

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

MARCEL SOUZA MATTOS

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA A PARAMETRIZAÇÃO DA
PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO CUSTO DE INTERRUPÇÕES**

Porto Alegre

2016

MARCEL SOUZA MATTOS

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA A PARAMETRIZAÇÃO DA
PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO CUSTO DE INTERRUPÇÕES**

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

Área de concentração: Energia.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre

2016

MARCEL SOUZA MATTOS

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA A PARAMETRIZAÇÃO DA
PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO CUSTO DE INTERRUPÇÕES**

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

Orientador: _____

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Goteborg, Suécia

Co-orientador: _____

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, University of Flórida

Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University – Blacksburg, Estados Unidos.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Gustavo Ferreira Dornelles, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Luís Fernando Alves Pereira

Porto Alegre, Março de 2016.

DEDICATÓRIA

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

AGRADECIMENTOS

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

Aos colegas do PPGEE pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho.

RESUMO

A continuidade no fornecimento de energia elétrica a clientes é um objetivo constante das distribuidoras de energia, as quais estão constantemente buscando desenvolver soluções tecnológicas a fim de melhorar o desempenho das redes de distribuição. Com o crescimento das cargas eletrônicas e o expressivo aumento dos dispositivos automáticos nas redes, surge uma nova forma de analisar a rede de distribuição sob o aspecto da filosofia da proteção, considerando interrupções sustentadas e momentâneas, sob dois aspectos distintos, o primeiro considera o custo da energia não fornecida sob o período de contingência, enquanto que o segundo refere-se ao impacto do custo social para diferentes classes de clientes, durante o período das interrupções. Desta forma este trabalho propõe o desenvolvimento de uma estratégia de minimização de custos dessas interrupções considerando as características das cargas, bem como o tempo necessário para reinicialização da carga. Para este fim, é aplicado um modelo de programação não-linear, que emprega variáveis binárias para definir a habilitação ou não de curvas rápidas nos religadores e uma abordagem de otimização clássica. Os algoritmos foram desenvolvidos no software Matlab e posteriormente convertido para linguagem GAMS (*Generic Algebraic Modeling System*). A metodologia foi testada e validada em um alimentador de distribuição real urbano, localizado na região metropolitana de Porto Alegre (RS, Brasil).

Palavras-chave: Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Custos das Interrupções. Religadores Automáticos. Filosofia de Proteção. Energia Não Suprida. Custo Social.

ABSTRACT

Uninterrupted power delivery is a permanent goal of power utilities. One way of attaining this objective is constantly investing in technological solutions to improve the performance of distribution networks. With increasing loads, mainly electronic ones, as well as growing insertion of automatic reclosers, the protection philosophy of distribution systems has to be rethought taking into account temporary and permanent interruptions. In this work, we propose a strategy to minimize the cost of interruptions taking into account the load characteristics and the time required to restart the load. This is achieved by deriving a mixed integer nonlinear programming model. The proposed model uses binary variables to define if the instantaneous characteristic of the recloser should be enabled and a classical explicit mathematical optimization approach. The algorithms were developed with Matlab software and the conversion was made to a General Algebraic Modeling System (GAMS). The applicability of the proposed methodology is tested in an actual feeder from Porto Alegre.

Keywords: Electric Power Distribution Systems. Costs of interruptions. Automatic Reclosers. Protection philosophy. Energy Not Supplied. Social Cost.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	MOTIVAÇÃO	12
1.2	OBJETIVOS	13
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	13
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1	CUSTOS E COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE	15
2.2	CUSTO SOCIAL	21
2.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	25
3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	26
3.1	INTERRUPÇÕES DEVIDAS ÀS FALHAS DO SISTEMA	26
3.2	INDICADORES	28
3.3	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	29
3.3.1	Relés e Religadores com controle Microprocessados	29
3.3.2	Chave Fusível	31
3.4	COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE	33
3.4.1	Coordenação Relé/Religador – Fusível	35
3.4.2	Coordenação Relé/Religador - Religador	37
3.5	CURVA DE CARGA	40
3.6	CUSTO DAS INTERRUPÇÕES	42
3.6.1	Custos das Concessionárias	42
3.6.2	Custos das Interrupções por parte dos Consumidores	45
3.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	47
4	MODELO MATEMÁTICO	49
4.1	FUNÇÃO OBJETIVO	49
4.2	RESTRICÇÕES DE COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO	51
4.3	DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA	52
5	ESTUDO DE CASO	57
5.1.1	Cenário 1	60
5.1.2	Cenário 2	64
5.1.3	Cenário 3	67
5.1.4	Cenário 4	70
5.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS	72
6	CONCLUSÃO	74
	APÊNDICE A: DADOS TÉCNICOS DO ALIMENTADOR	80
	APÊNDICE B: ESQUEMÁTICO DO ALIMENTADOR UTILIZADO NO TESTE	82
	APÊNDICE C: CURVAS DE OPERAÇÃO DOS FUSÍVEIS	83
	APÊNDICE D: CURVAS DE CARGA	84

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Curvas lenta, rápida e tempo definido.....	30
Figura 2. Sequência de operação do religador.....	31
Figura 3. Curvas de operação do elo fusível tipo K	33
Figura 4. Curva rápida desabilitada.....	34
Figura 5. Curva rápida habilitada	35
Figura 6 Coordenação Relé/Religador – Fusível.....	37
Figura 7. Ajuste de Sequência através de meio físico.	37
Figura 8. Coordenação entre relés e religadores.....	38
Figura 9. Coordenação entre Religadores.....	39
Figura 10. Curva de Carga.....	41
Figura 11. Exemplo de alimentador para aplicação da metodologia.....	52
Figura 12. Fluxograma da Metodologia	55
Figura 13. Diagrama unifilar da rede de distribuição utilizada nos testes.....	57
Figura 14. Custos relativos ao Cenário 1.....	64
Figura 15. Análise de Custos Cenário 2.	66
Figura 16. Análise de Custos Cenário 3.	69
Figura 17. Análise de Custos Cenário 4.	72
Figura 18. Cenário de Carga 1.....	84
Figura 19. Cenário de Carga 2.....	84
Figura 20. Cenário de Carga 3.....	85
Figura 21. Cenário de Carga 4.....	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Constantes das Curvas de Tempo Inverso	30
Tabela 2 Fator de Coordenação Relé/Religadores	36
Tabela 3 Custos Médios de Interrupções Industriais (U\$/kWh)	46
Tabela 4 Custos Médios de Interrupções Comerciais (U\$/kWh).....	46
Tabela 5 Custos Médios de Interrupções Residenciais (U\$/kWh).....	46
Tabela 6 Simulações referente a análise do SAIFI.....	54
Tabela 7 Simulações referente a análise do MAIFI _E	54
Tabela 8 Parâmetros de confiabilidade para cálculo do CENF	58
Tabela 9 Parâmetros de confiabilidade para cálculo do CSOCIAL	58
Tabela 10 Histórico de Faltas	59
Tabela 11 Valores de ajuste dos Religadores	60
Tabela 12 Cenário 1 (00:00 – 07:00).....	61
Tabela 13 Ajuste de Tempo dos Religadores e Coordenação dos Fusíveis	62
Tabela 14 Cenário 2 (07:00 – 19:00).....	65
Tabela 15 Cenário 3 (19:00 – 22:00).....	68
Tabela 16 Cenário 4 (22:00 – 24:00).....	71
Tabela 17 Demanda por Cenários x Consumidores	80
Tabela 18 Coeficiente de ajuste da curva característica dos fusíveis	83

LISTA DE ABREVIATURAS

- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
- ASIFI: Average System Interruption Frequency Index
- ATUAL-ENS: Atual Energia Não-Suprida
- ATUAL-SOC: Atual Social
- CE_{COM}: Custo de Energia Comercial
- CE_{IND}: Custo de Energia Industrial
- CENF: Custo Energia Não-Fornecida
- CENS: Custo Energia Não-Suprida
- CE_{RES}: Custo de Energia Residencial
- CE_{RES}: Custo de Energia Social Residencial
- CE_{SOC}: Custo de Energia Social Comercial
- CE_{IND}: Custo de Energia Social Industrial
- DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- EA-ENS: Estado Atual Energia Não-Suprida
- EA-SOCIAL: Estado Atual Social
- ENS: Energia Não-Suprida
- FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- MAIFI: Momentary Average Interruption Frequency Index
- MAIFI_E: Momentary Average Interruption Event Frequency Index
- MINLP: Minimização Não Linear Inteira Mista
- NEOS: Network Enabled Optimization System
- ONS: Operador Nacional do Sistema
- PLIM: Programação Linear Inteira Mista
- SAIFI: System Average Interruption Frequency Index

SDEE: Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

VTCD: Variação Tensão Curta Duração

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, as características técnicas e geográficas das redes de distribuição e os investimentos em equipamentos tecnológicos, faz com que as distribuidoras de energia repensem suas filosofias de proteção.

Atualmente uma grande preocupação das concessionárias de energia brasileiras é o atendimento das metas estipuladas pelos órgãos reguladores, neste caso a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), além do controle contábil dos investimentos feitos no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE). Apesar de existirem metas bem claras e definidas pelo órgão regulador, na prática os clientes estão cada vez mais exigentes e intolerantes à falta de energia. Isto tudo deve-se a competitividade do mercado que exige padrões de qualidade cada vez maiores, além do aumento significativo dos controles eletrônicos nos processos industriais, fazendo com que processos importantes sejam mais sensíveis a pequenas perturbações. Dado este cenário desafiador, surge uma nova forma de analisar os custos das interrupções no sistema elétrico, a qual deve considerar cada vez mais a tecnologia agregada nos equipamentos distribuídos nas redes de distribuição, bem como uma análise social mais criteriosa considerando os tipos e classes dos consumidores.

Com base nestes desafios, identificou-se uma oportunidade de melhoria com o desenvolvimento de uma metodologia que analise os custos referentes às interrupções, vistos sob dois prismas diferentes: considerando as perdas de faturamento momentâneo da distribuidora devido à energia não suprida, gerando assim impacto no fluxo de caixa da

empresa, e outro avaliando o custo que a falta de energia traz para a sociedade, neste caso clientes (residenciais, comerciais e industriais).

1.2 OBJETIVOS

Com a finalidade de desenvolver uma nova metodologia de análise referente à atuação dos religadores microprocessados na rede de distribuição, considerando as interrupções momentâneas, bem como o tempo de inicialização de cargas eletrônicas em processos industriais e comerciais, esta dissertação traz duas propostas referentes aos custos das interrupções. A primeira, sob a visão da concessionária, avalia a energia não faturada devido às interrupções e a segunda, sob a visão dos consumidores, considera o custo social dos diferentes clientes e suas particularidades devido à ausência de energia decorrente das interrupções.

As propostas consistem na definição da ativação do esquema de proteção coordenado, através do estudo de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção existentes na rede de distribuição, considerando os custos das interrupções.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O capítulo 2 traz a revisão bibliográfica dividida em 2 seções, a primeira que descreve custos das interrupções considerando a Energia Não Suprida (ENS) e a coordenação e seletividade e a segunda os custos sociais. O capítulo 3 descreve a formulação do problema mencionando as características técnicas necessárias para compreensão da metodologia, bem

como introduzindo os conceitos necessários para compreensão do problema e o que está sendo utilizado na prática das redes de distribuição.

O capítulo 4 descreve o modelo matemático e as técnicas empregadas na resolução do problema.

O capítulo 5 apresenta os resultados obtidos da análise dos modelos de otimização, praticados em um estudo de caso de um alimentador urbano real da AESsul, ensaiado sob diferentes cenários de carga.

O capítulo 6 apresenta as conclusões, as principais contribuições do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

No apêndice são apresentados os dados e o esquemático do alimentador utilizado nos testes, as curvas de operação dos fusíveis e as curvas de carga separadas por cenários.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são abordados os três assuntos com maior relevância no desenvolvimento da metodologia. Os custos da ENS, coordenação e seletividade são mencionados em conjunto devido o desenvolvimento de alguns trabalhos já realizados, porém o custo social é tratado em uma subseção para um melhor entendimento.

2.1 CUSTOS E COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Muitos trabalhos são encontrados na literatura referente à alocação otimizada de dispositivos de proteção e manobra, como forma de melhorar a confiabilidade do SDEE, considerando indicadores de confiabilidade baseados em consumidores, cargas e energia. Também custos relacionados com instalação/alocação e operação desses dispositivos são considerados. Já a análise de coordenação e seletividade possui poucos trabalhos.

BILLINTON (1993) descreveu avaliação do valor da confiabilidade do SDEE usando os custos quantitativos da rede e os custos das interrupções dos clientes. A capacidade de avaliar a confiabilidade torna possível otimizando o sistema, comparando o valor de confiabilidade com os custos de investimento. As análises incluem uma avaliação da confiabilidade de diferentes configurações de funcionamento de um sistema de distribuição. A confiabilidade de cada configuração do sistema é avaliada em termos dos índices de desempenho do sistema, e dos custos esperados de interrupção do cliente devido a ENS.

SOUDI & TOMSOVIC (2001) desenvolveram uma metodologia que possibilitava a utilização do esquema de proteção coordenado ou seletivo entre os religadores e fusíveis. A metodologia proposta estabeleceu primeiramente a minimização dos indicadores SAIFI e ASIFI através de processos de otimização independentes. Os resultados numéricos obtidos foram tratados como restrições no algoritmo que utilizou programação de metas, buscando a minimização simultânea de ambos os indicadores. Outra formulação consistiu em agregar o

método de programação nebulosa ao método de programação por metas. Deste modo, os objetivos e restrições foram formulados como funções de pertinência dos conjuntos nebulosos, permitindo a mensuração das variações de cada objetivo em relação aos valores mínimos dos indicadores, definidos pelos processos de otimização anteriores. A partir do melhor resultado procurou estabelecer o balanço ótimo entre o decremento do indicador SAIFI, e o incremento do indicador MAIFI, de modo a definir os religadores nos quais a curva rápida de operação seria habilitada, caracterizando o esquema de proteção coordenado.

RAMÍREZ-ROSADO (2001) apresentou uma metodologia de otimização multiobjetivo, utilizando um algoritmo evolutivo, para descobrir a melhor confiabilidade da rede de distribuição, minimizando ao mesmo tempo os custos de expansão do sistema e a ENS. Um modelo de PNLIM, alcançando o dimensionamento ideal e localização dos alimentadores futuros (alimentadores de reserva e alimentadores de operação) e subestações, tem sido utilizado. Além disso, esta metodologia é geral, uma vez que é adequado para a otimização multiobjetiva de “N” objetivos simultaneamente. O algoritmo pode determinar o conjunto de soluções não dominadas ideais, permitindo ao planejador obter os locais ideais e tamanhos de alimentadores de reserva que alcançam a melhor confiabilidade do sistema com os menores custos de expansão. O modelo e o algoritmo foram aplicados intensamente para SDEE real que mostram o seu potencial de aplicabilidade em grandes redes de distribuição em prática.

CAMPITELLI (2006) apresentou um sistema computacional interativo para realizar a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção dos alimentadores de distribuição aéreas radiais. A metodologia funciona de maneira simultânea com os métodos de heurística ou otimização. A forma heurística utiliza como base a experiência de operação e planejamento profissionais do sistema de distribuição e histórico de eventos, já a forma otimizada é modelada como um problema de programação não linear inteira mista, que é resolvido através de um

algoritmo genético (GA). A função objetiva a ser minimizada considera o CENS. As duas metodologias foram implementadas em um alimentador existente de 660 barras.

PARADELO JUNIOR (2006) apresentou um trabalho com objetivo de desenvolver uma nova abordagem para o problema de proteção, considerando a natureza probabilística das variáveis de localização de defeitos e impedâncias externas. As correntes de curto-circuito foram determinadas através de cálculos de probabilidade e da teoria de curto-circuito. Em um segundo momento, os dados levantados são aplicados a rede existente com a finalidade de validação do método e comparação com ajuste reais de proteção.

COMASSETTO (2008), desenvolveu uma ferramenta computacional capaz de realizar a coordenação e seletividade de um sistema de distribuição de forma automática através de algoritmos heurísticos, mas para uma determinada configuração do SDEE, não considerando reconfigurações de rede, servindo como base para as definições dos ajustes de proteção em estudos de médio e longo prazo.

AMASIFEN (2008) desenvolveu três metodologias para análise dos riscos de interrupções provocadas por faltas nos SDEE. Estas metodologias são: Monte Carlo, Enumeração de Estados e Híbrido. Com a utilização destas metodologias, são avaliados índices relativos às interrupções de longa duração e às variações de tensão de curta duração (afundamentos, elevações e disrupções de tensão) em cada consumidor da rede de distribuição de energia elétrica. Em cada barra do sistema, as frequências de ocorrências de cada índice são obtidas, classificadas por faixas de magnitude e duração dos eventos. Conhecendo informações sobre a configuração e parâmetros de rede e sobre os dispositivos de proteção, através de um conjunto de simulações, é possível mapear as áreas de risco relativas aos fenômenos de interrupção e variações de tensão de curta duração (VTCDs). Dispondo ainda do conjunto de curvas de sensibilidade dos processos industriais, avaliam-se as frequências de disrupções de processos, esperadas por ano no ponto analisado, isto é, o número de vezes que um processo

apresenta mau funcionamento e possivelmente interrupção devido a uma VTCD. Também é apresentada nesta tese uma formulação matemática que permite realizar a inclusão do custo do prejuízo pela falta da qualidade de energia nos consumidores em modelos clássicos para o tratamento de problemas de planejamento da operação e da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica. Os métodos para avaliação das áreas de risco e custos de interrupção de processos por faltas nas redes de distribuição foram implementados em um sistema computacional. Resultados da aplicação em redes de distribuição reais permitem avaliar vantagens e desvantagens de cada um dos métodos.

AGUERO (2009) propôs uma metodologia para avaliação da confiabilidade preditivo de um sistema de distribuição real dos EUA. Na primeira etapa desta abordagem, a confiabilidade do modelo preditivo foi desenvolvida usando dados históricos de interrupção de cinco anos, informações sobre o projeto de confiabilidade, modelos de alimentadores de distribuição e dados de carga dos clientes. Em seguida, os parâmetros do modelo foram iterativamente ajustados para coincidir com os valores atuais de confiabilidade estimada dos alimentadores reais. Um conjunto abrangente de projetos de melhoria de confiabilidade foi avaliada e priorizados de acordo com uma métrica de custo-benefício com base no indicador FEC. Depois de modelar a implementação dos projetos selecionados, foram estimados valores DEC e MAIFI da área de estudo. Finalmente, as reduções alcançadas através da implementação dos projetos no âmbito da coordenação e seletividade foram comparadas.

FERREIRA (2011) apresentou duas metodologias de otimização da confiabilidade do SDEE. A primeira utiliza um objetivo único que consiste na alocação de dispositivos de proteção e manobra, visando à minimização de diferentes indicadores de confiabilidade que consideram a ocorrência de faltas permanentes e neste caso com a escolha pré-definida da proteção (coordenado ou seletivo). A segunda utiliza a minimização simultânea dos indicadores

relacionados a interrupções sustentadas (SAIFI) e momentâneas (MAIFI) e da escolha do esquema de proteção. A formulação do modelo utilizada foi PLIMM.

