

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
MESTRADO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

MARCELO SANTIAGO TIMOSSI

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
CONSIDERANDO VARIÁVEIS MULTIATRIBUTO NO
DESENVOLVIMENTO DE NOVAS TOPOLOGIAS**

DISSERTAÇÃO

PONTA GROSSA - PR

2016

MARCELO SANTIAGO TIMOSSI

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
CONSIDERANDO VARIÁVEIS MULTIATRIBUTO NO
DESENVOLVIMENTO DE NOVAS TOPOLOGIAS**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Área de Concentração: Gestão Industrial.

Orientador: Prof. Dr. Antônio Vanderley
Herrero Sola

PONTA GROSSA - PR

2016

Ficha catalográfica elaborada pelo Departamento de Biblioteca
da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Ponta Grossa
n. 25/16

T585 Timossi, Marcelo Santiago

Reconfiguração de redes de distribuição de energia considerando variáveis
multiatributo no desenvolvimento de novas topologias. / Marcelo Santiago
Timossi. -- 2016.

136 f. : il. ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Antônio Vanderley Herrero Sola

Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Programa de Pós-
Graduação em Engenharia de Produção. Universidade Tecnológica Federal do
Paraná. Ponta Grossa, 2016.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Processo decisório por critério múltiplo. 3.
Automação. 5. Redes elétricas inteligentes. I. Sola, Antônio Vanderley Herrero. II.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Ponta Grossa. III. Título.

CDD 670.42



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Ponta Grossa
Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**



FOLHA DE APROVAÇÃO

Título da Dissertação Nº **290/2016**

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA CONSIDERANDO
VARIÁVEIS MULTIATRIBUTO NO DESENVOLVIMENTO DE NOVAS TOPOLOGIAS**

por

Marcelo Santiago Timossi

Esta dissertação foi apresentada às **10h00min** de **26 de agosto de 2016** como requisito parcial para a obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, com área de concentração em Gestão Industrial, linha de pesquisa em Gestão do Conhecimento e Inovação, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. O candidato foi argüido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo citados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof^a. Dra. Maria Salete Waltrick (UNOPAR)

Prof. Dr. Flavio Trojan (UTFPR)

Prof. Dr. Antonio Carlos de Francisco (UTFPR)

Prof. Dr. Antonio Vanderley Herrero Sola
(UTFPR) - *Orientador*

Prof. Dr. Josmar Ivanqui (UTFPR)

Prof. Dr. Antonio Carlos de Francisco
(UTFPR)
Coordenador do PPGEP

A FOLHA DE APROVAÇÃO ASSINADA ENCONTRA-SE NO DEPARTAMENTO DE
REGISTROS ACADÊMICOS DA UTFPR –CÂMPUS PONTA GROSSA

AGRADECIMENTOS

Meu agradecimento a todos que fizeram parte desse processo é muito maior do que todo o trabalho aqui contido. Cada um de vocês, de alguma forma, fazem parte dessa dissertação e seria injusto não agradecer a cada um nesta sessão. Gostaria primeiramente de agradecer a Deus, por guiar meus passos, ajudar-me a compreender a vida e estar sempre ao meu lado.

Aos meus pais, Mario e Regina, pelo esforço e dedicação, se consegui chegar até aqui, foi por vocês, pelos valores que sempre me ensinaram;

Aos meus irmãos, por estarem sempre ao meu lado, por me incentivarem em todas minhas decisões;

A minha esposa, por sempre acreditar no meu potencial, por ser paciente com minhas ausências, por seu incentivo, amor e carinho, por todas as dificuldades que passamos e principalmente por me proporcionar o maior e melhor momento de minha vida com o nascimento do nosso Gabriel;

Aos meus cunhados e sobrinhos, por fazerem parte dessa família tão unida que tenho orgulho e que é meu bem maior, amo demais vocês;

Ao meu orientador, prof. Dr. Antônio Vanderley Herrero Sola, por toda sua sabedoria, pela paciência e por estar sempre me auxiliando em todas as etapas do programa;

Ao prof. Dr. Antônio Carlos de Francisco, pessoa que tenho uma admiração e carinho muito grande. Muito obrigado por seus conselhos, por nossas conversas, por suas palavras de apoio, você é um ser humano fantástico;

A professora Regina Negri Pagani, se cheguei até aqui, sua parcela de contribuição foi fundamental, desde a graduação, por sempre me incentivar, por me aconselhar e estar disposta a ajudar, sempre me espelho em sua dedicação;

Ao prof. Dr. Flavio Trojan, por seus comentários sobre o trabalho, principalmente no início, onde foram encontradas as maiores dificuldades;

A prof. Dra. Maria Salete Waltrick, por ter aceitado fazer parte da banca e por toda sua atenção desde a graduação;

Ao prof. Dr. Josmar Ivanqui por aceitar o convite de participar da banca de defesa;

Aos meus colegas de trabalho, por me incentivarem e possibilitarem que eu pudesse concluir este mestrado;

A UTFPR pela oportunidade de crescimento e conhecimento, essa renomada instituição não chegou onde está à toa;

Aos meus amigos, por acreditarem em mim, as vezes muito mais do que eu mesmo;

E finalmente, por último, mas com certeza o mais importante de tudo isso, meu filho Gabriel, que nasceu quase no fim deste trabalho, por me ensinar a ser pai, a ser homem de verdade por me ensinar uma forma tão intensa de amar. Não foi fácil ficar longe de você para concluir este estudo, mas eu sei que mesmo com toda sua inocência, você um dia vai ler essas palavras e vai entender o motivo de tudo isso;

Muito obrigado a todos, de coração, vocês jamais sairão das páginas que fazem parte do meu maior trabalho, a história de minha vida.

