e sintetizar as informações de uma maneira que os leve a se sentir mais seguros na tomada de decisão, minimizando o potencial para arrependimentos pós-decisão, uma vez que se está ciente de que todos os critérios ou fatores foram devidamente levados em conta (BELTON; STEWART, 2001).

A abordagem MMAD, por conseguinte, pode ser utilizada para: (a) identificar a melhor opção, (b) ordenar as opções, (c) listar um número limitado de alternativas para uma subsequente avaliação detalhada, ou (d) simplesmente distinguir as possibilidades aceitáveis das inaceitáveis (DODGSON et al., 2009). Para atingir esses objetivos, nas últimas décadas, foram criados vários métodos de solução considerando diferentes critérios. Di-

ante da multiplicidade de características inerentes a cada método, torna-se imprescindível selecionar aquele que melhor se adequa aos objetivos deste trabalho.

3.1.1 Método AHP (*Analytical Hierarchical Process*)

Desenvolvido pelo Prof. Thomas Saaty (1991), o método AHP fundamenta-se na decomposição e síntese das relações entre os critérios até que se chegue a uma priorização dos seus indicadores, aproximando-se de uma melhor resposta de medição única de desempenho.

Embora possa ser utilizado por indivíduos lidando com decisões simples, o AHP é mais útil quando equipes estão envolvidas em problemas complexos, especialmente aqueles de apostas altas, que necessitam de percepção humana e cuja resolução terá repercussão de longo-prazo. O uso do AHP como método de tomada de decisão traz vantagens singulares quando elementos importantes da decisão são difíceis de quantificar ou comparar, ou quando a comunicação entre os elementos é impedida por especialidades, terminologias e perspectivas diferentes.

O método pode ser resumido como:

1. Identificação das alternativas e atributos significantes.
2. Os responsáveis pela decisão indicam a significância relativa entre os atributos.
3. Similarmente, para cada atributo, e para cada par de alternativas os responsáveis pela decisão especificam suas preferências.
4. As comparações entre os atributos e as alternativas são registradas em matrizes na forma de frações entre 1/9 e 9. Cada matriz é avaliada pelo seu autovalor para verificar a coerência dos julgamentos. Este procedimento gera uma "razão de coerência" que será igual a 1 se todos os julgamentos forem coerentes entre si.
5. Calculam-se valores globais de preferência para cada alternativa.

Neste trabalho, para resolver o problema da avaliação dos critérios selecionados, foram utilizadas algumas características que fazem parte do método AHP permitindo atingir a solução cumprindo um conjunto reduzido de etapas. Entre as características utilizadas está o processo de hierarquização, seleção e padronização dos critérios e por fim a validação dos resultados. Neste contexto, primeiro é realizada a decomposição hierárquica do problema de forma a compreender os critérios envolvidos possibilitando assim analisá-los independentemente. Por fim, os critérios são padronizados e então são atribuídos pesos de forma a tornar os critérios passíveis de comparação entre eles.

Como o modelo proposto utiliza critérios econômicos, estes por sua natureza, padronizam e atribuem pesos de forma justa aos critérios. Conhecendo-se isso, o método apenas estabelece as equações que resultam valores que representam os custos financeiros.

A avaliação cruzada dos critérios, originalmente presente no método *AHP*, também pode ser realizada, onde um critério pode ser mais ou menos considerado em função da opinião do tomador de decisão, porém neste estudo todos critérios manter-se-ão iguais a fim avaliar previamente os resultados do método para realizar estudos mais aprofundados em trabalhos futuros.

3.2 Seleção dos critérios de interesse

A primeira etapa do modelo preocupa-se com a seleção dos elementos que impactam financeiramente o sistema de distribuição. Conforme destacado no Capítulo 1, o método prevê a utilização de indicadores de qualidade do produto, qualidade do serviço e condições de operação para guiar na escolha dos indicadores econômicos. Estes serão denominados grupos de atributos. Esta escolha, abrangendo três áreas distintas, cria um cenário propício para contabilizar as perdas financeiras que uma concessionária enfrenta numa condição real.

Partindo destes grupos de atributos, são então selecionados os critérios com base em premissas previamente estabelecidas.

3.2.1 Premissas para seleção dos critérios

Sabe-se que existe uma infinidade de variáveis nos sistemas de distribuição que podem ser avaliadas por meio de alguma metodologia a fim de se obter um indicador de desempenho. A origem dos dados é diversificada, mas provém geralmente da medição de grandezas elétricas, gerando indicadores que auxiliam no planejamento e operação do sistema.

Com o objetivo de restringir a variedade de indicadores utilizados, este método, porém, aborda somente o uso de variáveis do sistema que possuem influência direta nos custos de operação das empresas detentoras dos sistemas de distribuição.

O critério de seleção das variáveis fundamenta-se nas seguintes premissas:

- (i) as variáveis são de alguma forma controladas pelo agente regulador e, portanto, passíveis de penalidades caso os limites sejam ultrapassados;
- (ii) as variáveis refletem diretamente perdas e consequente desperdício de energia;
- (iii) as variáveis representam perdas financeiras devido ao dimensionamento ou então devido à utilização inadequada.

3.2.2 Critérios de interesse

Com base nas três premissas descritas na seção anterior, os critérios de interesse selecionados são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4: Critérios selecionados

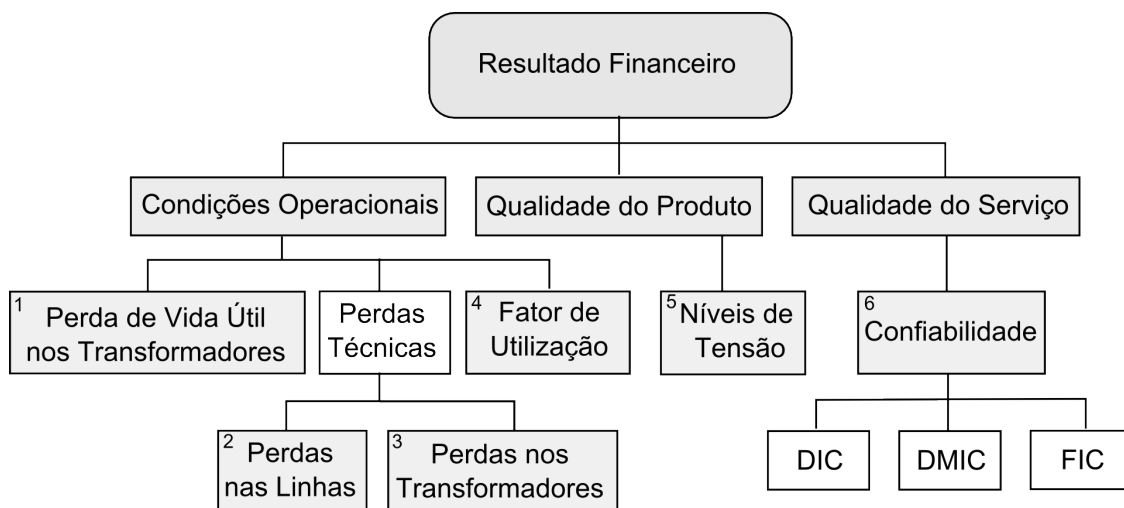
Premissa	Critério
(i)	Níveis de tensão Confiabilidade do sistema
(ii)	Perdas técnicas nos transformadores Perdas técnicas na linhas
(iii)	Perda de vida útil de transformadores Fator de utilização

Vale destacar que esta lista de parâmetros poderia ser ampliada, pois existem outras variáveis que também influenciam no custo do sistema, porém, para restringir o escopo deste trabalho, foram elencadas apenas as mais importantes.

3.3 Representação hierárquica dos critérios de interesse

Para facilitar a compreensão, considere a Figura 4, a qual ilustra a representação dos critérios.

Figura 4: Representação hierárquica do modelo de decisão



Fonte: elaborada pelo autor

Na Figura 4, cada critério está associado a uma premissa específica e podem ser avaliados de modo individual. Alguns possuem necessidade de um número grande de dados e outros uma dependência menor. Dentre eles podemos destacar o cálculo da perda de vida útil, que conforme será descrito no Capítulo 4 é realizado através de cálculo iterativo e depende da entrada de um número grande de dados. Em contrapartida o cálculo do fator de utilização, necessita de poucos dados e sua determinação é relativamente simples.

3.4 Determinação das grandezas que descrevem o SDMT

Estabelecidas as variáveis a serem estudadas, o próximo passo do método é desenvolver os critérios de avaliação financeira propriamente ditos. Cabe antes porém, estabelecer os procedimentos para obtenção dos dados do sistema como um todo. Esses dados caracterizam o sistema e servem de base para o cálculo dos indicadores selecionados para estudo neste trabalho.

São dois os grupos de dados a serem obtidos:

- a) dados de confiabilidade;
- b) dados das grandezas elétricas.

Para caracterização dos dados de confiabilidade pode-se utilizar-se de relés eletrônicos específicos que identificam e registram as interrupções de energia em termos de tempo e frequência. Estes relés podem ainda estar equipados com algoritmo de localização de falta que facilita a localização do sinistro na rede elétrica. Porém, devido a empregarem eletrônica embarcada de alta tecnologia e por serem ainda pouco populares, o custo de tais equipamentos é elevado o que restringe muito o seu uso em redes de distribuição. Devido a esse fato, o procedimento usual para obtenção de dados de confiabilidade é por meio do uso de um sistema de atendimento às reclamações dos consumidores, usualmente chamado de *call center* que registram as ocorrências de interrupções por meio de chamadas telefônicas dos consumidores.

O tempo de cada interrupção é determinado pelo instante em que a chamada foi realizada até o instante que foi reestabelecido o sistema, caracterizado pelo tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais (TMAE), representando o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos (ANEEL, 2015b).

Para todas as ocorrências emergenciais a distribuidora deverá registrar uma série de informações, as quais servirão para o levantamento dos indicadores de tempo de atendimento e conseqüentemente para o levantamento dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Todos os dados são armazenados em um banco de dados específico e devem ser armazenados por um período mínimo de 5 anos para uso da ANEEL e dos consumidores.

Para caracterização das grandezas elétricas do sistema há duas possibilidades. A primeira delas, mais cara, é através da medição das grandezas elétricas do sistema por meio do uso de medidores eletrônicos distribuídos adequadamente pelo sistema de distribuição. Isso quer dizer que os medidores devem estar localizados em pontos que sejam representativos e de forma que os dados medidos possam ser agrupados de maneira a se obter a caracterização completa do sistema. Para isso, geralmente utiliza-se de algum tipo de algoritmo de escolha dos melhores pontos de medição. Além disso a subestação deve estar equipada com medidor eletrônico de boa exatidão de forma a fazer o balanço de energia. Tais medidores devem, dentre outros parâmetros, medir: corrente, tensão, potência ativa, potência reativa, fator de potência em intervalos máximos de 10 minutos. A possibilidade de uso deste recurso vem se tornando cada vez mais próximo da realidade pelo advento das redes inteligentes (*Smart-grid*), pois a utilização destas redes, equipadas com protocolos de transferências de dados específicos para a rede elétrica, facilitam a integração dos sistemas de monitoramento das concessionárias e com isso torna-se uma tarefa relativamente fácil e rápida mapear o sistema elétrico.

Conforme mencionado, a utilização de recursos de medição eletrônica em conjunto com as redes inteligentes apresenta um custo representativo, ainda mais para as concessionárias, pois para caracterização completa faz-se necessário o uso de muitos medidores espalhados pelo sistema. A alternativa viável é a caracterização dos sistemas por meio de solução do fluxo de potência (ou fluxo de carga). Esta é a alternativa básica e amplamente utilizada pelas concessionárias porque necessita de um número reduzido de dados para simular o sistema e com isso obter a chamada solução do fluxo de potência. Os resultados mais comuns do fluxo são os dados de corrente, tensão, potência, fator de potência, e conseqüentemente as perdas nas linhas. Através da análise do fluxo de potência pode-se conhecer o desempenho de sistemas sob o ponto de vista de operação ou planejamento.

Embora os resultados do fluxo de potência não sejam reais, diferente dos dados dos medidores eletrônicos, estes apresentam um erro que pode ser considerado tolerável, motivo pelo qual o método é amplamente utilizado. Com estas considerações, situando-nos na capacidade atual de realização das concessionárias, este trabalho assume que os dados serão obtidos por meio da solução do fluxo de potência.

3.4.1 Fluxo de potência

As redes de distribuição, devido a sua natureza, se enquadram na categoria de sistema mal condicionados. Diferentemente dos sistemas de transmissão, os sistemas de distribuição possuem elevada razão R/X e as redes são predominantes radiais e pouco malhadas. Devido a essa natureza, métodos tais como Newton-Raphson e desacoplado rápido se tornam pouco eficientes para esta aplicação, onde muitas vezes apresentam dificuldade de convergência (WU, 1977).

Como o objetivo contornar essas dificuldades, nas aplicações práticas para sistema de distribuição, geralmente utiliza-se algum método chamado *backward/forward*, os quais são baseados em varreduras de cálculos nas duas direções ao longo das barras do alimentador. Dentre os métodos de varredura, está o Método de Soma de Potências (MSP) (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995; CESPEDES, 1990), o qual é bastante difundido e apresenta bons resultados tanto em precisão quanto em velocidade de processamento para redes de distribuição radiais. O processo para solução do fluxo de potência pelo Método de Soma de Potências é iterativo e composto basicamente pelas seguintes etapas (BROADWATER et al., 1988):

1. cálculo das potências equivalentes em cada barra, no sentido das barras terminais para a barra fonte;
2. cálculo das tensões nodais em cada barra, no sentido da barra fonte para as barras terminais (a tensão da barra fonte é conhecida);
3. verificação da convergência: módulo da diferença entre tensões em iterações sucessivas menor que tolerância especificada;
4. se não houver convergência, cálculo das perdas nos ramos, no sentido das barras terminais para a barra fonte. Retorne à etapa 1.

A partir deste ponto, não será aprofundado o tema com uma descrição completa dos cálculos envolvidos, pois este assunto já é amplamente difundido na literatura de sistemas de potência. O método proposto assume que a solução do fluxo de potência será determinado por *software* específico de livre escolha da concessionária.

A Figura 5 ilustra o processo para cálculo do fluxo de potência utilizando o PSL[®] DMS (PSL, 2015). A partir do consumo de energia registrado para cada cliente, obtém-se o perfil de curva de carga para os dias típicos (Domingos, Sábado e dia útil). Para isso utiliza-se o perfil de consumo de cada cliente a fim de se obter o perfil de carga de cada transformador presente no sistema.

O perfil de carga para cada transformador cadastrado no sistema é obtido através de metodologia específica para obtenção das curvas de cargas típicas, descrita na seção seguinte.

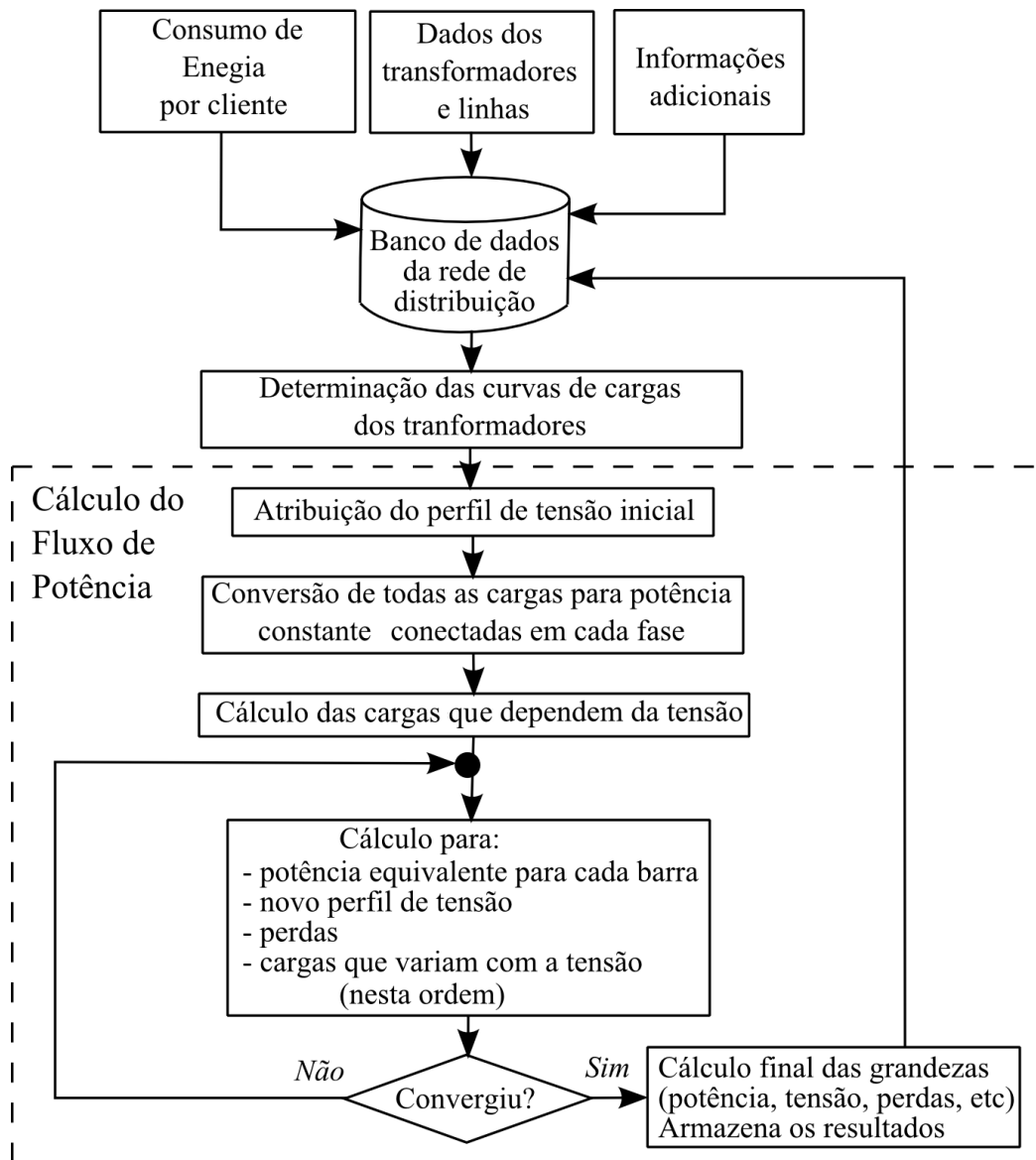
3.4.2 Curvas de cargas típicas

Para iniciar o cálculo do fluxo de potência, deve-se antes conhecer a curva de carga em cada transformador do sistema. Para isso, concessionárias utilizam metodologias específicas para agregação dos valores de potências.

Por meio da agregação das curvas de carga de cada consumidor determina-se o carregamento esperado em um determinado transformador ou num trecho qualquer da rede de distribuição, utilizando-se das curvas diárias representativas da atividade de cada consumidor e o seu consumo mensal. Além disso, devem ser caracterizadas diferentes curvas de cargas para dias Úteis (U), Sábados (S) e Domingo ou feriados (D), pois o perfil assume diferentes características diante de tais variações diárias.

Para isso, as concessionárias realizam as medições a fim de determinar o comportamento das cargas dos consumidores, obtendo as curvas representativas dos consumidores mais significativos, por classes (residencial, comercial e industrial). Para melhorar a precisão dos resultados, curvas representativas são obtidas realizando amostragem específica para todos os segmentos de mercado. Para os consumidores residenciais são realizadas amostragens por faixa de consumo e consumidores comerciais e industriais por ramo de atividade (JARDINI et al., 1999).

Figura 5: Fluxograma para cálculo do fluxo de potência



Fonte: elaborada pelo autor

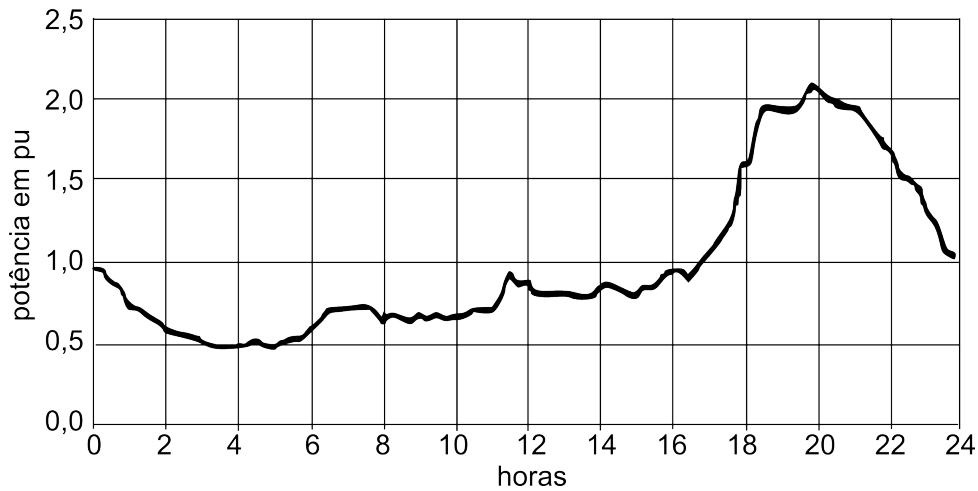
A obtenção das curvas de potência por consumidor é realizada utilizando medidores convencionais com saída por pulso ou então medidores eletrônicos com memória de massa integrada.

Do grupo de consumidores, calcula-se então as curvas médias, $\mu(t)$, e desvio-padrão, $\sigma(t)$, em p.u., considerando um intervalo fixo de tempo entre cada medição. A potência de base P_B é calculada segundo a seguinte equação:

$$P_B = \frac{1}{24} \int \mu(t) dt = \frac{\text{consumo mensal (kWh)}}{24 \times 30} \quad (2)$$

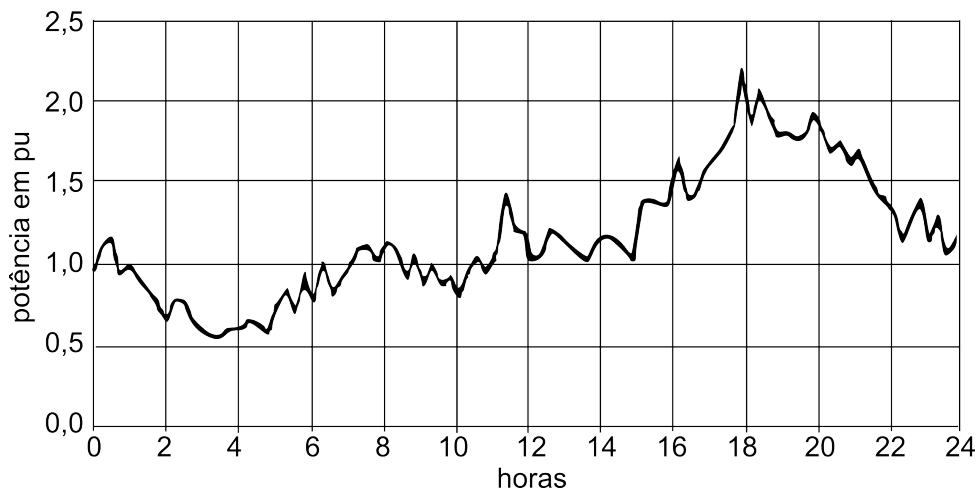
A título de exemplo, as Figuras 6 e 7 apresentam, respectivamente as curvas μ e σ para um determinado grupo de consumidores residenciais.