GADIRAJU (2012) apresentou uma técnica para reduzir interrupções momentâneas e, assim, mitigar MAIFI. Com o aumento do uso de religadores e operações de comutação como parte de automação de distribuição, interrupções momentâneas tornaram-se proeminentes, causando preocupações sobre a confiabilidade. Os métodos propostos descrevem estratégias com e sem comunicação, para dispositivos de proteção, para isolar os clientes a jusante de uma falha antes da primeira operação de religamento de um religador e, assim, reduzir as faltas momentâneas visto pelos clientes no alimentador

BHARGAVA (2013) apresentou um trabalho com objetivo de melhoria da análise do cálculo dos custos das interrupções. O caso base considera o custo de interrupções através de um determinado tempo do dia utilizando funções de danos através 3 métodos: O primeiro considera a energia estimada não suprida (EENS) o segundo avalia o custo estimado na energia não suprida (ECOST) e o terceiro a taxa de energia não suprida (ECOST/ EENS). Considerando diferentes tempos de ocorrências de faltas, bem como analisando épocas sazonais diferentes percebeu-se uma alteração no valor dos custos das interrupções.

FERREIRA (2013) propôs uma metodologia multicriterial para otimizar o desempenho dos sistemas de distribuição na presença da geração distribuída, considerando a alocação ótima, a seletividade e a coordenação dos dispositivos de proteção através do minimização do indicador SAIDI e posteriormente a minimização simultânea dos indicadores MAIFI e SAIFI através da programação linear Inteira Mista por Metas, visando o balanço ótimo entre a redução das interrupções momentâneas e sustentadas no sistema.

RAMOS (2014) propôs o desenvolvimento de metodologia para análise da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção automatizados (religadores com controle microprocessados), após mudanças na topologia de rede, com implementação de algoritmo em

Matlab e testes de validação. A tomada de decisão será apenas dos ajustes dos religadores microprocessados e telecomandados, na busca por uma solução que permita a execução da reconfiguração da rede de distribuição de energia.

LEDESMA (2015) apresentou um método para a análise detalhada da proteção de sobrecorrente em SDEE, em que os desequilíbrios de fase, neutro e afundamentos devem ser considerados. A metodologia proposta tem como objetivo avaliar automaticamente se um determinado ajuste do sistema de proteção se mantém coordenado e seletivo para os vários tipos de faltas (monofásico, bifásico, bifásico-terra e trifásico) considerando ou não resistência de falta, sendo o defeito em qualquer ponto do sistema. O algoritmo é dividido em duas rotinas (módulo de defeito e módulo da proteção), onde cada qual foi subdividida em sub-rotinas. A primeira realiza o cálculo de defeitos com base na metodologia de injeção de corrente a quatro condutores, considerando as características dos transformadores, desequilíbrios entre as fases, aterramentos de equipamentos e representação do cabo neutro. A segunda é lido todos os dados dos equipamentos de proteção, tratamento dos dados e a verificação da coordenação e seletividade.

Os trabalhos abordados evidenciam a minimização da ENS (LEDESMA, 2015; BHARGAVA, 2013; RAMOS, 2014; BILLINTON, 1993) através técnicas de otimização: multiobjectivo (RAMÍREZ-ROSADO, 2001), heurística (COMASSETTO, 2008) ou algoritmo genético simultaneamente (CAMPITELLI, 2006). Também utilizando técnicas probabilísticas (PARADELO JUNIOR, 2006).

As formulações propostas por SOUDI & TOMSOVIC (2001) e FERREIRA (2011 e 2013) propõem a minimização simultânea dos indicadores SAIFI e MAIFI considerando o

esquema de proteção coordenado e seletivo. AGUERO (2009) propõem a análise através do indicador FEC e posteriormente considera os indicadores DEC e MAIFI.

GADIRAJU (2012) propõem uma redução no indicador MAIFI considerando a comunicação dos dispositivos.

Diante do exposto, em uma das metodologias adotadas neste trabalho, serão considerados os custos das interrupções sob a análise da ENS referente aos indicadores SAIFI e MAIFI avaliando os diferentes tipos de carga, consumidores e o processo de coordenação dos dispositivos de proteção. A metodologia também considerada o tempo necessário para reinicialização das cargas eletrônicas.

2.2 CUSTO SOCIAL

Para análise e mensuração dos custos da qualidade para o consumidor usualmente são utilizadas 3 tipos de métodos. O primeiro utiliza dados decorrentes do comportamento do consumidor com base em modelos econométricos, matriz insumo produto. O segundo é através dos custos do consumidor e itens que indicam o valor da qualidade da energia, tais como valor de produção perdida, o valor do lazer desperdiçado, custos com outras formas de suprimento, tarifa média de energia entre outros. Por fim pode-se valorar o custo da qualidade através da disposição a pagar com base nas teorias de preferência e excedente do consumidor (CYRILLO, 2011).

SCHILLING (1992) apresentou um estudo que demonstra os aspectos pertinentes à avaliação da confiabilidade do SDEE sob diferentes pontos, vistos pelos consumidores, concessionárias de energia e órgãos reguladores. As diferentes estratégias para fixação de

critérios probabilísticos referentes às interrupções, enfatizando a valoração econômica de restrições de continuidade.

GOMES (1997) apresentou uma pesquisa caracterizando os custos de interrupção através de conceituação, metodologia, avaliação de dados e quantificação de valores. Os métodos utilizados foram de pesquisas diretas a clientes e concessionária, regressões econométricas e matriz insumo-produto.

LAMEDICA (2001) apresentou uma pesquisa que foi realizada no meio de grandes fábricas italianas com o objetivo de identificar os tipos de distúrbios que geram perdas na produtividade e assim estimar o custo das interrupções dos diferentes processos industriais. Neste trabalho foi adotado pesquisa direta com caracterização de dados técnicos e econômicos das indústrias.

DA SILVA (2003) apresentou uma pesquisa com o objetivo de desenvolver métodos e técnicas para avaliar a confiabilidade do SDEE em sistemas radiais da CEMAR. Este trabalho permitiu calcular índices de confiabilidade dos pontos de carga e do sistema para redes de distribuição, incluindo diversos efeitos como: falhas ativas, passivas, momentâneas, restrições de transferência de carga, curva de carga, falhas operacionais em dispositivos de proteção e chaveamento. Além disso, foram também estimados os custos de interrupção para as classes de consumidores da área Forquilha, através de pesquisa direta. Os dados estatísticos permitiram identificar o impacto de interrupções do fornecimento de energia elétrica nas atividades

realizadas pelos consumidores, prevendo uma análise quantitativa e econômica de diversos projetos e alternativas de reforço e melhoria da rede elétrica.

LACOMMARE (2006) apresentou um estudo de custos de interrupções e qualidade de energia através do histórico de dados dos tipos de faltas e tempo de restabelecimento para cada tipo de consumidor num horizonte anual utilizando a metodologia *bottom-up*.

CHOI (2006) desenvolveu uma metodologia para calcular o custo de interrupção de clientes industriais, através de dois métodos de pesquisa direta dividindo em 11 tipos de atividades industriais. O primeiro considerando o impacto causado pelas interrupções, e o segundo através da disponibilidade de pagamento da indústria para obter um sistema com uma maior confiabilidade. Estes dados foram analisados e aplicados no sistema industrial da Coreia para planejamento do SDEE e para investimentos nas indústrias.

MARQUES (2006) desenvolveu uma metodologia para calcular o custo de interrupção de clientes industriais e comerciais, consolidada através de ferramental computacional por metodologia de análise direta. CRUZ (2007) identifica os dois primeiros métodos como analíticos indiretos e o terceiro como direto, pois consideram a opinião dos consumidores. Nesse mesmo trabalho os métodos são confrontados como forma de validação e é desenvolvida uma metodologia de cálculo dos custos de interrupção baseado em perguntas de prejuízos envolvidos e na disposição a pagar do consumidor. SHIGA (2007) apresentou um trabalho analisando os impactos das descargas atmosféricas na energia não suprida e os custos de imagem da concessionária junto aos consumidores.

MAGALHÃES (2009) desenvolveu um modelo matemático para planejamento do SDEE que prevê corte de carga considerando o impacto do custo de energia não fornecida e o custo social devido às interrupções.

AWODELE (2011) descreveu um modelo probabilístico para avaliar os custos das interrupções das diferentes classes de clientes residenciais baseado na ENS. Os custos são

avaliados de 3 formas distintas: A primeira avalia a confiabilidade, o segundo avalia o impacto da ausência de energia e a terceira avalia a carga. A análise relaciona o custo esperado de energia não fornecida pela ENS. A análise dos dados é baseado na ocorrência das faltas, duração e a carga envolvida.

PELEGRINI (2012) apresentou uma pesquisa realizada com 100 clientes industriais e comerciais atendidos pela AES Eletropaulo, comparando os dados de custos de interrupções existentes da concessionária com dados ocorridos devido as interrupções. A metodologia foi constituída de duas etapas, a primeira através de pesquisa direta referente aos efeitos das interrupções, com levantamento de dados e características da carga e a segunda através da instalação de medidores de qualidade de energia. A interseção de informações obtidas na pesquisa com os resultados de medições levou à consolidação e verificação da significância estatística dos resultados, evitando distorções. Os parâmetros utilizados foram a ENS e os indicadores de confiabilidade.

KJØLLE (2014) descreveu como os custos de interrupções variam significativamente no sistema regulatório de energia na Noruega baseados na duração, ocorrência e nos tipos de consumidores. O custo da energia não fornecida (CENF) é utilizado como parâmetro para ajuste de receita das concessionárias de energia. Este trabalho faz uma análise probabilística comparando diferentes cenários: de carga, taxas de faltas, ocorrências e duração das interrupções, simulando o CENF anual atualizado e estratificado para esses cenários.

Em todos os trabalhos desta seção o custo social é a referência de pesquisa, seja por métodos diretos ou indiretos ou na aplicação de todos os consumidores (CRUZ, 2007; SHIGA, 2007; LACOMMARE, 2006; MAGALHÃES, 2009; DA SILVA, 2003) ou considerando apenas consumidores residenciais (AWODELE, 2011), apenas os consumidores industriais e comerciais (MARQUES, 2006; LAMEDICA, 2001; CHOI, 2006; PELEGRINI, 2012). Neste contexto (SCHILLING, 1992; GOMES, 1997) desenvolveram uma metodologia de

conceituação, avaliação de dados e quantificação de valores que através dos dados atualizados em MAMEDE (2011) foi adotado neste trabalho aplicado as curvas rápidas dos relés/religadores sob forma de minimização deste custo.

KJØLLE (2014) demonstra a importância da análise dos custos de interrupção na análise da confiabilidade do SDEE, considerando as especificações de cada cliente como carga, tipo e atividades.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas revisões referente a confiabilidade do sistema, onde o indicador de ENS serve de parâmetro para análise processos de otimização matemática aplicados ao melhor ajuste da coordenação e seletividade do SDEE.

A proposta do custo social, ainda é pouco explorada devido a difícil forma de ser mensurada, bem como por não haver nenhum indicador que sirva de parâmetro as concessionárias. Percebe-se que alguns estudos apresentam métodos para o cálculo dos custos ocasionados pelas interrupções através principalmente da pesquisa direta aos clientes, assim como fica evidente em todos os trabalhos a necessidade da análise pontual considerando principalmente o tipo, classe e atividade dos clientes.

3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Nesta seção são definidos os principais critérios envolvidos na confiabilidade do SDEE. Também são analisados os custos vistos pelo lado da concessionária e pelo lado dos diferentes tipos de clientes considerando interrupções temporárias ou permanentes. Estes tópicos são importantes, pois servem de base para o desenvolvimento da metodologia proposta.

3.1 INTERRUPÇÕES DEVIDAS ÀS FALHAS DO SISTEMA

Grande parte das interrupções que ocorrem no SDEE é devida às faltas. Estas podem ser consideradas uma anomalia na rede de distribuição ocasionada por um fenômeno físico, modificando assim o funcionamento correto do sistema elétrico. Algumas vezes as consequências podem ser bastante danosas aos sistemas elétricos, caso as falhas não sejam eliminadas rapidamente pelos dispositivos de proteção. As redes aéreas estão mais propícias a esses eventos se comparado com redes subterrâneas, tendo em vista a exposição de condutores e equipamentos, a ação humana e principalmente a condições climáticas severas. Dentre os principais fatores climáticos podem-se destacar ventos fortes e descargas atmosféricas.

As interrupções podem ser classificadas conforme o tempo da interrupção, podendo ter conceitos diferentes de acordo com cada órgão regulador. Uma forma de classificar as faltas é: permanentes/sustentadas e temporárias/transitórias.

As faltas permanentes ou sustentadas causam danos permanentes ao sistema ou parte dele, como falhas de isolamento, ruptura de cabos, ou curto-circuito em equipamentos como transformadores e capacitores, o que requer a manutenção do componente da rede sob defeito. Deste modo, independente do tipo de dispositivo de proteção que elimina a falta, uma falta permanente gera necessariamente uma interrupção permanente de todos os consumidores do trecho da rede sob defeito, exigindo a intervenção da equipe de manutenção. Devido a este fato,

as faltas permanentes são mais facilmente identificadas, porém, são de ocorrência significativamente menor nas redes de distribuição (FERREIRA, 2009).

Faltas temporárias, momentâneas ou transitórias geralmente não causam danos permanentes a qualquer componente da rede, de modo que o sistema volta a operar normalmente se houver o desligamento do circuito, seguido do religamento após um curto intervalo de tempo (FERREIRA, 2009).

As análises dos históricos de faltas das concessionárias são extremamente dependentes da parametrização dos equipamentos (modo coordenado ou seletivo), bem como o retorno fidedigno do técnico de campo, sendo que a maior caracterização das faltas fica atrelada aos eventos dos equipamentos.

Segundo ANEEL (2016a) interrupção é uma descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende à unidade consumidora ou ponto de conexão. Essas interrupções são caracterizadas devido ao acionamento de algum equipamento automático ou intervenção humano, anomalias do sistema e em decorrência do tempo dessas ocorrências.

As interrupções permanentes, sustentadas ou de longa duração, são definidas no IEEE Std. 1366, 2012 como interrupções com duração maior ou igual a 5 minutos. Na ANEEL (2016a) são todas as interrupções do sistema elétrico com duração maior ou igual a 3 minutos.

As interrupções temporárias, transitórias ou de curta duração, são definidas no IEEE Std. 1366, 2012 como a perda de fornecimento de energia para um ou mais clientes causados pela abertura e operação de fechamento de um dispositivo de interrupção em um período que não exceda 5 minutos. Já o evento interrupção momentânea, agrega em um único evento todos os

intentos de religamento que ocorrem dentro de uma janela de 5 minutos, independente do número de aberturas e fechamentos.

Na ANEEL (2016a) as interrupções momentâneas de tensão, são todas interrupções do sistema elétrico com duração menor ou igual a 3 (três) segundos e as interrupções temporárias de tensão são todas interrupções do sistema elétrico superiores a 3 segundos e inferiores a 3 minutos, conforme tabela 9 da ANEEL (2016).

3.2 INDICADORES

A análise da continuidade do fornecimento de energia demonstra o controle e melhoria na qualidade do sistema, bem como serve como parâmetro adotado pelos órgãos fiscalizadores para adotar metas e penalidades (ANEEL, 2016). Para apuração dos indicadores de continuidade de serviço, as interrupções permanentes e temporárias deverão ser contabilizadas. De uma forma geral esses indicadores conseguem descrever critérios relativos à configuração e manutenção da rede, servindo de subsídio para as concessionárias no planejamento das redes.

Os indicadores SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) e MAIFI_E (*Momentary Average Interruption Event Frequency Index*) são as medidas adotadas por alguns órgãos regulatórios e concessionárias para avaliar a confiabilidade dos SDEE, em termos da frequência média de interrupções sustentadas e momentâneas, respectivamente.

$$SAIFI = \frac{\sum_1^n Ca_i}{Cc} [int. sust./ano]. \quad (1)$$

Onde Ca_i é o número de consumidores atingidos pela interrupção sustentada i , Cc é o número total de consumidores e n é o número total de interrupções sustentadas.

$$MAIFI_E = \frac{\sum_1^m Ca_j}{Cc} [int. mom./ano]. \quad (2)$$

Onde Ca é o número de consumidores atingidos pelo evento de interrupção temporária, Cc é o número total de consumidores, m é o número total de eventos de interrupções curta duração.

Cabe salientar que o indicador MAIFI_E considera apenas uma interrupção no intervalo de 5 minutos independente do número de acionamentos de um dispositivo de proteção.

3.3 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

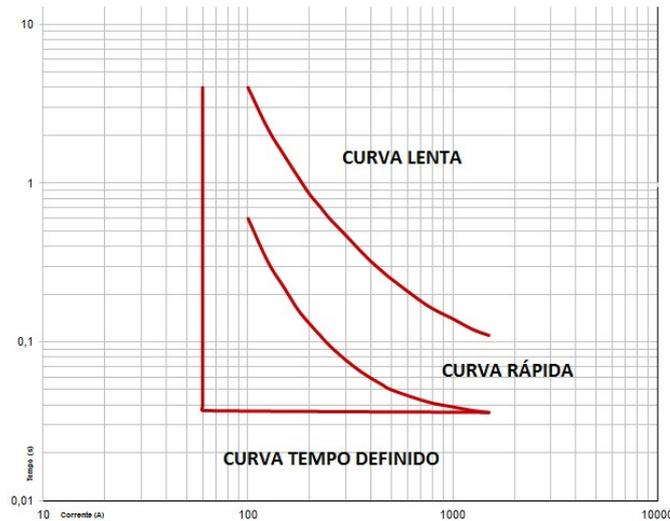
As proteções do SDEE são dimensionadas conforme as características de operação de cada equipamento e de acordo com a filosofia de proteção. O estudo está baseado nos dispositivos de sobrecorrente que tem sua finalidade principal proteger os circuitos a jusante contra correntes de falta, ou sobrecargas, devido à capacidade de detectar e isolar o defeito, nas quais esses equipamentos sofrem maior desgaste e comprometimento de sua vida útil (MAMEDE, 2011). Nesse contexto serão explorados apenas os seguintes dispositivos: relé e religadores microprocessados e chaves fusíveis.

3.3.1 Relés e Religadores com controle Microprocessados

Os relés e religadores com controles microprocessados são atualmente dispositivos com alta tecnologia agregada e com sofisticados recursos de proteção, controle, medição e telecomunicação (RAMOS, 2015). Possuem funções instantâneas (50), temporizada (51), tempo definido (50TD) e religamento automático (79). A unidade instantânea atua sem atraso proposital, a unidade temporizada atua em um tempo que é dependente da magnitude de corrente e a unidade de tempo definido atua independente do valor da corrente, em um tempo predeterminado após o seu acionamento. Possuem unidades de fase (proteção de fase) e terra

(proteção de neutro) independentes. A Figura 1 ilustra as curvas lenta, rápida e de tempo definido.