Que os vossos esforços desafiem as
impossibilidades, lembrai-vos de que as
grandes coisas do homem foram
conquistadas do que parecia impossível.
(Charles Chaplin)

RESUMO

TIMOSSI, Marcelo Santiago. **Reconfiguração de redes de distribuição de energia considerando variáveis multiatributo no desenvolvimento de novas topologias.** 2016. 136 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa, 2016.

As redes inteligentes ou *smart grids* surgiram como um dos principais agentes dentro da reestruturação que o sistema elétrico de potência vem sofrendo há alguns anos. Mais especificamente, essa evolução vem tomando destaque nas redes de distribuição de energia elétrica. O surgimento de novos equipamentos, com tecnologia moderna, permite que o sistema seja monitorado em tempo real e manobrado de forma remota mediante as necessidades. Com o objetivo de otimizar cada vez mais as funcionalidades desses equipamentos, aplicando e promovendo sistemas capazes de funcionar de forma autônoma é que estudos vem desenvolvendo novas metodologias para atender as necessidades de recomposição das redes de distribuição diante à alguma anomalia. Um novo conceito que surgiu como vertente das redes inteligentes vem movendo o setor acadêmico e as concessionárias responsáveis pela distribuição de energia chamado reconfiguração de redes de distribuição, vem sendo tema de discussões e estudos sobre as melhores alternativas de implantação. Essa dissertação apresenta um modelo para utilização em sistemas baseado em reconfiguração, que identifique os melhores resultados para o conjunto quando é necessário fazer a transferência de carga de uma subestação de energia por perda em suas fontes de alimentação. O modelo leva em conta os principais índices de qualidade e continuidade de energia obtidos a partir de um método de busca exaustiva selecionando as melhores opções de manobras para reconfigurar os alimentadores mediante a uma anomalia no sistema de distribuição. O método multicritério PROMETHEE é utilizado para definir as melhores sequências de manobra na rede e conseqüentemente os melhores desempenhos para o sistema após o remanejamento das cargas. O modelo apresenta uma característica um pouco diferente dos que se encontra na literatura, pois não utiliza nenhum método de compensação para melhorar os índices de níveis de tensão e perdas de energia. A metodologia proposta foi avaliada e validade mediante a simulações em uma rede real pertencente a uma concessionária de energia elétrica e seus resultados apresentaram uma melhora significativa para o sistema de distribuição.

Palavras-chave: Reconfiguração de redes de distribuição. PROMETHEE. Modelo multicritério. Automação. *Smart Grids*.

ABSTRACT

TIMOSSI, Marcelo Santiago. **Reconfiguration of power distribution networks considering multi-attribute variables in the development of new topologies.** 2016. 136 f. Dissertation (Master in Production Engineering) – Federal University of Technology Paraná. Ponta Grossa, 2016.

Smart grids have emerged as one of the key players in restructuring the electric power system has been suffering for some years. More specifically, this evolution has taken prominence in the electricity distribution networks. The emergence of new equipment with modern technology allows the system to be monitored in real time and operated remotely by the needs. In order to optimize more and more features of the equipment, applying and promoting systems that function autonomously is that research is developing new methodologies to meet the needs of restoration of distribution networks on the abnormality. A new concept that has emerged as component of smart grids has been moving the academic sector and the utilities responsible for distribution of energy called reconfiguration of distribution networks, has discussions and studies theme being on the best deployment of alternatives. This thesis presents a model for use in reconfiguring based systems, identifying the best results for the set when you need to load transfer of a loss of power substation in their power supplies. The model takes into account the main quality indicators and energy continuity obtained from an exhaustive search method selecting the best options maneuvers to reconfigure feeders by an anomaly in the distribution system. The multicriteria method PROMETHEE is used to define the best maneuver sequences on the network and therefore the best performance for the system after the relocation of cargo. The model presents a characteristic slightly different from that found in the literature, it does not use any compensation method for improving the rates of voltage levels and energy losses. The proposed methodology was evaluated and validity by simulations in a real network belonging to an electric utility and the results showed a significant improvement to the distribution system.

Keywords: Reconfiguration of distribution networks. PROMETHEE. Modelo multicritéira. Automation. Smart Grids.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Topologia das redes inteligentes.....	28
Figura 2 – Componentes de um sistema de redes inteligente com reconfiguração.....	48
Figura 3 - Função de preferência tipo 1	79
Figura 4 - Função de preferência tipo 2	79
Figura 5 - Função de preferência tipo 3	79
Figura 6 - Função de preferência tipo 4	80
Figura 7 - Função de preferência tipo 5	80
Figura 8 - Função de preferência tipo 6	81
Figura 9 - Modelo de reconfiguração utilizando análise multicritério	84
Figura 10 - Fluxo de seleção de manobras	90
Figura 11 - Diagrama simplificado da rede e suas chaves de manobra	93
Figura 12 - Plano GAIA - AL_1	110
Figura 13 - Plano GAIA - AL_2	111
Figura 14 - Plano GAIA - AL_3	112
Figura 15 - Plano GAIA - AL_4	112
Figura 16 - Plano GAIA - AL_5	113
Figura 17 - Plano GAIA - AL_6	114
Figura 18 - Plano GAIA - AL_7	114
Figura 19 - Plano GAIA - AL_8	115
Figura 20 - Subestação A remanejada pela rede – cenário 1.....	118
Figura 21 - Subestação A remanejada pela rede – cenário 2.....	119

