



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

WALTER HENRIQUE BERNARDELLI

**APLICAÇÃO DA MATRIZ DE DECISÃO NA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA
PARA INVESTIMENTOS NA MODERNIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**Prof. Dr. Dionízio Paschoareli Júnior
Orientador**

Ilha Solteira
2017



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Campus de Ilha Solteira

Walter Henrique Bernardelli

**APLICAÇÃO DA MATRIZ DE DECISÃO NA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA
PARA INVESTIMENTOS NA MODERNIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Prof. Dr. Dionízio Paschoareli Júnior
Orientador

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia Elétrica - UNESP – Campus de Ilha
Solteira, para obtenção do título de
Doutor em Engenharia Elétrica.
Área de Conhecimento: Automação

Ilha Solteira
2017

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

- B522a Bernardelli, Walter Henrique.
Aplicação da matriz de decisão na análise técnica e econômica para investimentos na modernização de redes de distribuição / Walter Henrique Bernardelli. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2017
160 f. : il.
- Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação , 2017
- Orientador: Dionízio Paschoareli Júnior
Inclui bibliografia
1. Avaliação técnica e econômica. 2. Custo benefício. 3. Matriz de decisão. 4. Qualidade de energia. 5. Redes compactas. 6. Spacer cable system.
-



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

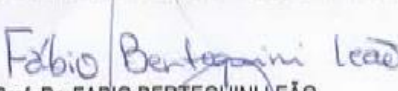
TÍTULO: APLICAÇÃO DA MATRIZ DE DECISÃO NA ANÁLISE
TÉCNICA E ECONÔMICA PARA INVESTIMENTOS NA MODERNIZAÇÃO
DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

AUTOR: WALTER HENRIQUE BERNARDELLI

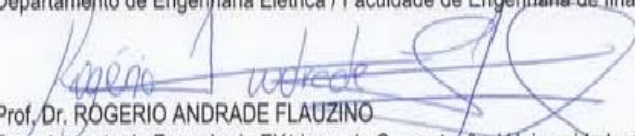
ORIENTADOR: DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR

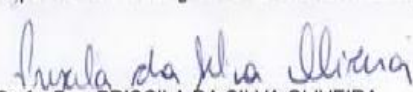
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA
ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. FÁBIO BERTEQUINI LEÃO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JEAN MARCOS DE SOUZA RIBEIRO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ROGERIO ANDRADE FLAUZINO
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Universidade de São Paulo/São Carlos


Profa. Dra. PRISCILA DA SILVA OLIVEIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Fundação Universidade Federal do Tocantins

Certificado de Aprovação

**Título: APLICAÇÃO DA MATRIZ DE DECISÃO NA ANÁLISE TÉCNICA E
ECONÔMICA PARA INVESTIMENTOS NA MODERNIZAÇÃO DE REDES
DE DISTRIBUIÇÃO**

Autor: WALTER HENRIQUE BERNARDELLI

Orientador: Professor Doutor DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Professor Doutor Fábio Bertequini Leão
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Professor Doutor Jean Marcos de Souza Ribeiro
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Professor Doutor Rogério Andrade Flauzino
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Universidade de São Paulo / São
Carlos

Professora Doutora Priscila da Silva Oliveira
Departamento de Engenharia Elétrica / Fundação Universidade Federal do Tocantins

Ilha Solteira, 23 de fevereiro de 2017

A minha esposa, que sempre
renunciou as suas prioridades para
incentivar-me e permitir que eu
realizasse este trabalho.

AGRADECIMENTOS

Ao povo do Estado de São Paulo que com seu trabalho permitiu a criação da UNESP e que me acolheu como aluno, em uma instituição de referência que tem como Visão “Exercer sua função social por meio do ensino, pesquisa e da extensão universitária, com espírito crítico e livre, orientado por princípios éticos e humanísticos...” tem como Missão “Ser referência nacional e internacional de Universidade Pública multicampus, de excelência no ensino, na pesquisa e na extensão universitária, que forme profissionais e pesquisadores capazes de promover a democracia, a cidadania....”

Ao Prof. Dr. Dionizio Paschoareli Junior que de forma exemplar personifica a Visão e Missão da UNESP, compartilhou brilhantemente seu conhecimento e incentivo durante este período e pela honra de sua orientação.

Ao Prof. Dr. Luis Carlos Origa de Oliveira, meu orientador no programa de mestrado e incentivador para que continuasse a estudar.

Ao Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade, que me orientou no início do meu programa de doutorado na UNICAMP.

Aos professores titulares da banca, Dr. Rogério Andrade Flauzino, Dra. Priscila da Silva Oliveira, Dr. Fábio Bertequini Leão, Dr. Jean Marcos de Souza Ribeiro e professores suplentes, Dr. Falcondes José Mendes de Seixas, Dr. Mario Oleskovicz e Dr. Edson Italo Mainardi Junior pela disponibilidade em participar da banca de avaliadores e pelas contribuições oferecidas.

Ao Prof. Dr. Maurizio Babini, amigo e incansável incentivador para conclusão deste trabalho.

Ao amigo e Prof. João Batista Romero pelo seu desprendimento e altruísmo em criar condições para que eu pudesse estudar com tranquilidade, pela amizade e apoio incondicional.

Ao Prof. Valdecir Polizelli pela sua colaboração na área de matemática e pela disponibilidade a qualquer momento.

Ao UNIFEB pelo apoio e oportunidade de trabalhar em uma instituição de referência.

Aos colegas de trabalho da CMS Energy, CPFL Energia e Fundação Educacional de Barretos, Oswaldo Pinto Ramiro Junior, Alexandre Vieira de Oliveira, Ricardo Torezan, Antonio Claudinei Simões, Mauricio Dib Costa, Wagner Seizo Hokama, Rubens Bruncek Ferreira, professores Vagner Ricardo de Araujo Pereira, Antônio Manoel Batista da Silva, Wanderley Mauro Dib, Flavio de Freitas Castilho, Álvaro Fernandes Gomes e tantos outros pelo compartilhamento dos conhecimentos e incentivo.

Ao amigo e irmão de sonhos Accacio de Oliveira Santos Junior, meu guia, meu companheiro e herói, pela sua disponibilidade e por compartilhar desinteressadamente sua experiência de vida e sabedoria sobre a alma dos homens, sempre com simplicidade e aguçado senso de humor.

A Nenê, tia amada com um coração sempre alegre.

Maria Cristina de Oliveira Santos Miyazaki, querida prima que sempre está disponível a compartilhar suas experiências de estudo e docência na Faculdade de Medicina de São José do Rio Preto e pronta a colaborar.

Ao Neto, amigo e primo, inseparável companheiro de caminho.

Cristhina Helena Bernardelli Starke, a irmã que compartilha, incentiva meus desafios sempre com ternura.

Sergio Luiz Bernardelli, mais que irmão, um amigo de sempre pronto a me incentivar.

A amigo David Starke, de tão longe e tão presente.

A Leonilda e Walter, meus pais que me deram mais que a luz, deram a iluminação!

À Zila e Miguel, sogros queridos, sempre apoiando e acreditando.

A Valério José Arantes, professor da UNICAMP, amigo e incentivador.

A meus professores, desde os primeiros passos no Jardim da Infância na minha querida Nhandeara, que sempre me desafiaram a aprender, mas sem nunca me abandonar.

Aos meus alunos que sempre me puseram a pensar através suas perguntas e astúcia durante as aulas e em conversas informais.

Aos meus familiares pelo apoio e incentivo e que me proporcionaram condições para estudar.

Aos professores e funcionários da UNESP – FEIS, Campus de Ilha Solteira, pelo respeito, dedicação, paciência, amizade e colaboração.

Aos colegas de curso e companheiros de pesquisa.

A Daniel Bernoulli que com perspicácia e simplicidade desenvolveu, no século XVIII, teses ligadas a tomada de decisão, que nos dias de hoje são aplicadas, estudadas e ainda há muito o que aprender com seus textos. Fica evidente que Bernoulli está ainda hoje, muito à frente do nosso tempo.

Aos presentes e ausentes.

A alegria de aprender e viver!!!

Há duas fontes perenes de alegria
pura: o bem realizado e o dever
cumprido - Eduardo Girão.

RESUMO

Este trabalho apresenta um método que visa possibilitar a gestão do aparente impasse envolvendo três agentes do setor elétrico. A Distribuidora de Energia que visa lucros, o Regulador que impõe às Distribuidoras, metas permanentes de melhor desempenho juntamente com viés de redução das tarifas e o Consumidor que deseja qualidade de fornecimento de energia e tarifas justas. Este método possibilita identificar e priorizar com precisão qual circuito de um sistema elétrico é mais adequado para os investimentos em melhoria de desempenho, quantificar o ganho de qualidade após as melhorias e avaliar técnica e economicamente se o benefício obtido em melhoria de qualidade produzirá retorno financeiro para remunerar o investimento. Para o desenvolvimento deste método, os dados de desempenho do sistema elétrico foram tratados estatisticamente para identificar quais ocorrências podem ser mitigadas com ações da distribuidora. Foi desenvolvida uma matriz de decisão multiatributos, referenciada pelos parâmetros de desempenho do sistema elétrico, para possibilitar a ordenação das regiões elétricas prioritárias para investimentos em melhorias. As ações técnicas de melhorias consideram a utilização de redes compactas e através de medições de desempenho destas redes e a comparação com o desempenho de redes nuas, foi possível estabelecer o potencial de redução do número de ocorrências após a implantação. Foi estabelecido critérios para identificar a taxa de melhoria de desempenho, que estabelece a correlação entre a extensão de rede modernizada e a redução do número de ocorrências. Foi também estabelecido critérios para avaliação econômica do investimento de modo a garantir que os benefícios técnicos e econômicos suportem os investimentos, viabilizando o processo de melhoria. Este método permite elaborar o planejamento estratégico plurianual mais eficiente do sistema elétrico, atendendo aos requisitos regulatórios brasileiro. Nesta análise serão apresentadas alternativas para a gestão da malha elétrica com maior eficácia técnica e econômica, otimizando a aplicação dos recursos disponíveis e extraindo elevada qualidade no fornecimento de energia elétrica. O resultado final é melhoria contínua da qualidade da energia fornecida, saúde financeira da distribuidora, do setor elétrico e tarifas adequadas, ou seja, este método é uma ferramenta precisa para gestão de ativos.

Palavras-Chave: Avaliação técnica e econômica. Custo benefício. Matriz de decisão. Qualidade de energia. Redes compactas. *Spacer cable system*.

ABSTRACT

This paper presents a methodology which supports the management of this apparent impasse involving three electricity sector agents. The Utility Company which focus on profit, the Regulator that imposes on Distributors permanent goals of better performance together with tariff reduction biases, and the Consumer who seeks for quality of energy supply and fair tariffs. This method makes it possible to accurately identify and prioritize which circuit of an electrical system is most appropriate for investments in performance improvement and to technically and economically evaluate whether the benefit obtained in quality improvement will yield financial return for the investment. For the development of this method, the performance data of the electrical system was treated statistically to identify which occurrences could be mitigated by distributor actions. A multi-attribute decision matrix was developed, supported by the performance parameters of the electric system, to enable the ordering of the priority electric regions for investments in improvements. The technical actions of improvements consider the use of spacer cable system. Through performance measurements of these networks, it was possible to establish the potential of reducing the number of occurrences after the implantation. To identify the rate of performance improvement a criterion has been established which establishes the correlation between the modernized network extension and the reduction of the number of occurrences. A method for assessing investment was also established to ensure that the technical and economic benefits finance the investments, making the improvement process feasible. This methodology allows elaborating the multi-year strategic planning of the electric system, meeting the Brazilian regulatory requirements. In this analysis alternatives for the electrical grid management will be presented with more technical and economic efficiency, optimizing the application of available resources and extracting high performance of the electrical system. The result is a continuous improvement of the power quality of the energy, financial health of the distributor and the electric sector, and adequate tariffs, that is, this method is an accurate tool for asset management.

Keywords: Compact networks. Cost benefit. Decision matrix. Power quality. Spacer cable system. Technical and economic evaluation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	- Evolução do consumo de energia no Brasil, 2013 – 2050.....	21
Figura 2	- Investimentos necessários versus disponibilidade de recursos financeiros.....	25
Figura 3	- Redes Elétricas foco deste trabalho.....	28
Figura 4	- Revisão Tarifária Periódica – RTP.....	43
Figura 5	- Evolução do DEC e FEC no Brasil de 1997 a 2015.....	46
Figura 6	- Metas ANEEL contratadas de DEC de nove Distribuidoras.....	47
Figura 7	- Metas ANEEL contratadas de FEC de nove Distribuidoras	48
Figura 8	- Representação do Espaço de Decisão Variável e o correspondente Espaço Objetivo.....	51
Figura 9	- Ordenação da Matriz de Decisão – Multiatributos.....	52
Figura 10	- Rede de distribuição de energia elétrica aérea nua – padrão convencional.....	57
Figura 11	- Evolução anual das ocorrências.....	61
Figura 12	- Localização geográfica das ocorrências na rede elétrica.....	64
Figura 13	- Estratificação das ocorrências “sem interrupção” do fornecimento, que podem ser mitigadas com ações nos ativos elétricos.....	65
Figura 14	- Estratificação das ocorrências “com interrupção” do fornecimento que podem ser mitigadas com ações nos ativos elétricos.....	66
Figura 15	- Segmentação geoelétrica das localidades.....	70
Figura 16	- Modelo de Matriz de Decisão.....	73
Figura 17	- Posicionamento dos Eixos que dividem os quadrantes da Matriz de Decisão.....	80
Figura 18	- Matriz de Decisão para 12 localidades (Classificação A - mais de 70.000 consumidores)	83
Figura 19	- Sistema de proteção da rede secundária	87
Figura 20	- Rede compacta com tecnologia de cabo coberto na primária - spacer cable system e cabo isolado multiplexado na secundária..	90
Figura 21	- Rede isolada de 15kV com 3 circuitos na mesma posteação.....	91
Figura 22	- Racional para obter o número de ocorrência remanescentes.....	96
Figura 23	- Digrama unifilar da rede de distribuição de energia.....	99
Figura 24	- Curva de correlação entre o percentual de rede modernizada e a redução do número de ocorrências da rede secundária urbana...	102
Figura 25	- Correlação percentual da rede elétrica a modernizar e potencial de redução do número de ocorrências - ampliação da Figura 24.	104
Figura 26	- Relação entre a curva de correlação com a taxa de melhoria de	107

	desempenho.....	
Figura 27	- Resolução gráfica – método de Newton-Raphson	107
Figura 28	- Resolução gráfica do trecho sob análise – método de Newton-Raphson.....	108
Figura 29	- Curva de correlação entre o percentual de rede modernizada e a redução do número de ocorrências da rede primária urbana	110
Figura 30	- Curva de correlação entre o percentual de rede modernizada e a redução do número de ocorrências da rede primária rural.....	111
Figura 31	- Curvas de correlação da rede Secundária, Primárias Urbanas e Rurais.....	112
Figura 32	- Curvas das redes Secundária, e Primárias Urbanas e Rurais.....	114
Figura 33	- Fluxo de caixa.....	121
Figura 34	- Cenários de investimentos	141
Figura 35	- Cenários de investimentos.....	145

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	- Dados do sistema de distribuição de energia.....	29
Tabela 2	- Histórico das ocorrências	60
Tabela 3	- Evolução anual real das ocorrências registradas até o ano 2008..	61
Tabela 4	- Previsão da evolução anual das ocorrências até o ano 2013 – 5 anos	62
Tabela 5	- Número de ocorrências tratáveis por localidade.....	63
Tabela 6	- Classificação das localidades por número de Consumidores.....	69
Tabela 7	- Distribuição das Localidades por número de consumidores.....	71
Tabela 8	- Cálculo do Indicador Técnico de Priorização – I T.....	81
Tabela 9	- Cálculo do Indicador Econômico – I E.....	82
Tabela 10	- Localização da Região Elétrica na Matriz de Decisão.....	85
Tabela 11	- Correlação de causa e defeito – número de ocorrências.....	88
Tabela 12	- Porcentagem de ocorrências remanescentes após a migração de rede nua para rede compacta	95
Tabela 13	- Número de ocorrências remanescentes	97
Tabela 14	- Distribuição percentual acumulado de redução de ocorrências e percentual acumulado de redes modernizadas.....	100
Tabela 15	- Tempos médios para atendimento as ocorrências.....	124
Tabela 16	- Custos Modular dos Profissionais por hora trabalhada.....	126
Tabela 17	- Custos por hora de veículos	127
Tabela 18	- Formação e custo das Equipes Típicas.....	128
Tabela 19	- Comparação dos custos de O&M entre redes nuas e redes compactas (R\$)	130
Tabela 20	- Custo Médio para Poda de Árvores	130
Tabela 21	- Taxa de Falha (λ) – nº de ocorrência por km de rede por ano.....	131
Tabela 22	- Pedido de indenizações pelos consumidores por danos causados pela rede elétrica em equipamentos – PID.....	132
Tabela 23	- Fluxo de caixa para rede secundária totalmente depreciada.....	139
Tabela 24	- Fluxo de caixa para rede primária totalmente depreciada.....	140
Tabela 25	- Avaliação econômica – juros de 15% ao ano	140
Tabela 26	- Fluxo de caixa para rede secundária parcialmente depreciada	143
Tabela 27	- Fluxo de caixa para rede primária parcialmente depreciada.....	143
Tabela 28	- Avaliação econômica – juros de 15% ao ano.....	144

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABADEE	Associação brasileira das distribuidoras de energia elétrica
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ASCS	<i>Aerial Spacer Cable System</i>
Capex	<i>Capital expenditure</i>
C/B	Índice de custo-benefício
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CO	Centro de Operação
COM	Componente Menor
CP	Critérios de Priorização
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora
EDP	Empresa de distribuição de energia elétrica de Portugal
END	Energia Não Distribuída
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPI	Equipamento de Proteção Individual
EPIs	Equipamentos de Proteção Individual
EPR	Etileno propileno
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ER	Empresa de Referência
ERP	<i>Enterprise Resource Planning</i>
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço
FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de

	conexão, expressa em número de interrupções
GIS	Sistema de informação geográfica (<i>Geographic Information System</i>)
IE	Indicador econômico
IGP-M	Índice geral de preços de mercado
INSS	Instituto Nacional do Seguro Social
IRR	<i>Internal rate of return</i>
IP	Índice de Priorização
IT	Indicador técnico
MAUT	<i>Multiple Attribute Utility Theory</i>
MBC	Manutenção Baseada na Condição
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MME	Ministério de Minas e Energia
NA	Normalmente Aberta
NBR	Norma Brasileira
NF	Normalmente fechada
NPV	<i>Net Present Value</i>
O&M	Operação e Manutenção
Opex	<i>Operational expenditure</i>
PE	Polietileno termoplástico
PIB	Produto Interno Bruto
PID	Pedidos de Indenização por Danos Elétricos
PNE	Plano Nacional de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PVC	Cloreto de polivinila
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
REN	Resolução Normativa
RTP	Revisões Tarifárias Periódicas
SAF	Superintendente de Administração e Finanças
SCG	Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração
SCT	Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição

SEM	Superintendência de Estudos do Mercado
SENDI	Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENSE	Seminário Nacional de Segurança e Saúde no Setor Elétrico Brasileiro
SFE	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade
SFF	Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira
SFG	Superintendência SGH – Superintendente de Gestão e Estudos Hidroenergéticos
SGI	Superintendência de Gestão Técnica da Informação
SLC	Superintendência de Licitações e Controle de Contratos e Convênios
SPE	Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
SRC	Superintendência de Regulação dos Serviços Comerciais
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
SRE	Superintendência de Regulação Econômica
SRT	Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão
TIR	Taxa Interna de retorno
TMA	Tempo médio de atendimento
TMAR	Tempo médio de atendimento rural
TMAU	Tempo médio de atendimento urbano
TWh	Tera Watts hora
UAC	Unidades de Aquisição e Controle
Unesp	Universidade Estadual Paulista
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Custo Médio Ponderado do Capital)
XLPE	Polietileno termofixo ou polietileno reticulado

SUMARIO

1	INTRODUÇÃO.....	21
1.1	MOTIVAÇÃO.....	22
1.2	OBJETIVOS DA TESE.....	25
1.3	ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO.....	27
2	FUNDAMENTAÇÃO DO TRABALHO.....	32
2.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	32
2.2	POLÍTICAS REGULATÓRIAS DO SETOR ELÉTRICO.....	39
2.3	EVOLUÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	40
2.4	EVOLUÇÃO DOS INDICADORES DE QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	44
2.5	METODOLOGIA PARA TOMADA DE DECISÃO.....	49
2.6	MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON OU MÉTODO DAS TANGENTES.....	53
3	ANÁLISE DO HISTÓRICO DAS FALHAS E DEFEITOS NAS REDES ELÉTRICAS	56
3.1	CARACTERIZAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS SOB ANÁLISE.....	56
3.2	CARACTERIZAÇÃO E ANÁLISE DAS OCORRÊNCIAS.....	58
3.3	LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DAS OCORRÊNCIAS – ÁREAS URBANA E RURAL.....	62
4	DESENVOLVIMENTO DE MÉTODO PARA IDENTIFICAR AS REDES ELÉTRICAS COM POTENCIAL PARA MELHORAR O DESEMPENHO TÉCNICO E ECONÔMICO.....	67
4.1	PROPOSTA DE MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DA MATRIZ DE DECISÃO.....	68
4.2	PREMISSAS DOTADAS.....	68
4.2.1	Classificação das localidades por número de consumidores com abordagem geoeletrica.....	69
4.2.2	Elaboração da matriz de decisão.....	72
4.2.3	Análise do desempenho da rede elétrica.....	86
4.2.4	Análise das ocorrências na rede secundária.....	86
4.2.5	Alternativas para redução das ocorrências.....	88

4.2.6	Identificação dos circuitos para melhorias.....	98
4.2.7	Validação do modelo das curvas de correlação entre o percentual de rede modernizada e a redução do número de ocorrências.....	112
5	AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....	115
5.1	CRITÉRIO UTILIZADO PELA ANEEL PARA REMUNERAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	117
5.2	CRITÉRIOS APLICADOS PARA AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA.....	119
5.3	INDICADORES DE TEMPO PARA ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS	123
5.4	CUSTOS MODULARES DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DA REDE ELÉTRICA.....	124
5.5	CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO PARA REDES NUAS.....	133
5.6	CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO PARA REDES COMPACTAS.....	135
5.7	COMPARAÇÃO DOS CUSTOS DE O&M ENTRE REDES NUA E COMPACTA.....	135
5.8	CUSTOS PARA A SUBSTITUIÇÃO DAS REDES NUAS POR REDES COMPACTAS.....	137
5.9	ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA SUBSTITUIÇÃO DE REDE NUA TOTALMENTE DEPRECIADA POR REDE COMPACTA.....	138
5.10	ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA SUBSTITUIÇÃO DE REDE NUA PARCIALMENTE DEPRECIADA POR REDE COMPACTA.....	142
5.11	CONSIDERAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....	146
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	148
6.1	TRABALHOS FUTUROS.....	151
	REFERÊNCIAS.....	152

APLICAÇÃO DA MATRIZ DE DECISÃO NA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA INVESTIMENTOS NA MODERNIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

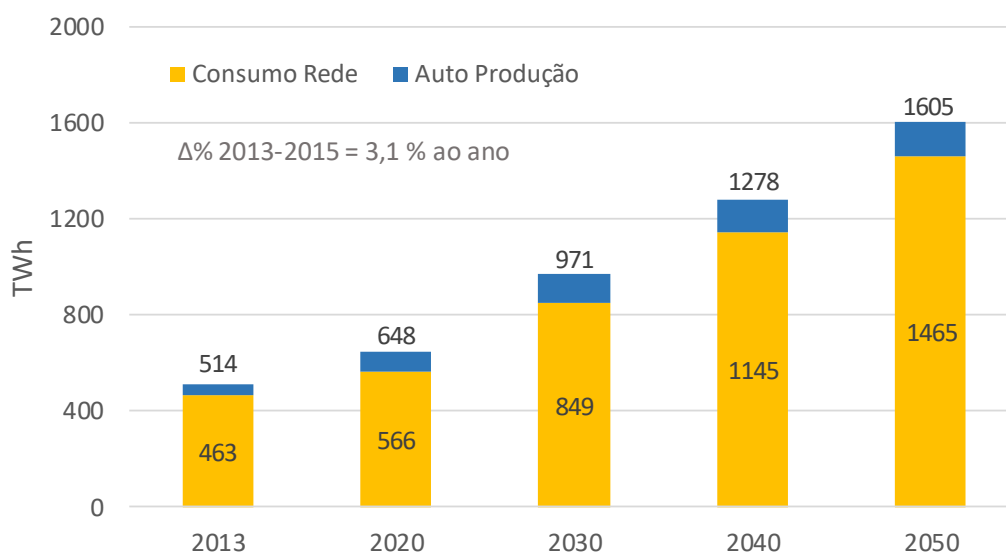
CAPITULO I

1 INTRODUÇÃO

O mercado de energia é crescente no Brasil e conforme o Plano Nacional de Energia 2050 – PNE¹, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE² do Ministério de Minas e Energia – MME³, as projeções indicam tendências de um aumento médio de 3,1% ao ano para o Brasil, a partir de 2013 a 2050.

Na Figura 1 é apresentado graficamente esta previsão da evolução do consumo de energia no Brasil, para o período entre 2013 e 2050 (PNE 2050-MME).

Figura 1 - Evolução do consumo de energia no Brasil, 2013 – 2050



Fonte: próprio autor; Plano Nacional de Energia- PNE – 2050 – MME (atualizado em 11/11/2016)

¹ PNE – Plano Nacional de Energia

² EPE – Empresa de Pesquisa Energética

³ MME – Ministério de Minas e Energia

Conforme o Plano Nacional de Energia, estima-se que o consumo de energia elétrica via rede evolua de 463 TWh em 2013 para valores de 1.465 TWh ao fim de 2050. Isto significa que em 2050, o consumo de energia elétrica via rede poderá ser de 216% maior que o de 2013.

Estas projeções de consumo de eletricidade incorporam premissas de crescente eficiência em seu uso, conforme EPE. De fato, a otimização do uso dos recursos energéticos apresenta-se como uma necessidade natural para alavancar o crescimento econômico aumentando a produtividade e reduzindo os elevados investimentos em infraestrutura.

De modo mais específico, considera-se que o ritmo de expansão do consumo de eletricidade, no caso brasileiro, está condicionado principalmente aos fatores de modernização da atividade agropecuária no país, participação dos grandes consumidores industriais de energia elétrica no valor adicionado total da indústria, aumento da participação do setor de serviços no PIB⁴, a evolução do consumo per capita de eletricidade no setor residencial e a difusão de alternativas eficientes de uso da eletricidade, conforme premissas norteadoras do Plano Nacional de Energia.

Sem dúvida, o crescimento da necessidade de energia elétrica representa um desafio importante para o setor elétrico brasileiro, para garantir ao mercado disponibilidade de energia e qualidade no fornecimento a preços módicos.

A malha elétrica para atender este crescimento deve ser contemplada com investimentos na ampliação e reforço do sistema elétrico com a construção de redes e subestações.

O atendimento ao mercado de energia elétrica é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL⁵, que tem como desafio garantir condições para que as Geradoras, Transmissoras e Distribuidoras de energia elétrica, disponibilizem a energia necessária ao mercado, porém com qualidade adequada e a preços justos.

1.1 MOTIVAÇÃO

Para atender a expansão do mercado consumidor de energia, o sistema de potência

⁴ PIB – Produto Interno Bruto

⁵ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

demandará o crescimento da malha elétrica para possibilitar o suprimento deste novo mercado e como consequência, é necessário recurso financeiro para suportar a ampliação.

Essa dinâmica de crescimento impõe as redes existentes, na sua grande maioria construída com a concepção do início do século vinte, um desafio de suprir uma sociedade mais exigente e que demanda qualidade crescente no fornecimento de energia elétrica.

É compreensível esta demanda por melhor qualidade, uma vez que o planejamento energético é fator estratégico importante, considerando que não só custos adequados, mas também a qualidade da energia fornecida garante competitividade mercadológica ao Brasil e qualidade de vida aos brasileiros.

Considerando que a ampliação das redes elétricas de distribuição se realize com a utilização da atual tecnologia de rede nua, amplamente utilizada no Brasil e a consequente exposição aos agentes naturais causadores de defeitos, é possível concluir que haverá um aumento na quantidade de ocorrências proporcional ao aumento físico da malha elétrica. Como consequência haverá aumento dos custos de operação, manutenção e logística para as distribuidoras. Adiciona-se o desafio de melhoria contínua da qualidade, que também demanda aumento de recursos financeiros para sua viabilização.

Para atendimento ao mercado consumidor, os recursos das Distribuidoras de energia elétrica, devem ser investidos de três maneiras:

1. Na ampliação e reforço da rede elétrica com a construção de redes elétricas para de suportar o crescimento do consumo com qualidade, pelo período da vida útil das instalações;
2. Na operação em tempo real da rede elétrica com objetivo de identificar e prever as falhas no sistema elétrico, reduzindo o tempo necessário para reestabelecimento do serviço, bem como se antecipando a possíveis falhas estatisticamente prováveis, e
3. Na logística de serviços de campo para atendimento as ocorrências programadas, emergenciais e para manutenção, com objetivo de obter o rápido reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica e garantir a qualidade desses serviços.

Complementando este raciocínio, outros dois fatores externos as redes elétricas, devem ser considerados nesta análise:

1. A busca continuada de melhor desempenho do sistema elétrico, contratado entre as distribuidoras e a ANEEL – Isso significa que as distribuidoras devem investir mais e com mais eficácia os recursos financeiros, tanto na expansão como na operação e manutenção, principalmente através da pesquisa e desenvolvimento de soluções que atendam o objetivo de maior eficiência e custos módicos.
2. O viés de redução das tarifas de fornecimento de energia elétrica realizados através das Revisões Tarifárias Periódicas – RTP⁶ sob gestão da ANEEL, com objetivo de repassar aos consumidores os ganhos de eficiência das distribuidoras – Isso significa que a regulação incentiva a busca pela eficiência e promove o compartilhamento desses ganhos com os financiadores do sistema, os consumidores.

A ANEEL tem a responsabilidade de fixar as tarifas de energia elétrica, de forma a promover a modicidade tarifária na defesa do interesse público e possibilitar o equilíbrio econômico e financeiro dos agentes que prestam os serviços de energia, e a Revisão Tarifária Periódica é primordial para alcançar esses compromissos conforme Nota Técnica n.º 089/2008 ANEEL de 03 de abril de 2008.

As empresas de distribuição de energia elétrica, mesmo operando em um mercado regulado, participam do mercado de capitais como qualquer outro negócio e na realidade buscam o lucro que é a razão do empreendedor, sem o qual não haveria a atividade econômica.

A realização de lucro para os investidores é desejável e necessária para manter o interesse do mercado em investir neste setor estratégico para o país, através de aporte de recursos nas empresas do setor. Estes recursos garantem a capacidade de investimentos do setor elétrico, possibilitando a ampliação da malha elétrica e a melhoria na qualidade da energia fornecida.

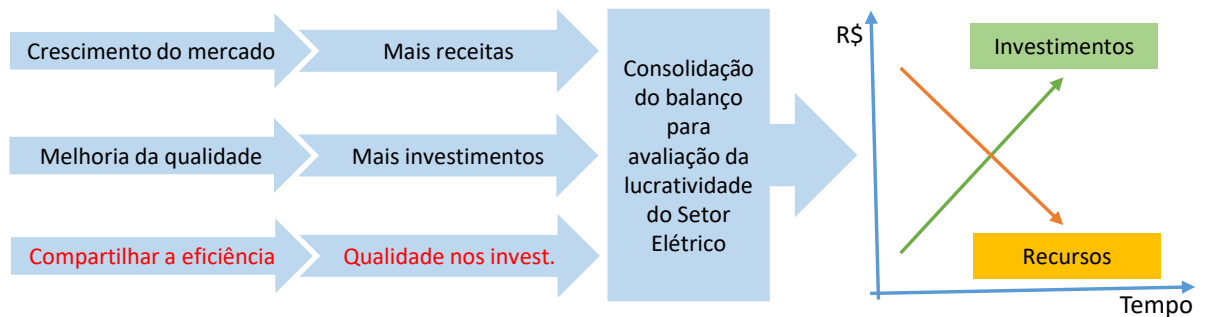
A Figura 2 ilustra este “desafio” representado pela necessidade de mais investimentos no sistema elétrico contra a redução da capacidade de geração de recursos e da lucratividade das Distribuidoras.

⁶ Revisão Tarifária Periódica - RTP) – Nota Técnica n.º 089/2008-SRE/ANEEL - Brasília, 03 de abril de 2008.

O desafio está assim configurado:

- Do lado das distribuidoras – garantir o fornecimento de energia com melhor qualidade.
- Do lado do consumidor – garantir a condição de modicidade tarifária, ou seja, garantir que o mercado possa pagar a conta de energia elétrica a preços considerados adequados e competitivos.
- Do lado do acionista – garantir as perspectivas de auferir dividendos decorrentes dos riscos destes investimentos.
- Do lado do regulador – garantir a oferta de energia elétrica e a saúde financeira do setor.

Figura 2 – Investimentos necessários versus disponibilidade de recursos financeiros



Fonte: próprio autor

Este é um paradigma do mundo globalizado, de um lado necessidade de mais qualidade e eficiência através de investimentos e de outro lado a perspectiva de redução da capacidade de geração de caixa.

Para conciliar esta aparente divergência de interesses, o desafio é encontrar a solução para este conflito. No desenvolvimento deste trabalho será proposto alternativas factíveis para atendimento a esta demanda.

1.2 OBJETIVOS DA TESE

Neste trabalho propõe-se, como objetivo geral, o desenvolvimento de um método modular para avaliação técnica e econômica de um sistema qualquer utilizado na distribuição de energia elétrica, permitindo assim, que as decisões técnicas para a melhoria na qualidade

da energia e, os investimentos decorrentes destas decisões se tornem mais precisos. Isso significa que os ganhos de desempenho técnico obtidos na rede elétrica devem gerar benefícios para financiar as ações implementadas nestas redes ao mesmo tempo em que produza resultado satisfatório ao acionista. Este método possibilita precisão na gestão de ativos elétricos, reduzindo as incertezas para tomada de decisão.

Este método será desenvolvido a partir da análise dos dados de desempenho de um sistema elétrico de distribuição de energia e será suportado pelos dados de uma distribuidora de energia elétrica brasileira.

Este método deve ser flexível, permitindo a aplicação em diferentes sistemas elétricos. Para sua utilização os parâmetros considerados na aplicação deste método, devem ser próprios de cada rede elétrica em estudo.

Os objetivos específicos deste trabalho serão apresentados em quatro vertentes. Para atingir estes objetivos serão utilizadas técnicas de otimização e solução de problemas através de análises estatísticas, econômicas e da legislação do setor elétrico.

Os dados de desempenho do sistema elétrico, serão tratados estatisticamente com objetivo de extrair as informações que podem ser mitigadas através de ações implementadas pela distribuidora.

O primeiro objetivo específico é o desenvolvimento de uma Matriz de Decisão que possibilite a identificação das localidades que apresentam maiores oportunidades de melhorias, permitindo a priorização precisa das regiões elétricas com melhor retorno técnico e econômico. Os critérios de priorização terão como suporte a utilização de recursos de otimização através do desenvolvimento de indicadores técnicos e econômicos sobre o desempenho do sistema elétrico. Este critério de decisão será modelado pela teoria de multiatributos com objetivo de reduzir a aversão ao risco, possibilitar a ordenação das alternativas e posterior escolha do resultado ótimo.

O segundo objetivo específico é o desenvolvimento de um método para avaliação da correlação entre o potencial de melhoria do desempenho da rede elétrica comparada a extensão de rede que será tratada, considerando a região elétrica priorizada através da Matriz de Decisão. O objetivo é identificar, através da avaliação das ocorrências na rede, os circuitos com desempenho mais crítico, no qual a realização do programa de melhoria da rede elétrica trará melhores resultados para a qualidade do fornecimento de energia.

O terceiro objetivo específico é apresentar uma proposta para migrar do padrão das

redes elétricas atuais para um padrão de rede mais moderna, que garanta melhor qualidade do fornecimento de energia elétrica, que seja factível ao orçamento da distribuidora e que esteja alinhada à legislação do setor elétrico.

O quarto objetivo específico é a elaboração de um método para apuração de custos e benefícios, identificando as possibilidades de ganhos bem como a elaboração de uma proposta de fluxo de caixa para suportar os investimentos na rede elétrica, conforme cronologia de depreciação estabelecida pela legislação brasileira. Serão aplicados conceitos de engenharia econômica com objetivo de otimizar os resultados dos investimentos, do desempenho técnico da rede elétrica e garantir o equilíbrio econômico e financeiro da distribuidora, conforme o diploma legal estabelecido pela ANEEL.

A integração entre estes objetivos permitirá avaliação dos ganhos de desempenhos técnicos e econômicos do sistema avaliado e sinalizará a viabilidade ou não da proposta.

Desta forma, o desafio será conciliar a expansão do sistema elétrico com melhor qualidade, sem comprometer o equilíbrio financeiro do setor elétrico e onerar à tarifa paga pelo consumidor.

Este método deve ser inserido em uma análise crítica para a contextualização no âmbito de um programa brasileiro ou regional de migração do atual modelo construtivo e de operação das atuais redes elétricas de distribuição aéreas com cabos nus, para um sistema mais confiável contribuindo para propor um novo paradigma para o processo de elaboração de regulamentos e políticas públicas no setor elétrico.

Considerando o objetivo, este trabalho será multidisciplinar permeando as áreas de energia, materiais, planejamento, logística, legislação regulatória do setor de energia elétrica e engenharia econômica.

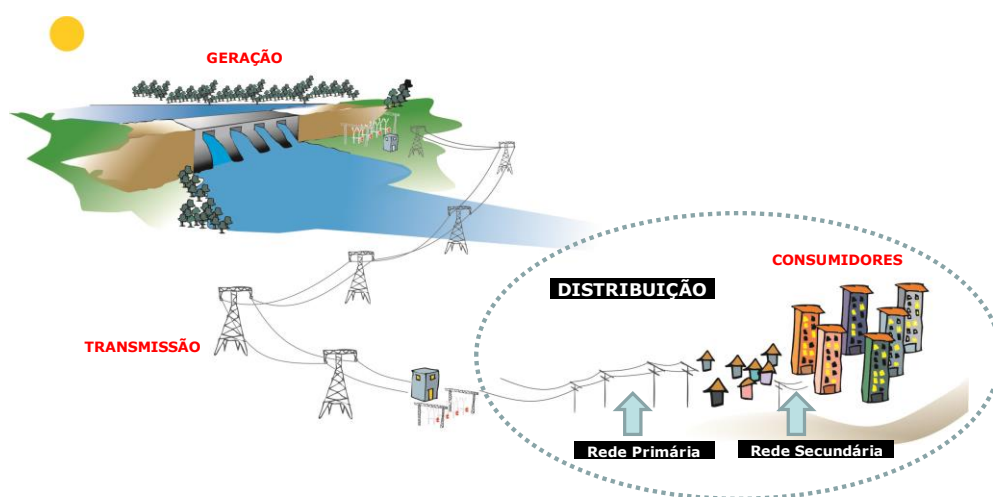
1.3 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

A para realização deste trabalho foi baseada na avaliação do desempenho das redes de distribuição de energia elétrica com foco nas redes denominadas primárias na classe de tensão de 15 kV e nas redes denominadas secundárias na classe de tensão de 1 kV, em destaque na Figura 3. Estas redes são em sua maioria, construídas com cabos nus de alumínio ou cobre e são instaladas ao tempo. Esta configuração de rede é predominante no território brasileiro.

Como se pode observar, esta é a rede elétrica próxima aos consumidores de energia e os eventos de interrupção afetam estes consumidores.

A principal fonte de dados para este trabalho são as ocorrências disponíveis e registradas na base de dados de uma distribuidora de energia elétrica localizada na região Sudeste do território brasileiro e que por questões de preservação da empresa seu nome será omitido, apenas será registrado como distribuidora.

Figura 3 – Redes Elétricas foco deste trabalho



Fonte: próprio autor

A rede elétrica desta distribuidora supre aproximadamente 3.800.000 consumidores e a característica geográfica produz uma base de informação com dados plurais e abrangentes.

Estão presentes neste sistema, mais de 90.000 km de redes elétricas, mais de 230.000 equipamentos instalados e mais de 1.200.000 postes equipados com seus acessórios, conforme apresentado na Tabela 1, onde é possível identificar os ativos instalados na rede de distribuição de energia. Como pode-se constatar, é significativa a quantidade de ativo, utilizada neste estudo, gerando dados e informações consistentes.

A metodologia aplicada a este trabalho agrega esforço na busca de soluções factíveis para atender adequadamente a todos os agentes do setor elétrico, que são os Consumidores, Regulador, Distribuidoras e Acionistas.

O cenário em que este trabalho se desenvolve são os dados sobre a evolução do consumo de energia elétrica no Brasil até o ano de 2050 e a consequente expansão da malha elétrica para atendimento a este mercado que impactam o serviço de distribuição de energia.

Três pontos norteiam esta expansão do mercado de energia:

Tabela 1– Dados do sistema de distribuição de energia

Dados da Rede Distribuição		
Urbana	km	20.036
Rural	km	32.038
Total Rede Distribuição Primária Própria	km	52.074
Rede Distribuição Secundária Própria		
Urbana	km	36.591
Rural	km	2.354
Total Rede Distribuição Secundária Própria	km	38.946
Total Transformadores Próprios	Unid.	124.683
Transformadores Particulares	Unid.	74.968
Transformadores em Cabines	Unid.	22.565
Equipamento instalados de 15 kV	Unid.	8.072
Postes Próprios		
Poste Concreto Urbano	Unid.	804.926
Poste Concreto Rural	Unid.	84.526
Poste Madeira Urbano	Unid.	333.429
Poste Madeira Rural	Unid.	68.543
Poste Outros Urbano	Unid.	4.249
Poste Outros Rural	Unid.	1.936
Total de Postes Próprios	Unid.	1.297.610

Fonte: próprio autor. dados da distribuidora.

Fonte junto a Figura

O impacto nas distribuidoras de energia para atendimento a este mercado crescente que demanda melhor qualidade de fornecimento.

Os recursos necessários para investimentos.

O papel do regulador para manter este mercado atraente a novos investimentos para expansão e modernização.

Como parte da fundamentação deste trabalho, serão consideradas as políticas Regulatórias do Setor Elétrico, a tendência de evolução dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica e das tarifas.

Serão observados os conceitos utilizados pela ANEEL durante as revisões tarifárias periódicas a qual são submetidas as Distribuidoras de energia elétrica. Estes conceitos são os de prudência dos investimentos⁷ para obter equilíbrio econômico e financeiro do setor, evolução das tarifas e a tendência de evolução dos indicadores de qualidade⁸ que são

⁷ Investimentos prudentes –Nota Técnica 113/2007 – SRD/SRE/ANEEL Metodologia para Projeção de Investimentos para o Cálculo do Fator X Contribuição da Audiência Pública 052/2007.

⁸ Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica – Resolução nº 345/2008 ANEE, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

contratados entre o Regulador e a Distribuidora.

Os investimentos prudentes representam o montante a ser investido no sistema elétrico e que deve guardar coerência com o equilíbrio entre o custo e o peso que este imporá a tarifa, ou seja, buscar alternativas de menor custo com o nível de qualidade requerido, salvo alguma exceção para determinados investimentos específicos. A simples comparação entre o histórico e o planejado não considera os eventuais ganhos de escala e de eficiência para atendimento ao crescimento do mercado. Dessa forma, é interessante que seja considerado na projeção dos investimentos a evolução do mercado, bem como a comparação entre empresas. A partir de um banco de dados confiável, a concessionária poderá demonstrar se está trabalhando com eficiência para atender o mercado, conforme define a Nota Técnica 113/2007 ANEEL sobre metodologia para projeção de investimentos.