Figura 1. Curvas lenta, rápida e tempo definido



As curvas de tempo versus corrente costumam ser escolhidas de acordo com a filosofia de proteção da concessionária, bem como com o estudo de coordenação dos dispositivos envolvidos na rede de distribuição. As curvas de tempo inverso possuem tempo de operação em função inversa ao quadrado da corrente do circuito protegido. Em IEEE (1996) é definido o tempo de atuação segundo (3):

$$t_R(I) = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_R}\right)^P - 1} + B \right) \cdot t_R^D \quad (3)$$

Onde t_R é o tempo de operação do relé ou religador, I é a corrente no circuito protegido, I_R é a corrente de operação, t_R^D é o multiplicador de tempo e A , B e P , são constantes adimensionais que definem as curvas. A Tabela 1 apresenta os valores das constantes.

Tabela 1 Constantes das Curvas de Tempo Inverso

Curva Característica	A	B	p
Moderadamente Inversa	0,0515	0,114	0,02
Muito Inversa	19,61	0,491	2,0
Extremamente Inversa	28,2	0,1217	2,0

Fonte: IEEE, 1996.

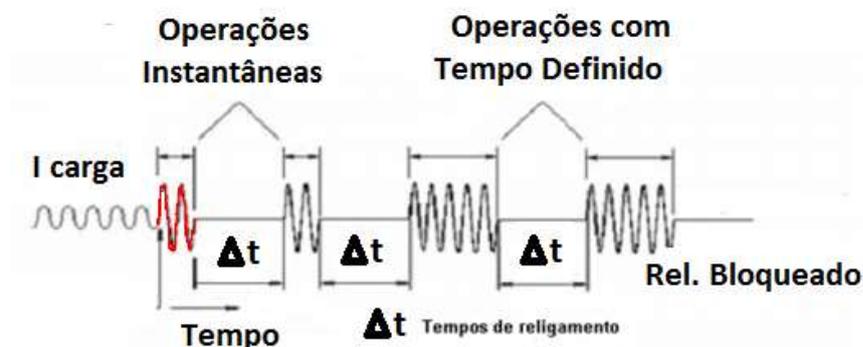
Os religadores possuem uma diversidade de ajuste e de seleção das curvas de tempo, até mesmo a inserção de funções de acordo com a necessidade técnica. As operações do religador podem ser configuradas em um formato pré-definido com operações de abertura e religamento, seguido de bloqueio de seus contatos na posição aberta.

A função de religamento automático (79) do religador é um recurso utilizado na proteção do SDEE, onde as faltas temporárias são predominantes ou conforme a filosofia de proteção adotada, normalmente utiliza-se a configuração para duas ou quatro religamentos, podendo ser todas rápidas, todas temporizadas, ou um número de operações rápidas combinadas com um número de operações temporizadas.

A Figura 2 ilustra uma sequência de operação do religador com religamentos seguido da função de bloqueio (contatos abertos) após todas as tentativas de religamento. O tempo de religamento consiste no intervalo de abertura e fechamento dos contatos que pode variar de 0,2 segundos até algumas dezenas de segundos (COOPER, 2005).

Ressalta-se que caso algum dos religamentos obtenha sucesso através da eliminação de uma falta temporário, o mecanismo de operação do religador volta a posição inicial.

Figura 2. Sequência de operação do religador



3.3.2 Chave Fusível

As chaves fusíveis são elementos muito utilizados em redes urbanas e rurais, por apresentar preços reduzidos e desempenho satisfatório para o nível de proteção que se deseja

(MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011). As chaves fusíveis são constituídas basicamente por três elementos: base da chave, porta fusível e elemento de fusão (elo fusível). Esse dispositivo se baseia na extinção do arco elétrico formado dentro do cartucho, quando uma corrente atinge um valor acima da capacidade máxima tolerável pelo elo fusível, causando a fusão do elo. O arco irá queimar internamente produzindo gases desionizantes que irão extingui-lo. Além disso, a expansão destes gases no interior do cartucho, dá origem a uma diferença de pressão interna, que irá expulsar os mesmos pela parte inferior, desconectando o contato superior do cartucho do contato da chave.

Os elos fusíveis são fabricados e utilizados em função das suas características tempo *versus* corrente, o que permite que sejam codificados nas seguintes classificações (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011):

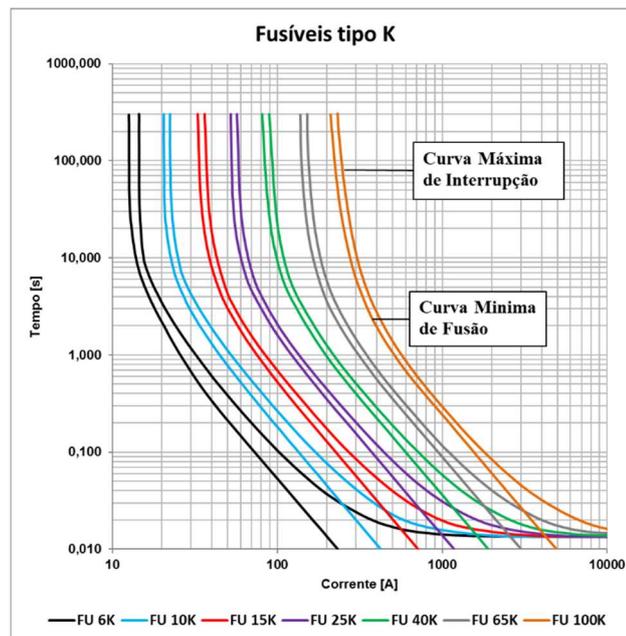
- Tipo H: denominados fusíveis de alto surto, apresentam tempo de atuação lento e são utilizados somente na proteção de transformadores de distribuição. A característica de atuação lenta é necessária para que não operem durante a energização do transformador devido à corrente de surto ou corrente de *inrush*.
- Tipo K: apresentam tempo de atuação rápido, sendo utilizados normalmente na proteção de ramais de alimentadores de distribuição ou mesmo instalados ao longo desses alimentadores, porém na sua trajetória final. São agrupados em dois diferentes tipos: elos fusíveis preferenciais e elos fusíveis não preferenciais. Essa classificação torna-se necessária para indicar ao usuário que somente há coordenação entre os elos fusíveis

listados dentro de um mesmo grupo. Os elos fusíveis de grupos diferentes não são seletivos.

- Tipo T: apresentam tempo de atuação lento. No entanto, os elos fusíveis K e T apresentam os mesmos valores de corrente nominal. Os elos fusíveis do tipo T são destinados à proteção de alimentadores de distribuição e seus ramais correspondentes.

A Figura 3 apresenta as curvas de atuação do elo tipo K para diferentes valores de corrente de curto, onde a curva inferior apresenta o limite mínimo de fusão e a curva superior apresenta o limite máximo de interrupção. A garantia de atuação do elemento fusível só se dará caso o limite superior de corrente seja superado.

Figura 3. Curvas de operação do elo fusível tipo K



3.4 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

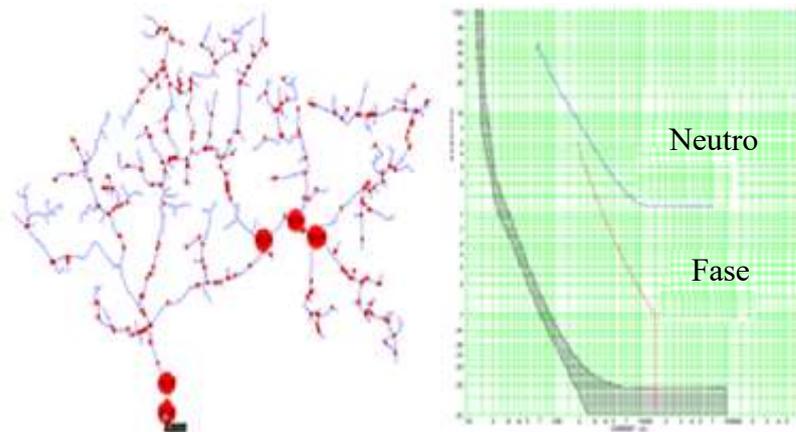
Nesta seção serão abordados os assuntos relacionados aos esquemas coordenado e seletivo. A seletividade é associada à capacidade de o sistema de proteção operar de forma que quaisquer faltas sejam eliminadas pelo dispositivo protetor, sem causar a operação do dispositivo do dispositivo protegido. A coordenação diz respeito à capacidade de a proteção

eliminar faltas temporárias, sem causar a interrupção permanente do sistema (FERREIRA, 2013).

A metodologia apresentada neste trabalho baseia-se fundamentalmente na ativação ou não de funções instantâneas de proteção junto ao relés dos alimentadores ou dos religadores microprocessados, de modo a salvar o fusível (*fuse saving*) ou queimar o elemento fusível (*fuse blowing*), que são as duas práticas de proteção normalmente adotadas entre relés/religadores e fusíveis. Cabe destacar que na prática este tipo de operação pode ser feita utilizando além das curvas rápidas tradicionais (por exemplo, curvas 101, 102, 103 existentes em religadores cooper), utilizando também curvas com tempo definido (editadas pelo engenheiro de proteção) ou curvas combinadas de tempo definido mais operação instantânea. Neste trabalho será considerada a nomenclatura de função 50 para qualquer curva mencionada que salve o elemento fusível.

As Figura 4 e Figura 5 ilustram o posicionamento das curvas de proteção no coordenograma tempo *versus* corrente, e o efeito físico na rede de distribuição.

Figura 4. Curva rápida desabilitada

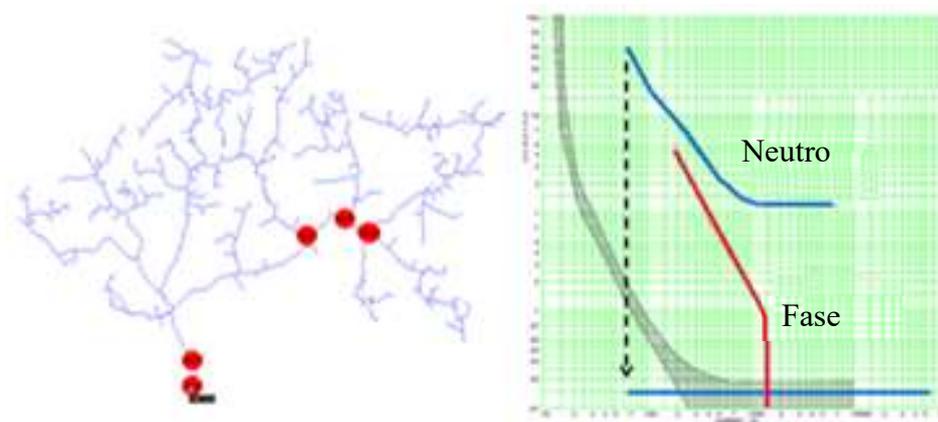


Percebe-se na Figura 4 a existência de inúmeras chaves fusíveis (menores pontos em vermelho) ao longo do alimentador de distribuição, assim também como a existência de cinco religadores microprocessados (maiores pontos em vermelho). Neste exemplo a proteção rápida

não se encontra habilitada, logo, o efeito físico no sistema permite a queima do elemento fusível antes que o religador atue.

Para os casos onde a proteção rápida é habilitada, o efeito físico pode ser interpretado como se não existissem chaves fusíveis na rede. A Figura 5 demonstra tal comportamento, onde é apresentada uma curva rápida de neutro, com tempo definido, fazendo com que o religador desligue antes mesmo da queima do elemento fusível.

Figura 5. Curva rápida habilitada



3.4.1 Coordenação Relé/Religador – Fusível

A coordenação da característica 50 com o fusível leva em consideração o aquecimento e o resfriamento do elo fusível durante a sequência da abertura e religamento do circuito. Um critério comumente utilizado consiste em garantir que o tempo mínimo de fusão do elo seja

inferior ao tempo de operação da característica 50, multiplicado por um fator de segurança que reflete a fadiga do elo durante a sequência de religamento, expresso por (FERREIRA, 2013)

$$t_F^{MF} \cdot (I_F^{CCmax}) \geq K_{coord}^{50-MF} \cdot t_R^{50} (I_{R-F}^{max}) \quad (4)$$

onde:

t_F^{MF} : Tempo mínimo de fusão do Fusível [s];

I_F^{CCmax} : Máxima corrente de curto-circuito na zona de proteção do Fusível [A];

K_{coord}^{50-MF} : Fator de coordenação da função 50 com a curva de mínima fusão do fusível;

t_R^{50} : Tempo de operação da função 50 [s];

I_{R-F}^{CCmax} : Máxima corrente de curto-circuito na zona de proteção do Relé/Religador [A].

Os ajustes de tempo de operação dos fusíveis são obtidos pelo ajuste das curvas linearizadas a funções de terceira ordem, que são obtidas no Apêndice C.

O valor do fator de coordenação depende do número de operações do religador na característica 50 e o tempo de religamento conforme Tabela 2.

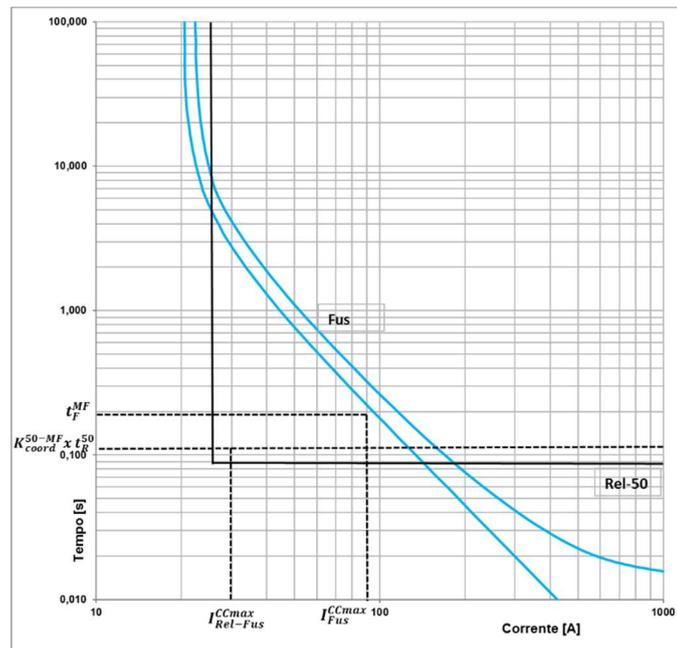
Tabela 2 Fator de Coordenação Relé/Religadores

Tempo de Religamento em Ciclos	Fator de Multiplicação	
	Uma Operação Rápida	Duas Operações Rápidas
25-30	1.25	1.8
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

Fonte: COOPER, 2005.

Na Figura 6 observa-se que o limite inferior da coordenação é ajustado pela corrente de operação da função 50, que deve ser menor que a corrente de curto-circuito vista pelo religador.

Figura 6 Coordenação Relé/Religador – Fusível



3.4.2 Coordenação Relé/Religador - Religador

A coordenação entre relé e religadores pode ser implementada de 3 formas diferentes. Dentre as formas, a mais segura e onerosa é através de comunicação física entre os dispositivos como ilustra a Figura 7. Tanto o religador 1 quanto o religador 2 podem coordenar habilitação da função 50.

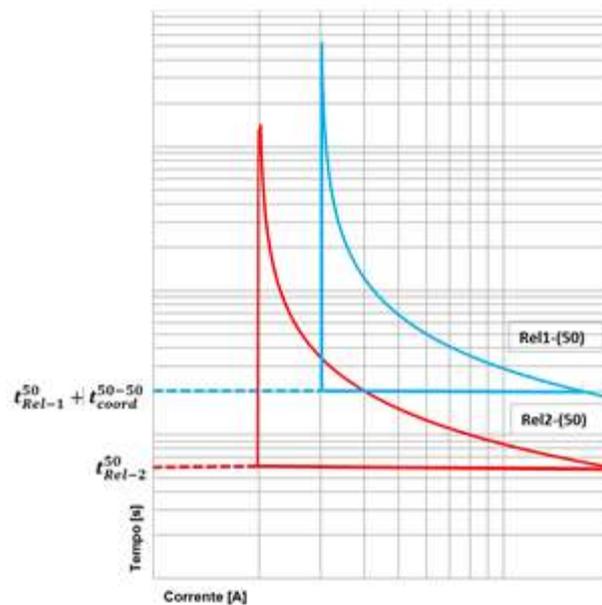
Figura 7. Ajuste de Sequência através de meio físico.



A segunda forma, bastante praticada nas distribuidoras e não requer nenhum sistema adicional é o ajuste das curvas de tempo definido como ilustra a Figura 8. Exemplificando, o tempo de religamento do religador 1 a montante é ajustado para 100 ms e o religador 2 é ajustado em 60 ms, tempo necessário para atuação do religador 2, início de contagem do

religador 1, detecção de ausência de corrente e bloqueio do religador 1. O tempo de coordenação deve ser capaz de evitar a atuação indevida do dispositivo protegido, neste caso o religador 1, considerando tempo de atuação do elemento protetor (R2). Em MAMEDE (2011) sugere tempo de coordenação de 300 ms, tempo necessário para processamento da informação, abertura dos contatos e possíveis erros dos instrumentos de medição. Porém algumas distribuidoras já vêm praticando tempo de coordenação abaixo de 100ms, devido à evolução dos equipamentos e as tecnologias microprocessadas.

Figura 8. Coordenação entre relés e religadores.



A terceira maneira menos usual, é a possibilidade de habilitação da função sequência de coordenação dos religadores, devido a situações de incoerências de acionamento quando é adotada a filosofia de proteção *fuse saving*. A Figura 9 ilustra um sistema de distribuição com R1 com uma zona de proteção que engloba a jusante o R2 e as chaves fusíveis F1, F2 e F3.

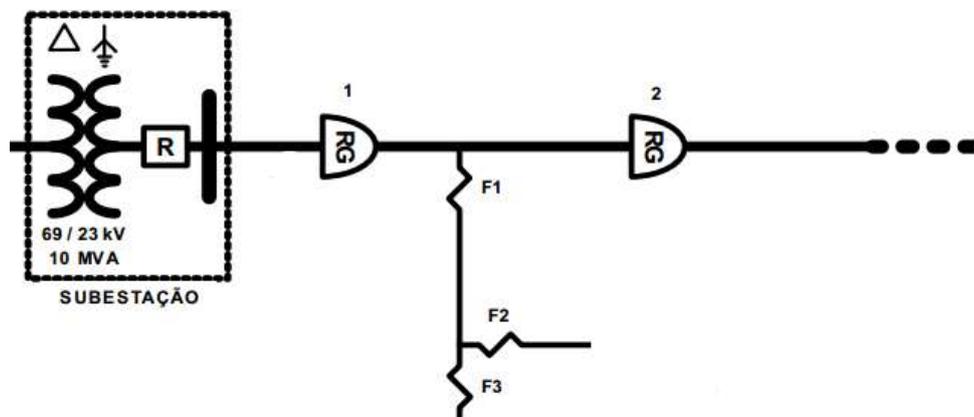
Exemplificando, duas situações serão descritas para ilustrar o funcionamento da função sequência de coordenação dos religadores microprocessados. Na primeira a ocorrência da falta irá acontecer apenas a jusante do R2 onde a função habilitada comporta-se de forma adequada, na segunda situação a falta irá acontecer a jusante do R2 e num tempo muito próximo irá

acontecer uma falta no lateral, nos dois casos os religadores possuem o mesmo ajuste de curva (1 abertura rápida e uma abertura temporizada).