Figura 6: Curva média para cliente residencial 51-200 kWh



Fonte: J. A. Jardini *et al.* (1999)

Figura 7: Curva de desvio padrão para cliente residencial 51-200 kWh



Fonte: J. A. Jardini *et al.* (1999)

Para estabelecer a curva diária de carga $F(t)$ de um determinado consumidor supondo uma distribuição normal de valores, com certa probabilidade de não ser excedida, utiliza-se a seguinte equação:

$$F(t) = \mu(t) + k\sigma(t) \quad (3)$$

Onde, k é o valor de tabela da distribuição normal que estabelece a probabilidade de acerto (por exemplo, para $k=1,3$, probabilidade=90%; para $k=2$, probabilidade=98%).

As curvas médias e desvio padrão de um grupo de consumidores ligados a um transformador é obtida pela agregação das curvas de cada consumidor. Seja um transformador com p consumidores do tipo a e q consumidores do tipo b , as curvas F_i e F_j de cada consumidor pode ser representada por:

$$F_i = \mu_a P_i + k\sigma_a \cdot P_i \quad (4)$$

$$F_j = \mu_b P_j + k \sigma_b \cdot P_j \quad (5)$$

onde, P_i e P_j são as potências de base para cada consumidor.

A agregação de p e q consumidores no transformador será dada pelas seguintes expressões:

$$\mu = \sum_{i=1}^p \mu_a P_i + \sum_{j=1}^q \mu_b P_j \quad (6)$$

$$\sigma = \sum_{i=1}^p (\sigma_a P_i)^2 + \sum_{j=1}^q (\sigma_b P_j)^2 \quad (7)$$

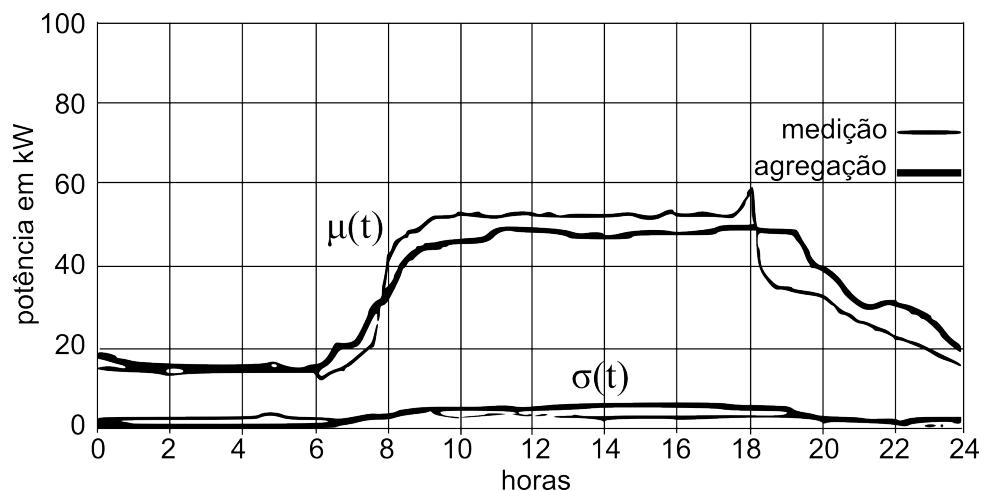
Portanto, para obtenção das curvas μ e σ , de um determinado transformador, com base nos consumidores ligados a ele, são necessário os seguintes passos:

- montagem de banco de dados com curvas média e desvio padrão, em p.u., fornecidas por um intervalo de tempo fixo, representativas dos consumidores dos três segmentos de mercado analisados, ou seja, residencial, comercial e industrial;
- conhecimento de quais e quantos consumidores estão ligados aos transformadores;
- conhecimento do ramo de atividade e respectivo consumo mensal de todos os consumidores residenciais, comerciais e industriais ligados ao transformador.

Os resultados podem ser aferidos comparando medições realizadas num transformador e os cálculos acima utilizando as informações do banco de dados.

A Figura 8 ilustra um exemplo de curva de carga para um transformador comercial com 27 unidades consumidoras e energia mensal de 29722 kWh, onde pode-se observar a diferença entre os valores obtidos pelo cálculo da agregação e medição real.

Figura 8: Curva de carga de um transformador de clientes comerciais



Fonte: J. A. Jardini *et al.* (1999)

Selecionando a probabilidade desejada, pode-se obter resultados com maior ou menor precisão dependendo da necessidade.

3.5 Padronização dos indicadores de desempenho

Seguinte ao cálculo do fluxo de potência, são calculados os indicadores de desempenho. Estes por sua vez, dependem do resultado deste fluxo e também da entrada de dados adicionais. No caso dos dados de confiabilidade, os dados são de origem externa. A descrição de cada indicador bem como os detalhes dos cálculos são apresentados no Capítulo 4. O resultado final de cada indicador quantifica e representa uma condição que pode ser operacional, de qualidade do serviço ou qualidade da energia. Seus valores são um subproduto do método e podem servir para nortear as ações das equipes técnicas ou mesmo para os administradores.

A padronização dos critérios é realizada posteriormente ao cálculo dos indicadores. Conforme descrito na Seção 3.1, baseado no método AHP, esta etapa tem como objetivo colocar todos os indicadores em uma mesma escala de comparação, neste caso, na escala financeira. Para cada indicador é estabelecida uma regra de quantificação que depende da regulamentação aplicada. O valor final é um indicativo de compensação financeira ou então, no caso das perdas e condições operacionais, um indicativo de quanto a concessionária está perdendo em dinheiro diante das condições de operação. Conhecendo-se que para cada indicador a regra de cálculo varia, os detalhes dos cálculos desta etapa não são descritos nesta seção e sim no Capítulo 4. Para a grande maioria dos indicadores são utilizados os valores das tarifas de energia e tarifa de uso do sistema. Para os outros utiliza-se os valores associados ao custo dos equipamentos.

3.5.1 Sobre as tarifas de energia

Visto que os critérios desta metodologia se relacionam com o custo da energia, estes por sua vez, na visão das concessionárias, se diferenciam na aquisição e na venda, possuindo tarifas diferenciadas.

No Brasil, a tarifa de energia elétrica é o preço definido pela ANEEL que deve ser pago pelos consumidores finais de energia elétrica. As tarifas calculadas para as distribuidoras são as tarifas de distribuição, que é o preço cobrado ao consumidor final e as tarifas de uso do sistema elétricos de distribuição - *TUSD*. A tarifa de distribuição é dividida em duas partes, denominadas Parcela A e Parcela B (ABRADEE, 2012).

A Parcela A é composta pelos custos não-gerenciáveis em que a empresa concessionária apenas cobra do consumidor final os valores necessários para ressarcir o valor gasto. Os componentes da Parcela A podem ser agrupados em compra de energia, encargos setoriais e encargos de transmissão.

A compra de energia é a energia elétrica adquirida das empresas geradoras através de leilões organizados pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE, de contratos de compra e venda de energia elétrica firmados diretamente com os geradores e da energia comprada compulsoriamente da usina hidrelétrica de Itaipu.

Na Parcela B estão contemplados os valores necessários à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da Parcela B da receita anual requerida da empresa.

Periodicamente, por meio de Resolução Homologatória, a ANEEL fixa as tarifas de energia que podem ser cobradas dos consumidores. As tarifas contemplam as Parcelas A

e B com base nas características operacionais de cada concessionária.

No método proposto, com base nas considerações sobre a formação da tarifa de energia, observa-se para critérios que envolvem ressarcimento aos clientes cabe utilizar as tarifas indicadas na resolução homologatória vigente durante o período de apuração dos resultados. Por sua vez, os critérios relacionados a perdas de energia, condizem mais com a energia que a concessionária adquire, mas desperdiça na operação. Desta forma, a mesma obriga-se a adquirir mais energia para compensar as perdas. Para tanto a tarifa de energia a ser considerada deve ser a tarifa de energia adquirida. Fica aqui então estabelecida esta diferença, as quais são utilizadas na formulação dos custos da concessionária por meio dos indicadores detalhados no Capítulo 4.

3.6 Metodologia de análise dos resultados

A etapa final da metodologia é definição dos processos de análise dos resultados. Por meio de critérios de consultas e formas de apresentação dos dados, podem-se utilizar de metodologias gerenciais que auxiliam a tomada de decisão quanto a manutenção e projetos de expansão do sistema. A seguir são descritos os métodos de análise propostos neste trabalho, a fim de fornecer meios eficazes de avaliação e assim ajudar no apoio as decisões gerenciais.

3.6.1 Avaliação de tendências

Uma alternativa ao uso do método proposto é através da avaliação direta dos valores por meio de curvas de tendência. Com isso, a evolução de um determinado critério pode ser monitorada periodicamente e pelo uso de controle estatístico.

Este tipo de avaliação pode ser usada em nível macro, onde uma região, subestação ou alimentador pode ser monitorado. Da mesma forma, quando necessário, a análise pode ser realizada em nível micro, onde análises mais específicas tanto em termos de parâmetros ou equipamentos podem ser monitorados.

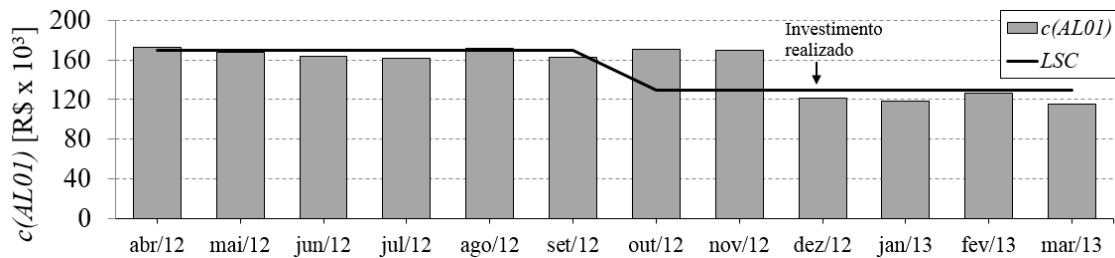
Neste contexto, mostram-se extremamente úteis as seguintes análises de tendências avaliadas num horizonte de tempo definido:

- perda financeira de todo os critérios por subestação, ou por alimentador;
- perda financeira por critério específico por subestação, ou por alimentador;
- perda financeira por unidade consumidora por subestação, ou por alimentador;
- perda financeira por unidade de potência instalada por subestação, ou por alimentador;
- perda financeira por unidade de comprimento de linhas por subestação, ou por alimentador.

Dentre estes, a avaliação da tendência do custo total por alimentador mostra-se como sendo uma forma de análise poderosa para direcionamento de investimentos. Os valores obtidos mensalmente podem ser verificados frente a limites de controle e metas a serem atingidas durante um determinado período. Além disso, por meio desta análise pode-se observar de forma direta o resultado a aplicação de um determinado investimento.

A Figura 9 mostra um exemplo de curva de tendência para o custo total de um determinado alimentador para o período de um ano.

Figura 9: Tendência dos custos do alimentador AL01

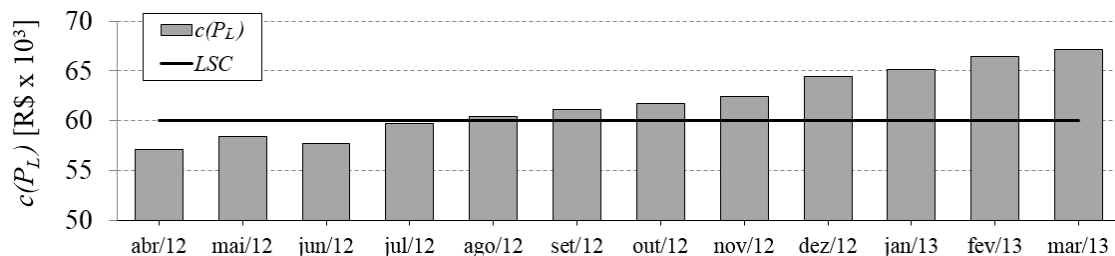


Fonte: elaborada pelo autor

Na Figura 9, a linha denominada LSC, refere-se ao Limite Superior de Controle, a qual define um limite a ser observado ou meta a ser atingida. Pelo exemplo, observa-se que no mês de Outubro de 2012 houve uma mudança no limite de controle, o que exigiu esforço na busca de melhorias por parte da concessionária. Através de investimentos, melhorias no sistema foram realizadas sendo noticiadas a partir do mês de Dezembro de 2012. A partir de então os indicadores começam a apresentar valores mais baixos.

De forma similar, este tipo de análise pode ser aplicado para análise de um determinado critério em particular e com isso acompanhar a sua evolução. A Figura 10 ilustra um exemplo de gráfico de tendência para a evolução do critério de custo devido a perdas técnicas nas linhas para a subestação.

Figura 10: Tendência dos custos da subestação devido às perdas técnicas nas linhas



Fonte: elaborada pelo autor

No gráfico da Figura 10 observa-se que as perdas técnicas possuem uma tendência em elevação, o que sugere à concessionária tomar alguma providências a fim de normalizar a situação.

3.6.2 Comparação com referência

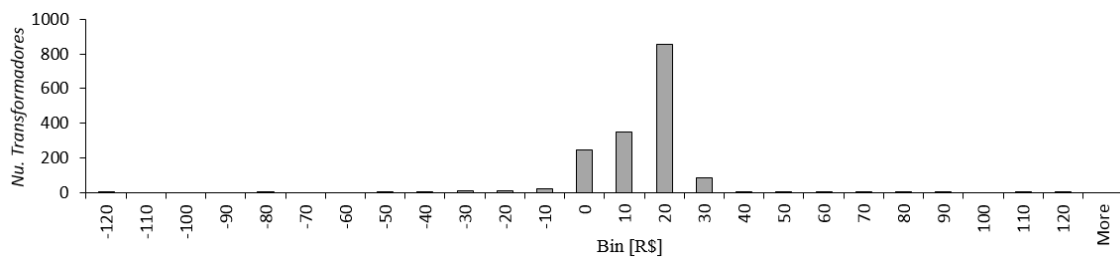
Uma outra forma de análise, consiste em comparar os resultados com referências estipuladas pela concessionária e com isso conhecer o quanto um determinado agrupamento de custos se distancia do desejado. Pode-se por exemplo, estipular uma referência de custo por unidade consumidora e comparar subestações e alimentadores para identificar sistemas que apresentam oportunidades de melhoria. Além disso, por meio de comparação com uma referência, pode-se executar varreduras a fim de identificar elementos específicos com custos excessivos.

A referência pode ser atribuída com base em informações gerenciais ou então com base nas características do sistema, onde pode-se por exemplo, utilizar a média ou medi-

ana de um determinado conjunto de custos por elementos e assim assumir que este será o valor referência.

Também, por meio do uso de referência, pode-se buscar por valores que fogem a distribuição normal. Isso é mais facilmente observado utilizando a análise em termos de distribuição em frequência. Este tipo de análise facilita a identificação dos agrupamentos comuns e destaca aspectos que fogem da normalidade. Por meio de um histograma de frequência, pode-se identificar um elemento no sistema que está muito além das condições operacionais normais ou mesmo um erro na base de dados. A Figura ilustra um exemplo de distribuição em frequência para o critério de custo Fator de Utilização, $c(K_u)$, evidenciando o número de transformadores para cada grupo de custos.

Figura 11: Distribuição em frequência dos custo do Fator de Utilização



Fonte: elaborada pelo autor

No gráfico da Figura 11 fica evidente e observa-se que existe um número de aproximadamente 100 transformadores que apresentam um custo na faixa de R\$30,00 por mês e 800 transformadores com custo na faixa de R\$20,00, devendo portanto, verificar porque estes 100 transformadores possuem custo acima do normal. Estes devem ser inspecionados para readequação e conseqüentemente a redução de custo.

3.6.3 Comparação entre elementos

Por meio de comparações específicas pode-se identificar oportunidades de melhoria. Por exemplo, pode-se comparar o desempenho entre alimentadores ou subestações, especialmente quando normalizadas por algum critério, como por exemplo por unidade de potência instalada, ou unidade de comprimento de linha. Este tipo de análise ajuda a identificar causas comuns que degradam as perdas e aumentam as penalidades entre os elementos em comparação.

3.6.4 Análises específicas

Partindo da constituição física de um sistema de distribuição, sabe-se que o mesmo é composto basicamente por subestação, alimentadores, transformadores e linhas. Além disso, sabe-se que existe um número variado de tipo de linhas e capacidade de carga dos transformadores. Como base nestas informações, é coerente estabelecer um procedimento de análise que contemple estes elementos a fim de permitir uma análise flexível dentro de um intervalo de tempo definido. Isso é obtido relacionando-se estes elementos com os indicadores de desempenho. Assim sendo, o método considera a implementação dos seguintes critérios de consulta:

- período de análise;
- subestação;

- alimentador;
- transformador;
- linhas;
- indicador de desempenho.

Com base nestes critérios, os responsáveis pela análise do sistema, podem melhor selecionar os elementos de interesse e assim obter a informação desejada, podendo ser por exemplo, um determinado tipo de transformador ou trecho de linha que estejam com algum tipo de problema específico. Adicionalmente é desejável a apresentação de uma ferramenta que destaque os elementos que mais contribuem para a formação de um determinado indicador. Por estas razões, o método prevê a utilização de gráficos ordenados e gráficos de distribuição em frequência, os quais facilitam a identificação dos elementos problemáticos no sistema.

4 INDICADORES ADOTADOS NA METODOLOGIA MULTICRITERIAL

Este capítulo descreve os indicadores de desempenho que foram considerados na metodologia multicriterial empregada neste trabalho. O principal objetivo aqui é detalhar a metodologia de cálculo e padronização dos resultados. Em virtude da natureza, os mesmos apresentam diversidade na sua complexidade de cálculo e necessidade de dados externos. Os processos de cálculo foram baseados em normas específicas ou quando na falta destas, estabelecido um método próprio. A seguir a descrição de cada um deles.

4.1 Vida útil de transformadores

A avaliação da durabilidade de um transformador, nos estudos de confiabilidade, se relaciona com as condições as quais ele é utilizado no sistema. Deste modo, pode-se atribuir a perda de vida útil a fatores externos, com uma grande diversidade de causas, e ao fator natural de desgaste, atribuído principalmente ao desgaste natural dos elementos isolantes devido a temperatura interna do transformador, esta por sua vez, diretamente relacionada à carga a qual o transformador é submetido.

Atualmente as referências adotadas para estimar a durabilidade são dadas pelos próprios fabricantes desconsiderando os fatores externos, sendo que para transformadores de distribuição, a estimativa é de aproximadamente 20 anos quando os mesmos são operados com carga nominal e temperatura ambiente abaixo da recomendada (ABNT, 1997).

Sabe-se que a carga dos transformadores de distribuição excepcionalmente se mantem em níveis estáveis durante um ciclo diário, o que dificulta prever a vida útil. Além disso, a carga normalmente aumenta com o passar do tempo, portanto fica o questionamento, qual o valor de carga que pode ser acrescida antes de danificar permanentemente ou comprometer significativamente a vida útil do transformador?

A solução mais adotada baseia-se na realização de estimativas com base no ciclo de carga dos transformadores e na temperatura ambiente a qual o mesmo está submetido. Sendo assim, concessionárias podem prever a durabilidade e conseqüentemente o retorno sobre o investimento de um transformador usando níveis de envelhecimentos relativos aplicadas no presente estado da instalação existente, ou seja, analisando a ciclo de carga do transformador (ABNT, 1997).

Utilizando as características térmicas e elétricas do transformador e por meio do ciclo de carga, obtém-se a temperatura do óleo isolante. Conseqüentemente a temperatura do "ponto mais quente do enrolamento" é determinada, que uma variável fundamental para determinação do nível de envelhecimento que o isolante é submetido.

Aplicações deste método de análise para um típico ciclo de cargas, mostram que o

envelhecimento térmico está confinado a uma pequena porção do ciclo anual de carga e que o fator de carga bem como o pico de carga é importante para a determinação da expectativa de vida. Neste contexto, esta seção, aborda o método para obtenção da perda de vida útil de um transformador. No estudo, as referências normativas utilizadas serão a NBR 5416 (ABNT, 1997) e a IEEE C57.91 (2011), as quais fornecem os procedimentos para a aplicação de cargas em transformadores com enrolamentos imersos em líquido isolante. Com base nas recomendações por elas descritas, o desafio desta etapa é definir o método de forma a torná-lo aplicável a um sistema real diante do número expressivo de dados a serem computados.

4.1.1 Características básicas

Os transformadores possuem características específicas que determinam a capacidade do seu carregamento o que também se tornam úteis na determinação da vida útil.

4.1.1.1 Classificação

Segundo a Norma NBR 5356 (2010), os transformadores são classificados segundo suas características térmicas de operação, nas seguintes classes:

- **Classe 55°C:** são aqueles cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 55°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente, não excede 65°C;
- **Classe 65°C:** são os transformadores cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 65°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente, não excede 80°C.

Os transformadores classe 55°C não são mais fabricados, porém devido a substancial população ainda em serviço nos sistemas de distribuição, este trabalho contempla o uso das suas características no método proposto.

4.1.1.2 Tipos de carregamentos admissíveis

Embora, indesejável, o carregamento dos transformadores acima dos limites nominais pode ser aplicado com segurança, desde que esse carregamento se dê de forma controlada (DAKIN, 1948). Nesta condição, a deterioração do isolamento se intensifica devido ao aumento da taxa das reações químicas. Vale ressaltar que embora seja permitido, o limite de carregamento não deve ser superior a 150% (ABNT, 1997).