Os Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica são obtidos por meio do controle das interrupções. O cálculo e a divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, permite os consumidores e a ANEEL avaliarem a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico. Os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica são estabelecidos quanto à duração (DEC)⁹ e frequência (FEC)¹⁰ das interrupções para dados gerais e para dados individualizados, são calculados os indicadores (DIC)¹¹ e (FIC)¹². Esses indicadores deverão ser calculados para períodos de observação mensais, trimestrais e anuais conforme Resolução nº 345/2008 ANEEL.

Este trabalho está estruturado em 6 capítulos distribuídos de modo a permitir o acompanhamento do desenvolvimento detalhado deste método.

Os capítulos 2 e 3 tratam sobre os motivadores para o desenvolvimento deste trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre o tema de desempenho e custos. Exibe uma descrição sobre o mercado de energia elétrica, os elementos das políticas que regulamentam a distribuição de energia no território brasileiro e as metas propostas pelo Regulador às Distribuidoras de Energia Elétrica, objetivando ganhos permanentes na qualidade do fornecimento de energia elétrica e na busca por tarifas módicas suportadas pelos consumidores por este serviço. Apresenta também os conceitos para Tomada de Decisão e o

⁹ DEC – Duração Equivalente de Interrupção por unidade consumidora em horas decimais.

¹⁰ FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por unidade consumidora em vezes.

¹¹ DIC – Duração Individual de Interrupção por unidade consumidora em horas decimais.

¹² FIC – Frequência Individual de Interrupção por unidade consumidora em vezes.

método de Newton-Raphson, utilizados durante o desenvolvimento deste método.

Já o capítulo 3 exibe uma visão analítica a partir da evolução das ocorrências no sistema elétrico de uma Distribuidora de energia elétrica. Os dados serão tratados estatisticamente para avaliação da tendência de crescimento futuro do número de ocorrências com base no histórico destas ocorrências. Esta análise é flexível permitindo a aplicação desta análise em informações oriundas de qualquer banco de dados de sistemas elétricos.

Posteriormente as ocorrências que não dependem de ações da distribuidora serão excluídas deste estudo. As ocorrências que podem ser mitigadas por ação da distribuidora serão estratificadas geoeletricamente na área de concessão para avaliação da contribuição de cada seguimento da rede elétrica para a avaliação qualitativa da rede.

O capítulo 4 trata da essência deste trabalho, onde será apresentado o desenvolvimento da metodologia para análise e proposição de alternativas para obter melhora na qualidade do serviço de eletricidade e viabilizar técnica e economicamente estas ações. As ocorrências no sistema elétrico são tratadas e ordenadas de forma técnica e econômica para permitir a obtenção de direcionadores confiáveis para identificar as regiões elétricas prioritárias para a realização de melhorias. Será ainda desenvolvido um método para avaliação do potencial de redução do número de ocorrências em função da extensão de rede melhorada. Será avaliada a aplicação deste método.

O capítulo 5 trata economicamente a avaliação dos investimentos necessários para viabilidade do método, com base nos conceitos de engenharia econômica e alinhados a legislação do setor elétrico, possibilitando a análise de impacto regulatório da aplicação desta metodologia. Serão analisados os parâmetros de custos e benefícios adotados, além de uma análise de cenários sobre a sensibilidade vinculada a variação do custo de oportunidade atrelado a taxa de juros e a depreciação do ativo elétrico. Será também realizado um teste deste método.

O capítulo 6 apresenta as conclusões e as considerações finais deste trabalho e propõe a continuidade dos estudos.

2 FUNDAMENTAÇÃO DO TRABALHO

Neste capítulo será apresentado uma revisão bibliográfica sobre o assunto e a fundamentação técnica e econômica, considerando as políticas Regulatórias do setor elétrico, a tendência dos indicadores de qualidade, a evolução das tarifas de energia elétrica e ferramentas de decisão que permite segurança ao decisor.

Será realizado análise do ambiente regulatório no qual são desenvolvidos os planos de melhorias, expansão e investimentos do setor elétrico. Os principais direcionadores utilizados são os indicadores técnicos de qualidade do serviço do fornecimento de energia e indicadores econômicos de tarifas, remuneração dos investimentos e das atividades de operação e manutenção.

2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Como destacado no escopo deste trabalho, os temas aqui abordados abrangem a intersecção de diversas áreas de conhecimentos aplicados na expansão, operação e manutenção dos sistemas elétricos.

Os documentos bibliográficos pesquisados, para contribuir na elaboração deste método, foram focados na busca de evidencias sobre os diversos temas aqui abordados e para verificar o estado da arte com relação a contribuição das propostas deste trabalho.

Na bibliografia pesquisada foi possível verificar inúmeras experiências e cada uma delas, apresentavam em comum, propostas para melhorar a qualidade do fornecimento da energia elétrica.

Observa-se também que não só as questões de aplicação de tecnologias avançadas estão presentes nestas propostas. Parâmetros como a valoração dos benefícios, busca de alternativas técnicas e economicamente factíveis, métodos para análise dos dados existentes, atendimento a legislação que doutrina o serviço de fornecimento de energia elétrica, compartilhamento de dados e informações, parcerias entre instituições e outros aspectos relacionados a estes serviços, são vertentes propostas. Destaca-se que a busca pela adequada qualidade no fornecimento de energia é um fundamento estratégico para os supridores,

consumidores, para o estado e um desafio aos pesquisadores.

Não é uma tarefa simples lidar com o enorme volume de informações possíveis de serem obtidas em um sistema de distribuição de energia elétrica de uma distribuidora, que atende milhares de consumidores e que aplicam esta energia em outras tantas diferentes atividades.

Os custos sociais dos distúrbios na rede elétrica é um tema sempre abordado e no artigo do Gondim et al. (2013), está evidenciado a preocupação com os elevados custos das interrupções do fornecimento de energia e contempla, de forma pontual, alternativa para avaliação das consequências destas interrupções e onexo causal para o ressarcimento a estes danos causados diretamente aos consumidores.

Entretanto, a proposta nesta tese, acrescenta ações para redução dos custos das interrupções através de melhorias na rede elétrica. Utilizando-se critérios de decisão precisos, será possível determinar a região elétrica eleita para a realização de melhorias e ainda será possível estimar com antecedência o potencial de melhoria de desempenho. Este potencial ganho de qualidade possibilitará avaliar o montante de recursos economizados.

No artigo de Dominguez et al. (2015) é apresentada a proposta de uma plataforma de multisserviços para o monitoramento dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica, demonstrando a preocupação com as consequências técnicas e sociais decorrentes das interrupções de energia e a relação com as cargas afetadas. Contudo, esta avaliação dos indicadores não aprofunda a análise econômica do monitoramento desses indicadores.

No presente trabalho, os indicadores de qualidade são utilizados como insumos, para suportar as avaliações de desempenho e do benefício econômico decorrente da redução do número de ocorrências e, também a propositura do novo modelo construtivo para redes elétricas.

Outro aspecto tecnológico proposto em diversas publicações é a utilização de uma nova concepção de rede de distribuição com aplicação da tecnologia *Spacer Calbe System*, denominada no Brasil de redes compactas. Estas novas redes se propõe a reduzir o número de interrupções, considerando que são mais robustas em relação as agressões do meio ambiente e principalmente na convivência com a vegetação, uma das causas que geram elevado número de ocorrências. Adicionalmente proporcionam um visual mais limpo e leve com melhor integração ao ambiente e a arquitetura urbana, adicionando a esta solução uma vantagem ligada a sustentabilidade.

As diversas publicações destacam a melhoria de desempenho da rede e aspectos tecnológicos de implantação, operação e manutenção.

A concessionária de serviços de eletricidade *Omaha Public Power District* dos

Estados Unidos da América do Norte em parceria como o *Electric Power Research Institute (EPRI)* (KUHLENENGEL; LANDINGER, 1999), desenvolveu e implantou um sistema de rede aérea compacta (*Aerial Spacer Cable System – ASC*) que possibilitou significativa redução do número de desligamentos após a instalação. Ressalta que o aumento da confiabilidade se deu devido a tolerância momentânea ao contato dos cabos com árvores e outros objetos. Após a instalação desta rede coberta, os desligamentos cessaram e não houve falhas mecânicas na rede elétrica. Fica claro, nesta iniciativa, a preocupação com a confiabilidade do sistema elétrico devido as ocorrências programadas ou não.

Observa-se que apesar da melhoria de desempenho da rede elétrica, estes valores não foram quantificados economicamente. No presente texto, será apresentado um método para quantificação técnica e econômica para substituição de rede nua por rede compacta. Estes benefícios serão avaliados durante a vida útil deste ativo.

Nesta mesma vertente a publicação de Cardoso (2009), esclarece que a intensa pressão sobre os operadores dos sistemas de eletricidade para melhorar a confiabilidade dos sistemas de distribuição de média tensão e ainda possibilitar a convivência harmônica com a vegetação, tornando-se sistemas mais sustentáveis, levou a EDP concessionária de energia portuguesa, seguir esta tendência inovadora, estudando e analisando diferentes alternativas que resultem na redução da ação dos agentes inibidores de qualidade. Neste contexto a EDP decidiu implementar redes pilotos na classe de 15 kV utilizando *Spacer Cable System*, ou seja, redes compactas com condutores cobertos fornecidos pelo fabricante *Hendrix Wire & Cable*. Esta proposta atendeu as metas de melhoria de qualidade na busca por sistemas mais confiáveis, que atendam as demandas da sociedade por alternativas mais sustentáveis e que gerem melhor qualidade para o serviço de eletricidade.

Não foi o foco do artigo (CARDOSO, 2009) a indicação dos critérios utilizados para definir a priorização ordenada das redes para aplicação da tecnologia *Spacer Cable System*. O presente trabalho apresentará um método de identificação e ordenação das redes prioritárias para investimentos em melhorias e quantificação destes benefícios.

Acompanhado a tendência por melhor qualidade no fornecimento de energia e a busca por custo menores, a concessionária CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, apresenta sua experiência de sucesso em duas publicações. No artigo de Rocha et al. (1999), está relatada a experiência de utilização de conectores adequados aos sistemas de redes aéreas compactas (*aerial spacer cable system*) com objetivo de aumentar a confiabilidade da rede de distribuição e reduzir os custos operacionais. Este projeto em parceria entre a CEMIG e a empresa AMP do Brasil, foi aplicado no desenvolvimento de conectores adequados a esta tecnologia. O projeto obteve êxito nos objetivos principais, que eram de conceber um sistema de conexão confiável para as linhas compactas, em ambos os aspectos de aplicação e

fabricação. Os resultados econômicos indicam redução nos custos de instalação e manutenção, considerando um período de 25 anos.

Na publicação de Rocha et al. (2002), é apresentado o desenvolvimento de ferramentas e técnicas de manutenção para trabalho em linha viva em *spacer cable system*. O desenvolvimento se deu pela parceria entre a distribuidora CEMIG e o fabricante Wirex Cable-Brazil. Fica evidenciado neste artigo a necessidade de capacitar as equipes de campo para trabalhar com as novas tecnologias de redes de distribuição tornando ainda mais confiável estes sistemas e proporcionando serviços de eletricidade com melhor qualidade. Conforme os autores, os resultados foram positivos tanto no aspecto técnico como econômico, sem, contudo, quantificarem estes valores. Fica também evidenciado o bom resultado da parceria entre as empresas.

Ambos os artigos Rocha et al. (1999, 2000) o foco principal foi o desenvolvimento de tecnologia de conectores para redes compactas e procedimento para manutenção destas redes. Foi também ressaltado os bons resultados econômicos. Neste caso não foi apresentada uma metodologia para avaliação econômica destas redes durante a vida útil desta instalação.

O diferencial apresentado no método proposto nesta tese, visa identificar os ganhos de qualidade, quantifica-los e utilizar estes benefícios para financiar a aplicação de redes mais robustas, em substituição as atuais redes nuas existentes majoritariamente no sistema elétrico brasileiro. Acrescenta-se também que as redes melhoradas, serão aquela que produzirão melhor ganho de qualidade do serviço de eletricidade e, por conseguinte, beneficiando o maior número de consumidores.

Alguns cuidados especiais com as redes compactas são apresentados no artigo de Ramírez-Vázquez e Espino-Cortés (2012). Ficou enfatizado os ganhos de qualidade decorrente da utilização de cabos cobertos nas redes elétricas como uma promissora solução para aumentar a confiabilidade da rede. No entanto, abordam os autores, que durante o acompanhamento do desempenho dos materiais isolantes, foi relatado que em alguns casos, houve interrupções na rede devido ao trilhamento (*electrical tracking*) na cobertura do cabo. Foi constatado que este fenômeno está associado com a concentração do campo elétrico em torno da área de contato entre o condutor coberto e o espaçador ou laços utilizados na construção destas redes. A análise ficou circunscrita aos aspectos da compatibilidade entre materiais inseridos em um ambiente com elevado campo elétrico. Constata-se que o objetivo foi avaliação do desempenho do material utilizado na cobertura do condutor e a tecnologia para construção aplicados nestas redes com SCS.

As áreas de engenharia da distribuidora CPFL Paulista, reconhecendo que para sobreviver no século XXI, devem investir em plataformas inteligentes e em redes mais robustas como as redes compactas para utilizar os benefícios destas tecnologias, conforme

Helebrando e Hokama (2012). Desta forma, esta distribuidora vem desenvolvendo diversas iniciativas visando a utilização de diferentes aplicações em seus sistemas elétricos. Como resultado desta implantação, espera-se melhorar o índice de continuidade DEC das regiões, diminuindo o tempo de restabelecimento através de manobras para circuitos alternativos de alimentação, melhorando também a localização de defeitos e reduzindo o tempo de atendimento nos locais afetados.

Para o planejamento do sistema elétrico é necessário a identificação precisa dos pontos com maior atratividade para implementação das melhorias. Neste sentido é necessário o desenvolvimento de métodos para esta análise considerando os diversos atributos disponíveis nos sistemas elétricos.

A utilização de uma matriz de decisão para planejamento do sistema elétrico pode ser aplicada através da utilização de um sistema de multiatributos com utilização de indicadores quantitativos e qualitativos, conforme proposta de Zhou et al. (2005). Neste caso a interação destes indicadores possibilitarão a redução das incertezas na tomada de decisão.

Nesta tese, um dos focos principais é o desenvolvimento um método para tomada de decisão, com objetivo de reduzir as incertezas e permitir ao decisor segurança na identificação dos trechos de redes, que produzirão o melhor benefício ao consumidor e retorno adequado ao capital investido. Esta ferramenta, será uma matriz de decisão multiatributos, suportada por atributos técnicos e econômicos e que privilegia a utilidade do sistema elétrico.

Guembarovski (2014), na tese Um Modelo de Referência Orientado ao Conhecimento para o Processo de Planejamento de Sistemas de Distribuição de Média Tensão, esclarece que o sistema elétrico nacional é referenciado como um dos melhores do mundo em termos de custos operacionais e confiabilidade.

Mas de acordo com a nova regulamentação do setor elétrico, as empresas distribuidoras devem observar outros aspectos para priorização de seus investimentos. Entretanto, no tocante ao sistema de distribuição, admite-se que o planejamento efetuado pelas concessionárias de energia elétrica requer aprimoramento, pois há dificuldades quanto a cumprir metas regulatórias associadas a problemas de qualidade do fornecimento e dificuldades para justificar os investimentos realizados. Esta dificuldade pode ser constatada através das infrações aplicadas a diversas concessionárias de energia elétrica, decorrentes dos descumprimentos de requisitos regulatórios.

Guembarovski (2014) apresenta uma proposta para organização da área de planejamento da distribuidora CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina, considerando a necessidade metodologia para reorganização do processo de planejamento, para a empresa permanecer alinhada as diretrizes estabelecidas no planejamento estratégico da organização e regras regulatórias. Aponta também que trabalhos futuros sejam realizados para incrementar o

modelo de referência para diagnosticar problemas técnicos. Esclarece que esses sistemas aprimorarão em muito o processo de planejamento em virtude da redução das incertezas e da priorização eficaz dos recursos financeiros.

Propõe, Guembarovski (2014), metodologias para identificar as redes prioritárias, reduzindo as incertezas no planejamento. A metodologia proposta necessita de uma importante infraestrutura computacional e utiliza os conceitos que aborda fundamentos relacionados à engenharia e gestão do conhecimento e à teoria geral de sistemas. Utiliza a metodologia CommonKADS¹³ para evidenciar a identificação de problemas e oportunidades bem como o contexto organizacional. Posteriormente, utiliza também conceitos relacionados a taxonomias, ontologias, instrumentos da gestão do conhecimento e modelo CESM¹⁴, tendo em vista a organização, o armazenamento e a utilização do conhecimento, atividades fundamentais a serem consideradas no modelo de referência proposto.

A proposta apresentada nesta tese, foca um método considerando vetores de decisão para obtenção de sucesso na implementação das modernas tecnologias desenvolvidas pelos pesquisadores para aplicação nos sistemas elétricos. Este método possibilitará a verificação da viabilidade técnica e econômica destas propostas. A aferição da sensibilidade dos resultados obtidos versus os recursos investidos, será o termômetro para aplicação destas novas técnicas, metrificando porque, onde, quando, quanto e a que custos estas soluções serão materializadas. O suporte computacional exigido será o mesmo já existente nas distribuidoras, sem a necessidade e recursos adicionais.

O trabalho de Heidari, Fotuhi-Firuzabad e Kazemi (2015) apresenta um modelo para planejamento da rede de distribuição com a instalação de alguns recursos de automação, compatível com plano estratégico de se obter uma rede inteligente. Propõe também um método para avaliação da confiabilidade de uma rede de distribuição nos estudos de planejamento com base no valor presente líquido do lucro da empresa. O método proposto é avaliado em uma rede de teste ilustrativa, considerando no caso I a rede existente e instalação de uma subestação de 20MVA, caso II a instalação de redes coberta e instalação de uma subestação de 20MVA e caso III com rede subterrânea e instalação de duas subestações de 20MVA. O método objetiva a maximização dos lucros através do cálculo dos custos das interrupções e os impactos sobre os lucros das empresas. A comparação dos resultados associados ao modelo de custo mínimo de planejamento e o modelo para maximização dos lucros mostra que existem diferenças consideráveis entre estes dois modelos. O foco no

¹³ CommonKADS – Trata-se de uma metodologia orientada a modelos e que envolve diversos aspectos de um projeto para desenvolver um sistema de conhecimento, incluindo análise organizacional, aquisição, representação e modelagem do conhecimento, integração, gerenciamento de projetos e implementação de sistemas de conhecimento conforme SCHREIBER, A. T. et al. em Knowledge engineering and management: the CommonKADS methodology. Cambridge, MA: MIT Press, 2000.

¹⁴ CESM - CESM Model - Composition, Environment, Structure and Mechanism.

máximo lucro demanda maiores investimentos que o modelo de custo mínimo. Os autores destacam que na etapa de planejamento deve-se incluir e avaliar adequadamente as tecnologias *smart grids* nas redes de distribuição, de modo a se obter um plano de expansão mais compatível com os objetivos estratégicos das empresas.

Observa-se que o foco do artigo de Heidari, Fotuhi-Firuzabad e Kazemi (2015), considera uma avaliação do desempenho devido ao incremento da automação considerando a redução dos custos obtidos com esta prática. Este trabalho apresenta um método para a identificação das redes com pior desempenho, ainda avalia o potencial de redução do número de ocorrências e também quantifica o resultado econômico obtido para verificação da viabilidade do empreendimento. O resultado a se obter é o melhor desempenho técnico e econômico das redes. Também serão utilizados os conceitos de engenharia econômica neste trabalho, como valor presente líquido, taxa interna de retorno e custo benefício, para suportar economicamente as análises.

Nesta tese, o método proposto, também poderá ser utilizado para identificar possíveis regiões mais favoráveis a implementação de sistemas inteligentes, apesar de não contemplado na atual proposta. Esta é uma possibilidade que poderá ser desenvolvida no futuro.

No artigo de Naumov e Khodusov (2002), está detalhado a aplicação da metodologia de cálculo do valor presente líquido VPL (*NPV – net present value*) considerando que o valor do dinheiro se reduz ao longo do tempo. Para obtenção de resultado consistente este método se baseia na elaboração de um fluxo de caixa confiável com todas as informações do empreendimento.

Estes conceitos de engenharia econômica também foram utilizados no desenvolvimento da presente proposta, e considerado como uma parcela importante para o desenvolvimento da avaliação econômica.

Na Dissertação Cyrillo (2011), Estabelecimento de Metas de Qualidade na Distribuição de Energia Elétrica por Otimização da Rede e do Nível Tarifário, a definição de metas de qualidade no fornecimento de energia é feita atualmente através de análises comparativas entre redes semelhantes. Com isso busca-se a otimização dos recursos com baixo impacto nos investimentos e nas despesas de manutenção. O preceito desta metodologia é de que não haja investimentos adicionais e que a qualidade melhore de modo similar à da rede usada como benchmark. Outra particularidade deste modelo é que nem sempre se pode garantir que as redes usadas como benchmark estão em uma situação ótima ou próxima dela. Considerando que o autor entende que este modelo deve saturar, sugere que outros métodos devem ser buscados e, que as bases para o estabelecimento de metas de qualidade devem ser baseadas nos custos de investimentos da concessionária e na opinião e nos custos dos consumidores. Os resultados apresentados por Cyrillo (2011) discutem as pesquisas de

valoração do custo da qualidade para o consumidor, o estabelecimento de metas de qualidade e a avaliação dos investimentos da concessionária em qualidade da energia elétrica. O objetivo final é obter a melhor qualidade no fornecimento de energia sob o ponto de vista do custo social, considerando o custo da energia não distribuída e o desempenho dos indicadores de qualidade da rede elétrica. Neste caso foi apresentada uma relação entre a variação do recurso investido e o ganho em redução das horas interrompidas e, concluindo que este caminho deve ser estabelecido através de parcerias entre as distribuidoras e o regulador.

As metas de qualidade estão incorporadas ao método desenvolvido nesta tese, contudo na dissertação de Cyrillo (2011), a avaliação técnica e econômica se baseia no cálculo do custo social da interrupção, que ainda é uma questão que será apreciada em detalhes pelo Regulador. A proposta técnica e econômica do método em desenvolvimento neste texto, se baseia em dados aceitos pelo regulador e desta forma reduz o risco empresarial de insucesso e garante a melhor performance da rede elétrica.

Pode-se constatar que diversos tópicos discutidos nesta revisão bibliográfica, foram explorados questões e propostas sobre a busca da melhor gestão do sistema elétrico.

Entre os pontos de convergência, destacam-se os impactos sociais e econômicos decorrentes da interrupção do fornecimento de energia e a consequente busca por melhoria na qualidade do serviço de eletricidade. As alternativas de novas concepções de redes de distribuição, de sistemas inteligentes, critérios de avaliação econômica e métodos mais assertivos para tomada de decisão, completam este desafio.

Nesta tese, estes temas serão abordados conjuntamente, no sentido de contribuir na busca de metodologias aplicáveis para a solução deste desafio. Será apresentado um racional lógico, a partir de um conjunto de dados sobre o desempenho de um sistema elétrico real, que serão transformados em informações e estruturadas, para suportar o desenvolvimento do método proposto. Este método não se restringe ao banco de dados utilizado neste trabalho, poderá ser aplicado a qualquer sistema elétrico, desde que as informações utilizadas sejam próprias de cada rede.

2.2 POLÍTICAS REGULATÓRIAS DO SETOR ELÉTRICO

Desde a criação da ANEEL em 1996, o setor elétrico brasileiro vem passando por profundas transformações e uma delas é a busca crescente de melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica contratada com as distribuidoras e o monitoramento do preço da tarifa de energia elétrica cobrado dos consumidores, em resumo o binômio custo-benefício

está sempre presente na legislação do setor elétrico.

Neste item serão analisadas estas políticas regulatórias contidas na legislação que governa o setor elétrico relativo às tarifas e aos indicadores de desempenho e, também as tendências futuras destes parâmetros.

Cada parâmetro produz um efeito diferente, porém eles se completam em uma análise global de gestão, conforme descrito a seguir:

- A evolução da tarifa de energia elétrica, que é a remuneração das distribuidoras, auferida pelo recebimento da fatura de energia (conta de luz) paga pelos consumidores, se configura como a origem dos recursos necessários ao financiamento da expansão, operação e manutenção do sistema elétrico e;
- A melhoria da qualidade do fornecimento de energia é decorrente do desempenho das redes elétricas, que é limitado pelas características físicas e elétricas destas instalações e pela quantidade de recursos aplicados adequadamente na operação e manutenção destes ativos. Para esta distribuidora sob estudo, a predominância é de redes aéreas nuas que permeiam a área de concessão e que estão expostas a toda sorte de ações ambientais e humanas, intencionais ou não, que geram interrupções de energia.

2.3 EVOLUÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

Além do acompanhamento mensal do desempenho do sistema elétrico, o Regulador faz uma avaliação técnica e econômica detalhada a cada ciclo de Revisão Tarifária Periódica (RTP), que para esta distribuidora ocorre a cada cinco anos.

O objetivo da RTP é reposicionar o nível das tarifas cobradas pelas distribuidoras dos consumidores de energia elétrica conforme detalha a Nota Técnica n.º 089/2008/ANEEL.

Conforme a legislação do setor elétrico a ANEEL tem a responsabilidade de fixar as tarifas de energia elétrica, de forma a promover a modicidade tarifária na defesa do interesse público, garantir o equilíbrio econômico e financeiro dos agentes que prestam os serviços de energia, bem como incentivar a busca de eficiência e evolução tecnológica das prestadoras deste serviço.

Entende-se como equilíbrio econômico e financeiro dos agentes a cobertura dos custos

operacionais eficientes e de investimentos prudentes para obtenção do adequado retorno sobre o capital investido. Para o consumidor o resultado da Revisão Tarifária, se materializa em modicidade tarifária que é a utilização do serviço de eletricidade com qualidade e pagamento de tarifa adequada por esse serviço.

O mecanismo legal para alteração de tarifa é a Revisão Tarifária Periódica (RTP) que consta no Contrato de Concessão¹⁵ para distribuição de energia elétrica, celebrado entre a união e a distribuidora, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica objeto da concessão de que é titular a concessionária. Os contratos de concessão são assinados entre a ANEEL e as empresas prestadoras dos serviços de transmissão e distribuição de energia e estabelecem regras claras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores. Da mesma forma, define penalidades para os casos em que a fiscalização constatar irregularidades. Os Contratos de Concessão priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional, prevê ainda o incentivo à implantação de medidas de combate ao desperdício de energia e ao desenvolvimento de projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação.

As diretrizes para o reposicionamento das tarifas, que deverão ser alteradas para mais ou para menos, consideram os seguintes parâmetros:

- As alterações na estrutura de custos e de mercado da distribuidora;
- Os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional;
- Os estímulos à eficiência;
- Modicidade tarifária.

Conforme Nota Técnica n.º 089/2008-SRE/ANEEL, o processo de revisão tarifária é realizado em duas etapas. Na primeira etapa, são computados os custos não gerenciáveis pela distribuidora, tais como a compra de energia, custos de transmissão, etc. Na segunda etapa, denominada reposicionamento tarifário, são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura

¹⁵ Contrato de Concessão para distribuição de energia elétrica, No 014/97 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, SECRETARIA DE ENERGIA – SE, DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA, publicado no Diário Oficial da União em 20 de novembro de 1997.

dos custos operacionais eficientes, para um dado nível de qualidade do serviço, e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência, denominada Parcela B. Nesta segunda etapa se insere o cálculo do Fator X, que é o estabelecimento de metas de produtividade para o período tarifário.

A Parcela A é composta por itens não gerenciáveis pela distribuidora, tais como compra de energia, custos com transporte de energia, encargos setoriais e impostos.

A Parcela B é composta por itens de custos gerenciáveis pela distribuidora, ligados à eficiência da atividade de distribuição, tais como custos de operação e manutenção, de administração e investimentos.

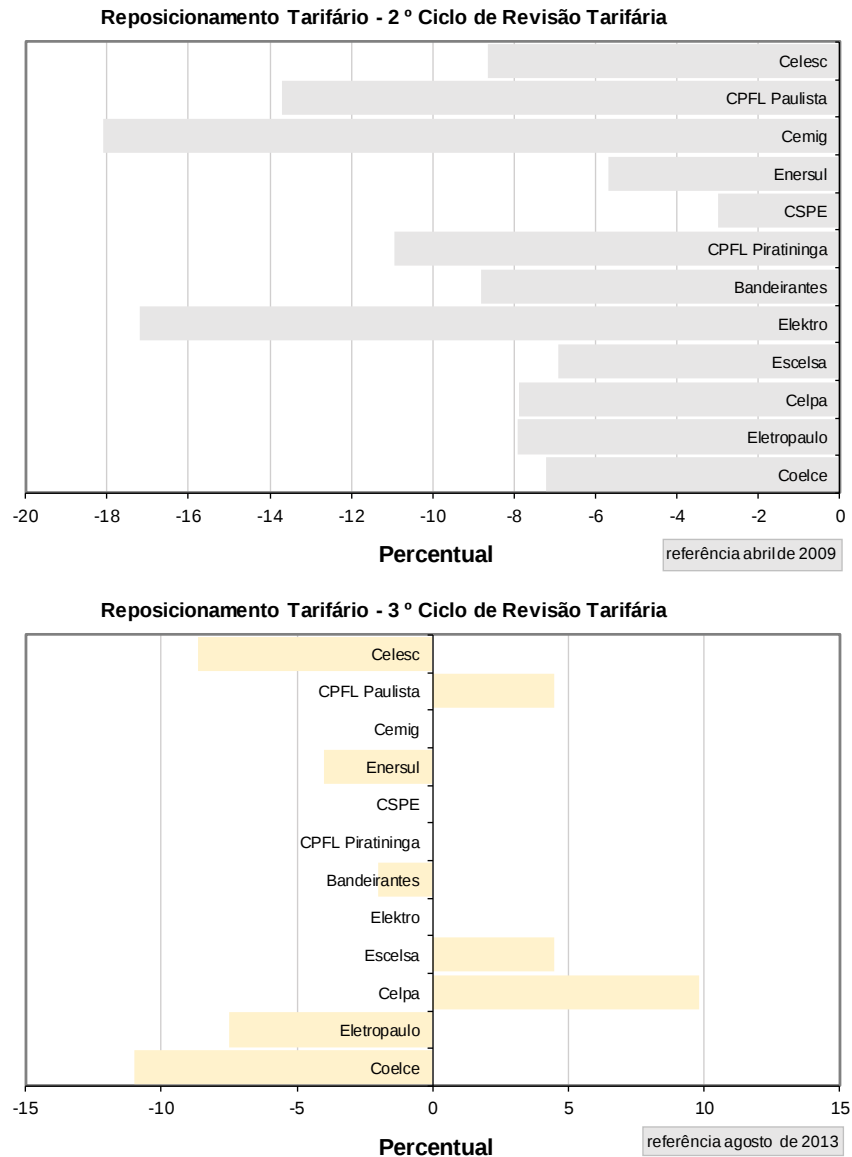
O valor da Parcela B resultante da revisão tarifária periódica é específico para cada concessionária, e não existe qualquer relação entre esse valor e o valor da Parcela B do último ano do período tarifário anterior. O contrato de concessão determina que sejam repassadas integralmente às tarifas as variações anuais de custos observadas na Parcela A. Já a Parcela B é reajustada anualmente pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M)¹⁶, com vistas à atualização monetária, sendo que o referido índice de preços é ajustado pelo “Fator X”, determinado pela ANEEL na Revisão Tarifária Periódica, que será subtraído ou acrescido ao IGP-M nos reajustes anuais subsequentes. O objetivo do Fator X é compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade derivados do crescimento do mercado do serviço regulado previstos para os períodos compreendidos entre as revisões, bem como os resultados econômicos auferidos pela distribuidora desde a última revisão tarifária, conforme Nota Técnica n.º 089/2008-SRE/ANEEL.

Nos dois últimos ciclos de revisão tarifária observou-se tendência de redução do índice de correção das tarifas, conforme Figura 4. Esta figura, apresenta o reposicionamento tarifário decorrentes das revisões tarifárias do segundo ciclo (2007/2008) e terceiro ciclo (2011/2012), de 12 Distribuidoras de energia no Brasil, conforme divulgado pela ANEEL através de dados oficiais disponíveis no seu site. A partir deste terceiro ciclo e considerando a crise hídrica e os outros critérios extras para alterações das tarifas, como por exemplo a elevação do custo de geração devido a queima de combustíveis fósseis que produziram elevação da tarifa de

¹⁶ IGP-M: Índice Geral de Preços de Mercado, mede a variação de preços no mercado de atacado, de consumo e construção civil. É composto pela soma ponderada de outros três índices: IPA (Índice de Preços por Atacado), com peso de 60%, IPC (Índice de Preços ao Consumidor), com peso de 30% e INCC (Índice Nacional de Custos da Construção), com peso de 10%. O IGP-M considera todos os produtos disponíveis no mercado, inclusive o que é importado, sendo calculado com base nos preços coletados entre o dia 21 do mês anterior e 20 do mês em curso. É um dos principais índices de cálculo inflacionário no Brasil.

geração de energia, que compõe a parcela A, custos não gerenciáveis. Estes ciclos não foram incluídos nesta análise.

Figura 4 – Revisão Tarifária Periódica – RTP



Notas Técnicas SRE/ANEEL nº 122/2005; 089/2008; 244/2010; 203/2012; 253/2012; 80/2012;
097/2013

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL (2014).

Da análise da Figura 4 observa-se que 12 Distribuidoras apresentaram redução do índice de correção das tarifas no segundo ciclo de revisão tarifária. No terceiro ciclo de revisão tarifária, quatro delas tiveram redução no índice de correção das tarifas, cinco

permaneceram com as tarifas sem alteração e três Distribuidoras tiveram integração do índice ou aumento na tarifa, mas sem recuperar a redução produzida no ciclo anterior, fato que confirma a tendência de tarifas mais módicas.

É importante ressaltar que o Regulador, profissionalmente, capturou estes fatores mercadológicos nos ciclos de revisões tarifárias e os incorporou a modicidade tarifária, repassando-os aos consumidores como benefícios conquistados pela sociedade, na forma de reajustes com redução dos índices de correção da tarifa. Por outro lado, o Regulador também busca o ponto adequado de reposicionamento tarifário para garantir o equilíbrio econômico e financeiro da distribuidora, com objetivo de manter a capacidade de investimentos desses agentes de forma a atender à crescente demanda por energia elétrica no Brasil.

Fica então destacado que a eficiência na gestão dos investimentos na operação, manutenção e expansão são fundamentais para o bom desempenho técnico e econômico do sistema elétrico.

2.4 EVOLUÇÃO DOS INDICADORES DE QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

O monitoramento da qualidade da energia elétrica pela ANEEL é outro fator importante na busca de melhor desempenho do sistema elétrico.

Os indicadores de qualidade são responsáveis pelas informações sobre o desempenho dos serviços de eletricidade fornecido pela distribuidora. Através dos cálculos e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço aos consumidores, o regulador e as concessionárias utilizam estas informações com objetivo de planejar ações, para atingir seus objetivos estratégicos.

Conforme o Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, contido no PRODIST¹⁷, os indicadores de continuidade do fornecimento do serviço de distribuição de energia elétrica são definidos quanto à duração e frequência de interrupção e são apurados para cada conjunto de unidades consumidoras. O Módulo 8 estabelece os critérios para formação dos conjuntos de unidades consumidoras, conforme segue.

¹⁷ PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – emitido pela ANEEL.

O conjunto de unidades consumidoras é definido por Subestação de Distribuição (SED). A abrangência do conjunto deve ser as redes de média tensão (MT) à jusante da SED e de propriedade da distribuidora. Para SED que possuam número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000 devem ser agregadas a outras, formando um único conjunto. A SED com número de unidades consumidoras superior a 1.000 e igual ou inferior a 10.000 podem ser agregadas a outras, formando um único conjunto. A agregação de SED deve obedecer ao critério de contiguidade das áreas. É vedada a agregação de duas ou mais SED cujos números de unidades consumidoras sejam superiores a 10.000.

Os indicadores que deverão ser apurados são:

- DEC – Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora e;
- FEC – Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções.

Os indicadores de continuidade que deverão ser apurados individualmente são:

- DIC – Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
- FIC – Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções e;
- DMIC – Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora.

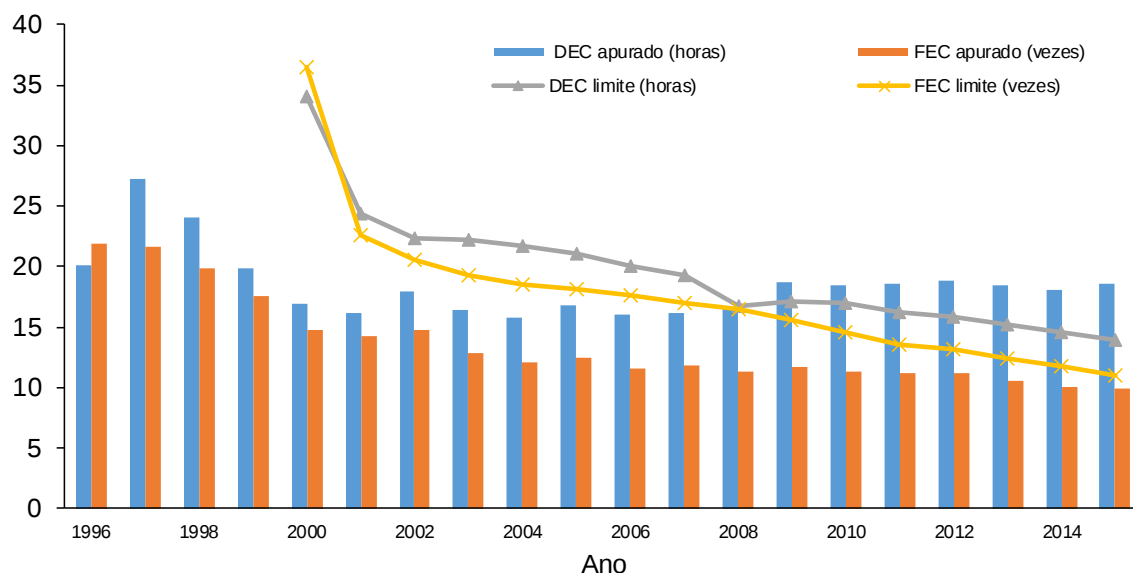
Os indicadores de continuidade do conjunto de unidades consumidoras e individuais deverão ser apurados considerando as interrupções com duração maior ou igual a 3 (três) minutos conforme a legislação vigente do PRODIST.

Estes indicadores são avaliados com melhor desempenho à medida que os valores apurados são mais baixos.

Desde a criação da ANEEL, o acompanhamento dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica se tornou uma ferramenta indispensável para monitorar a eficiência das distribuidoras. A partir de 1997, quando teve início a privatização do setor elétrico nacional, pode-se observar melhora na qualidade da energia fornecida, conforme apresenta a Figura 5.

Constata-se que até o ano de 2005 houve uma evolução significativa na melhoria da qualidade e a partir deste ano há tendência de estabilização desta melhoria.

Figura 5 – Evolução do DEC e FEC no Brasil de 1997 a 2015



Dados ANEEL atualizados em 04/11/2016

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisaGeral.cfm

Fonte: próprio autor.

Para o DEC observa-se uma elevação a partir de 2008 inclusive com a violação do limite estimado para o Brasil e para o FEC, a tendência é de estabilização próxima ao limite Brasil.

Pode-se concluir, através destes indicadores, que o atual sistema elétrico distribuidor está próximo do seu limite máximo de desempenho, ou seja, pouco será possível obter ganhos importantes para estes indicadores de qualidade. Mas o Regulador continua na busca por melhor desempenho do sistema elétrico das distribuidoras através do estabelecimento de metas permanentes de melhoria dos indicadores de duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica e frequência destas interrupções, fato que exige por parte das distribuidoras, melhoria no sistema elétrico e agilidade em condições emergenciais.

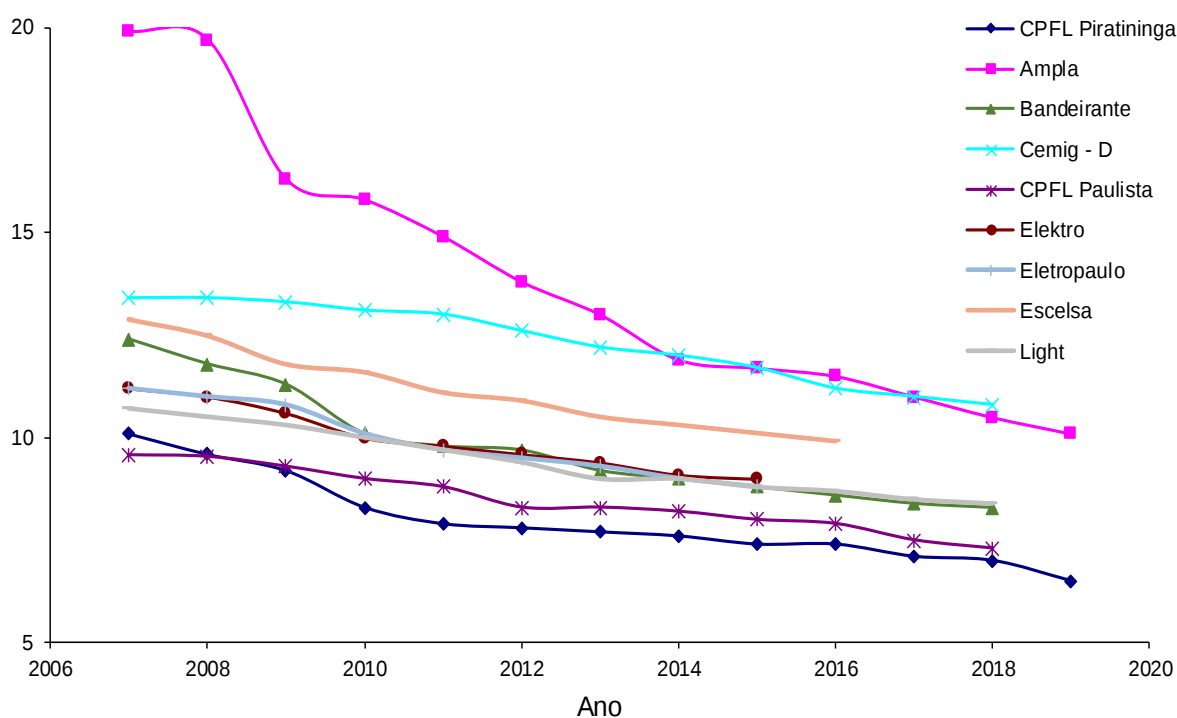
Nas Figuras 6 e 7, são apresentadas as metas de DEC e FEC, estabelecidas com a ANEEL, para o período de 2007 a 2019, de nove Distribuidoras de energia elétrica da região Sudeste, Nota Técnica nº 0077/2015-SRD/ANEEL.

Pode-se observar que as metas continuam com viés de redução dos indicadores, ou seja, a qualidade de fornecimento de energia elétrica terá que melhorar até o horizonte do ano de 2019, e este fato sinaliza para as distribuidoras, aumento de investimento em operação, manutenção, implantação e logística.

É importante ressaltar que o indicador de duração da interrupção, DEC, representa investimento em logística, pois demanda velocidade para atendimento às ocorrências, de modo a reduzir o tempo de atendimento. A logística compreende além das equipes de campo, ferramental, equipamentos, componentes para reposição e transporte, também investimentos em metodologias para monitorar, localizar e reestabelecer remotamente as falhas na rede.

Já o indicador de frequência das interrupções, FEC, representa investimento em qualidade da rede elétrica com objetivo de torná-la mais resistente às causas geradoras de defeitos e que produzem interrupção do serviço de energia.