Na situação 1, com a habilitação da função sequência de coordenação em R1, na ocorrência de uma falta a jusante do R2, os dois religadores irão detectar a falta e pela funcionalidade da função R1 irá esperar um tempo necessário para abertura do R2, após a abertura do R2 o R1 irá detectar a ausência de tensão e bloquear a primeira curva de abertura rápida, passando para o segundo estágio (curva temporizada) da sequência de disparo, com isso é respeitado a coordenação entre os dispositivos.

Na situação 2, com a habilitação da função sequência de coordenação em R1 e na ocorrência de uma falta a jusante do R2 seguida de uma falta no ramal lateral, num intervalo de tempo bastante próximo (menos de 200 micro segundos), irá ocorrer a mesma relação da situação 1, porém como irá ocorrer a falta no ramal lateral e o R1 ter sua sequência de acionamento ajustada no segundo estágio (curva lenta) a chave fusível poderá operar exigindo uma equipe de manutenção para o restabelecimento do fornecimento de energia. Dessa maneira a filosofia de proteção *fuse saving* fica prejudicada. A situação descrita no caso 2 é comum em situações climáticas severas.

Figura 9. Coordenação entre Religadores.



3.5 CURVA DE CARGA

A análise da curva de carga auxilia o planejamento do SDEE, através de dados técnicos e econômicos referentes às perdas técnicas, previsão de contratação de demanda principalmente na ponta, estimativa de faturamento, estudos para cálculo de tensão e investimentos de recursos de operação e expansão do sistema.

As curvas de carga são geradas pelas concessionárias através de campanhas obrigadas pelas ANEEL com objetivo de caracterizar o perfil de carga de cada cliente conforme a classe de atendimento. Através delas tem-se o conhecimento do perfil da carga de cada consumidor e a consideração da diversidade da carga quando se analisa um conjunto de clientes. Uma curva de carga típica deve representar uma parcela de sua classe de consumidores e faixa de consumo. Estas curvas são representadas em valores por unidade (pu), com base na demanda média. Isto permite com que possam ser avaliadas curvas de carga, em Watts, de um dado consumidor, desde que sejam conhecidos a sua classe e faixa de consumo e sua demanda média, o que também pode ser obtido do seu consumo em determinado período. A demanda média de um dado consumidor pode ser calculada através de seu consumo mensal, conforme (5):

$$D_{media} = \frac{1}{24 \times 30} \int_{720h} \dot{d}_i dt = \frac{Cons. Mensal(kWh)}{720} [kW] \quad (5)$$

A curva de carga típica representa uma média de valores de demanda em cada instante do dia, extraída de uma amostra de medição de consumidores, ao longo de vários dias. Portanto, a curva média de um consumidor pode não coincidir com a curva real medida, porém um agregado de consumidores deve ter sua representação da curva agregada muito próxima da curva acumulada média.

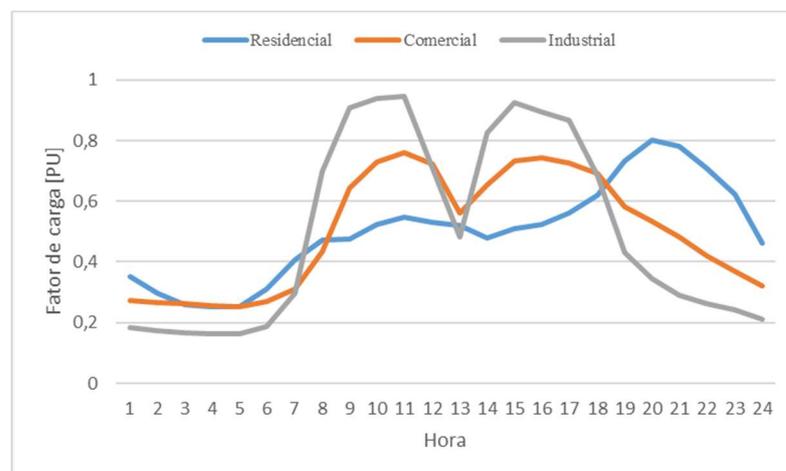
Os consumidores possuem características diferenciadas de consumo, de acordo com a natureza da sua carga (residencial, comercial, industrial, rural, iluminação pública e serviço

público) e tipo de conexão (trifásico, bifásico e monofásico). Neste trabalho as curvas de carga estão distribuídas em 4 cenários seguindo as determinações da OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (2016), conforme segue:

- Cenário 1: compreende o intervalo de tempo da 00:00 hora até 07:00 horas, (carga leve);
- Cenário 2: compreende o intervalo de tempo da 07:00 horas até 19:00 horas (carga média);
- Cenário 3: compreende o intervalo de tempo da 19:00 horas até 22:00 horas (carga pesada);
- Cenário 4: compreende o intervalo de tempo da 22:00 horas até 24:00 horas (carga média).

A Figura 10 ilustra uma curva de carga diária dos consumidores residências, comerciais e industriais onde percebe-se um aumento de consumo residencial das 18 horas as 21 horas, quando começa a diminuir, mantendo-se baixo na madrugada, já os consumidores industriais e comerciais possuem uma curva bastante similar, possuem um crescimento de carga perto das 8 horas se mantendo constante ao longo do “período comercial“, com uma redução no horário de almoço.

Figura 10. Curva de Carga.



Neste trabalho foram considerados apenas os consumidores residenciais, comerciais e industriais. No apêndice D são ilustradas todas as curvas divididas pelos cenários de carga.

3.6 CUSTO DAS INTERRUPÇÕES

Atualmente a confiabilidade do SDEE é baseada na análise e no atendimento das metas dos indicadores, com isso as distribuidoras conseguem planejar seus investimentos em manutenção e operação que refletem diretamente no fluxo de caixa.

Todo evento que causa uma interrupção no sistema, gera um inconveniente para distribuidora, seja pelo custo do não faturamento de energia, seja pela interrupção dos diversos consumidores do sistema. Diante deste cenário, a metodologia busca evidenciar os diferentes custos devidos às interrupções sustentadas e momentâneas de acordo com a filosofia de proteção.

3.6.1 Custos das Concessionárias

De maneira geral a distribuidora percebe apenas suas receitas, custos e metas, que estão relacionados com a venda de energia e com investimentos de rede, acrescidos dos custos de operação e manutenção. O processo de automação das redes de distribuição vem por vezes,

agilizar essas demandas ou até mesmo propiciar o atendimento das metas, porém sob análise quantitativa vista pela distribuidora.

As interrupções representam elevados custos para as concessionárias, pois além da perda de receita, há necessidade do deslocamento de equipes de manutenção, eventuais indenizações e possíveis compensações financeiras pelo serviço inadequado.

Para o cálculo dos custos de interrupção ou custo de Energia Não Fornecida (CENF) pode ser utilizada a equação 6.

$$CENF = \sum_{j=1}^{ne} (C_{RES_j} CE_{RES} + C_{COM_j} CE_{COM} + C_{IND_j} CE_{IND}) S_{E_j} t_E \quad [R\$] \quad (6)$$

onde:

C_{RES_j} , C_{COM_j} e C_{IND_j} : Número de consumidores residenciais, comerciais e industriais interrompidos no evento j ;

CE_{RES} , CE_{COM} e CE_{IND} : Custo de energia para os consumidores residenciais, comerciais e industriais respectivamente [R\$/kWh];

S_{E_j} : Carga interrompida no evento j [kW];

t_E : tempo de duração de cada evento [h].

ne : número total de eventos no período considerado.

Atualmente a maioria dos processos industriais e comerciais está mais suscetíveis às interrupções momentâneo devido à penetração da automação e do elevado número de processos eletrônicos necessários para as empresas alcançarem máxima produtividade através do controle da produção e da qualidade dos produtos, seja no monitoramento de operações de processos, com alta velocidade e com excepcional desempenho, logo o processo de inicialização (*load re-*

start) desses sistemas, que varia de acordo com a complexidade da produção, exigem mais tempo de inicialização após a interrupção.

Na década de 1970 o IEEE (2007) realizou um estudo nos Estados Unidos e Canadá com consumidores industriais e comerciais com o objetivo de determinar o tempo de duração crítico causado por interrupções após ocorrência da paralisação da produção. Nessa pesquisa era considerado o tempo necessário de *load re-start*, e a atividade de cada consumidor. A pesquisa mostrou que interrupções de 10 segundos em consumidores industriais são suficientes para um processo de *re-start* médio de 17,4 horas, dessas análises 50% possuem um tempo médio de 4 horas, já para interrupções de 1 a 10 ciclos, os resultados indicam um tempo médio de 1,39 horas. Em consumidores comerciais as interrupções de até 1 segundo provocam perda de produção de 15% e interrupções com duração de até 5 minutos atingiam 36% dos consumidores.

Diante do exposto a metodologia proposta propõe uma modificação na equação 6, conforme definido em (7).

$$CENF = \sum_{j=1}^{ne} (C_{RES_j} C_{E_{RES_j}} S_{RES_j} T_{RES} + C_{COM_j} C_{E_{COM_j}} S_{COM_j} T_{COM} + C_{IND_j} C_{E_{IND_j}} S_{IND_j} T_{IND}) [R\$] \quad (7)$$

onde:

S_{RES_j} , S_{COM_j} e S_{IND_j} : Carga interrompida para os consumidores residenciais, comerciais e industriais respectivamente no evento j [kW];

T_{RES} , T_{COM} e T_{IND} : tempo necessário para atingir plena carga dos consumidores residenciais, comerciais e industriais respectivamente [h].

Quando a análise considerar uma interrupção permanente ou uma interrupção momentânea com ação de uma chave fusível o tempo de não fornecimento de energia deve considerar os tempos de *load re-start* mais o tempo reparo (Tr) necessário para execução.

3.6.2 Custos das Interrupções por parte dos Consumidores

Os custos por parte dos consumidores muitas vezes são difíceis de ser mensurados. O nível de confiabilidade pode ser considerado como aceitável por um cliente de uma determinada classe (residencial, comercial e industrial), mas intolerável por outro. Dois clientes podem ter diferentes pontos de vista da confiabilidade do serviço quando conectados a um mesmo sistema. Um pequeno número de interrupções, seja temporária ou permanente, pode ser aceitável para um cliente residencial, enquanto um cliente industrial no mesmo circuito irá encontrar interrupções completamente inaceitáveis para sua cadeia produtiva.

A confiabilidade para os consumidores residenciais é sensível no aspecto de conforto e conveniência. Os consumidores industriais prezam pela mensuração de custos avaliados através da produtividade, qualidade, eficiência e ociosidade de mão de obra e equipamentos e os comerciais no custo agregado dessas demandas.

Em MAMEDE (2011) avalia-se o custo social de duas formas:

- Custos financeiros do cliente: perda de faturamento de sua unidade de negócio, no caso de atividades industriais e comerciais.
- Custos com a imagem da concessionária junto aos seus clientes: investimento em marketing que a concessionária deve realizar para manter os seus clientes satisfeitos com o serviço que presta.

Algumas concessionárias avaliam os custos financeiros resultantes das interrupções por meio de pesquisa direta com os consumidores. Esses custos variam de acordo com determinados períodos do dia, com o tempo da interrupção e com a classe de consumidor. Considerando a classe dos consumidores industriais, os custos das interrupções variam em função do tipo de atividade industrial exercida pelo consumidor. Estudos realizados indicam que as interrupções que acarretam maior custo no setor industrial correspondem ao período

entre o meio-dia e 16 horas. Já por volta da meia-noite, o custo das interrupções cai 40%. Ao longo da semana, durante os dias úteis, o custo das interrupções é praticamente constante. Nos fins de semana, os custos caem aproximadamente 35% (MAMEDE, 2011).

Deve-se ressaltar que os custos das interrupções no setor industrial decaem ao longo do tempo de interrupção como pode ser visto na Tabela 3 (custos estabilizam devido que no início da interrupção que ocorrem as perdas de produção, com produtos danificados e muitas vezes irreparáveis). Na Tabela 4 os custos dos consumidores comerciais aumentam com o acréscimo de tempo de interrupção (perdas de produtos e o não faturamento de produtos). Para os consumidores residenciais o fator mais importante é a duração das interrupções (DUGAN, 2002), porém o horário desses acontecimentos é extremamente relevante de acordo com a Tabela 5.

Tabela 3 Custos Médios de Interrupções Industriais (US/kWh)

Horário	Duração (minutos)			
	0≤D≤3	3≤D≤15	15≤D≤30	30≤D≤60
0-8	2,87	1,23	1,07	0,90
8-18	2,73	1,26	1,20	0,95
18-24	2,80	1,14	1,06	0,83

Fonte: MAMEDE, 2011.

Tabela 4 Custos Médios de Interrupções Comerciais (US/kWh)

Horário	Duração (minutos)			
	0≤D≤3	3≤D≤15	15≤D≤30	30≤D≤60
0-8	0,98	1,83	2,80	2,55
8-18	1,83	3,16	4,25	4,76
18-24	1,81	3,03	3,92	3,76

Fonte: MAMEDE, 2011.

Tabela 5 Custos Médios de Interrupções Residenciais (US/kWh)

Horário	Custos
0-8	0,70
8-18	1,30
18-24	1,80

Fonte: MAMEDE, 2011.

No desenvolvimento matemático dos custos dos consumidores a expressão (7) pode ser reescrita em (8), devido ao custo de energia estar atrelado ao tempo, como pode ser verificado nas Tabela 3-Tabela 5.

$$CSOCIAL = \sum_{j=1}^{ne} \left(C_{RES_j} CES_{RES} S_{RES_j} + C_{COM_j} CES_{COM} S_{COM_j} + C_{IND_j} CES_{IND} S_{IND_j} \right) [R\$] \quad (8)$$

onde:

CES_{RES} , CES_{COM} e CES_{IND} : Custo de energia considerando o tempo mínimo de interrupção para os consumidores residenciais, comerciais e industriais respectivamente [R\$/kWh].

Nestes custos, já estão embutidos os valores de tempo referente as interrupções sustentadas e momentâneas, conforme valores mostrados na Tabela 9.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentado a conceituação dos termos técnicos encontrados na bibliografia referente às faltas e interrupções. Também foi abordada a definição dos indicadores de confiabilidade (SAIFI e MAIFI_E). Cabe salientar que o indicador MAIFI_E no Brasil não possui regulamentação, entretanto sua relevância é extrema e a sua consideração é fundamental na análise de construção da metodologia deste trabalho.

Foram caracterizados os principais dispositivos de proteção de sobrecorrente no SDEE, bem como as possibilidades que serão adotadas no trabalho relacionadas com o sistema coordenado ou seletivo.

Com relação aos custos de interrupção de energia elétrica foram vistos por uma abordagem da concessionária, bem como por uma abordagem social. Esta última é pouco

tratada na bibliografia, porém de enorme relevância nos dias atuais, tendo em vista que cada vez mais os consumidores buscam confiabilidade no fornecimento de energia.

Ainda no capítulo, foi dimensionado as características necessárias para a caracterização da energia não fornecida e custo social através das curvas de carga, distribuídas em 4 cenários, onde evidencia-se a priorização da consideração de carga, fator determinante deste trabalho.

No próximo capítulo é apresentado a função objetivo e o procedimentos de implementação computacional da metodologia.

4 MODELO MATEMÁTICO

Neste trabalho a confiabilidade é baseada na habilitação ou não da função instantânea dos religadores, analisando a coordenação entre os dispositivos de proteção, com objetivo de minimizar os custos ocasionados pelas interrupções momentâneas e permanentes.

A metodologia proposta considera a análise de dois casos distintos, o primeiro considera a minimização do custo da energia não faturada e o segundo o custo social. Em ambos os casos consideram-se as interrupções sustentadas, quantificadas pelo indicador SAIFI, e as interrupções de curta duração, quantificadas pelo indicador MAIFI_E.

A avaliação das funções objetivo é baseada na ativação da função 50 dos reles/religadores frente a ocorrência das faltas, considerando o número e o tipo de cliente, a carga envolvida, bem como o tempo de restabelecimento em função do tipo de equipamento de proteção que atua.. Cabe salientar, que nesta formulação está sendo considerado o tempo de *re-start* de carga e a coordenação entre os dispositivos.

4.1 FUNÇÃO OBJETIVO

A proposta baseia-se na minimização dos custos devido a interrupções sustentadas e a interrupções de curta duração. Assim, a formulação resulta em um modelo de programação não-linear inteira mista, definido a partir do cálculo de custos devido a interrupções sustentadas ($f_1(x)$) e de interrupções de curta duração ($f_2(x)$). Os dois termos da expressão (9) podem ser somados, já que seus valores são obtidos em unidades monetárias.

$$\min f(x) = (f_1(x) + f_2(x)) \quad (9)$$

As equações (10) e (11) são utilizadas para calcular os custos devido as interrupções sustentadas e de curta duração, podendo ser implementadas através da variável CT_j que pode ser substituída pela energia não fornecida (5) ou do custo social (7).

$$f_1(x) = \sum_{i \in B} \left\{ \sum_{j \in C_i} CT_j \cdot \left[(\lambda_j) + \left(\gamma_j \cdot \left(\prod_{Ck \in C_i} F50_{Ck} \cdot C_{Ck} F_j \right) + (1 - \gamma_j) \cdot \left(1 - \prod_{Ck \in C_i} C_{Ck} F_j \right) \cdot \gamma_j \right) \right] \right\} \quad (10)$$

$$f_2(x) = \sum_{i \in B} \left\{ \sum_{j \in Ck \in C_i} CT_{Ck} \cdot \left[(\lambda_j + \gamma_j) - \left[\left((\lambda_j + \gamma_j) \cdot F50_{Ck} \cdot C_{Ck} F_j \right) \cdot \prod_{k \in (C_i - C_j)} F50_k \right] \cdot (1 - ((\lambda_i + \gamma_i) \cdot (1 - C_{Ck} F_j))) \right] - \gamma_j \cdot \left(\prod_{k \in (C_i - C_j)} F50_k \cdot C_k F_j \right) \right\} \quad (11)$$

onde:

B é o conjunto de todas as barras;

C_i é o conjunto de todas as barras a montante de i;

C_k é o conjunto dos religadores a montante de j;

CT_j é a grandeza referente aos custos de interrupção energia não faturada ou do custo social;

λ_i é a taxa de faltas permanentes na barra i (faltas/ano);

γ_i é a taxa de faltas momentâneas na barra i (faltas/ano);

Y_j é uma variável binária que indica a presença de Chave Fusível na seção.