Segundo NBR 5416, os ciclos de carga, com duração de 24 horas, podem ser classificados em três modos de carregamento, são eles:

- (a) **Carregamento em condição normal de operação:** é o carregamento no qual o transformador é submetido, sem que as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento sejam excedidas além dos limites normais, mesmo que em algumas partes do ciclo de carga a potência nominal seja excedida.
- (b) **Carregamento em condição de emergência de longa duração:** é o carregamento que permite que sejam ultrapassados os limites de temperatura do ciclo de carregamento em condições normais de operação, uma vez que são consideradas saídas prolongadas de unidades transformadoras por algum desligamento do sistema.
- (c) **Carregamento em condição de emergência de curta duração:** é o carregamento que envolve condições de risco e cujo tempo deve ser sempre menor que a constante térmica do transformador e nunca maior que 30 min.

4.1.1.3 Temperaturas limites

A Tabela 5 apresenta os valores limites de temperatura no transformador segundo sua classe e tipos de carregamento, onde τ_O é temperatura do óleo na condição de carga genérica e τ_h é a temperatura do ponto quente.

Tabela 5: Temperaturas limites

Tipo do carregamento	Classe 55°C		Classe 65°C	
	τ_O	τ_h	τ_O	τ_h
Normal	95	105	105	120
Emergência de longa duração	105	120	110	130
Emergência de curta duração	105	130	110	140

Fonte: NBR 5416 (1997)

Quando a aplicação envolve cargas superiores às de operação contínua, do ponto mais quente, ocorre o envelhecimento acelerado da celulose do material isolante.

4.1.1.4 Tipos de resfriamento

Segundo NBR-5356 (2010) existem 6 tipos de resfriamento possíveis em transformadores de potência, variando segundo a condição de circulação do óleo em contato com os enrolamentos e o tipo de resfriamento, podendo ser usada água ou mesmo ar. Restringindo-nos somente aos transformadores utilizados em sistemas de distribuição, majoritariamente o sistema utilizado é o ONAN, ou seja os enrolamentos estão imersos em óleo com circulação normal e resfriamento ao ar com circulação natural.

Na Tabela 6 são apresentados os valores característicos para transformadores com resfriamento tipo ONAN, quando utilizados sob carga nominal.

Tabela 6: Características dos transformadores, resfriamento tipo ONAN

Grandeza	Classe 55°C	Classe 65°C
Elevação da temperatura do ponto mais quente acima do ambiente, em °C ($\theta_h + \theta_O$)	65	80
Elevação da temperatura do topo do óleo acima do ambiente, em °C (θ_O)	40	55
Constante de tempo do topo do óleo, em horas (Tn)	2,7	3,0
Constante de tempo do ponto mais quente, em horas (Te)	0,08	0,08
Constante entre perdas no cobre e perdas no ferro (R)	5,0	3,2
Expoente da elevação da temperatura do enrolamento em função das perdas no cobre (m)	0,8	0,8
Expoente da elevação da temperatura do topo do óleo em função das perdas totais (n)	0,8	0,8

Fonte: NBR 5416 (1997)

4.1.2 Agentes causadores da deterioração de transformadores

Para melhor compreensão do método, é válido destacar os principais agentes envolvidos na deterioração dos transformadores. Durante muito tempo o único fator que levava-se em consideração para a determinação da vida útil e limites de carga dos transformadores era a deterioração mecânica da isolação dos enrolamentos. Porém, segundo a norma IEEE C57.91, existem muitos outros fatores que envolvem grandes riscos, dentre eles podemos destacar os seguintes:

- surgimento de gás livre proveniente do aquecimento dos enrolamentos, terminais e estruturas metálicas podendo prejudicar a integridade dielétrica do transformador;
- operação sob altas temperaturas poderão causar a diminuição da robustez mecânica dos condutores e isoladores;
- a dilatação dos condutores, isoladores e componentes mecânicos podem resultar em deformações permanentes, as quais contribuem para o surgimento de falhas mecânicas e dielétricas;
- o acúmulo da pressão nas buchas, ocasionada por sobrecargas, pode resultar em vazamento de óleo nas juntas e conseqüentemente falhas no dielétrico;
- o aumento da resistência de contato nos terminais dos *taps*, podem acumular produtos da decomposição do óleo numa região de altíssima temperatura, localizada no ponto de contato do *tap* em operação. Numa situação extrema, este ponto pode apresentar uma condição de desequilíbrio térmico favorecendo o surgimento de arco elétrico no contato, ocasionando uma violenta produção de gás.

O conhecimento destes agentes envolvidos proporciona a distinção das suas influências no processo de envelhecimento. Conforme será visto adiante, a equação de envelhecimento é formulada com base em constantes que levam em consideração principalmente a deterioração dos elementos isolantes e a contribuição dos demais agentes acima destacados.

Conforme mencionado anteriormente, a carga e a temperatura ambiente, na qual o transformador é submetido, são de vital importância para determinação da vida útil. A seguir são descritos os fatores relevantes sobre estes agentes, bem como a avaliação de que a tensão e a frequência podem influenciar na determinação da vida útil do transformador.

4.1.2.1 Temperatura Ambiente

Um dos fatores mais importantes para a determinação da vida útil é a temperatura ambiente, uma vez que, a elevação da temperatura interna devido a carga, deve ser acrescida à ambiente para se conhecer a temperatura de operação. A temperatura ambiente submetida ao transformador é a temperatura do ar em contato com a estrutura externa e com os trocadores de calor. Segundo a IEEE C57.91, a durabilidade padrão de um transformador é baseada na temperatura média de 30°C mantendo-se constante num período de 24 horas.

Nos estudos de vida útil, as normas recomendam, quando possível, utilizar a temperatura ambiente real de operação, entretanto, por razões de dificuldades técnicas ou custos, quando este dado não é acessível, utiliza-se o histórico de temperatura ambiente para determinado mês obtido dos relatórios divulgados por algum agente oficial de meteorologia, seja nacional ou local, onde o transformador está localizado.

Para consolidação da temperatura ambiente quando um transformador é operado em condições de carregamento normal, utiliza-se a média, para o mês em questão, das temperaturas médias mensais obtidas do decorrer de vários anos.

Quando há necessidade de análises futuras, utilizando-se temperaturas prováveis, a recomendação é que as temperaturas médias obtidas sejam acrescidas de 5° para compensar o menor envelhecimento em temperaturas mais baixas que a média.

4.1.2.2 Tensão e Frequência

A influência da tensão e frequência é relevante e deve ser considerada quando determinadas limitações de carregamento vão além das especificações do transformador. O efeito da violação dos limites operacionais é a sobre-excitação e conseqüentemente o aquecimento do núcleo do transformador. Para efeitos deste trabalho, com base nas normas IEEE C57.91 e NBR 5416, a tensão e frequência não afetam os cálculos de elevação da temperatura nem os de expectativa de vida do equipamento, desde que respeitados os limites estabelecidos pelas normas que regem a fabricação dos transformadores (NBR 5356 e IEEE 57.12). Para transformadores de até 100MVA, a NBR 5416 estabelece que tanto em condições de carregamento normal e em emergência o limite de carga não deve ser superior a 150%.

4.1.2.3 Ciclo de carga

Os transformadores de distribuição, devido ao tipo de aplicação, possuem geralmente um ciclo de carga que se repete a cada 24 horas, possuindo algumas variações que dependem do dia da semana. Este ciclo pode ter uma característica de carga constante ou sofrer um ou mais picos durante as 24 horas. Quando aplicado um ciclo de carga no transformador, a temperatura do enrolamento e, conseqüentemente, do óleo crescem e decrescem exponencialmente de acordo com as características térmicas do transformador.

Nas metodologias descritas pelas normas IEEE C57.91 e NBR 5416, são abordados dois métodos para obtenção da temperatura do ponto mais quente do transformador. Um dos métodos, mais simples e utilizado mais para se conhecer o limite de carga admissível, assume que o usuário não dispõe de controle das condições operacionais do transformador. Desta forma, a temperatura do ponto mais quente é obtida com base no ciclo de carga equivalente e utilizando-se tabelas com dados pré-calculados. O ciclo de carga equivalente baseia-se na conversão do ciclo real de carga em um ciclo de carga retangular simples, termicamente equivalente. A Figura 12 ilustra um exemplo de ciclo de carga equivalente onde a linha pontilhada representa o ciclo de carga equivalente.

A carga inicial, ou carga básica equivalente é obtida calculando-se o valor médio quadrático ponderado pela duração, expresso pela equação:

$$Carga\ equivalente = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n}} \quad (8)$$

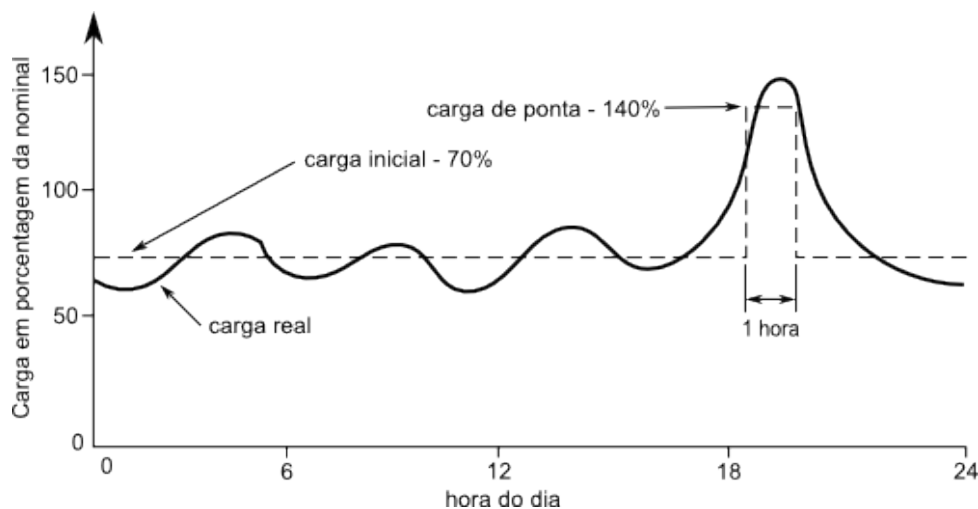
onde,

S_1, S_2, S_3, \dots são os vários degraus de carga em porcentagem, p.u., kVA ou corrente real;

t_1, t_2, t_3, \dots são as durações respectivas dessas cargas.

A partir da carga equivalente calculada, conhecendo-se a temperatura ambiente média (τ_{amb}) e a duração da carga na ponta, chega-se, por meio de tabelas aos valores de carga

Figura 12: Ciclo de carga equivalente



Fonte: NBR 5416 (1997)

máxima admissível durante o tempo de ponta, temperatura do topo do óleo (τ_o) e da temperatura do ponto mais quente do enrolamento (τ_h).

Este método, embora prático, não fornece valores precisos para determinação da temperatura interna considerando todas as variações ocorridas durante um ciclo completo.

Um método alternativo, o qual requer cálculo computacional, apresenta-se como opção para se obter resultados mais precisos. Este método leva em conta mudanças das perdas técnicas e viscosidade do óleo causada pela alteração da resistência e temperatura respectivamente. Além disso, a temperatura ambiente é também considerada.

O método considera que o período de exame (24 horas) seja dividido em intervalos de pequena duração e o cálculo do ponto mais quente, ao fim de cada um desses intervalos. Quanto maior for o número de intervalos em que o ciclo for dividido, mais preciso será o cálculo da temperatura do ponto mais quente. Intervalos mais longos acarretam notoriamente em resultados mais conservadores.

A utilização deste método será melhor detalhada na seção que aborda o equacionamento da temperatura do ponto mais quente do enrolamento. A seguir são abordados os aspectos específicos que envolvem somente a durabilidade dos elementos isolantes e em seguida o detalhamento da determinação da temperatura do ponto mais quente.

4.1.3 Durabilidade da isolação dos transformadores

Questões que envolvem o envelhecimento da isolação dos transformadores têm sido amplamente discutidas. A principal razão para tanta discussão se concentra em estabelecer um modelo para o envelhecimento dos materiais isolantes frente aos muitos agentes envolvidos. O conjunto de materiais que formam os isolantes dos transformadores é constituído essencialmente por papel, o qual é submetido a um processo contínuo de degradação por água, oxigênio ácidos presentes no óleo isolante (ABNT, 1997). Consequência do avanço tecnológico no que tange a conservação do óleo, a influência dos níveis de umidade e oxigênio podem ser desprezados, ficando somente a temperatura como agente de controle (IEEE, 2011), portanto o envelhecimento da celulose é predominantemente térmico cumulativo.

Considerando que a grande maioria dos transformadores possui a temperatura desu-

niformemente distribuída, a região de maior deterioração será a de mais alta temperatura. Por esta razão, para estudos de envelhecimento usualmente consideram-se os efeitos causados pelo ponto de mais alta temperatura, dita temperatura do ponto quente (τ_h). Assim sendo, o envelhecimento está baseado na vida esperada do transformador, sob efeito da temperatura de operação da isolamento ao longo do tempo.

4.1.3.0.1 Equacionamento para determinação da vida útil

O princípio da teoria de envelhecimento da isolamento dos transformadores fundamenta-se na teoria da taxa de reação de Arrhenius (1889), a qual é utilizada para definir a taxa de reação para uma determinada solução química e expressa originalmente pela seguinte equação:

$$k = A.e^{\left[\frac{-E_a}{k_B \cdot T}\right]} \quad (9)$$

Sendo k a taxa constante da reação química para uma determinada temperatura absoluta T (em kelvin). A é o fator pré-exponencial, E_a é a energia de ativação e k_B a constante de Boltzmann. Em outras palavras k representa o número de colisões das moléculas que resultam efetivamente em reação química. O fator A expressa a ordem da reação e é também chamado fator de frequência, ou seja, é o número de colisões ocorridas em um dado intervalo de tempo. A expressão $e^{-E_a/k_B \cdot T}$ indica a probabilidade que uma determinada colisão entre moléculas resulte em reação propriamente dita.

No contexto das reações químicas que ocorrem nos isolantes dos transformadores, a Equação (9) pode ser adaptada de forma a deixar evidentes as constantes de interesse. Além disso, a temperatura absoluta (T) em kelvin pode ser substituída por $\theta + 273$ sendo θ a temperatura, em °C, do ponto da reação. Com estas considerações a Equação (9) pode ser reescrita resultando na Equação (10).

$$k = A.e^{\left[\frac{B}{\theta+273}\right]} \quad (10)$$

A Equação (10) é primitiva que expressa a taxa de reação para os elementos isolantes. A literatura técnica apresenta alternativas desta expressão e dependendo do método a ser utilizado, os valores das constantes A e B sofrem variações, bem como a utilização da notação do logaritmo natural, que pode se apresentar como logaritmo decimal devido a proximidade dos resultados obtidos.

Neste trabalho, devido ao objetivo de aplicar o método a um sistema de distribuição brasileiro, utilizar-se-á, da Equação (11) definida na norma NBR-5416 como segue:

$$PV_n = 10^{-\left\{\frac{B}{273+\tau_h} + A\right\}} \cdot 100\Delta t \quad (11)$$

onde,

- PV_n vida útil do isolamento, em percentual, para o intervalo n ;
- τ_h temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, em °C;
- A constante modificada, sendo $A=14,133$ para transformadores classe 55°C e $A=13,391$ para transformadores classe 65°C;
- B constante da taxa de envelhecimento, $B=6972,15$;
- Δt intervalo de tempo da análise.

Esta equação expressa a dependência da taxa de envelhecimento somente com a temperatura, sendo que, a definição de perda percentual de vida útil em unidade de tempo

pode envolver o critério final e outras variáveis que afetam o tempo de vida útil, como a água e nível de oxigênio presentes na isolação.

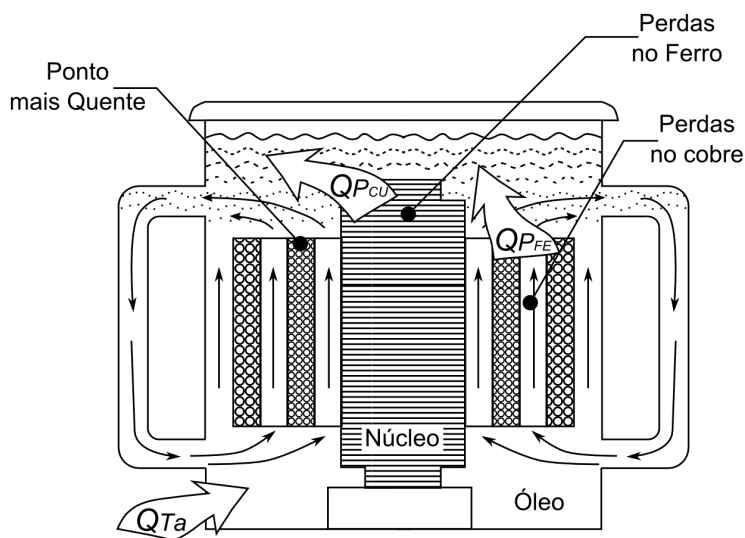
As definições dos valores das constantes A e B foram obtidas por vários pesquisadores através de experimentos a fim de melhor caracterizar a curva de envelhecimento da celulose presente nos elementos isolantes sob condições controladas. Particularmente para a constante B destacam-se como sendo os trabalhos de maior relevância: Shroff e Stannet (1985), seguido por Goto, Tsukioka, e Mori (1990), Head, Gale, e Lawson (1979), que encontraram um valor apropriado para ser usado com transformadores de distribuição e potência, visto que ambos utilizam o mesmo isolante.

No que se refere a constante A , a qual define a inclinação da curva, o dado mais recente surgiu a partir de 1995, durante a elaboração da norma ANSI C57.91, onde montou-se um grupo de pesquisa o qual desenvolveu uma tabela de alternativas para a vida útil dos isolantes dependente das condições de uso dos mesmos. O resultado obtido foi um valor estimado de 180.000 horas (ou 20,55 anos) de vida útil, sob condições normais de operação o que resulta no valor da constante A utilizado atualmente.

4.1.4 Equacionamento para determinação da temperatura do ponto mais quente

Conforme Equação (11), o envelhecimento do isolamento depende da temperatura do ponto mais quente, o qual é, por definição, a temperatura máxima atingida no interior do enrolamento. A Figura 13 ilustra a localização deste ponto, bem como o fluxo de calor que ocorre no transformador quando o mesmo está em operação.

Figura 13: Representação térmica do transformador



Fonte: elaborada pelo autor

Conforme pode ser observado, a temperatura do óleo no interior do transformador é resultado do fluxo de calor produzido pelas perdas no núcleo (P_{FE}), perdas nos enrolamentos (P_{CU}) e pela temperatura ambiente (T_a).

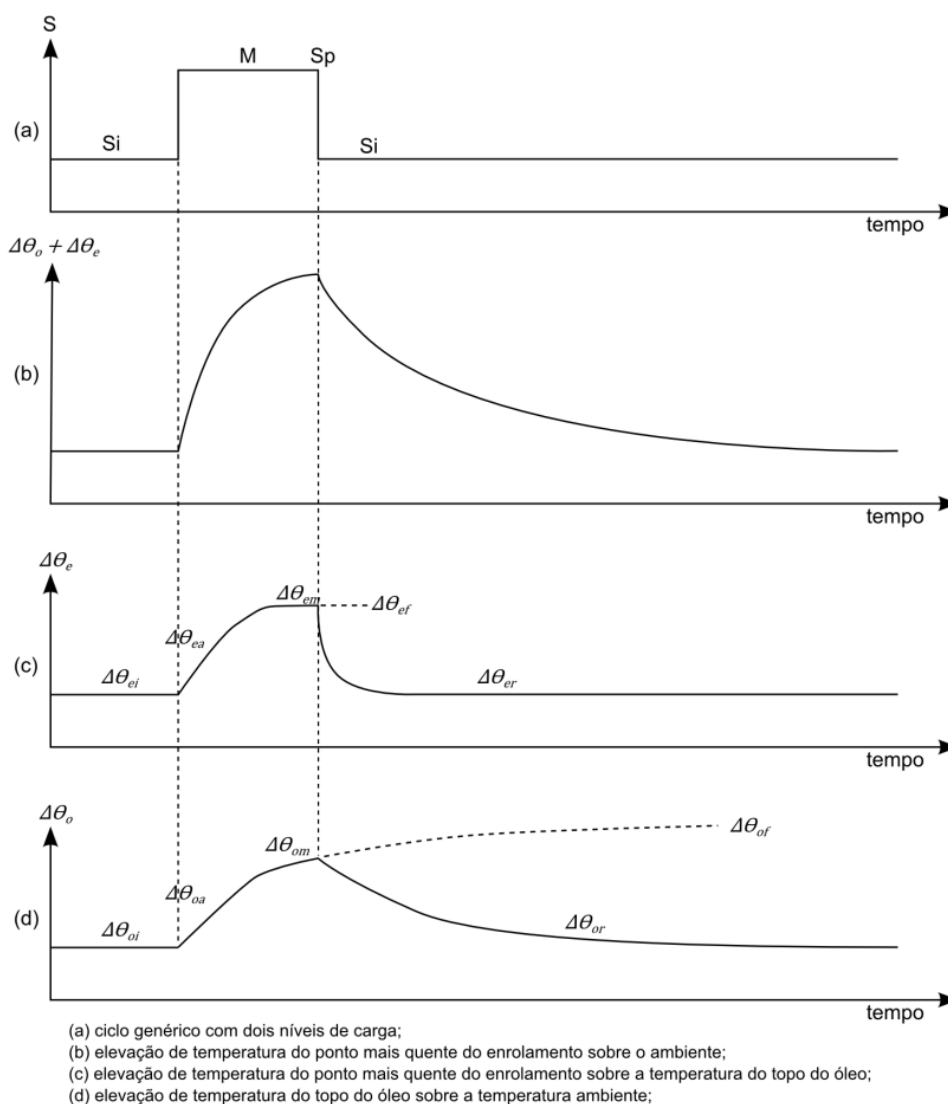
O calor produzido pelo núcleo ocorre devido às perdas por histerese magnética e correntes de *Foucault*. Estas perdas, por sua natureza, dependem majoritariamente dos níveis de tensão. O efeito do calor produzido aquece tanto o núcleo quanto o óleo no qual está

imerso. Os enrolamentos, por sua vez, produzem calor por efeito Joule, que parte se- vem para aquecer o próprio enrolamento e outra parte é transferida para o óleo. Ambos, núcleo e enrolamento, são aquecidos durante o transitório de energização e depois, em regime permanente, todo calor produzido é transferido para o óleo. Este por sua vez, circula pelo transformador de forma natural pelo fluxo produzido pela diferença de densidade devido à diferença de temperatura existente nas diferentes regiões do transformador. Por fim, o óleo aquecido é resfriado pela transferência de calor para o meio externo.