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Barreiras de implantação de redes inteligentes em áreas rurais de países em desenvolvimento.....	35
Quadro 2 – Desafios encontrados pelas empresas no processo de implantação das redes inteligentes.	44
Quadro 3 - Matriz de avaliação	86
Quadro 4 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_1.....	97
Quadro 5 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_2.....	98
Quadro 6 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_3.....	98
Quadro 7 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_4.....	99
Quadro 8 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_5.....	100
Quadro 9 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_6.....	100
Quadro 10 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_7.....	101
Quadro 11 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_8.....	102
Quadro 12 - Índices geral dos alimentadores após executada a reconfiguração - cenário 1	118
Quadro 13 - Índices geral dos alimentadores após executada a reconfiguração - cenário 2	120
Quadro 14 - Índices geral das manobras executadas pela concessionária para remanejamento de cargas da SE/A	121
Quadro 15 - Comparação entre manobras selecionadas pelo PROMETHEE e utilizadas pela concessionária.....	121

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_1	96
Tabela 2 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_2	97
Tabela 3 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_3	98
Tabela 4 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_4	99
Tabela 5 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_5	99
Tabela 6 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_6	100
Tabela 7 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_7	101
Tabela 8 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_8	101
Tabela 9 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_1	103
Tabela 10 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_2	103
Tabela 11 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_3, AL_4, AL_5	104
Tabela 12 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_6	104
Tabela 13 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_7	105
Tabela 14 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_8	105
Tabela 15 - Hierarquização através da matriz de Mudge	107
Tabela 16 - Funções e pesos PROMETHEE	107
Tabela 17 - Ranking das manobras - AL_1	108
Tabela 18 - Ranking das manobras - AL_2	108
Tabela 19 - Ranking das manobras - AL_3	108
Tabela 20 - Ranking das manobras - AL_4	109
Tabela 21 - Ranking das manobras - AL_5	109
Tabela 22 - Ranking das manobras - AL_6	109
Tabela 23 - Ranking das manobras - AL_7	109
Tabela 24 - Ranking das manobras - AL_8	109
Tabela 25 - Pesos utilizados na análise de sensibilidade	116
Tabela 26 - Manobras de reconfiguração da SE/A – cenário 1	117
Tabela 27 - Manobras de reconfiguração da SE/A – cenário 2	119

LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
AL_1	Alimentador 1
ALM	Alimentador
AMD	Apoio Multicritério à Decisão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COD	Centro de Operações de Distribuição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua
ELECTRE	<i>Elimination et Choix Traduisant la Réalité</i>
ENS	Energia Não Suprida
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
GD	Geração Distribuída
M1	Manobra 1
MAS	Sistema Multiagente
MAUT	<i>Multiattribute Utility Theory</i>
MCTI	Ministério da Ciência e Tecnologia
MME	Ministério das Minas e Energia
PROMETHEE	<i>Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation</i>
SCADA	Supervisão, Controle e Aquisição de Dados
Sn	Chave
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SG	<i>Smart Grids</i>
TE	Telecomunicação
TI	Tecnologia da Informação
UTR	Unidade Terminal Remota

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.2	OBETIVOS	21
1.2.1	Objetivo Geral	21
1.2.2	Objetivos Específicos	21
1.3	JUSTIFICATIVA	22
1.4	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	24
2	A ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	25
2.1	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	25
2.2	TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	25
2.3	DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	25
2.4	REDES INTELIGENTES	26
2.5	REDES INTELIGENTES NO CENÁRIO INTERNACIONAL	32
2.5.1	Redes inteligentes em áreas rurais	33
2.6	REDES INTELIGENTES NO CENÁRIO NACIONAL	36
2.7	PROJETO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO PARA IMPLNATAÇÃO DE UM PILOTO DE <i>SMART GRIDS</i> PARA AUTOMAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO – AQUIRAZ	37
2.8	CIDADE DO FUTURO	37
2.9	PARANÁ <i>SMART GRID</i>	38
2.10	DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÕES DE PROVAS DE CONCEITO DE <i>SMART GRIDS</i> EM LOCALIDADE PILOTO COM ELEVADAS RESTRIÇÕES AMBIENTAIS – CASO ILHA FERNANDO DE NORONHA (IFN)	38
2.11	CIDADE INTELIGENTE BÚZIOS	39
2.12	PROJETO <i>SMART GRID</i>	39
2.13	<i>SMART GRID</i> – PROJETO ELETROPAULO DIGITAL	39
2.14	INOVACITY	40
3	DESAFIOS PARA IMPLANTAÇÃO DE PROGRAMAS EM <i>SMART GRID</i>	41
3.1	BARREIRAS PARA IMPLANTAÇÃO DO CONCEITO DAS REDES INTELIGENTES NO BRASIL	43
4	CARACTERÍSTICAS E OBJETIVOS DE UM SISTEMA BASEADO EM RECONFIGURAÇÃO	45
4.1	FORMAS DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE RECONFIGURAÇÃO	49
4.2	SISTEMA ÓTIMO DE RECONFIGURAÇÃO ORIENTADO A SERVIÇOS COM INFORMAÇÃO COMPLETA	52
4.3	CONCEITO DE REDES INTELIGENTES APLICADOS A RECONFIGURAÇÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	53
4.4	SISTEMAS DE OTIMIZAÇÃO DE TOMADA DE DECISÃO BASEADO EM RBC	54
4.5	SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE RECONFIGURAÇÃO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL ATRAVÉS DE OTIMIZAÇÃO VIA ALGORITMO GENÉTICO	54