A variável de decisão $F50_k$ em (10) e (11), remete a valores binários que indicam valores de habilitação da função 50, de acordo com (12).

$$\begin{cases} F50_k = 0, & \text{Função (50) do religador na seção } k \text{ habilitada} \\ F50_k = 1, & \text{Função (50) do religador na seção } k \text{ desabilitada} \end{cases} \quad (12)$$

$$\begin{cases} Y_j = 0, & \text{Existe Chave Fusível na seção } j \\ Y_j = 1, & \text{Não Existe Chave Fusível na seção } j \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} C_i F_j = 0, & \text{Não existe coordenação entre Religador } i \text{ e Chave Fusível } j \\ C_i F_j = 1, & \text{Existe coordenação entre Religador } i \text{ e Chave Fusível } j \end{cases} \quad (14)$$

Em (10) e (11) o produtório $F50_k$, onde $k \in (C_i - C_j)$, determina a eliminação da falta pelo dispositivo imediatamente a montante. No caso em que $i=j$, o resultado $C_i - C_j = \{0\}$ conjunto vazio, dessa forma o 1 como elemento neutro da multiplicação, os produtos de variáveis sobre conjuntos vazios são definidos como sendo iguais a 1. Da mesma forma, define-se os somatórios sobre os conjuntos vazios como iguais a 0 (FERREIRA, 2013).

4.2 RESTRIÇÕES DE COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

As restrições são agregadas ao modelo escrito na linguagem de programação GAMS relacionadas às faixas de ajustes entre a coordenação dos religadores e dos fusíveis. Os ajustes de tempo de operação são considerados valores contínuos, sujeitos às seguintes restrições (FERREIRA, 2013):

$$t_k^{D50} \leq t_{max}^{D50}, \forall k \in X, \quad (15)$$

$$t_k^{D50} \geq t_{min}^{D50}, \forall k \in X, \quad (16)$$

onde:

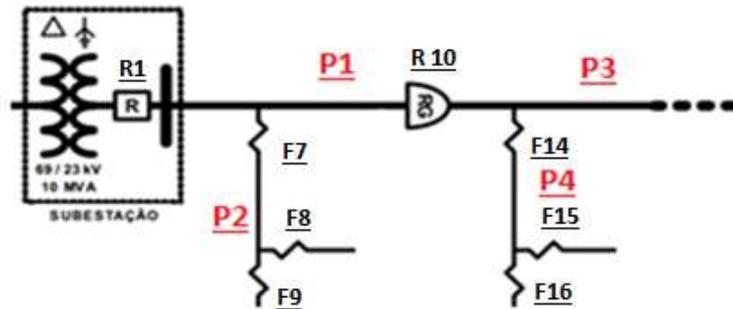
t_k^{D50} são os ajustes de tempo de operação da característica 50 do religador da seção k ;

$t_{max}^{D50}, t_{min}^{D50}$ são os valores máximos e mínimos dos ajustes da característica 50.

4.3 DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA

Nesta seção serão desenvolvidos quatro exemplos para um melhor entendimento da formulação matemática em (10) e (11) conforme ilustra a Figura 11. Os pontos P1, P2, P3 e P4 são referentes a faltas em locais onde existe diferentes alocações de equipamentos. O ponto P1 representa qualquer falta que ocorre no alimentador principal onde o único equipamento de proteção sensibilizado é o rele da subestação.

Figura 11. Exemplo de alimentador para aplicação da metodologia.



As Tabelas 6 e 7 mostram os resultados das implementações com todas as possibilidades da metodologia.

Quando uma falta acontece na barra 3 (ponto P1) as equações (10) e (11) se transformam em (17) e (18).

$$F_1(x) = \left[(\lambda_3) + \left((\gamma_3) \cdot (F50_1 \cdot C_1 F_3) + (1 - Y_3) \cdot (1 - C_1 F_3) \cdot \gamma_3 \right) \right] \quad (17)$$

$$F_2(x) = \left[(\lambda_3 + \gamma_3) - \left[\left((\lambda_3 + \gamma_3) \cdot F50_1 \cdot C_1 F_3 \right) \cdot 1.1 \right] - \left((\lambda_3 + \gamma_3) \cdot (1 - C_1 F_3) \right) \right] \cdot (1 - Y_3) \cdot 1.1 \quad (18)$$

O ponto P2 representa qualquer falta que ocorre onde existe uma chave fusível e um relé a montante da falta. Supondo que a falta acontece na barra 7 (ponto P2) as equações (10) e (11) resultam em (19) e (20).

$$F_1(x) = \left[(\lambda_7) + \left((\gamma_7) \cdot (F50_1 \cdot C_1 F_7) + (1 - Y_7) \cdot (1 - C_1 F_7) \cdot \gamma_7 \right) \right] \quad (19)$$

$$F_2(x) = \left[(\lambda_7 + \gamma_7) - \left[\left((\lambda_7 + \gamma_7) \cdot F50_1 \cdot C_1 F_7 \right) \cdot 1.1 \right] - \left((\lambda_7 + \gamma_7) \cdot (1 - C_1 F_7) \right) \right] \cdot (1 - Y_7) \cdot 1.1 \quad (20)$$

O ponto P3 representa qualquer falta que ocorre no alimentador principal e a montante da falta existem dois religadores (o relé da subestação e o religador R10). Quando a falta acontece na barra 11 (ponto P3) as equações (10) e (11) resultam em (21) e (22).

$$F_1(x) = [(\lambda_{11}) + ((\gamma_{11}). (F50_{10}. C_{10}F_{11}. F50_1. C_1F_{11}) + (1 - Y_{11}). (1 - C_{10}F_{11}. C_1F_{11}). \gamma_{11})] \quad (21)$$

$$F_2(x) = [(\lambda_{11} + \gamma_{11}) - [((\lambda_{11} + \gamma_{11}). F50_{10}. C_{10}F_{11}). 1.1] - ((\lambda_{11} + \gamma_{11}). (1 - C_{10}F_{11}))]. (1 - Y_{11}). 1.1$$

$$F_2(x) = [(\lambda_{11} + \gamma_{11}) - [((\lambda_{11} + \gamma_{11}). F50_1. C_1F_{11}) F50_{10}. C_{10}F_{11}] - ((\lambda_{11} + \gamma_{11}). (1 - C_1F_{11}))]. (1 - Y_{11}). C_{10}F_{11}. F50_{10} \quad (22)$$

O ponto P4 representa qualquer falta que ocorre onde existe uma chave fusível o relé da subestação e o religador (R10) a montante da falta. Quando a falta acontece na barra 14 (ponto P4) as equações (10) e (11) resultam em (23) e (24).

$$F_1(x) = [(\lambda_{14}) + ((\gamma_{14}). (F50_{10}. C_{10}F_{14}. F50_1. C_1F_{14}) + (1 - Y_{14}). (1 - C_{10}F_{14}. C_1F_{14}). \gamma_{14})] \quad (23)$$

$$F_2(x) = [(\lambda_{14} + \gamma_{14}) - [((\lambda_{14} + \gamma_{14}). F50_{10}. C_{10}F_{14}). 1.1] - ((\lambda_{14} + \gamma_{14}). (1 - C_{10}F_{14}))]. (1 - Y_{14}). 1.1$$

$$F_2(x) = [(\lambda_{14} + \gamma_{14}) - [((\lambda_{14} + \gamma_{14}). F50_1. C_1F_{14}) F50_{10}. C_{10}F_{14}] - ((\lambda_{14} + \gamma_{14}). (1 - C_1F_{14}))]. (1 - Y_{14}). C_{10}F_{14}. F50_{10} \quad (24)$$

Tabela 6 Simulações referente a análise do SAIFI

Barra Faltosa	Equip. Montante		Coordenação	Habilitação	SAIFI	Resultado
	Religadores	Chaves				
3 ($\lambda+\gamma$)	R1	0	0	X1=0 ou X1=1	(λ)	Atuação do Religador
7 ($\lambda+\gamma$)	R1	CH 7	C1F7=0	X1=0 ou X1=1	($\lambda+\gamma$)	Atuação da Chave Fusível 7
			C1F7=1	X1=0	(λ)	Atuação do Religador
			C1F7=1	X1=1	($\lambda+\gamma$)	Atuação da Chave Fusível 7
11 ($\lambda+\gamma$)	R1 e R10	0	0	X1 e X10=0 ou X1 e X10=1	(λ)	Atuação do Religador 10 (funções de coordenação entre Religadores)
			C10F14=1	X10=0	(λ)	Atuação da Chave Fusível 14
			C10F14=1	X10=1	-	Vai depender do Religador 1
			C10F14=0	-	($\lambda+\gamma$)	Atuação da Chave Fusível 14
			C10F14=1	X1 e X10=1 e C1F14=1	($\lambda+\gamma$)	Atuação da Chave Fusível 14
14 ($\lambda+\gamma$)	R1 e R10	CH 14	C10F14=1	X1=0 ou 1 e X10=1 e C1F14=0	($\lambda+\gamma$)	Atuação da Chave Fusível 14
			C10F14=1	X1=0 e X10=1 e C1F14=1	(λ)	Atuação do Religador 1

Tabela 7 Simulações referente a análise do MAIFI_E

Barra Faltosa	Equip. Montante		Coordenação	Habilitação	MAIFI _E	Resultado
	Religadores	Chaves				
3 ($\lambda+\gamma$)	R1	0	0	X1=0 ou X1=1	($\lambda+\gamma$)	Atuação do Religador
7 ($\lambda+\gamma$)	R1	CH 7	C1F7=0	X1=0 ou X1=1	0	Atuação da Chave Fusível 7
			C1F7=1	X1=0	0	Atuação da Chave Fusível 7
			C1F7=1	X1=1	($\lambda+\gamma$)	Atuação do Religador
11($\lambda+\gamma$)	R1 e R10	0	0	X1 e X10=0 ou X1 e X10=1	($\lambda+\gamma$)	Atuação do Religador 10 (funções de coordenação entre Religadores)
			C1F14=0	X1 e X10=0 ou X1 e X10=1	0	Atuação da Chave Fusível 14
			C10F14=1	X10=0	0	Atuação da Chave Fusível
			C10F14=1	X10=1	-	Vai depender do Religador 1
			C10F14=0	X10=1 e C1F14=1	0	Atuação da Chave Fusível 14
14 ($\lambda+\gamma$)	R1 e R10	CH 14	C10F14=1	X1 e X10=1 e C1F14=1	0	Atuação da Chave Fusível 14
			C10F14=1	X1=0 ou 1 e X10=1 e C1F14=0	0	Atuação da Chave Fusível 14
			C10F14=1	X1=0 e X10=1 e C1F14=1	($\lambda+\gamma$)	Atuação do Religador 1

4.4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Nas seções anteriores, foram explicitados os assuntos pertinentes ao desenvolvimento da metodologia. Nesta seção serão descritos os procedimentos práticos envolvidos no desenvolvimento do algoritmo para cálculo da metodologia proposta. Foi utilizada uma série de recursos computacionais, onde destaca-se o *Matlab* (MATHWORKS, 2014a), como o principal.

O Fluxograma da metodologia é apresentado na Figura 12, e foi dividida em 3 etapas:

- aquisição dos dados e processamento da função objetivo;
- resolução do equacionamento através do processo de otimização;
- obtenção da solução e substituição dos valores referente a função 50 e os valores de coordenação entre os religadores e os fusíveis.

Figura 12. Fluxograma da Metodologia



Na primeira etapa foi desenvolvido um algoritmo utilizando *Matlab* que faz a leitura dos dados técnicos do alimentador, tais como: quantidade de consumidores por equipamento (residenciais, comerciais e industriais), a barra onde estão alocados os religadores e chaves fusíveis existentes na rede de distribuição, histórico de falhas e a demanda média de cada cliente através das curvas de cargas características, impedância do SDEE, valores referente as grandezas monetárias de análise e etc. Em seguida são aplicados os modelos (10) e (11) para obter a função objetivo e o desenvolvimento da função coordenação que faz a leitura das chaves

fusíveis e das correntes de curto-circuito, gerando um arquivo no formato de linguagem de programação matemática GAMS (ROSENTHAL, 2013).

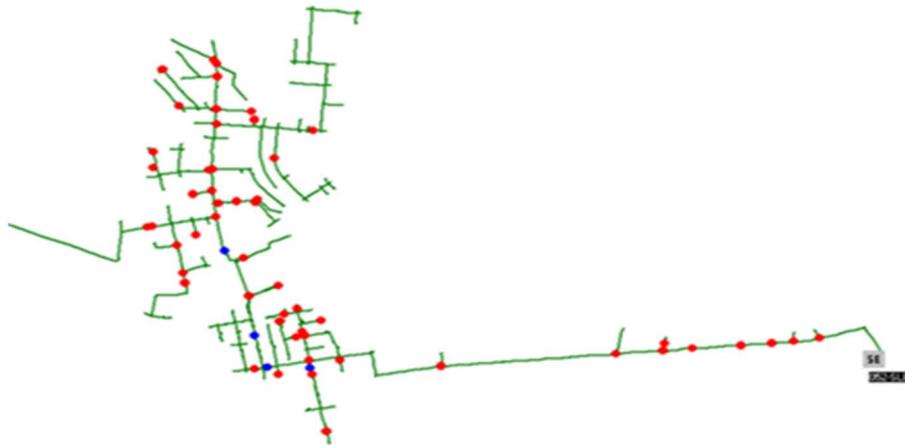
A segunda etapa é o processo de otimização, cujos modelos foram submetidos de forma *on line* ao servidor NEOS (*Network Enabled Optimization System*). Nesta etapa foi utilizado o *solver* Knitro para resolução do modelo de minimização não linear inteira mista (MINLP). O *solver* utilizado foi escolhido pelo fato de permitir a utilização de variáveis de tipo binário ou inteiro junto com variáveis contínuas. Este *solver* é recomendado para resolver problemas com formulações do tipo não linear (convexos ou não) por meio do método de *branch and bound* (ZIENA, 2014).

A última etapa é o retorno dos dados obtidos na etapa dois (habilitação ou desabilitação da função 50 e as respostas das combinações dos religadores com os fusíveis), ao *Matlab* obtendo valores monetários devidos as faltas existentes no alimentador.

5 ESTUDO DE CASO

O sistema utilizado para validação e aplicação da metodologia é um alimentador urbano de 23kV localizado na região de São Leopoldo, área de concessão da concessionária de energia AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia. O alimentador denominado SLE-4 possui um relé digital junto a subestação, 4 religadores microprocessados telecomandados, ternos de chaves fusíveis, 6.700 clientes (residenciais, comerciais e industriais) e um comprimento de 22,4 km. A Figura 13 ilustra o alimentador SLE-4, sendo os pontos em vermelho as chaves fusíveis e os pontos em azul os religadores microprocessados mais o relé na subestação telecomandados. Na configuração atual de operação todos religadores e o relé da subestação estão com a função 50 desabilitada. Nesse trabalho não serão tratados a localização dos equipamentos na rede de distribuição bem como a filosofia de proteção adotada, somente a habilitação ou não da função 50, considerando a coordenação entre os dispositivos.

Figura 13. Diagrama unifilar da rede de distribuição utilizada nos testes



Os dados técnicos do alimentador são fornecidos no Apêndice A. No apêndice B é ilustrado o alimentador com suas respectivas barras, que fazem referência à ocorrência das faltas, bem como a localização efetiva dos equipamentos.

5.1 RESULTADOS

Os resultados das simulações estão divididos considerando 4 cenários de operação de carga, de acordo com método para planejamento de carga proposto pelo Operador Nacional do Sistema. A fim de obter a melhor representação possível do comportamento do sistema quando a taxa de falhas, foram utilizados dados históricos dos últimos 4 anos (2011 até 2014) de faltas. Para comparação dos métodos testados e obtenção dos resultados, foram feitas simulações considerando o estado atual de operação dos religadores (concessionária), método de otimização proposto por Ferreira (Ferreira, 2013) que minimiza os indicadores SAIFI e MAIFIE através de programação de metas e a minimização do custo de energia não faturada e o custo social.

Os parâmetros para o cálculo dos custos de energia não faturada foram considerados constantes ao longo dos testes. A Tabela 8 sumariza os valores adotados.

Tabela 8 Parâmetros de confiabilidade para cálculo do CENF

CE _{RES} (R\$/kWh)	CE _{COM} (R\$/kWh)	CE _{IND} (R\$/kWh)	T _{RES} (h)	T _{COM} (h)	T _{IND} (h)	Tr (h)
0,5235	0,5235	0,5235	0,000277	0,0833	1,39	3

Os parâmetros utilizados para implementação do custo social, foram considerados constantes ao longo dos testes. A Tabela 9 sumariza os valores adotados, considerando as interrupções momentâneas e as interrupções permanentes, sendo considerado um valor de reparo de 3 horas para efeito de comparação com o CENF.

Tabela 9 Parâmetros de confiabilidade para cálculo do CSOCIAL

CENARIOS (Horas)	CES _{RES} (R\$/kWh)		CES _{COM} (R\$/kWh)		CES _{IND} (R\$/kWh)	
	D ≤ 5 minutos	D > 5 minutos	D ≤ 5 minutos	D > 5 minutos	D ≤ 5 minutos	D > 5 minutos
00:00 - 07:00	0,8	0,8	3,92	10,2	11,48	3,6
07:00 - 19:00	5,2	5,2	7,32	19,4	10,92	3,8
19:00 - 21:00	7,2	7,2	7,24	15,04	11,2	3,32
21:00 - 24:00	7,2	7,2	7,24	15,04	11,2	3,32

A Tabela 10 ilustra o histórico de incidências de faltas no alimentador (permanentes e momentâneas) e a posição dos religadores a montante das faltas no SLE-04. Salienta-se que o histórico de faltas foi considerado de acordo com o retorno de campo das equipes de manutenção e a configuração dos equipamentos na rede, ou seja, os relé/religadores todos com a função 50 desabilitada, logo as faltas momentâneas que aconteceram a jusante das chaves fusíveis geram interrupções permanentes. A nomenclatura (R1, R30, R36, R38 e R45) refere-se ao relé e religadores nas suas posições de barra.

Tabela 10 Histórico de Faltas

Barras	2011		2012		2013		2014		Religadores a Montante
	Perm	Mom	Perm	Mom	Perm	Mom	Perm	Mom	
1	1	0	2	2	1	1	2	5	R1
15	0	0	0	0	0	0	0	2	R1
17	0	0	0	2	0	1	0	0	R1
19	0	0	0	1	0	0	1	2	R1
21	0	2	2	2	1	2	0	2	R1
31	0	0	0	0	0	1	1	5	R1,R30
36	0	0	0	0	0	1	0	5	R1,R36
37	0	0	0	0	0	0	1	3	R36
38	0	0	1	0	1	0	0	5	R1,R36,R38
41	0	0	0	0	0	0	0	1	R1,R36,R38
44	0	0	0	2	0	1	0	0	R1,R36,R38
45	0	0	2	3	0	0	0	5	R1,R36,R38,R45
46	3	2	3	11	1	1	0	2	R1,R36,R38,R45
51	0	1	1	3	0	2	0	6	R1,R36,R38,R45
52	3	3	1	0	0	1	0	0	R1,R36,R38,R45
53	0	0	0	0	1	0	0	1	R1,R36,R38,R45
57	0	2	1	1	0	0	0	1	R1,R36,R38,R45
64	0	1	0	2	1	0	0	1	R1,R36,R38,R45
66	1	1	1	0	1	0	0	1	R1,R36,R38,R45
69	2	2	0	4	0	1	2	4	R1,R36,R38,R45
72	2	1	0	1	2	1	4	0	R1,R36,R38,R45
74	3	3	2	7	0	3	5	5	R1,R36,R38,R45
76	0	0	2	0	0	0	1	2	R1,R36,R38,R45
84	1	0	1	0	0	2	0	0	R1,R36,R38,R45
85	0	1	1	1	0	0	0	1	R1,R36,R38,R45
86	1	0	0	0	0	1	0	1	R1,R36,R38,R45

A Tabela 11 (COOPER, 2005) ilustra os critérios de tempo de coordenação e ajuste de tempo de operação dos relés e religadores.