4.1.4.1 Temperatura do óleo durante transitórios

Quando aplicado um ciclo de carga ao transformador, as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento crescem e decrescem exponencialmente, conforme mostrado na Figura 14.

Figura 14: Ciclo genérico com dois níveis de carga e temperatura resultantes



Fonte: NBR 5416 (1997)

Para desenvolvimento do equacionamento da temperatura durante os transitórios, as-

sume-se que no instante da variação da carga, $t = 0$, o óleo encontra-se na temperatura inicial, τ_{Oinic} , além disso, assume-se que a temperatura ambiente, τ_{amb} , mantém-se constante durante todo o transitório. Para isolar os termos de relevância, algumas hipóteses são realizadas (KAGAN; OLIVEIRA; BORBA, 2005):

- a tensão primária do transformador, resistência dos enrolamentos e as perdas de Foucault se mantêm constantes durante todo o transitório;
- o coeficiente de dissipação de calor, do transformador ao meio, independe da temperatura da superfície emissora de calor;
- as perdas adicionais, perdas no tanque do transformador devido ao fluxo de dispersão, são desprezíveis.

Considerando que as perdas totais do transformador são dadas por $W = P_{Fe} + P_{Cu}$ para uma determinada condição de carga, pode-se obter a perda para um instante infinitesimal, dt , quando elevação de temperatura do óleo sobre a temperatura ambiente, θ_o , sofre um acréscimo de $d\theta$, resultando na seguinte equação:

$$W dt = K_d \cdot S_d \cdot \theta_o \cdot dt + C \cdot d\theta \quad (12)$$

onde,

W é quantidade de calor produzido pelo transformador;

K_d é o coeficiente de dissipação de calor, em $W/^\circ C$;

S_d é a superfície de dissipação do calor, em m^2 ;

C é a capacidade térmica do transformador, em $J/^\circ C$, determinada pelo produto do calor específico do corpo pelo seu peso.

Admitindo-se que o coeficiente K_d é constante durante o processo de aquecimento e que W e C também são constantes e independentes da temperatura, a Equação (12), é uma equação linear de primeira ordem com coeficientes constantes. Para a sua integração, primeiro divide-se ambos os membros por C , e multiplicam-se ambos os membros por $e^{((K_d S_d)/W) \cdot t}$, para depois realizar a integração, obtendo-se a seguinte equação:

$$\frac{W}{K_d S_d} \cdot e^{\frac{K_d S_d}{C} \cdot t} = \theta_o \cdot e^{\frac{K_d S_d}{C} \cdot t} + A \quad (13)$$

sendo A a constante de integração determinada a partir das condições de contorno para $t = 0$, a temperatura do óleo no tempo 0 será igual a: $\theta_o = \theta_{Oinic} = \tau_{Oinic} - \tau_{amb}$, resultando na seguinte equação:

$$A = \frac{W}{K_d S_d} - \theta_{Oinic} \quad (14)$$

Em regime permanente, todo o calor produzido é dissipado, $C \cdot d\theta = 0$, logo a temperatura do óleo em regime, θ_{Oreg} , é dada pela Equação (15)

$$\theta_{Oreg} = \frac{W}{K_d S_d} \quad (15)$$

Como K_d , S_d e C são constantes, podemos definir T como sendo a constante de tempo térmica, dada pela Equação (16)

$$T = \frac{C}{K_d S_d} = \frac{C}{W} \cdot \theta_{Oreg} \quad (16)$$

Substituindo as Equações (14), (15) e (16) na Equação (13) obtém-se a equação geral de aquecimento do óleo, dada pela Equação (18):

$$\theta_O = \theta_{Oreg}(1 - e^{\frac{-t}{T_O}}) + \theta_{Oinic} \cdot e^{\frac{-t}{T_O}} \quad (17)$$

$$\theta_O = (\theta_{Oreg} - \theta_{Oinic}) \cdot (1 - e^{\frac{-t}{T_O}}) + \theta_{Oinic} \quad (18)$$

4.1.4.2 Temperatura do óleo em regime permanente

Para caracterização da temperatura do óleo em regime permanente, para um carregamento S genérico, deve-se desconsiderar as restrições feitas para o equacionamento da temperatura do óleo nos transitórios. Deve-se então levar em consideração que às variações na resistência do enrolamento ser um invariante com a temperatura e o coeficiente de dissipação de calor independente da temperatura. Sendo assim, pode-se definir um fator de correção da resistência elétrica do enrolamento para a condição operativa, k_{res} , como sendo:

$$k_{res} = \frac{R_{eq}}{R_{eqpc}} = \frac{(1 + \alpha \cdot \tau_e)}{(1 + \alpha \cdot \tau_{epc})} \quad (19)$$

sendo α o coeficiente de variação da resistência com a temperatura, τ_e e τ_{epc} , a temperatura do enrolamento na condição de carga genérica e plena carga respectivamente. Para enrolamento em cobre 100% IACS (*International Annealed Copper Standard*), a Equação (18) torna-se:

$$k_{res} = \frac{234,5 + \tau_e}{234,5 + \tau_{epc}} \quad (20)$$

Considerando-se que nos transformadores existe uma diferença entre perdas totais e a dissipação total de calor, pode-se estabelecer um valor n para caracterizar esta relação. A Equação (21) mostra relação entre perdas totais e elevação da temperatura.

$$\frac{\theta_{Oreg}}{\theta_{Opc}} = \left[\frac{W}{W_{pc}} \right]^n \quad (21)$$

Sendo θ_{Oreg} e θ_{Opc} a elevação da temperatura do óleo sobre a temperatura ambiente, em carga genérica e a plena carga respectivamente, e W e W_{pc} as perdas totais para condição de carga genérica e plena carga respectivamente.

Sabe-se que $W = P_{Fe} + P_{Cu}$. As perdas no núcleo, P_{Fe} , são constantes, já as perdas no cobre, P_{Cu} , em regime de carga genérico, são caracterizadas pela expressão (22), na qual levam-se em consideração o fator de correção da resistência elétrica, k_{res} , sendo s o carregamento genérico do transformador em p.u. e $P_{Cu_{pc}}$ as perdas no cobre a plena carga.

$$P_{Cu} = P_{Cu_{pc}} \cdot s^2 \cdot k_{res} \quad (22)$$

Da Equação (15), obtém-se as Equações (23) e (24), as quais caracterizam a elevação da temperatura do óleo para um regime de carga genérico e a plena carga respectivamente.

$$\theta_{Oreg} = \frac{P_{Fe} + P_{Cu_{pc}} \cdot s^2 \cdot k_{res}}{K_d S_d} \quad (23)$$

$$\theta_{Opc} = \frac{P_{Fe} + P_{Cupc}}{K_{dpc} S_d} \quad (24)$$

Da relação entre θ_{Oreg} e θ_{Opc} resulta em:

$$\frac{\theta_{Oreg}}{\theta_{Opc}} = \frac{\frac{P_{Fe} + P_{Cupc} \cdot s^2 \cdot k_{res}}{K_d \cdot S_d}}{\frac{P_{Fe} + P_{Cupc}}{K_{dpc} \cdot S_d}} = \frac{1 + \frac{P_{Cupc}}{P_{Fe}} \cdot s^2 \cdot k_{res}}{1 + \frac{P_{Cupc}}{P_{Fe}}} \cdot \frac{K_d}{K_{dpc}} \quad (25)$$

A relação entre os coeficientes de dissipação de calor K_d/K_{dpc} pode ser então traduzida por n resultando na Expressão (26).

$$\theta_{Oreg} = \theta_{Opc} \left[\frac{1 + R \cdot s^2 \cdot k_{res}}{1 + R} \right]^n \quad (26)$$

onde R é a relação entre P_{Cupc} e P_{Fe} .

Tomando-se como base a NBR 5416, n e R assumem os valores de 0,8 e 3,2 respectivamente para transformadores com resfriamento do tipo ONAN.

4.1.4.3 Temperatura do ponto mais quente do enrolamento

Considerando que a massa de material presente no ponto mais quente do enrolamento é muito pequena, pode-se assumir que a constante de tempo para este ponto é nula. Isso significa dizer que a temperatura do ponto mais quente é atingida instantaneamente. Desta forma, as elevações de temperatura do ponto mais quente em regime, θ_h , e a plena carga, θ_{hpc} , em relação a temperatura do óleo, considerando uma carga genérica, s , é obtida igualando-se o calor produzido no enrolamento e transferido ao óleo, resultando em:

$$\theta_h = \frac{P_{Cupc} \cdot s^2 \cdot k_{res}}{K_d \cdot S_d} \quad e \quad \theta_{hpc} = \frac{P_{Cupc}}{K_{dpc} \cdot S_d} \quad (27)$$

Da relação entre as duas condições descritas por (27), obtém-se a Expressão (28).

$$\theta_h = \theta_{hpc} \cdot s^2 \cdot k_{res} \cdot \frac{K_{dpc}}{K_d} \quad (28)$$

Tornando-a empírica de forma a simplificá-la, obtemos a Equação (29).

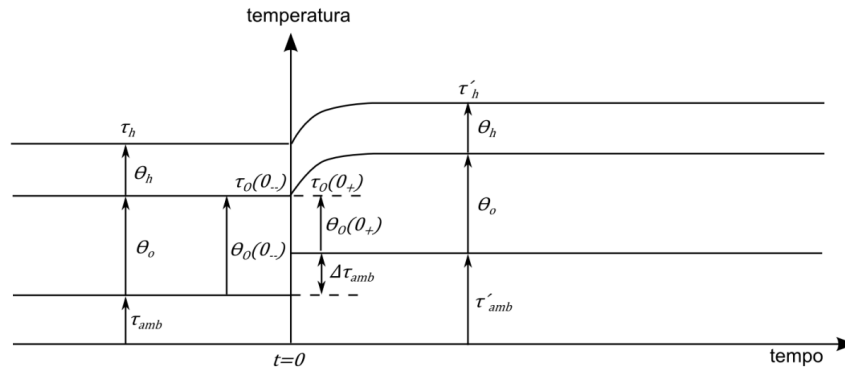
$$\theta_h = \theta_{hpc} \cdot (s^2 \cdot k_{res})^m \quad (29)$$

onde m é a constante que define a relação entre a elevação da temperatura do enrolamento em função das perdas no cobre. A norma NBR 5416 estabelece $m=0,8$ para transformadores com resfriamento do tipo ONAN.

4.1.4.4 Variação da temperatura ambiente

Considerando um regime de carga constante no transformador, quando ocorrem variações na temperatura ambiente, $\Delta\tau_{amb}$, tanto a elevação da temperatura do óleo, θ_o , quanto a elevação da temperatura do ponto mais quente, θ_h , se manterão inalterados após o término do transitório. A Figura 15 ilustra o comportamento da temperatura quando ocorre o transitório.

Figura 15: Elevação da temperatura ambiente



Fonte: N. Kagan (2005)

Assim, tem-se que:

$$\tau_O(0_-) = \tau_{amb} + \theta_O(0_-) \quad e \quad \tau_O(0_+) = \tau_{amb} + \Delta\tau_{amb} + \theta_O(0_+) \quad (30)$$

Como $\tau_O(0_-) = \tau_O(0_+)$, resulta que:

$$\theta_O(0_+) = \theta_O(0_-) - \Delta\tau_{amb} \quad (31)$$

A Equação (31) descreve o transitório térmico ocasionado pela variação da temperatura ambiente, o qual se inicia no instante $t = 0$, quando a elevação da temperatura do óleo sobre a ambiente é dada por $\theta_{Oinic} = \theta_O(0_-) - \Delta\tau_{amb}$ e quando terminado o transitório alcança o valor $\theta_{Oreg} = \theta_O$. Aplicando a Equação (18) em (31) pode-se então determinar a temperatura do óleo a cada instante, levando-se em consideração a temperatura ambiente. Considerando a constante de tempo térmica do ponto mais quente nula, tem-se que a temperatura do ponto mais quente, para um determinado instante dado pela Equação (32)

$$\tau_h(t) = \theta_h + \theta_O(t) + \tau_{amb} + \Delta\tau_{amb} \quad (32)$$

4.1.5 Procedimento para obtenção do percentual de perda de vida útil

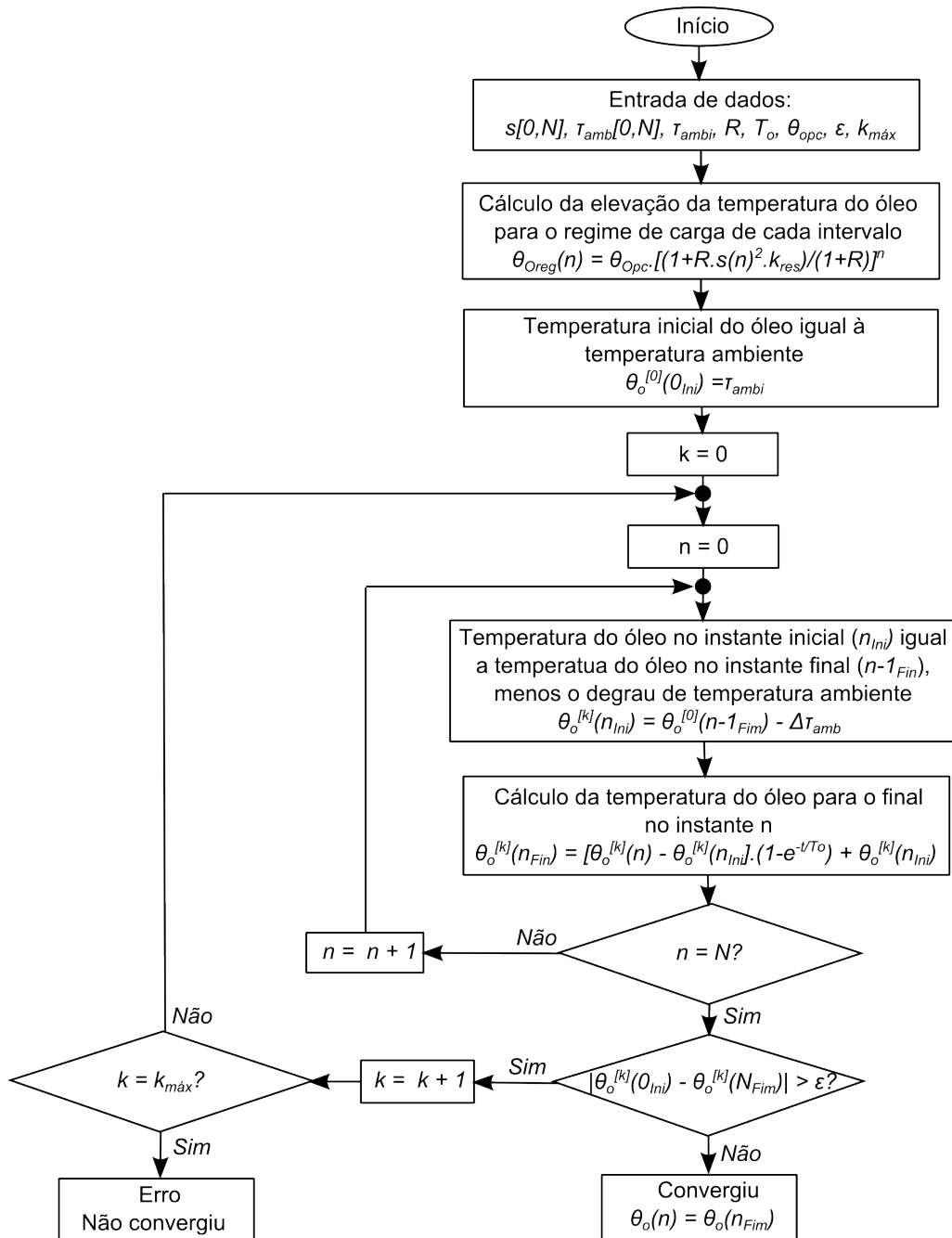
Conhecendo-se as equações que definem a perda de vida útil dos elementos isolantes (Equação (11)) e as equações que descrevem o comportamento térmico do óleo e dos enrolamentos (Equações (18), (26), (29) e (32)), pode-se então estabelecer o método de cálculo para determinação de vida útil do transformador com base no ciclo de carga e na temperatura ambiente, para tanto necessita-se previamente conhecer os seguintes dados básicos:

- características do transformador (conforme Tabela 6);
- o ciclo de carga diário do transformador;
- o ciclo de temperatura ambiente média diária da região de instalação do transformador.

Além destes, como o método utiliza processos iterativos para cálculo da temperatura do óleo, necessita-se atribuir um limite de erro para iteração (ε), número máximo de iterações permitidas (k_{max}) e a temperatura do óleo inicial (τ_{ambi}) para a primeira iteração, onde assume-se ser igual a temperatura ambiente.

Inicialmente, o método exige a divisão do ciclo de carga e temperatura ambiente em intervalos de pequena duração. O fluxograma apresentado na Figura 16 descreve o processo para determinação da elevação da temperatura do óleo.

Figura 16: Fluxograma para determinação da temperatura do óleo



Fonte: elaborada pelo autor

Calculada a elevação de temperatura do óleo para cada intervalo n , o próximo passo é calcular a temperatura do ponto mais quente nos enrolamentos ao fim de cada um desses intervalos, o procedimento para cálculo é descrito a seguir:

1. utilizando a Equação (29) calcula-se a elevação de temperatura do ponto mais quente θ_h para cada intervalo n ;

2. através da Equação (18) chega-se aos valores da elevação da temperatura do óleo considerando as variações entre os intervalos n ;
3. com todas as variáveis calculadas nos passos anteriores, utilizando a Equação (32) obtém-se o valor de temperatura do ponto mais quente;
4. a temperatura do ponto mais quente do enrolamento é suposta constante ao longo de cada intervalo e igual ao seu valor final no intervalo, assim sendo, utilizando a Equação (11), pode-se calcular a perda de vida percentual ocorrida ao longo de cada intervalo n .

A perda de vida total de um transformador será a soma das perdas de vida dos diversos intervalos de tempo.

$$PV = \sum_{n=0}^N PV_n \quad (33)$$

Quanto maior o número de intervalos em que o ciclo de carga for dividido, mais preciso é o resultado.

4.1.6 Quantificação das perdas financeiras

O custo, ou perda financeira, que um transformador adquire ao longo da sua vida útil se relaciona à depreciação do bem do ativo imobilizado da empresa. Usualmente as empresas atribuem um percentual de depreciação anual para os transformadores, mas em realidade, dependendo das condições de como ele é utilizado, a depreciação pode ser maior ou menor. Na prática, quanto mais tempo de uso um transformador possui, menor será o seu valor comercial. Portanto, conhecer a parcela de depreciação devido às condições de uso se torna desejável para se obter resultados financeiros mais precisos. Para conhecer o quanto um transformador perde em valor monetário em um período fixo de tempo, deve-se primeiramente saber o custo de aquisição do mesmo. Com esta informação pode-se saber por meio da perda de vida percentual de cada transformador, expressa pela Equação (33), a quantia monetária perdida naquele intervalo de tempo.

As Equações (34) e (35) definem o custo devido a perda de vida útil para um transformador e para um grupo de transformadores respectivamente.

$$c(PV) = \frac{PV \times c(Tr)}{100} \quad (34)$$

$$c(PV) = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{PV_i \times c(Tr_i)}{100} \quad (35)$$

sendo $c(PV)$ o custo associado a perda de vida útil, para cada transformador e $c(Tr)$ seu respectivo custo de aquisição dependendo das características individuais.

Utilizando-se a equação (35) pode-se, por exemplo, obter o custo global de um grupo de transformadores de um alimentador ou mesmo de uma subestação de um sistema de distribuição.

4.2 Fator de utilização

O fator de utilização de um sistema em um determinado período de tempo t , é denominado de K_u e representa a relação entre a demanda máxima do sistema (S_{max}), no período t , e a sua capacidade nominal, S_N (KAGAN; OLIVEIRA; BORBA, 2005). K_U é definido pela seguinte equação:

$$K_u = \frac{S_{max}}{S_N} \quad (36)$$

Este fator, K_u , é adimensional e indica como o sistema ou um equipamento em particular está sendo usado, ou seja, indica se ele está sub-utilizado ou sobrecarregado. Para transformadores de distribuição este índice é relevante porque pode apontar perdas financeiras pela sub-utilização, ou também indicar uma possível redução de vida-útil, caso em que o equipamento opera em sobrecarga por longos períodos.

O custo relativo ao mal dimensionamento do transformador, associado ao fator de utilização, $c(K_U)$, é obtido pela expressão (37).

$$c(K_U) = \sum_{i=1}^{N_T} \left[\frac{c(S_{N_i}) - c(K_U \cdot S_{N_i})}{\Delta t \cdot 20} \right] \quad (37)$$

Na expressão anterior $c(S_{N_i})$ é o custo de aquisição do transformador originalmente instalado, $c(K_U \cdot S_{N_i})$ é o custo do transformador que melhor se adapta para aquela condição de carregamento e Δt é o horizonte de análise, sendo 12 para análise mensal, 360 para diário e assim por diante. Desta forma, obtém-se o valor financeiro devido a incompatibilidade no dimensionamento do transformador $c(K_U)$ com base na sua vida útil estimada de 20 anos.

4.3 Perdas técnicas

A composição das perdas técnicas nos sistemas de distribuição está associada aos equipamentos que compõem cada segmento do sistema. Tomando-se como referência o estudo realizado por Méffe (2007), as perdas técnicas no sistema de distribuição são distribuídas por segmento nas proporções dadas na Tabela 7.

Conforme pode ser observado, a rede primária e os transformadores de distribuição contribuem significativamente na composição das perdas, razão pela qual o resultado das perdas destes dois segmentos foram selecionados como critérios para serem utilizados na metodologia proposta. As perdas na rede secundária também são expressivas, porém neste estudo as mesmas não serão contempladas.