Figura 6 - Metas ANEEL contratadas de DEC de nove Distribuidoras



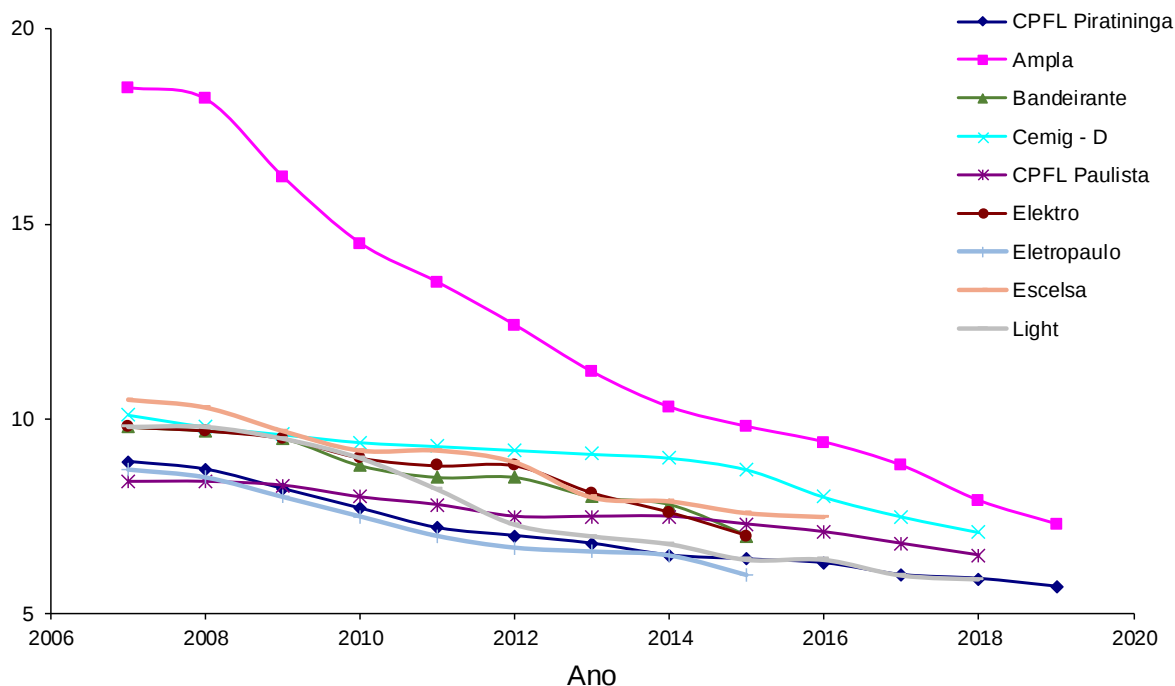
Dados ANEEL atualizados em 04/11/2016

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisaGeral.cfm

Fonte: próprio autor.

Considerando a política de regulação do setor elétrico por demanda crescente pela melhor qualidade da energia fornecida, é imposto aos planejadores do sistema elétrico, novos paradigmas para expansão, operação e manutenção das redes existentes e das futuras expansões.

Figura 7 - Metas ANEEL contratadas de FEC de nove Distribuidoras



Dados ANEEL atualizados em 04/11/2016

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisaGeral.cfm

Fonte: próprio autor.

Nesse caso a rede deve migrar para uma concepção mais robusta para reduzir o número de ocorrências. Adicionalmente é necessário avaliar a possibilidade de agregar maior inteligência para buscar otimização das ações de operação e ainda gerar dados mais precisos para a produção de informações mais consistentes. Este conjunto de melhorias possibilitarão que as equipes de gestão de ativos decidam com maior assertividade a alocação de recursos tanto na expansão como na operação e manutenção.

Ainda é importante ressaltar que o viés de compartilhamento dos ganhos das concessionárias através das tarifas impõe outro desafio, uma vez que em uma direção há demanda por sistemas mais robustos, se pressupõe, necessidade de mais recursos para

investimentos e, na outra direção, a tendência do compartilhamento dos ganhos impõe a necessidade de precisão na aplicação dos recursos disponíveis.

Este é o desafio proposto, compartilhamento de recursos disponíveis e maior demanda por investimentos em ganhos de performance das redes existentes e das novas. Outro fator importante é de que o regulador deve também manter o interesse do mercado em continuar a investir neste estratégico setor nacional e, desta forma, deve criar condições para manutenção do equilíbrio econômico e financeiro do setor.

Para este desafio é que se busca desenvolver um método para atender esta demanda exigida das distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

2.5 METODOLOGIA PARA TOMADA DE DECISÃO

A tomada de decisão, mesmo aquelas mais rotineiras, e os conceitos matemáticos se relacionam de forma a reduzir o risco das decisões, mesmo que intuitivamente esta relação aparentemente não exista.

As ferramentas matemáticas, na prática, são direcionadas ao apoio da tomada de decisão no gerenciamento de sistemas de grande porte, especialmente no que diz respeito ao tratamento de variáveis quantificáveis. Nesses casos é possível estabelecer uma inter-relação entre as variáveis que dificilmente seriam visíveis de forma intuitiva.

A tomada de decisão é o ato de selecionar, dentre várias direções possíveis, a mais adequada para o alcance de certo objetivo (GOLDBARG; LUNA, 2000).

Precede a esta escolha um processo elaborado de:

- Representação adequada das variáveis e restrições do problema.
- Levantamento das alternativas viáveis.
- Estabelecimentos de critérios de avaliação dessas alternativas.
- Comparação das alternativas.
- Análise de impacto da tomada de decisão.

É importante mencionar que, esses passos não são facilmente executados, como a maioria das atividades de projeto, também a avaliação das soluções não tem uma regra simples de aplicação. Existem muitas razões e empecilhos que obstruem o processo e que são

próprias de um ambiente de incertezas em relação ao futuro.

Se houvesse um único critério de julgamento, a escolha seria fácil, na medida que somos capazes de estabelecer a preferência de uma solução em relação às demais.

Porém, na maioria dos projetos de engenharia deve-se empregar diversos critérios para avaliação das soluções propostas. Nesta situação, a decisão sobre a alternativa a ser escolhida torna-se difícil e o risco torna-se elevado.

Percebe-se que a escolha não é tão fácil.

Certamente é possível obter-se uma melhor condição de decisão se na medida em que se quantifica a preferência em relação às alternativas para cada critério de avaliação.

Mas existe um outro ponto a ser considerado. Nem sempre todos os critérios têm a mesma importância e certamente um deles é preponderante.

Estas observações conduzem a examinar um procedimento de avaliação que, ao levar em consideração um projeto com múltiplos critérios a serem satisfeitos, atribua utilidade aos critérios, segundo a sua importância relativa.

Esta metodologia de decisão deve se constituir em uma ferramenta precisa para a tomada de decisão e, para este trabalho especificamente, o objetivo é obter a melhor alternativa técnica e econômica para investimentos no sistema elétrico. O resultado desejado se configura como melhoria na qualidade do serviço de energia elétrica ao consumidor e maximização do benefício financeiro ao capital aplicado. Este dueto enseja benefício também aos demais agentes deste processo.

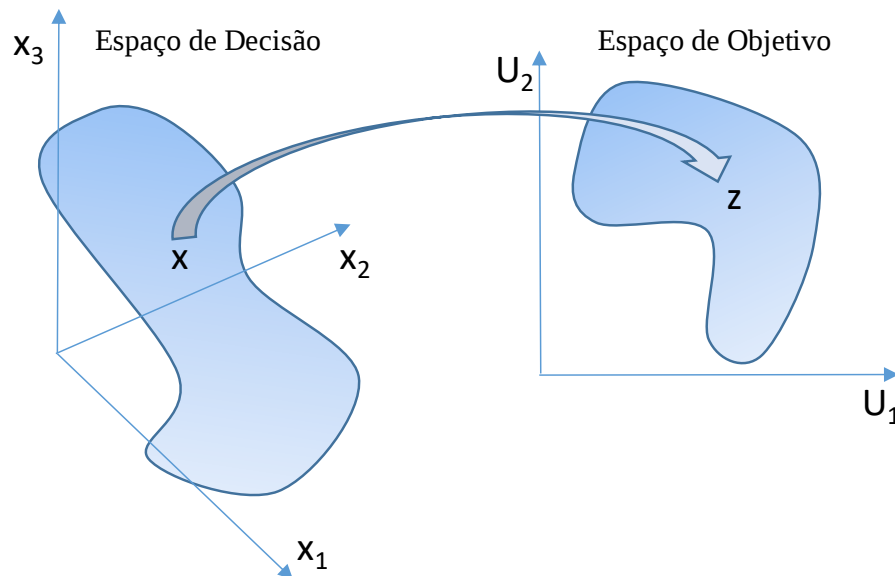
Este conceito assume que a preferência do decisor pode ser quantificada, medida e representada por meio de uma função de utilidade multiatributo. Dado um problema de decisão, elabora-se um funcional $U(x, \dots)$ que represente a preferência do decisor. Por meio de $U(x, \dots)$, atribui-se um par de coordenadas a cada alternativa possibilitando a ordenação dessas ações. (GOMES, 200_).

A otimização de uma função multiatributos é diferente da otimização de uma função com um único atributo. Na vida real, as decisões são tomadas em um espaço multidimensional chamado de Espaço de Decisão. Para cada solução de “ x ” no Espaço de Decisão há uma solução “ z ” no chamado Espaço Objetivo, dado pela função $U(x, \dots) = z = (z_1, z_2, z_3, \dots, z_n)$, conforme apresentado na Figura 8 (DEB, 2004).

A noção de “utilidade” foi descrita por Bernoulli (1754), como unidade para medir preferências. Neste artigo Bernoulli apresentava uma nova teoria para medição do risco, e

destacava que “o valor de um item para um indivíduo depende de sua utilidade para o mesmo, e não de seu valor monetário. O valor monetário é comum a todos, a utilidade do item não”.

Figura 8 – Representação do Espaço de Decisão Variável e o correspondente Espaço Objetivo



Fonte: DEB (2004).

Para melhor entendimento de utilidade, exemplifica Bernoulli, analisando o comportamento de uma pessoa pobre e outra rica. Estas duas pessoas ao receberem 1.000 moedas, demonstram diferentes percepções de utilidade diante desta quantia. O autor observa que para uma pessoa rica, a utilidade de receber 1.000 moedas é menor se comparada com a utilidade de uma pessoa pobre, no que se refere a mesma quantia. Por outro lado, considerando as circunstâncias em que a pessoa rica fosse prisioneira e faltasse a ela, além de toda a sua fortuna, mais 1.000 moedas para readquirir sua liberdade, certamente, 1.000 moedas para a pessoa rica, teriam maior utilidade se comparada com a utilidade apresentada, pelas mesmas 1.000 moedas para uma pessoa pobre, porém livre. Observa o autor que a determinação do valor de um item não deve ser baseada em seu preço, mas sim na utilidade que ele produz. O valor do item depende apenas da coisa em si e é igual para todos. A utilidade, entretanto, é dependente das circunstâncias particulares da pessoa que faz a estimativa. Assim, não há dúvida de que um ganho de 1.000 moedas é mais significativo para um pobre do que para um homem rico, embora ambos ganhem a mesma quantidade. Por outro

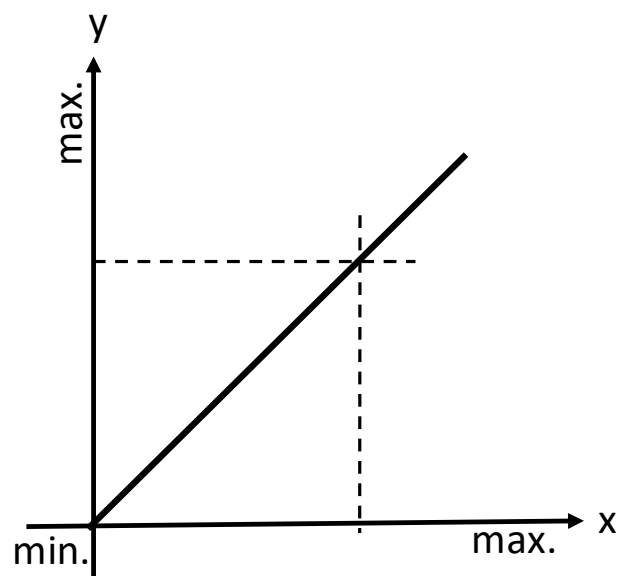
lado, a utilidade de 1.000 moedas é maior para o rico que deseja readquirir sua liberdade, do que para o homem pobre e livre (BERNOULLI, 1754).

A teoria de multiatributos permite ao decisor explicitar suas preferências e aplicar ao problema em estudo. Neste caso a opção foi pela Matriz de Decisão modelada pela teoria de multiatributos, com o objetivo de reduzir a aversão ao risco, permitir a classificação das alternativas e a posterior escolha do resultado ótimo. Ainda assim, para tomada de decisão é necessário identificar o propósito a ser obtido e a utilidade deste propósito (WARD; BARRON, 1994). Deve ser identificado os dados disponíveis e necessários para elaboração de uma instrução consistente, que especifique a natureza da estrutura, os números a serem obtidos e a forma de como serão utilizados. Na sequência deverá ser formulada uma matriz de objetos de avaliação por atributos. As entradas devem ser informações relacionadas aos valores dos dados a serem utilizados.

Para este trabalho a estrutura mais conveniente para organização destes atributos foi a elaboração de uma matriz retangular. Estes atributos estão organizados de modo que um número maior seja preferível a um menor, considerando o sentido de valor ou de utilidade, ou seja, ordenação de valores e de utilidades estão organizados conforme Figura 9.

Esta metodologia apresentada, está suportada pelo desenvolvimento de uma matriz de decisão multiatributos, *Multiple Attribute Utility Theory – MAUT*.

Figura 9 – Ordenação da Matriz de Decisão - Multiatributos



Fonte: Ward (1994).

A Matriz de Decisão utilizada neste trabalho se dará através do desenvolvimento de indicadores técnicos e econômicos, alinhados as premissas destacadas no planejamento estratégico do setor elétrico brasileiro, com objetivo de se obter melhor desempenho do sistema elétrico por um custo adequado, permitindo a tomada de decisão com segurança para o planejamento da operação e expansão desta rede.

A opção por este modelo de matriz de decisão foi devido a possibilidade de integração de diferentes atributos relacionando desempenho técnico dos ativos e eficiência econômica nos investimentos, fatores estes, que se configuram como pilares para eficácia na gestão de ativos. Outro fator importante foi a possibilidade de utilização dos dados existentes em qualquer empresa de distribuição de energia, sem a necessidade de criação de novos indicadores, garantindo facilidade para obtenção, elaboração, análise e interpretação dos resultados. Este aspecto é de fundamental importância, pois garante credibilidade ao resultado obtido, considerando que estes dados são públicos e auditados periodicamente pelos órgãos fiscalizadores.

Este objetivo também está bem definido no programa de políticas públicas estabelecidas pelo Governo Brasileiro, através do Marco Regulatório para atividades de fornecimento de energia elétrica.

2.6 MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON OU MÉTODO DAS TANGENTES

Nas diversas áreas das ciências exatas ocorrem, frequentemente, situações que envolvem a solução de uma equação do tipo $f(x) = 0$ e como se obter raízes para uma equação qualquer.

Sabe-se que para algumas equações, como por exemplo, as equações polinomiais de segundo grau, existem fórmulas explícitas para obtenção das raízes. No entanto no caso de polinômios para graus mais altos e, portanto são funções mais complicadas, é praticamente impossível se achar os zeros exatamente. Nestes casos é possível encontrar-se aproximações para os zeros; mas isso não é uma limitação muito séria, pois é possível encontrar zeros de uma função com qualquer precisão prefixada (RUGGIERO; LOPES, 1988).

A ideia central é partir de uma aproximação inicial para a raiz e em seguida refinar

esta aproximação através de um processo iterativo e, para este trabalho, será utilizado o método de Newton – Raphson ou método das Tangentes.

Dentre os diversos métodos existentes para determinação dos zeros de uma função, foi utilizado o critério de comparação, considerando a garantia de convergência, rapidez de convergência e esforço computacional. Nesse caso, considerando que a função a ser estudada é contínua e a convergência está satisfeita, o método de Newton – Raphson é mais rápido se comparado com outros métodos. Os demais métodos utilizados nesta comparação foram Métodos da Bissecção, da Posição Falsa e finalmente o Método do Ponto Fixo (RUGGIERO; LOPES, 1988).

O método de Newton-Raphson ou Método das Tangentes é um dos métodos numéricos mais eficientes e conhecidos para solução de um problema de determinação de raiz, através de obtenção de sucessivas melhores aproximações de raízes de uma determinada função real. Estes métodos têm sido estudados e utilizados em diversos ramos da ciência e é muito utilizado na resolução de sistema não lineares (BURDEN; FAIRES, 2008).

Em análise numérica, este método objetiva estimar as raízes de uma função. Para isso, escolhe-se uma aproximação inicial para esta função. Na sequência calcula-se a equação da reta tangente através da derivada da função nesse ponto e a interseção dela com o eixo das abcissas, a fim de encontrar uma melhor aproximação para a raiz. Repetindo-se o processo, cria-se um método iterativo para obtenção da raiz da função.

A expressão matemática geral é representada da seguinte forma:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}, \quad n = 1, 2, 3, \dots \quad (1)$$

onde n indica a n -ésima iteração do algoritmo e $f'(x_n)$ é a derivada da função f em x_n .

A condição para se obter sucesso na iteração, é de que a função f deve ser diferenciável em x_n e seu valor deve ser não nulo (GAUTSCHI, 1977).

Neste trabalho será aplicado o método de Newton – Raphson para se obter os pontos de intersecção de uma curva de grau 3 com uma outra reta de grau 1. As coordenadas obtidas através da intersecção das curvas indicam o ponto ótimo, para determinação da extensão de rede elétrica, que será submetida a investimentos em melhorias, com objetivo de se extrair melhor qualidade do serviço de eletricidade. Esta solução será implementada no software

Matlab, para verificar a consistência do método gráfico para obtenção deste resultado comparado com o método computacional.

As políticas regulatórias para o fornecimento de energia elétrica demandam qualidade crescente e eficiência para os investimentos, estimulando os profissionais a buscarem novas alternativas para gestão destes ativos. As decisões a serem tomadas impõem aos decisores necessidades de maior assertividade, reduzindo as margens para erros e, portanto, aumentando os riscos de gestão.

Neste sentido a pesquisa bibliográfica destaca os negativos impactos sociais e econômicos decorrentes da interrupção do fornecimento de energia elétrica, envolvendo todos os agentes que participam deste mercado. A análise da evolução dos indicadores de qualidade de fornecimento de energia, indica que não há margem para se obter avanços significativos com as redes elétricas atuais, indicando estabilização do desempenho.

Para mitigação destes riscos é importante aplicação de métodos consistentes para apoio ao planejamento empresarial. Para o desenvolvimento de método eficaz é necessário conhecer os eventos que produzem os riscos na gestão dos ativos e consequentemente na propositura de ações seguras para aumentar a qualidade do produto e serviço comercializado.

No próximo capítulo será realizada uma análise do histórico dos eventos indesejáveis ao sistema elétrico e identificação das tendências de evolução para os próximos anos.

3 ANÁLISE DO HISTÓRICO DAS FALHAS E DEFEITOS NAS REDES ELÉTRICAS

Este método deve ser factível para aplicação em qualquer sistema elétrico. Considerando este importante requisito tomou-se como base um banco de dados que contém informações consistentes de uma rede de distribuição de energia de uma grande distribuidora brasileira. Este sistema elétrico atende mais de 3,8 milhões de consumidores, com registros armazenados por um período de 6 anos.

O objetivo desta avaliação é determinar qual será a ordem de grandeza do crescimento do número de ocorrências para os próximos 5 anos a partir da série histórica existente e precisar a contribuição de cada região geoeletrica em que estas ocorrências aconteceram, ou seja, na área urbana ou rural e em que nível de tensão há maior contribuição destes eventos.

Outro fator importante será a identificação das ocorrências que podem ser mitigadas através de ações da distribuidora. Observa-se que uma parcela das ocorrências é gerada fora do sistema da distribuidora, ou seja, na geração, transmissão ou nos sistemas particulares e, nesse caso, não há ação na rede da concessionária que poderá mitigar os efeitos destes eventos.

Inicialmente serão caracterizadas as redes elétricas em que estas ocorrências aconteceram.

3.1 CARACTERIZAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS SOB ANÁLISE

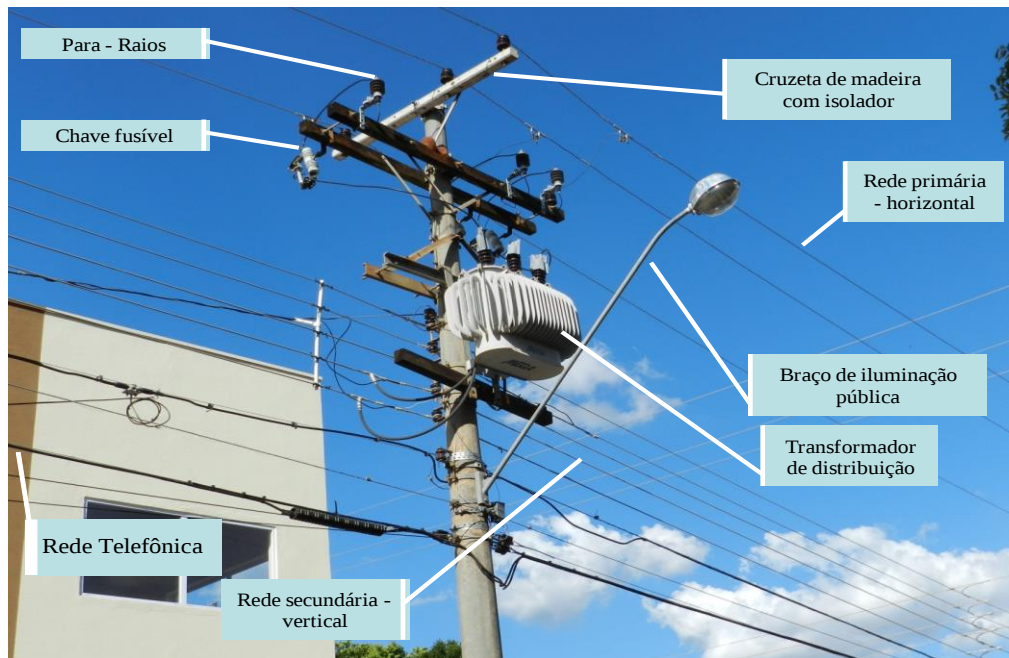
As redes consideradas para este estudo são nuas e implantadas em um sistema aéreo montado com condutores metálicos nus, apoiados sobre isoladores, conforme Figura 10.

Esta configuração de rede é um sistema aéreo montado sobre postes de madeira ou concreto. No topo do poste é instalada horizontalmente uma cruzeta de madeira, concreto ou aço equipada com isoladores de porcelana, vidro ou polímero. Os condutores metálicos nus

são apoiados e fixados sobre esses isoladores e esta é a rede denominada de rede primária.

Os circuitos primários são de média tensão, classe 15 kV¹⁸, operam com tensão nominal de 13,8 kV ou 11,9 kV e são fixados horizontalmente sobre uma ou mais cruzetas que estão presas ao poste.

Figura 10 – Rede de distribuição de energia elétrica aérea nua – padrão convencional



Fonte: próprio autor

Os circuitos secundários são de baixa tensão, classe 1 kV, operam com tensão de 127 V; 220 V ou 380 V.

Os circuitos de baixa tensão, denominados de secundários, são instalados horizontalmente ou verticalmente nos postes, sobre isoladores de porcelana e em um nível abaixo do circuito primário e acima do ponto de fixação do braço de iluminação pública e da rede de comunicação, que normalmente se utiliza da mesma posteação.

Os transformadores de distribuição são instalados entre rede primária e secundária para facilitar a conexão com ambos circuitos.

¹⁸ Classe de Tensão - valor de tensão de projeto da isolamento aplicada aos equipamentos, geralmente superior ao valor nominal. Exemplo: as linhas de distribuição de 11,9 kV e 13,8 kV pertencem à classe de tensão de 15 kV, e as linhas de distribuição de 127V, 220V e 380V pertencem a classe de tensão de 1kV, tensão de projeto da isolamento.

Este padrão de rede é amplamente utilizado no sistema elétrico brasileiro e o custo de implantação é o mais baixo.

Devido as características de construção, as redes dos serviços de distribuição ficam expostas a diversos tipos de adversidades como:

- Ações das intempéries como chuva, vento, sol, descargas atmosféricas (raios);
- Ambiente como árvores, poeira, pássaros e outros animais; e
- Ações do homem intencional, ou não.

Estes agentes têm livre acesso sobre essa rede e são responsáveis pela grande maioria dos defeitos que ocasionam a interrupção do fornecimento de energia elétrica, impondo alta taxa de falhas devido à vulnerabilidade às estas interferências e por consequência, elevados custos de operação.

Esta configuração de rede exige constante manutenção e muitas vezes podas drásticas na vegetação, pois o simples contato do condutor nu com um galho de árvore pode provocar curto-circuito fase-terra e o consequente desligamento da rede. É importante ressaltar que todas as conexões e circuitos são desprovidos de isolamento, facilitando o aparecimento de caminhos para defeitos e consequentemente para as interrupções de energia.

Outro fator a ser considerado é a elevada quantidade de quilômetros de redes instaladas nas áreas urbanas e rurais. Para esta distribuidora a extensão física das redes é de mais de 90 mil quilômetros, aumentando o grau de exposição a toda sorte de eventos, potencializando a possibilidade de ocorrências.

Por outro lado, o investimento para implantação da rede elétrica nua é o que apresenta o menor custo inicial e este fator explica a grande quantidade deste tipo de rede e a longevidade deste padrão construtivo.

3.2 CARACTERIZAÇÃO E ANÁLISE DAS OCORRÊNCIAS

Neste item, já de posse das ocorrências disponíveis no banco de dados da distribuidora, os dados serão estatisticamente estratificados e organizados da seguinte forma:

- Com relação a geografia em que o evento aconteceu, ou seja, na região urbana ou rural;
-

- Por nível de tensão, primária ou secundária;
- Produziu-se ou não interrupção;
- Se há ações que a distribuidora pode realizar sobre seus ativos, que possam mitigar a ocorrência de defeito ou as consequências futuras sobre o desempenho do sistema elétrico.

O volume de ocorrências utilizado nesta pesquisa é expressivo, abrangendo 97 localidades e suas respectivas regiões elétricas, distribuídas na área de concessão da distribuidora.

Tomando como referência os dados registrados na base de dados da concessionária, que contém o histórico das ocorrências do sistema elétrico, foi elaborada análise estatística sobre os eventos registrados por seis anos consecutivos, com objetivo de avaliar o modelo de evolução destas ocorrências. Através de um sistema linear, foi possível realizar a previsão da tendência de evolução destas ocorrências para mais 5 anos.

O método utilizado foi a Teoria dos Mínimos Quadrados, que é uma técnica estatística que permite obter a melhor curva de ajustamento de um conjunto de dados reais. Segundo teorema de Gauss-Markoff, este é o melhor método para estimativa de variáveis estatísticas tomando por base dados amostrais.

A curva de ajustamento de um conjunto de pontos é a curva média de menor erro padrão, e suas características principais são as seguintes (MILONE; ANGELINI, 1995):

- A soma das diferenças verticais dos pontos em relação a curva é zero;
- O erro padrão dos dados em relação a curva é mínimo.

Indicando-se por y_i os pontos reais do conjunto de dados, por $\bar{y}_i = a + bx_i$ os valores calculados da curva de ajustamento e x_i o anos, pode-se descrever esta propriedade pela seguinte função $S(a,b)$ resíduo (erro) ao quadrado conforme expressão (2).

$$S(a,b) = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - (a + bx_i))^2 \quad (2)$$

A função $S(a,b)$ deve ser minimizada conforme os sistemas a seguir:

$$\begin{cases} \frac{\partial S}{\partial a} = 0 \\ \frac{\partial S}{\partial b} = 0 \end{cases} \rightarrow \begin{cases} \sum_{i=1}^n -2 \cdot [(y_i - (a + bx_i))] = 0 \\ \sum_{i=1}^n -2x_i \cdot [(y_i - (a + bx_i))] = 0 \end{cases} \rightarrow \begin{cases} -\sum_{i=1}^n y_i + \sum_{i=1}^n a + \sum_{i=1}^n bx_i = 0 \\ -\sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i + \sum_{i=1}^n ax_i + \sum_{i=1}^n bx_i^2 = 0 \end{cases} \quad (3)$$

$$(*) \begin{cases} a \sum_{i=1}^n 1 + b \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i \\ a \sum_{i=1}^n x_i + b \sum_{i=1}^n x_i^2 = \sum_{i=1}^n x_i y_i \end{cases} \rightarrow \begin{cases} \frac{\partial^2 S}{\partial a^2} = \sum_{i=1}^n 1 > 0 \\ \frac{\partial^2 S}{\partial b^2} = \sum_{i=1}^n x_i^2 > 0 \end{cases} \quad (4)$$

Observa-se que a solução do sistema (*) minimiza a função $S(a, b)$, logo são os melhores coeficientes da equação geral da reta de ajuste linear, é dada pelo polinômio de 1º grau, cuja expressão é $y = a + bx$.

Para análise dos dados das ocorrências sob estudo, obteve-se a seguinte sequência, dada na Tabela 2.

Tabela 2 – Histórico das ocorrências

y (ocorrências)	146.933	154.855	175.678	198.126	202.926	239.18
x (ano)	1	2	3	4	5	6

Fonte: próprio autor

Observa-se na Figura 11, que a tendência é de crescimento do número das ocorrências, a partir do ano 7 até ao ano 11, para o sistema elétrico avaliado. A estimativa do crescimento do número de ocorrências foi realizada através de (5), obtida através da aplicação da Teoria dos Mínimos Quadrados.

$$y = 18045x + 123249 \quad (5)$$

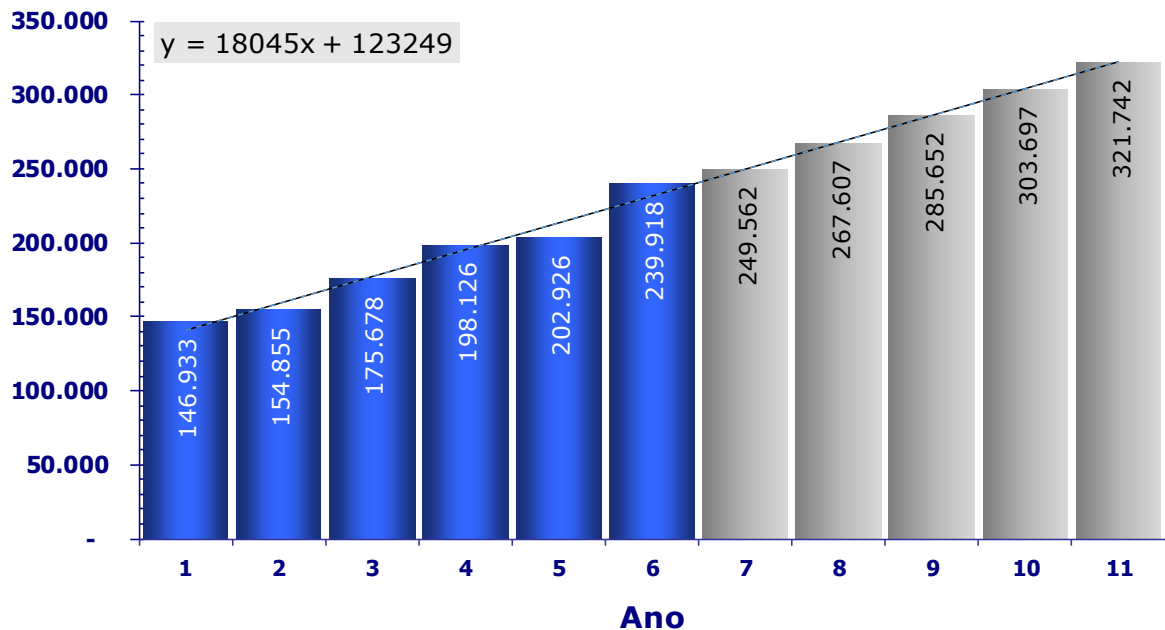
Efetuada-se a análise da variância do modelo utilizado para estimativa da evolução dos eventos através de (5) e através do cálculo do coeficiente de determinação $R^2 = 0,9932$, pode-se afirmar que o grau de precisão é de 99,32%, valor considerado de elevada precisão para esta estimativa (BARBETTA; REIS; BORNIA, 2010).

O coeficiente de determinação é uma medida descritiva da proporção da variação de y

que pode ser explicada por variações em x , segundo o modelo especificado.

Importante observar que (5) deve ser utilizada para pequenos períodos para avaliação da tendência de evolução das ocorrências, portanto, recomenda-se que esta avaliação seja realizada periodicamente, sempre após a atualização da série histórica com dados reais.

Figura 11 – Evolução anual das ocorrências.



Fonte: próprio autor – dados da distribuidora

As Tabelas 3 e 4 registram numericamente a evolução das ocorrências, obtidas com a aplicação sucessiva de (5), desde o ano 7 até o ano 11. Exemplificando, para o ano 7 tem-se:

$$y = 18045x + 123249 = (18045 * 7) + 123249 = 249.562 \text{ ocorrências}$$

Tabela 3 – Evolução anual real das ocorrências registradas até o ano 2008

Ano	1	2	3	4	5	6
Nº ocorrências	146.933	154.855	175.678	198.126	202.926	239.918
Evolução	-	5,4%	13,4%	12,8%	2,4%	18,2%
Taxa média real anual de crescimento do ano 1 ao 6						10,5%

Fonte: próprio autor

Constata-se que a taxa média anual de crescimento destas ocorrências foi de 10,5% para os dados históricos compostos pelos seis primeiros anos, enquanto que na previsão para

os próximos cinco anos, esta taxa recua para 6,1%.

Tabela 4 – Previsão da evolução anual das ocorrências até o ano 2013 – 5 anos

Ano	7	8	9	10	11
Nº ocorrências	249.562	267.607	285.652	303.697	321.742
Evolução	4,0%	7,2%	6,7%	6,3%	5,9%
Taxa média prevista anual de crescimento do ano 7 ao 11					6,1%

Fonte: próprio autor

A taxa média foi obtida pela somatória da variação percentual anual, dividida pelo número de anos.

Em valor absoluto há aumento de mais de 174.000 ocorrências em 11 anos e mais de 81.000 ocorrências para os últimos 5 anos.

Como consequência, grande parte destes eventos irão produzir interrupções de energia na rede elétrica e os consumidores conectados a este sistema perceberão os reflexos destas interrupções.

Para o mercado as consequências do aumento das ocorrências se manifesta no comprometimento da qualidade de fornecimento de energia elétrica na forma de privação das atividades diárias, lazer e da atividade produtiva.

Para a distribuidora a consequência é o aumento do custo operacional para contrapor a tendência de aumento das interrupções e a redução do faturamento devido à energia não distribuída.

Para a sociedade, que é cada vez mais dependente de energia elétrica, é quase impossível explicar a falta deste serviço.

A ocorrência emergencial não é desejada e a busca de soluções para mitigar estas indesejáveis situações é prioridade diária das distribuidoras e desafio para as equipes de engenharia que servem ao setor elétrico.

3.3 LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DAS OCORRÊNCIAS – ÁREAS URBANA E RURAL

Para a análise sobre a localização geográfica das ocorrências, concentrou-se no ano seis, que apresenta um volume de 239.918 eventos, uma vez que este é um número expressivo de ocorrências e as informações contidas no banco de dados utilizado estavam mais atualizadas e

com mais detalhes, possibilitando melhor precisão da análise.

A estratificação foi elaborada considerando a segmentação da rede em:

- Primária urbana;
- Primária rural e
- Secundária urbana.

As ocorrências na rede secundária rural não foram consideradas separadamente neste estudo, pois a contribuição é pequena, considerando que há cerca de 5% de redes secundárias rurais de propriedade da distribuidora. Estes seguimentos de redes são de pequena extensão e praticamente não produzem ocorrências, neste caso as eventuais ocorrências serão avaliadas em conjunto com as ocorrências nas redes primárias rurais.

Desta base de dados foram segregadas apenas ocorrências que podem ser mitigadas através de ações e investimentos sobre os ativos da distribuição, que denominaremos de ocorrências tratáveis, totalizando 122.919 ocorrências e foram desconsideradas 116.999 ocorrências não oriundas do desempenho da rede tais como:

- Questões comerciais;
- Instalação encontrada em ordem durante a inspeção pela distribuidora;
- Deficiência da instalação do cliente, não gerando ação da concessionária;
- Outras questões que não requerem ações técnicas na rede da concessionária.

Após esta estratificação, o novo universo de 122.919 ocorrências, equivalente a 52% do total de eventos, conforme Tabela 5, e que demandaram ações das equipes de engenharia e de campo da distribuidora.

Tabela 5 – Número de ocorrências tratáveis por localidade

Localidades	Primária Urbana			Primária Rural			Secundária Urbana			Total Geral
	Sem Interrupção	Com Interrupção	Total	Sem Interrupção	Com Interrupção	Total	Sem Interrupção	Com Interrupção	Total	
Localidade 1	22	81	103	9	31	40	109	147	256	399
Localidade 4	313	794	1.107	15	53	68	1.968	2.239	4.207	5.382
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Localidade 22	968	1.768	2.736	113	426	539	6.375	5.639	12.014	15.289
Localidade 90	44	162	206	22	108	130	650	784	1.434	1.770
Localidade 97	3	23	26	9	68	77	60	67	127	230
TOT. GERAL	3.872	14.508	18.380	2.680	16.389	19.069	38.535	46.935	85.470	122.919

Fonte: próprio autor – dados da distribuidora

Estes eventos foram organizados em ocorrências com interrupção de energia e sem

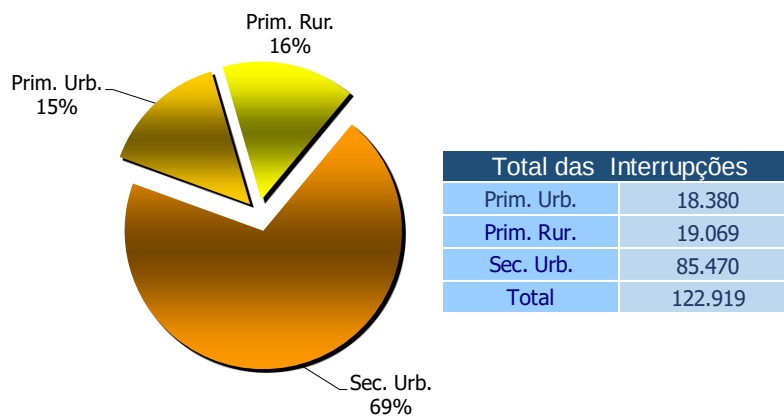
interrupção de energia, dentre as 97 regiões elétricas analisadas. Todos os 122.919 eventos demandaram ações das equipes de campo para identificação e regularização, independente da ocorrência ou não de falta de energia.

A variação entre o número de ocorrências por localidade é elevada e está relacionada com a quantidade de consumidores pertencentes a cada região elétrica e a consequente extensão de rede para atendimento ao mercado.

Para a correta avaliação da contribuição das 122.919 ocorrências no sistema elétrico, estas foram estratificadas considerando a região geoelétrica e agrupados por nível de tensão conforme ilustram as Figuras 12,13 e 14.

A Figura 12 apresenta o percentual de ocorrências estratificadas geograficamente entre as redes primárias urbanas, rurais e as redes secundárias urbanas.

Figura 12 – Localização geográfica das ocorrências na rede elétrica



Fonte: próprio autor

A análise da localização geográfica das ocorrências foi efetuada sobre a da totalidade dos 122.919 eventos na rede elétrica e indica que a maior contribuição, 69%, está localizada na rede secundária urbana.

- 69% rede secundária urbana
- 15% redes primárias urbanas
- 16% redes primárias rurais

A Figura 13 apresenta as ocorrências classificadas com e sem interrupção de energia. Foram estratificadas aquelas que não produziram interrupções, totalizando 45.087 ocorrências, que representam 37% do total de 122.919 e foram também estratificadas

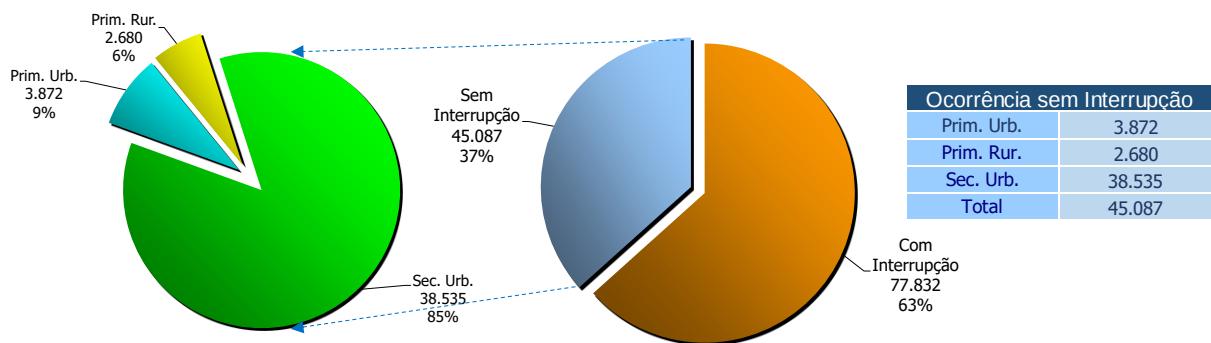
geograficamente entre as redes primárias urbanas, rurais e as redes secundárias urbanas.

- 37% sem interrupção do fornecimento de energia
- 63% com interrupção do fornecimento de energia

Observa-se que na distribuição das ocorrências sem interrupção do fornecimento de energia, destaca a concentração na rede urbana e no circuito secundário:

- 85% rede secundária urbana
- 9% redes primárias urbanas
- 6% redes primárias rurais

Figura 13 – Estratificação das ocorrências sem interrupção do fornecimento, que podem ser mitigadas com ações nos ativos elétricos.



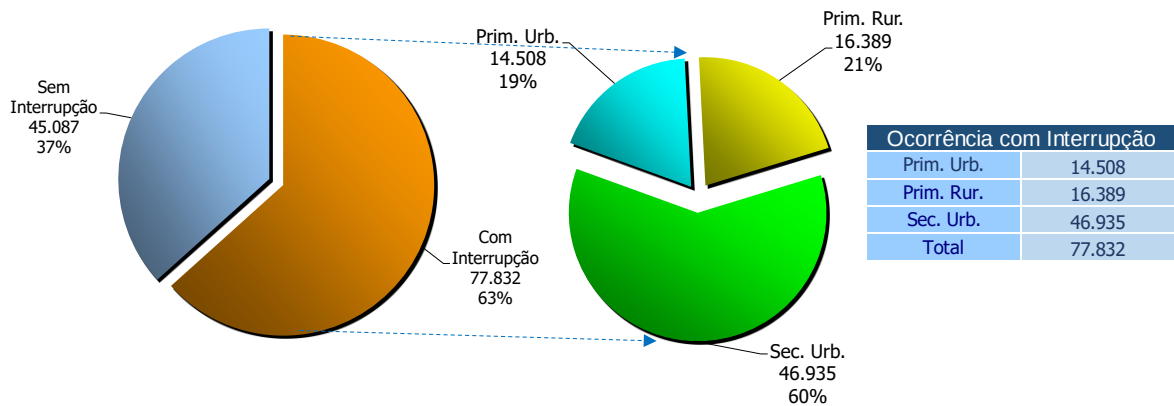
Fonte: próprio autor

A Figura 14 apresenta as ocorrências classificadas com interrupção de energia, totalizando 63% do total. Estratificaram-se aquelas que produziram interrupções, agrupadas geograficamente entre as redes primárias urbanas, rurais e as redes secundárias urbanas.

Para a distribuição das ocorrências com interrupção do fornecimento de energia, totalizando 77.832 eventos, destaca a concentração também na rede secundária urbana com 60%.

- 60% rede secundária urbana
- 19% redes primárias urbanas
- 21% redes primárias rurais

Figura 14 – Estratificação das ocorrências com interrupção do fornecimento que podem ser mitigadas com ações nos ativos elétricos.