Tabela 11 Valores de ajuste dos Religadores

K_{COORD}^{50-MF}	$t_{MIN}^{D50}(s)$	$t_{MAX}^{D50}(s)$
1,35	0,06	10

Foi adotado a corrente de curto-circuito fase-terra por este ser o tipo de falta mais comum nos sistemas de distribuição. Com uma resistência de falta de 40 ohms.

5.1.1 Cenário 1

Neste cenário de carga, um intervalo de tempo de 7 horas é avaliado, das 00:00 as 07:00, tempo considerado de carga leve pela ONS, onde os fatores de carga são praticamente constante. A Figura 10 ilustra a curva de carga dos consumidores residenciais nas primeiras horas de avaliação, ainda no processo de desaceleração de carga até o nível constante ao longo da noite, já os consumidores comerciais e industriais possuem perfil constante ao longo do período analisado. A Tabela 12 ilustra os resultados obtidos referentes aos testes executados. Na análise do modelo atual, as funções 50 estão todas desabilitadas, percebe-se uma variação nos valores do indicador MAIFI_E, mesmo com as funções instantâneas desabilitadas, esses valores são referentes à localização das faltas onde não existem fusíveis a montante, visto que ocorrência das faltas acontece nas barras onde estão localizados os religadores como mostra Tabela 10.

No ano de 2011 e 2012 não ocorreram faltas nas barras protegidas pelo religador 30, dessa maneira a sua configuração não sofrerá ajuste.

Na análise dos resultados empregando o método de Ferreira, independente do tipo de cenário, tipo de consumidor e do fator de carga, para todos os testes avaliados o resultado da

minimização de SAIFI e MAIFI_E por programação de metas foi o mesmo, visto que essa metodologia considera apenas a quantidade de faltas ocorridas no sistema, baseada na minimização dos desvios em relação à função pertinente aos indicadores. Percebe-se também, que o valor CENF referente às interrupções permanentes possui um peso maior em relação aos valores de CENF das interrupções momentâneas, devido ao tempo necessário para execução de um reparo.

Tabela 12 Cenário 1 (00:00 – 07:00)

TESTES		CENF				SOCIAL		RELIGADORES
		SAIFI	MAIFI _E	SAIFI (R\$)	MAIFI _E (R\$)	SAIFI (R\$)	MAIFI _E (R\$)	
MODELO ATUAL	2011	3,32	1,00	10.248,00	307,60	38.102,00	7.545,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	24.012,00	1.713,70	97.508,00	44.351,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	3,18	9.324,40	824,65	36.179,00	21.295,00	Todos Desabilitados
	2014	8,15	15,63	27.476,00	3.752,00	109.910,00	98.433,00	Todos Desabilitados
Método de Ferreira	2011	3,32	1,00	10.248,00	307,60	38.102,00	7.545,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	24.012,00	1.713,70	97.508,00	44.351,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	3,18	9.324,40	824,65	36.179,00	21.295,00	Todos Desabilitados
	2014	8,15	15,63	27.476,00	3.752,00	109.910,00	98.433,00	Todos Desabilitados
PROPOSTA CENF	2011	2,36	9,65	7.161,00	2.045,40	26.304,00	54.989,00	R1 e R45 Habilitados
	2012	5,52	18,72	17.022,00	3.382,70	64.623,00	95.569,00	R38 e R45 Habilitados
	2013	2,55	4,61	7.821,20	932,67	29.289,00	25.641,00	R38 e R45 Habilitados
	2014	3,82	27,22	11.252,00	6.022,70	40.244,00	161.585,00	R1, R36, R38 e R45 Habilitados
PROPOSTA SOCIAL	2011	3,32	1,00	10.248,00	307,60	38.102,00	7.545,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	24.012,00	1.713,70	97.508,00	44.351,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	2,18	9.391,90	527,42	36.616,00	13.917,00	R36 e R38 Habilitados
	2014	5,49	16,09	17.533,00	3.830,70	67.290,00	101.033,00	R38 Habilitado

Na proposta de minimização do CENF, no ano de 2011 a resposta difere do método de Ferreira referente aos religadores R1 e R45, com a minimização dos valores do custo de energia não fornecida, obtendo o valor de R\$ 9.206,40. Conforme a incidência das faltas, na zona de proteção do R1 acontecem 3 faltas, sendo que apenas as faltas que ocorreram na barra 21 sensibilizaram o religador e como essas faltas são temporárias o custo do religamento de todos os consumidores é menor do que o custo considerando o tempo de reparo dos clientes da barra 21. No ano de 2012, devido à distribuição das faltas se localizar quase na sua totalidade na zona

de proteção do R1 e R45, e as faltas ocorridas na zona de proteção do R1 ocorrerem na barra 1 onde só existe proteção do R1 e o fusível 19 não possuir coordenação (conforme Tabela 13) com o R1 e a maioria das faltas serem permanentes, ocasionou a não habilitação do R1 e a habilitação do R38 e R45 devido ao grande índice de não coordenação dos fusíveis localizados na zona de proteção do R45. Na zona de proteção do R36 não houve ocorrência de faltas e como foi habilitado o R38 que se encontra a jusante do mesmo, o R36 não foi habilitado.

No ano de 2013 ocorreram faltas em todas as zonas de proteção dos religadores, porém a falta momentânea ocorrida na zona de proteção do religador R36, exatamente na barra onde está alocado o religador, tornou a habilitação da função 50 indiferente, pois o religador irá operar de qualquer forma. Com relação ao R30, por não haver coordenação, a função 50 do mesmo permaneceu desabilitada. Já a função 50 dos religadores R38 e R45 foi habilitada em razão da possível coordenação com os fusíveis a jusante do R45.

Tabela 13 Ajuste de Tempo dos Religadores e Coordenação dos Fusíveis

ANO	AJUSTE DE TEMPO DOS RELIGADORES (s)	FUSÍVEIS SEM COORDENAÇÃO COM OS RELIGADORES
2011	R1=0,070; R30= 0; R36=0,078; R38=0,086 e R45=0,090	C1F52, C1F64, C1F66, C1F72, C1F74, C1F86; C36F52, C36F64, C36F66, C36F72, C36F74, C36F86; C38F52, C38F64, C38F66, C38F72, C38F74, C38F86; C45F52, C45F64, C45F66, C45F72, C45F74, C45F86; C1F19, C1F44, C1F52, C1F64, C1F66, C1F72, C1F74;
2012	R1=0,065; R30= 0; R36=0,078; R38=0,086 e R45=0,090	C36F44, C36F52, C36F64, C36F66, C36F72, C36F74, C36F86; C38F44, C38F52, C38F64, C38F66, C38F72, C38F74, C38F86; C45F52, C45F64, C45F66, C45F72, C45F74, C45F86; C1F31, C1F44, C1F52, C1F64, C1F66, C1F72, C1F74, C1F86; C30F31
2013	R1=0,069; R30= 0; R36=0,078; R38=0,086 e R45=0,090	C36F44, C1F52, C1F64, C1F66, C1F72, C1F74, C1F86; C38F44, C1F52, C1F64, C1F66, C1F72, C1F74, C1F86; C1F52, C1F64, C1F66, C1F72, C1F74, C1F86; C1F15, C1F19, C1F31, C1F53, C1F64, C1F66, C1F72, C1F74, C1F86; C30F31;
2014	R1=0,070; R30= 0; R36=0,078; R38=0,086 e R45=0,090	C36F53, C36F64, C36F66, C36F72, C36F74, C36F86; C38F53, C38F64, C38F66, C38F72, C38F74, C38F86; C45F53, C45F64, C45F66, C45F72, C45F74, C45F86;

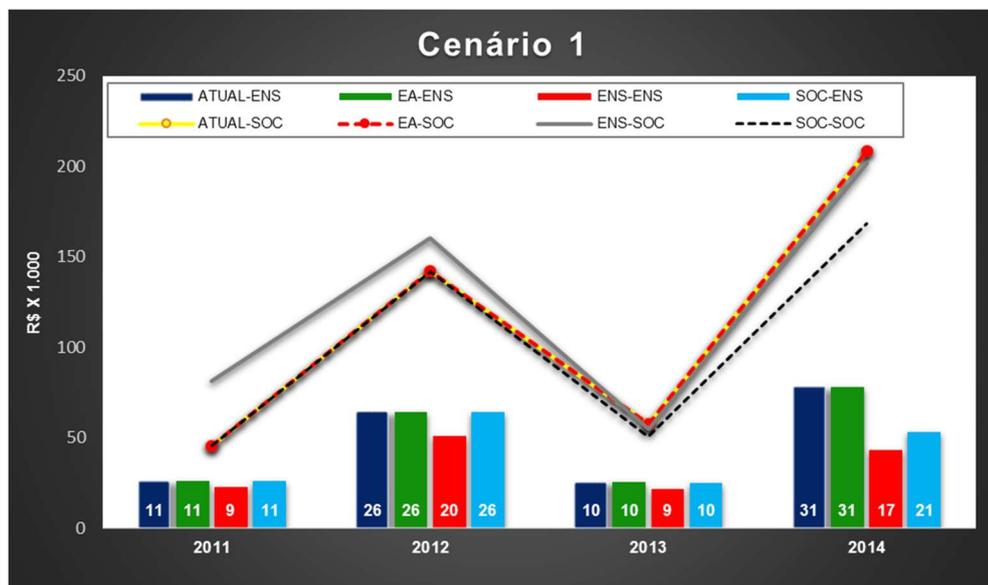
No ano de 2014, as faltas momentâneas ocorridas nas barras dos religadores 36 e 38 são indiferentes para metodologia de minimização do CENF, visto que o religador irá sempre atuar, independente do tipo de função habilitada, porém pelo carregamento da barra 37 de clientes industriais e comerciais a habilitação do R36 se torna mais econômica mesmo interrompendo todos os clientes a jusante deste religador, evidenciando a necessidade da consideração do tipo de consumidor e da carga agregada. Outra particularidade é que neste ano 80% das faltas ocorreram a jusante da barra 36, dessa forma o custo das interrupções referente à habilitação ficaria sujeito a análise dos 3 últimos religadores. Pelo arranjo dos religadores a habilitação da função 50 dos religadores 38 e 45 é viabilizada em função do alto índice de faltas momentâneas ocorridas nesse ano. Já em relação a habilitação da função 50 do R1, além das interrupções momentâneas ser menos onerosas a habilitação da função 50 dos demais religadores a jusante garante a não operação do religador R1 devido a alguma falta fora da zona de proteção. Ainda referente aos anos de 2013 e 2014, a proposta do custo social também obteve valores de habilitação da função 50 diferente do estado atual e do método proposto por Ferreira, habilitando o R36 e R38 no ano de 2013 e habilitando o R38 no ano de 2014.

A Figura 14 ilustra as duas metodologias aplicadas neste trabalho como forma de comparação, os custos totais da ENS (barras do gráfico) e os custos totais SOCIAIS (linhas do gráfico), calculados para o cenário 1 de carga. Neste gráfico é aplicada alguma determinada metodologia e calcula-se o resultado para outra metodologia, como forma de comparação dos métodos. Percebe-se que aplicando as metodologias no estado atual em 2011 (ATUAL-ENS e ATUAL-SOC), onde a concessionária atuava com funções instantâneas desabilitadas, o valor da ENS é em torno de R\$ 10,56 mil reais e o custo social é de R\$ 45,65 mil reais. De forma semelhante quando é aplicada a minimização através do método de Ferreira com programação de metas (EA-ENS e EA-SOC) e minimização apenas do custo social os valores são os mesmos.

No entanto quando a minimização ocorre através da ENS o custo da interrupção é menor, sendo R\$ 9,20 mil reais, e o custo social é R\$ 81,29 mil reais, para o ano de 2011. No ano de 2012 aumenta o número de faltas, e analisando a minimização da ENS seu percentual cresce 20,6% em relação à metodologia do custo social, porém o custo social reduz com um percentual 11,4%.

No ano de 2013 aplicando a metodologia da ENS, com uma distribuição em todo o alimentador e com um percentual de faltas temporárias duas vezes maiores que as faltas permanentes a minimização da ENS é menor no valor de R\$ 87, 53 mil reais e o custo social R\$ 54,93 mil reais, 8% a mais que a minimização do custo social (SOC-SOC). Em 2014, também com faltas distribuídas ao longo do alimentador bem como número de faltas temporárias maiores que as permanentes os percentuais aumentaram para 19,1% ENS-ENS e 16,6% ENS-SOC. Com isso fica bastante claro que o tipo de consumidor e a curva de carga do mesmo são parâmetros relevantes para a análise destas metodologias.

Figura 14. Custos relativos ao Cenário 1.



5.1.2 Cenário 2

Neste cenário de carga é avaliado um intervalo de tempo de 12 horas, das 07:00 as 19:00, tempo considerado de carga média para ONS. O perfil das cargas industriais e comerciais é

bastante similar, porém a carga industrial possui uma amplitude superior, já os consumidores residenciais possuem um valor constante com pequenas variações e no final do período uma tendência ao aumento.

A Tabela 14 ilustra os resultados obtidos nos testes executados para o cenário 2.

Tabela 14 Cenário 2 (07:00 – 19:00)

TESTES		CENF				SOCIAL		RELIGADORES
		SAIFI	MAIFI _E	SAIFI (R\$)	MAIFI _E (R\$)	SAIFI (R\$)	MAIFI _E (R\$)	
MODELO ATUAL	2011	3,32	1,00	24.484,00	1.303,00	212.843,00	38.901,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	59.220,00	7.144,00	527.230,00	234.389,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	3,18	22.728,00	3.525,80	200.130,00	113.133,00	Todos Desabilitados
	2014	8,15	15,63	68.181,00	15.588,00	594.780,00	521.600,00	Todos Desabilitados
Método de Ferreira	2011	3,32	1,00	24.484,00	1.303,00	212.843,00	38.901,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	59.220,00	7.144,00	527.230,00	234.389,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	3,18	22.728,00	3.525,80	200.130,00	113.133,00	Todos Desabilitados
	2014	8,15	15,63	68.181,00	15.588,00	594.780,00	521.600,00	Todos Desabilitados
PROPOST A CENF	2011	2,63	7,65	18.796,00	5.754,80	161.260,00	217.775,00	R45 Habilitado
	2012	5,52	18,72	40.702,00	13.777,00	359.530,00	527.442,00	R38 e R45 Habilitados
	2013	2,55	4,61	18.656,00	3.826,20	163.753,00	139.044,00	R38 e R45 Habilitados
	2014	5,49	22,76	42.809,00	20.315,00	370.789,00	712.510,00	R38 e R45 Habilitados
PROPOST A SOCIAL	2011	3,32	1,00	24.484,00	1.303,00	212.843,00	38.901,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	59.220,00	7.144,00	527.230,00	234.389,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	2,18	22.875,00	2.184,80	201.010,00	73.556,00	R36, e R38 Habilitados
	2014	5,49	22,76	42.809,00	20.315,00	370.789,00	712.510,00	R38 e R45 Habilitados

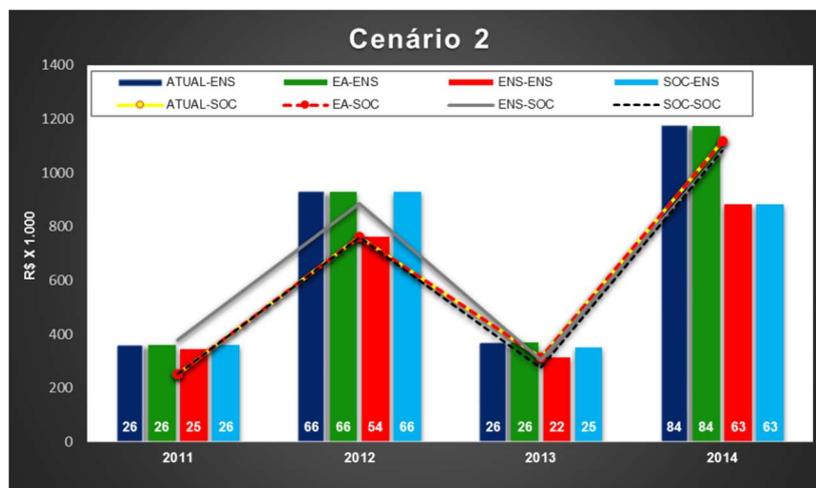
Percebe-se que não houve alteração no método de Ferreira em comparação com a tabela anterior, visto que as faltas são as mesmas, também não houve alteração no custo social onde a metodologia considera todos os religadores desabilitados, salienta-se apenas o crescimento dos valores em virtude do comportamento do cenário de carga média. Na análise do CENF, houve alterações no ano de 2011 e 2014, na desabilitação da função 50 do religador R1 em comparação com o cenário 1, visto que existe um crescimento de carga, principalmente das cargas industriais e comerciais, dessa forma o custo total do alimentador aumenta devido ao tempo de reinício da carga para esses tipos de consumidores em detrimento aos consumidores residenciais. Contudo, o custo referente às interrupções permanentes (atuação das chaves

fusíveis) tornou-se menor, tendo em vista que o valor da interrupção fica atrelado apenas aos consumidores a jusante desse equipamento.

No ano de 2011 as faltas ocorreram no início e no meio do alimentador caracterizando as zonas de proteção dos R1 e R45, logo o crescimento considerável das cargas industriais e comerciais em todo o alimentador, faz com que a metodologia desabilite a função 50 do R1. Já em 2014 as faltas se distribuem é em todo alimentador, porém devido a habilitação da função 50 dos religadores R36 e R38 a análise para a otimização pela CENF se faz de forma semelhante ao ocorrido no ano de 2011. Ainda em 2014, a proposta do custo social se iguala a proposta CENF, onde é habilitada a função 50 dos religadores R38 e R45, este caso ilustra a necessidade de avaliação do tipo de consumidor e a carga do mesmo. Nos anos de 2012 e 2013 permanece a mesma habilitação do cenário 1, sendo que no ano de 2013 fica evidenciado novamente a característica do tipo e do carregamento do consumidor na barra 37, fazendo com que o R36 permaneça com a função 50 desabilitada.

A Figura 15 ilustra os custos referente ao cenário 2, onde o valor de carga aumenta consideravelmente nos consumidores industriais e comerciais.

Figura 15. Análise de Custos Cenário 2.