4.3.1 Perdas técnicas nos transformadores

A perda total no transformador (ΔP_{TR}) é composta pelas perdas no cobre (ΔP_{Cu}) e no ferro (ΔP_{Fe}), conforme a seguinte equação:

$$\Delta P_{TR} = \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cu} \quad (38)$$

As perdas no ferro ocorrem devido à histerese magnética e as correntes parasitas no ferro. Estas perdas são aproximadamente proporcionais a potência do transformador. Por outro lado, as perdas no enrolamento dependem da corrente que circula pelo transformador e, segundo a ANEEL (ANEEL, 2015c), pode ser expressa pela seguinte equação:

Tabela 7: Relação de perdas por segmento de distribuição

Segmento	Perda de energia [%]
Transformador de Distribuição	2,55
Rede Secundária	1,59
Rede Primária	1,19
Subestação de Distribuição	0,77
Perdas Diversas	0,50
Ramal de Ligação	0,40
Medidor de Energia	0,26
Total de Perdas Técnicas	5,47

Fonte: Méffe A. (2007)

$$\Delta P_{Cu} = \left(\frac{P_{med}}{P_{nom} \cdot \cos \varphi} \right) \cdot P_{N_{Cu}} \quad (39)$$

onde, $P_{N_{Cu}}$ são perdas no cobre do transformador na condição nominal de carga, as quais são obtidas pela diferença entre as perdas totais e a perda a vazio do transformador em kW, P_{med} é a potência média no transformador, obtida pela energia consumida pelos consumidores ligados ao transformador dividida pelo tempo em kW, P_{nom} é potência nominal do transformador em kVA e $\cos \varphi$ é o fator de potência, estabelecido em 0,92.

Ambos os valores de perdas no ferro e perdas no cobre são fornecidos pelos fabricantes, o quais devem atender aos critérios estabelecidos pela norma (NBR-5440:2014) (ABNT, 2014) que define níveis de eficiência, potência e classe de tensão.

Com isso, o critério de perdas a ser utilizado nesta metodologia é calculado individualmente para cada transformador dentro de um horizonte de tempo definido, necessitando conhecer previamente as especificação das perdas (obtidas com base na norma a que o transformador atende), potência nominal e regime de operação.

Para determinação das perdas financeiras provenientes das perdas técnicas dos transformadores, $c(P_{TR})$, utiliza-se a seguinte expressão:

$$c(P_{TR}) = \sum_{i=1}^{N_T} \Delta P_{TR_i} \times TE \quad (40)$$

onde, TE é a tarifa de energia que é definida para cada concessionária, classe de consumo e nível de tensão. O somatório da perda de todos os transformadores de 1 a N_T , resulta no custo total devido a perdas nos transformadores.

4.3.2 Perdas técnicas nas linhas

O cálculo das perdas técnicas nas linhas de distribuição requer estudos detalhados do sistema de distribuição e, além disso, necessita de dados completos e atualizados dos segmentos que compõem o sistema. Para o cálculo de perdas nas linhas, a grande maioria das distribuidoras de energia utiliza o resultado do fluxo de potência, processos estatísticos e modelos geométricos para a estimativa das perdas. Estes métodos classificam-se em

Botton-up, Top-Down e Híbridos conforme a disponibilidade de dados dos sistemas, dentre eles podemos destacar os métodos CODI-MOD, ANEEL e SIMPLES (OLIVEIRA, 2009).

Neste trabalho, será utilizado o resultado das perdas calculadas pelo fluxo de potência, o qual mostra-se mais preciso frente aos outros métodos. A perda por trecho é calculada em função da resistência dos condutores e corrente em cada trecho.

O resultado deste critério de seleção é o valor da perda técnica por trecho da rede primária. Conhecendo-se a topologia do sistema, obtêm-se as perdas percentuais por alimentador, subestação ou mesmo região.

Para as perdas financeiras nas linhas, $c(P_L)$, são associadas as perdas percentuais de cada trecho com a tarifa de energia. A perda financeira de todo ou parte do sistema (de 1 a N_S) será o somatório das perdas financeiras dos trechos, segundo expressão a seguinte expressão:

$$c(P_L) = \sum_{i=1}^{N_S} \Delta P_{L_i} \times TE \quad (41)$$

sendo, N_S o número de trechos no sistema em análise.

4.4 Tensão em regime permanente

Do ponto de vista dos consumidores, variações de tensão da rede quanto à tensão nominal, podem reduzir a vida útil dos equipamentos, causando mau funcionamento e diminuindo sua eficiência energética. Diante deste contexto, há necessidade de constante fiscalização para que as tensões fiquem dentro dos valores aceitáveis. No Brasil, os níveis de tensão são regulamentados e fiscalizados pela ANEEL através do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015b), a qual define dois índices, descritos pelas seguintes expressões:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 \quad (42)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100 \quad (43)$$

onde,

DRP e DRC são os índices de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária e Crítica respectivamente, ambos dados em percentual;
 nlp e nlc representam os maiores valores entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

Cada resultado de tensão é obtido em intervalos de 10 minutos e para apuração completa dos itens deve-se dispor de 1008 registros válidos (uma semana). As faixas de tensão críticas e precárias são definidas pelo ANEXO 1 do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015b) havendo variações conforme faixa de classificação das tensões.

O resultado para este critério é obtido pela análise destes dois índices, os quais indicam a precariedade dos níveis de tensão diretamente em termos percentuais.

Trimestralmente, as empresas distribuidoras são obrigadas a enviar para a ANEEL os resultados de DRP e DRC de um número limitado de unidades consumidoras definidas aleatoriamente com base no número total de unidades consumidoras da distribuidora.

Estes dados são então analisados e, dependendo dos resultados, a empresa pode sofrer sanções financeiras. Além disto, os consumidores podem contestar diretamente as distribuidoras e, no caso de ficarem provadas irregularidades nos níveis de tensão, a mesma é obrigada a ressarcir financeiramente o cliente. O Módulo 8 do PRODIST define a fórmula para o cálculo da compensação financeira das unidades consumidoras. Realizando o somatório de todos os valores por transformador que compõem o sistema, (de i a N_T) resulta o custo de compensação devido a violação de tensão $c(\Delta V)$, definido conforme Equação (44).

$$c(\Delta V) = \sum_{i=1}^{N_T} \left[\left(\frac{DRP_i - DRP_M}{100} \right) k_1 + \left(\frac{DRC_i - DRC_M}{100} \right) k_2 \right] EUSD \quad (44)$$

$$k_1 = \begin{cases} 0 & \text{se } DRP_i \leq DRP_M \\ 3 & \text{se } DRP_i > DRP_M \end{cases}$$

$$k_2 = \begin{cases} 0 & \text{se } DRC_i \leq DRC_M \\ 7 & \text{para UC atendidas em baixa tensão, se } DRC_i > DRC_M \\ 5 & \text{para UC atendidas em média tensão, se } DRC_i > DRC_M \\ 3 & \text{para UC atendidas em alta tensão, se } DRC_i > DRC_M \end{cases}$$

sendo,

DRP é o valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

DRP_M é igual a 3 %;

DRC é o valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

DRC_M é igual a 0,5 %;

$EUSD$ é o valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

O $EUSD$ é obtido pela seguinte equação:

$$EUSD = TUSD \times \text{Consumo} \quad (45)$$

onde, $TUSD$ representa a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição e o Consumo, sendo o consumo propriamente dito, dado em kWh. O acesso à rede de distribuição é não discriminatório e por este serviço a distribuidora recebe valores provenientes do $TUSD$, paga por todos os consumidores conectados nas redes do sistema interligado com tensão igual ou inferior a 138 kV. Os valores da $TUSD$ são definidos para cada concessionária por nível de tensão, nos postos tarifários de ponta e fora de ponto (PESSANHA; HUANG, 2004).

Conhecendo-se os valores de DRP , DRC , consumo de potência ativa por transformador no período de análise e $TUSD$ da concessionária, obtém-se o valor pago para compensar financeiramente cada Unidade Consumidora (UC), resultando assim em um indicador financeiro para cada transformador.

4.5 Continuidade do serviço

Esta seção descreve a metodologia utilizada para elaboração do critério financeiro associado aos indicadores de qualidade do serviço prestados pelas empresas de distribui-

ção de energia. Qualidade do serviço, por definição ampla, abrange todos os indicadores vinculados aos níveis de desempenho no fornecimento contínuo de energia aos clientes. Neste contexto, segundo regulamentação da ANEEL (Módulo 8 do PRODIST), são descritos os indicadores relacionados ao tempo de atendimento às ocorrências emergenciais e aos indicadores de continuidade. Em particular, tratar-se-á aqui somente os aspectos envolvendo os indicadores de continuidade, os quais quantificam a frequência e duração das interrupções no fornecimento por unidade consumidora. Para vinculação dos indicadores de continuidade com aspectos financeiros, são utilizados os indicadores individuais por unidade consumidora, já que as compensações financeiras, pelo não fornecimento de energia, são realizadas nas faturas individuais dos clientes.

A seguir são descritas as duas expressões que definem os critérios individuais de duração e frequência em continuidade de serviço:

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (*DIC*):

$$DIC = \sum_{i=1}^{n_i} t(i) \quad (46)$$

Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (*FIC*):

$$FIC = n_i \quad (47)$$

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (*DMIC*):

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (48)$$

onde,

- n_i é o número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
- i é o índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, de 1 a n_i ;
- $t(i)$ é o índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, de 1 a n_i ;
- $t(i)_{max}$ é valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

Os limites para os indicadores de continuidade são estabelecidos com base nos dados dos atributos físico-elétricos de todos os conjuntos. Estes dados são enviados para a ANEEL, ficando esta responsável por estabelecer os limites por meio da seleção dos atributos relevantes, análise comparativa, cálculo dos limites de acordo com o desempenho dos conjuntos, e por fim análise dos resultados.

Por meio de audiência pública os limites são estabelecidos ficando em vigência por um período de um ano. Estes limites são disponibilizados publicamente no site da ANEEL podendo ser consultados por município, subestação e ano de vigência.

Quando uma unidade consumidora tem seus limites de *DIC* e *FIC* violados, cabe a mesma ser compensada financeiramente. Neste caso, a distribuidora deverá calcular a compensação e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração. Conhecendo-se os indicadores individuais e os limites, o cálculo do valor da compensação é realizado utilizando-se as seguintes fórmulas:

$$c(DIC) = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{EUSD_m}{730} \times key \quad (49)$$

$$c(FIC) = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) FIC_p \times \frac{EUSD_m}{730} \times key \quad (50)$$

$$c(DMIC) = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{EUSD_m}{730} \times key \quad (51)$$

onde,

DIC_v é a duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC_p é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

FIC_v é frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FIC_p é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

$DMIC_v$ é a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

$DMIC_p$ é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

$EUSD_m$ é a média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 é o número médio de horas no mês;

key é o coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- (i) 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Baixa Tensão;
- (ii) 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Média Tensão;
- (iii) 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Alta Tensão.

Finalmente, o custo financeiro para o critério de confiabilidade $c(R)$ será calculado para cada consumidor, obtido conforme a equação seguinte:

$$c(R) = \sum_{i=1}^{N_T} [c_i(DIC) + c_i(FIC) + c_i(DMIC)] \quad (52)$$

Na Tabela 8 estão resumidas as expressões a serem utilizadas para a determinação dos indicadores.

Tabela 8: Resumo dos indicadores

Indicador	Equação
Perda de vida útil	$c(PV) = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{PV_i \times c(Tr_i)}{100}$
Fator de utilização	$c(K_U) = \sum_{i=1}^{N_T} \left[\frac{c(S_{N_i}) - c(K_U \cdot S_{N_i})}{\Delta t \cdot 20} \right]$
Perdas técnicas nos transformadores	$c(P_{TR}) = \sum_{i=1}^{N_T} \Delta P_{TR_i} \times TE$
Perdas técnicas nas linhas	$c(P_L) = \sum_{i=1}^{N_S} \Delta P_{L_i} \times TE$
Tensão em regime permanente	$c(\Delta V) = \sum_{i=1}^{N_T} \left[\left(\frac{DRP_i - DRP_M}{100} \right) k_1 + \left(\frac{DRC_i - DRC_M}{100} \right) k_2 \right] EUSD$
Confiabilidade	$c(R) = \sum_{i=1}^{N_T} [c_i(DIC) + c_i(FIC) + c_i(DMIC)]$

Dependendo do critério de seleção, os indicadores podem ser computados para um número limitado de transformadores (N_T) e de linhas (N_S). Este número vai variar dependendo da seleção realizada e das características das subestações e alimentadores.

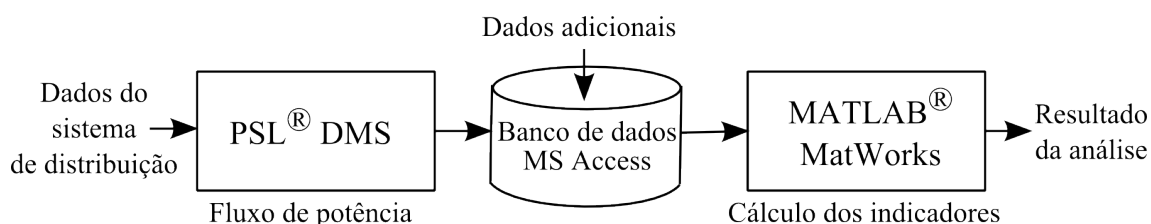
5 PROGRAMA DESENVOLVIDO

Este capítulo descreve os detalhes da ferramenta computacional desenvolvida para análise dos dados de um sistema de distribuição genérico. O objetivo geral desta ferramenta é analisar os dados, calcular os indicadores e apresentá-los em forma de gráficos e relatórios que sintetizam a situação econômica de um sistema de distribuição.

O software foi desenvolvido em linguagem MATLAB[®] da MathWorks com conexão a um banco de dados em Microsoft Access. Para cálculo do fluxo de potência foi utilizado o software PSL[®] DMS, que trata-se de um software de apoio ao planejamento e a operação de sistemas de distribuição.

A opção de uso de banco de dados foi motivada pela enorme quantidade de dados a serem manipulados durante os cálculos e durante as consultas pelos resultados. Boa parte dos dados tem origem no resultado do fluxo de potência, mas além destes outros dados, como por exemplo, características dos transformadores, dados históricos da temperatura ambiente, dados de confiabilidade e tarifas de energia estão contemplados nas tabelas do banco. Para os cálculos, primeiramente assume-se que os dados do resultado do fluxo de potência estão disponíveis em formato pré-estabelecido para posterior cálculo dos indicadores. A Figura 17 ilustra o fluxograma básico das principais etapas do sistema.

Figura 17: Fluxograma simplificado das principais etapas do sistema

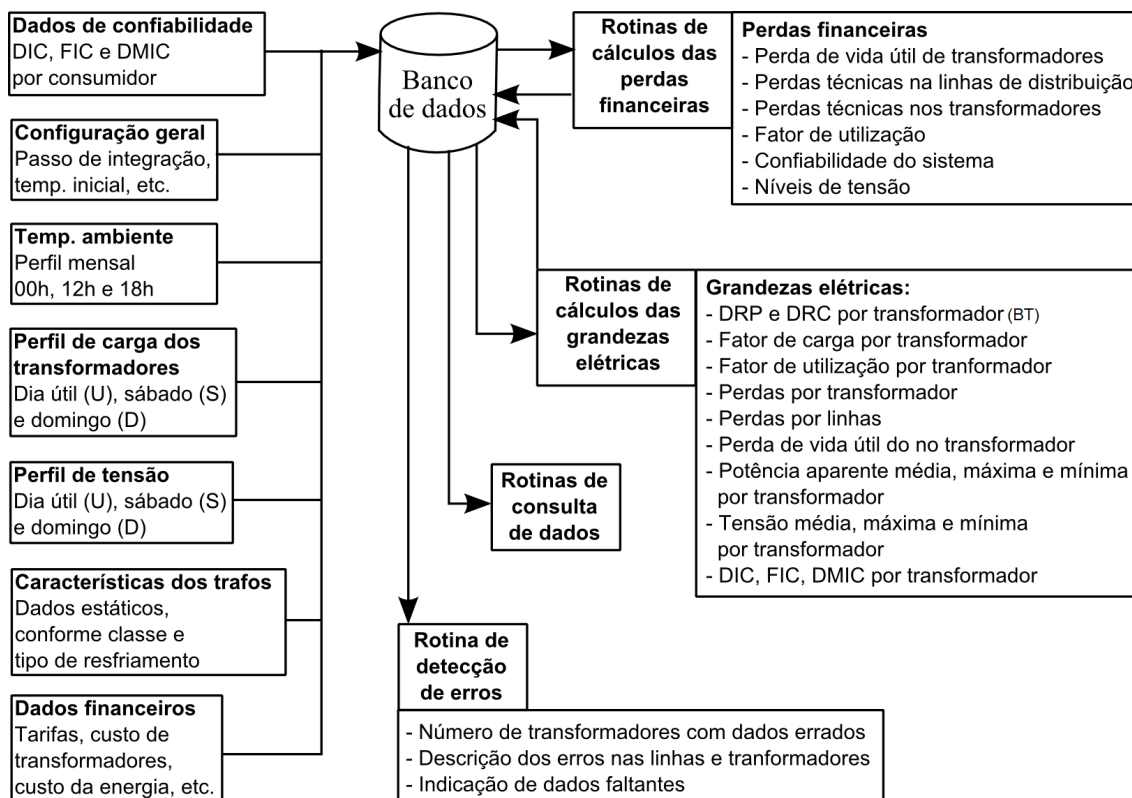


Fonte: elaborada pelo autor

Como pode-se observar, visto que o fluxo de potência é calculado previamente, o desenvolvimento concentrou-se na estruturação do banco de dados, nas rotinas de cálculos dos indicadores e nas rotinas de consulta para apresentação dos resultados.

A Figura 18 ilustra o fluxograma dos principais processos do software desenvolvido em MATLAB[®]. Como pode-se observar, existem duas etapas de cálculos, uma para as grandezas, outra para os indicadores financeiros. Além disso, existe uma rotina responsável pela detecção de erros e outra para os processos de consulta de dados.

Figura 18: Fluxograma dos principais processos do software



Fonte: elaborada pelo autor

5.1 Organização dos dados

Para realizar os cálculos dos indicadores, o software utiliza 3 tabelas com dados do sistema. Estas tabelas contêm dados das grandezas elétricas dos transformadores e trechos de linha do sistema. Além disso, existe uma tabela com dados de confiabilidade para cada unidade consumidora. Os dados são organizados de forma que cada transformador é identificado por ID único que o representa no sistema. Para cada ID de transformador são vinculadas todas as grandezas medidas e calculadas no fluxo de potência bem como o resultado horário para um dia útil, Sábado e Domingo.

A Tabela 9 ilustra o exemplo da organização dos dados para Potência Ativa (P) do transformador de ID xx9009553, para o mês de Março de 2013. Na tabela as colunas são assim identificadas:

- SE** é a subestação no qual o transformador está localizado;
- AL** é a identificação do alimentador;
- TD** é o ID que identifica o transformador;
- SNom** é a potência aparente nominal do transformador;
- Nu** é o número de consumidores atendidos pelo transformador;
- Grd** é a grandeza medida (P=Potência Ativa);
- UM** é a unidade de medida;
- Dia** indica se os dados são representativos para dia útil (U), Sábado (S) ou Domingo (D);
- Hn** é a hora do dia em que a potência foi calculada, variando de H01 a H24.

Tabela 9: Amostra da organização dos dados de um transformador

SE	AL	TD	SNom	Nu	Grd	UM	Dia	H01	H02	...	H24
SE1	AL1	xx9009553	30	38	P	kW	U	17,47	15,24	...	22,43
SE1	AL1	xx9009553	30	38	P	kW	S	21,30	16,93	...	23,99
SE1	AL1	xx9009553	30	38	P	kW	D	20,33	18,55	...	20,98

Para um segmento de rede, os dados são organizados de forma semelhante aos transformadores, também tem-se um ID único, porém para cada seção e tipo de condutor nele empregado.

A Tabela 10 ilustra o exemplo da organização dos dados para uma determinada seção de cabos do sistema. Na tabela, têm-se as seguintes colunas:

- SC** é o ID que identifica o trecho de linha no sistema;
- Cabo** é o tipo de condutor utilizado no trecho;
- Comp** é o comprimento do cabo em metros;
- Grd** é a grandeza medida (L=Perdas Técnicas);
- Hn** é a hora do dia em que a perda foi calculada pelo fluxo de potência, variando de H01 a H24.

Tabela 10: Amostra da organização dos dados para uma segmento de rede do sistema

SE	AL	SC	Cabo	Comp	Grd	UM	Dia	H01	H02	...	H24
SE1	AL3	xx0223332	35CX	14,8	L	kW	U	0,001	0,001	...	0,001
SE1	AL3	xx0223332	35CX	14,8	L	kW	S	0,002	0,002	...	0,001
SE1	AL3	xx0223332	35CX	14,8	L	kW	D	0,003	0,002	...	0,002

Para os dados de confiabilidade, a Tabela 11 ilustra o alguns dados para um determinado número de clientes conectados a diferentes transformadores. Na tabela, temos que:

- UC** é o ID da unidade consumidora;
- EUSD** é a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (*TUSD*) multiplicada pelo Consumo do cliente em kWh;
- DIC** é a duração de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
- DMIC** é a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
- FIC** é a frequência de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções;
- key** é o coeficiente de majoração (vide 4.5 para mais detalhes).

As Tabelas 9, 10 e 11 apresentam a estrutura e exemplos de dados contidos nas tabelas que servem de base para os cálculos do indicadores. Além destas tabelas, existem outras tabelas auxiliares que são usadas nos cálculos.

A Tabela 12 descreve as principais tabelas contidas no banco de dados.