Fonte: próprio autor

O resultado da estratificação das 122.919 ocorrências, distribuídas pelas redes primárias urbanas, rurais e pelas redes secundárias, apresenta como principal foco das ocorrências a rede secundária urbana, geradora de 69% destes eventos. A contribuição das redes primárias urbanas e rurais variam de 15% a 31% se considerada a somatória de ambas as redes.

Estas informações obtidas nesta estratificação devem ser avaliadas com cautela e considerando não apenas a quantidade de eventos, mas também o impacto que cada interrupção provoca no sistema elétrico e nas equipes de campo responsáveis pelo reestabelecimento dos serviços de eletricidade.

Para ocorrências na rede secundária o grande impacto é na logística de atendimento a este elevado número de eventos, principalmente considerando a dificuldade do deslocamento das equipes na área urbana.

Para as ocorrências na rede primária, o maior impacto é no número de consumidores desligados e na dificuldade para execução dos reparos.

Desta forma, o planejador deve considerar estes aspectos no planejamento da operação das redes existentes e na concepção das novas redes para expansão do sistema elétrico.

Identificada a distribuição geoeletrica das ocorrências, a estimativa de crescimento dos eventos e a contribuição dos seguimentos urbanos e rurais, serão desenvolvidos indicadores de desempenho para suportar a matriz de decisão e possibilitar a identificação das regiões que demandam ações para melhorar o desempenho da rede elétrica.

4 DESENVOLVIMENTO DE MÉTODO PARA IDENTIFICAR AS REDES ELÉTRICAS COM POTENCIAL PARA MELHORAR O DESEMPENHO TÉCNICO E ECONÔMICO

Neste capítulo será apresentado o desenvolvimento do método para identificar no sistema elétrico da distribuidora, quais regiões elétricas apresentam baixo desempenho e quais delas são prioritárias técnica e economicamente, para nesse caso, realizarem-se ações de melhorias para maximizar assim o desempenho da rede e o resultado econômico do investimento, na busca da melhor relação entre custo e benefício.

O termo “modernização” da rede elétrica, utilizado neste trabalho, deve ser entendido como a migração da rede nua utilizada pela concessionária para uma configuração mais moderna e robusta de rede elétrica, denominada de rede compacta.

Este método foi desenvolvido para possibilitar a aplicação em qualquer sistema elétrico, independentemente da quantidade de redes existentes e do nível de tensão. O requisito principal é de que os dados utilizados devem ser corretos para que os resultados das análises sejam consistentes.

O método consiste inicialmente no desenvolvimento de uma matriz de decisão multiatributos, que contempla parâmetros técnicos e econômicos que serão aplicados para priorizar no sistema elétrico da distribuidora, quais regiões elétricas apresentam maior atratividade às melhorias.

Este método prevê também critérios para avaliação da correlação entre extensão da rede elétrica modernizada e o potencial de redução do número de ocorrências, após a migração da rede nua para esta nova rede compacta. Este método possibilitará determinar qual o percentual de rede elétrica será modernizado para maximização do desempenho técnico e econômico e, por qual circuito terá início este processo.

Entende-se que as condições adequadas para obtenção de melhor resultado técnico decorrente dos investimentos é a inter-relação entre matriz de decisão e a correlação entre a extensão de rede modernizada e o potencial de redução das ocorrências.

4.1 PROPOSTA DE MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DA MATRIZ DE DECISÃO

Neste item estão definidas as premissas que serão utilizadas para identificar quais redes existentes no atual sistema elétrico da distribuidora oferecem mais atratividade para realização das melhorias, através da identificação do potencial técnico e econômico. O desafio é desenvolver critérios para priorização dos circuitos elétricos do sistema de distribuição de energia, que produzam melhores ganhos de qualidade para os consumidores.

Para elaboração dos critérios para priorização das redes elétricas e dos demais ativos a serem modernizados, tomou-se como base os parâmetros utilizados na operação diária da distribuidora e que são utilizados para a obtenção dos indicadores de qualidade. Estes parâmetros já são utilizados pela legislação do setor elétrico para avaliação do desempenho destes sistemas de distribuição e desta forma, facilitando a utilização.

A partir da análise das informações existentes e cadastradas na base de dados da distribuidora, definiu-se premissas com objetivo de facilitar o agrupamento de informações técnicas e econômicas em seguimentos semelhantes para permitir a comparação entre os dados e possibilitar a propositura de melhoria da instalação elétrica. Os dados utilizados serão aqueles estratificados no item anterior.

4.2 PREMISSAS ADOTADAS

Como premissas básicas do trabalho, destacam-se:

- O investimento terá como foco a redução de custos operacionais, potencializando ganhos na operação, manutenção e na recomposição da base de remuneração dos ativos elétricos¹⁹;
- Propositura de investimentos plurianuais que atendam aos preceitos regulatórios de prudência²⁰;
- Investimentos concentrados e priorizados em regiões onde os ganhos de

¹⁹ Base de Remuneração - Resolução ANEEL nº 493 de 3 de setembro de 2002.

²⁰ Remuneração dos investimentos prudentes - Formada pela Cota de Depreciação e Remuneração do Capital conforme Resolução ANEEL nº 493 de 3 de setembro de 2002 e Nota Técnica 113/2007 – SRD/SRE/ANEEL Metodologia para Projeção de Investimentos para o Cálculo do Fator X Contribuição da Audiência Pública 052/2007.

desempenho destas redes, sejam mais expressivos; e

- Horizonte de 20 anos para total depreciação dos ativos, conforme legislação regulatória.

A base de remuneração deve refletir apenas os investimentos prudentes que serão repassados as tarifas dos consumidores, que é o conceito chave da Resolução ANEEL nº 493/2002. A remuneração dos investimentos prudentes é formada pela Cota de Depreciação que se refere à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros, destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência pela distribuidora, para a prestação do serviço de energia elétrica e que retorna ao caixa da distribuidora ao final da vida útil do ativo elétrico. Outro parâmetro é a Remuneração do Capital que se baseia no resultado da aplicação de uma taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição de energia elétrica sobre o investimento a ser remunerado, ou seja, sobre a base de remuneração.

Para atendimento a estas premissas será necessária a adoção de distintas ações, começando pela segmentação estatística por região geoeletrica, conforme Capítulo 3, estratificação das ocorrências associadas a densidade de consumidores e a logística das bases operacionais da distribuidora para atendimento as ocorrências emergenciais.

4.2.1 Classificação das localidades por número de consumidores com abordagem geoeletrica

A classificação das localidades por número de consumidores, Tabela 6, objetiva o agrupamento de regiões elétricas com requisitos de operação semelhantes, conforme o padrão já utilizado pela distribuidora durante o planejamento, facilitar a identificação e comparação das regiões elétricas, onde ocorrerá a aplicação de investimentos.

Tabela 6 – Classificação das localidades por número de Consumidores

Classificação das Localidades por Número de Consumidores	
CRITÉRIOS	CLASSIFICAÇÃO
Maior que 70.000 consumidores	A
Entre 20.000 e 70.000 consumidores	B
Até 20.000 consumidores	C

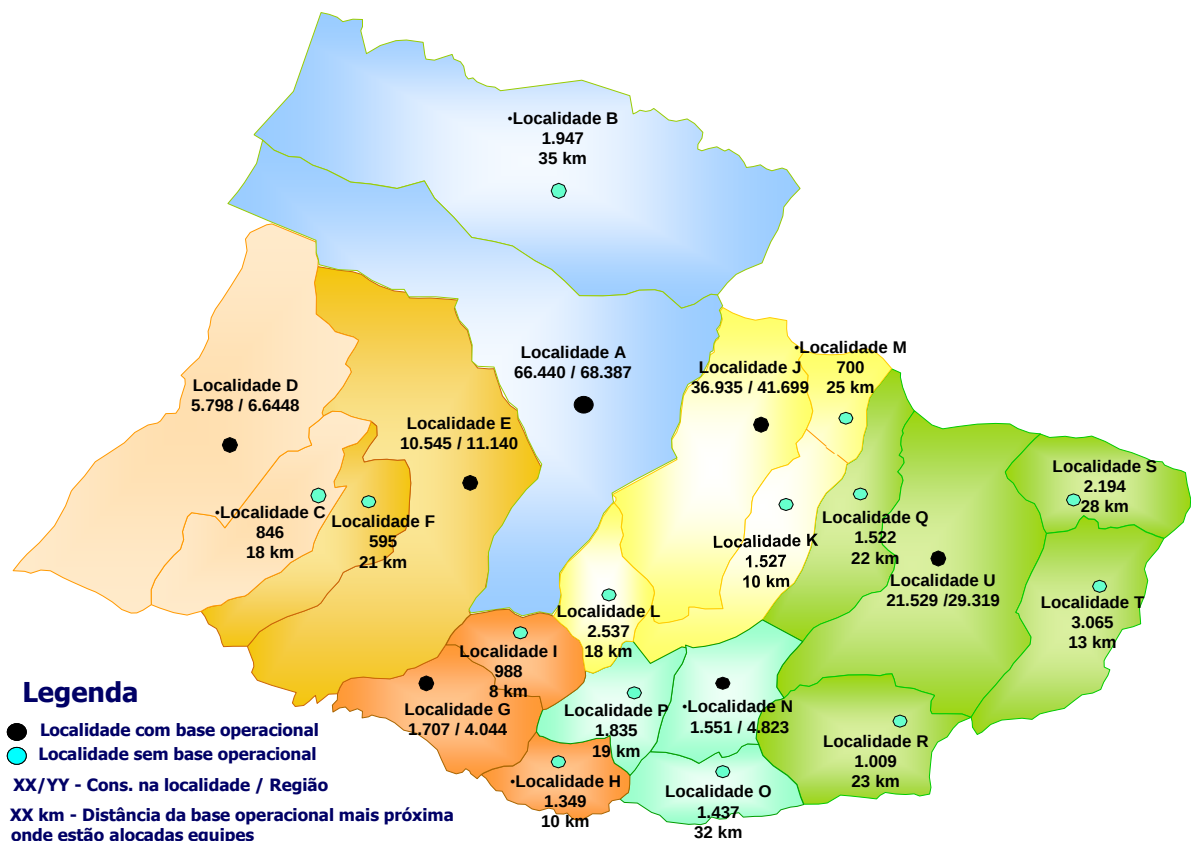
Fonte: próprio autor- dados da distribuidora

Outro importante direcionador para a logística operacional é o recurso aplicado no atendimento as ocorrências de emergências e não emergências e que são identificados com os seguintes custos:

- Material aplicado;
- Armazenamento de materiais e demais suprimentos;
- Disponibilidade de veículos e equipes;
- Deslocamento das equipes até a ocorrência;
- Mão de obra aplicada;
- Apoio operacional.

Na Figura 15, observa-se a ilustração gráfica desta classificação das localidades, segmentadas com uma abordagem geoeletrica, atrelada às bases operacionais existentes, onde estão sediados os recursos para atendimento as ocorrências no sistema elétrico.

Figura 15 — Segmentação geoeletrica das localidades



Fonte: próprio autor. dados da distribuidora

A área de concessão sob estudo é composta por 97 regiões elétricas e as regiões

apresentadas na Figura 15 exemplificam uma pequena parte da concessão da distribuidora que é composta por 21 regiões elétricas conforme Tabela 7.

As localidades que possuem base operacional estão identificadas por uma circunferência na cor preta e as localidades sem base operacional estão identificadas por uma circunferência na cor azul. As localidades com área territorial identificadas com a mesma cor são atendidas pela mesma base operacional. Consta ainda na Figura 15, o número de consumidores de cada localidade e a distância em quilômetros, entre a localidade e a base operacional que atende as ocorrências. Pode-se observar também que na localidade com base operacional, além da indicação do número de consumidores local, há também a totalização do número de consumidos unificados atendidos por esta base operacional.

Na Tabela 7 que apresenta a distribuição das localidades por número de consumidores, estão classificadas as regiões elétricas da Figura 15 conforme os critérios estabelecidos na Tabela 6.

Tabela 7 - Distribuição das Localidades por número de consumidores

Distribuição das Localidades por Número de Consumidores	
CRITÉRIOS	CLASSIFICAÇÃO
Maior que 70.000 consumidores	A – 0 localidades
Entre 20.000 e 70.000 consumidores	B – 3 localidades
Até 20.000 consumidores	C – 18 localidades

Fonte: próprio autor. – dados da distribuidora

As três localidades A, J e U são classificadas como “B” as demais 18 localidades, como “C”, totalizando 21 regiões elétricas.

São 7 bases operacionais dotadas de recursos humanos e materiais, que atendem as 21 regiões elétricas.

Objetivo é o rápido reestabelecimento do serviço de eletricidade em caso de desligamentos não programados e atividades de manutenção para redução do número de ocorrências.

Avaliando a localidade A da Figura 15, pode-se observar que esta base operacional possui 66.400 consumidores e atende a localidade B com mais 1.947 consumidores, totalizando 68.387 consumidores. A distância entre as localidades A e B é de 35 km que deve ser percorrida sempre que há necessidade de um atendimento na localidade B. Esta distância poderá ser maior se o atendimento for na área rural. Esta logística é equivalente para as

demais localidades.

4.2.2 Elaboração da matriz de decisão

A decisão do investimento está associada ao melhor retorno em qualidade de energia elétrica fornecida e ao capital investido. Estes parâmetros estão alinhados aos modernos conceitos técnicos e econômicos definidos pelo Regulador, Investidor e Consumidores, ou seja, o objetivo é a eficiência técnica e econômica do sistema elétrico, que se materializa na forma de melhor qualidade do fornecimento, tarifas com preços módicos e lucratividade empresarial.

Este é o melhor conceito de prudência²¹ nos investimentos, buscado pela sociedade brasileira, que financia toda esta operação.

Esta dualidade técnica e econômica, irá sempre acompanhar as análises no planejamento energético para o suprimento aos consumidores.

O desafio agora é priorizar as regiões elétricas mais adequadas aos investimentos, de modo a assegurar o melhor retorno técnico e econômico.

Para reconhecimento pela ANEEL dos investimentos como prudentes, o montante a ser investido deve guardar coerência com os investimentos históricos, salvo alguma exceção para determinados investimentos específicos. Por outro lado, a simples comparação entre o histórico e o planejado não considera os eventuais ganhos de escala e de eficiência para atendimento ao crescimento do mercado. Dessa forma, é interessante que seja considerado na projeção dos investimentos a evolução do mercado, bem como a comparação entre empresas.

A partir de um banco de dados confiável, a concessionária poderá demonstrar se estará trabalhando com eficiência nos seus atributos de rede para atender o mercado, conforme Nota Técnica 113/2007 ANEEL e Nota Técnica 0025/2006 ANEEL.

O suporte à tomada de decisão para planejamento do sistema de energia elétrica é um problema incerto e complicado. Não é apenas um programa único, mas um sistema complexo de interseção de multi-objetivos e multi-fatores para se atingir o objetivo, conforme (ZHOU et al. 2005).

²¹ Investimentos prudentes –Nota Técnica 113/2007 – SRD/SRE/ANEEL Metodologia para Projeção de Investimentos para o Cálculo do Fator X Contribuição da Audiência Pública 052/2007.

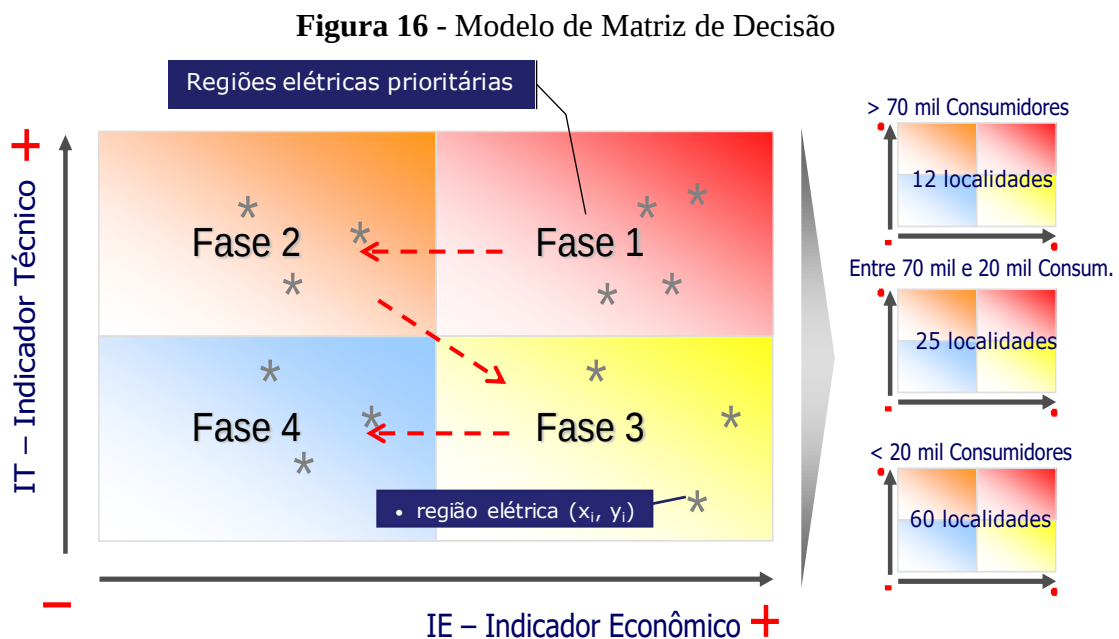
Para garantir segurança na realização dos investimentos, foi desenvolvida uma ferramenta de decisão para possibilitar adequada comparação entre o desempenho das regiões elétricas de portes diferentes conectadas ao mesmo sistema elétrico.

Desta forma elaborou-se uma matriz de decisão de multiatributos integrando objetivos quantitativos (valor) e critérios qualitativos (utilidade), conforme modelo apresentado na Figura 16, suportada por indicadores técnicos e econômicos, obtidos na base de dados da distribuidora.

Estes indicadores foram obtidos através da interação de atributos técnicos, físicos, econômicos, contábeis, comerciais e de desempenho, considerando o histórico da vida útil do sistema elétrico. A combinação de dados quantitativos e qualitativos permite obtenção de resultados práticos eficientes para auxiliar na tomada de decisão.

A Figura 16 apresenta o Modelo da Matriz de Decisão retangular, composta por dois indicadores que associados entre si, permite a ordenação das regiões elétricas a partir da maior prioridade para a menor prioridade, conforme indicação gráfica das setas.

No eixo das abscissas está o Indicador Econômico (IE) e no eixo das ordenadas o Indicador Técnico (IT). Quanto maior o valor destes indicadores, mais prioritária para investimentos é a região elétrica, que é representada no sistema cartesiano da Matriz de Decisão, como um par de coordenadas (x_i, y_i) , para cada região elétrica plotada.



Observa-se, na Figura 16 que a Matriz de Decisão está dividida em quatro quadrantes

com a designação de 4 fases de prioridades. A prioridade para o investimento é obtida pelo produto da intersecção destes indicadores e, está focada na qualidade de fornecimento de energia (utilidade), priorizado por IT e maior retorno econômico (valor), priorizado por IE.

É importante ressaltar que a determinação da prioridade para modernização da rede está focada em primeiro lugar na qualidade do fornecimento de energia, ou seja na utilidade para o consumidor, e na sequência na prioridade econômica. Desta forma para a utilização da matriz de decisão deve-se observar que a Fase 1 representa o cluster de regiões elétricas com maior prioridade técnica e econômica, dados pelos indicadores IE (Indicador Econômico) e IT (indicador Técnico). Para a Fase 2 observa-se o atrelamento à prioridade técnica, considerando a utilidade da rede elétrica, que é maior que no quadrante indicado como Fase 3, apesar do quadrante Fase 3 apresentar maior prioridade econômica. Finalmente o quadrante Fase 4 apresenta o cluster com menor priorização técnica e econômica. Esta sequência está indicada pela seta na Matriz de Decisão.

Observa-se ainda no lado direito da Figura 16, que há referência aos três grupos de regiões elétricas classificadas por número de consumidores, pela distribuidora, conforme Tabela 6 e que são utilizados neste estudo. Por conseguinte, serão geradas três matrizes, sendo uma para cada classificação, com os respectivos clusters compostos pelas regiões elétricas. Para outros sistemas elétricos, diferentes deste trabalho, poderão ser geradas diferentes quantidades de matrizes de decisão, dependendo da característica da rede em estudo.

Para construção da Matriz de Decisão os indicadores foram assim definidos:

- **Indicador Técnico (IT)** – Representa o desempenho técnico da rede e é composto pelo número de ocorrências por quilômetro de rede e que pode-se entender como taxa de falha por quilômetro de rede. Este indicador está localizado no eixo das ordenadas (Y) e a rede com maior taxa de falha é prioritária para recuperação;
- **Indicador Econômico (IE)** – Representa o desempenho econômico da rede e é composto pelo produto direto do consumo médio de energia por consumidor, em quilowatts hora e o percentual já depreciado economicamente²² da rede

²² Depreciação Econômica ou Contábil – Conforme Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002, Art. 8º e segundo as Normas da ABNT, NBR 8977 – Avaliação de Máquinas, Equipamentos, Instalações e Complexos Industriais; NBR 13820 – Avaliação de Servidões.

elétrica. Este indicador está localizado no eixo das abscissas (X) e entende-se que a rede com maior consumo de energia e mais depreciada é prioritária para investimentos, sob o viés econômico.

A depreciação econômica ou contábil, conforme Resolução ANEEL nº 493, consta do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e apresenta as taxas de depreciação constantes consideradas na base de remuneração da distribuidora. O custo de reposição ou substituição estabelece que cada ativo é valorizado pelo custo corrente de substituí-lo por outro bem que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente, segundo as Normas da ABNT. A depreciação é fundamental para que haja recursos na tarifa, para substituição do ativo obsoleto e garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Para o melhor entendimento sobre o Indicador Técnico (IT) é importante ressaltar que as falhas na rede elétrica estão distribuídas ao longo da extensão física desta malha, por toda região geográfica que estes circuitos estão distribuídos, ou seja, pela área urbana e rural e também considerando a diferença do nível de tensão entre a rede primária e secundária.

Estas redes estão sujeitas a todo tipo de eventos que podem produzir ou não interrupção no serviço de energia. Toda ocorrência gera um atendimento para as equipes da distribuidora. Cada atendimento demanda um recurso técnico e econômico diferente para sua solução e que está relacionado com a localização geográfica da ocorrência, o nível de tensão, o custo dos componentes para reposição, a complexidade para a realização do reparo, custos das equipes próprias e terceirizadas e outras despesas. A intersecção destas variáveis gera o custo de cada atendimento, que são denominados pelo regulador de custos de O&M, custos de operação e manutenção ou de custos operacionais. Neste trabalho utilizaremos a denominação de O&M.

Este custo de O&M, depende da composição de cada banco de dados pesquisado, e será denominado de índice de O&M, representado pela letra **K** e a unidade será em porcentagem ou sistema decimal. Portanto o índice de O&M será obtido considerando a referência geoeletrica da rede:

- Rede primária urbana – **K_{PU}**
 - Rede primária rural – **K_{PR}**
 - Rede secundária urbana – **K_{SU}**
-

Após pesquisa na base de dados da distribuidora e a estratificação das informações, cada ocorrência foi identificada e classificada por nível de tensão (redes primárias e secundárias) e pela localização geografia (urbana e rural) e organizadas em três conjuntos: 1) redes primárias urbanas; 2) redes secundárias urbanas e; 3) redes rurais. No caso das redes rurais, foram consideradas as redes primárias e secundárias em conjunto, uma vez que a extensão das redes secundárias rurais é inferior a 5% do total das redes existentes.

O resultado desta análise indica que para atendimento às ocorrências na área rural o índice de O&M (K_{PR}) é de 40% na contribuição dos custos de O&M; contribuição intermediária foi devido às ocorrências nas redes primárias urbanas, com índice de O&M (K_{PU}) de 35% e finalmente, a menor delas vem das ocorrências secundárias urbanas, com índice de O&M (K_{SU}) de 25%.

Considerando estes fatores técnicos e geográficos na operação do sistema elétrico, estes três insumos serão incorporados ao Indicador Técnico (taxa de falha), considerando que todas as falhas na rede elétrica estão agrupadas neste indicador.

Desta forma o IT foi obtido relacionando-se a taxa de falha na rede elétrica e o recurso operacional necessário ao reestabelecimento do sistema elétrico, por seguimento geoeletrico, conforme as expressões apresentadas a seguir.

A taxa de falha na rede elétrica é representada pela relação entre o número de ocorrências na rede, dividida pela extensão da rede em quilômetros, conforme (6).

$$TF = \frac{OR}{L} \quad (6)$$

Onde:

TF = taxa de falha (número de ocorrências/quilômetro de rede)

OR = número de ocorrências

L = comprimento da rede em quilômetros

Portanto, a taxa de falha será proposta para cada rede conforme segue.

A TFPU é a taxa de falha da rede primária urbana e é definida conforme (7).

$$TFPU = \frac{ORPU}{LPU} \quad (7)$$

Onde:

TFPU = taxa de falha da rede primária urbana

ORPU = número de ocorrências na rede primária urbana

LPU = comprimento da rede primária urbana, em quilômetros.

Do mesmo modo, o TFPR e o TFSU são taxas de falha definidas para a rede primária rural e para a rede secundária urbana, respectivamente, como mostra (8) e a (9).

$$TFPR = \frac{ORPR}{LPR+LSR} \quad (8)$$

Onde:

TFPR = taxa de falha da rede primária rural

ORPR = número de ocorrências na rede primária rural

LPR = comprimento da rede primária rural, em quilômetros.

LSR = comprimento da rede secundária rural, em quilômetros.

$$TFSU = \frac{ORSU}{LSU} \quad (9)$$

Onde:

TFSU = taxa de falha da rede secundária urbana

ORSU = número de ocorrências na rede secundária urbana

LSU = comprimento da rede secundária urbana, em quilômetros.

A partir das equações (7), (8), (9) obtém-se (10), que detalha o Indicador Técnico.

$$IT = K_{PU} * \frac{ORPU}{LPU} + K_{PR} * \frac{ORPR}{LPR+LSR} + K_{SU} * \frac{ORSU}{LSU} \quad (10)$$

Onde:

IT = indicador técnico

ORPU = número de ocorrências na rede primária urbana

LPU = extensão da rede primária urbana em quilômetros

ORPR = número de ocorrências na rede primária rural

LPR = extensão da rede primária rural em quilômetros

ORSU = número de ocorrências na rede secundária urbana e rural

LSU = extensão da rede secundária urbana mais secundária rural em quilômetros

Finalmente o Indicador Técnico (IT) foi obtido pela multiplicação das taxas de falhas pelos custos de contribuição para o atendimento às ocorrências nas áreas urbanas e rurais, considerando as redes primárias e secundárias, conforme demonstrado em (11).

$$IT = K_{PU} * TFPU + K_{PR} * TFPR + K_{SU} * TFSU \quad (11)$$

Desta forma ficam estabelecidos os critérios utilizados para elaboração do IT. Este indicador, calculado por região elétrica, permite ordenar qual região apresenta maior número de defeitos e os relaciona com os custos de operação. A região que apresentar uma ordem mais elevada de IT é prioritária em relação às demais.

O Indicador Econômico (IE), é composto pelo produto direto do consumo médio de energia, em quilowatts hora por mês por consumidor conectado à rede e o percentual já depreciado economicamente da rede elétrica. O esclarecimento necessário a este indicador será detalhado através do entendimento do que representa cada parcela deste indicador.

O consumo de energia é fundamental para o IE, pois considerando que o recurso para investimento é oriundo desta receita, quanto maior o consumo de energia mais recursos são gerados para financiar os investimentos na rede. Desta forma, as redes com maior consumo de energia geram maior quantidade de recursos para financiar os investimentos.

Com relação à depreciação da rede elétrica, é fundamental conceituar porque a rede mais depreciada é a rede prioritária para execução de melhorias ou substituição.

O custo de reposição ou substituição da rede elétrica é estabelecido pelo custo corrente de substituí-la por outro bem que efetue os mesmos serviços e garanta a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Os recursos para reposição ou substituição são integralizados anualmente através da tarifa da energia elétrica paga pelos consumidores na fatura mensal de consumo, ao longo da vida útil deste ativo.

Como a aplicação da depreciação é função da vida útil da rede, quanto mais antiga a rede maior o percentual de recursos recebido na fatura mensal que remunerou por mais anos esta rede. Desta forma o ativo mais antigo é aquele que já foi remunerado através da tarifa por um tempo maior e gerou mais recursos para financiar sua substituição.

Exemplificando, se uma rede elétrica for depreciada linearmente 5% ao ano, em 20 anos estará 100% depreciada. Isso significa que em 20 anos de operação e remuneração, a distribuidora recebeu anualmente através da tarifa de energia elétrica, 5% do valor investido

na implantação da rede, totalizando ao final, 100% do valor investido.

De modo semelhante, uma rede de 16 anos integralizou o equivalente a 80% do seu investimento inicial de implantação. Desta forma caso a rede mais nova seja substituída, o equivalente a 20% do seu custo não será contabilizado no caixa da distribuidora, enquanto que se a rede totalmente depreciada for substituída, o recurso para financiar sua substituição já foi recolhido ao caixa da distribuidora através da tarifa de energia.

Considerando este requisito regulatório, a rede mais depreciada deve ser priorizada para investimentos e neste caso os investimentos serão mais prudentes se comparados aos investimentos em uma rede menos depreciada.

O indicador econômico está estabelecido conforme (12), e será obtido através da utilização das informações contidas na base de dados da distribuidora, representadas pela geração de recursos através da tarifa paga pelos consumidores e o índice de depreciação já realizado do ativo elétrico.

$$IE = EC * DC \quad (12)$$

IE = indicador econômico em [(kWh/mês) * (%)]

EC = consumo médio de energia por consumidor conectado à rede de energia em estudo em kWh/mês

DC = depreciação contábil já realizada da rede elétrica em estudo representada em notação decimal

Estabelecidos os indicadores técnico e econômico é possível elaborar a Matriz de Decisão.

Esta Matriz de Decisão multiatributo é obtida através da intersecção desses indicadores, plotados adequadamente em um sistema de eixos cartesianos, considerando que a rede com maior taxa de falha, com maior consumo de energia e mais depreciada é prioritária para investimentos em melhorias ou substituição.

Portanto, cada região elétrica será constituída de um par cartesiano (IE-eixo x, IT-eixo y), obtidos através do cálculo destes indicadores.

Outro fator importante deve ser também considerado. O posicionamento dos eixos que dividem em quatro quadrantes a Matriz de Decisão, que contém os clusters das regiões

elétricas, foi efetuado utilizando o conceito do coeficiente de correlação linear de Pearson, que estabelece a correlação dos dados entre duas variáveis (BARBETTA; REIS; BORNIA, 2010). Este coeficiente não deve depender da unidade de medida dos dados.

Considerando que cada região elétrica plotada na Matriz de Decisão é representada por um par cartesiano (x_i, y_i) , portanto a padronização de (x_1, y_1) – região elétrica 1, (x_2, y_2) – região elétrica 2, ..., (x_i, y_i) e mantendo-se a escala original, é feita da seguinte forma:

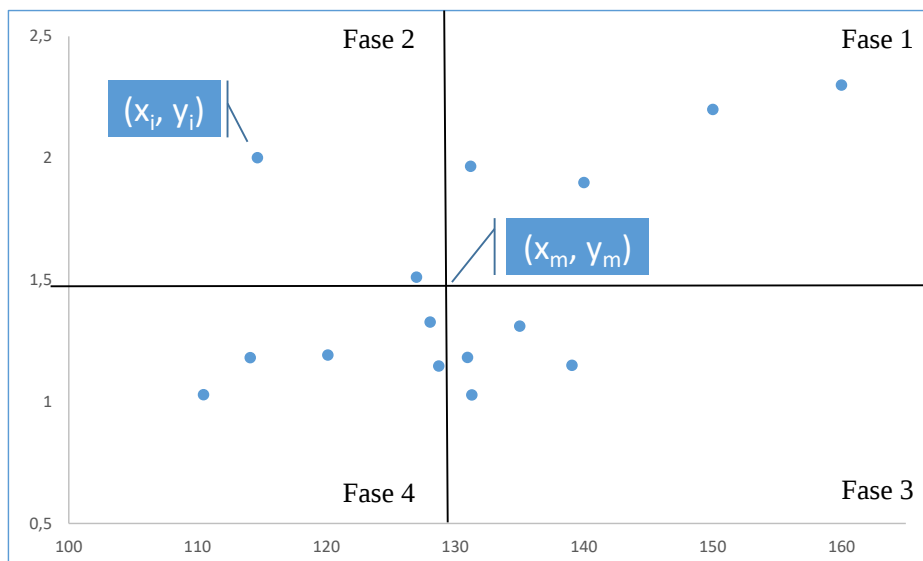
$$x_1 = x_i \text{ e } y_1 = y_i, \text{ onde } (i = 1, 2, 3, 4 \dots)$$

$$x_m = \text{média de } x_1, x_2, \dots, x_i,$$

$$y_m = \text{média de } y_1, y_2, \dots, y_i,$$

Através da utilização das coordenadas (x_m, y_m) estabelecida pela média dos valores dos indicadores IE e IT, os eixos são plotados considerando que a origem está localizada nas coordenada $(x_m = \text{média dos valores de IE}, y_m = \text{média dos valores de IT})$ conforme apresentado na Figura 17.

Figura 17 – Posicionamento dos Eixos que dividem os quadrantes da Matriz de Decisão



Fonte: próprio autor

Definido os critérios para elaboração da Matriz de Decisão, serão utilizadas informações técnicas e econômicas extraídas da base de dados da distribuidora, de 12 regiões elétricas classificadas com mais de 70.000 consumidores, conforme Tabela 8.

Para a elaboração da Matriz de Decisão que representa este conjunto de 12 regiões

elétricas, inicialmente será calculado o IT, conforme Tabela 8 e posteriormente o cálculo do IE.

Tabela 8 – Cálculo do Indicador Técnico de Priorização – I T

Reg. Elét.	Ocorrências Primárias			Ocorrências Secundárias			km Rede Primária			km Rede Secundária			I T falha/km
	Urbana	Rural	Total	Urbana	Rural	Total	Urbana	Rural	Total	Urbana	Rural	Total	
Localidade 22	2.736	539	3.275	12.014	-	12.014	2.217,9	273,3	2.491,2	3.459,3	49,9	3.509,2	1,97
Localidade 78	796	119	915	6.723	-	6.723	1.051,0	107,8	1.158,8	2.029,9	6,0	2.035,8	1,51
Localidade 4	1.107	68	1.175	4.207	-	4.207	927,3	92,3	1.019,5	1.572,7	20,8	1.593,5	1,33
Localidade 92	1.088	45	1.133	4.579	-	4.579	670,2	35,1	705,3	1.110,0	9,6	1.119,5	2,00
Localidade 71	928	310	1.238	3.891	-	3.891	819,7	537,6	1.357,3	1.352,5	98,0	1.450,6	1,31
Localidade 12	511	257	768	3.625	-	3.625	691,4	443,5	1.134,9	1.343,4	39,4	1.382,9	1,15
Localidade 84	869	455	1.324	3.845	-	3.845	896,0	660,2	1.556,2	1.669,9	117,7	1.787,6	1,15
Localidade 7	408	325	733	2.664	-	2.664	538,1	380,3	918,4	1.124,8	21,1	1.145,9	1,18
Localidade 6	300	298	598	1.785	-	1.785	385,7	573,2	958,9	782,2	72,7	855,0	1,03
Localidade 82	376	299	675	2.440	-	2.440	482,8	403,8	886,6	892,4	105,3	997,7	1,19
Localidade 53	397	334	731	2.090	-	2.090	460,1	487,0	947,1	819,8	67,0	886,8	1,18
Localidade 30	355	845	1.200	2.912	-	2.912	692,3	1.131,1	1.823,4	1.291,6	53,4	1.345,1	1,03
													Eixo Y

Fonte: próprio autor

Após os cálculos, o Indicador Técnico IT, será plotado no eixo das ordenadas (Y) da Matriz de Decisão e o Indicador Econômico IE no eixo das abscissas (X).

Na Tabela 8, são apresentados dados das redes de cada uma das regiões elétricas, necessários ao cálculo do IT. Estão representados o número de ocorrências na rede elétrica primária e secundária localizadas na região urbana, rural e também a extensão física dessas redes em quilômetros.

Os valores apresentados na coluna Indicador Técnico (IT) foram obtidos com a aplicação de (10) e desta forma foi possível obtenção dos indicadores técnicos que serão utilizados na elaboração da Matriz de Decisão.

Exemplificando, para obter IT da localidade 22 foi utilizada a (10) e realizada a seguinte operação:

$$IT = 0,35 * \frac{2.736}{2.217,9} + 0,4 * \frac{539}{273,3 + 49,9} + 0,25 * \frac{12.014}{3.459,3} = 1,97 \text{ falhas/km}$$

Esta operação foi realizada para as 12 regiões elétricas.

Para o cálculo do IE foi aplicado a (12) após a extração das informações do sistema comercial e contábil da distribuidora e os dados estão apresentados na Tabela 9. Este indicador será plotado no eixo das abscissas (X) da Matriz de Decisão.

Tabela 9 – Cálculo do Indicador Econômico – I E

Reg. Elét.	Depreciação Contábil %	Cons. Médio BT kWh/mês	I E
Localidade 22	0,49	268	131
Localidade 78	0,46	276	127
Localidade 4	0,51	251	128
Localidade 92	0,58	197	115
Localidade 71	0,50	272	135
Localidade 12	0,53	243	129
Localidade 84	0,48	287	139
Localidade 7	0,56	234	131
Localidade 6	0,49	268	131
Localidade 82	0,52	230	120
Localidade 53	0,52	219	114
Localidade 30	0,49	223	110
			Eixo X

Fonte: próprio autor

Analisando a Tabela 9 observa-se que na coluna de IE estão indicados os valores do produto entre consumo e depreciação e quanto maior o valor de IE, maior geração de recursos para investimentos, por conseguinte maior a prioridade da região elétrica.

Exemplificando, para obter IE da localidade 22 foi realizada a seguinte operação:

$$IE = 268 * 0,49 = 131 \frac{kWh}{mês} * \%$$

Para a região elétrica da localidade 22, o par cartesiano será formado pela coordenada (131; 1,97) e que poderá ser observada na Figura 18.

De posse dos indicadores IT e IE é possível plotar em um sistema de Eixos Cartesianos cada uma das 12 regiões elétricas.

Cada região elétrica é representada por um par de coordenadas (x_i (IE), y_i (IT)) obtidos pelos valores dos indicadores IT e IE, já calculados nas Tabelas 8 e 9.

Desta forma é possível identificar precisamente cada região elétrica localizada no cluster de cada um dos quatros quadrantes da Matriz de Decisão.

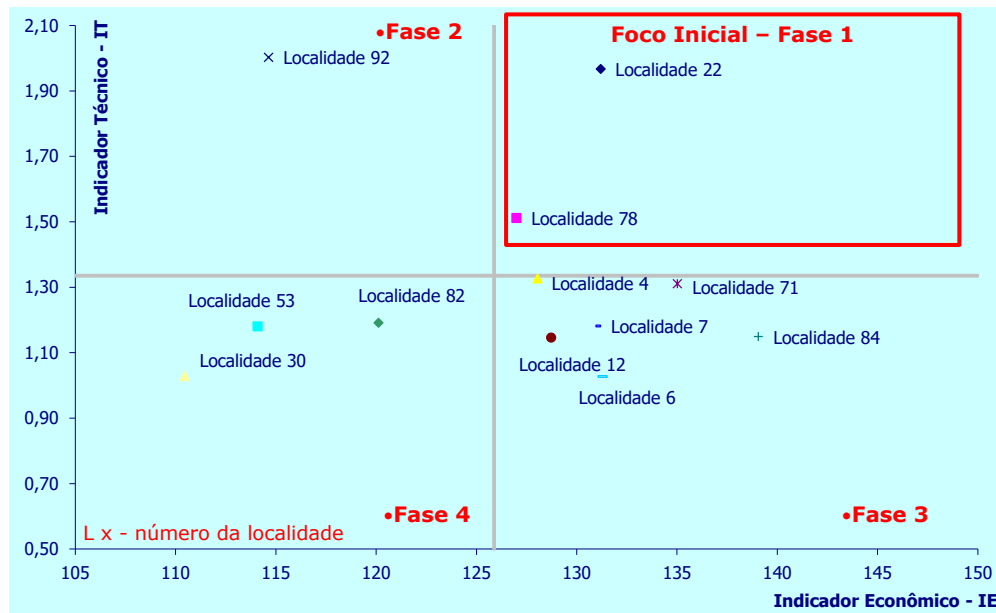
É possível constatar que quando houver correlação positiva os pontos tendem a se localizar nos quadrantes representando as Fases 1 e 4, (x e y com mesmo sinal). De forma

análoga, quando houver correlação negativa, os pontos tendem a se localizar nas Fases 2 e 3 (x e y com sinais trocados).

Os pontos médios dos indicadores dividem as fases que abrigam os clusters das regiões elétricas semelhantes, conforme o critério de priorização. Numericamente, o ponto médio do IT é igual 1,34 obtido através da média dos indicadores da coluna IT da Tabela 8. O ponto médio para IE é igual a 126 obtido através da média dos indicadores da coluna IE da Tabela 9.

Na Figura 18, estão plotadas as regiões elétricas, agrupadas nos clusters das localidades com classificação A, ou seja, com mais de 70.000 consumidores.

Figura 18 – Matriz de Decisão para 12 localidades (Classificação A - mais de 70.000 consumidores)



Fonte: próprio autor

As prioridades, plotadas na Figura 18, estão assim distribuídas:

- No quadrante Fase 1 há duas regiões elétricas, localidade 22 e localidade 78.
- No quadrante Fase 2 há uma região elétrica, a localidade 92.
- No quadrante Fase 3 há seis regiões elétricas, a localidade 71, localidade 4, localidade 84, localidade 7, localidade 12 e a localidade 6.
- No quadrante Fase 4 há três regiões elétricas, a localidade 82, localidade 53 e a localidade 30.

Analisando-se a Matriz de Decisão é possível constatar que o cluster das redes com pior desempenho operacional está na Fase 1 e as redes com melhor desempenho operacional estão na Fase 4. De forma análoga as redes com maior capacidade de geração de recursos estão na Fase 1 e as com menor capacidade estão na Fase 4.

Também é possível identificar a prioridade de cada região elétrica conforme plotados na Matriz de Decisão, com a utilização das expressões lógicas descritas a seguir e apresentadas na Tabela 10.

Se $(IT - \text{Méd. IT}) > 0$; Se $(IE - \text{Méd. IE}) > 0$; então a região elétrica está localizada na Fase 1.

Se $(IT - \text{Méd. IT}) > 0$; Se $(IE - \text{Méd. IE}) < 0$; então a região elétrica está localizada na Fase 2.

Se $(IT - \text{Méd. IT}) < 0$; Se $(IE - \text{Méd. IE}) > 0$; então a região elétrica está localizada na Fase 3.

Se $(IT - \text{Méd. IT}) < 0$; Se $(IE - \text{Méd. IE}) < 0$; então a região elétrica está localizada na Fase 4.

Onde:

Méd. IT = média dos valores calculados do indicador IT.

Méd. IE = média dos valores calculados do indicador IE.

IT e IE são as coordenadas (x_i, y_i) das regiões elétricas.

A Tabela 10 contém os valores utilizados para elaboração da Matriz de Decisão das 12 localidades em estudo e suas respectivas regiões elétricas, apresentando o Indicador Econômico obtido na Tabela 9, Indicador Técnico obtido na Tabela 8 e a indicação de cada Fase priorizando o cluster de cada região elétrica.

É possível identificar na Tabela 10 a aplicação da lógica utilizada para obter as prioridades. Para a localidade 22 observa-se que $(IT - \text{Méd. IT}) = 0,63$, valor maior que zero e $(IE - \text{Méd. IE}) = 5,31$, valor maior que zero; então esta região elétrica está localizada na Fase 1. Para localidade 84 observa-se que $(IT - \text{Méd. IT}) = -0,19$, valor menor que zero e $(IE - \text{Méd. IE}) = 13,18$, valor maior que zero; então esta região elétrica está localizada na Fase 3.