4.6	ESTUDO SOBRE ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE RECONFIGURAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTE	55
4.7	RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO MULTIVARIÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	56
4.8	RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICAS DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM MONITORMAMENTO EM TEMPO REAL	56
5	APOIO MULTICRITÉRIO À TOMADA DE DECISÃO	58
5.1	MÉTODO DE APOIO MULTICRITÉRIO À DECISÃO.....	58
5.2	AGENTES NO PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO	59
5.3	PROBLEMÁTICA NO PROCESSO DE DECISÃO	60
5.4	MÉTODOS DE SOBRECLASSIFICAÇÃO	62
6	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	65
6.1	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA E SUAS RESTRIÇÕES	65
6.2	METODOLOGIA PARA SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE RESTABELECIMENTO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	75
6.3	METODOLOGIA DO MÉTODO PROMETHEE	77
6.3.1	Método PROMETHEE I	81
6.3.2	Método PROMETHEE II	82
6.4	PROPOSTA DE MODELO DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO ANÁLISE MULTICRITÉRIO	83
6.4.1	Contextualização do Modelo de Reconfiguração Utilizando Análise Multicritério ...	85
6.5	APRESENTAÇÃO DOS PROGRAMAS UTILIZADOS PARA A COLETA DE DADOS	87
7	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	93
7.1	MÉTODOS UTILIZADOS PELAS CONCESSIONÁRIAS PARA RECONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	94
7.2	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA.....	96
7.3	OBJETIVO DE CADA CRITÉRIO.....	103
7.4	DEFINIÇÃO DOS PESOS DOS CRITÉRIOS	106
7.5	APLICAÇÃO DO PROMETHEE	108
7.5.1	Análise de Sensibilidade.....	116
7.6	RESULTADO DAS MELHORES ARQUITETURAS DE RECONFIGURAÇÃO	117
7.7	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS ENTRE O MODELO PROPOSTO E ANÁLISE DA CONCESSIONÁRIA	120
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	124
8.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	126
	REFERÊNCIAS	128

1 INTRODUÇÃO

A melhoria e reestruturação do sistema elétrico de potência, principalmente o sistema de distribuição de energia, vem motivando o desenvolvimento de pesquisas sobre automação e inserção de novos conhecimentos a fim de aumentar a confiabilidade e autonomia das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. O acréscimo de tecnologias de comunicação somado ao desenvolvimento de dispositivos capazes de contribuir de forma significativa para o melhor desempenho das redes, é uma das possibilidades dentro do conceito que está sendo desenvolvido em todo o mundo chamado *smart grids*, (Hossain *et al.*, 2016).

Um dos maiores motivadores para essa revolução é o constante aumento da demanda no setor energético, o que obrigatoriamente faz com que as empresas responsáveis pela distribuição de energia elétrica busquem caminhos para atender as necessidades dos consumidores. Os desafios encontrados dentro das redes inteligentes exigem profissionais de diversas áreas atuando para este objetivo. Essa concentração de esforços para desenvolvimento do programa requer a formação de equipes multidisciplinares, não apenas das áreas dentro das concessionárias de energia, mas também atuando de forma conjunta, universidades, governo, órgãos reguladores, etc. (TOLEDO *et al.*, 2012).

Para atender essa crescente demanda causando menor impacto possível ao meio ambiente, a sociedade necessita que sejam desenvolvidas formas de incorporar os conceitos de sustentabilidade, confiabilidade e economicidade ao sistema elétrico de potência. Dessa forma, esse sistema deverá preocupar-se em cumprir quatro requisitos (Gers e Holmes, 2005):

- Custo: garantir a máxima proteção com o menor custo possível;
- Confiabilidade: a capacidade do sistema de proteção operar corretamente. É dependente de uma correta operação na ocorrência de faltas e de habilidade para evitar operações incorretas durante as falhas;
- Rapidez: tempo de operação mínimo para eliminar as faltas e evitar danos nos equipamentos;
- Seletividade: desconectar o mínimo de seções para isolar as faltas, mantendo o fornecimento de energia.

A introdução do conceito das redes inteligentes, representa uma mudança de paradigma na forma de como se vem trabalhando com os sistemas de distribuição de energia. Para que este conceito seja aplicável às concessionárias, é necessário que a visão sobre o tema seja modernizada, que a forma de encarar os desafios seja feita com o intuito de aprendizado e reestruturação dos sistemas elétricos.

As redes inteligentes abrangem várias linhas de estudo e aplicação. Um sistema inteligente tem a possibilidade de ser configurado para atender às necessidades tanto do lado da oferta ou da demanda por energia elétrica. Dentre as diversas formas de apresentar o conceito, o *self healing* (Auto Recuperação ou Reconfiguração) é o que apresenta maior potencial para contribuir com as concessionárias distribuidoras de energia elétrica a fim de melhorar os índices de qualidade de fornecimento e redução dos impactos causados em virtude de desligamentos indesejados nas redes (Cavalcante *et al.*, 2016).

Com a implantação de um sistema baseado em reconfiguração, um dos principais benefícios é a atuação direta na redução do tempo de reposição de serviço, a redução do número de clientes afetados com uma interrupção de serviço e conseqüentemente a redução dos custos com as interrupções no fornecimento de energia elétrica (MOREIRA, 2011).

Alguns dos principais indicadores de qualidade de fornecimento de energia são o DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) e o FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora), estes índices são acompanhados de forma rigorosa pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e as concessionárias são penalizadas pelo não atendimento aos limites estabelecidos pelo órgão. Normalmente quando o desligamento do consumidor ocorre de forma indesejada, seja qual for o motivo, o reestabelecimento do circuito é feito através do centro de operações juntamente com as equipes de campo, procurando isolar o defeito e estabelecer uma nova topologia para a rede até que a anomalia seja sanada. Esse movimento normalmente dura mais do que os prazos estipulados pela ANEEL (> 3 minutos), e depende da disponibilidade de equipes para que o processo seja executado. Uma das contribuições dos sistemas de reconfiguração é de proporcionar que essa manobra e isolamento do defeito seja executada de forma autônoma, sem a necessidade de intervenção humana durante

o processo. Outro atributo do sistema, é possibilitar o remanejamento de carga de circuitos com maior carregamento para outros que apresentem um menor número de consumidores conectados. O arranjo consegue remodelar e manter o equilíbrio do sistema e como consequência os ganhos com a qualidade da energia ofertada ao consumidor aumentam consideravelmente.