Tabela 11: Amostra da organização dos dados para uma linha do sistema

TD	UC	EUSD	DIC	DMIC	FIC	key
xx9000173	xxx595	128,25	5,07	3	2,84	15
xx9000173	xxx601	34,5	5,07	3	2,84	15
xx9000173	xxx603	67,68	5,07	3	2,84	15
xx9000702	xxx720	82,6	9,57	3	5,57	15
xx9000702	xxx729	36,51	9,57	3	5,57	15
xx9000702	xxx185	48,09	9,57	3	5,57	15

Tabela 12: Relação das principais tabelas utilizadas no banco de dados

Tabela	Descrição
tblClimateData	Temperatura ambiente
tblFares	Valores de custo e tarifas de venda da energia
tblGrandezasHorarias	Resultados do fluxo de potência para cada ID de transformador
tblOutliers	Resultado da varredura de busca de erros na base de dados
tblQuantityMeasures	Lista de todas as grandezas utilizadas no software
tblReliabilityByTDs	Resultados de <i>DIC</i> , <i>DMIC</i> e <i>FIC</i> para cada consumidor
tblResultsBySection	Resultado dos indicadores por ID de secção de linha
tblResultsByTDs	Resultados dos indicadores por ID de transformador
tblResumoOperacao	Informações adicionais sobre a operação dos transformadores
tblSettings	Atribuições de condições iniciais de variáveis e intervalo de integração
tblStdRef	Relação de normas aplicáveis
tblTrechos	Relação de perdas e correntes por tipo de cabo e ID de secção
tblXfmrClasses	Classes de temperatura dos transformadores
tblXfmrInvestmentsCosts	Custo de substituição por tipo de transformador
tblXfmrSpecification	Características dos transformadores por classe e tipo de resfriamento
tblXfmrTypeCooling	Tipos de resfriamento dos transformadores

5.2 Cálculo dos indicadores de desempenho

Considerando que todas as informações necessárias estão presentes no banco de dados, bem como os resultados do fluxo de potência, o processo para cálculo dos indicadores é realizado pelo simples clique de um botão na interface gráfica (botão do canto superior esquerdo, indicado na Figura 19). Quando solicitado, as rotinas de cálculo são executadas para o mês e ano indicados pela definição dos critérios de consulta. Além disso, é possível restringir o cálculo para uma determinada subestação, alimentador ou mesmo para um grupo restrito de transformadores ou linhas.

5.3 Interface com o usuário

A Figura 19 ilustra a interface principal do software. Observa-se que a mesma, possui três áreas distintas. Na área superior esquerda, estão disponíveis os campos para consulta conforme a necessidade. É possível, por exemplo, selecionar o parâmetro perda de vida útil e buscar os 12 transformadores que estão com a maior degradação. Além disso, esta área também permite restringir a abrangência dos cálculos.

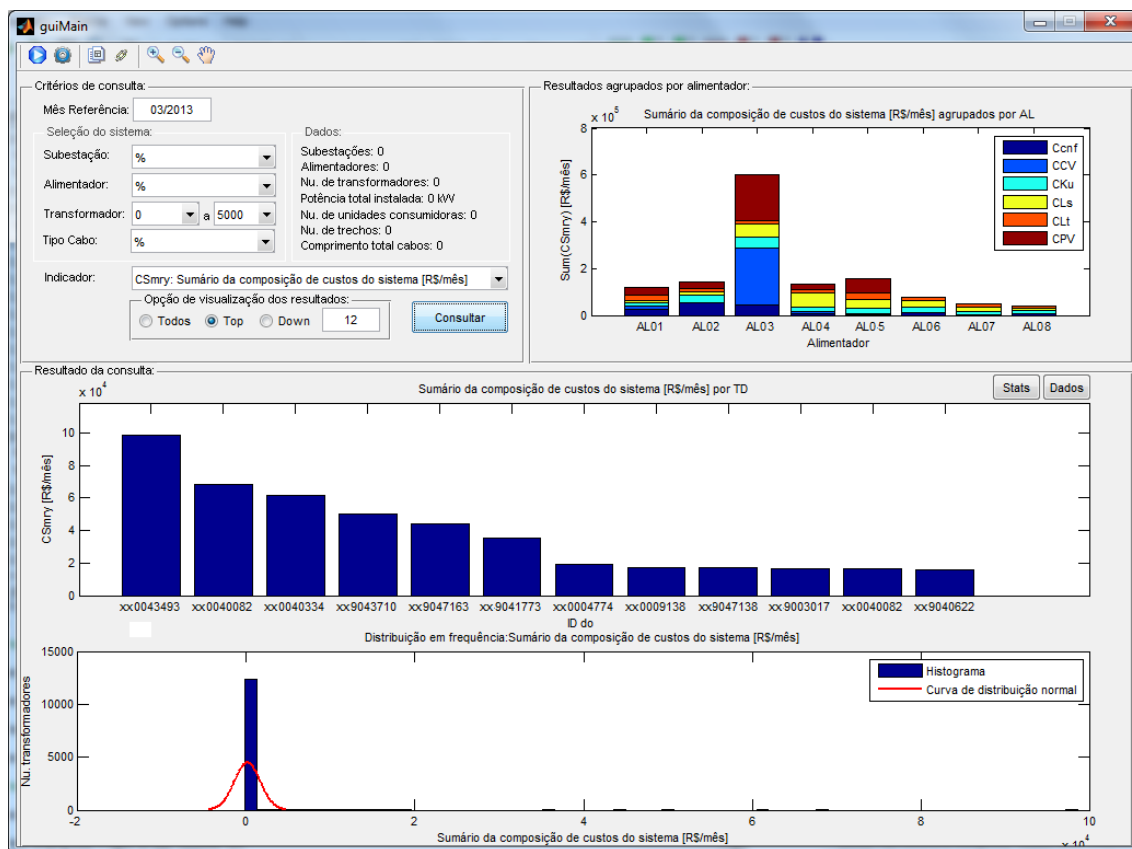
Para situar o usuário, no lado dos campos de seleção, a interface disponibiliza uma área que informa as estatísticas do sistema conforme os critérios de consulta vão sendo selecionados.

Na região localizada na parte inferior, apresentam-se dois gráficos. Um deles apresenta de forma ordenada os valores das grandezas de transformadores ou linhas, possibilitando assim a identificação dos elementos do sistema que mais contribuem para o valor global de um determinado critério. O segundo gráfico apresenta a distribuição dos valores para os critérios de consulta selecionados.

No gráfico localizado no canto superior direito apresenta-se o resultado composto de todos os indicadores selecionados, onde cada parâmetro é representado por uma cor distinta. Este gráfico permite identificar qual indicador possui maior contribuição no sistema.

Além destes elementos, a interface possui um menu com funções de execução de cálculo, visualização dos dados expurgados, configuração dos indicadores a serem visualizados, configurações das rotinas de cálculos e opções de visualização.

Figura 19: Interface do software de análise dos resultados



Fonte: elaborada pelo autor

5.4 Critérios de expurgo dos dados

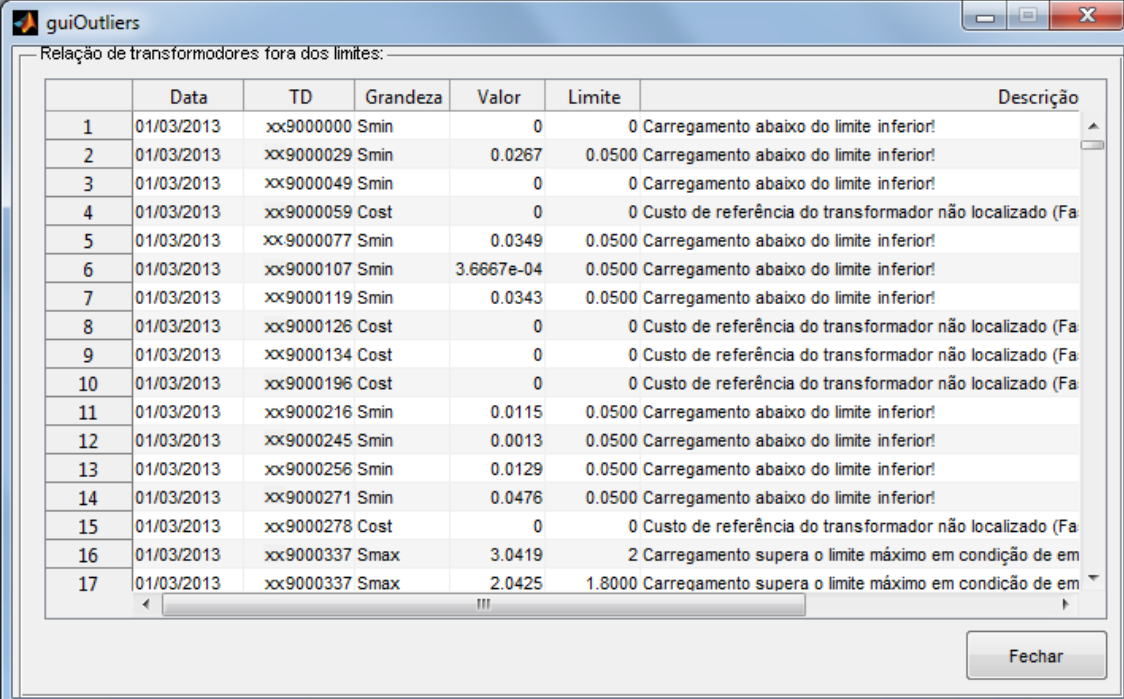
Antes de realizar os cálculos dos indicadores, o software realiza uma varredura no banco a fim de identificar erros de consistência dos valores. Para isso, os resultados do fluxo de potência são comparados com limites pré-estabelecidos informados pelo usuário do sistema. Além da verificação de consistência, é também verificada a inexistência de dados necessários, tais como tarifas de energia, custo de aquisição de transformadores e configurações do sistema.

Os principais itens verificados são os seguintes:

- potência para condição normal de operação;
- potência para condição de emergência de longa duração;
- potência para condição de emergência de curta duração;
- potência abaixo do limite inferior estabelecido;
- tensão acima do limite superior;
- tensão abaixo do limite inferior;
- tensão nominal primária fora do padrão NBR 5440 (2014);
- tap de ajuste de tensão do transformador fora do padrão;
- custo de referência do transformador.

Após executada a varredura é possível visualizar os erros encontrados por meio da interface apresentada na Figura 20. Por meio desta interface é possível identificar e corrigir os erros, que podem ter sua origem pela própria condição de um elemento no sistema, ou então de forma mais comum de ocorrer, pela inserção errônea de dados no sistema.

Figura 20: Interface de visualização dos erros na base de dados



Relação de transformadores fora dos limites:

	Data	TD	Grandeza	Valor	Limite	Descrição
1	01/03/2013	xx9000000	Smin	0	0	Carregamento abaixo do limite inferior!
2	01/03/2013	xx9000029	Smin	0.0267	0.0500	Carregamento abaixo do limite inferior!
3	01/03/2013	xx9000049	Smin	0	0	Carregamento abaixo do limite inferior!
4	01/03/2013	xx9000059	Cost	0	0	Custo de referência do transformador não localizado (Fa
5	01/03/2013	xx9000077	Smin	0.0349	0.0500	Carregamento abaixo do limite inferior!
6	01/03/2013	xx9000107	Smin	3.6667e-04	0.0500	Carregamento abaixo do limite inferior!
7	01/03/2013	xx9000119	Smin	0.0343	0.0500	Carregamento abaixo do limite inferior!
8	01/03/2013	xx9000126	Cost	0	0	Custo de referência do transformador não localizado (Fa
9	01/03/2013	xx9000134	Cost	0	0	Custo de referência do transformador não localizado (Fa
10	01/03/2013	xx9000196	Cost	0	0	Custo de referência do transformador não localizado (Fa
11	01/03/2013	xx9000216	Smin	0.0115	0.0500	Carregamento abaixo do limite inferior!
12	01/03/2013	xx9000245	Smin	0.0013	0.0500	Carregamento abaixo do limite inferior!
13	01/03/2013	xx9000256	Smin	0.0129	0.0500	Carregamento abaixo do limite inferior!
14	01/03/2013	xx9000271	Smin	0.0476	0.0500	Carregamento abaixo do limite inferior!
15	01/03/2013	xx9000278	Cost	0	0	Custo de referência do transformador não localizado (Fa
16	01/03/2013	xx9000337	Smax	3.0419	2	Carregamento supera o limite máximo em condição de em
17	01/03/2013	xx9000337	Smax	2.0425	1.8000	Carregamento supera o limite máximo em condição de em

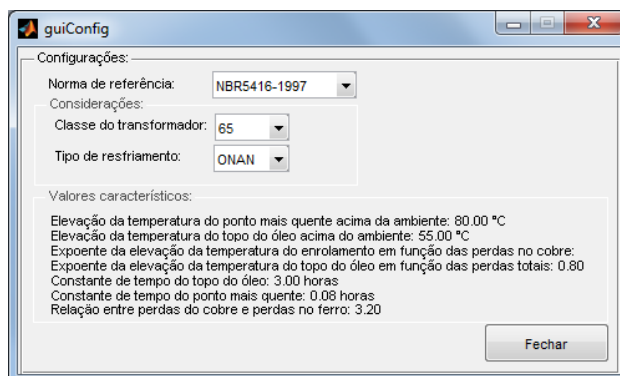
Fechar

Fonte: elaborada pelo autor

5.5 Interfaces de configuração

O software possui dois tipos de interfaces de configuração. Uma delas possibilita selecionar e ajustar os parâmetros para a realização dos cálculos. A interface ilustrada na Figura 21, por exemplo, mostra os parâmetros para cálculo da perda de vida útil. Outras interfaces de configuração específica também são disponibilizadas para ajustar os limites de tensão, potência, passo de integração e limites de erro de iteração.

Figura 21: Interface de configuração

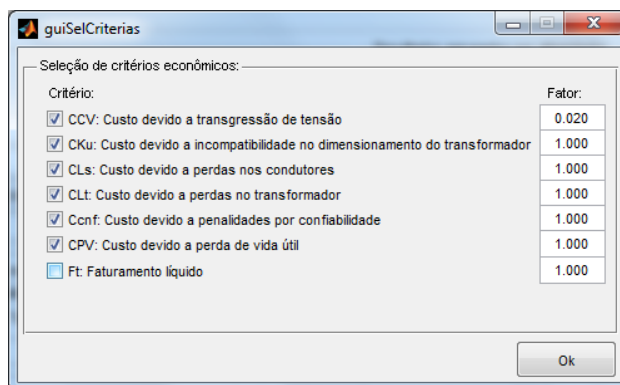


Fonte: elaborada pelo autor

A Figura 22 ilustra a tela de configuração dos pesos dos indicadores, permitindo ao usuário ajustar os critérios conforme a necessidade. Por meio desta configuração pode-se ajustar, por exemplo, a importância dos custos devido a penalidade por transgressão dos níveis de tensão, os quais dependem muito do número de reclamações dos consumidores.

Por meio de resultados históricos, as concessionárias podem ajustar os pesos resultando em valores mais condizentes com a realidade. Além disso, esta interface permite ocultar ou mostrar algum indicador. Tal funcionalidade ajuda na análise mais específica dos resultados, permitindo assim, selecionar somente os resultados de interesse e assim melhor compará-los entre si. A última opção da interface permite inclusive comparar todos os critérios com os resultados de faturamento da concessionária, o que possibilita analisar a relação receita despesa num determinado período.

Figura 22: Interface de seleção dos critérios e pesos



Fonte: elaborada pelo autor

6 ESTUDO DE CASO E ANÁLISES

Este capítulo aborda os detalhes da aplicação do método à um sistema de distribuição real, conforme destacado nos objetivos, no início deste trabalho. Para isso, primeiramente é realizada uma contextualização dos motivos da escolha do sistema no qual o método foi aplicado, posteriormente são abordados os detalhes de ajuste do método e por fim são apresentados os resultados.

Destaca-se que o método é passível de ser aplicado aos sistemas padronizados IEEE, porém a utilização destes sistemas para a análise na qual o método está proposto, inevitavelmente torna necessário utilizar-se de muitas definições prévias. Isso porque o método possui premissas que os sistemas IEEE não contemplam nos detalhes descritivos, além de um número muito expressivo de dados necessários não estarem disponíveis. É o caso dos detalhes das características dos transformadores, tais como tipo de resfriamento, posição do tap e classe do transformador. Outro exemplo é a necessidade dos dados de confiabilidade nos padrões regulamentados pela ANEEL.

6.1 Características do sistema analisado

O caso analisado corresponde a uma rede de distribuição primária e secundária localizada no estado do Rio Grande do Sul. A rede é constituída pelas características descritas na Tabela 13.

A seleção desta rede foi motivada por apresentar diversidade de cargas distribuídas em regiões urbanas e rurais. Além disso, na sua composição, existem trechos com equipamentos novos e antigos o que possibilita uma melhor visualização da sensibilidade do método em relação aos diferentes parâmetros.

Uma característica de destaque deste sistema é a diferença de perfil entre os alimentadores. O alimentador AL03, por exemplo, é predominantemente rural, possuindo uma extensão muito maior do que os outros alimentadores. O alimentador AL05, por sua vez situa-se numa região densamente povoada, sendo em torno de 5 vezes menor em termos de comprimento de linha em relação ao alimentador AL03. Estas diferenças em termos de extensão de linhas, características dos consumidores e localização, permite explorar bem a sensibilidade dos resultados da análise.

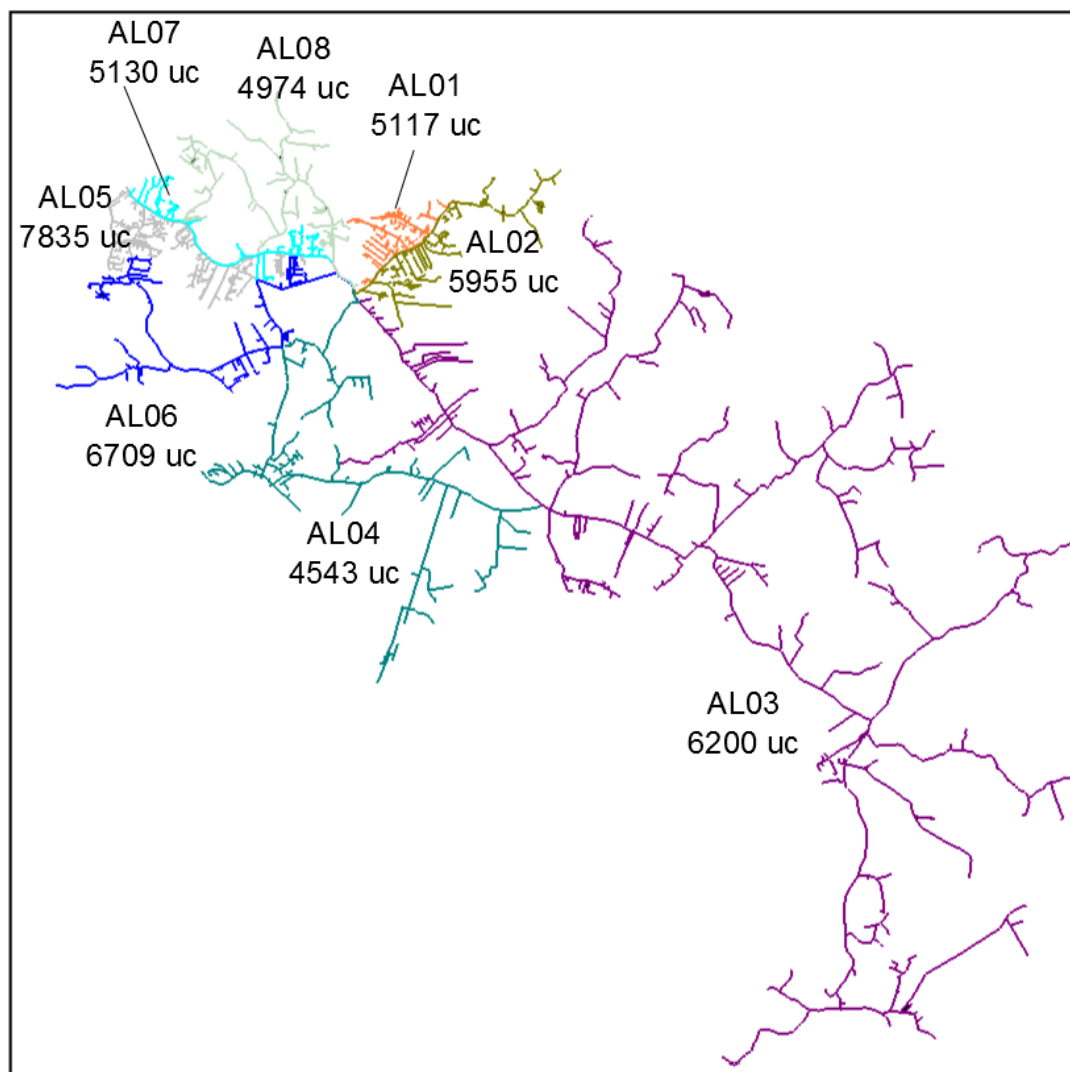
A Figura 23 ilustra a topologia da rede de distribuição analisada.

Tabela 13: Características da rede de distribuição analisada

Alimentador	Número de UC	Extensão da rede [metros]	Número de transformadores	Número de trechos de linha
AL01	5117	25408,8	160	379
AL02	5955	39062,1	227	497
AL03	6200	198003,8	616	1159
AL04	4543	61674,8	247	509
AL05	7835	41662,9	272	663
AL06	6709	39522,9	206	424
AL07	5130	23489,7	160	356
AL08	4947	36875,5	171	345
TOTAL	46.436	465.700	2059	4332

Nota: número de trechos de linha considerando rede reduzida.

Figura 23: Topologia do Sistema de Distribuição



Fonte: elaborada pelo autor

6.2 Preparação de dados

O método proposto possibilita observações dos resultados em diferentes intervalos de tempo. Neste estudo de caso, para restringir temporalmente a análise, foi selecionado um horizonte de um mês, sendo estes os dados representativos referentes ao mês de Março de 2013.

Para obtenção dos níveis de tensão, de corrente e das curvas de carga nos transformadores, foi utilizado o cálculo de fluxo de potência pelo método iterativo de soma de potências (BROADWATER et al., 1988) através da utilização do software PSL[®] DMS. Considerando que o comportamento das cargas não varia consideravelmente ao longo de uma hora, foram obtidas curvas de carga e de tensão em intervalos de uma hora para um dia útil (U), um sábado (S) e um domingo (D), caracterizando assim dias típicos para o horizonte de tempo selecionado.

6.2.1 Perdas técnicas nas linhas e transformadores

Com base nos resultados do fluxo de potência, foram obtidos os índices de perdas percentuais para cada trecho do sistema de distribuição. As perdas técnicas nos enrolamentos dos transformadores foram obtidas considerando a média mensal da potência ativa caracterizada pelas curvas de carga de cada transformador. Para as perdas no ferro, considerou-se transformadores com nível de eficiência C padrão PROCEL (Programa Nacional de Eficiência Energética), sendo este nível de transformadores com eficiência intermediária frente aos transformadores produzidos no Brasil. Utilizando-se as respectivas classes de tensão e potência nominal, obteve-se a perda percentual no ferro, conforme descrito na Seção 4.3.1.