Tabela 10 – Localização da Região Elétrica na Matriz de Decisão

Reg. Elét.	I T (falha/km)	I E (kWh*% Depreciação)	IT - Méd. IT	IE - Méd. IE	Localização na Fase
Localidade 22	1,97	131	0,63	5,31	1
Localidade 78	1,51	127	0,18	1,11	1
Localidade 4	1,33	128	-0,01	2,17	3
Localidade 92	2,00	115	0,67	-11,25	2
Localidade 71	1,31	135	-0,02	9,13	3
Localidade 12	1,15	129	-0,19	2,85	3
Localidade 84	1,15	139	-0,19	13,18	3
Localidade 7	1,18	131	-0,15	5,08	3
Localidade 6	1,03	131	-0,31	5,41	3
Localidade 82	1,19	120	-0,14	-5,77	4
Localidade 53	1,18	114	-0,15	-11,79	4
Localidade 30	1,03	110	-0,31	-15,43	4
média IT (eixo Y) = 1,34					
média IE (eixo X) = 126					

Fonte: próprio autor

Esta lógica pode ser implantada em uma planilha Excel para se obter automaticamente a localização de cada região elétrica na sua respectiva fase.

Com base nestes conceitos e de posse dos dados apresentados nas Tabelas 8, 9 e 10, é possível a construção da Matriz de Decisão para todas as 97 regiões elétricas identificadas para estudo e classificadas na Tabela 6.

Utilizando-se os conceitos de cluster e a correlação linear de Pearson, observa-se que a priorização ocorrerá separadamente para as três Classificações de Localidades, conforme a Tabela 6, que apresenta a quantidade de localidades selecionadas por número de consumidores.

No total são 97 localidades estudadas, com suas respectivas regiões elétricas e que integram o sistema elétrico de distribuição da concessionária. Este procedimento é idêntico ao realizado para as 12 localidades plotadas na Figura 18.

Após a elaboração da Matriz de Decisão de cada conjunto de regiões elétricas, é possível identificar e ordenar as localidades que apresentam oportunidades de melhorias mais atrativas, considerando indicadores técnicos e econômicos como balizadores deste ordenamento. Desta forma os critérios de prudência nos investimentos com a substituição do ativo mais depreciado e de pior desempenho foram incorporados neste método.

Para o desenvolvimento da metodologia da Matriz de Decisão, um número expressivo

de ocorrências distribuídas por 97 regiões elétricas foi utilizado. Esta análise é abrangente e foi desenvolvida baseada em dados reais de um sistema elétrico em operação. Estas características conferem um elevado grau de precisão a este método, garantindo segurança para identificação da melhor região para propositura de melhorias e obtenção do melhor ganho de qualidade no serviço de distribuição.

De posse destas informações os planejadores podem decidir com segurança qual região do sistema elétrico tem prioridade sobre as demais, através do ordenamento dessas localidades por prioridades.

4.2.3 Análise do desempenho da rede elétrica

Para continuidade da avaliação técnica e econômica, após a determinação da localidade/região elétrica prioritária para investimentos em melhoria através da Matriz de Decisão, é necessário efetuar uma análise mais detalhada sobre o desempenho de cada região elétrica e determinar qual circuito desta região é prioritário, que tipo de ação de melhoria será implementado nesta rede e qual o ganho de desempenho será auferido decorrente desta melhoria.

Conforme seção 3.3, os eventos emergenciais na rede elétrica foram identificados e totalizaram 122.919 ocorrências tratáveis no âmbito das regiões elétricas abrangidas por este estudo.

Foram consideradas tratáveis aquelas ocorrências oriundas do desempenho da rede e que podem ser mitigadas com ações da concessionária.

Para a avaliação da correlação entre a causa e defeito, decorrente das ocorrências nestas redes elétricas, será utilizado o conjunto de dados de onde ocorreu a maior concentração de eventos, que são as ocorrências na rede secundária, que representam 69% das ocorrências tratáveis, equivalente a 85.470 eventos.

4.2.4 Análise das ocorrências na rede secundária

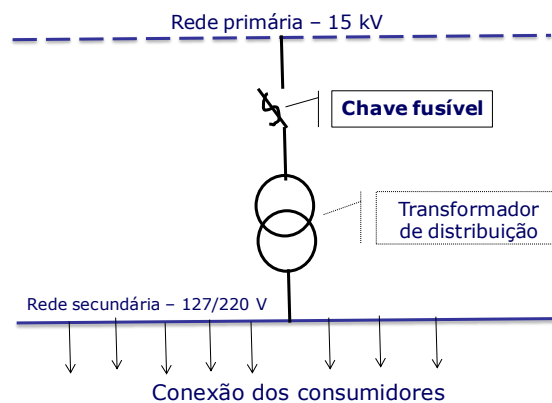
Para análise destas ocorrências, serão utilizadas as informações estruturadas conforme

segue:

- Apontamento das causas de defeitos passíveis da redução de sua ocorrência.
- Identificação das correlações entre estas causas e os defeitos.

Dentre as ocorrências na rede secundária, serão consideradas aquelas que tinham como dispositivo operado a chave fusível que protege o transformador e a rede secundária de distribuição, conforme destacado na Figura 19. Esta proposta considera o fato de que estes eventos são mais significativos tanto em número, 72.957 de 85.470, como em consequências para o fornecimento de energia pois, quando o transformador de distribuição é desligado, um número elevado de consumidores fica privado do fornecimento de energia.

Figura 19 – Sistema de proteção da rede secundária



Fonte: próprio autor

Extraído os dados destes eventos, na Tabela 11 está apresentada a relação da quantidade de ocorrências relacionando-as entre si a causa e o defeito. Na elaboração desta tabela, foram destacados os defeitos produzidos nos Equipamentos, Condutores, Conexões e Outros. Este último engloba os demais defeitos por serem em quantidades menores individualmente.

Pode-se notar que há causas gerando valores expressivos de defeitos, como por exemplo:

- A causa “Árvores ou Vegetação” gerou 12.320 de 72.957 defeitos nos Condutores e quantidade menores de defeitos em Equipamentos, Conexões e Outros;
- A causa “Poluição/Corrosão/Podridão” gerou 17.779 de 72.957 defeitos nas Conexões e quantidade menores de defeitos em Equipamentos, Condutores e Outros.

Constata-se também que outras causas geram menores quantidades de defeitos.

Conforme pode ser observado na Tabela 11, o desafio da engenharia de planejamento é solucionar rapidamente as causas responsáveis pela maior quantidade de defeitos e que geram atendimento em campo demandando ações emergenciais das equipes.

Como a rede é geograficamente referenciada é possível identificar os setores desta rede responsável pela maior geração de ocorrências.

Tabela 11 – Correlação de causa e defeito – número de ocorrências

Ocorrências Estratificadas	Defeito				Total
Causa	Equipamento	Condutor	Conexão	Outros	
Animal	6	179	3	47	235
Árvore ou Vegetação	72	12.320	1.134	3.392	16.918
Def Cliente Afetando outros	2	143	9	29	183
Descarga Atmosférica	336	1.730	14	100	2.180
Falha de Material / Equipto	443	948	1.447	893	3.731
Falha Humana Contratados	6	93	614	57	770
Falha Humana Distribuidora	2	29	36	15	82
Falha Humana/Resp.Desconhec.	10	88	258	74	430
Não Identificada	505	5.043	1.052	945	7.545
Nível de Tensão	30	117	16	3	166
Oscilação de Tensão	147	659	80	33	919
Pássaro	78	2.179	6	47	2.310
Pipa-Balão	16	1.328	127	350	1.821
Poluição/Corrosão/Podridão	189	2.780	17.779	4.171	24.919
Queimada ou Incêndio	2	36	24	177	239
Segurança / Risco - Distrib.	1	2	1	8	12
Sobrecarga	450	3.006	60	299	3.815
Trabalho Próximo à Rede	1	68	3	32	104
Vandalismo ou Roubo	28	1.665	279	1.021	2.993
Vento / Objeto na Rede	20	2.081	349	1.135	3.585
Total Geral	2.344	34.494	23.291	12.828	72.957

Nota: O defeito “Outros” contempla: poste, cruzeta, isolador, para raios, pinos, amarração, etc.

Fonte: próprio autor – dados da distribuidora

4.2.5 Alternativas para redução das ocorrências

Conforme apresentado no Capítulo 2 deste trabalho, seção 2.4 Evolução dos Indicadores de Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica verifica-se que a possibilidade de obtenção de ganhos expressivos de desempenho das atuais redes no Brasil, redes na sua

maioria nuas, estão próximo ao limite.

No período de 1996 a 2004 obteve-se ganhos expressivos de desempenho das redes elétricas, conforme verificado nos demonstrativos existentes no site da ANEEL, porém a partir de 2005 constata-se a estabilização do indicador de frequência de interrupção (FEC) e um aumento do indicador de duração da interrupção (DEC).

Esta constatação deixa claro para as equipes de planejamento a necessidade de encontrar-se outras alternativas de redes elétricas, pois as atuais redes nuas já não mais oferecem possibilidades de ganhos significativos de desempenho com custos competitivos.

Analizando criteriosamente os indicadores de qualidade, informações importantes são extraídas para avaliação da rede elétrica.

Através do indicador de frequência de interrupção (FEC) é possível avaliar a qualidade da rede, considerando que se há elevada frequência de interrupção a qualidade física da rede não é adequada.

Através do indicador de duração da interrupção (DEC) é possível avaliar a qualidade da logística para atendimento às ocorrências, considerando que se há elevado tempo para reestabelecimento do serviço de eletricidade a qualidade desta logística também não está adequada.

A intersecção destes dois indicadores apresenta um conjunto de ações que pode melhorar o desempenho do sistema elétrico.

Considerando que os indicadores estão praticamente estabilizados e por outro lado há demanda por melhorias na qualidade do serviço prestado, a alternativa do planejador é a busca de um modelo de rede elétrica que substituirá a rede atual com vantagem operacional e custos de instalação e depreciação economicamente viáveis, alinhados à legislação regulatória.

No mercado há diversas possibilidades para nova concepção de redes elétricas, porém no sistema elétrico da distribuidora há trechos de redes com a utilização destas novas tecnologias de mercado, que foram construídos para avaliação destas alternativas.

No banco de dados da distribuidora há informações de desempenho de redes com as seguintes tecnologias construtivas:

- Redes nuas, Figura 10, que representa a grande maioria dos circuitos;
- Redes compactas²³ com cabos coberto na média tensão denominados de

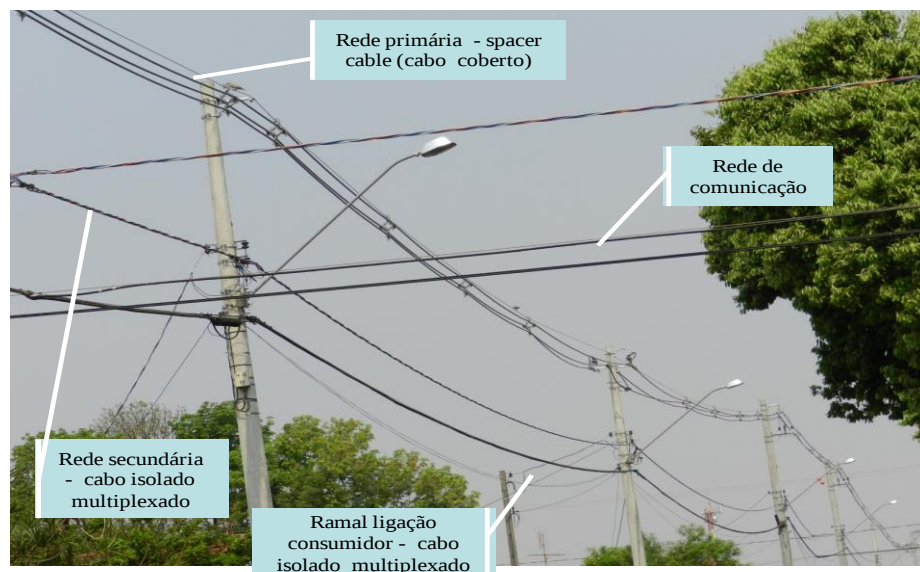
²³ Redes compactas para tensões de 15 a 34,5 kV conforme especifica a norma NBR 11873 e protegidas por composto conforme especifica a norma NBR 8182.

Spacer Cable System (SCS), Figura 20 em conjunto com cabo multiplexado isolado na baixa tensão e

- Redes isoladas²⁴ na média tensão conforme Figura 21.

Estas são as tecnologias disponíveis para esta migração e que é possível a comparação de desempenho no próprio sistema da distribuidora.

Figura 20 – Rede compacta com tecnologia de cabo coberto na primária - *spacer cable system* e cabo isolado multiplexado na secundária



Fonte: próprio autor

As redes compactas são construídas com cabos aéreos cobertos com composto de Polietileno Termofixo XLPE para tensões de 15 a 34,5 kV e não são consideradas eletricamente isoladas. A configuração triangular destas redes primárias, é conhecida comercialmente como *spacer cable system (SCS)*.

As redes compactas existentes na distribuidora foram aplicadas prioritariamente em regiões densamente arborizadas para reduzir as interrupções provocadas pelo contato da vegetação com a rede, em locais onde há necessidade de compactação de circuitos na mesma posteação e em trechos que demandam elevado requisito de qualidade de fornecimento.

As redes isoladas utilizam cabos de potência com isolação sólida extrudada de borracha etileno propileno (EPR) ou de polietileno reticulado (XLPE), ambas para tensões de

²⁴ Redes isoladas conforme especifica a norma NBR 8182.

1 kV a 35 kV. Para tensões de 0,6 a 1 kV a isolamento do condutor fase é o Polietileno Termoplástico (PE) ou Polietileno Termofixo (XLPE) conforme especifica a norma NBR 8182.

As redes isoladas, Figura 21, foram aplicadas em pequenas extensões utilizadas como saídas de alimentadores em subestações devido a possibilidade de compactação destes circuitos. Nestes trechos de redes a densidade de circuitos é elevada e a rede isolada a fixação de vários circuitos no mesmo poste, otimizando a utilização da infraestrutura existente, porém os custos de implantação são mais elevados que os das redes nuas e redes *spacer cable system*.

Figura 21 – Rede isolada de 15kV com 3 circuitos na mesma posteação



Fonte: próprio autor

Para comparação entre os investimentos de implantação de redes elétricas, considera-se como referência o valor do câmbio de 2,788 reais por dólar americano, fonte Banco Central do Brasil²⁵. Nesse caso o valor de cada padrão de rede em dólar americano e real é de:

- Rede nua 15 kV – Compreende a instalação de postes de concreto e respectivas estruturas primárias para rede aérea nua em 15kV na área urbana, incluindo postes, cabo de alumínio nu 336,4 MCM, cruzetas, ferragens e conexões. Valor

²⁵ Consulta no site <http://www.bcb.gov.br> – 10/02/2015

de US\$ 14.652,00 dólar americano por quilômetro, em real R\$ 40.851,00.

- Rede compacta 15 kV – Compreende a eventual instalação de postes e respectivas estruturas primárias para rede compacta (*spacer cable system*) em 15 kV, incluindo cabo coberto 185mm² e mensageiro, espaçadores, ferragens e conexões, para somente um circuito e sem previsão para instalação de outros. Valor de US\$ 19.365,00 dólar americano por quilômetro, em real R\$ 53.989,00. A implantação desta rede é 32% maior que o custo de implantação de rede nua.
- Rede isolada 15 kV – Compreende instalação de estruturas primárias para rede aérea isolada em 15 kV, com a eventual instalação de postes, incluindo cabo pré reunido de 240mm², ferragens e conexões, para somente um circuito e sem previsão para instalação de outros. Valor de US\$ 26.720,00 dólar americano por quilômetro, em real R\$ 74.495,00. A implantação desta rede é 83% maior que o custo de implantação de rede nua.

A análise da comparação do desempenho entre as redes nuas, compactas e isoladas indicou que as redes compactas e isoladas apresentam superior desempenho em comparação com as redes nuas e ainda que o desempenho entre redes compactas e redes isoladas são próximos, com melhor desempenho para redes isoladas.

Considerando que:

- A rede isolada possui cabos isolados com encordoamento circular, denominados de multiplexados na alta e baixa tensão;
 - A rede compacta possui cabos cobertos na alta tensão (*spacer cable*) e cabos isolados compactados com encordoamento circular, denominado multiplexado para a baixa tensão;
 - A diferença entre as redes isolada e compacta é o cabo de média tensão. Para esta aplicação o cabo coberto, apesar de considerado não isolado, também é resistente ao contato com a vegetação, outros objetos e animais;
 - A rede compacta utiliza o mesmo cabo isolado na baixa tensão que a rede isolada;
 - A compactação *spacer cable system* na alta tensão é adequada para o espaço existente para sua aplicação em redes de distribuição aéreas que não exigem grandes compactações;
-

- O custo da rede isolada é superior ao das redes compactas;
- O desempenho da rede compacta é bem superior ao da rede nua;
- Há maior extensão de redes compactas que redes isoladas instaladas no sistema elétrico da distribuidora;
- A equipe da distribuidora está mais familiarizada com a tecnologia de redes compactas.

Com base no exposto, a opção neste estudo, foi para avaliação da possibilidade de migração do padrão de rede nua tradicional na direção de uma rede aérea compacta, com cabos cobertos na alta tensão (*spacer cable system*) e cabos isolados multiplexados na baixa tensão. Esta substituição de tecnologia possibilita a construção de rede mais moderna, mais compacta e com vantagem operacional.

Considerando que a opção foi por rede compacta, é necessária a avaliação entre o desempenho da rede nua e rede compacta, para a comparação dos ganhos possíveis com a migração para esta nova tecnologia construtiva.

A comparação de desempenho entre as duas tecnologias construtivas de redes foi realizada buscando respostas considerando a seguinte hipótese: Caso as redes nuas fossem substituídas pelas redes compactas, qual seria o percentual de defeito remanescentes nas novas redes compactas, considerando que estivessem submetidas as mesmas condições que geraram os defeitos na rede nua. Simplificando, retiro a rede nua, implanto rede compacta. Nesta nova situação quanto haveria de redução de defeitos e, portanto, quanto seriam as ocorrências remanescentes.

Para avaliação mais detalhada sobre a comparação do desempenho entre redes nuas e compactas, pontos importantes foram considerados e descritos a seguir.

- As informações utilizadas nesta comparação de desempenho entre redes, foram obtidas na base de dados da distribuidora, uma vez que esta tecnologia de rede compacta foi aplicada em trechos da rede existente, em substituição às redes nuas;
 - Para manter-se a coerência de desempenho entre ambas as redes elétricas, realizou-se análise do desempenho comparando-se redes compactas instaladas nas mesmas regiões geoeletricas das redes nuas;
 - De posse do comparativo sobre o desempenho de ambas as redes, obtidas na base de dados da distribuidora, os engenheiros e técnicos de campo, foram consultados
-

a respeito do desempenho de ambas as tecnologias de redes, com objetivo de incorporar a experiência de campo nesta análise.

- Diversas reuniões aconteceram em diferentes regiões com diferentes equipes de campo.
- Sem apresentar os dados obtidos através do comparativo de desempenho entre redes nuas e compactas, as equipes de campo foram arguidas sobre qual seria o desempenho da rede elétrica se as redes nuas fossem substituídas por redes compactas, com base na experiência de campo de cada equipe. Simplificando, retiro a rede nua, implanto rede compacta. Nesta nova situação quanto haveria de redução de defeitos.
- As respostas de campo foram tabuladas e se apresentaram semelhantes as obtidas através da análise dos dados de desempenho destas redes.
- Desta forma foi possível agregar experiências concretas a avaliação obtida através da análise das informações existentes na base de dados e, portanto, validando os resultados.

A integração destas informações foi fundamental na construção da correlação entre causa e defeito na avaliação comparativa do desempenho entre as redes nuas e redes compactas, Tabela 12.

A Tabela 12 apresenta o resultado da comparação entre o desempenho da rede nua e compacta, considerando as ocorrências remanescentes e utilizando o mesmo formato da Tabela 11.

A principal alteração foi a inclusão do percentual de ocorrências remanescentes considerando o comparativo de desempenho após a substituição da rede nua pela rede compacta.

Exemplificando, na linha destacada na Tabela 12 que apresenta a **Causa – Poluição/Corrosão/Podridão** observa-se que para **Defeito no Equipamento** a percentagem de ocorrências remanescentes é de 100%. Conclui-se que nesse caso a migração entre as redes não trará redução no número de ocorrências. Para **Defeito no Condutor e em Outros**, haverá um potencial de redução de 50% no número de ocorrências. Para **Defeito em Conexão** o percentual de ocorrências remanescentes é de 10%, desta forma o potencial de redução de ocorrências é de 90%.

Tabela 12 – Porcentagem de ocorrências remanescentes após a migração de rede nua para rede compacta

Ocorrências Estratificadas Causa	Defeito			
	Equipamento	Condutor	Conexão	Outros
Animal	100%	5%	100%	100%
Árvore ou Vegetação	10%	10%	90%	90%
Def Cliente Afetando outros	100%	100%	100%	100%
Descarga Atmosférica	50%	20%	100%	100%
Falha de Material / Equipto	50%	10%	10%	10%
Falha Humana Contratados	100%	100%	10%	100%
Falha Humana Distribuidora	100%	100%	10%	100%
Falha Humana/Resp.Desconhec.	100%	100%	10%	100%
Não Identificada	50%	10%	10%	50%
Nível de Tensão	50%	10%	50%	50%
Oscilação de Tensão	50%	20%	10%	50%
Pássaro	80%	50%	100%	80%
Pipa-Balão	100%	30%	90%	90%
Poluição/Corrosão/Podridão	100%	50%	10%	50%
Queimada ou Incêndio	100%	100%	100%	50%
Segurança / Risco - Distrib.	100%	50%	100%	100%
Sobrecarga	50%	10%	10%	50%
Trabalho Próximo à Rede	100%	0%	100%	100%
Vandalismo ou Roubo	50%	20%	100%	90%
Vento / Objeto na Rede	30%	10%	100%	90%

Fonte: próprio autor

É possível observar na Tabela 12, que para algumas causas há drástica redução do número de ocorrências associadas aos defeitos, porém sobre outras causas estas ações produzem pouco ou nenhum efeito de melhoria.

Considerando as ocorrências remanescentes, é possível reescrever a Tabela 11 considerando o desempenho das redes compactas, e nesse caso, para facilitar a compreensão do método, serão utilizadas duas linhas idênticas extraídas das Tabelas 11 e 12, e apresentadas na Figura 22 para exemplificar o racional desta operação.

As duas linhas utilizadas abrangem as causas “Árvore ou Vegetação” e “Poluição/Corrosão/Podridão” associadas aos defeitos.

Com a utilização de (13) é possível obter o número de ocorrências remanescentes após a migração entre as redes.

$$OR = PR * OV \quad (13)$$

Sendo: OR = número de ocorrências remanescentes

PR = percentual de ocorrências remanescentes, notação decimal (da Tabela 12)

OV = ocorrências verificadas na rede nua (da Tabela 11)

Para causa “Árvore ou Vegetação”, há geração de 72 ocorrências (Tabela 11) em “Equipamento” para rede nua. O percentual de ocorrências remanescentes é de 10% (Tabela 12) após a migração para rede compacta.

Aplicando-se (13) obtém-se 7 ocorrências remanescentes.

$$OR = 0,1 * 72 = 7$$

Figura 22 – Racional para obter o número de ocorrência remanescentes

Duas linhas extraídas da Tabela 11 – Número de ocorrências na rede nua

Ocorrências Estratificadas	Defeito				Total
Causa	Equipamento	Condutor	Conexão	Outros	
Árvore ou Vegetação	72	12.320	1.134	3.392	16.918
Poluição/Corrosão/Podridão	189	2.780	17.779	4.171	24.919

O número de ocorrência na rede nua será multiplicado pelo percentual de ocorrências remanescentes

Duas linhas extraídas da Tabela 12 – % de ocorrências remanescentes

Ocorrências Estratificadas	Defeito			
Causa	Equipamento	Condutor	Conexão	Outros
Árvore ou Vegetação	10%	10%	90%	90%
Poluição/Corrosão/Podridão	100%	50%	10%	50%

Nº Oco. Remanescente = (% Ocor. Remanesc.) * (Nº Ocor. Rede Nua) – eq. 11 (OR=PR*OV) ex.→
Ocor. Remanescentes 7 = 72 Ocor. * 10%

Número de ocorrências remanescentes

Ocorrências Estratificadas	Defeito				Total
Causa	Equipamento	Condutor	Conexão	Outros	
Árvore ou Vegetação	7	1.232	1.021	3.053	5.313
Poluição/Corrosão/Podridão	189	1.390	1.778	2.086	5.442

Fonte: próprio autor

Aplicando-se (13) sucessivamente para causa e defeitos da Tabela 11, obteve-se as seguintes quantidades de ocorrências remanescentes, apresentadas na Tabela 13.

Com o novo percentual de quantidade de ocorrências remanescentes, devido a migração da rede nua para rede compacta, é possível reescrever a Tabela 11 considerando as ocorrências remanescentes obtidas na Tabela 12 e conseqüentemente encontrar quais os resultados positivos desta operação.

O resultado do ganho obtido será decorrente da redução dos defeitos que ocorrem em maior quantidade na rede nua durante a operação da malha elétrica.

Na Tabela 13 foi possível estimar qual a nova quantidade de ocorrências remanescente devido aplicação de tecnologias de redes compactas em substituição as redes nuas.

Tabela 13 – Número de ocorrências remanescentes

Ocorrências Estratificadas	Defeito				
Causa	Equipamento	Condutor	Conexão	Outros	Total geral
Animal	6	9	3	47	65
Árvore ou Vegetação	7	1.232	1.021	3.053	5.313
Def Cliente Afetando outros	2	143	9	29	183
Descarga Atmosférica	168	346	14	100	628
Falha de Material / Equipto	222	95	145	89	550
Falha Humana Contratados	6	93	61	57	217
Falha Humana Distribuidora	2	29	4	15	50
Falha Humana/Resp.Desconhec.	10	88	26	74	198
Não Identificada	253	504	105	473	1.335
Nível de Tensão	15	12	8	2	36
Oscilação de Tensão	74	132	8	17	230
Pássaro	62	1.090	6	38	1.196
Pipa-Balão	16	398	114	315	844
Poluição/Corrosão/Podridão	189	1.390	1.778	2.086	5.442
Queimada ou Incêndio	2	36	24	89	151
Segurança / Risco - Distrib.	1	1	1	8	11
Sobrecarga	225	301	6	150	681
Trabalho Próximo à Rede	1	-	3	32	36
Vandalismo ou Roubo	14	333	279	919	1.545
Vento / Objeto na Rede	6	208	349	1.022	1.585
Total Geral Previsto	1.280	6.439	3.964	8.611	20.294

Fonte: próprio autor

Observa-se na simulação para redes compactas, que a quantidade anterior de 72.957 eventos irá migrar para um patamar de 20.294 eventos, que representa 27,8% dos eventos

anteriormente esperados, conforme (14).

$$ORP = \frac{20.294}{72.957} * 100\% = 27,8\% \quad (14)$$

ORP = percentual do número de ocorrências remanescentes (%)

Os ganhos obtidos com a migração da rede nua para rede compacta foram expressivos, pois reduziram os defeitos que geravam elevado número de ocorrências.

Este valor de ocorrências remanescentes de 27,8% é um valor médio de uma amostra de 72.957 eventos e será aplicado aos circuitos em estudo como referência ao novo patamar de desempenho para redes compactas.

4.2.6 Identificação dos circuitos para melhorias

Após a identificação, através da Matriz de Decisão, da região elétrica prioritária para modernização e estabelecido a rede compacta como novo padrão de rede a ser utilizada, neste item será necessário identificar quais circuitos de cada região elétrica apresentarão os trechos de redes que oferecerão melhor retorno técnico para este investimento.

O objetivo é estabelecer uma correlação entre o novo desempenho das redes modernizadas implantadas com este novo padrão de rede compacta e identificar o potencial de melhoria da qualidade resultante para o sistema elétrico.

Cada um destes circuitos que compõem a região elétrica apresentam uma qualidade de fornecimento de energia decorrente das condições elétricas e físicas da rede e da interação com os fatores externos e ambientais desta região.

Estes circuitos devem ser identificados, ordenados e priorizados para modernização e para esta identificação utilizou-se os seguintes critérios:

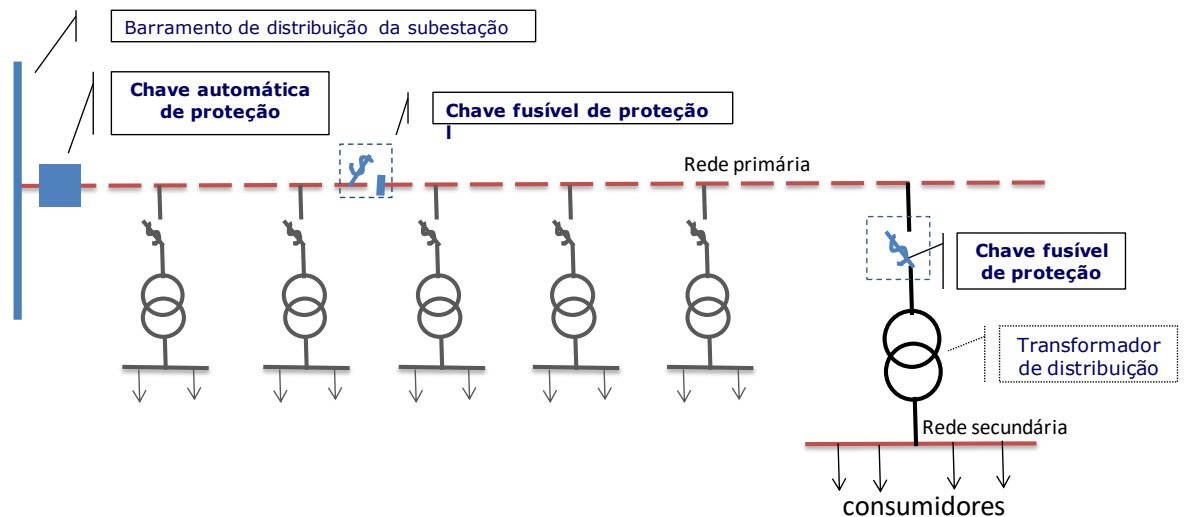
- Ordenação decrescente pela quantidade de ocorrências, partindo do circuito de pior desempenho, ou seja, com maior quantidade de ocorrência para o de menor número de ocorrências, ou seja, o de melhor desempenho;
 - Identificação da localização geográfica da rede na área urbana e rural e por nível de tensão, primária e secundária;
 - Identificação do potencial de redução das ocorrências de cada circuito e o consequente cálculo das ocorrências remanescentes, pela aplicação do percentual
-

de redução de 27,8%, obtido a partir da Tabela 13 e (14);

- Obtenção da extensão percentual de cada circuito das redes da região elétrica em estudo e o percentual consequente de redução de ocorrências por circuito.

Na Figura 23 apresenta-se um diagrama unifilar de uma rede elétrica de distribuição conforme a rede em estudo, desde o barramento de distribuição da subestação, alimentador de média tensão em 13,8 kV, conexão dos transformadores de distribuição e rede de baixa tensão de 127/220 V. Apresenta ainda o disjuntor da subestação, chave fusível instalada longitudinalmente a rede de distribuição e chaves fusível que protegem o transformador de distribuição e a rede secundária.

Figura 23 – Diagrama unifilar da rede de distribuição de energia



Fonte: próprio autor

O ponto de partida foi a localização dos circuitos que apresentavam piores desempenhos e foi realizada a partir da identificação dos dispositivos de proteção que atuaram mais vezes durante cada ocorrência na rede elétrica.

A partir desta pesquisa foram identificados os circuitos com pior desempenho, ou seja, aquele circuito detentor do maior número de ocorrências. Estes circuitos foram ordenados na direção dos circuitos com maior número de ocorrências para o de menor número de ocorrências. Esta pesquisa teve início no conjunto de 72.957 ocorrências na rede secundária e que tinham como dispositivo operado a chave fusível que protege o transformador de distribuição e a rede secundária de distribuição.

Estas informações foram organizadas na Tabela 14 que é constituída de sete colunas, estruturadas na seguinte sequência:

Na coluna 1 – **Dispositivo - trafo de distribuição**, estão relacionados e ordenados os dispositivos de proteção dos transformadores de distribuição a partir do equipamento com maior número de ocorrências para o de menor número de ocorrências.

Na coluna 2 – **Ocorrências ano 6 - redes secundárias**, estão relacionados o número de ocorrências de cada dispositivo de proteção listados na coluna 1. Os circuitos estão ranqueados a partir daquele que apresenta pior desempenho até aquele que apresenta melhor desempenho. Nesse caso as ações de modernização devem começar pelo circuito com pior desempenho, ou seja, como maior número de ocorrências e continuar nesta sequência de prioridade.

Tabela 14 – Distribuição percentual acumulada de redução de ocorrências e percentual acumulado de redes modernizadas

1	2	3	4	5	6
Dispositivo-trafo de distribuição	Ocorrências ano 6 - redes secundárias	Ocorrências remanescentes	Redução Acumulada	Percentual redução de ocorrências acumulado	Percentual de rede tratada
TRF:47292:155705	25	7,0	18	0,02%	0,0012%
TRF:102444:151079	22	6,1	34	0,05%	0,0023%
TRF:74057:149552	21	5,8	49	0,07%	0,0035%
TRF:87695:177730	19	5,3	63	0,09%	0,0047%
....					
TRF:74037:146108	6	1,7	3.647	5,0%	0,78%
....					
TRF:51365:170830	2	0,6	29.183	40,0%	15,07%
TRF:32246:130639	1	0,3	43.045	59,0%	31,85%
....					

Fonte: próprio autor – dados da distribuidora

Na coluna 3 – **Ocorrências Remanescentes**, estão relacionadas o potencial das ocorrências remanescentes após a aplicação do percentual de 27,8% sobre os valores da coluna 2, para cada circuito.

Na coluna 4 – **Redução Acumulada**, está apresentado a diferença entre o valor da coluna 2 e o valor da coluna 3, apresentado o número de ocorrências eliminadas no sistema elétrico e acumuladas a cada circuito.

Na coluna 5 – **Percentual Redução Acumulada**, é possível mensurar o potencial de

ganho de desempenho percentual de cada circuito, à medida que este circuito migre para nova tecnologia de rede compacta. Nesse caso a redução de 18 ocorrências sobre a base de 72.957 eventos representa uma redução de 0,02% e assim sucessivamente.

Na coluna 6 – **Percentual de Rede Tratada**, é possível relacionar percentualmente a quantidade de rede que poderá migrar para a nova tecnologia e com o ganho de desempenho identificado na coluna 5. Nesse caso, um setor de transformador representa 0,0012% sobre a base de 85.107 setores de transformadores de distribuição e assim sucessivamente.

Verifica-se que a partir do dispositivo de proteção atuado e do correto ordenamento das ocorrências é possível obter a correlação entre extensão de rede elétrica a ser modernizada e o potencial de redução do número de ocorrências, devido ao ganho de desempenho decorrente da migração para rede compacta.

Desta forma, fica estabelecida a correlação entre a rede melhorada e os ganhos de desempenho possíveis, objetivo deste item.

Os dados apresentados na Tabela 14 são importantes para definir a taxa de melhoria de desempenho e ganho de qualidade, obtido em relação a extensão da rede elétrica planejada para modernização.

Este é um detalhe de suma importância, pois está relacionado a dois aspectos fundamentais para gestão:

- Que desempenho se quer obter da rede para atender ao mercado e ao regulador. Nesse caso o objetivo é determinar qual o número de ocorrências será necessário reduzir, para que os indicadores de qualidade de fornecimento de energia atendam adequadamente o mercado e ao contrato de desempenho junto ao regulador;
- Que recurso está disponível para investir e obter a máxima prudência no investimento, obter o melhor resultado econômico para atender ao acionista, sem, contudo, onerar a tarifa de fornecimento de energia elétrica para o consumidor.

A integração destes dois direcionadores de gestão deve ocorrer durante o planejamento das ações sobre o sistema elétrico, porém cada indicador será avaliado isoladamente e posteriormente analisados em conjunto.

As informações contidas nas colunas 5 e 6 em destaque da Tabela 14, **Percentual**

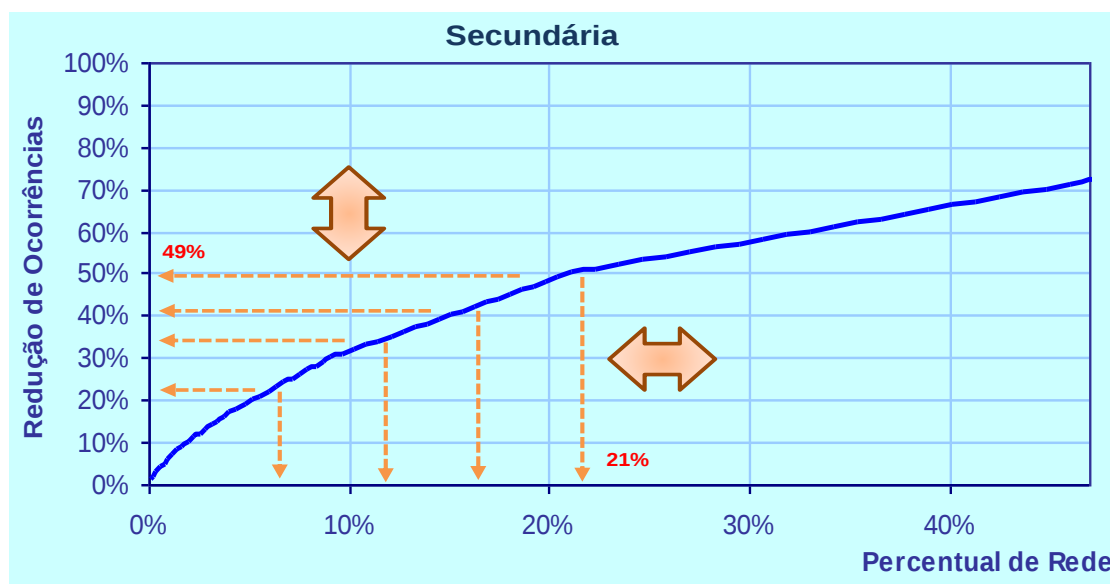
Redução de Ocorrências Acumulado (5) e Percentual de Rede Tratada (6), foram plotados nos eixos Y e X respectivamente e foi possível traçar uma curva de correlação entre o percentual de rede tratada e a redução do número de ocorrências na rede em estudo, conforme observa-se na Figura 24.

Esta curva permite relacionar o percentual de rede tratada e obter o percentual de redução do número de ocorrência ou vice-versa, a partir do percentual de redução do número de ocorrência desejado é possível identificar qual o percentual de rede a ser modernizada. Este ajuste pode ser determinado explorando linearmente os eixos cartesianos da curva de correlação.

Esta informação é fundamental para a dosimetria técnica e econômica a ser aplicada no sistema elétrico para atendimento a qualidade de fornecimento desejada.

A aplicação deste método contribui para garantir que a rede modernizada irá beneficiar precisamente os consumidores com baixa qualidade de fornecimento e garantir ao planejador que os trechos de redes modernizadas produzirão a maior redução no número de ocorrências no sistema elétrico e consequentemente melhorar a qualidade do serviço.

Figura 24- Curva de correlação entre o percentual de rede modernizada e a redução do número de ocorrências da rede secundária urbana



Fonte: próprio autor

É possível observar no gráfico da Figura 24, que a curva obtida apresenta no seguimento de zero a aproximadamente 21% de rede modernizada, o correspondente de 49%

de redução do número de ocorrências. Este seguimento da curva registra maiores possibilidades de redução do número de ocorrências para cada unidade percentual de rede tratada. A partir do ponto de 21% no eixo das abscissas, este trecho apresenta o comportamento praticamente linear. A conclusão é de que o trecho entre zero e 21% no eixo das abscissas, corresponde a maior redução do número de ocorrências para cada percentual unitário de rede modernizada.

Observa-se ainda que quanto mais próximo da origem do sistema de eixos cartesianos, maior será a redução do número de ocorrências para cada unidade percentual de rede modernizada e vice-versa. A correlação entre os eixos cartesianos possibilita a pesquisa através da extensão de rede modernizada e obtenção do potencial de redução do número de ocorrências ou através do potencial de redução do número de ocorrências e obter qual a extensão de rede deve ser modernizada.

Para se obter melhor desempenho gráfico da curva da Figura 24, é necessário a identificação dos trechos da curva onde se obtém a maior relação entre a menor extensão rede modernizada com o maior potencial de redução do número de ocorrências

Na Figura 25 é possível identificar detalhadamente no gráfico esta avaliação. A Figura 25 foi gerada a partir da Figura 24 com a ampliação do trecho entre 0% e 25% de rede modernizada e de 0% a 60% de redução do número de ocorrências. Analisando o comportamento da curva, considerando a variação do número de ocorrências e da extensão de rede modernizada, verifica-se a inferência dos maiores ganhos de desempenho de cada trecho desta curva através da linearização parcial.

Esta possibilidade de análise permite ao planejador definir com acuidade os limites necessários para obter a melhoria da qualidade da energia fornecida, na dose adequada, definindo a taxa de melhoria de desempenho por trecho de rede modernizada e por conseguinte, o ganho de qualidade obtido.

A taxa de melhoria de desempenho é obtida pela razão entre o percentual de redução do número de ocorrências e a extensão de rede modernizada.

Na curva da Figura 25 foram traçadas três cordas entre diversos pontos da curva. Cada corda é representada por uma reta unindo dois pontos cartesianos contidos na curva de correlação.

A medida que o coeficiente angular da reta for maior, maior será a taxa de melhoria de desempenho entre a extensão de rede modernizada e o potencial de redução do número de

ocorrências.

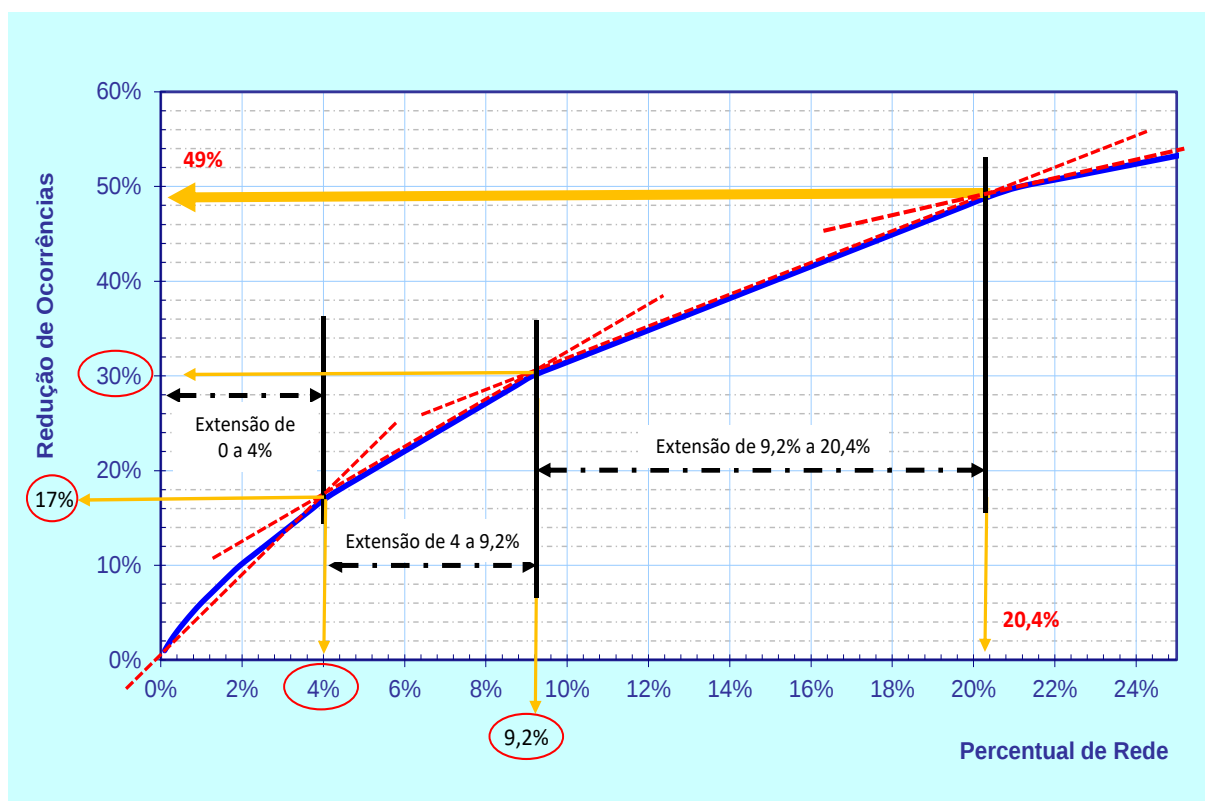
Para determinar o coeficiente angular da reta, toma-se dois pontos cartesianos, (x_1, y_1) e (x_2, y_2) , e determine a equação da reta entre esses pontos com a aplicação da expressão geral da equação de uma de reta:

$$y - y_1 = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} * (x - x_1) \quad (15)$$

O coeficiente angular da reta, m , é dado por (16).

$$m = \left(\frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \right) \quad (16)$$

Figura 25- Correlação percentual da rede elétrica a modernizar e potencial de redução do número de ocorrências - ampliação da Figura 24



Fonte: próprio autor

Para a corda que representa o primeiro trecho de rede que cobre a extensão no eixo X de 0 a 4% de rede modernizada, potencializa uma redução de 17% do número de ocorrências no eixo Y. Esta corda intercepta a curva de correlação nos pontos cartesianos (0, 0) e (4,17).