Dessa forma, sistemas de reconfiguração de redes de distribuição, em seu pleno funcionamento, contribuem significativamente para melhoria do desempenho do sistema de distribuição de energia, aumentando a qualidade do serviço e principalmente sendo uma solução para atender os índices de acompanhamento junto a ANEEL. O êxito no desempenho da reconfiguração da rede, depende diretamente de sua formulação para atender seus objetivos, sendo que existe a possibilidade de haver mais de um objetivo, múltiplos objetivos com graus de importância distintos. Conforme apresentado pela literatura (Mello *et al.*, 2013; Pfitscher *et al.*, 2013), problemas de reconfiguração de redes são de difícil solução devido a sua natureza combinatória e de grande complexidade em sua formulação. Somado a isso, normalmente encontra-se dificuldades para apresentar a melhor estratégia de reconfiguração. Grande parte dos estudos nessa área abordam o tema como solução monocritério, conforme apresentando nos trabalhos de McDermott *et al.*, 1999; Lin *et al.*, 2000; Oliveira *et al.*, 2004; Raju e Bijwe, 2008, quando na verdade, devido a sua amplitude, o problema pode ser tratado de forma multicritério, impactando diretamente sobre a qualidade dos serviços de energia elétrica.

A proposta desse trabalho é apresentar um modelo baseado em uma ferramenta de análise multicritério, o PROMETHEE, em um sistema de reconfiguração em redes de distribuição de energia elétrica, para que dentro das possibilidades de remanejamento de carga, sejam selecionadas as melhores opções, levando em conta vários critérios observando sempre o que melhor atenda aos índices de continuidade e qualidade do sistema. O estudo será desenvolvido a partir de uma situação real, viabilizando o remanejamento total da carga através da rede. A escolha por métodos de apoio à decisão, além de resolver problemas de desligamento involuntário, levará em conta critérios para balanceamento de carga e remodelamento de forma automática para uma nova arquitetura de rede, conforme sua necessidade.

Alguns autores vêm desenvolvendo pesquisas utilizando análise multicritério para estabelecer sistemas baseado em reconfiguração, porém a maioria leva em consideração a inserção de geração distribuída como forma de compensar as perdas ocorridas nas linhas após a reconfiguração. A geração distribuída inserida de forma estratégica no sistema de distribuição de energia é uma solução adequada para melhorar o desempenho e os níveis de qualidade de energia ao longo da malha de distribuição. A solução na maioria das vezes aplicadas para redução dessas perdas, é efetuar a instalação de fontes alternativas de geração de energia conectadas as distribuidoras, melhorando significativamente o desempenho do sistema (Lotfipour e Afrakhte, 2016; Sultana *et al.*, 2016). Dentre os estudos analisados, se destacam os trabalhos de Mello (2014) e Pfitscher (2013), que serão utilizados como referencias durante a elaboração da presente pesquisa.

O desenvolvimento dessa dissertação será executado focando a melhoria na qualidade do fornecimento de energia utilizando o remanejamento e balanceamento dos alimentadores com o intuito de apresentar melhores índices de desempenho ao sistema, sem utilizar compensação para melhora nos níveis de tensão e perdas de energia, explorando apenas os componentes disponíveis na maioria das concessionárias distribuidoras de energia.

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

Os níveis de qualidade de energia são acompanhados pelos órgãos reguladores continuamente através de indicadores fornecidos pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Todo desligamento indesejado acarreta custos econômicos, tanto para a empresa como para os consumidores, sejam residenciais e principalmente industriais. Para minimizar esses impactos e atender essas necessidades dos consumidores e aumento pela demanda, equipamentos telecomandados e melhora no funcionamento das redes, aparecem como soluções adotadas pelas concessionárias a algum tempo buscando uma melhor eficiência nos sistemas de distribuição de energia.

Através da necessidade da evolução e melhoria no atendimento aos índices de qualidade de energia, é que surgiu dentro do mercado de energia elétrica o conceito de reconfiguração, como um símbolo característico e construtor de um sistema de redes de distribuição inteligente. A boa qualidade de um método de

reconfiguração no sistema de distribuição pode ajudar as concessionárias a detectar, diagnosticar rapidamente e eliminar falhas em potencial (JIANHUA *et al.*, 2014).

De forma sucinta, um sistema de reconfiguração busca mudar a topologia da rede, com a possibilidade de abertura e fechamento de chaves instaladas ao longo das linhas. Essa reconfiguração é utilizada para melhorar os níveis de tensão, reduzir perdas nas linhas e principalmente melhorar os índices de qualidade dos serviços ofertados pelas concessionárias.

Atualmente essa reconfiguração é feita de forma manual, com o auxílio das equipes de campo em conjunto com o centro de operações. Com a implantação de chaves telecomandadas e de sistemas de automação que possibilitam a configuração de funções e inserção de algoritmos, essa nova topologia pode ser estabelecida de forma autônoma, sem necessidade da intervenção humana durante as manobras.

Normalmente as topologias dos sistemas de distribuição de energia operam de forma radial onde apenas uma fonte de energia é responsável pela alimentação do circuito, o fluxo de carga é orientado em apenas um sentido (AlHajri e El-Hawary, 2010; Singh e Ghose, 2013). Uma estratégia para diminuir os danos causados pelo cenário citado é a utilização de sistemas de reconfiguração de alimentadores como auxílio dentro da operação do sistema (PFITSCHER, 2013).