6.2.2 Perda de vida útil em transformadores

Para a determinação da perda de vida útil utilizou-se as informações das características dos transformadores cadastrados no banco de dados de manutenção da concessionária. Para os casos onde não constavam as informações sobre o tipo de resfriamento e classe, considerou-se que todos os transformadores são classe 65 °C e resfriamento do tipo ONAN (resfriamento do tipo Óleo Natural Ar Natural). Além disso, para a determinação da temperatura no óleo no ponto mais quente utilizou-se como referência de temperatura ambiente as médias diárias obtidas de uma estação do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) (INMET, 2013), localizada na região da rede de distribuição.

Para determinação da temperatura do óleo, a qual o método utiliza processo iterativo, foram utilizados os seguintes valores: $\tau_{ambi} = 25^{\circ}C$, $\varepsilon = 0,001$ e $k_{max} = 8$. Além disso desprezando-se a correção de temperatura dos enrolamentos, o fator k_{res} .

Os valores horários de temperatura ambiente foram obtidos por meio de regressão linear com base nas três medidas de temperatura para cada dia do mês, visto que as bases de dados oficiais não detalham a variação da temperatura diária suficientemente para a necessidade deste estudo.

6.2.3 Níveis de tensão

Os índices de transgressão de tensão foram obtidos através do perfil de tensão da rede primária para os dias típicos do mês em análise. Como as penalidades da ANEEL incidem na rede secundária, as tensões da rede primária foram convertidas para a rede secundária com base nas informações de ajuste do *tap* de cada transformador. Os valores obtidos podem ser considerados corretos sob a hipótese que todas as unidades consumidoras afe-

tadas por desvios de tensão viessem a ser indenizadas financeiramente.

6.2.4 Confiabilidade

Os resultados para os indicadores de confiabilidade (*DIC*, *DMIC* e *FIC*), foram obtidos utilizando a base de informações de confiabilidade da concessionária, a qual mantém atualizada conforme o número de registros de faltas de energia suprida pelas unidades consumidoras. Além das informações de duração e frequência das interrupções, foram coletadas e vinculadas a informação de consumo e *TUSD* para cada unidade consumidora. Isso porque a expressão de cálculo de compensação dos custos, possui dependência com o consumo e nível de tensão. As compensações a serem aplicadas às Unidades Consumidoras (UC), estão referenciadas no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015b) e melhor detalhadas na Seção 4.5.

6.2.5 Tarifas de energia

No que se refere as tarifas de energia e tarifas de encargo do uso do sistema, as mesmas foram referenciadas às tarifas vigentes no período da análise, considerando bandeira tarifária verde, visto que neste período as bandeiras tarifárias amarela e vermelha ainda não eram aplicáveis por obrigatoriedade do governo. Na Tabela 14 são descritos os valores das tarifas para as diferentes grupos e classes, referenciados à Resolução Homologatória No 1.371 (ANEEL, 2012), de 23 de Outubro de 2012, a qual foi adotada como referência para este estudo.

Tabela 14: Tarifas aplicadas à baixa tensão

Subgrupo/Classe	<i>TUSD</i>	<i>Tarifa de Energia - TE</i>		
		Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha
		[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]
B1 - RESIDENCIAL	185,99	150,99	165,99	180,99
B1 - RESIDENCIAL BAIXA RENDA	171,92	150,99	165,99	180,99
B2 - RURAL	130,19	105,69	120,69	135,69
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	93,00	75,50	90,50	105,50
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	111,59	90,60	105,60	120,60
B3 - DEMAIS CLASSES	185,99	150,99	165,99	180,99
B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA				
B4a - Rede de Distribuição	100,49	81,58	96,58	111,58
B4b - Bulbo de Lâmpada	109,79	89,13	104,13	119,13

Fonte: Resolução Homologatória No 1.371 (ANEEL, 2012)

Para apuração dos indicadores que dependem do custo de aquisição da energia para

a concessionária, foi considerado o custo da energia contratada através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com base no PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). Para tanto foi tomado o valor médio de R\$ 135,00/MWh com base no mês de referência de Março de 2013, conforme divulgação no histórico de valores de PLD no site da CCEE (2012).

6.2.6 Custo dos transformadores

Para apuração dos indicadores que envolvem custo de transformadores, foram utilizados os valores descritos na Tabela 15.

Tabela 15: Custo de reposição de transformadores trifásicos classe 15kV

Potência [kVA]	Nu de fases	Tensão MT [kV eficaz]	Tensão BT [V eficaz]	Custo [R\$]
10,0	1	15	115/230	1.513,00
15,0	1	15	115/230	1.571,00
25,0	1	15	115/230	2.171,00
10,0	2	15	115/230	1.312,00
15,0	2	15	115/230	1.729,00
25,0	2	15	115/230	2.222,00
15,0	3	15	127/220	2.100,00
30,0	3	15	127/220	3.102,00
45,0	3	15	127/220	4.174,00
75,0	3	15	127/220	5.214,00
112,5	3	15	127/220	7.397,00
150,0	3	15	127/220	8.232,00
225,0	3	15	127/220	11.991,00
300,0	3	15	127/220	13.423,00
500,0	3	15	127/220	20.045,00

Fonte: Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-D (Março de 2013)

6.3 Resultados

Esta seção descreve os resultados obtidos pela simulação através da utilização do software desenvolvido (descrito no Capítulo 5) e aplicado ao sistema de distribuição previamente descrito. O software permite realizar as análises por potência de transformadores, tipo de clientes, regiões, dentre outras opções. Para destacar os resultados, neste trabalho os resultados são apresentados majoritariamente por alimentador. Isso porque a avaliação por alimentadores é uma análise de rotina na maioria das concessionárias.

Primeiramente são listados os resultados das simulações individuais para dois critérios, visando destacar a correlação entre eles e com isso validar parcialmente os resultados. Posteriormente são apresentados os dados totais, envolvendo todos os critérios, dando assim uma ideia do impacto financeiro para a concessionária de energia.

Para efeitos de análise, será avaliada a relação entre a perda de vida útil, $c(PV)$, e o fator de utilização, $c(K_u)$. Na Tabela 16 são apresentados os 15 elementos do sistema que mais contribuem para o custo deste critério (Demais critérios são apresentados no APÊNDICE A).

Tabela 16: Custo devido a perda de vida útil de transformadores - $c(PV)$

Nu.	Mês/Ano	SED	AL	TD	SNom [kW]	Custo [R\$]
1	03/2013	SE01	AL05	xx9000658	30	85,61
2	03/2013	SE01	AL03	xx9003017	30	57,64
3	03/2013	SE01	AL05	xx9007597	30	27,66
4	03/2013	SE01	AL05	xx9009859	45	25,55
5	03/2013	SE01	AL01	xx9004644	30	19,52
6	03/2013	SE01	AL01	xx9008402	30	16,43
7	03/2013	SE01	AL03	xx9009553	30	10,38
8	03/2013	SE01	AL04	xx9047090	75	8,38
9	03/2013	SE01	AL06	xx9002865	30	7,80
10	03/2013	SE01	AL01	xx9042162	112,5	7,48
11	03/2013	SE01	AL01	xx9000014	30	6,46
12	03/2013	SE01	AL06	xx9004402	30	6,29
13	03/2013	SE01	AL08	xx9001191	30	6,11
14	03/2013	SE01	AL01	xx9004625	30	5,14
15	03/2013	SE01	AL01	xx9000016	30	5,07

O objetivo é analisar as interdependências entre os critérios e verificar a coerência dos resultados. Neste caso espera-se que um alto custo com perda de vida útil esteja associado com um alto carregamento, o que ocasionará um alto custo devido a perdas no transformador, $c(P_{TR})$ e baixo custo devido ao fator de utilização, $c(K_u)$, que representa uma medida de ociosidade do equipamento devido ao sobre-dimensionamento.

Tomando-se como base o transformador de ID xx9000658, observa-se que ele ocupa a primeira posição entre os que mais causam impacto no custo. As Tabelas 17 e 18 apresentam respectivamente os resultados do transformador selecionado para os critérios de perdas técnicas no transformador e fator de utilização.

Tabela 17: Custo devido a perdas técnicas no transformador selecionado

Nu.	Mês/Ano	SED	AL	TD	SNom [kW]	Custo [R\$]
27	03/2013	SE01	AL05	xx9000658	30	37,18

Tabela 18: Custo devido ao fator de utilização para o transformador selecionado

No.	Mês/Ano	SED	AL	TD	SNom [kW]	Custo [R\$]
519	03/2013	SE01	AL05	xx9000658	30	13,48

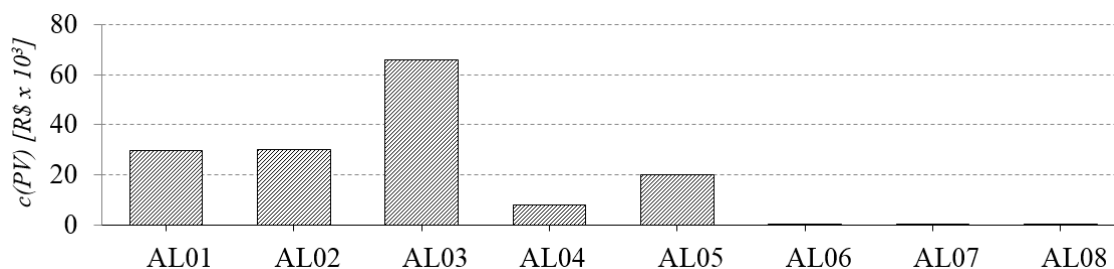
Observa-se, nos critérios de perda técnica no transformador e perda por fator de utilização, o mesmo transformador ocupa respectivamente as posições 27 e 519. Este resultado confere com o fato que um transformador com carregamento acima da sua capacidade terá altas perdas e alto desgaste da sua isolação, reduzindo assim a sua vida útil. Por outro lado, ele é pouco representativo no critério de fator de utilização, pois ele está subdimensionado, gerando economia em termos de custo de equipamento. Para a condição de carga deste transformador seria necessário um transformador com uma potência nominal de pelo menos 45kVA, fato pelo qual, o custo de aquisição distribuído em 20 anos deveria ser de R\$ 17,40 e não R\$ 13,48 conforme demonstrado.

No Apêndice A estão disponíveis as Tabelas 1 a 5 que apresentam os resultados para cada critério em ordem decrescente. São listados somente os 15 elementos do sistema que mais contribuem para o custo total de cada critério.

Para ilustrar o resultado de um dos critérios, o gráfico da Figura 24 mostra os resultados dos custos ocasionados pela perda de vida útil dos transformadores, $c(PV)$, agrupados por alimentador. Observa-se que o alimentador AL03 destaca-se neste critério, possivelmente por possuir um número elevado de transformadores expostos à sobrecargas em determinados períodos do dia.

O gráfico da Figura 25 apresenta, pelo número de identificação, os 15 transformadores que mais contribuem para o agravamento deste critério, servindo como ferramenta para identificar os equipamentos que merecem maior atenção para mitigação dos problemas da rede.

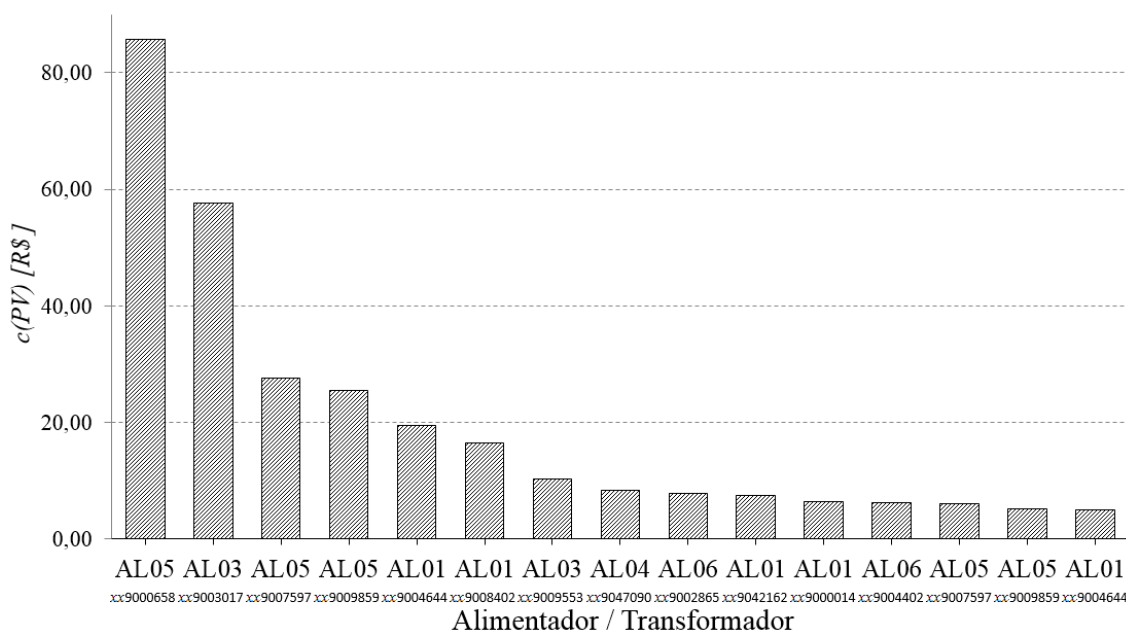
Figura 24: Custo por alimentador devido ao critério de perda de vida útil



Fonte: elaborada pelo autor

Considerando todos os transformadores e linhas do sistema, agrupando-os por critérios econômicos de interesse, a Tabela 19 mostra o resumo de custos por alimentador para

Figura 25: Custo ordenado devido a perda de vida útil nos transformadores



Fonte: elaborada pelo autor

a subestação analisada. Observa-se que o alimentador AL03 destaca-se perante os demais neste critério, apresentando elevado custo devido a perda de vida útil.

A Figura 26 ilustra o gráfico de barras, apresentando de forma clara e direta qual alimentador possui maior perda financeira ocasionada pela condição de operação no mês selecionado para análise.

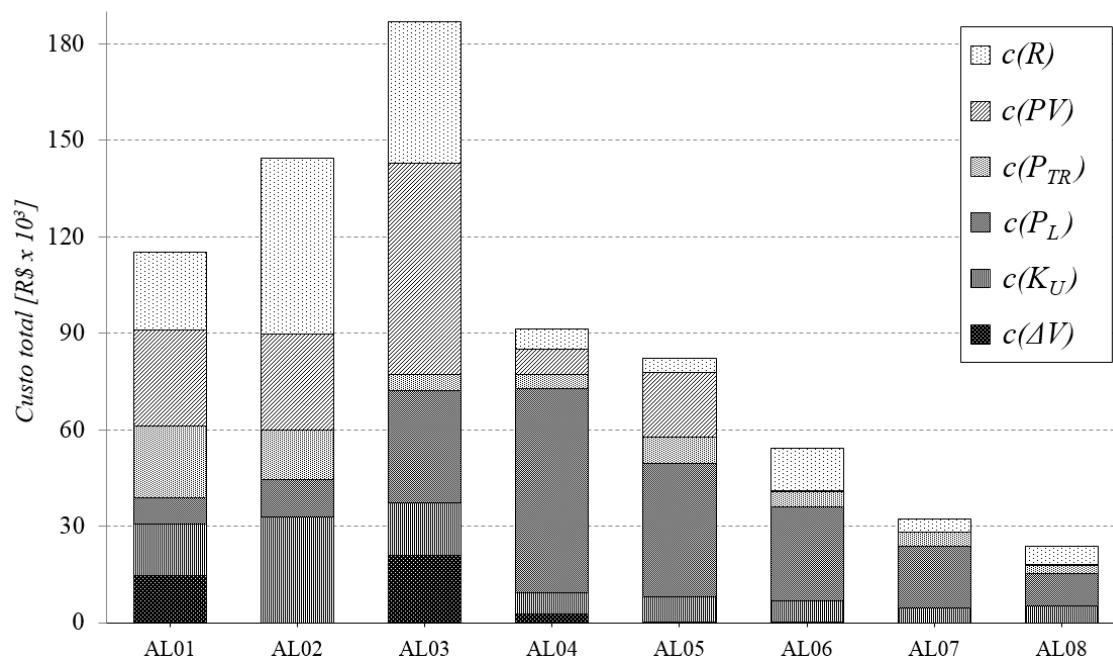
Tabela 19: Relação de custos por alimentador

Alimentador	$c(PV)$	$c(P_L)$	$c(P_{TR})$	$c(K_u)$	$c(\Delta V)$	$c(R)$
AL01	29.622,00	8.219,80	22.525,00	15.902,00	14.629,60	24.437,00
AL02	30.028,00	11.571,00	15.385,00	32.940,00	-	54.541,00
AL03	65.818,00	34.923,00	4.867,60	16.289,00	21.048,00	44.108,00
AL04	7.891,80	63.387,00	4.606,60	6.635,60	2.649,00	6.204,60
AL05	20.163,00	38.086,99	8.216,30	7.824,30	218,66	4.253,40
AL06	132,89	29.430,00	4.686,10	6.589,50	61,78	13.499,00
AL07	89,65	19.229,00	4.138,00	4.642,00	-	4.256,50
AL08	63,93	9.983,80	2.718,20	5.200,30	-	5.924,60
Total	153.809,26	214.830,59	67.142,80	96.022,70	38.607,04	157.224,10

Valores em Reais [R\$]

A subestação fornece a quantidade de energia conhecida para cada alimentador, facilmente conhecida pelos dados de faturamento dos clientes, presentes no banco de dados. Com esta informação, os resultados compostos das perdas podem ser comparados com o faturamento conforme critérios de consulta do sistema e tempo selecionado. Desta

Figura 26: Composição de custos por alimentador



Fonte: elaborada pelo autor

forma obtém-se a relação entre perdas e ganhos possibilitando ao tomador de decisão um elemento adicional na escolha das suas decisões. A Tabela 20 apresenta os dados de faturamento¹ e perdas financeiras totais obtidas pela simulação.

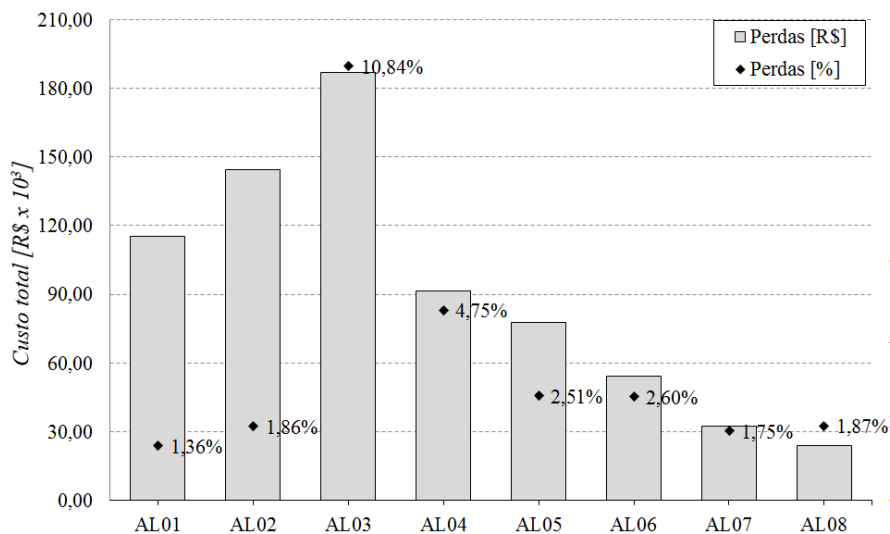
Tabela 20: Relação do faturamento e perdas financeiras por alimentador

Alimentador	Faturamento [R\$]	Perdas [R\$]	Perdas [%]
AL01	8.454.800,00	115.335,40	1,36
AL02	7.746.500,00	144.465,00	1,86
AL03	1.725.400,00	187.053,60	10,84
AL04	1.921.900,00	91.374,60	4,75
AL05	3.135.800,00	78.762,66	2,51
AL06	2.090.600,00	54.399,27	2,60
AL07	1.849.700,00	32.355,15	1,75
AL08	1.279.800,00	23.890,83	1,87
Total	28.204.500,00	727.636,50	2,51

O gráfico da Figura 27 ilustra o resultado desta análise por alimentador onde são apresentadas as perdas financeiras em valores absolutos e o percentual frente ao faturamento de cada alimentador.

¹O faturamento foi calculado em função da potência ativa média mensal fornecida para cada transformador.

Figura 27: Composição dos custos e receitas por alimentador

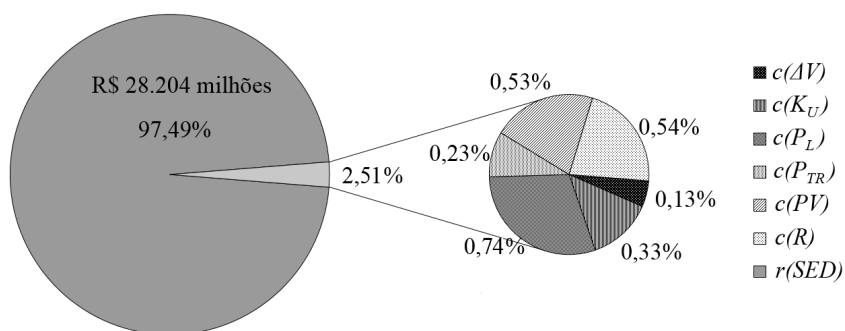


Fonte: elaborada pelo autor

Analisando os resultados deste gráfico, observa-se que o alimentador AL03, embora não se destaque muito em termos de perdas em relação aos outros, apresenta um elevado percentual de perdas em relação ao faturamento. Isso ocorre porque o alimentador AL03 situa-se em região Rural, onde os clientes são favorecidos por uma tarifa de energia mais barata, sendo um alimentador de baixo índice de faturamento.

O gráfico da Figura 28 ilustra a composição das perdas para a subestação estudada, sendo $r(SED)$ o faturamento líquido de todos os alimentadores da subestação. As perdas são detalhadas, evidenciando a contribuição de cada critério analisado.

Figura 28: Composição dos custos por critérios na subestação



Fonte: elaborada pelo autor

Pelos resultados obtidos pela simulação, observa-se que embora as perdas percentuais sejam apenas de 2,51%, o valor financeiro é altamente relevante para a concessionária para o período e subestação analisada, pois é quantia de dinheiro que poderia ser melhor aproveitada com investimentos. A análise de tendência destacada na metodologia não foi incluída nos resultados. Isso porque os dados históricos da subestação em estudo não foram suficientes para um horizonte de tempo adequado para a análise.