Aplicando-se (16) obtém-se a taxa de melhoria de desempenho, que é o coeficiente angular m da reta.

$$m = \left(\frac{17 - 0}{4 - 0} \right) = 4,25$$

A taxa de melhoria de desempenho de 4,25 indica que para cada 1% de rede modernizada haverá redução de 4,25% no número de ocorrências. Nesse caso, considerando-se 4% de rede modernizada, obtém-se 17% de redução no número de ocorrências.

Analogamente no segundo trecho que cobre a extensão de 4% a 9,2% de rede modernizada, verifica-se que o ganho de qualidade equivale a redução das ocorrências em 13%, ou seja, 30% menos 17%, que representa o percentual de redução de ocorrências. Nesse caso será necessário a modernização de mais 5,2% de rede, ou seja, 9,2% menos 4%. Os pontos cartesianos da intersecção da curva com reta são (4, 17) e (9,2, 30), aplicando-se (16) é possível obter também a taxa de melhoria de desempenho deste trecho de rede.

$$m = \left(\frac{30 - 17}{9,2 - 4} \right) = \frac{13}{5,2} = 2,5$$

Neste trecho a taxa de melhoria de desempenho é de 2,5, ou seja, para cada 1% de rede modernizada haverá redução de 2,5% no número de ocorrências.

Nos dois primeiros trechos de rede foi possível obter uma redução de 30% do número de ocorrências para extensão de 9,2% de redes modernizadas.

No terceiro trecho que cobre a extensão de 9,2% a 20,4% de rede modernizada verifica-se que o ganho de qualidade equivale a redução de mais 19% no número de ocorrências, totalizando 49% de redução. Neste terceiro trecho a taxa de melhoria de desempenho é de 1,7, ou seja, para cada 1% de rede modernizada haverá redução de 1,7% no número de ocorrências.

Para o trecho que cobre a extensão acima de 20,4% de rede modernizada a taxa de melhoria de desempenho é de 1,17, ou seja, para cada 1% de rede modernizada haverá redução de 1,17% no número de ocorrências. Este último trecho apresenta a menor taxa de melhoria de desempenho desta rede.

Considerando os três primeiros trechos de rede, ou seja, de zero a 20,4% de extensão

de rede modernizada, verifica-se que o potencial de redução do número de ocorrências é de 49%. A taxa de melhoria de desempenho média é de 2,4, ou seja, para cada 1% de rede modernizada haverá redução de 2,4% do número de ocorrências.

Conclui-se que o primeiro trecho apresenta melhor desempenho na busca de eficiência técnica para o sistema elétrico e na sequência o segundo e terceiro trechos também apresentam boa resposta. Nestes trechos de redes ocorrerão uma expressiva redução do número de ocorrências em favor da melhoria da qualidade do serviço de energia.

Este racional não impede que outros trechos sejam modernizados, esta definição será própria de cada empresa com base no planejamento estratégico elaborado.

Outro fator importante é a possibilidade de relacionar o esforço econômico de investimento com o benefício auferido por unidade monetária aplicada a rede, ou seja, é possível maximizar conjuntamente os benefícios técnicos e econômicos nos trechos que apresentam maior taxa de melhoria de desempenho na mesma proporção.

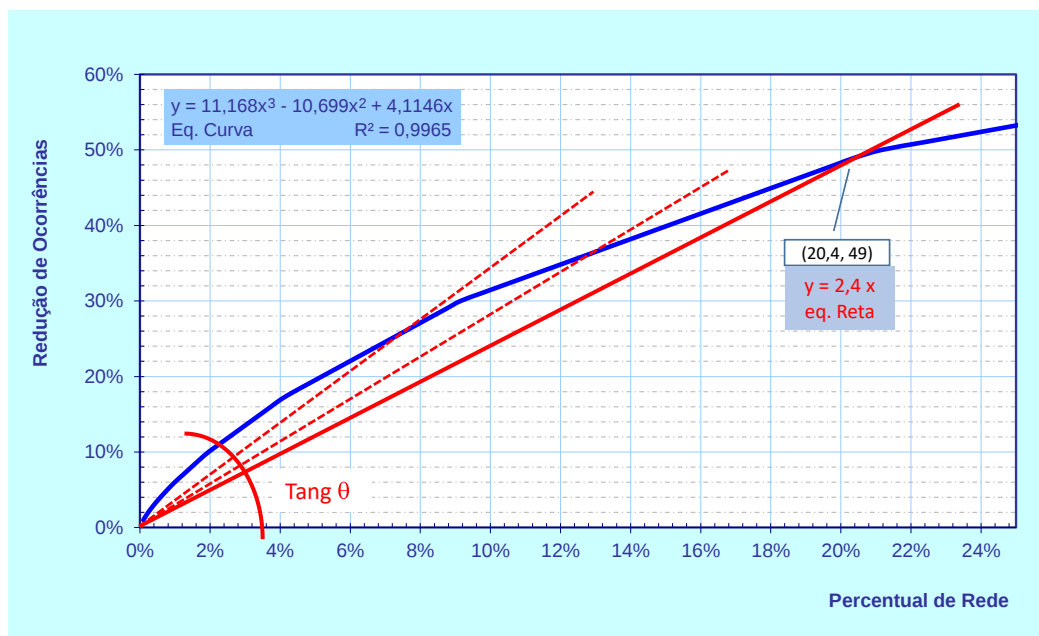
A utilização do coeficiente angular da reta para identificar qual a taxa de melhoria de desempenho é uma aplicação confiável, pois o objetivo é a busca da melhor relação entre a necessidade de maior redução do número de ocorrências com a menor extensão de rede a modernizar, otimizando os recursos disponíveis e obtendo a melhor qualidade do serviço.

Esta análise também pode ser realizada algebricamente através da solução das equações que representam a curva de correlação e as retas, calculando-se os pontos de intersecção entre as retas e a curva.

Fixando-se uma reta a partir da origem no plano cartesiano e movimentando a extremidade oposta até ocorrer a intersecção com a curva de correlação, é possível ajustar o coeficiente angular para a taxa de melhoria de desempenho desejada pelo planejador, conforme Figura 26.

A tangente do ângulo formado entre a reta e o eixo das abcissas é exatamente a taxa de melhoria de desempenho a ser definida pelo planejador.

A medida que a reta gira no sentido horário, mantendo fixo o ponto na origem do sistema cartesiano, haverá redução da taxa de melhoria de desempenho e se o movimento for no sentido anti-horário haverá ganho na taxa de melhoria de desempenho.

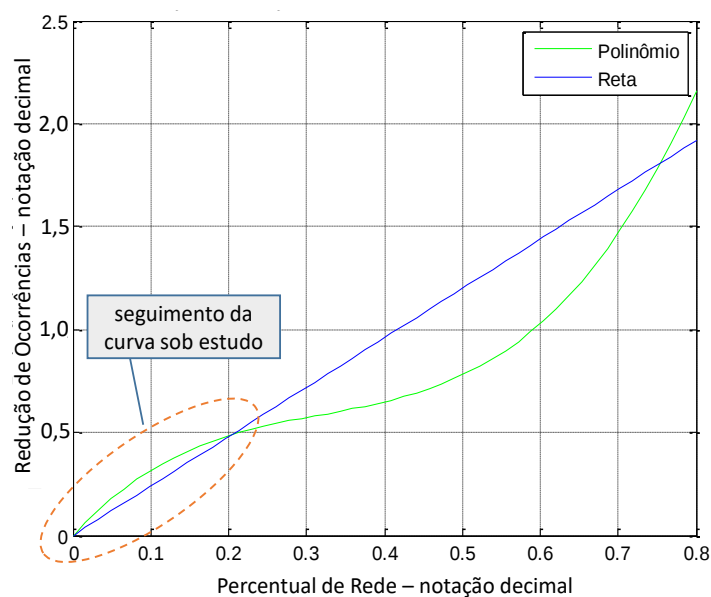
Figura 26- Relação entre a curva de correlação com a taxa de melhoria de desempenho

Fonte: próprio autor

Para determinar algebricamente o ponto de intersecção entre a curva e a reta é necessário igualar ambas expressões.

Equação da curva: $y = 11,168x^3 - 10,699x^2 + 4,1146x$

Equação da reta = $y = 2,4x$

Figura 27- Resolução gráfica – método de Newton-Raphson

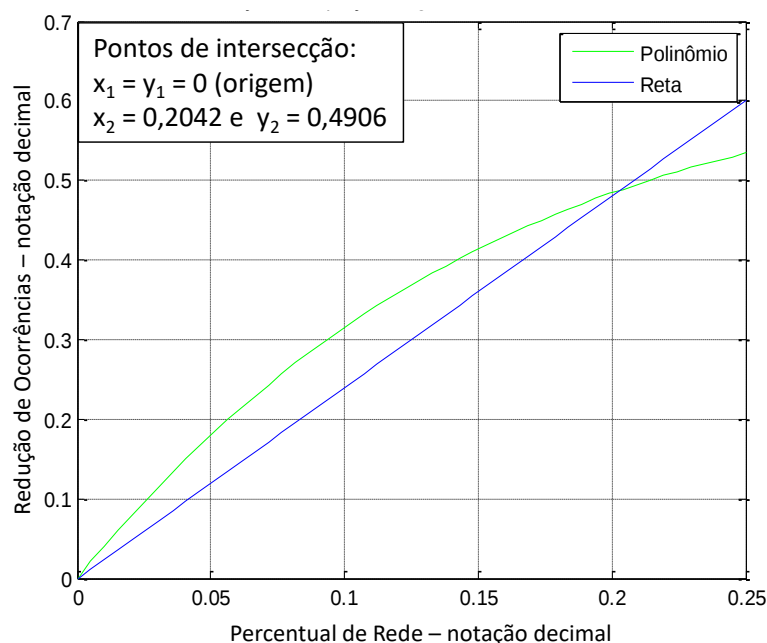
Fonte: próprio autor

A resolução desta igualdade foi implementada via Matlab através do método de Newton – Raphson (GAUTSCHI, 1977), indicando os pontos de intersecção, conforme Figura 27.

Na Figura 27, há 3 pontos de intersecção entre a curva e a reta, porém o trecho da curva pertinente a este estudo varia de 0 a 0,25 no eixo das abscissas, com duas intersecções, em destaque apresentado na Figura 27.

Extraindo-se a parcela em destaque da Figura 27 pertinente a extensão de rede modernizável, a partir da origem até o ponto 0,25 no eixo do X, que equivale a 25% de rede modernizada, é possível validar as conclusões verificadas na Figura 26 e constatar que ambas as curvas são idênticas.

Figura 28- Resolução gráfica do trecho sob análise– método de Newton-Raphson



Fonte: próprio autor

Verifica-se na Figura 28 que as coordenadas de intersecção obtidas entre ambas as curvas são praticamente idênticas as obtidas na Figura 26, observando-se que na primeira figura os dados estão em porcentagem e a segunda os valores estão em notação decimal.

Na Figura 26 constatou-se que para 20,4 % de rede modernizada obtém-se 49% de redução no número de ocorrências.

Na Figura 27, o ponto de intersecção apresenta 0,2042 (20,42%) de rede modernizada

proporciona uma redução de 0,4906 (49,06%) de redução do número de ocorrências.

Conclui-se que os resultados são idênticos para os dois métodos.

Com aplicação deste método é possível calibrar a extensão da ação de modernização sobre a rede elétrica e encontrar o ponto ótimo sob a ótica de desempenho técnico do sistema elétrico da distribuidora e dos recursos financeiros aplicados. Será possível identificar e levar a prática um programa adequado para cada desempenho que se deseja atingir auxiliados por parâmetros econômicos e temporais.

Definido o percentual de rede a ser modernizada, é necessário identificar por qual circuito da região elétrica em estudo terá início o processo de modernização.

Para este conjunto de dados da rede secundária, o primeiro circuito a ser modernizado é o TRF: 4729 155705 que pode ser identificado na Tabela 14, coluna 1 na primeira célula e que totaliza 25 ocorrências. Os demais circuitos estão ordenados e priorizados na sequência nesta mesma coluna.

A avaliação do custo do empreendimento está ligada ao investimento necessário para a migração de um sistema elétrico com redes nuas para redes compactas. O detalhamento deste custo será avaliado no próximo capítulo. O propósito dos recursos investidos para modernização das redes elétricas é obter a máxima redução do número de ocorrências por unidade de rede modernizada e como consequência obter redução dos custos de operação e manutenção. Com segurança é possível afirmar que os gráficos das Figuras 25 e 26 permitem atingir estes objetivos.

A utilização do número de ocorrências considerado neste método está vinculada as regras regulatórias que definem a aferição da qualidade da energia fornecida. A medida que o número de ocorrências aumenta a qualidade fica comprometida. O desafio diário da equipe técnica de uma distribuidora é a redução da quantidade das ocorrências. As ocorrências de rotinas no dia a dia na operação do sistema elétrico, em média, geram esforços semelhantes para seu atendimento através das equipes de campo. Respeitando os fatores da localização geoeletrica, ou seja, redes secundárias e primária, regiões urbanas e rurais, o esforço para atendimento a estas ocorrências são semelhantes.

O planejamento da rede elétrica, considerando tanto a melhoria da rede existente como da expansão do sistema elétrico, utiliza os indicadores de qualidade no fornecimento de energia como o conjunto de informações necessários a elaboração e aprovação do plano de investimentos para melhorias. Desta forma a gestão do número de ocorrências é um indicador

consistente para avaliação do desempenho da rede e suportar a decisão para melhorias no sistema elétrico.

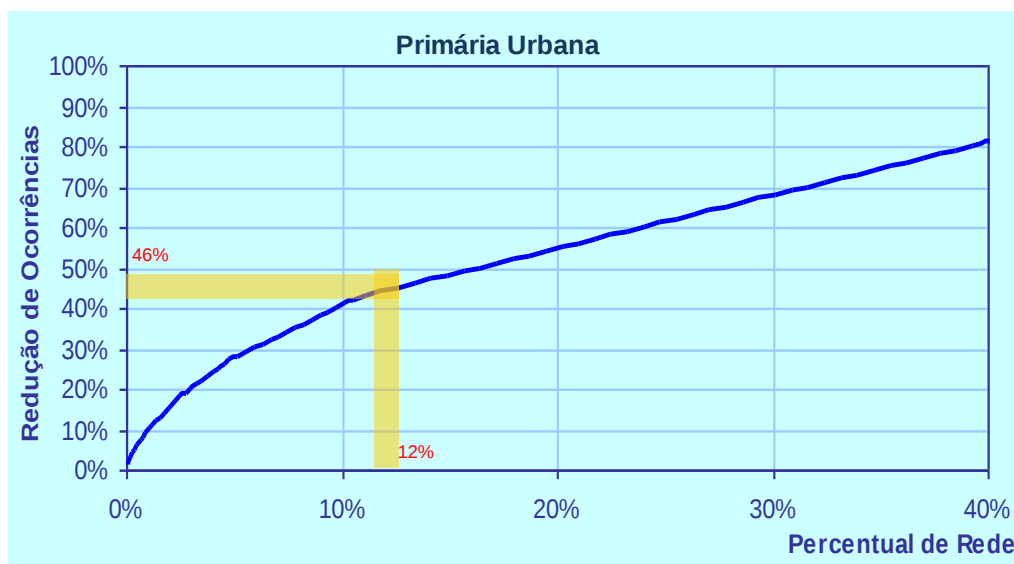
Este raciocínio se estende também para as redes primárias urbanas e rurais, conforme as curvas de correlação apresentadas nas Figuras 29 e 30.

Para a apuração do desempenho para as redes primárias urbanas e rurais, adotou-se o critério de utilizar como dispositivos operados as chaves de proteção automática ou com fusível operadas durante as ocorrências, conforme observado no diagrama da Figura 23.

Observa-se a partir do gráfico da Figura 29, que para uma redução aproximada de 46% das ocorrências nestas redes primárias urbanas é necessário a atuação em cerca de 12% das redes com pior desempenho, do total de redes existentes.

O desafio é obter o equilíbrio entre o percentual de rede a ser modernizada relacionada ao trecho da curva onde se obtém a maior redução do número de ocorrências com o menor percentual de redes modernizadas. Para a rede primária urbana apresentada na Figura 29, verifica-se que o trecho de zero a 12% de rede modernizada se obtém uma taxa de melhoria de desempenho média é de 3,83, ou seja, para cada 1% de rede modernizada haverá redução de 3,83% no número de ocorrências.

Figura 29- Curva de correlação entre o percentual de rede modernizada e a redução do número de ocorrências da rede primária urbana



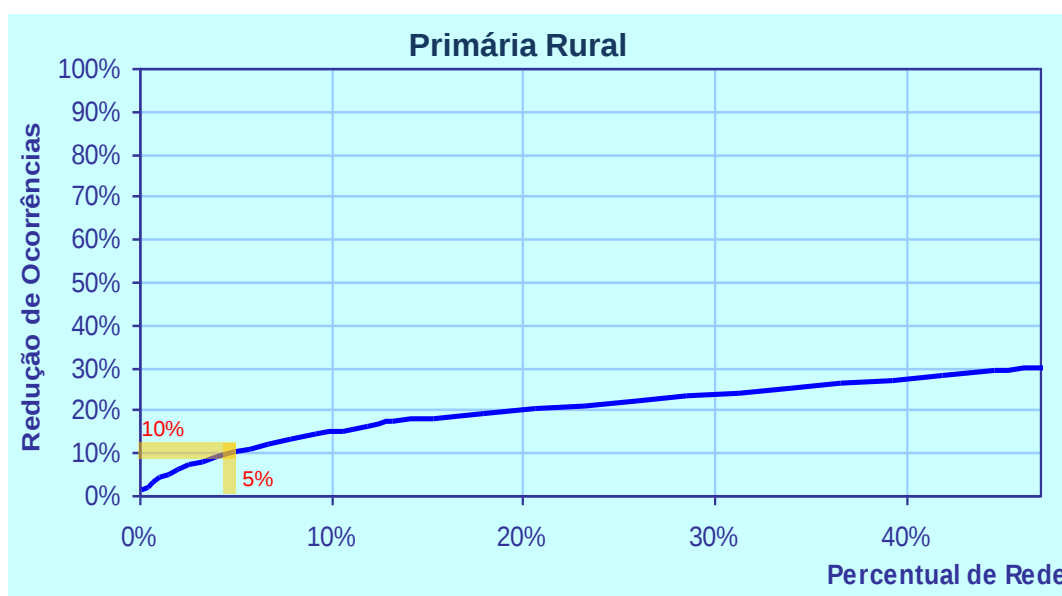
Fonte: próprio autor

Acima de 12% de rede modernizada a redução média do número de ocorrências é de

1,25% para cada 1% de rede modernizada. O primeiro trecho apresenta melhor desempenho na busca de eficiência técnica e econômica para o sistema elétrico.

Observa-se a partir do gráfico da Figura 30, que para uma redução de aproximadamente 10% das ocorrências nestas redes primárias rurais é necessário a atuação em cerca de 5% das redes com pior desempenho, do total de redes existentes. Para esta rede, entre zero e 5% de rede modernizada a média é de 2% de redução do número de ocorrências para cada 1% de rede modernizada. Acima de 5% de rede modernizada a redução média do número de ocorrências é de 0,4% para cada 1% de rede modernizada, indicando que o primeiro trecho apresenta melhor desempenho.

Figura 30- Curva de correlação entre o percentual de rede modernizada e a redução do número de ocorrências da rede primária rural



Fonte: próprio autor

Comparando-se a taxa de melhoria de desempenho entre redes primárias e secundárias, urbanas e rurais, verifica-se que o resultado é próprio para cada seguimento avaliado, relacionado ao desempenho elétrico durante a operação do sistema para fornecimento dos serviços de eletricidade.

Depois de construída as curvas de correlação entre o percentual de rede modernizada e a redução do número de ocorrências, o planejador poderá optar, de forma segura, pela melhor alternativa de modulação da quantidade de rede a ser modernizada em função dos recursos

disponíveis para investimentos e o desempenho que se deseja auferir durante a operação do sistema elétrico.

Ressalta-se que este método pode ser utilizado para qualquer sistema elétrico, considerando que os dados sejam próprios de cada um destes sistemas.

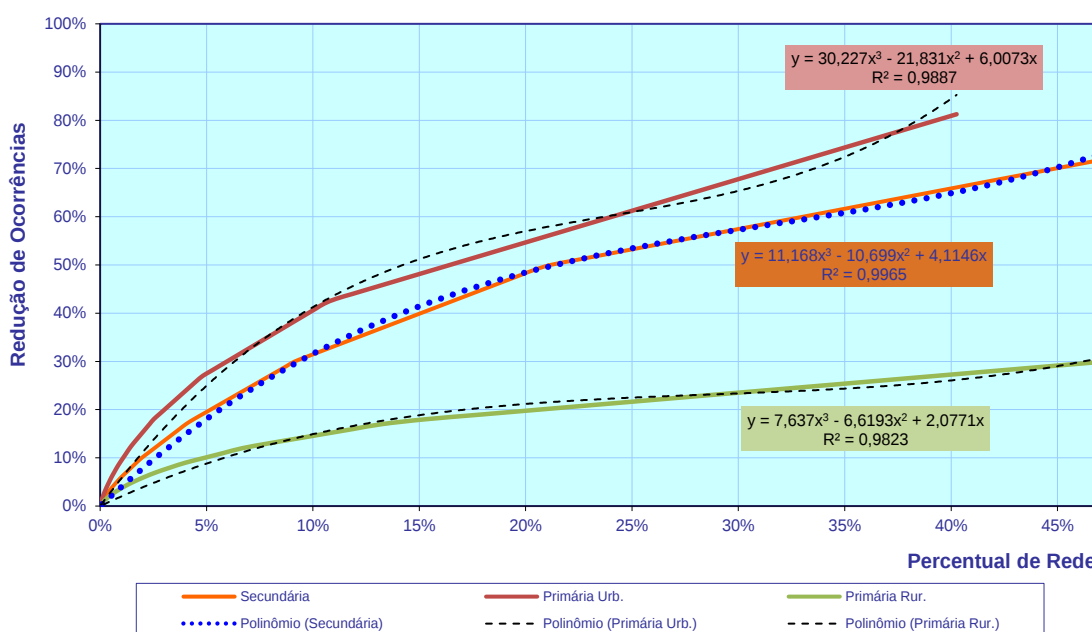
4.2.7 Validação do modelo das curvas de correlação entre o percentual de rede modernizada e a redução do número de ocorrências

As curvas de correlação entre o percentual de rede modernizada e a redução do número de ocorrências das redes secundárias, primárias urbanas e primária rural foram construídas com dados reais de ocorrências na rede elétrica e da extensão das redes existentes.

Foi obtido um modelo matemático para cada curva, na forma de um polinômio de grau três.

Na Figura 31, as três curvas plotadas nas Figuras 24, 29 e 30 da seção 4.2.6, foram plotadas todas no mesmo plano cartesiano. Para cada uma das curvas foram obtidas equações polinomiais de grau três, as quais se aproximam da curva original.

Figura 31 – Curvas de correlação da rede Secundária, Primárias Urbanas e Rurais



Fonte: próprio autor

Pode-se observar que as curvas apresentam características semelhantes, e neste caso

explica-se, pois, o banco de dados gerador das curvas apresentam como característica a ordenação do seguimento elétrico com maior número de ocorrências para o de menor número de ocorrências.

Para avaliação do grau de precisão entre a curva real e o polinômio que representa esta curva, foi realizada análise da variância do modelo através do coeficiente de determinação R^2 . Este coeficiente de determinação é uma medida descritiva para proporção da variação de Y que pode ser explicada por variações em X, segundo o modelo especificado (BARBETTA; REIS; BORNIA, 2010).

O coeficiente de determinação para a curva que representa a rede secundária é $R^2 = 0,9965$ e pode-se afirmar que o grau de precisão é de 99,65%, valor considerado de elevada precisão para esta estimativa, pois aproxima-se de 100% de aderência entre o modelo e a curva real.

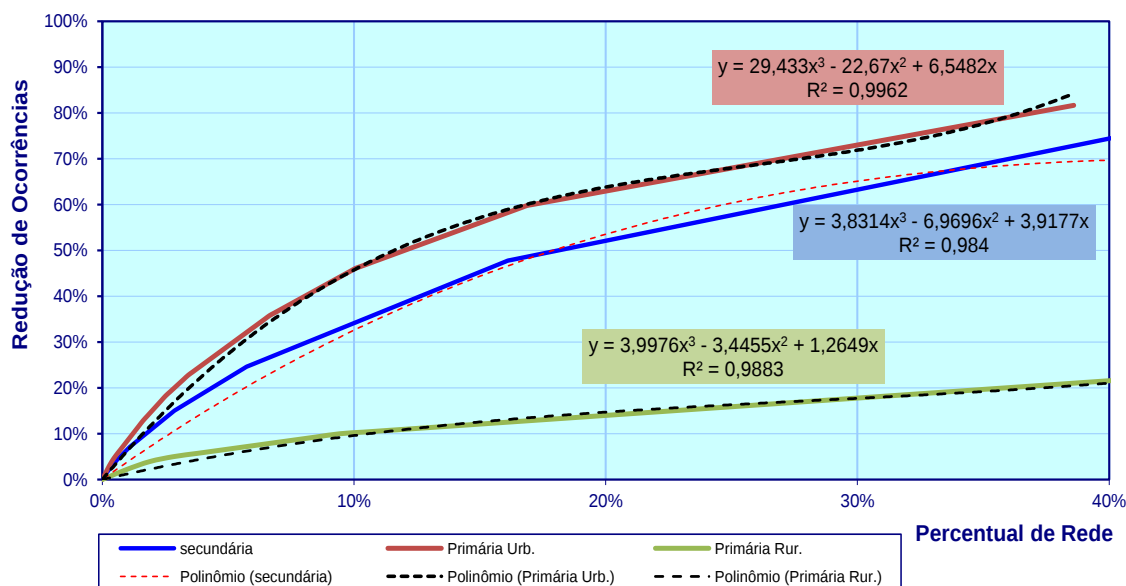
De maneira análoga para as curvas que representam as redes primárias urbanas e rurais, obteve-se grau de precisão de 99,87% e 98,23% respectivamente, valor também considerado de elevada precisão entre a curva real e o polinômio de tendência, demonstrando a estabilidade do modelo.

Na Figura 32, são apresentadas três curvas plotadas no mesmo plano cartesiano, de outra região elétrica distinta da apresentada na Figura 31. Para cada uma das curvas foram obtidas também as equações polinomiais de grau três, as quais se aproximam da curva original e calculado o valor de R^2 , o coeficiente de determinação.

Observa-se que para este conjunto de curvas, obteve-se grau de precisão acima de 99,62% para todas as curvas, valor também considerado de elevada precisão entre a curva real e o polinômio de tendência, demonstrando a estabilidade do modelo.

As curvas que relacionam a extensão de redes modernizadas e o potencial de redução do número de ocorrências, sempre terão as características conforme apresentadas nas Figuras 31e 32, pois partem sempre da ordenação do dispositivo que foi submetido ao maior número de ocorrências em direção ao de menor número de ocorrências, conforme as curvas apresentadas.

O coeficiente de determinação que mede o grau de precisão, segundo o modelo especificado no polinômio de tendência, indica sempre alto grau de precisão, garantido a confiabilidade do modelo e a possibilidade de aplicação em outros sistemas elétricos, considerando a repetitividade do modelo.

Figura 32 – Curvas das redes Secundária, e Primárias Urbanas e Rurais

Fonte: próprio autor

Neste capítulo foi possível através da Matriz de Decisão identificar região elétrica que proporciona melhor retorno técnico e econômico e, portanto, prioritária para realização de melhorias. Na sequência foi identificado por qual circuito, pertencente a região elétrica terá início a melhoria. Foi também definida a tecnologia a ser aplicada na recuperação dos circuitos eleitos para modernização. Posteriormente verificou-se o potencial de redução do número de ocorrências proporcional a extensão da rede a ser modernizada. Estabelecidas as condições técnicas e econômicas, torna-se necessário verificar se os ganhos de qualidades auferidos por estas melhorias, serão suficientes para remunerar os investimentos a se realizar nestas melhorias.

No próximo capítulo será apresentada a metodologia para a avaliação econômica do investimento e, portanto, será possível verificar a viabilidade da proposta técnica e econômica.

5 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Na atualidade, considerando o atual ambiente competitivo, caracterizado pela restrição de gastos e pela necessidade da realização de investimentos para a modernização das operações, a eficiente gestão de ativos se torna cada vez mais um diferencial para o sucesso de qualquer empreendimento.

A partir dos planos estratégicos que são elaborados com objetivo de diminuir desembolsos de recursos, de custos e de riscos operacionais, procurando assim assegurar a melhor rentabilidade, se estabelece as metas técnicas e econômicas que são suportadas pelas duas opções mais comuns para essas análises, conhecidas pelas siglas CAPEX²⁶ e OPEX²⁷ (LAURIA, [201-]).

O CAPEX é o montante de dinheiro despendido na aquisição ou melhorias de bens de capital, portanto, é o montante de investimentos realizados, neste caso particular, para implantação de redes elétricas. Para análise de investimentos em projetos o CAPEX é a medida para calcular o retorno do investimento.

O OPEX está relacionado aos custos associados as despesas operacionais e a manutenção para o bom funcionamento do negócio, nesse caso são os custos de operação e manutenção das redes elétricas, denominado neste trabalho de O&M.

O foco da gestão das empresas tem migrado da idéia convencional da geração da margem de lucro para o da rentabilidade do capital. O objetivo é o de agregar valor ao negócio e concluir (ASSAF NETO, 2012), criar valor para uma empresa ultrapassa o objetivo de cobrir os custos explícitos e deve incorporar o entendimento e o cálculo da remuneração dos custos implícitos, como o do custo de oportunidade do capital investido.

Outro fator a ser observado é o custeio do ciclo de vida, ou seja, o custo de determinado produto ou serviço deve ser analisado ao longo de sua vida útil. Este conceito está explicitamente estabelecido na legislação que governa o setor elétrico.

²⁶ Capex: é a sigla da expressão inglesa **CA**Pital **EX**penditure (despesas de capital ou investimento em bens de capital).

²⁷ Opex: é a sigla da expressão inglesa **OP**erational **EX**penditure (despesas operacionais).

Como os investimentos tratam do comprometimento de grandes somas de recursos e são feitos para um grande período de tempo, envolvem o elemento de incerteza, conforme (FIGUEIREDO; CAGGIANO, 1997). Uma vez tomada a decisão, é muito difícil revertê-la, obrigando o decisor a um cuidado primordial quanto ao prazo e ao tempo de duração do projeto de investimento.

Para isso, podem ser empregadas técnicas de engenharia econômica, considerando que os investimentos ocorrem ao longo da vida útil das redes elétrica, que são relativamente extensas.

Para desenvolvimento desta avaliação econômica, foi necessária a obtenção dos direcionadores de custos e do desempenho do sistema elétrico, para possibilitar o comparativo entre a situação atual e a situação após a migração da rede nua para a rede compacta. Estas são informações estratégicas das empresas e fundamentais para a elaboração dos planos de investimentos.

As premissas utilizadas para esta análise baseiam-se na legislação regulatória brasileira que rege a operação fiscal e técnica de uma distribuidora de energia elétrica, desta forma, respaldando o resultado desta avaliação.

Neste item será avaliada a substituição da rede nua existente por rede compacta, visando à redução dos custos de operação e manutenção. O objetivo é verificar se há viabilidade econômica nesta substituição, ou seja, verificar se os ganhos de desempenho são suficientes para remunerar o financiamento para a substituição da rede nua por rede compacta e quais os limites para esta operação.

O estudo definirá para que quantidade de defeitos, custo de manutenção, nível de depreciação da rede nua existente e taxas de juros, haverá vantagens na migração para rede compacta.

Em razão do rigor conceitual e considerando que as decisões implicam investimentos de longo prazo, deve-se aplicar o método que considera a variação do dinheiro ao longo do tempo, através da elaboração de um criterioso fluxo de caixa descontado, conforme (ASSAF NETO, 2012).

Para esta análise técnica e econômica, serão utilizados os métodos de Valor Presente

Líquido – VPL representada pela sigla inglesa NPV²⁸, Taxa Interna de Retorno – TIR representada pela sigla inglesa IRR²⁹ e avaliação do custo benefício, ferramentas oriundas da engenharia econômica e que serão detalhadas no desenvolvimento desta análise.

Importante ressaltar que o método VPL é o que apresenta melhor medida isolada de lucratividade e que a TIR também mede a lucratividade, porém aqui ela será expressa como uma taxa de retorno em pontos percentuais, que é a maneira preferida de quem toma as decisões. Essas diferentes medidas proporcionam diferentes tipos de informações para os decisores e, que todas as medidas devem ser levadas em consideração no processo de decisão, afirmam (BRIGHAM; GAPENSKI; EHRHARDT, 2001).

Importante salientar que neste trabalho os valores econômicos apresentados são dados em reais, obtidos no sistema contábil da distribuidora.

Como referência, o valor do câmbio é de 2,788 reais por dólar americano, fonte Banco Central do Brasil³⁰ e o WACC³¹ (SAMANEZ, 2009) regulatório da distribuidora é de 9,95%.

5.1 CRITÉRIO UTILIZADO PELA ANEEL PARA REMUNERAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o estabelecimento dos critérios de avaliação técnica e econômica, é fundamental primeiramente, apresentar o critério utilizado pelo regulador para remuneração da distribuidora, através da tarifa de energia elétrica.

Para construir, operar e manter o sistema elétrico, as empresas de distribuição de energia elétrica recebem recursos por meio da tarifa de energia elétrica. A revisão tarifária periódica, coordenada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, realizada a cada 4 ou 5 anos, dependendo do contrato de concessão de cada distribuidora, remunera o investimento realizado no sistema elétrico, com recursos para financiar os gastos de operação

²⁸ NPV: Net Present Value

²⁹ IRR: Internal Rate of Return

³⁰ Consulta no site <http://www.bcb.gov.br> – 10/02/15

³¹ WACC - *Weighted Average Cost of Capital*, que significa Custo Médio Ponderado do Capital – CMPC, é o cálculo do custo de capital da entidade. Os ativos da entidade são financiados pela sua dívida (*debt*) e pelo seu capital (*equity*). O WACC permite o cálculo da média ponderada dos custos destas fontes de financiamento em que o peso de cada financiamento é considerado para cada situação. Desta forma é possível aferir qual é o custo de cada “unidade moeda” que financia a entidade (SAMANEZ, C. P.)

e manutenção, para financiar novos investimentos, além de remunerar a depreciação³² dos ativos da distribuidora.

Os custos operacionais da rede, denominados de O&M são apreciados via critério estabelecido pelo órgão regulador que calcula um custo de operação e manutenção conforme os critérios do Procedimentos de Regulação Tarifárias, PRORET³³, e este valor é incorporado à tarifa de energia da distribuidora.

Se a distribuidora praticar um custo de O&M com um valor abaixo daquele incorporado a tarifa, esta diferença será considerada como benefício, porém se o custo for maior, deverá ser absorvido pelo caixa da empresa. Esta prática incorpora a eficiência na gestão da rede, que é desejável para o regulador, consumidor e acionista.

Outro valor incorporado à tarifa é o retorno sobre os ativos imobilizados em serviço, depreciados linearmente de acordo com Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367, de 02/06/2009 e que estabelece 20 anos o período de depreciação, ou seja 5% ao ano, para os condutores das redes de distribuição com tensão abaixo de 69 kV. O valor agregado à tarifa é obtido com base no WACC (SAMANEZ, 2009), Custo Médio Ponderado do Capital, calculado pela ANEEL, cujo valor é de 9,95 % ao ano para este estudo. Este parâmetro denominado de WACC regulatório é recalculado pela ANEEL a cada revisão tarifária com objetivo de determinar a estrutura ótima de capital utilizado pela distribuidora, considerando recursos próprios e recursos de terceiros.

O terceiro valor é a depreciação do ativo imobilizado, chamado de Quota de Reintegração Regulatória - QRR, quota que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, visando recompor os ativos utilizados na prestação do serviço, ao final da sua vida útil, conforme resolução normativa Nº 234, de 31 de outubro de 2006 - Nota Técnica 262/2006 - SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL. Para esse caso se considera que a vida útil é igual à vida contábil. Como a depreciação é linear e em 20 anos para os condutores, a QRR acompanhará a depreciação contábil e será de 5 % do valor total do investimento para cada ano em que o ativo ainda não estiver totalmente depreciado.

Deve-se notar que, quando o ativo estiver totalmente depreciado, nenhum valor correspondente será repassado para a tarifa e consequentemente não haverá benefícios, devido

³² Depreciação - Resolução Normativa nº. 240 de 05 de dezembro de 2006, que equaliza as taxas de depreciação para equipamentos semelhantes, estabelecidas pela Resolução ANEEL nº. 44, de 17 de março de 1999.

³³ PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária definidos pela ANEEL.

a depreciação do ativo, para remuneração da concessionária. O momento econômico ideal de substituição do ativo é ao final da vida contábil.

Importante ressaltar que o indicador econômico da Matriz de Decisão utiliza a depreciação como um dos parâmetros de cálculo, em conformidade com os critérios regulatórios de remuneração.

5.2 CRITÉRIOS APLICADOS PARA AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA

Estabelecidos os critérios regulatórios para remuneração dos ativos das distribuidoras, neste item serão apresentados os critérios aplicados para avaliação técnica e econômica das alternativas de investimentos para substituição de uma rede nua por uma rede compacta.

Estas avaliações serão embasadas nos custos modulares da distribuidora obtidos anteriormente, e será utilizada uma rede modular com 1 km de extensão. Serão simulados dois cenários, um cenário com a rede totalmente depreciada e outro com a rede parcialmente depreciada.

O processo de identificação, análise e seleção de oportunidades de investimentos de capital, recebe o nome de orçamento de capital. Este processo inclui um conjunto lógico de ideias econômicas muito refinadas e este complexo fluxo de caixa passará a englobar um grupo aceitável de projetos, que individualmente ou coletivamente, dará um retorno econômico coerente com as metas da empresa no longo prazo com o objetivo de gerar valor, conforme explica (SAMANEZ, 2009).

Serão aplicados os conceitos de engenharia econômica através de métodos atuariais modernos e aceitos para medir a rentabilidade e a viabilidade econômica do investimento através dos métodos do Valor Presente Líquido (VPL)³⁴, Taxa Interna de Retorno (TIR)³⁵ e índice de Custo-Benefício (C/B)³⁶.

O Valor Presente Líquido, mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo da vida útil, se o VPL for igual ou maior que zero, indica a viabilidade do

³⁴ VPL – Valor Presente Líquido: Tem a finalidade de calcular, em termos de valor presente, o impacto dos eventos futuros a uma alternativa de investimentos. - SAMANEZ, C. P., *Engenharia Econômica*.

³⁵ TIR – Taxa Interna de Retorno: é a taxa de retorno de um empreendimento, que zera o VPL considerando o valor do dinheiro no tempo - SAMANEZ, C. P., *Engenharia Econômica*.

³⁶ C/B – Índice de Custo-Benefício: Permite saber a viabilidade econômica do investimento - SAMANEZ, C. P., *Engenharia Econômica*.

investimento

A Taxa Interna de Retorno tem como objetivo encontrar a taxa intrínseca de rendimento, se a TIR for igual ou maior que a taxa de juros que financia o investimento, indica a viabilidade do negócio.

O índice de Custo-Benefício permite identificar a viabilidade econômica do investimento, se este índice for maior que 1 é viável, caso seja menor que 1 é inviável.

Para organizar as informações de forma lógica, será utilizada a apresentação em um gráfico de fluxo de caixa tradicional para 20 anos, que é o tempo decorrido desde o início do investimento até a sua depreciação completa e aceita pela ANEEL.

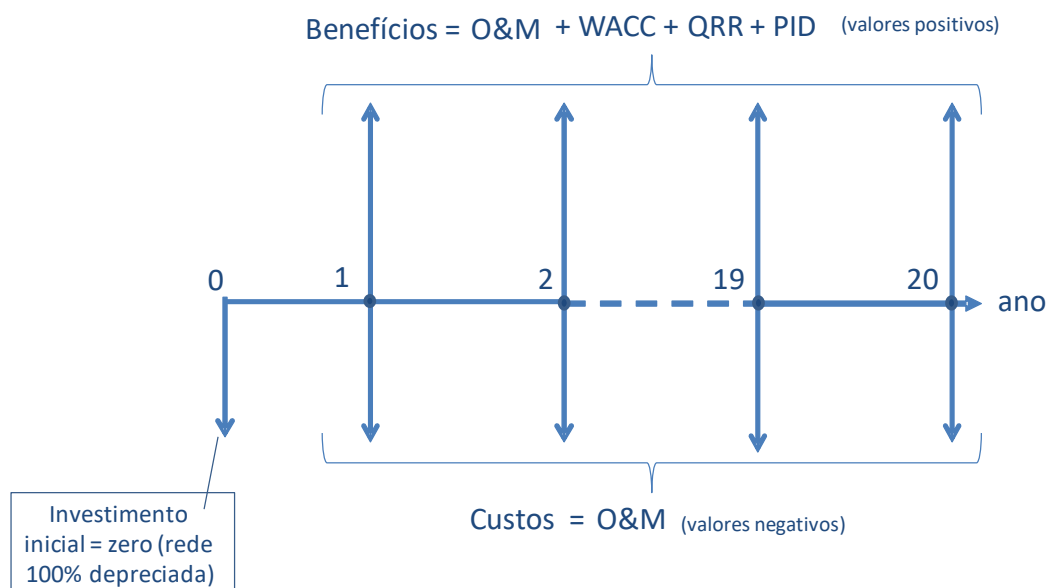
Como este fluxo de caixa envolve receitas e despesas que são realizadas em instantes diferentes, será adotada uma representação que permita visualizar cada situação. Na engenharia econômica as entradas de caixas são sempre positivas e as saídas negativas (TORRES, 206).

No diagrama são obedecidas as seguintes convenções:

1. A linha horizontal representa períodos de tempo e os pontos da reta corresponde aos instantes (datas). O mesmo ponto representa o fim de um período e o início de outro. O período 1 começa no instante 0 e termina no instante 1, onde começa o período 2 e assim por diante.
2. As receitas e despesas são consideradas ocorrendo no fim do período, mesmo que normalmente sejam distribuídas ao longo dele.
3. Os valores são representados por flechas. As flechas para cima são entradas (receitas). As flechas para baixo são as saídas (despesas). Devido a convenção 2., só pode haver flecha no começo ou fim de um período. Não há escala vertical, os valores são indicados ao lado ou sobre as flechas.