Uma das formas de melhorar a eficiência nos sistemas de reconfiguração é a aplicação de ferramentas que perfeitamente atendam os critérios, ou seja, possibilite a mais adequada maneira de atender os parâmetros de melhoria na qualidade de fornecimento de energia elétrica, que dependendo da forma de utilização podem apresentar diferentes propósitos de aprimoramento variando seu grau de importância.

O problema a ser explorado no presente trabalho consiste em buscar uma topologia que satisfaça tanto os critérios relacionados ao sistema de planejamento de distribuição quanto os critérios operacionais de rede, sem colocar o sistema em risco e observando todas as restrições de remanejamento de carga. Esse objetivo basicamente busca atender e melhorar os índices de qualidade e confiabilidade

como FEC, DIC, FIC, DMIC, energia não suprida, queda de tensão, carregamento dos condutores, perdas e corrente média, quando na escolha das melhores opções de remanejamento de carga nas malhas dos circuitos de distribuição de energia elétrica.

Para alguns casos pode ser que o resultado final não atenda as características operativas, com isso o aprimoramento do problema deve contemplar as restrições do sistema. Para atender os objetivos desse estudo, a questão a ser respondida é: **Qual a melhor maneira de se reconfigurar uma rede de distribuição utilizando análise multicriterial?**

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Propor um modelo baseado em um sistema de reconfiguração em redes de distribuição a partir da utilização de uma análise multicritério para realização de manobras explorando a potencialidade do sistema com o objetivo de atender os índices de continuidade e melhorar os níveis de qualidade de energia.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Determinar a melhor topologia das redes de distribuição considerando diferentes cenários de operação;
- Analisar as demandas dos circuitos estudados e buscar definir uma nova topologia a fim de melhorar os índices de qualidade de energia após a reconfiguração;
- Avaliar os critérios de reconfiguração com a possibilidade de inserção de um sistema de reconfiguração para remanejamento das cargas na rede de distribuição de energia elétrica;
- Avaliar os resultados após a análise multicriterial para reconfiguração de rede;
- Propor um modelo utilizando análise multicritério para desenvolver um sistema de reconfiguração para redes de distribuição;
- Avaliar o modelo proposto por meio de análise de sensibilidade.

1.3 JUSTIFICATIVA

O desenvolvimento de estudos sobre implantação das redes inteligentes é algo que já ocorre a vários anos. Mais recentemente as concessionárias brasileiras começaram a investir e instruir-se sobre novas tecnologias para implantação e melhoria do sistema elétrico de potência. Desenvolver um sistema de reconfiguração que atenda as diversas necessidades de um sistema de distribuição é algo que levará alguns anos até que se tenha algo comprovado e aceito pelo mercado. A inserção de um sistema inteligente consiste em desenvolver um processo de modificação de topologia dos circuitos de forma autônoma e buscando a melhor eficiência possível dentro da operação da rede, reestruturando essa configuração de forma confiável, sem interrupção de fornecimento de energia e com segurança durante as manobras.

O novo contexto dos sistemas de distribuição de energia elétrica com a inserção das redes inteligentes coloca a reconfiguração em um lugar em destaque, tornando-se uma excelente ferramenta para adequação da rede em tempo real (MELLO, 2014). Encontrar a melhor forma de se reconfigurar a rede, garantindo eficiência e confiabilidade ao sistema, é um dos principais propósitos quando se desenvolve um sistema baseado em reconfiguração. Para que esses objetivos sejam alcançados algumas prioridades devem ocorrer durante o processo de escolha, e em algumas vezes, essas decisões podem sofrer alguns conflitos durante as etapas de desenvolvimento dessa nova topologia.

As reconfigurações de redes consistem basicamente em abertura e fechamento de chaves ao longo dos circuitos para que, seja possível então que as cargas sejam remanejadas, minimizando os impactos causados por desligamentos indesejados aos consumidores. Além das concessionárias se preocuparem em reestabelecer a energia ao menor tempo possível, outros cuidados passaram a ser relevantes quando se busca uma nova topologia ao sistema. Como os órgãos reguladores estão cada vez mais rigorosos com índices relacionados aos níveis de tensão, redução de perdas e melhoria nos indicadores de qualidade de serviço, estabelecer um sistema de configuração passou a ser uma tarefa que envolve múltiplos critérios quando se busca o cenário ideal para remanejar cargas de um circuito para outro (PFITSCHER, 2013).

Foi a partir dessas novas questões e desafios que alguns estudos começaram a utilizar métodos de otimização para aumentar a eficiência da reconfiguração das redes de distribuição. Como o foco não é apenas o reestabelecimento de energia, outros critérios passam a ser levados em consideração quando se busca as melhores possibilidades de se reconfigurar um sistema. Esses critérios muitas vezes podem ser conflituosos durante o processo de tomada de decisão, o que reforça a possibilidade de se utilizar metodologias de análise multicritério para se estabelecer as melhores formas de reconfiguração do sistema. De acordo com Vincke (1992), os métodos multicritérios oferecem uma importante ferramenta de tomada de decisão concedendo aptidão para que os decisores solucionem problemas que possuem vários pontos de vista conflitantes e diversos critérios a serem ponderados.

Já Gomes e Gomes (2007), reforçam que o processo de tomada de decisão pode ser definido como um esforço para solucionar o dilema de critérios conflituosos, os quais muitas vezes impedem a visão da melhor possibilidade de solução. O resultado da análise desses critérios é minimizar ou maximizar alguns indicadores, buscando melhorar o desempenho das redes de distribuição, e dependendo da necessidade, podem haver múltiplos objetivos de desenvolvimento, com diferentes graus de importância.