6.4 Análise conclusiva dos resultados

Através da simulação no estudo de caso indicado, identificou-se que o alimentador AL03 possui as maiores perdas financeiras, indicando grande representatividade de desperdício financeiro com este alimentador. Os critérios de perda de vida útil de transformadores e confiabilidade são apontados como fontes de desperdício, portanto para este alimentador é cabível a priorização de projetos que privilegiem a substituição de transformadores e recondutoramento dos trechos críticos. Além de apresentar elevado custo, este alimentador não se destaca em termos de faturamento perante os demais alimentadores, fato pelo qual, a relação percentual de perdas/faturamento é elevada.

Os alimentadores AL04 e AL05 apresentam elevado custo ocasionado principalmente por perdas técnicas nos condutores. Por esta razão, é altamente recomendável a priorização dos investimentos para recondutoramento dos trechos críticos destes alimentadores.

Os alimentadores AL01, AL02 e AL03 apresentam os maiores custos devido ao critério de confiabilidade, logo é justificável a priorização de investimentos para a mitigação dos índices de DIC e FIC. Sugere-se ações para recondutoramento e podas nas árvores próximas as linhas de distribuição.

Como referência para priorização de investimentos, o alimentador AL08 mostra-se como sendo o alimentador com as menores perdas, podendo nortear ações para readequação dos outros alimentadores.

Na análise macro da subestação, os resultados mostraram que as perdas financeiras representam 2,51% do faturamento total. Embora pouco representativo em termos percentuais, o valor financeiro absoluto é altamente relevante para a concessionária, cabendo a mesma promover ações de mitigação de perdas.

Através do resultado da análise multi-criterial, por meio dos indicadores desenvolvidos, observou-se que para esta subestação as maiores perdas são atribuídas para os critérios de perda de vida útil de transformadores, perdas técnicas nas linhas e compensações devido a índices de confiabilidade do sistema. Por esta razão, devem ser priorizados os investimentos para mitigação destas perdas.

7 CONCLUSÃO

Diante da diversidade e da complexidade crescente das redes de distribuição, muitas metodologias são criadas para auxiliar na tomada de decisão. Os métodos multicritérios vêm tomando vantagem neste campo de atuação por se adaptarem aos mais variados tipos de critérios, sejam eles técnico-econômicos ou mesmo subjetivos.

Neste trabalho, buscou-se agregar a este conjunto de métodos já existentes, uma visão mais simplista e direta, relacionando os tradicionais indicadores técnicos aos aspectos econômicos. O método mostrou-se capaz de atender os anseios de quem procura por evidências de caráter econômico de forma direta e clara possibilitando uma análise simultânea de critérios importantes.

Através da simulação no estudo de caso, foi obtido o resultado global da subestação mostrando o impacto financeiro gerado pelos desajustes na qualidade do produto e serviço. Pela comparação do custo global da subestação com a receita gerada pela venda de energia, o tomador de decisão reconhece o real impacto das perdas e têm posse de uma informação preciosa, livre da subjetividade, que serve como embasamento para suas decisões estratégicas. Além disso, identificou-se diferenças representativas entre os custos dos alimentadores por meio de gráficos a nível macro. Por meio deste tipo de análise, pôde-se comparar os custos e receitas e com isso estabelecer uma métrica relacionada a lucratividade dos alimentadores. Quando analisados os motivos que levam aos custos, pôde-se identificar não somente os elementos que mais contribuem para as perdas, mas também os critérios que devem ser melhor observados. Análises específicas da distribuição em frequência das perdas também mostraram-se muito úteis na quantificação e identificação dos elementos que mais geram perdas financeiras.

Observa-se que o método pode facilmente ser aplicado onde já existem outras ferramentas de análise do desempenho da rede. Partindo da solução de fluxo de potência, juntam-se os elementos de regulamentação do setor e estabelece-se um elo que quantifica as perdas e ganhos financeiros do sistema.

Como sugestão de tarefa futura, este trabalho poderia ser complementado com uma análise de sensibilidade dos critérios selecionados. Como resultado, seria possível conhecer quais tipos de intervenções são menos onerosas financeiramente e que trazem mais benefícios globais para o sistema.

Com base nos resultados preliminares, pode-se afirmar que o método demonstra elevado potencial para ser utilizado por tomadores de decisão que desejam apoiar suas decisões estratégicas no planejamento da expansão tendo em vista um número maior de fatores e critérios de ordem técnica e econômica, reduzindo os riscos de investimentos.

7.1 Trabalhos futuros

Com base no potencial do trabalho apresentado, cabe como recomendações para trabalhos futuros, avaliar a possibilidade de inclusão de indicadores de perdas técnicas em baixa tensão e perdas não técnica (comerciais). Adicionalmente pode-se explorar a aplicação do método por meio da formulação de alternativas de projetos de mitigação das perdas financeiras do sistema.

Pode-se estabelecer um processo para síntese baseada nos indicadores, ou seja, pode-se formular métodos para quantificar de forma iterativa possibilidades de adequação do sistema. Basicamente, poderiam ser estudadas alternativas de mitigação e comparar o custo de implementação de cada uma delas e ao mesmo tempo analisar o resultado positivo ou negativo obtido.

Neste sentido poderiam ser avaliados projetos de mitigação por meio de recondução parcial ou integral dos alimentadores. Tal tarefa pode ser avaliada por meio de síntese, onde determinados tipos de condutores são substituídos por outros, e então simulados e obtidos os resultados das perdas por meio da metodologia apresentada neste trabalho. De forma semelhante poderia ser avaliado o impacto devido a substituição de determinados transformadores.

Para problemas relacionados a tensão, sugere-se a síntese por meio da utilização de banco de capacitores, onde pode-se realizar um estudo de alocação da compensação reativa e verificar como os investimentos nestes equipamentos se justificam frente às reduções nas perdas. Adicionalmente pode-se estabelecer um método para alocação ótima de banco de capacitores com uma visão mais voltada para os custos, diferente de outros trabalhos que se restringem a melhorias limitadas tão somente a qualidade da energia.

Por fim, como sugestão, este trabalho poderia ser utilizado para verificar os ganhos obtidos quando utilizadas as redes compactas. Tal estudo poderia servir para quantificar as perdas relacionadas principalmente com compensações por confiabilidade, perdas técnicas nas linhas e níveis de tensão.

Considerando estas sugestões para síntese, por meio deste trabalho, pode-se realizar um estudo de sensibilidade, quantificando de maneira dinâmica a importância de cada possível alteração. O resultado de um estudo completo deste porte, possibilita aos tomadores de decisão decidir rapidamente frente as pressões rotineiras do setor e oferecendo uma vantagem competitiva frente ao agente regulador, sociedade e investidores.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR-5416**: aplicação de cargas em transformadores de potência - procedimento. Rio de Janeiro-RJ: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1997. 91p.

ABNT. **NBR-5356**: transformadores de potência, parte 1: generalidades. Rio de Janeiro-RJ: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2010. 95p.

ABNT. **NBR-5440**: transformadores para redes aéreas de distribuição - requisitos. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2014. 52p.

ABRADEE. **Tarifas de Energia**. Brasil: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, 2012. 1-5p.

ALMEIDA, A. F. **Priorização de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica de Baixa Tensão**. 2003. Tese (Doutorado em Ciência da Computação) — Universidade de Salvador - UNIFACS, Salvador-BA.

ANEEL. **Resolução Homologatória Nº 1.371**. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**: Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANNEEL, 2015. v.6.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANNEEL, 2015. v.6.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**: Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANNEEL, 2015. v.4.

ARRHENIUS, S. **Über die Reaktionsgeschwindigkeit bei der Inversion von Rohrzucker durch Säuren**. Germany: Wilhelm Engelmann, 1889.

BELTON, V.; STEWART, T. J. **Multiple Criteria Decision Analysis: An Integrated Approach**. 1st.ed. USA: Springer-Science+Business Media, B.V., 2001.

BENGTSSON, C. Status and trends in transformer monitoring. **IEEE Transactions on Power Delivery**, US, v.11, n.3, p.1379–1384, Jul 1996.

BRASIL. **Decreto Nº 97.280**. Estabelece padrões para distribuição secundária de corrente alternada em redes públicas, Presidência da República - Casa Civil, Dezembro 1988.

BROADWATER, R.; CHANDRASEKARAN, A.; HUDDLESTON, C. T.; KHAN, A. H. Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems. **Electric Power Systems Research Journal**, US, v.4, n.1, p.23–33, Feb 1988.

CCEE. **PLD Final - Preços Médios**. Brasil: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2012. <<http://www.ccee.org.br/>> [Online; Acessado em 05-Abril-2015].

CESPEDES, R. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, US, v.5, n.1, p.391–396, Jan 1990.

CHENG, C.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, US, v.10, n.2, p.671–679, May 1995.

CODI. **Planejamento Elétrico Doc. Técnico CODI 3.2.19.04.0**: Relatório SCEI.22.01. Critérios para Definição de Prioridades de Obras - Diagnósticos. Rio de Janeiro-RJ: Comitê de Distribuição, 1984.

CODI. **Planejamento Elétrico Doc. Técnico CODI 3.2.19.05.0**: Relatório SCEI.22.02. Critérios para Definição de Prioridades de Obras - Recomendações. Rio de Janeiro-RJ: Comitê de Distribuição, 1986.

CODI. **Planejamento Elétrico Doc. Técnico CODI 3.2.19.28.0**: Critérios para Priorização de Investimentos em Redes Secundárias Aéreas de Distribuição - Horizonte de Curto Prazo. Rio de Janeiro-RJ: Comitê de Distribuição, 1996.

CODI. **Planejamento Elétrico Doc. Técnico CODI 3.2.19.33.0**: Métodos para a Definição dos Investimentos em Função dos Níveis de Qualidade - Horizonte de Médio e Curto Prazo. Rio de Janeiro-RJ: Comitê de Distribuição, 1996.

CODI; SCDI. **Relatório No 454/84**: Estabelecimento de Prioridades de Investimentos de Redes de Distribuição. Recife-PE: Comitê Coordenador de Operações Norte - Nordeste. Subcomitê de Distribuição, 1984.

CPFL. **Relatório Anual**. São Paulo-SP: CPFL Energia, 2012. 1-148p. v.1, n.1.

DAKIN, T. W. Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Rate Phenomenon. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, US, v.67, n.1, p.113–122, Jan 1948.

DODGSON, J.; SPACKMAN, M.; PEARMAN, A.; PHILLIPS, D. L. **Multi-criteria analysis: a manual**. London, UK: Communities and Local Government Publications, 2009. 168p.

ESPEN LOKEN, A. B.; HOLEN, A. T. Decision Analysis and Uncertainties in Planning Local Energy Systems. **9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**, Stockholm, Sweden, p.1–8, May 2006.

GOMES, F. A. M.; GOMES, C. F. S.; ALMEIDA, A. T. **Tomada de Decisão Gerencial: Enfoque Multicritério**. São Paulo: Editora Atlas, 2002. 264p.

GONEN, T.; MAHMOUD, A. A. Bibliography of Power Distribution System Planning. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v.PAS-102, n.6, p.1778–1787, June 1983.

GOTO, K.; TSUKIOKA, H.; MORI, E. Measurement of Winding Temperature of Power Transformers and Diagnosis of Aging Deterioration by Detection of CO₂ and CO. **CIGRE**, Paris, France, v.1, p.12–102, Jan 1990.

HEAD, G.; GALE, P.; LAWSON, W. G. Effects of High Temperature and Electric Stress on the Degradation of Oil-Filled Cable Insulation. **3rd International Conference on Dielectric Materials, Measurements, and Applications**, Birmingham, England, v.1, p.6, Sept 1979.

IEEE. **Std C57.91**: Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. New York, US: IEEE Standard Association, 2011. 1-172p.

INMET. **Base de dados Temperatura Ambiente Bulbo Seco**. Brasil: Instituto Nacional de Meteorologia - INMET, 2013. <www.inmet.gov.br/> [Online; Acessado em 05-Abril-2015].

ISHIZAKA, A.; NEMERY, P. **Multi Criteria Decision Analysis: Methods and Software**. 1st.ed. West Sussex, UK: John Wiley and Sons, Ltd, 2013.

JARDINI, J. A.; TAHAN, C. V. M.; GOUVEA, M. R.; AHN, S. U.; PAUL, S. Curvas de Carga Típicas e Agregação dos Consumidores Residenciais, Comerciais e Industriais de Baixa Tensão. **4º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exploração de Redes de Energia**, Rio de Janeiro-RJ, p.391–397, Jul 1999.

JORDANGER, E.; BAKKEN, B. H.; HOLEN, A. T.; HELSETH, A.; BOTTERUD, A. Energy Distribution System Planning Methodologies and Tools for Multi-Criteria Decision Analysis. **CIREN - 18th International Conference on Electricity Distribution**, Turin, Italy, p.1–5, June 2005.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; BORBA, E. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Edgard Blucher, 2005. 328p.

LIMA, A. A. **Análise e Implementação de um Algoritmo de Busca Dispersa para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão**. 2012. Tese (Doutorado em Ciência da Computação) — UNESP, Ilha Solteira-SP.

MÉFFE, A. **Cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição - Modelos adequáveis às características do sistema e a disponibilidade de informações**. 2007. Tese (Doutorado em Ciência da Computação) — Politécnica - USP, São Paulo-SP.

MUSSOI, F.; TEIVE, R. A Multistage Value-Based Model for Prioritization of Distribution Projects Using a Multiobjective Genetic Algorithm. **Automation and Electrical Systems Journal of Control**, US, v.24, n.5, p.623–637, 2013.

OLIVEIRA, M. E. de. **Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2009. Tese (Doutorado em Ciência da Computação) — UNESP, São Paulo-SP.

ONS. **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2015. <www.ons.org.br/> [Online; Acessado em 05-Abril-2015].

PESSANHA, J.; HUANG, J. Metodologia e sistema computacional para cálculo das tarifas de uso do sistema de distribuição. **XXXVI Simpósio - Sociedade Brasileira de Pesquisa Operacional**, São João Del-Rei-MG, v.4, n.1, p.480–491, Nov 2004.

PROQUIP. **Relatório de Divulgação**. São Paulo: Programa de Qualificação de Materiais e Equipamentos, Grupo de Estudos de Pára-raios de Distribuição - GEPR, 1997.

PSL. **DMS Ferramenta de suporte ao planejamento e à operação de sistemas de distribuição**. Brasil: Power Sys Lab, 2015.
<<http://www.powersyslab.com.br/>> [Online; Acessado em 30-Maio-2015].

SAATTY, T. L. **Método de Análise Hierárquica**. São Paulo, SP: McGraw-Hill Ltda, 1991.

SHORT, T. **Electric Power Distribution Handbook**. New York, USA: CRC Press, 2003. 773p.

SHROFF, D.; STANNETT, A. W. A review of paper aging in power transformers. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C**, US, v.132, n.6, p.312–319, November 1985.

SILONG, L.; JIANPING, Y.; JUN, W.; XIAOLAN, S. Study and application of the evaluation index system for distribution network. **China International Conference on Electricity Distribution (CICED)**, Guangzhou, China, v.1, n.1, p.1–6, Dec 2008.

WU, F. F. Theoretical Study of the Convergence of the convergence of the Fast Decoupled Load Flow. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v.PAS-96, n.1, p.268–275, Feb 1977.

YANG, H. T.; CHEN, S. L. Incorporating a Multi-Criteria Decision Procedure into the Combined Dynamic Programming/Production Simulation Algorithm for Generation Expansion Planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.4, n.1, p.165–175, February 1989.

YANG, W.-H.; LIU, H.; WANG, Z.; CUI, W.-T.; CAO, L. Study on evaluation index system of equipment utilization on distribution network. **Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Asia)**, Tianjin, p.1–5, May 2012.

APÊNDICE A

A Tabelas de 1 a 5 apresentam os 15 elementos mais representativos na análise de custo para os critérios selecionados.

Tabela 1: Custo devido a transgressão dos níveis de tensão - $c(\Delta V)$

Nu.	Mês/Ano	SED	AL	TD	SNom [kW]	Custo [R\$]
1	03/2013	SE01	AL03	xx0043493	150	1972,74
2	03/2013	SE01	AL03	xx0040082	75	1366,59
3	03/2013	SE01	AL03	xx0040334	300	1234,34
4	03/2013	SE01	AL03	xx9043710	225	1003,19
5	03/2013	SE01	AL03	xx9047163	150	881,67
6	03/2013	SE01	AL01	xx9041773	300	705,34
7	03/2013	SE01	AL03	xx0004774	75	382,33
8	03/2013	SE01	AL03	xx0009138	75	347,71
9	03/2013	SE01	AL03	xx9047138	75	341,64
10	03/2013	SE01	AL03	xx9003017	30	334,16
11	03/2013	SE01	AL03	xx9040622	112,5	321,20
12	03/2013	SE01	AL03	xx9040242	112,5	310,84
13	03/2013	SE01	AL03	xx9009553	30	306,00
14	03/2013	SE01	AL03	xx9000221	75	270,49
15	03/2013	SE01	AL01	xx9015896	30	269,96

Tabela 2: Custo devido ao fator de utilização - $c(K_u)$

Nu.	Mês/Ano	SED	AL	TD	SNom [kW]	Custo [R\$]
1	03/2013	SE01	AL03	xx0040082	75	116,16
2	03/2013	SE01	AL05	xx9041795	112,5	101,84
3	03/2013	SE01	AL01	xx9043255	150	88,32
4	03/2013	SE01	AL01	xx9043474	75	74,17
5	03/2013	SE01	AL03	xx0043493	150	69,07
6	03/2013	SE01	AL05	xx9040749	112,5	55,94
7	03/2013	SE01	AL06	xx9040203	300	55,69
8	03/2013	SE01	AL03	xx9040655	300	55,67
9	03/2013	SE01	AL07	xx9040113	225	49,52
10	03/2013	SE01	AL04	xx9042027	225	49,13
11	03/2013	SE01	AL06	xx9005098	300	47,94
12	03/2013	SE01	AL04	xx9041987	30	44,95
13	03/2013	SE01	AL02	xx9008109	45	40,20
14	03/2013	SE01	AL05	xx9040774	150	33,08
15	03/2013	SE01	AL04	xx9042592	112,5	30,65

Tabela 3: Custo devido perdas técnicas nos transformadores - $c(P_{TR})$

Nu.	Mês/Ano	SED	AL	TD	SNom [kW]	Custo [R\$]
1	03/2013	SE01	AL05	xx9041795	112,5	256,79
2	03/2013	SE01	AL03	xx0040082	75	237,36
3	03/2013	SE01	AL01	xx9043255	150	207,58
4	03/2013	SE01	AL03	xx0043493	150	172,92
5	03/2013	SE01	AL01	xx9043474	75	162,92
6	03/2013	SE01	AL05	xx9040749	112,5	153,09
7	03/2013	SE01	AL02	xx9042268	500	111,30
8	03/2013	SE01	AL06	xx9041194	225	107,42
9	03/2013	SE01	AL04	xx9041987	30	92,45
10	03/2013	SE01	AL01	xx9042162	112,5	79,66
11	03/2013	SE01	AL05	xx9041249	300	78,03
12	03/2013	SE01	AL02	xx9008109	45	77,95
13	03/2013	SE01	AL06	xx9042830	112,5	72,75
14	03/2013	SE01	AL08	xx9042769	150	65,39
15	03/2013	SE01	AL04	xx9047090	75	63,64

Tabela 4: Custo devido perdas técnicas nas linhas - $c(P_L)$

Nu.	Mês/Ano	SED	AL	SC	INom [A]	Custo [R\$]
1	03/2013	SE01	AL04	xx319088	293	445,19
2	03/2013	SE01	AL04	xx319091	293	445,19
3	03/2013	SE01	AL04	xx319096	293	438,22
4	03/2013	SE01	AL04	xx388035	293	435,94
5	03/2013	SE01	AL04	xx319108	293	435,91
6	03/2013	SE01	AL04	xx720668	293	434,69
7	03/2013	SE01	AL04	xx319131	293	433,72
8	03/2013	SE01	AL03	xx326095	184	432,19
9	03/2013	SE01	AL03	xx326097	184	431,82
10	03/2013	SE01	AL04	xx319134	293	410,94
11	03/2013	SE01	AL04	xx319220	293	410,28
12	03/2013	SE01	AL04	xx319232	293	409,25
13	03/2013	SE01	AL04	xx319250	293	407,94
14	03/2013	SE01	AL04	xx319253	293	403,84
15	03/2013	SE01	AL04	xx319586	101	401,97

Tabela 5: Custo devido a confiabilidade - $c(R)$

Nu.	Mês/Ano	SED	AL	TD	SNom [kW]	Custo [R\$]
1	03/2013	SE01	AL03	xx9007222	30	1223,64
2	03/2013	SE01	AL01	xx9004638	30	1174,06
3	03/2013	SE01	AL02	xx9000200	45	1022,15
4	03/2013	SE01	AL03	xx9047163	150	730,80
5	03/2013	SE01	AL06	xx9000130	30	658,19
6	03/2013	SE01	AL02	xx9008252	30	553,09
7	03/2013	SE01	AL04	xx9002491	30	517,05
8	03/2013	SE01	AL03	xx0001213	30	508,32
9	03/2013	SE01	AL01	xx9004624	45	480,62
10	03/2013	SE01	AL02	xx9000497	30	422,88
11	03/2013	SE01	AL02	xx9007540	45	395,14
12	03/2013	SE01	AL07	xx9000702	75	340,30
13	03/2013	SE01	AL05	xx9008937	112,5	313,79
14	03/2013	SE01	AL06	xx9007005	75	255,46
15	03/2013	SE01	AL03	xx0004283	30	247,23

Publicações

Publicado:

BUSATTO, T.; PETRY, B. M.; HAFFNER, S.; LEMOS, F. A. B.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; PEREIRA, P. R. S. Análise Multicritérios para Auxílio na Definição de Investimentos em Sistemas de Distribuição, **IEEE/IAS International Conference on Industry Applications**, Juiz de Fora-MG, 2014.

Submetido:

BUSATTO, T.; PETRY, B. M.; HAFFNER, S.; LEMOS, F. A. B.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; PEREIRA, P. R. S. A Methodology for Real-time Quantification of Financial Losses in Distribution Systems Based on Automated Measurements, **IEEE/PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies: Latin América**, Montevideo, Uruguay, 2015.