No ano de 2011, pelo fato das faltas estarem localizadas na zona de proteção do R1 e R45 e os mesmos ficaram com as funções 50 habilitadas para a metodologia da ENS, percebe-

se que a diferença percentual da ENS para as outras metodologias é 4,8%, porém o valor do custo social (ENS-SOCIAL) o valor percentual é de 33,6% maior. Em 2012 esse percentual é reduzido, devido a uma melhor distribuição das faltas e do crescimento da carga dos consumidores industriais e comerciais. No ano de 2013 e 2014, a uma distribuição das faltas ao longo do alimentador, considerando a ENS-ENS para o ano de 2013 de R\$ 22,48 comparado com ENS-SOC de R\$ 25,06 o percentual 14,4%, e a análise pelo custo social o percentual é de 9,3%. O ano de 2014, tanto a proposta do CENF quanto a do custo social fornecem os mesmos resultados, demonstrando a variabilidade da carga e dos consumidores.

5.1.3 Cenário 3

Neste cenário de carga é avaliado um intervalo de tempo de 3 horas, das 19:00 as 22:00, tempo de carga considerado pesado pelo ONS, porém comparado com o cenário 2 somente as cargas residenciais possuem um valor superior, já as cargas comerciais e industriais são menores. O perfil das cargas industriais e comerciais sofre um declínio, com maior expressão nas cargas industriais, já os consumidores residenciais possuem um acréscimo de carga considerável e no final do período observa-se um processo de decaimento.

A Tabela 15 ilustra os resultados obtidos nos testes executados para o cenário 3. Verifica-se que os resultados da proposta do CENF e a do custo SOCIAL são os mesmos obtidos no cenário 1 de carga média. O ano 2011 segue a mesma projeção, ainda que o cenário 3 apresente um crescimento de carga residencial, o mesmo não é suficiente tendo em vista a localização e frequência das faltas. Cabe ainda salientar, que com o aumento da carga residencial, o tempo de *reinício* da carga diminui, devido ao decréscimo nas cargas industriais e comerciais.

No ano de 2011 mais de 90% da incidência das faltas ocorreram a jusante do R45, dessas faltas ocorridas no R45 mais de 78% ocorrerão em fusíveis que não possuem coordenação com

o R45, logo irão atuar mesmo que a função 50 esteja habilitada para um tempo mínimo, logo com essas prerrogativas o custo das interrupções momentâneas a jusante do R45 torna-se menos onerosa em relação a atuação dos fusíveis que possuem coordenação, para a proposta da CENF. Nos anos de 2012 e 2013, a redução da carga dos consumidores industriais e comerciais e o crescimento das cargas residenciais mantiveram a mesma habilitação dos cenários 1 e 2, devido a distribuição das faltas e do tipo. Em 2013 as faltas na barra 31 manteve a desabilitação do R30 (conforme Tabela 13) e na barra 36 onde está alocado o R36, logo a habilitação se torna indiferente, sendo dependente apenas das faltas a jusante deste equipamento, e como o R38 está habilitado o R36 mantém sua função 50 desabilitada, para proposta da CENF.

Tabela 15 Cenário 3 (19:00 – 22:00)

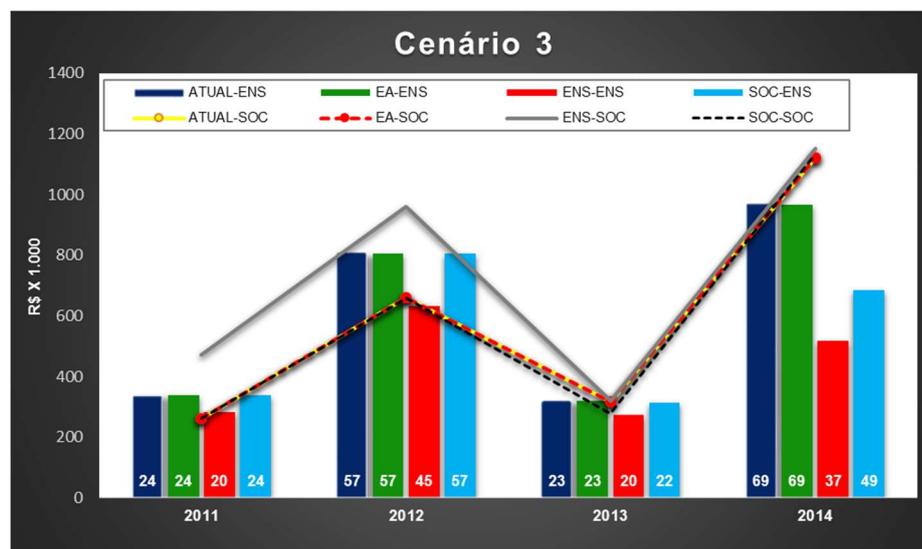
TESTES		CENF				SOCIAL		RELIGADORES
		SAIFI	MAIFI _E	SAIFI (R\$)	MAIFI _E (R\$)	SAIFI (R\$)	MAIFI _E (R\$)	
MODELO ATUAL	2011	3,32	1,00	23.465,00	592,00	223.699,00	37.089,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	54.195,00	3.282,70	520.218,00	138.721,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	3,18	21.223,00	1.577,00	203.220,00	111.901,00	Todos Desabilitados
	2014	8,15	15,63	61.930,00	7.011,00	589.080,00	532.900,00	Todos Desabilitados
Método de Ferreira	2011	3,32	1,00	23.465,00	592,00	223.699,00	37.089,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	54.195,00	3.282,70	520.218,00	138.721,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	3,18	21.223,00	1.577,00	203.220,00	111.901,00	Todos Desabilitados
	2014	8,15	15,63	61.930,00	7.011,00	589.080,00	532.900,00	Todos Desabilitados
PROPOSTA CENF	2011	2,36	9,65	16.346,00	3.820,20	154.930,00	315.575,00	R1 e R45 Habilitados
	2012	5,52	18,72	38781,0	6.322,00	372.600,00	588.110,00	R38 e R45 Habilitados
	2013	2,55	4,61	17.857,00	1.743,60	171.123,00	149.710,00	R38 e R45 Habilitados
	2014	3,82	27,22	25.805,00	11.253,00	243.720,00	906.921,00	R1,R36, R38 e R45 Habilitados
PROPOSTA A SOCIAL	2011	3,32	1,00	23.465,00	592,00	223.699,00	37.089,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	54.195,00	3.282,70	520.218,00	138.721,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	2,18	21.289,00	985,43	203.640,00	74.802,00	R36 e R38 Habilitados
	2014	5,49	22,76	39.797,00	9.199,40	378.199,00	751.899,00	R38 e R45 Habilitados

Em 2014 seguem a mesma configuração de habilitação apresentada no cenário 1. Neste ano aconteceu um índice superior de faltas e com uma melhor distribuição ao longo do alimentador, porém devido as faltas ocasionadas a jusante do R45 e os fusíveis que não possuem coordenação com os religadores tornou o valor das faltas momentâneas menos custosas em detrimento das faltas permanentes, habilitando a função 50 do R45. A habilitação da função no

R38 é devido a que a barra 37 possui um valor de carga industrial e comercial considerável, tornando a interrupção permanente mais onerosa. Em relação ao R1, a habilitação da função 50 dos religadores a jusante e a análise de custo das faltas da zona de proteção do R1, tornaram positiva a habilitando da função do R1. Já quando analisamos os anos de 2013 e 2014 baseados na metodologia do custo social, a distribuição das faltas ao longo do alimentador e das zonas de proteção dos religadores se torne relevante, assim como o tipo e carga dos consumidores, visto que nestes anos a metodologia habilitou as funções 50 dos religadores.

A Figura 16 ilustra os custos referente ao cenário 3, onde o perfil de carga residencial aumenta e as cargas industriais e comerciais decaem, mostrando de forma visível as diferenças entre as metodologias.

Figura 16. Análise de Custos Cenário 3.



No ano de 2011, a habilitação da função 50 nos R1 e R45 utilizando a metodologia da ENS o custo total foi de R\$ 20,16 mil reais comparado com as outras metodologias que mantiveram desabilitadas a função 50 o valor foi de R\$ 24,06 mil reais (16,17% a diferença percentual), porém a ENS-SOC obteve um valor de R\$ 470,5 mil reais em comparação com a metodologia SOC-SOC de R\$ 260,78 mil reais (44,6% a diferença percentual). No ano de 2012 a diferença percentual da ENS-ENS 21,5% comparada SOC-ENS e a ENS-SOC 31,4% da

SOC-SOC, diminuindo a diferença percentual, pela distribuição das faltas e pela carga. Em 2013, a metodologia do custo social habilitou o R36 e R38 obtendo um valor de SOC-SOC de R\$ 278,44 mil reais, as outras metodologias resultaram nos seguintes custos sociais: ATUAL-SOC (e EA-SOC) R\$ 315,12 mil reais e ENS-SOCIAL de R\$ 320,83 mil reais. Já a minimização pela ENS-ENS foi menos onerosa com um percentual comparado a SOC-ENS de 14%. Assim como no ano anterior, o ano de 2014 a proposta do custo social habilitou a função 50 dos R38 e R45 e seus percentuais comparados da ENS-ENS e do SOC-SOC ficaram em 24,4% e 1,8% respectivamente.

5.1.4 Cenário 4

Neste cenário de carga é avaliado um intervalo de tempo de 2 horas, das 22:00 as 24:00, tempo de carga considerada média pelo ONS. Os perfis das cargas industriais e comerciais continuam a cair, com maior expressão as cargas industriais, e os consumidores residenciais possuem um decréscimo de carga chegando ao final do período ainda em decaimento.

A Tabela 16 ilustra os resultados obtidos nos testes executados para o cenário 4. Verificamos que as duas propostas apresentadas, o custo CENF e o custo SOCIAL, são as mesmas obtidas no cenário 1 e 3 de carga leve e pesada respectivamente. Em todos os anos analisados, as faltas a jusante do R45 tornam as interrupções momentâneas menos onerosos, devido à localização deste religador estar situada no meio do alimentador, com isso a incidência das faltas atinge um percentual menor quando a função 50 está ativada.

Em 2011 as faltas ocorrem na zona de proteção do R1 e R45, logo, habilitação da função 50 do R1 é facilitada em virtude da ativação do R45. Já em 2012 e 2013 a ativação da função instantânea do R38 é habilitada, para proposta CENF, em virtude de os custos das faltas temporárias serem menores e as faltas a jusante do R45 estarem protegidas pela ativação deste religador. No ano de 2014, existe uma maior distribuição das faltas ao longo do alimentador,

porém a análise segue a mesma descrição do ano de 2011, tendo em vista a ativação em cascata dos religadores, todas as faltas que acontecem na sua zona de proteção dos respectivos religadores são protegidas pelos mesmos, havendo a análise das faltas apenas de cada religador e nesse contexto, as faltas temporárias são menos custosas para a análise do custo de energia não-fornecida.

Tabela 16 Cenário 4 (22:00 – 24:00)

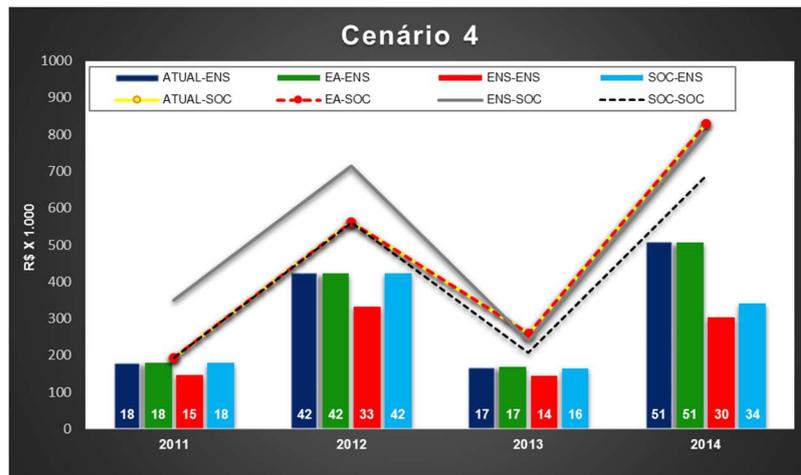
TESTES		CENF				SOCIAL		RELIGADORES
		SAIFI	MAIFI _E	SAIFI (R\$)	MAIFI _E (R\$)	SAIFI (R\$)	MAIFI _E (R\$)	
MODELO ATUAL	2011	3,32	1,00	17.463,00	400,10	166.144,00	27.245,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	40.095,00	2.210,90	384.304,00	176.455,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	3,18	15.743,00	1.065,40	176.130,00	82.580,00	Todos Desabilitados
	2014	8,15	15,63	45.822,00	4.734,00	435.660,00	394.100,00	Todos Desabilitados
Método de Ferreira	2011	3,32	1,00	17.463,00	400,10	166.144,00	27.245,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	40.095,00	2.210,90	384.304,00	176.455,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	3,18	15.743,00	1.065,40	176.130,00	82.580,00	Todos Desabilitados
	2014	8,15	15,63	45.822,00	4.734,00	435.660,00	394.100,00	Todos Desabilitados
PROPOSTA CENF	2011	2,36	9,65	12.163,00	2.580,40	115.270,00	234.195,00	R1 e R45 Habilitados
	2012	5,52	18,72	28.837,00	4.270,60	276.570,00	437.895,00	R38 e R45 Habilitados
	2013	2,55	4,61	13.284,00	1.177,00	127.147,00	111.253,00	R38 e R45 Habilitados
	2014	4,26	23,41	23.483,00	6.811,70	222.929,00	584.886,00	R1, R36, R38 e R45 Habilitados
PROPOSTA A SOCIAL	2011	3,32	1,00	17.463,00	400,10	166.144,00	27.245,00	Todos Desabilitados
	2012	7,13	6,89	40.095,00	2.210,90	384.304,00	176.455,00	Todos Desabilitados
	2013	2,92	2,18	15.789,00	664,94	150.900,00	55.358,00	R36 e R38 Habilitados
	2014	5,49	15,23	29.534,00	4.624,00	280.485,00	405.145,00	R38 Habilitado

Quando analisamos os anos de 2013 e 2014 baseados na proposta do custo social, a distribuição das faltas ao longo do alimentador se torna relevante, visto que o custo social associado a essas interrupções considera a análise da carga para efetivação da habilitação da função 50.

A Figura 17 ilustra os custos referente ao cenário 4. Os anos de 2011 e 2012 segue a mesma configuração da função 50 desabilitada para o estado atual, método de Ferreira e para o custo social, onde a incidência das faltas é pequena e concentrada em dois religadores, sendo que em 2012 entende-se para o R38. Em 2011 a habilitação dos R1 e R45 faz com que a interrupções momentâneas cresçam e o custo social dispare na análise da ENS-ENS com um

percentual em relação ao SOC-ENS de 44,7% e no ano de 2012 um percentual de 21,5%. Já em 2013 e 2014 a distribuição das faltas e o tipo dos consumidores faz com que a análise da metodologia do custo social se diferencie das análises do estado atual e do método de Ferreira, com percentuais comparados com a ENS-SOC de 13,4% e 15,1% respectivamente.

Figura 17. Análise de Custos Cenário 4.



5.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise dos cenários de carga, que o ONS utiliza para planejamento e operação do Sistema Interligado Nacional, na qual a concessionária possui seus dados referenciados aos tipos de clientes e suas particularidades, é fundamental para uma análise de custos.

Comparando com o método de Ferreira que minimiza simultaneamente os valores dos indicadores SAIFI e MAIFI_E, a CENF demonstra redução nos custos referente às interrupções em diferentes pontos de análise, salientando que a metodologia considera os diferentes tipos de consumidores e as cargas relacionadas. O cenário 2 ilustra através do perfil de carga

principalmente dos consumidores industriais e comerciais que os mesmos devem possuir uma análise mais criteriosa, e não apenas considerar a incidência das faltas.

Já a metodologia baseada no custo social mostrou que o mínimo de frequência de interferência no sistema, nesse caso não habilitar a função 51, diminui o impacto perante a comunidade, visto que neste trabalho as interrupções momentâneas tem uma influência considerável devido ao tempo necessário de reinicialização de cargas sensíveis, impactando no custo social.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma abordagem para escolha da coordenação ou seletividade da proteção baseada na análise da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, considerando os custos da interrupção de energia.

Foram propostas duas metodologias de otimização, a primeira baseada em indicadores de carga, a qual reflete diretamente o não faturamento de energia devido a interrupção, essa mais conhecida na bibliografia. A segunda metodologia é baseada nos custos dos consumidores devido à ausência de energia, intitulada de custos sociais. Essas duas metodologias resultam em problemas combinatórios, com funções objetivo não-lineares, com variáveis reais e inteiras. Uma contribuição importante no desenvolvimento da metodologia foi a consideração do tempo de reinício da carga, o qual é pouco mencionado na literatura, e neste trabalho foi aplicado aos métodos para definição da ativação da função 50 dos relés/religadores microprocessados.

Os resultados obtidos com a ENS mostram que a topologia e as características do alimentador são muito relevantes na análise de custo de interrupção, servindo como uma nova forma de analisar e configurar os relés/religadores. Percebe-se também que comparado com o método de Ferreira, o método que considera a ENS prioriza e classifica os diferentes tipos de consumidores através da análise do custo da interrupção, diferenciando-se da análise baseada nos indicadores de confiabilidade.

Já o método baseado no custo social mostrou-se de acordo com a filosofia adotada pela concessionária de energia para os índices de ocorrência de falta menores caracterizados pelos anos de 2011 e 2012, a qual mantém as funções instantâneas dos religadores desabilitadas, priorizando uma filosofia de proteção seletiva com atuação das chaves fusíveis. Porém com o

aumento das faltas e uma maior distribuição percebeu-se que a habilitação dos religadores seria mais vantajoso economicamente.

Com base nas duas análises fica bastante evidente a necessidade de caracterização de carga, estratificação dos consumidores bem como a caracterização do tempo de reinicialização das cargas eletrônicas. Assim como um maior investimento na automação das redes de distribuição e um aumento da comunicação dos dispositivos, o estudo dos diferentes cenários de carga começa a ser viabilizado.

Dentre os assuntos abordados neste trabalho que podem ser explorados com maior propriedade, podemos destacar os seguintes:

- Uma análise mais criteriosa do histórico de faltas, nas quais se consiga explorar os horários de ocorrência dos defeitos;
- Explorar através de pesquisas as regiões de abrangência dos alimentadores o perfil das cargas existentes, traçando as características técnicas e sociais de cada consumidor;
- Agregar à função objetivo o custo do deslocamento das equipes na resolução dos defeitos;
- Agregar ao algoritmo a transferência automática de carga de alimentadores adjacentes, reduzindo o tempo de atendimento dos reparos;
- Atualização dos dados do custo social a realidade de cada região.
- Agregar pesos a função objetiva trabalhando com Lógica Fuzzy.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.** Brasília, DF, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 1 – Introdução.** Brasília, DF, 2016a.

AGUERO, J. R. et al. Distribution system reliability improvement using predictive models. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. **Proceedings...**Piscataway: IEEE, 2009. p. 1-7.

AMASIFEN, J. C. C. **Metodologias para Avaliação de Riscos e dos Custos de Interrupções em Processos Causados por Faltas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 2008. 184 p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

AWODELE, K.; CHO, N. I. Investigating a probabilistic customer interruption costs and energy not supplied assessment for electric power distribution residential customers. In: AFRICON, 2011, Livingstone. **Proceedings...**Piscataway: IEEE, 2011. p. 1-6.