A Figura 33 apresenta um diagrama didático de um fluxo de caixa que será utilizado neste estudo.

O diagrama representa um investimento inicial no período 0 (desembolso) e produzindo receitas e despesas a partir do primeiro período.

Figura 33 – Fluxo de caixa

Fonte: próprio autor

Considerando-se, para este estudo, que a rede nua já está instalada e que já sofreu alguma depreciação, pode-se montar um fluxo de caixa de sua operação, considerando como entradas os valores recebidos através do pagamento da tarifa pelos consumidores e, como saída de caixa, o valor que a empresa realmente gasta com a operação e manutenção de suas redes. Entretanto, considera-se que a rede só será substituída após 20 anos de operação, ou seja, 100% depreciada.

Para elaboração deste fluxo de caixa, seguem as considerações:

- A rede nua já está em operação, assim o investimento inicial para implantação é zero. Caso haja investimento para implantação de uma nova rede elétrica este também será considerado como saída de caixa (CAPEX).
- As entradas de caixa são os benefícios produzidos pelos valores incorporados à tarifa decorrente dos valores de O&M estabelecidos pela ANEEL, pelo retorno do investimento com base no Custo Médio Ponderado do Capital – WACC e pela Quota de Reintegração Regulatória – QRR e redução dos pedidos de indenização por danos elétricos aos consumidores – PID;
- As saídas de caixa são os custos reais de Operação e Manutenção – O&M, praticados pela distribuidora (OPEX).

Para facilitar os cálculos econômicos, o gráfico de fluxo de caixa Firura 33, será representado por uma tabela que apresenta as entradas e saída de recursos e os fluxos líquidos de cada período, relacionando-os aos instantes correspondentes.

Para auferir o valor presente do fluxo de caixa gerado pelo projeto ao longo dos 20 anos de sua vida útil será calculado o Valor Presente Líquido – VPL, esse critério leva à escolha ótima, pois maximiza o valor para empresa, conforme (SAMANEZ, 2009).

O objetivo é encontrar alternativas de investimentos que valham mais do que custam aos patrocinadores. A expressão que define o VPL é dada por (17).

$$VPL = -I + \sum_{n=1}^n \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (17)$$

O critério de decisão segue a desigualdade onde para $VPL > 0 \rightarrow$ o projeto é economicamente viável.

- FC_n : fluxo de caixa para n-ésimo período
- I : investimento inicial
- i : taxa de juros, custo de capital ou taxa de desconto
- n : horizonte de planejamento (número de períodos)
- $\sum$: somatório indica que deve ser realizada a soma do período 1 até o período n dos fluxos de caixa, descontado o período inicial

A avaliação da taxa intrínseca do rendimento será realizada através da Taxa Interna de Retorno – TIR que é a taxa hipotética que anula o VPL, ou seja, é aquele valor de i^* que satisfaz (18), ou seja, o valor obtido de i^* para o VPL igual a zero é o valor da TIR, conforme (SAMANEZ,2009).

$$VPL = -I + \sum_{n=1}^n \frac{FC_n}{(1+i^*)^n} = 0 \quad (18)$$

O critério de decisão segue a desigualdade onde para $i^* > i \rightarrow$ o projeto é economicamente viável.

- i^* : taxa interna de retorno (TIR)
-

O índice de Custo-Benefício – C/B permite conhecer a viabilidade econômica de um investimento, bastando para isso, observar se o índice é maior que um.

Entende-se que benefício é tudo o que for favorável aos objetivos do projeto e custo tudo o que é desfavorável. O índice de custo-benefício é um quociente, e os custos e os benefícios serão expressos na mesma unidade, conforme (TORRES, 2006). A (19) expressa este índice.

$$C/B = \frac{\sum_{n=0}^n \frac{b_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=0}^n \frac{c_n}{(1+i)^n}} \quad (19)$$

- C/B: índice custo-benefício
- b_n : benefício no período n
- c_n : custo no período n

Definidos então os critérios para a verificação da viabilidade econômica do empreendimento, será necessário elaborar o fluxo de caixa das alternativas.

Cabe frisar que, como o objetivo é avaliar a substituição da rede nua pela rede compacta, o fluxo de caixa deve considerar também a diferença entre os custos e benefícios de operação de uma rede nua comparada com uma rede compacta e posteriormente calculados os indicadores econômicos para avaliação do grau de viabilidade.

Nesse caso é fundamental a obtenção dos indicadores para elaboração de um fluxo de caixa confiável. O método para produção destes indicadores, será apresentada nos próximos itens.

Para elaboração deste método, será tomado como referência as informações contidas no banco de dados da distribuidora emprestado para estudo, de modo a tornar aplicável para qualquer sistema elétrico.

5.3 INDICADORES DE TEMPO PARA ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS

A gestão do tempo de atendimento às ocorrências é efetuada através de tempos médios. Estes indicadores são alinhados aos indicadores regulados que são utilizados para informação ao mercado e aos órgãos reguladores sobre o desempenho da rede elétrica. O

valor obtido destes tempos de atendimento está vinculado ao desempenho das redes supridoras aos consumidores e do desempenho das equipes de campo que atendem as emergências, geograficamente distribuídas na região elétrica.

Os tempos monitorados são: o tempo médio de preparação, tempo médio de deslocamento e tempo médio de execução. A média ponderada destes tempos representa o tempo médio de atendimento (TMA) às ocorrências.

Os tempos médios monitorados são:

- TMAU – tempo médio de atendimento urbano
- TMAR – tempo médio de atendimento rural

Os valores dos tempos TMAU (urbano), TMAR (rural) e TMA foram extraídos do sistema de Gestão de Contingência da distribuidora, que é utilizado para operação do sistema elétrico e despachos das equipes. Estes valores são os resultados da medição sobre a performance das equipes de campo para o atendimento as ocorrências e estão apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – Tempos médios para atendimento das ocorrências

Tempos médio de atendimento - TMA		
TMAU	1,14	horas
TMAR	1,48	horas
TMA	1,20	horas

Fonte: próprio autor – dados da distribuidora

O valor do TMA foi obtido através das médias ponderadas dos indicadores pelo número de ocorrências, conforme módulo 8 do PRODIST.

Observa-se que o tempo de atendimento urbano é menor que o tempo de atendimento rural.

5.4 CUSTOS MODULARES DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DA REDE ELÉTRICA

Para obtenção dos custos médios de Operação e Manutenção – O&M, decorrente do

atendimento as ocorrências, organizou-se um critério de custos modulares, a partir das informações disponíveis e distribuídas por milhares de ocorrências no sistema elétrico em toda área de concessão. Os critérios estão alinhados com o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), editado pela ANEEL e que disciplina esta técnica.

Os valores obtidos para o custo de atendimento foram decorrentes da tabulação das ocorrências considerando o atendimento para as ocorrências emergenciais, as manutenções³⁷ corretivas/pendências que foram agrupadas em um mesmo item e a manutenção preventiva.

- Ocorrência emergencial – é decorrente de eventos não programados;
- Manutenção corretivas/pendência – é decorrente de ação programada no sistema elétrico;
- Manutenção preventiva – é decorrente de ações programadas de inspeções.

Cabe um esclarecimento sobre a interpretação de manutenção para o regulador. Manutenção é o conjunto de atividades técnicas e administrativas cuja finalidade é conservar ou restituir um item as condições que lhe permitam realizar uma função. Compreende todas as ações necessárias para que um item seja conservado ou restaurado de modo à poder permanecer conforme especificação. A manutenção corretiva/pendências é efetuada logo depois de ocorrida uma falha e destinada a colocar novamente o item em condição de executar sua função. A manutenção preventiva é realizada sobre item em condições normais de operação e são programadas em intervalos de tempo ou sob avaliação do desempenho do item. Objetiva reduzir a probabilidade de falha e garantir a máxima disponibilidade dos itens.

No critério para obtenções destes custos modulares foi considerada a soma da alocação dos seguintes recursos:

- Pessoal – profissionais de campo;
- Transporte – um veículo por equipe;
- Materiais de uso geral, considerado inclusive o componente menor³⁸, que são pequenos materiais de baixo custo como conectores, elo fusível, terminais, parafusos, etc.

Nestes custos, obtidos na base de dados da distribuidora, foram considerados os

³⁷ Manutenção - Portaria 367/2009 – ANEEL.

³⁸ Componente Menor (COM): Corresponde à parcela de uma unidade maior (Unidade de Adição e Retirada) que, quando adicionada, retirada ou substituída, não deve refletir nos registros contábeis do “Ativo Imobilizado. MCPSE – Manual de controle patrimonial do setor elétrico - Portaria 367/2009 – ANEEL.

valores modulares dos custos para atendimento às ocorrências emergenciais e corretivas, os custos modulares das equipes de inspeção e manutenção derivados do atendimento ao programa de manutenção preventiva.

Os custos das equipes de inspeção e manutenção foram calculados por quilômetro de rede e para a manutenção de emergência e corretiva, o custo é calculado por hora trabalhada.

Os custos das manutenções de emergência e corretiva, inspeção visual e termográfica, poda de árvore primária e secundária, foram compostos com os custos de mão de obra dos profissionais, dos veículos e ferramentas.

O custo por hora do profissional foi calculado com base nos salários pagos anuais, treinamento, equipamentos, ferramentas e nos encargos, conforme Tabela 16. Os salários foram extraídos da Tabela de Cargos e Salários da distribuidora, utilizando-se a mediana dos valores pagos a profissionais na faixa intermediária de suas carreiras.

Os equipamentos de proteção individual (EPIs), os treinamentos da norma regulamentadora N°10³⁹, do Ministério do Trabalho, o uniforme anti-chama para os eletricitistas foram contabilizados juntamente com o custo do ferramental dos veículos de linha viva⁴⁰ aplicando-se 24 % sobre os salários e encargos anuais dos eletricitistas dessa modalidade. Para equipes de emergência os ferramentais são de valores menores e o percentual é de 19 %. Para os técnicos o percentual é 0,5% ao ano.

Tabela 16 – Custos Modular dos Profissionais por hora trabalhada

Custos Modular dos Profissionais por hora trabalhada (R\$)					
Função	Salário anual	Equipamentos e ferramentas	Encargos e treinamentos	Custo anual	Custo por hora profissionais
Técnico	34.076,88	403,81	46.685,33	81.166,02	42,27
Eletricista linha viva	34.076,88	19.791,85	48.389,17	102.257,90	53,26
Eletricista emergência	22.409,46	10.090,98	30.700,96	63.201,40	32,92

Fonte: próprio autor – dados da distribuidora

Os encargos referem-se ao pagamento médio de horas extras trabalhadas que foram calculados na base de 15 % sobre salários, o adicional de periculosidade foi calculado na base

³⁹ Norma Regulamentadora 10 (NR10): Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade, Conforme a Portaria MINISTÉRIO DE ESTADO DO TRABALHO E EMPREGO nº 598 de 07.12.2004.

⁴⁰ Linha Viva – Trabalho realizado com redes elétricas de média, alta e extra alta tensão energizadas. (Rémy da SILVA / Jean-Marie LEPRINCE – SENSE - 04 de setembro de 2013)

de 30 % sobre salários, o treinamento foi calculado na base de 4 % sobre salários. Estes índices foram aplicados sobre o salário anual, além do décimo terceiro salário, férias, abono de férias, INSS e FGTS para 1.920 horas trabalhadas anualmente, o que representa 137% para técnico e eletricista de emergência e 143% para eletricista de linha viva.

O eletricista de linha viva é o que apresenta maior custo por hora, considerando todos os encargos e acessórios próprios da atividade, na sequência tem-se o técnico e o eletricista de emergência.

Na Tabela 17 estão registrados os custos por hora dos veículos e do equipamento termovisor utilizado na inspeção termográfica. Estes veículos constam na base de remuneração reconhecida pela ANEEL na revisão tarifária, portanto compõem a tarifa de energia.

Tabela 17 – Custos por hora de veículos

Custos por hora de veículos (R\$)					
Dados de custos referenciais					
Descrição	Unidade	Veículo Leve	Caminhonete 1 Equipe Emergência	Equipamento Termovisor	Veículo de Linha Viva
Kit de resgate	R\$	-	510,00	-	-
Custo veículo equipado	R\$	21.148,27	72.576,93	162.180,00	237.779,20
Vida útil	anos	5	5	10	10
km por ano	km	50.000	50.000	40.000	20.000
Consumo combustível	litros/km	0,08	0,125	0,14	0,33
Custo combustível	R\$/litro	2,41	1,98	2,41	1,98
Manutenção	%	10	10	10	10
Horas trabalhadas por ano	h	1.920	2.880	2.880	2.880
Outros custos	%	6	6	6	6
Custos apurados por hora trabalhada (R\$/hora)					
Custo cons combustível	R\$/ano	9.640,00	12.375,00	13.496,00	13.068,00
Custo manutenção	R\$/ano	2.114,83	7.257,69	16.218,00	23.777,92
Outros custos	R\$/ano	1.268,90	4.354,62	9.730,80	14.266,75
Custo capital*	R\$/ano	4.745,67	16.286,26	24.959,50	36.594,22
Custo total anual	R\$/ano	17.769,40	40.273,57	64.404,30	87.706,89
Custo / hora	R\$/hora	9,25	13,98	22,36	30,45

* base de dados contábil da distribuidora

Fonte; próprio autor – dados da distribuidora

Para esses cálculos foram considerados:

- Custo do veículo, com equipamento de resgate em altura, obrigatório por portaria do Ministério do Trabalho.

- Vida útil, de acordo com o tipo de veículo.
- Quilometragem rodada estimada por ano.
- Custos do combustível, gasolina e diesel.
- Taxa de 10 % do valor do bem, para efeitos de manutenção.
- Taxa de 6 % para outros custos como impostos, seguros, etc.
- Taxa de remuneração regulatória de 11,26 % ao ano.
- Custo de capital utilizado contabilmente pela distribuidora de 22,44% para 5 anos de depreciação e 15,39% para 10 anos de depreciação

O veículo que equipa as equipas de linha viva é o que apresenta maior custo de operação.

Observa-se que para veículos de emergência, termovisor e linha viva, a quantidade das horas trabalhadas ao ano é de 2.880 horas. Nesse caso são considerados 30 dias de trabalho ao mês, enquanto que para veículo leve foram considerados 20 dias de trabalho ao mês.

Através da interação das Tabelas 16 e 17 foi possível obter o custo por hora de cada equipa, apresentada na Tabela 18.

Tabela 18 – Formação e custo das Equipas Típicas

Formação e custo das Equipas Típicas (R\$/h)					
Equipas	Operários	Veículos	Mão de obra (R\$)	Veículos ou termovisor (R\$)	Custo total / hora (R\$/h)
Inspeção de redes	1 técnico	Leve	42,27	9,25	51,53
Manutenção de emergência	2 eletricitas	Caminhonete c/ escada centro	65,83	13,98	79,82
Equipe de linha viva	3 eletricitas	Caminhão	159,78	30,45	190,23
Equipe de termovisor	2 eletricitas	veic. leve + termovisor	65,83	31,62	97,45
Equipe de poda rede secundária*	2 eletricitas	-	-	-	15,82

* o custo é de poda por árvore.

Fonte: próprio autor – dados da distribuidora

A equipa de linha viva é a que apresenta o maior custo individual, seguida pela equipa de termovisor, manutenção de emergência e inspeção de redes.

Na Tabela 19 foi possível obter os custos operacionais totais para as redes nua e compacta e, para elaboração destes custos foram considerados os seguintes parâmetros:

- Os custos de manutenção de emergência são oriundos da Tabela 18, onde são contabilizados os custos por hora de dois eletricitas com caminhonete.
- A inspeção visual de rede é feita por um técnico, com veículo leve, trabalhando oito horas por dia e com rendimento de quinze quilômetros por dia.
- A inspeção termográfica é feita por dois eletricitas de emergência, com veículo leve e equipamento termovisor, trabalhando oito horas por dia e com um rendimento de oito quilômetros por dia.
- A poda na rede primária é realizada pelas equipes próprias de linha viva, com caminhão de cesta dupla e três eletricitas com rendimento diário de vinte e quatro árvores. Para se obter a quantidade de árvores para poda, partiu-se do levantamento de que há cerca de 1 árvore a cada 10 metros e 25% destas árvores que necessitam de poda. Para uma extensão de 1.000 metros de rede, serão podadas 25 árvores próximas a rede primária.
- A poda na rede secundária foi feita com base no rendimento de 35 árvores por dia, por equipe contratada, a razão de R\$ 15,58 por unidade podada. O princípio de cálculo para se obter a quantidade necessária para poda é o mesmo da primária, diferenciando-se apenas no percentual de árvores com necessidade de poda, que passa a ser de 35 %. Normalmente existem mais árvores com necessidade de poda na secundária que na primária, pois a rede secundária está mais próxima ao solo e por conseguinte da vegetação.
- Os valores de manutenção programada primária e secundária para rede nua foram obtidos com base nos registros contábeis da distribuidora, rede primária R\$2.132,19 e rede secundária R\$ 799,24 por quilômetro por ano. Para a rede compacta, o custo obtido equivale a 28 % do custo da rede nua.

É importante observar que a poda de árvore é responsabilidade do Poder Público, mas esta atividade raramente é realizada pela área pública, desta forma, há dispêndio de recursos por parte da distribuidora para manter afastada a arborização da rede elétrica.

Esta análise da Tabela 19 permite observar que há importante redução dos custos de O&M para as redes compactas.

Tabela 19 - Comparação dos custos de O&M entre redes nuas e redes compactas (R\$)

Comparação dos custos de O&M entre redes nuas e redes compactas									
Tipo de atividade	Custo (R\$)	Horas trabalhadas	Árvore /km podada	Rendimento (km/dia)	Custo/ km (R\$)	Rede Nua		Rede Compacta	
						Períodicidade (anos)	Custo/km/ano (R\$)	Períodicidade (anos)	Custo/km/ano (R\$)
Emergência	79,82 /h	-	-	-	-	-	-	-	-
Inspeção visual	51,53 /h	8	-	15	27,48	5	5,50	5	5,50
Inspeção termográfica	97,45 /h	8	-	8	97,45	2,5	38,98	2,5	38,98
Poda primária equipe própria	190,23 /h	8	25	25*	1.521,85	1	1.521,85	4	380,46
Poda secundária terceirizada	15,82 /un	-	35	35*	553,70	1	553,70	4	138,43
Manut. prog. primária	-	-	-	-	-	-	2.132,19	-	597,01
Manut. prog. secundária	-	-	-	-	-	-	799,24	-	223,79

* árvores podadas ao dia

Fonte: próprio autor

O custo para poda de árvores é especialmente importante, pois a causa árvore impacta fortemente as ocorrências emergenciais, na Tabela 11 observam-se que os defeitos produzidos pela causa árvores, são responsáveis por mais de 23% do total de registros com causas identificadas neste período. Na Tabela 20 a seguir estes custos são apresentados.

Tabela 20 – Custo Médio para Poda de Árvores

Custo Médio para Poda de Árvores		
Primária (equipe própria)	61,15	R\$/Árvore
Secundária (equipe contratada)	15,82	R\$/Árvore

Fonte: próprio autor – dados da concessionária.

O custo da poda primária é elevado em comparação com a poda da rede secundária, conforme observado na Tabela 20. Esta diferença se explica, pois para a poda das árvores próximas a rede primária, são necessários equipamentos e treinamentos adequados para este serviço, uma vez que as redes permanecem ligadas durante a maioria destas podas e esta atividade é realizada próxima a fiação com elevado valor da tensão.

Para continuidade da determinação dos custos modulares é necessário a conversão do

custo por hora em custo por quilômetro de rede, assim será possível a comparação com os demais custos já obtidos.

Para esta conversão, o custo por hora foi multiplicado pela taxa de falhas (λ)⁴¹ das redes e pelo tempo médio de atendimento (TMA), conforme demonstrado na (20).

$$Cemerg_{km} = Cemerg_{hora} \times \lambda \times TMA \quad (20)$$

Onde:

- $Cemerg_{km}$ - custo da manutenção de emergência por km de rede;
- $Cemerg_{hora}$ - custo por hora de uma equipe de emergência;
- λ - taxa de falhas em quantidade de ocorrências por km por ano.
- TMA - tempo médio de atendimento, que é igual a 1, 2 horas decimais, que equivale a 72 minutos.

Será considerada a taxa de falhas para as redes nuas obtidas no banco de dados operacionais da distribuidora, conforme Tabela 21 e após a migração das redes nuas para as redes compactas, o número de ocorrências remanescentes será de 28% (Tabela 13). Desta forma a taxa de falha para redes compactas acompanhará a redução do número de ocorrências.

Este é um valor médio da taxa de falha da distribuidora que será aplicado para obtenção dos custos médio por quilômetro de rede.

Tabela 21 – Taxa de Falha (λ) – nº de ocorrência por km de rede por ano

Taxa de Falha por km de rede (λ)			
Rede Nua		Rede Compacta	
Primária	Secundária	Primária	Secundária
1,135	2,696	0,318	0,755

Fonte: próprio autor

Aplicando-se a equação (20) verifica-se os seguintes valores:

Para as redes secundárias nuas, o custo de emergência é:

$$Cemerg_{km} = 79,82 \times 2,696 \times 1,2 = 258,23 \text{ R\$/km}$$

Para as redes primárias nuas, o custo é:

$$Cemerg_{km} = 79,82 \times 1,135 \times 1,2 = 108,71 \text{ R\$/km}$$

⁴¹ Taxa de falha (λ - falha/km) é o obtido através da divisão do número de falhas total pela extensão em quilômetros da rede.

Para as redes secundárias isoladas o custo é:

$$Cemerg_{km} = 79,82 \times 0,755 \times 1,2 = 72,32 \text{ R\$ / km}$$

E, finalmente, para as redes primárias compactas o custo é:

$$Cemerg_{km} = 79,82 \times 0,318 \times 1,2 = 30,46 \text{ R\$/km}$$

Outro fator importante que impacta nos custos de uma distribuidora é o ressarcimento a danos elétricos⁴² que ocorre quando há um dano em equipamento elétrico de propriedade do consumidor, causado por uma ocorrência no sistema elétrico da distribuidora. Quando comprovado o dano, a distribuidora deve reembolsar o consumidor do valor para reparo ou substituição do bem danificado, conforme módulo 9 do PRODIST.

Toda ocorrência no sistema elétrico, produzindo ou não interrupção de energia é potencialmente causadora de dano em equipamentos conectados à rede elétrica.

O custo médio por ocorrência na rede elétrica, devido a indenização paga pela distribuidora aos consumidores, foi obtido pela divisão do total de recursos dispendidos no pagamento dos PID's, dividido pelo número 122.919 relativo às ocorrências registradas no período.

Tabela 22 – Pedido de indenizações pelos consumidores por danos causados pela rede elétrica em equipamentos - PID

Pedido de Indenização pelos Consumidores por Danos Causados pela Rede Elétrica em Equipamentos - PID		
Distribuidora	1.731.577,01	R\$ Indenização
Média de PID por Ocorrência	14,09	R\$/Ocorrência

Fonte: próprio autor – dados da distribuidora

Neste caso é necessário o cálculo do custo das indenizações por quilômetro de rede, que será obtido conforme segue:

Da Figura 12 se obtém que 69% das ocorrências são de origem da rede secundária e 31% de origem das redes primárias urbanas e rurais.

Nesse caso será ponderada a contribuição de cada seguimento de rede pela respectiva taxa de falha e multiplicado pelo custo médio do PID por ocorrência, conforme (21).

⁴² - Ressarcimento a Danos Elétricos (PID) –Resolução Normativa nº 499/2012 – Módulo 9 do PRODIST.

$$PID_{km} = [(\lambda_{prim} * OP) + (\lambda_{sec} * OS)] * PID_{ocor} \quad (21)$$

PID_{km} = Custo do dano elétrico por quilômetro por ano em R\$/km

λ_{prim} = taxa de falha da rede primária em número de falhas por ano (Tabela 21)

λ_{sec} = taxa de falha da rede secundária em número de falhas por ano (Tabela 21)

OP = porcentagem de ocorrência na rede primária em valores decimais

OS = porcentagem de ocorrência na rede secundária em valores decimais

PID_{ocor} = custo médio do PID por ocorrência

Para a rede nua primária mais secundária, o valor do ressarcimento devido ao dano elétrico por quilômetro será:

$$PID_{km} = [(1,135 * 0,31) + (2,696 * 0,69)] * 14,09 = 31,17 \text{ R\$/km}$$

O custo do dano elétrico por quilômetro por ano será de 31,17 R\$/km para rede nua.

Considerando a rede compacta primária mais a secundária isolada, será calculado o valor desta contribuição através de (21), considerando a taxa de falha deste tipo de rede.

$$PID_{km} = [(0,318 * 0,31) + (0,755 * 0,69)] * 14,09 = 8,73 \text{ R\$/km}$$

O custo do dano elétrico por quilômetro por ano será de 8,73 R\$/km para rede compacta.

A diferença do PID_{km} entre a rede nua e rede compacta é de:

$$\text{R\$ } 31,17 - \text{R\$ } 8,73 = \text{R\$ } 22,44/\text{km de rede/ano.}$$

Este valor será utilizado na elaboração do fluxo de caixa desta avaliação.

5.5 CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO PARA REDES NUAS

O custo total para a manutenção nas redes secundárias nuas, somam a manutenção de emergência, a poda de árvores e a manutenção programada. Este custo será obtido para um quilômetro de rede elétrica para possibilitar o cálculo modular.

A inspeção visual e termográfica das redes secundárias só é realizada para as redes que estão instaladas diretamente abaixo da rede primária. Neste caso, este custo será adicionado apenas nos trechos em que as redes primárias e secundárias estiverem na mesma posteação.

Assim, o custo total de operação e manutenção para as redes secundárias nuas será conforme (22):

$$CS_{nua} = Cemerg_{km} + CP + CPr \quad (22)$$

CS_{nua} = custo de manutenção de rede secundária nua em R\$ por quilômetro

$Cemerg_{km}$ = custo manutenção de emergência em R\$ - equação (8).

CP = custo de poda de árvore em R\$ - Tabela 20.

CPr = custo de manutenção programada em R\$ - banco de dados da concessionária.

Para a rede nua secundária, aplicando-se (22), o custo da manutenção por quilômetro será conforme segue:

$$CS_{nua} = 258,23 + 553,70 + 799,24 = 1.611,17 \text{ R\$/km}$$

Para as redes primárias nuas, o custo total de manutenção é a soma dos custos da manutenção de emergência, da inspeção visual, da inspeção termográfica, da poda de árvores e da manutenção programada, conforme (23):

$$CP_{nua} = Cemerg_{km} + CP + CPr + CV + CT \quad (23)$$

CP_{nua} = custo de manutenção de rede primária nua em R\$ por quilômetro

$Cemerg_{km}$ = custo manutenção de emergência em R\$ - equação (10).

CP = custo de poda de árvore em R\$ - Tabela 20.

CPr = custo de manutenção programada em R\$ - Tabela 19.

CV = custo de inspeção visual em R\$ - Tabela 19.

CT = custo de inspeção termográfica em R\$ - Tabela 19.

Para a rede nua primária, aplicando-se (23), o custo da manutenção por quilômetro será conforme segue:

$$CP_{nua} = 108,71 + 1.521,85 + 2.132,19 + 5,50 + 38,98 = 3.768,25 \text{ R\$/km}$$

O custo total de manutenção para rede nua secundária e primária é de R\$ 1.611,17 e R\$ 3.768,25, respectivamente para cada quilômetro de rede.

5.6 CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO PARA REDES COMPACTAS

Para as redes compactas, a composição do custo é idêntica à composição do custo das redes nuas, resultando para a rede secundária, conforme (24) a seguir:

$$CS_{comp} = C_{emerg_{km}} + CP + CPr \quad (24)$$

CS_{comp} = custo de manutenção de rede secundária isolada em R\$ por quilômetro

$C_{emerg_{km}}$ = custo manutenção de emergência em R\$ - equação (20).

CP = custo de poda de árvore em R\$ - Tabela 19.

CPr = custo de manutenção programada em R\$ - Tabela 19.

Para a rede isolada secundária, aplicando-se (24), o custo da manutenção por quilômetro será conforme segue:

$$CS_{comp} = 72,32 + 138,43 + 233,79 = 444,54 \text{ R\$/km}$$

E para a rede primária:

$$CP_{comp} = C_{emerg_{km}} + CP + CPr + CV + CT \quad (25)$$

CP_{comp} = custo de manutenção de rede primária compacta em R\$ por quilômetro

$C_{emerg_{km}}$ = custo manutenção de emergência em R\$ - equação (20).

CP = custo de poda de árvore em R\$ - Tabela 19.

CPr = custo de manutenção programada em R\$ - Tabela 19.

CV = custo de inspeção visual em R\$ - Tabela 19.

CT = custo de inspeção termográfica em R\$ - Tabela 19.

Para a rede compacta primária, aplicando-se a (25), o custo da manutenção por quilômetro será conforme segue:

$$CP_{comp} = 30,46 + 380,46 + 597,01 + 5,50 + 38,98 = 1.052,41 \text{ R\$/km}$$

5.7 COMPARAÇÃO DOS CUSTOS DE O&M ENTRE REDES NUA E COMPACTA

Neste item será realizada a comparação entre os custos de operação e manutenção das redes nua e compacta, através do cálculo da diferença entre os valores obtidos nas seções anteriores 5.5. e 5.6, que permitirá a obtenção do benefício, conforme as equações (26) e (27).

Para redes secundária e primária, este custo representa a diferença entre os custos de O&M das duas tecnologias construtivas.

$$CS_{dif} = CS_{nua} - CS_{comp} \quad (26)$$

CS_{dif} = valor da diferença entre a manutenção da rede secundária nua e isolada em R\$/km

CS_{nua} = custo de manutenção de rede secundária nua em R\$ por quilômetro

CS_{comp} = custo de manutenção de rede secundária isolada em R\$ por quilômetro

Aplicando-se (26), obtém-se:

$$CS_{dif} = 1.611,17 - 444,54 = 1.176,73 \text{ R\$/km}$$

O valor da diferença entre a manutenção da rede secundária nua e isolada é de R\$1.176,73 reais por quilômetro.

$$CP_{dif} = CP_{nua} - CP_{comp} \quad (27)$$

CP_{dif} = valor da diferença entre a manutenção da rede primária compacta e isolada em R\$/km

CP_{nua} = custo de manutenção de rede primária nua em R\$ por quilômetro

CP_{comp} = custo de manutenção de rede primária compacta em R\$ por quilômetro

Aplicando-se (27), obtém-se:

$$CP_{dif} = 3.807,21 - 1.052,41 = 2.716,57 \text{ R\$/km}$$

O valor da diferença entre a manutenção da rede primária nua e compacta é de R\$2.716,57 reais por quilômetro.

5.8 CUSTOS PARA A SUBSTITUIÇÃO DAS REDES NUAS POR REDES COMPACTAS

Outro fator importante nesta análise é a obtenção do custo para a substituição das redes nuas por redes compactas.

Através dos dados existentes no sistema técnico e contábil da distribuidora, foram obtidos os custos de investimentos em obras de substituição de redes nuas por redes compactas. Estes custos já devidamente reconhecidos pela ANEEL, consideram também a eventual substituição de postes e outras adequações necessárias para garantir a correta integração ao sistema elétrico existente.

Os custos de substituição são os seguintes:

Rede primária – R\$ 53.989,00 por km de rede nua substituída por rede compacta.

Rede secundária – R\$ 15.750,00 por km de rede nua substituída por rede isolada.

A partir destas informações e com a utilização de (28), foi possível o cálculo do custo total para substituição.

$$C_{sub} = (C_{sub\ prim} + C_{sub\ sec}) * GE \quad (28)$$

C_{sub} = custo para substituição de rede nua por rede compacta, em R\$/km

$C_{sub\ prim}$ = custo para substituição de rede primária nua por rede primária compacta, em R\$/km

$C_{sub\ sec}$ = custo para substituição de rede secundária nua por rede secundária isolada, em R\$/km

GE = ganho de escala (para substituição de rede primária e secundária realizadas simultaneamente, há uma redução de 5% no valor do investimento, ou seja, o valor de GE será 0,95 – dados da distribuidora. Este parâmetro não é constante e se altera conforme os critério de custos de cada distribuidora.

Aplicando-se (28), obtém-se o custo de substituição:

$$C_{sub} = (53.989,00 + 15.750,00) * 0,95 = 66.252,05 \frac{R\$}{km}$$

O custo para substituição de um sistema de rede nua por outro sistema de rede compacta é de 66.252,00 reais por quilômetro.

5.9 ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA SUBSTITUIÇÃO DE REDE NUA TOTALMENTE DEPRECIADA POR REDE COMPACTA

Para avaliação econômica será necessária a elaboração do fluxo de caixa considerando os custos e os benefícios desta operação durante o período de depreciação contábil de 20 anos.

Como a rede nua já está totalmente depreciada, o único valor recebido pela distribuidora através da tarifa é o valor relativo aos custos de O&M calculados pela ANEEL. Não haverá tarifa a título de retorno de investimento e depreciação, pois estes valores já foram pagos no período de 20 anos de depreciação da rede.

Nesse caso o fluxo de caixa terá a seguinte característica:

Benefícios, que representam as entradas de caixa.

- Retorno do investimento para implantação da rede compacta, considerando WACC (SAMANEZ, 2009) de 9,95% ao ano, durante 20 anos.
- Cota de reintegração regulatória - QRR de 5% ao ano, correspondente ao período de 20 anos de depreciação.
- Diferença positiva devido a redução do custo de operação e manutenção da rede compacta em comparação com a rede nua, durante 20 anos.
- Diferença positiva devido a redução do valor do ressarcimento a danos elétricos (PID) da rede compacta em comparação com a rede nua, durante 20 anos.

Custo, que representa a saída de caixa.

- Valor do investimento para a substituição da rede nua pela compacta no ano zero.

O fluxo de caixa final representa a somatória dos custos e benefícios de cada tipo de linha durante a vida útil de 20 anos.

Este fluxo de caixa foi elaborado considerando custo de capital igual 15% ao ano. Este valor representa o custo do capital praticado no mercado mais taxas e impostos aplicados para a extensão de 1 quilômetro de rede.

Para a rede secundária, o valor anual de QRR é de R\$ 787,50, ou seja, 5% sobre o investimento de R\$15.750,00 e a diferença de manutenção é de R\$ 1.176,73 (equação 24). No

caso de rede primária, os valores são R\$ 2.699,45, ou seja, 5% sobre o investimento de R\$ 53.989,00 e R\$ 2.716,57 (equação 25) respectivamente. Deve ainda ser considerado o ganho de PID de R\$ 22,44/km (equação 19) e o retorno do investimento considerando o WACC regulatório de 9,95% sobre o saldo do ativo depreciado anualmente, para ambas as redes primárias e secundárias.

A seguir, na Tabela 23, serão apresentados os valores do fluxo de caixa para substituição da rede secundária nua pela rede isolada e na Tabela 24 o fluxo de caixa para substituição da rede primária nua pela rede coberta *spacer cable system*.

Tabela 23 – Fluxo de caixa para rede secundária totalmente depreciada

Ano	Coefficiente para depreciação	Valor do ativo depreciado-rede compacta nova	Retorno do investimento (WACC=9,95%)	QRR (5% a.a.) depreciação linear	Diferença de O&M (valor real da distribuidora)	Diferença do PID	Fluxo de Caixa (R\$)
0	-	-	-	-	-	-	-15.750,00
1	1,00	15.750,00	1.567,13	787,50	1.176,73	22,44	3.553,80
2	0,95	14.962,50	1.488,77	787,50	1.176,73	22,44	3.475,44
3	0,90	14.175,00	1.410,41	787,50	1.176,73	22,44	3.397,08
4	0,85	13.387,50	1.332,06	787,50	1.176,73	22,44	3.318,73
5	0,80	12.600,00	1.253,70	787,50	1.176,73	22,44	3.240,37
6	0,75	11.812,50	1.175,34	787,50	1.176,73	22,44	3.162,01
7	0,70	11.025,00	1.096,99	787,50	1.176,73	22,44	3.083,66
8	0,65	10.237,50	1.018,63	787,50	1.176,73	22,44	3.005,30
9	0,60	9.450,00	940,28	787,50	1.176,73	22,44	2.926,95
10	0,55	8.662,50	861,92	787,50	1.176,73	22,44	2.848,59
11	0,50	7.875,00	783,56	787,50	1.176,73	22,44	2.770,23
12	0,45	7.087,50	705,21	787,50	1.176,73	22,44	2.691,88
13	0,40	6.300,00	626,85	787,50	1.176,73	22,44	2.613,52
14	0,35	5.512,50	548,49	787,50	1.176,73	22,44	2.535,16
15	0,30	4.725,00	470,14	787,50	1.176,73	22,44	2.456,81
16	0,25	3.937,50	391,78	787,50	1.176,73	22,44	2.378,45
17	0,20	3.150,00	313,43	787,50	1.176,73	22,44	2.300,10
18	0,15	2.362,50	235,07	787,50	1.176,73	22,44	2.221,74
19	0,10	1.575,00	156,71	787,50	1.176,73	22,44	2.143,38
20	0,05	787,50	78,36	787,50	1.176,73	22,44	2.065,03

Fonte: próprio autor

Após a elaboração dos fluxos de caixas nas Tabelas 23 e 24, é possível o cálculo do VPL, TIR e do índice de Custo-Benefício de cada alternativa e, os valores resultantes da análise do investimento estão na Tabela 25.

Tabela 24 – Fluxo de caixa para rede primária totalmente depreciada

Ano	Coefficiente para depreciação	Valor do ativo depreciado-rede compacta nova	Retorno do investimento (WACC=9,95%)	QRR (5% a.a.) depreciação linear	Diferença de O&M (valor real da distribuidora)	Diferença do PID	Fluxo de Caixa (R\$)
0	-	-	-	-	-	-	-53.989,00
1	1,00	53.989,00	5.371,91	2.699,45	2.716,57	22,44	10.810,37
2	0,95	51.289,55	5.103,31	2.699,45	2.716,57	22,44	10.541,77
3	0,90	48.590,10	4.834,71	2.699,45	2.716,57	22,44	10.273,17
4	0,85	45.890,65	4.566,12	2.699,45	2.716,57	22,44	10.004,58
5	0,80	43.191,20	4.297,52	2.699,45	2.716,57	22,44	9.735,98
6	0,75	40.491,75	4.028,93	2.699,45	2.716,57	22,44	9.467,39
7	0,70	37.792,30	3.760,33	2.699,45	2.716,57	22,44	9.198,79
8	0,65	35.092,85	3.491,74	2.699,45	2.716,57	22,44	8.930,20
9	0,60	32.393,40	3.223,14	2.699,45	2.716,57	22,44	8.661,60
10	0,55	29.693,95	2.954,55	2.699,45	2.716,57	22,44	8.393,01
11	0,50	26.994,50	2.685,95	2.699,45	2.716,57	22,44	8.124,41
12	0,45	24.295,05	2.417,36	2.699,45	2.716,57	22,44	7.855,82
13	0,40	21.595,60	2.148,76	2.699,45	2.716,57	22,44	7.587,22
14	0,35	18.896,15	1.880,17	2.699,45	2.716,57	22,44	7.318,63
15	0,30	16.196,70	1.611,57	2.699,45	2.716,57	22,44	7.050,03
16	0,25	13.497,25	1.342,98	2.699,45	2.716,57	22,44	6.781,44
17	0,20	10.797,80	1.074,38	2.699,45	2.716,57	22,44	6.512,84
18	0,15	8.098,35	805,79	2.699,45	2.716,57	22,44	6.244,25
19	0,10	5.398,90	537,19	2.699,45	2.716,57	22,44	5.975,65
20	0,05	2.699,45	268,60	2.699,45	2.716,57	22,44	5.707,06

Fonte: próprio autor

Serão ainda adicionados a Tabela 25 os dados da avaliação econômica para as redes primárias e secundárias compartilhando a mesma posteação e nesse caso o investimento total é 5% menor que a soma algébrica do custo unitário de cada rede individualmente, considerando o ganho de escala desta atividade conjunta.

Tabela 25 – Avaliação econômica – juros de 15% ao ano

	Secundária	Primária	Sec. + Prim.
Investimento (R\$)	15.750,00	53.989,00	66.252,05
VPL (R\$)	3.863,01	4.656,65	8.093,67
TIR (%)	19,77%	16,73%	17,43%
Juros (%)	15,00%	15,00%	15,00%
Custo/Benefício	1,25	1,09	1,12

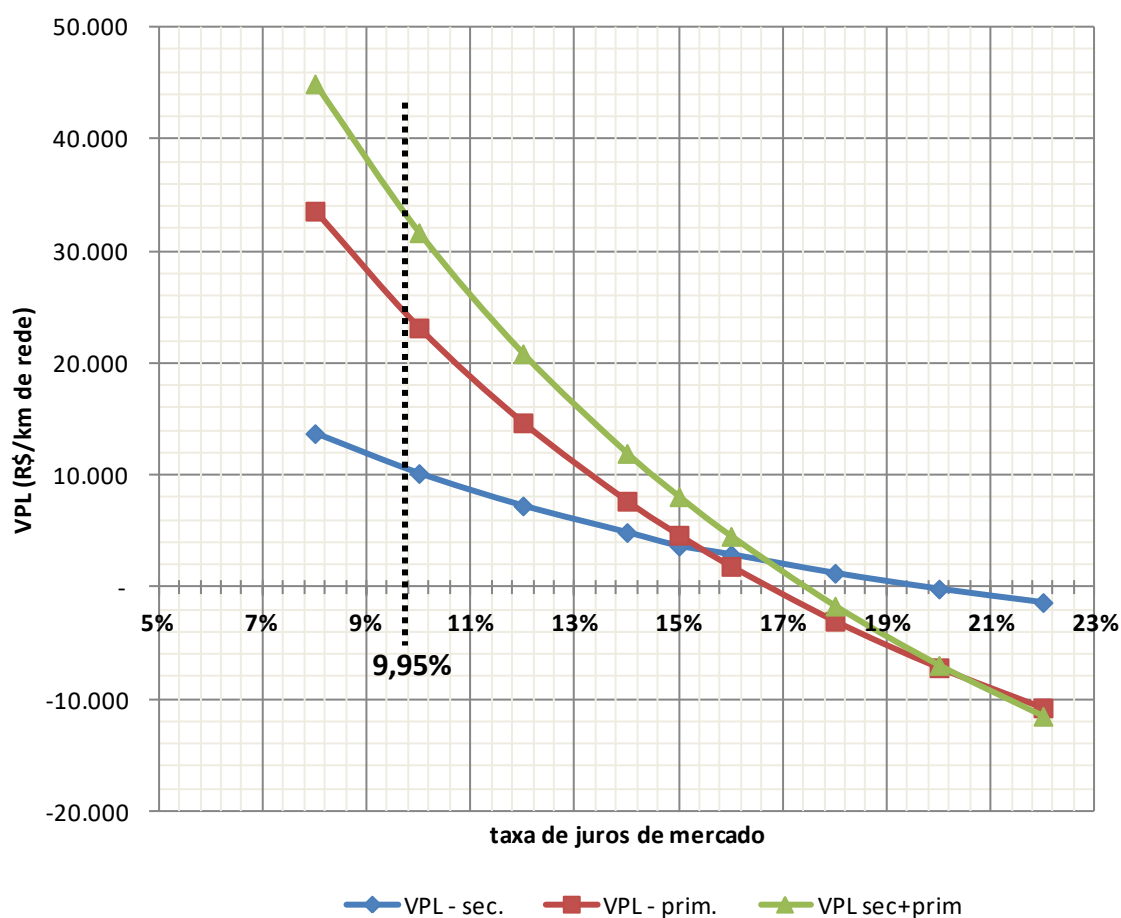
Fonte: próprio autor

Considerando os critérios de decisão para avaliação de investimentos, verifica-se que o VPL é positivo, a TIR é maior que o custo de capital (juros) e o Custo-Benefício é maior que 1 (um) para as três alternativas, indicando que o projeto é viável tanto para redes secundárias

como para redes primárias consideradas isoladamente e também para ambas as redes.