Por mais que se conheça as diversas possibilidades de manobras para remanejar a carga de um determinado circuito, é necessário também ter conhecimento de qual delas resultará, ao final, nos melhores índices e desempenhos para o sistema de distribuição. Nesse contexto, é que a análise multicritério passa a ser relevante, sendo possível verificar quais das possibilidades de remanejamento são as melhores, não levando apenas em consideração a necessidade de reestabelecer a falta de energia, mas somado a isso, estabelecer os melhores resultados nos indicadores de qualidade, eficiência e confiabilidade. Diante das múltiplas configurações que atendam aos objetivos quais serão as reconfigurações que priorizarão as necessidades considerados mais relevantes, de acordo com a técnica de tomada de decisão aplicada.

O desafio dessa dissertação é desenvolver uma metodologia baseada em reconfiguração que atenda às necessidades dos sistemas de distribuição, utilizando uma análise multicritério, sem fazer a compensação de energia para atender índices

como perdas de energia e níveis de tensão, utilizando vários indicadores para desenvolver uma matriz que ao final, possibilite apresentar e enumerar as melhores formas de reconfiguração do sistema de distribuição. Normalmente estudos similares nessa área utilizam formas de geração distribuída para fazer a compensação das perdas junto com a reconfiguração. O objetivo do problema a ser explorado além do desenvolvimento da metodologia conforme descrito anteriormente, é apresentar as melhores soluções dentro da realidade da maioria das concessionárias, que ainda não dispõem de fontes geradoras, principalmente nos grandes centros de carga, para compensar tais perdas.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está organizada em oito capítulos e está apresentada da seguinte forma:

- ✓ O primeiro capítulo apresenta a introdução, demonstrando os principais objetivos e justificativas sobre o trabalho;
- ✓ O capítulo 2 desenvolve uma vasta revisão bibliográfica sobre o sistema elétrico de potência e os principais conceitos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre as redes inteligentes e os principais projetos em desenvolvimento no país;
- ✓ O capítulo 3 apresenta os principais desafios para implantação de sistemas baseados nas redes inteligentes;
- ✓ O capítulo 4 apresenta as principais características e objetivos de sistemas baseados em reconfiguração;
- ✓ O capítulo 5 apresenta os principais conceitos sobre apoio multicritério à tomada de decisão;
- ✓ O capítulo 6 apresenta todos os procedimentos metodológicos que serão utilizados na dissertação e o modelo proposto para desenvolvimento do estudo;
- ✓ No capítulo 7 estão desenvolvidos os resultados e discussões propostas nessa dissertação;
- ✓ O último capítulo, o capítulo 8 apresenta as considerações finais sobre o estudo desenvolvido ao longo da dissertação.

2 A ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O sistema elétrico de potência (SEP) tem como objetivo gerar, transmitir e distribuir energia elétrica atendendo padrões de confiabilidade, disponibilidade, normas de qualidade conforme determinado pelos órgãos responsáveis principalmente minimizando os impactos ambientais que existem dentro desse processo.

2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Existem várias formas para a geração de energia elétrica, as mais comuns são as provenientes de águas pluviais e são conhecidas como as hidroelétricas e as que são geradas a partir da força dos ventos, que são denominadas eólicas. De acordo com Leão (2011), na geração de energia elétrica, uma tensão alternada é produzida, com frequência fixa e uma amplitude que pode variar conforme a forma de entrega, sendo em baixa, média ou alta tensão. Dentro do sistema elétrico, ocorre a propagação dessa onda senoidal mantendo constante a frequência e alterando as amplitudes no momento em que trafega pelos transformadores.

2.2 TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Responsável pela ligação entre as fontes geradoras de energia elétrica às áreas de grande consumo. Apenas alguns consumidores com necessidades específicas são conectados diretamente às linhas de transmissão.

A segurança é um aspecto fundamental para as redes de transmissão. Qualquer falta neste nível pode levar a descontinuidade de suprimento para um grande número de consumidores. A energia elétrica é permanentemente monitorada e gerenciada por um centro de controle. O nível de tensão depende do país, mas normalmente o padrão estabelecido está entre 220 kV e 765 kV (LEÃO, 2011).

2.3 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As redes de distribuição de energia elétrica são as que alimentam os consumidores industriais de pequeno e médio porte, consumidores comerciais e os consumidores residenciais.

Conforme apresentado na Resolução nº 414/2010 da ANEEL, as tensões de fornecimento para unidades consumidoras serão dispostas da seguinte forma:

- Tensão secundária em rede aérea: quando a carga instalada na unidade consumidora for igual ou inferior a 75 kW;
- Tensão secundária em sistema subterrâneo: até o limite de carga instalada conforme padrão de atendimento da distribuidora;
- Tensão primária de distribuição inferior a 69 kV: quando a carga instalada na unidade consumidora for superior a 75 kW e a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for igual ou inferior a 2.500 kW; e
- Tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV: quando a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for superior a 2.500 kW.

Com a necessidade e possibilidade de reformulação do SEP para atender a maiores demandas e índices de qualidade de energia, é que a vários anos o conceito das redes inteligentes vem tomando uma proporção maior nas empresas responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica. O segmento de distribuição de energia é onde existem as maiores possibilidades de implantação do conceito e onde os estudos e projetos piloto tem se desenvolvido ao longo do tempo. Nas próximas seções serão apresentadas algumas definições e argumentações sobre o tema e uma das ramificações que ocorre dentro do conceito que é a utilização de reconfiguração.

2.4 REDES INTELIGENTES

O progresso da vida moderna tornou a energia elétrica um dos produtos mais importantes e requisitados pela sociedade. Em qualquer segmento, seja na produção de bens ou serviços, na segurança pública, na saúde ou simplesmente para o conforto dos lares, a energia elétrica é indispensável. O desenvolvimento de novas tecnologias somado a facilidade de aquisição de aparelhos que necessitam da eletricidade para seu funcionamento acaba gerando também a necessidade de aumento de produção de energia elétrica para atender tal demanda.