BHARGAVA, C.; MURTY, PS R.; IMRAN, M. D. Evaluation of an event based customer interruption cost for distribution feeder. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EMERGING TRENDS IN COMMUNICATION, CONTROL, SIGNAL, PROCESSING & COMPUTING APPLICATIONS, 2013, Bagalore. **Proceedings...**Piscataway: IEEE, 2013. p. 1-6.

BILLINTON, R.; AWEYA, J.; WACKER, G. Value-based reliability evaluation of electric distribution systems. In: CONFERENCE COMMUNICATIONS, COMPUTERS AND POWER IN THE MODERN ENVIRONMENT, 1993, Saskatoon. **Proceedings...**Piscataway: IEEE, 1993. p. 107-114.

CAMPITELLI, E. M. et al. Interactive System for Placement and Coordination of Overcurrent Protective Devices. In: CONFERENCE AND EXPOSITION TRANSMISSION & DISTRIBUTION, 2006, Caracas. **Proceedings...**Piscataway: IEEE, 2006. p. 1-6.

CHOI, S. B. et al. Evaluation of interruption costs for industrial customers in Korea. In: POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2006, Atlanta. **Proceedings...**Piscataway: IEEE, 2006. p. 839-845.

COOPER POWER SYSTEMS. **Electrical Distribution System Protection.** Pewaukee, 2005.

CRUZ, M. P. **Metodologia para avaliação dos impactos econômicos associados a problemas de qualidade de energia.** 2007. 153 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

CYRILLO, I. O. **Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de Energia Elétrica por otimização da rede e do nível tarifário**. 2011. 124 p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade São Paulo, São Paulo, 2011.

COMASSETTO, L. **Algoritmos Heurísticos de Otimização da Proteção e Manobra em Redes de Distribuição de Energia**. 2008. 162p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2008.

DA SILVA, M. G. et al. Otimização da Confiabilidade em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA, 2., 2003, Salvador. **Anais...**Brasília: ANEEL, 2003. p. 53-58.

DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2nd. Ed. New York: McGraw-Hill, 2002.

FERREIRA, G. **Modelos Matemáticos para Otimização da Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição com Geração Distribuída**. 2013. 131 p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

FERREIRA, G. D. **Otimização da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Uma abordagem Considerando a Seleção e Alocação de Dispositivos de proteção e Manobra**. 2009. 192 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009.

GADIRAJU, K. R.; VALLEM, M. R. Methods for reducing momentary interruptions in distribution systems. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2012, San Diego. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-6.

GOMES, P.; SCHILLING, M. Th. Custo de interrupção: Conceituação, metodologia de avaliação, valores existentes e aplicações. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 14., 1997, Belém. **Anais...**São Paulo: USP, 1997.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std. C37.112**: Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. New York, 1996.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std. 1366**: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. New York, 2003.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std. 493**: Recommended Practice for Design of reliable Industrial and commercial Power Systems (Golden Book). New York, 2007.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std. 551**: Recommended Practice for Calculating Ac Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. New York, 2006.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.

KJØLLE, G. H.; SPERSTAD, I. B.; JAKOBSEN, S. H. Interruption Costs and Time Dependencies in Quality of Supply Regulation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS, 13., 2014, Durham. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2014. p. 1-6.

LACOMMARE, K. H.; Joseph H. E. Cost of power interruptions to electricity consumers in the United States. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S. 1], v. 31, p. 1845-1855, 2006.

LAMEDICA, R. et al. A Survey on Power Quality Cost in Industrial Customers. **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, [S. 1], v. 3, p. 938-943, 2001.

LEDESMA, J. J. G. et al. Algorithm for the Analysis of Coordination of Protection for Distribution Systems. **IEEE Latin America Transactions**, [S. 1], v. 13, n. 7, p. 2168-2175, 2015.

MAGALHÃES, C. H. N; GOUVEA, M. R. **Recursos Operativos no Planejamento de Expansão de Sistemas de Potência**. 2009. 151 p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

MAMEDE, J. F.; MAMEDE, R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MARQUES, R. M. B. **Ferramenta Computacional para Avaliação do Impacto Econômico da Qualidade da Energia Elétrica no Setor de produção das Industrias**. 2006. 118 p. Dissertação (mestrado em Engenharia) – Universidade Federal do Ceará, 2006.

MATHWORKS **Matlab for Windows, version 5: tutorial of optimization toolbox, version 2.2**. [S. 1.]: The MathWorks Inc., 2001. Conjunto de programas. 1 CD-ROM.

MATHWORKS INC. **Matlab 7 User's Guide**. Natick: Mathworks, 2014.

NEOS. **Neos-Server for Optimization**. Disponível em: <<http://neos-server.org/neos/>>. Acesso em: 06 fev. 2012.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede - Submódulo 5.5 - Consolidação da previsão de carga para o planejamento anual da operação energética**. Disponível em: <http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx>. Acesso em: 26 maio. 2016.

PARADELO JUNIOR, R. C. **Proteção de Sobrecorrente em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica através da Abordagem Probabilística**. 2006. 233 p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

PELEGRINI, M. A. et al. Survey and applications of interruption costs in large customers. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 15., 2012, Hong Kong. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2012. p. 860-864.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTÍN, José L. Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.1], v. 16, n. 1, p. 111-118, 2001.

RAMOS, M. J. **Metodologia para Análise da Coordenação e Seletividade de Dispositivos de Proteção durante Reconfiguração de redes de Distribuição**. 2014. 105 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

ROSENTHAL, R. E. **General Algebraic Modeling System**. Disponível em: <<http://www.gams.com>>. Acesso em: 26 nov. 2015.

SCHILLING, M. Th. Parâmetros de Desempenho da Distribuição. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 11., 1992, Blumenau. **Anais...**[S.I.]: ABRADÉE, 1992.

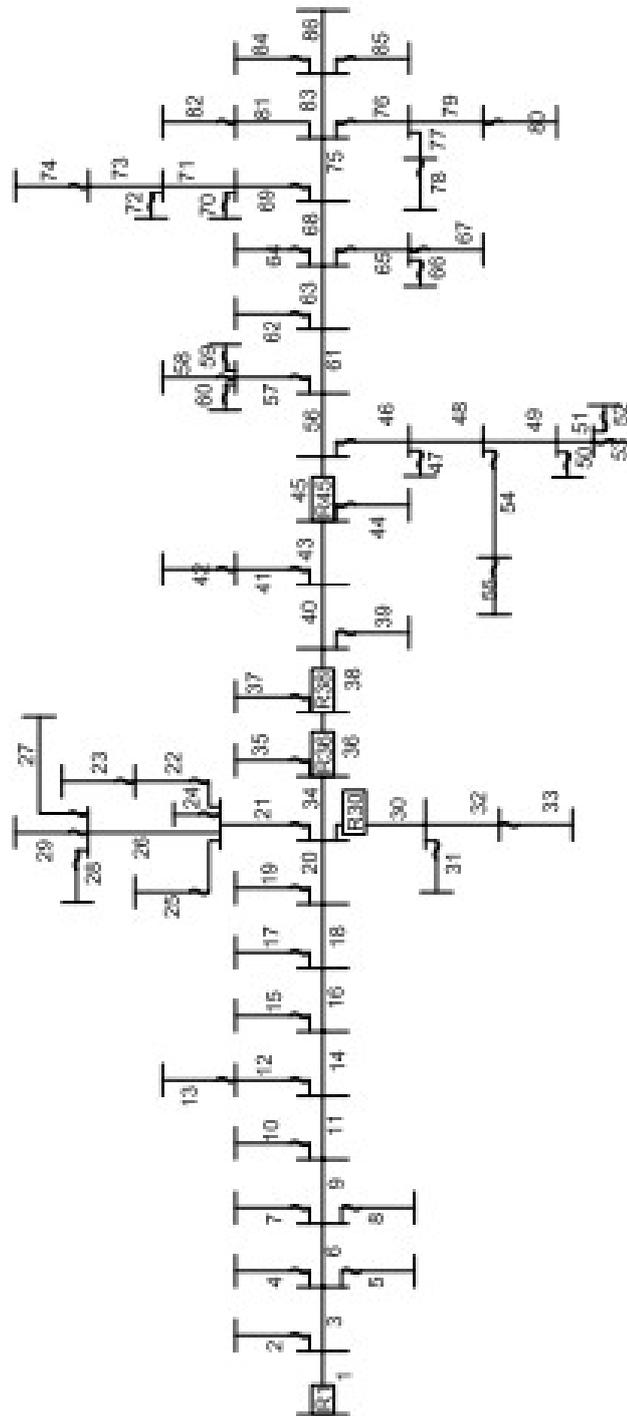
SHIGA, A. A.; PIANTINI, A. **Avaliação de Custos decorrentes de Descargas Atmosféricas em Sistemas de Distribuição de Energia**. 2007. 130 p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal Trade-Offs in Distribution Protection Design. **IEEE Transactions on power Delivery**, New York, v. 16, n. 2, p. 292-296, Apr. 2001.

ZIENA OPTIMIZATION. **KNITRO documentation Release 9.0. 2013**. Disponível em: <http://www.ziena.com/docs/KNITRO90_UserManual.pdf>. Acesso em: 15 Maio. 2016.

43	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Barra	Nº Res.	Nº Com.	Nº Ind.	Residencial (Cenários)				Comercial (Cenários)				Industrial (Cenários)				
				1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
44	168	1	0	21,8	37,5	55,1	42,7	0,9	2,1	1,7	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	
45	2.877	163	14	543,2	935,3	1376,1	1066,0	188,8	470,6	372,6	258,9	95,9	404,7	177,9	119,8	
46	290	52	1	66,2	114,0	167,7	129,9	74,2	185,0	146,5	101,8	56,9	240,0	105,5	71,0	
47	0	0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	9,5	4,2	2,8	
48	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
49	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
50	58	7	0	10,7	18,4	27,1	21,0	2,8	7,0	5,6	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	
51	0	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,0	69,9	55,3	38,5	34,2	144,3	63,5	42,7	
52	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
53	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
54	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
55	0	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3	18,3	14,5	10,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
56	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
57	376	18	0	58,4	100,6	148,0	114,6	45,4	113,2	89,6	62,3	0,0	0,0	0,0	0,0	
58	255	16	0	34,0	58,5	86,1	66,7	0,6	1,6	1,3	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	
59	0	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0	44,6	111,2	88,1	61,2	0,0	0,0	0,0	0,0	
60	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
61	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
62	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
63	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
64	121	6	1	25,0	43,0	63,3	49,0	3,3	8,2	6,5	4,5	1,7	7,2	3,2	2,1	
65	173	22	2	34,0	58,6	86,2	66,8	22,8	56,9	45,1	31,3	5,0	21,0	9,2	6,2	
66	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	4,1	3,2	2,3	2,7	11,5	5,0	3,4	
67	0	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	29,8	23,6	16,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
68	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
69	1.295	27	4	241,4	415,6	611,5	473,7	21,4	53,4	42,2	29,4	25,8	108,7	47,8	32,2	
70	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	10,7	8,4	5,9	7,1	29,9	13,1	8,8	
71	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
72	249	4	0	43,4	74,8	110,0	85,2	2,1	5,1	4,1	2,8	0,4	1,8	0,8	0,5	
73	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
74	686	15	1	120,0	206,7	304,1	235,6	6,5	16,1	12,7	8,9	0,2	0,7	0,3	0,2	
75	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
76	202	6	0	34,3	59,0	86,8	67,2	3,6	8,9	7,1	4,9	0,4	1,8	0,8	0,5	
77	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
78	103	4	0	17,2	29,6	43,5	33,7	2,1	5,1	4,1	2,8	0,3	1,2	0,5	0,3	
79	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
80	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
81	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
82	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
83	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
84	150	8	1	28,6	49,3	72,5	56,2	1,5	3,7	2,9	2,0	1,9	7,9	3,5	2,3	
85	80	2	1	18,0	31,0	45,6	35,3	2,0	5,0	4,0	2,8	2,3	9,7	4,3	2,9	
86	9	4	0	1,7	2,9	4,3	3,3	0,6	1,5	1,1	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	

APÊNDICE B: ESQUEMÁTICO DO ALIMENTADOR UTILIZADO NO TESTE.



APÊNDICE C: CURVAS DE OPERAÇÃO DOS FUSÍVEIS

As curvas mínimas de fusão dos elos do tipo preferencial foram linearizadas a partir de séries de no mínimo 50 pontos. As curvas foram ajustadas a funções polinomiais na forma (25), com grau de confiança de 95% e erro médio quadrático menor que 0,1%.

$$\log_{10} t(I) = a_3 \cdot (\log_{10} I)^3 + a_2 \cdot (\log_{10} I)^2 + a_1 \cdot \log_{10} I + a_0 \quad (25)$$

Onde $t(s)$ é o tempo na curva do fusível para a respectiva corrente $I (A)$. Os coeficientes de (25) são dados na Tabela 18 Coeficiente de ajuste da curva característica dos fusíveis. (FERREIRA, 2013).

Tabela 18 Coeficiente de ajuste da curva característica dos fusíveis

Fusível	Curva	a ₃	a ₂	a ₁	a ₀
6k	MF	-1,2062	6,9921	-15,3737	11,1651
10k	MF	-1,0016	6,3897	-15,4458	12,5881
15k	MF	-1,5299	10,775	-27,0374	22,8911
25k	MF	-1,0559	8,1125	-22,6054	21,4408
40k	MF	-1,2879	10,6935	-31,3731	31,2418
60k	MF	-1,9785	17,4725	-53,0741	54,3609
100k	MF	-2,4204	23,0045	-74,4017	80,8091

APÊNDICE D: CURVAS DE CARGA

A construção das curvas de demanda em kW das respectivas classes consumidoras, baseou-se da demanda média mensal aplicada sobre a curva típica de carga em pu de cada tipo de cliente de acordo com o cenário escolhido. Nesse trabalho foi adotado a demanda média em virtude dos dados obtidos da concessionária seguirem essa definição.

Figura 18. Cenário de Carga 1.

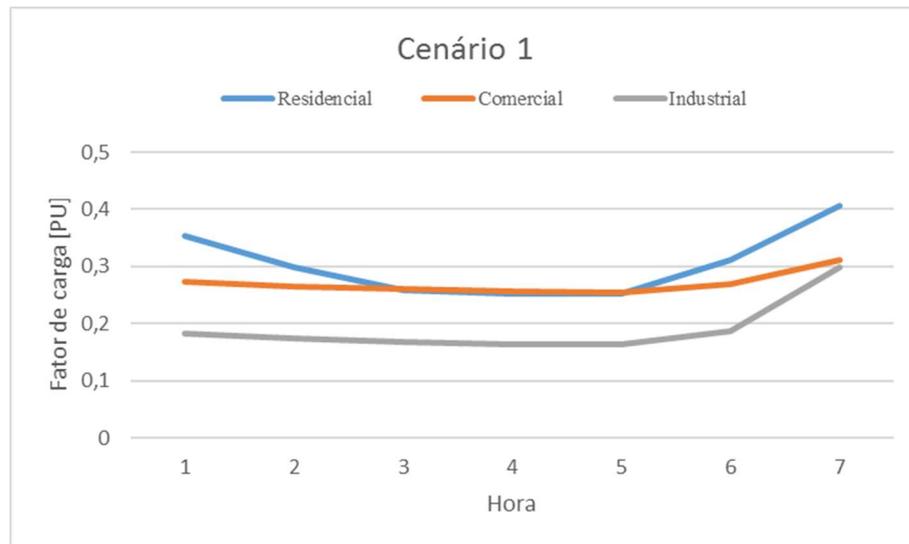


Figura 19. Cenário de Carga 2.

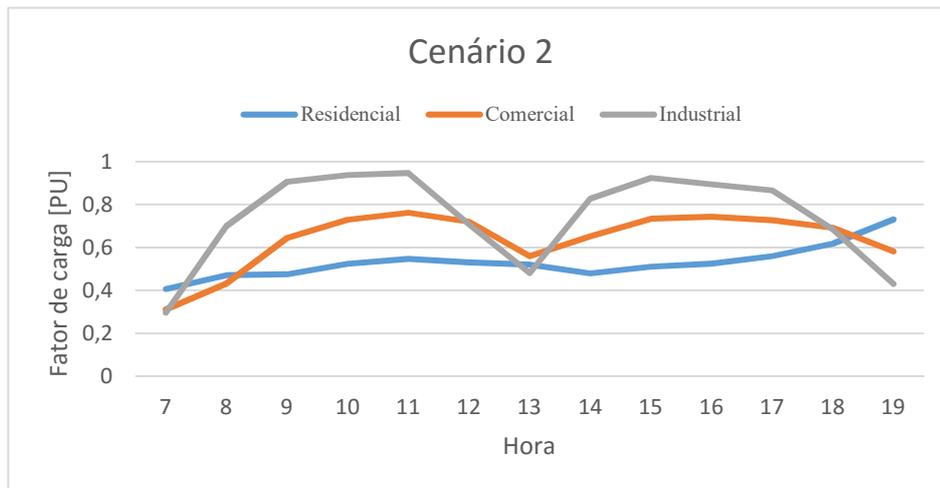
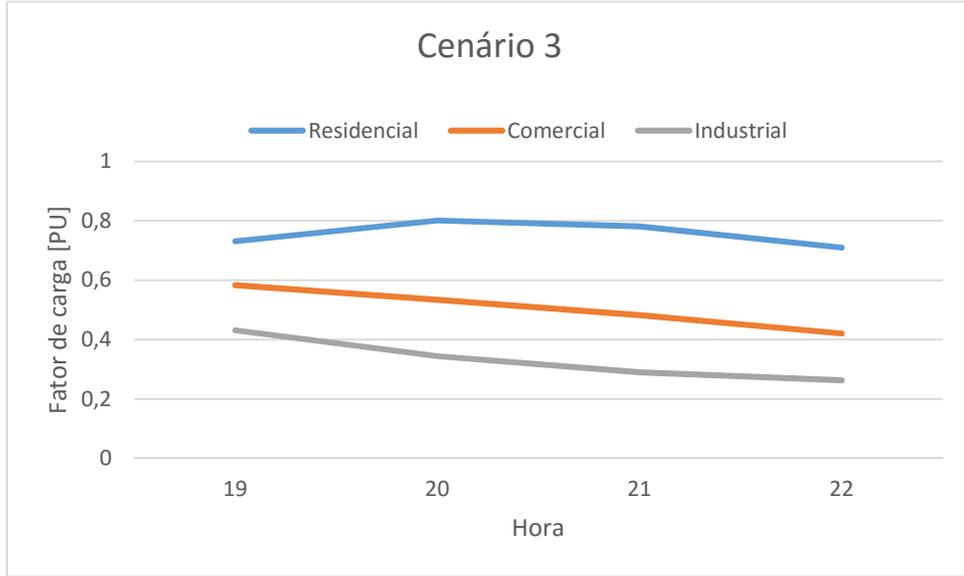


Figura 20. Cenário de Carga 3.**Figura 21. Cenário de Carga 4.**