A seguir foram simulados cenários de variação da taxa de juros, para auxiliar no critério de decisão dos investimentos, conforme Figura 34. Efetuou-se a variação da taxa de juros de 8% a 22% e obteve-se a evolução do VPL, tanto para rede primária como para rede secundária e também para rede primária e secundária compartilhando a mesma posteação.

Figura 34 – Cenários de investimentos



Fonte: próprio autor

Observa-se que à medida que a taxa de juros aumenta o resultado do VPL diminui, ou seja, a medida que os juros de mercado se elevam, pode se concluir que o custo da tarifa de energia elétrica tende a aumentar, uma vez que a tarifa é quem financia os investimentos da distribuidora.

O limite entre o resultado positivo e negativo do investimento é o valor da TIR, isso significa que quanto mais próximo ao valor da TIR for a taxa de juros pago pela distribuidora

para captação de recursos, maior será o risco do investimento. Para taxas de juros maiores que a TIR o investimento não gera valor para o negócio pois o VPL é negativo e, por conseguinte, não deve ser realizado.

A rede secundária oferece maior espaço para variação da taxa de juros, considerando que a TIR é cerca de 19%, indicando que este é o limite da taxa de juros que esta operação suporta, a partir deste valor o investimento irá para a faixa negativa indicando prejuízo.

Para a rede primária o limite da taxa de juros para investimento é de 16%, ou seja, 3% abaixo da rede secundária. A partir deste patamar de juros também a rede primária não remunera o investimento.

Considerando redes primárias e secundárias na mesma posteação, o limite prudente do custo do dinheiro para financiar o investimento é de cerca de 17%.

Para o terceiro ciclo de revisão tarifária desta distribuidora o WACC regulatório considerado pela ANEEL foi de 9,95% e na Figura 34 é possível identificar que para qualquer alternativa de rede elétrica estudada, os resultados seriam positivos. Importante ressaltar que se a distribuidora captar no mercado recursos acima deste percentual de 9,95% irá reduzir sua lucratividade e caso contrário, abaixo de 9,95% maximizará os benefícios.

5.10 ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA SUBSTITUIÇÃO DE REDE NUA PARCIALMENTE DEPRECIADA POR REDE COMPACTA

Se a rede que não está totalmente depreciada for substituída por uma rede compacta, o consumidor não deverá pagar pelo valor residual contábil desta rede nua, este valor será reduzido no fluxo de caixa, configurando o prejuízo para empresa.

Os critérios regulatórios aplicados a esta avaliação econômica são idênticos aos utilizados para rede totalmente depreciada.

Como exemplo, considerou-se que a rede nua existente ainda teria 3 anos de vida contábil, e o saldo atual depreciado é de R\$ 1.800,00 por km de rede secundária e R\$ 6.170,00 por km de rede primária. Este resíduo de depreciação será abatido do fluxo de caixa produzido pela nova rede implantada.

Os resultados das simulações estão apresentados nas Tabelas 26, 27 e 28.

Tabela 26 – Fluxo de caixa para rede secundária parcialmente depreciada

Ano	Coeficiente para depreciação	Rede Compacta					Rede Nua			
		Valor do ativo depreciado-rede compacta nova	Retorno do invest. (9,95%)	QRR (5%) dep. linear	Diferença de O&M (valor real)	Diferença do PID	Valor do ativo depreciado-rede nua	Retorno do invest. (9,95%)	QRR (5%) dep. linear	Fluxo de Caixa (R\$)
0	-	-	-	-	-	-				-15.750,00
1	1,00	15.750,00	1.567,13	787,50	1.176,73	22,44	1.800,00	-179,10	-600,00	2.774,70
2	0,95	14.962,50	1.488,77	787,50	1.176,73	22,44	1.200,00	-119,40	-600,00	2.756,04
3	0,90	14.175,00	1.410,41	787,50	1.176,73	22,44	600,00	-59,70	-600,00	2.737,38
4	0,85	13.387,50	1.332,06	787,50	1.176,73	22,44				3.318,73
5	0,80	12.600,00	1.253,70	787,50	1.176,73	22,44				3.240,37
6	0,75	11.812,50	1.175,34	787,50	1.176,73	22,44				3.162,01
7	0,70	11.025,00	1.096,99	787,50	1.176,73	22,44				3.083,66
8	0,65	10.237,50	1.018,63	787,50	1.176,73	22,44				3.005,30
9	0,60	9.450,00	940,28	787,50	1.176,73	22,44				2.926,95
10	0,55	8.662,50	861,92	787,50	1.176,73	22,44				2.848,59
11	0,50	7.875,00	783,56	787,50	1.176,73	22,44				2.770,23
12	0,45	7.087,50	705,21	787,50	1.176,73	22,44				2.691,88
13	0,40	6.300,00	626,85	787,50	1.176,73	22,44				2.613,52
14	0,35	5.512,50	548,49	787,50	1.176,73	22,44				2.535,16
15	0,30	4.725,00	470,14	787,50	1.176,73	22,44				2.456,81
16	0,25	3.937,50	391,78	787,50	1.176,73	22,44				2.378,45
17	0,20	3.150,00	313,43	787,50	1.176,73	22,44				2.300,10
18	0,15	2.362,50	235,07	787,50	1.176,73	22,44				2.221,74
19	0,10	1.575,00	156,71	787,50	1.176,73	22,44				2.143,38
20	0,05	787,50	78,36	787,50	1.176,73	22,44				2.065,03

Fonte: próprio autor

Tabela 27 – Fluxo de caixa para rede primária parcialmente depreciada

Ano	Coeficiente para depreciação	Rede Compacta					Rede Nua			
		Valor do ativo depreciado-rede compacta nova	Retorno do invest. (9,95%)	QRR (5%) dep. linear	Diferença de O&M (valor real)	Diferença do PID	Valor do ativo depreciado-rede nua	Retorno do invest. (9,95%)	QRR (5%) dep. linear	Fluxo de Caixa (R\$)
0	-	-	-	-	-	-				-53.989,00
1	1,00	53.989,00	5.371,91	2.699,45	2.716,54	22,44	6.170,00	-613,92	-2.056,67	8.139,75
2	0,95	51.289,55	5.103,31	2.699,45	2.716,54	22,44	4.113,33	-409,28	-2.056,67	8.075,80
3	0,90	48.590,10	4.834,71	2.699,45	2.716,54	22,44	2.056,67	-204,64	-2.056,67	8.011,84
4	0,85	45.890,65	4.566,12	2.699,45	2.716,54	22,44				10.004,55
5	0,80	43.191,20	4.297,52	2.699,45	2.716,54	22,44				9.735,95
6	0,75	40.491,75	4.028,93	2.699,45	2.716,54	22,44				9.467,36
7	0,70	37.792,30	3.760,33	2.699,45	2.716,54	22,44				9.198,76
8	0,65	35.092,85	3.491,74	2.699,45	2.716,54	22,44				8.930,17
9	0,60	32.393,40	3.223,14	2.699,45	2.716,54	22,44				8.661,57
10	0,55	29.693,95	2.954,55	2.699,45	2.716,54	22,44				8.392,98
11	0,50	26.994,50	2.685,95	2.699,45	2.716,54	22,44				8.124,38
12	0,45	24.295,05	2.417,36	2.699,45	2.716,54	22,44				7.855,79
13	0,40	21.595,60	2.148,76	2.699,45	2.716,54	22,44				7.587,19
14	0,35	18.896,15	1.880,17	2.699,45	2.716,54	22,44				7.318,60
15	0,30	16.196,70	1.611,57	2.699,45	2.716,54	22,44				7.050,00
16	0,25	13.497,25	1.342,98	2.699,45	2.716,54	22,44				6.781,41
17	0,20	10.797,80	1.074,38	2.699,45	2.716,54	22,44				6.512,81
18	0,15	8.098,35	805,79	2.699,45	2.716,54	22,44				6.244,22
19	0,10	5.398,90	537,19	2.699,45	2.716,54	22,44				5.975,62
20	0,05	2.699,45	268,60	2.699,45	2.716,54	22,44				5.707,03

Fonte: próprio autor

Os fluxos de caixas foram elaborados nas Tabelas 26 e 27 considerando os dados da

rede compacta e rede nua. Para rede compacta foi considerada a vida contábil da rede do ano 1 ao ano 20 e para rede nua foram considerados 3 anos faltantes para a depreciação total. O resultado do fluxo de caixa para cada ano é o somatório dos benefícios da rede compacta, valores positivos, com as perdas devidos aos anos faltantes para depreciação total da rede nua, valores negativos.

Após a elaboração dos fluxos de caixas nas Tabelas 26 e 27, foi possível o cálculo do VPL, TIR e do índice de Custo-Benefício de cada alternativa e, os valores resultantes da análise do investimento estão apresentados na Tabela 28.

Serão ainda adicionadas a Tabela 28 os dados da avaliação econômica para as redes primárias e secundárias, compartilhando a mesma posteação e nesse caso o investimento é 5% menor que a soma algébrica do custo unitário de cada rede individualmente, devido ao ganho de escala da obra.

Tabela 28 – Avaliação econômica – juros de 15% ao ano

	Secundária	Primária	Sec. + Prim.
Investimento (R\$)	15.750,00	53.989,00	66.252,05
VPL (R\$)	2.207,80	-1.017,24	1.131,03
TIR (%)	17,58%	14,64%	15,32%
Juros (%)	15,00%	15,00%	15,00%
Custo/Benefício	1,14	0,98	1,02

Fonte: próprio autor

Considerando os critérios de decisão para avaliação de investimentos, verifica-se que o VPL é positivo, a TIR é maior que o custo de capital (juros) e o Custo-Benefício é maior que 1 (um) para as alternativas de rede secundária e redes secundária mais primárias juntas, indicando que o projeto é viável. Verifica-se que para as redes primárias e secundárias compartilhando a mesma posteação o VPL está na faixa de risco de investimento, ou seja, próximo de zero, sendo este dado confirmado pela TIR de 15,32% muito próxima da taxa de juros de 15% e o índice de Custo-Benefício próximo a 1.

Para rede primária isolada o investimento não é viável, pois o VPL é -R\$ 1.017,24, valor menor que zero e a TIR é 14,64%, menor que a taxa de juros de 15% e por consequência o índice de Custo-Benefício é 0.98, menor que 1.

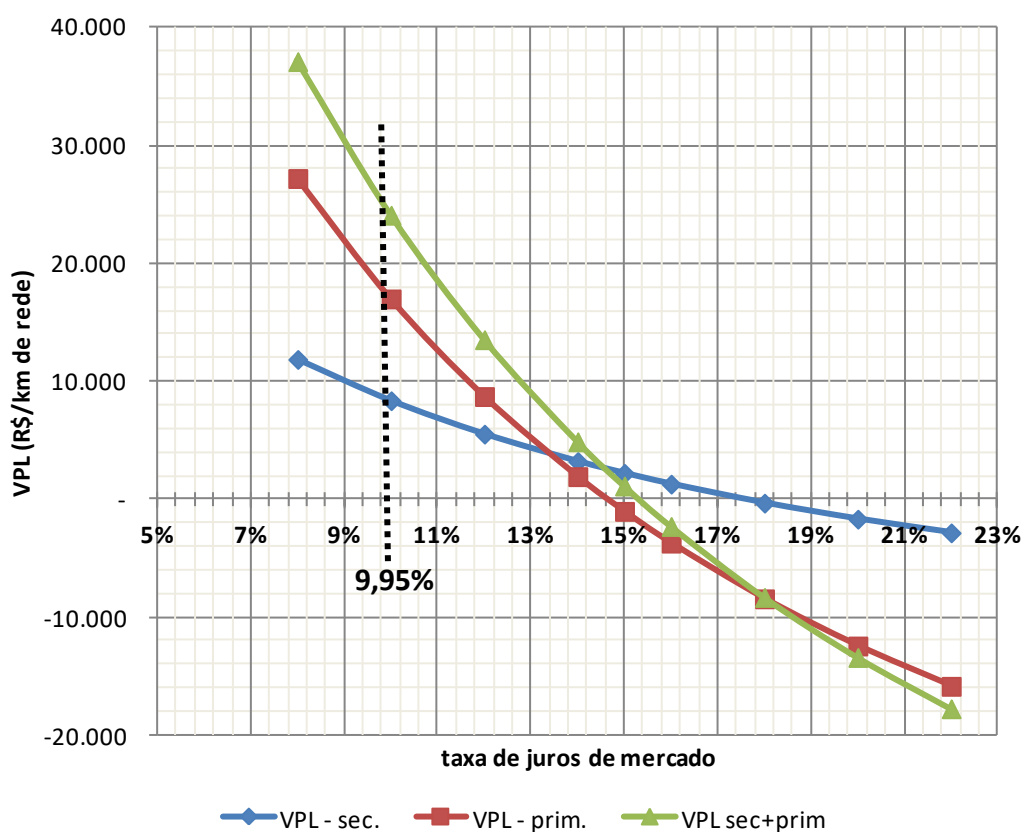
Nesta avaliação fica demonstrada a importância econômica de priorizar as redes mais depreciadas para propostas de modernização no sistema elétrico.

Outro fator importante é o fato de priorizar o planejamento das substituições de redes

primárias e secundárias juntas, pois nesse caso o resultado da operação tende a ser positivo, conforme Tabela 28. Via de regra no sistema de distribuição de energia urbano, a extensão das redes secundárias é maior que das redes primárias. Esta característica indica que em uma região elétrica que será modernizada, a tendência é que a contribuição da rede secundária será maior que da primária.

A seguir, semelhante a seção 5.9, foram simulados cenários para auxiliar no critério de decisão dos investimentos e apresentados na Figura 33. Efetuou-se a variação da taxa de juros de 8% a 22% e obteve-se a evolução do VPL, tanto para rede primária como para rede secundária e também para redes primária e secundária compartilhando a mesma posteação.

Figura 35 – Cenários de investimentos



Fonte: próprio autor

De forma análoga ao item anterior, observa-se que a medida que a taxa de juros aumenta o resultado do VPL diminui, ou seja, à medida que os juros de mercado se elevam o custo da tarifa de energia elétrica tende a aumentar uma vez que a tarifa é quem financia os investimentos da distribuidora.

O limite entre o resultado positivo e negativo do investimento é o valor da TIR, isso significa que quanto mais próximo ao valor da TIR for os juros pagos pela distribuidora para captação de recursos, maior será o risco do investimento. Para taxas de juros maiores que a TIR o investimento gera prejuízo para o negócio.

A rede secundária oferece maior espaço para variação da taxa de juros, considerando que a TIR é cerca de 17%, indicando que este é o limite da taxa de juros que esta operação suporta, a partir deste valor o investimento irá para a faixa negativa indicando prejuízo.

Para a rede primária o limite da taxa de juros para investimento deve ser abaixo de 14%, a partir deste nível de juros também a rede primária não remunera o investimento.

Considerando redes primárias e secundárias na mesma posteação, o limite do custo do dinheiro para financiar o investimento é de cerca de 15% e nesse caso no limite do risco econômico.

Para o terceiro ciclo de revisão tarifária desta distribuidora o WACC regulatório considerado pela ANEEL foi de 9,95% e na Figura 35 é possível identificar que para qualquer alternativa de rede elétrica estudada, os resultados seriam positivos caso o custo de capital praticado fosse 9,95%. Importante ressaltar que se a distribuidora captar no mercado recursos acima deste percentual irá reduzir sua lucratividade.

Através da análise econômica é possível avaliar diversos cenários, variando a taxa de juros e o índice de depreciação das redes, de modo a encontrar entre as redes priorizadas para modernização, aquelas com maior atratividade econômica e técnica. Fica claro que o indicador econômico utilizado para obtenção da Matriz de Decisão, capturou a importância da depreciação das redes, pois considera que a rede mais depreciada é prioritária para investimentos.

Outro fator importante é o desafio imposto às áreas de engenharia, comercial e de finanças das distribuidoras, que devem com precisão aplicar os conceitos de investimentos prudentes para garantir a qualidade do fornecimento e a lucratividade da empresa. Os dados técnicos, comerciais e contábeis devem estar em perfeita sintonia para garantir segurança na tomada de decisão.

5.11 CONSIDERAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ECONÔMICA

A avaliação econômica possibilita a realização de um planejamento, seguro, detalhado e completo de ações estratégicas que é a espinha dorsal de toda a distribuidora de energia elétrica.

Esta análise possibilita o financiamento da evolução tecnológica com a utilização de soluções de engenharia moderna e energeticamente eficiente que suporta a gestão sustentável do suprimento de energia elétrica com melhor qualidade. Em outra vertente possibilita geração de valor para a distribuidora, garantindo o interesse em continuar a investir nesta área estratégica para o Brasil.

A análise econômica permite a validação das decisões técnicas garantindo prudência na aplicação dos recursos para melhorias e expansão da rede elétrica com o melhor custo benefício para cada situação.

Os projetos são analisados globalmente, ou seja, a partir do investimento inicial da implantação, passando pelos custos de operação e manutenção até a total depreciação deste ativo.

Para redes nuas o custo de implantação é mais baixo se comparado com o custo da rede compacta, porém em um horizonte de 20 anos de depreciação, a rede compacta apresenta benefícios que são obtidos devido a redução dos custos de operação e manutenção e ganhos de qualidade de fornecimento de energia.

Importante ressaltar que dois fatores primordiais para a avaliação técnica e econômica, são o cenário macroeconômico que envolve cada plano de investimento e que irá definir o custo do dinheiro (juros) para o financiamento do investimento e o tempo residual para depreciação total da rede nua a ser substituída.

A conjugação de rede totalmente depreciada e juros de mercado baixos, são fortes indicadores de oportunidade de investimento com bom retorno para o acionista, fato que aponta prudência para o regulador e baixas tarifas de energia elétrica para o consumidor. Desta forma será possível a obtenção da melhor parceria entre a tecnologia e os recursos disponíveis para investimentos.

Todos os agentes são atendidos neste cenário, inclusive o Brasil.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho integra diversas áreas do conhecimento oriundas da academia e que aplicadas à moderna engenharia produzirão melhoria na qualidade do serviço fornecido e posicionarão a rede de distribuição em um novo patamar compatível com a demanda por serviços com melhor qualidade e a custos adequados.

Conclui-se que foram alcançados os objetivos propostos pelo presente trabalho. Seu conteúdo apresenta um método consistente e aplicável e que foi desenvolvido durante a pesquisa realizada, através da aplicação de conceitos científicos atuais.

O conteúdo deste trabalho contribui para estruturação de critérios objetivos para avaliação de um sistema elétrico qualquer e possibilitar a identificação de alternativas técnicas e econômicas para propostas de ações exequíveis, visando a melhoria da qualidade dos serviços de eletricidade.

A aplicação deste método permite precisão na tomada de decisão para obtenção do melhor desempenho técnico da rede elétrica e o melhor retorno econômico deste investimento, possibilitando melhoria contínua da qualidade da energia fornecida e saúde financeira da distribuidora e do setor elétrico.

A avaliação econômica desenvolvida neste trabalho indica que os ganhos de qualidade auferidos podem gerar recursos para o financiamento da modernização do sistema elétrico, desde que as taxas de juros e o grau de depreciação dos ativos a serem substituídos suportem esta migração de tecnologia.

Avaliando especificamente os objetivos propostos, foi possível o desenvolvimento de uma Matriz de Decisão que, com a utilização de indicadores técnicos e econômicos, possibilita a ordenação e identificação precisa de cada região elétrica que compõe o sistema de potência e que são propícias ao desenvolvimento de projetos de melhoria da qualidade do fornecimento.

A intersecção desses indicadores técnicos e econômicos permitem localizar a região com o pior desempenho técnico e melhor retorno do investimento, sinalizando que o destino

dos recursos disponíveis produza maximização do retorno técnico e econômico. O retorno técnico se dá pela redução do número de ocorrências e o retorno econômico se dá através da realização de investimentos prudentes na rede elétrica de modo que os ganhos de desempenho auferidos possam financiar os investimentos em modernização.

Identificada através da Matriz de Decisão, a região elétrica com maior favorabilidade para o programa de melhorias, é possível identificar por quais circuitos nesta região elétrica serão iniciados os projetos de melhoria de desempenho. Esta identificação ocorre a partir da ordenação dos circuitos com pior desempenho na direção dos circuitos com melhor desempenho. Estes circuitos com desempenho críticos apresentam o maior potencial de benefícios.

Por meio da migração de um sistema elétrico constituído de redes nuas para um sistema elétrico com redes compactas e a adequada comparação do desempenho entre estes sistemas construtivos, é possível determinar, através da Taxa de Melhoria de Desempenho, qual o potencial de redução do número de ocorrências proporcionalmente a extensão de redes modernizadas. Esta identificação é possível através da construção da curva que correlaciona a redução do número de ocorrências em relação a extensão de redes modernizadas. Por outro ângulo, é possível fixar o nível de redução do número de ocorrências desejado e identificar qual a extensão de rede a ser modernizada para se atingir a meta estabelecida. Esta ação pode ser obtida individualmente para as redes primária e secundárias.

Avaliando a proposta de utilização deste método na aplicação prática dessas novas tecnologias, é possível afirmar que as redes compactas são mais eficientes, com tecnologias mais sustentáveis e com melhor resultado econômico ao longo da vida útil se comparadas as redes nuas existentes.

Completando este conjunto de objetivos, a avaliação do resultado econômico, necessário ao financiamento deste programa, aplicou os conceitos modernos de engenharia econômica com cálculos atuariais, considerando um horizonte de 20 anos de vida útil dos ativos, conforme especifica a legislação do setor elétrico brasileiro.

A avaliação dos custos e benefícios destes investimentos considerou os recursos aplicados desde a implantação do projeto, passando pela operação e manutenção até o final da vida contábil e não observando apenas o custo inicial de implantação.

Esta avaliação econômica e técnica está alinhada ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, no qual as premissas de remuneração destes ativos são regulamentadas através da legislação brasileira e são fundamentais para manter a competitividade no setor elétrico. Estes conceitos são fundamentais para avaliação da eficiência do investimento e compartilhamento dos benefícios com consumidores e investidores.

Para o direcionamento da avaliação econômica, foram analisados diferentes cenários

considerando os parâmetros de juros e depreciação econômica das redes, de modo que foi possível identificar a relação entre estas grandezas e a consequência no resultado do projeto, sinalizando a viabilidade ou a inviabilidade, no momento da análise.

Esta análise permite que os planejadores possam determinar o limite dos custos de capital pagos para financiamento do projeto bem como identificarem cronologicamente a depreciação adequada para substituição dos ativos.

A aplicação deste método permite identificar as oportunidades para as ações de melhorias no sistema elétrico garantindo adequado desempenho técnico e econômico deste investimento.

Outro fator de destaque deste método para análise e gestão da rede elétrica, foi a integração dos conceitos técnicos de engenharia e economia aos diplomas legais que regulam o setor elétrico e que são estratégicos para o desenvolvimento do Brasil.

Desta forma verifica-se que é possível conciliar a expansão e melhoria da qualidade do sistema elétrico sem, contudo, comprometer o equilíbrio entre a tecnologia e a economia, fator este, desejável para o setor elétrico

Outra questão que sempre estará na agenda nacional é a capacidade do estado em manter o interesse do investidor em continuar financiando esta expansão, sem onerar à tarifa e agredir os preceitos de sustentabilidade nacional. A avaliação técnica e econômica proposta por este método indica esta possibilidade.

Esta não é apenas uma proposta de alteração física nas redes com a migração de padrão construtivo. Será uma migração para um novo modelo de gestão que permeará toda a espinha dorsal das empresas e do setor elétrico brasileiro, que tem como ponto de partida as áreas de engenharia e na sequência as áreas de mercado, regulação, contabilidade, suprimento, logística e produção.

Importante ressaltar que a academia e todo o parque de fornecedores de produtos e serviços para este setor, serão impactados positivamente na direção de criar e agregar novos valores de serviços e produtos a este mercado.

Adicionalmente, este método pode ser aplicado em todo sistema elétrico de distribuição, bastando para tanto a prospecção de informações corretas de cada rede elétrica sob estudo, com a finalidade de alimentar dados e as ferramentas de análise.

Este trabalho enseja também a possibilidade de novos estudos aplicados ao setor elétrico.

No lado da demanda, a possibilidade de novos critérios de planejamento, operação e manutenção das redes e equipamentos do sistema de distribuição, possibilitará a redução das perdas, redução do custo de implantação das redes e outros infindáveis benefícios decorrentes do melhor conhecimento da performance do sistema elétrico.

Do lado do consumo, será registrado melhoria na qualidade do serviço de energia, garantindo maior segurança as atividades produtiva e de lazer e, por conseguinte, tarifas adequadas para este serviço.

Haverá poucos limites se for aplicada a criatividade.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Tratou-se neste documento, de uma ampla visão estratégica para planejamento técnico e econômico de redes de distribuição. Sem dúvida o resultado positivo oriundo deste método, permeará também os processos de produção, transmissão e demais melhorias possíveis no sistema elétrico.

Como sugestão para futuros estudos, este método pode também ser ajustada para verificar a viabilidade da implementação de sistemas inteligentes nas redes elétricas, permitindo identificar o circuito ideal para início da instalação da inteligência, com objetivos de auferir expressivos ganho de qualidade e retorno adequado para os investimentos. A partir desta análise será possível identificar os diferentes níveis de inteligência incorporados aos medidores e equipamentos instalados na rede, com objetivo de otimização dos recursos aplicados, evitando o superdimensionamento desta inteligência.

Outra linha de pesquisa é a adição destes sistemas inteligentes agregada a modernização das redes, conforme aqui proposto, possibilitando a análise técnica e econômica considerando ambas evoluções tecnológicas.

Considerando que 70% das ocorrências ocorrerem na rede de baixa tensão, outra vertente para novos estudos poderá caminhar na direção de desenvolvimento de um módulo específico para estas redes.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Indicadores coletivos de continuidade**. Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisaGeral.cfm. Acesso em: 12 nov. 2016.

_____. **Nota técnica nº 0025 / 2006 - SRD/ANEEL**: metodologia para o estabelecimento da relação entre a qualidade e os investimentos necessários ao seu atendimento no segmento da distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2006. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 abr. 2014.

_____. **Nota técnica nº 80/2012-SRE/ANEE**: Companhia Energética do Ceará- COELCE. ciclo 2011-2014- final. Superintendência de regulação econômica. Brasília, 4 de abr. de 2012. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>>. Acesso em: 19 ago. 2013.

_____. **Nota técnica n.º 089/2008-SRE/ANEEL**: Brasília, 03 de abril de 2008. Segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica. Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista. CICLO 2007 – 2010. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 19 ago. 2013.

_____. **Nota técnica nº 097/2013-SRE/ANEEL-CPFL Paulista**. Brasília: ANEEL, 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>>. Acesso em: 19 ago. 2013.

_____. **Nota técnica 113/2007 – SRD/SRE/ANEEL**: metodologia para projeção de investimentos para o cálculo do fator X. contribuição da audiência pública 052/2007. Brasília: ANEEL, 2007. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/052/contribuicao/copel_anexo_i_i_fator_x.pdf>. Acesso em: 08 nov. 2013.

_____. **Nota técnica nº 122/2005-SRE/ANEEL**: metodologias para revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 20 abr. 2014.

_____. **Nota técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL**: eletropaulo. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>>. Acesso em: 19 ago. 2013.

_____. **Nota técnica nº 244/2010;- SRE/ANEEL**. Brasília, 2 de agosto de 2010. ESCELSA. Brasília: ANEEL, 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>>. Acesso em: 19 de agosto 2013.

_____. **Nota técnica nº. 253/2012-SRE/ANEEL**: Centrais Elétricas do Pará S.A - CELPA. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>>. Acesso em: 19 ago. 2013.

_____ **Manual de controle patrimonial do setor elétrico- MCPSE:** MCPSE, aprovado pela resolução normativa nº 367, de 02/06/2009, publicado em 26 de jun. 2009, retificado em 22 set. de 2009, Revisão do MCPSE através da Audiência Pública nº24/2014 e aprovação ANEEL Resolução Normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015: publicação da Resolução nº 367/2009 até a última revisão. Brasília: ANEEL, 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeb98b?version=1.0>>. Acesso em: 5 out. 2015.

_____ **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional- PRODIST:** qualidade da energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2008. (Módulo, 8). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 19 ago. 2013.

_____ **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional- PRODIST:** ressarcimento de danos elétricos. Resolução normativa nº 499/2012. Brasília: ANEEL, 2012. (Módulo, 9). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo9_Revisao_0.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2014.

_____ **Procedimentos de Regulação Tarifária- PRORET:** submódulos 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 e 2.5. Brasília: ANEEL, 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 20 de jan. 2015.

_____ **Resolução nº. 493, de 3 de setembro de 2002:** estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 1 set. 2013.

_____ **Resolução homologatória nº 1.223, de 18 de outubro de 2011:** CPFL Piratininga. Brasília: ANEEL, 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>>. Acesso em: 19 ago. 2013.

_____ **Resolução homologatória nº 1.505, de 5 de abril de 2013:** Enersul. Brasília: ANEEL, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>>. Acesso em: 19 ago. 2013.

_____ **Resolução normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006 (*) Nota técnica 262/2006:** SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL. Brasília: ANEEL, 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 20 abr. 2014.

_____ **3º ciclo de RTP das distribuidoras de EE.** Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/revisaoTarifariaPeriodica/index.cfm?Ano=2012&Concessionaria=73>>. Acesso em: 19 ago. 2013.

ASSAF NETO, A. **Finanças corporativas e valor.** São Paulo: Atlas, 2012. p. 159,160.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 13820/1997:** avaliação de servidões, equipamentos, instalações e complexos industriais. Rio de Janeiro,

2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 13820/1997:** avaliação de servidões, equipamentos, instalações e complexos industriais. Rio de Janeiro, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 8977/1985:** avaliação de máquinas, equipamentos, instalações e complexos industriais. Rio de Janeiro, 2013.

ÁVILA, S. S. G. **Cálculo I:** funções de uma variável. 6. ed. São Paulo: Livros Técnicos e Científico, 2004. p. 27-56.

BARBETTA, P. A.; REIS, M. M.; BORNIA, A. C. **Estatística para cursos de engenharia e informática.** 3. ed. São Paulo: Atlas, 2010. p. 316-346.

BERNOULLI, D. Exposition of a new theory on the measurement of risk. **Econometric**, Chichester, v. 22, n. 1, p. 23-36, 1954. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/i332643>>. Acesso em: 14 nov. 2016.

BOSSI, A.; SESTO, E. **Instalações elétrica.** São Paulo: Hemus Livraria, 2002. p. 605-638.

BRIGHAM, E.; GAPENSKI, L.; EHRHARDT, M. **Administração financeira:** teoria e prática. São Paulo: Atlas, 2001. p. 437.

BURDEN, R. L.; FAIRES, J. D. **Análise numérica.** 8. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2008. p. 62-74.

CARDOSO, J. New solutions in EDP distribuição – medium voltage overhead lines. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION – CIRED, 1., 2009, Prague. **Conference...** [S.l.]: Electricity Distribution, 2009. p. 1.

CÔRTEZ, J. G. P. **Introdução à economia da engenharia, uma visão do processo de gerenciamento dos ativos da engenharia.** 3. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2012. p. 71-154.

CYRILLO, I. O. **Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário.** 2011. 123 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo– USP, São Paulo, 2011.

DEB, K. **Multi-objective optimization using evolutionary algorithms:** west sussex PO 19 8SQ. England: John Wiley & Sons, 2004. p. 1-48.

DOMINGUEZ, J. S.; CERQUEIRA JUNIOR, A. J.; DOMINGUEZ, D. S.; FRIAS, D.; IGLESIAS, S. M. Using a multi-agent system for monitoring indicators of quality of service in power distribution networks. **IEEE Latin America Transactions**, Piscataway, v. 13, n. 4, 2015. p. 1048-1054.

FIGUEIREDO, S.; CAGGIANO, P. **Controladoria: teoria e prática**. São Paulo: Atlas, 1997. p. 91.

GAUTSCHI, W. **Numerical analysis, an introduction**. West Lafayette: Birkhauser Boston, 1997. p. 230-243.

GOLDBARG, M. C.; LUNA, H. P. L. **Otimização combinatória e programação linear: modelos e algoritmos**. Rio de Janeiro: Campus, 2000. p. 1-30.

GOMES, C. F. S. **Principais características da teoria da utilidade multiatributo, e análise comparativa com a teoria da modelagem de preferências e teoria das expectativas**. Rio de Janeiro: Centro de Análises de Sistemas Navais (CASNAV)/COPPE – UFRJ, [200-]. p. 1-6.

GONDIM, I. N.; BARBOSA JUNIOR, J. A. F.; OLIVEIRA, J. C. Member IEEE. OLIVEIRA, A.; TAVARES, C. E. An approach to obtain system disturbance data to consumer reimbursement analysis by real time measurements. **IEEE Latin America Transactions**, v. 11, n. 2, p. 719-725, March 2013.

GUEMBAROVSKI, R. H. **Um modelo de referência orientado ao conhecimento para o processo de planejamento de sistemas de distribuição de média tensão**. 2014. 277 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)– Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014.

HEIDARI, S.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; KAZEMI, S. IEEE member. Power distribution network expansion planning considering distribution automation. **IEEE Transactions on Power Systems: IEEE Journals & Magazines**, Athenas, v. 30, n. 3, p. 1261-1269, May 2015.

HELEBRANDO, A.; HOKAMA, W. S. Rede de distribuição inteligente com auto recuperação de alimentadores. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA- SENDI, 21., 2014, Santos. **Anais...** Santos: [s.n.], 2014. p. 1-6.

JARDINI, A. J.; MATSUO, I. B. M.; HOKAMA, W. S. et al. Diagnóstico da atuação da proteção em subestações de distribuição. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA-SENDI, 21., 2014, Santos. **Anais...** Santos: [s.n.], 2014. p. 1-12.

KUHLENENGEL, M. ; LANDINGER, C. S. R. IEEE member. In: BELLO, S.; GRENIER, G.; PSILOPULOS, K. Development and installation of a 69kV aerial cable system. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, p. 836-841, 1999

LAURIA, L, C. **Decisões de custos em épocas de crise: aspectos relevantes em orçamentos de investimentos (capex)**. Belo Horizonte: Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais-PUC, , ano de publicação. __, Disponível em: <<http://docslide.com.br/download/link/capex-e-opex>>. Acesso em: 7 mar 2017.

MILONI, G.; ANGELINI, F. **Estatística aplicada, números-índices, regressões e correlações, séries temporais**. São Paulo: Atlas, 1995. p. 159-193.

MINISTÉRIO DE ESTADO DO TRABALHO E EMPREGO. **Norma Regulamentadora 10 NR10**: segurança em instalações e serviços em eletricidade, conforme a portaria ministro de estado do trabalho e emprego nº 598 de 07 de dez. de 2004. Brasília- DF: Portaria nº 3.214, de 1978. Disponível em: <<http://www.guiatrabalhista.com.br/legislacao/nr/nr10.htm>>. Acesso em: 1 nov. 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME; SECRETARIA DE ENERGIA – SE; DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE. Contrato de concessão no 014/97 companhia paulista de força e luz - cpfl distribuição. Brasília; Brasil: Diário Oficial da União de 25 de setembro de 1997 e outorgadas pelo Decreto de 19 de novembro de 1997. **Diário Oficial da União** de 20 de novembro de 1997. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/655812/15062979/Contrato+de+Concess%C3%A3o.pdf/d8d68f82-7cab-458b-9ea8-0a0dbc5b3920?version=1.0>. Acesso em: 22 fev. 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. SECRETARIA DE ENERGIA – SE. DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE. **Plano nacional de energia 2050- PNE**: nota técnica DEA 13/15. Demanda de energia 2050. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 11 nov. 2016.

NAUMOV, A. A.; KHODUSOV, N. V. NPV: method for investment estimation. Science and Technology. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON SCIENCE AND TECHNOLOGY, 6., 2002, Russian. **Proceedings...** Russian: KORUS, 2002.

RAMÍREZ-VÁZQUEZ, I.; ESPINO-CORTÉS, F. P. Electric-field analysis of spacer cable systems for compact overhead distribution lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 27, n. 4, 2012. p. 2312-2317. DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2209186.

ROCHA, R. C. C.; SOARES, M. R.; DA COSTA, L. A.; LA SALVIA, J. A.; LEME, R. P. New electrical connection technology for covered overhead distribution lines. **IEEE Journals & Magazines**. New Orleans, v. 2, p. 623 – 629, 1999. 0-7803-5935-6/00/2000.

ROCHA, R. C. C.; GOMES, E. M.; NISHIMURA, F.; CICARELLI, L. D.; SOARES, M. R. New technologies, standards and maintenance methods in spacer cable systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 17, n. ..., p. 562-568, 2002. 0-7803-5935-6/00/2000 © IEEE. DOI: 10.1109/61.997939.

RUGGIERO, M. A. G.; LOPES, V. L. R. **Cálculo numérico, aspectos teóricos e computacionais**. São Paulo: Pearson e Makron Books do Brasil, 1988. p. 66-82.

SAMANEZ, C. P. **Engenharia econômica**. São Paulo: Pearson, 2009. p. 36-123.

SIMÕES, A. C.; PIAZZA, E. G. B. E.; ROMANELLI, N. W. Substituição de rede nua por rede compacta em redes existentes visando redução dos custos de manutenção. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA- SENDI, 19., 2010, SÃO PAULO. **Seminário...** São Paulo: [s.n.], 2010. p. 1-21.

TORRES, O. F. F. **Fundamentos da engenharia econômica e da análise econômica de projetos.** São Paulo: Thonson, 2006. p. 83-92.

WARD, E. BARRON F. H. **Improved simple methods for multiattribute utility measurement.** California: Organizational Behavior and Human Decision Processes, 1994. p. 306 – 325.

ZHOU, R; YANG, H.; DUAN, X.; XIN, J. **Simulating decision for power system planning based on multi-attribute fuzzy optimal selection.** San Francisco: IEEE, 2005. v. 2, p. 1419-1423. ISBN: 0-7803-9157.

Bibliografia

BALZER, G.; BOEHLE, B.; HANEKE, K.; KAISER, H. G.; PÖHLMANN, R.; TETTENBORN, W.; VOß, G. **Switchgear manual**. 9. ed. Mannheim: ABB Schaltanlagen GmbH, 2003. p. 351-359.

BANDEIRANTES ENERGIA - GRUPO EDP. **Estruturas para redes de distribuição aéreas compactas – detalhes de montagem - PT.DT.PDN.03.05.001 – versão 2**. São Paulo: Grupo EDP, 2015. Disponível em: <http://www.edp.com.br/distribuicao/edp-escelsa/informacoes/tecnicas/padrao-e-especificacoes-tecnicas/Documents/PT.DT.PDN.03.05.001%20v2.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2016.

BRITTES, J. L. P. et al. Substation smartening: an IEC based approach for utility smart analytics development. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID SYSTEMS- ICSGS, 4., 2015, Lisbon. **Conferencia...** Lisbon: [s.n.], 2015.

CARMELO, M. Redes inteligentes (Smart Grid.) In: SEMANA CIENTÍFICA E CULTURAL DA ENGENHARIA ELÉTRICA, 30., 2011, Barretos. **Semana...** Barretos: UNIFEB, 2011. p. ...-...

CATÁLOGO FICAP. **Divisão cabos energia: cabos para linhas aéreas**. São Paulo: FICAP, 2014. Disponível em: <http://www.eletege.com.br/catalogos/ficap.pdf>. Acesso em: 12 nov. 2014.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA- CELESC. **Manual de procedimentos sistema de desenvolvimento de sistemas de distribuição subsistema normas e estudos de materiais e equipamentos de distribuição código título folha I-313.0021 critérios para utilização de redes de distribuição padronização aprovação elaboração visto DVOG RES. DDI Nº 206/2012 – 06/12/2012 DVEN DPEP**. Florianópolis: CELESC, 2012. Disponível em: <http://www.celesc.com.br/portal/index.php/normas-tecnicas/especificacao-de-equipamentos-e-materiais>. Acesso em: 3 mar. 2014.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ- CPFL ENERGIA. **Padrão técnico distribuição, rede primária compacta 15kV e 25kV – conexões**: número do documento 3585, instrução 1.8, 14 de jul. 2008. Campinas: CPFL Paulista - GEG, 2008. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br>. Acesso em: 18 set. 2012.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL ENERGIA. **GED 2430 planejamento e controle da arborização na coexistência com o sistema elétrico**. Campinas: CPFL Paulista- GEG, 2006. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/>. Acesso em: 3 mar. 2014.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL ENERGIA. **GED 3978 padrão técnico distribuição: cabo multiplexado isolado para 15kV e 25kV (S)**. Campinas: CPFL Paulista - GEG, 2007. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/>. Acesso em: 3 mar. 2014.

COSTER, E.; KERSTENS, W.; BERRY, T. Self-healing distribution networks using smart

controllers. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION STOCKHOLM- C I R E D, 22., 2013, Stockholm. **Conference...** Stockholm: [s.n.], 2013. p. 1-4. Paper 0196. DOI: 10.1049/cp.2013.0603.

ELEKTRO. **ND.06:** materiais para redes aéreas isoladas de distribuição de energia elétrica-norma técnica. Campinas: [s.n.], 2014. Disponível em: <<http://www.elektro.com.br/>>. Acesso em: 3jul. 2014.

FAGUNDES, C. R. **Avaliação de acessórios poliméricos de redes compactas protegidas por meio de ensaio de multiestressamento e simulação computacional.** 2008. 90 f. Dissertação (Mestrado)– Faculdade de Engenharia de Materiais, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2008. Disponível em: <<http://www.pipe.ufpr.br/portal/defesas/dissertacao/144.pdf>>. Acesso em: 12 set. 2014.

KAGAN, N.; GOUVEIA, M.; MAIA, F. C.; DUARTE, D.; LABRONICI, J.; GUIMARÃES, D. S.; NETO, A. B.; SILVA, J. F. R.; PARTICELLI, F. **Redes elétricas inteligentes no Brasil.** Rio de Janeiro: Synergia, 2013. p. 47-57, p. 159-193.

LAMIN, H. **Análise de impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil.** 2013. 306 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)– Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Tese_%20Hugo_Lamin.pdf>. Acesso em: 12 out. 2014.

LANDINI, L. A. R. **A consolidação das redes de transmissão e de distribuição do sistema elétrico brasileiro em face da intervenção do estado na propriedade.** 2007. 251 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000419761>>. Acesso em: 12 abr. 2014.

MALDONADO, E. G. **Estudo da comunicação de um compensador série para rede de distribuição com o centro de controle utilizando tecnologia GPRS.** 2013. 98 f. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013. Disponível em: <http://base.repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/87155/guerreromaldonado_e_me_ilha.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 12 jul. 2014.

RONCOLATTO, R. A. Sistemas elétricos com redes protegidas: características técnicas. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE PLANEJAMENTO URBANO, ARBORIZAÇÃO E SISTEMAS ELÉTRICOS – SIPASE, 2010, Belo Horizonte. **Conferencia...** Belo Horizonte: Cemig, 2010. p. 1-64.

SEGATTO, A. G. **Estudo e projeto de rede elétrica compacta protegida.** [S.l.]: Universidade Federal do Espírito Santo: Centro Tecnológico Departamento de Engenharia Elétrica, 2008. p. 23-89. Projeto de Graduação.

TORREZAN, R. et al. Plano de decenal da distribuição. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA- SENDI, 18., 2008, Olinda. **Anais...** Olinda: [s.n.], 2008. p. 1-12.

VELASCO, G. N. **Arborização viária x sistemas de distribuição de energia elétrica:** avaliação dos custos, estudo das podas e levantamento de problemas fitotécnicos. 2003. ... f. Dissertação (Mestrado) - Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Universidade de São Paulo- USP, Piracicaba, 2003.