A arquitetura do sistema de distribuição de energia possibilita realizar integração com os sistemas de transmissão e com a geração distribuída (GD), além

de apresentar uma das maiores malhas de circuitos capazes de proporcionar o atendimento ao consumidor final, seja residencial, rural ou industrial. O segmento de distribuição de energia atualmente é onde ocorrem as maiores mudanças dentro do sistema elétrico de potência, e com isso surgem novas oportunidades de implantação de um novo conceito. Novas tecnologias existentes e em desenvolvimento possibilitam vislumbrar um novo horizonte para o setor, existe a plena possibilidade de integração entre as subestações e as redes de distribuição, sejam elas de média ou baixa tensão, equipamentos automatizados na rede (reguladores de tensão, banco de capacitores, chaves, religadores, relés de proteção), e o consumidor final.

A integração entre a tecnologia da informação e o sistema elétrico de potência juntamente com sistemas de comunicação e toda estrutura de uma rede de distribuição automatizada apresenta a essência do significado do termo redes inteligentes.

Esse conjunto tecnológico seria o responsável por significativos ganhos de eficiência energética, por permitir automação e operação remota do sistema, por melhorar a fiscalização e monitoramento das condições de rede e qualidade de energia, por incrementar a capacidade de tomada de decisões nas diferentes fases do setor, por viabilizar tecnicamente ao consumo programado, inteligente, de energia, dentre outros. (RIBEIRO, 2011, p. 3).

Neste contexto, têm surgido correntes pelo mundo que tratam da visão do sistema de distribuição de eletricidade e da unidade consumidora do futuro, abrangida no conceito de redes inteligentes. Com essa integração dentro do sistema, numa visão futura, concessionárias e consumidores irão convergir em interesses e tecnologias para alcançar eficiência energética, confiabilidade dos sistemas de distribuição de eletricidade, menores custos e menor agressão ao meio ambiente e aos recursos naturais.

No cenário das distribuidoras de energia elétrica inseridas no mercado Europeu, as redes inteligentes são consideradas aquelas capazes de integrar ações e comportamentos de todos usuários conectados à rede, sejam geradores, consumidores, ou ainda aqueles que atuam de forma bidirecional, hora sendo usuário, ou sendo fonte geradora em outro momento. Esse processo objetiva a

entrega de energia ao usuário final de forma mais sustentável, eficiente e com valores econômicos mais atrativos (CLASTRES, 2011). A figura 1 ilustra o princípio da topologia da rede inteligente:

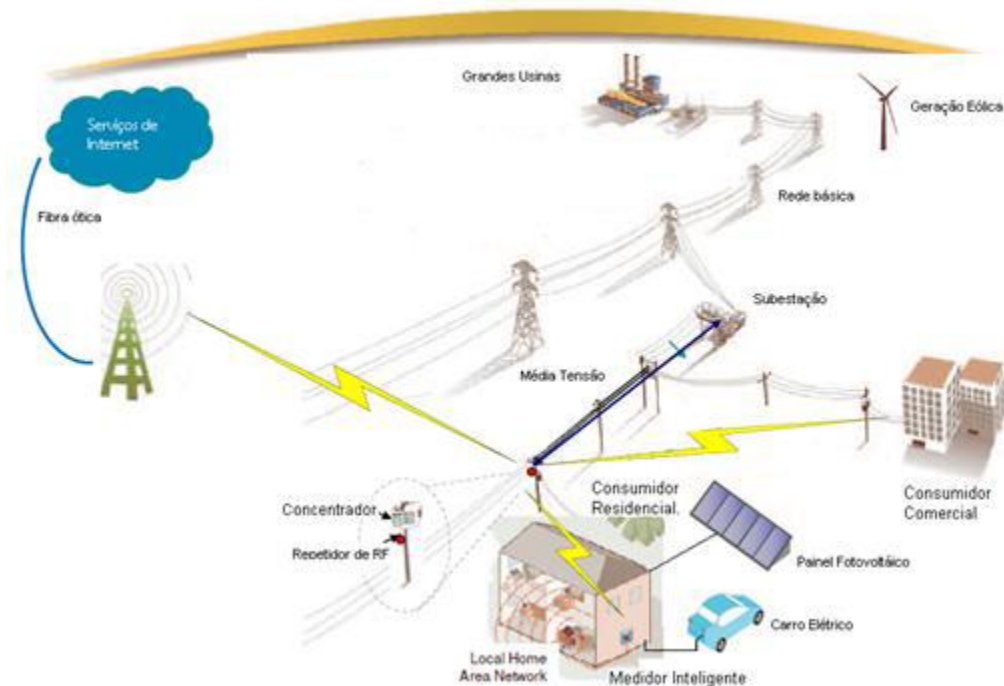


Figura 1 – Topologia das redes inteligentes
Fonte: MME (2010)

As redes inteligentes podem integrar suas ações como parte de um sistema de energia elétrica com todos os usuários conectados a ela. Esses integrantes podem ser geradores, consumidores e todos os envolvidos no sistema buscando a maior eficiência, geração e distribuição de energia de forma sustentável, econômica e principalmente segura. A aplicação do conceito das redes inteligentes será válida se de alguma forma contribuir diretamente na eficiência operacional, para a melhoria da qualidade de energia e do serviço prestado ao cliente (WADE *et al.* 2010; KAGAN *et al.* 2013).

Na visão de IEC (2014), o acréscimo de inteligência melhora o aproveitamento na distribuição de eletricidade e dessa forma permitindo, o “*pipeline*”, ou meio, ao qual a energia elétrica é entregue, possa maximizar a forma de entrega dessa energia em todos os momentos. Com o acréscimo de sensores e de qualquer forma de inteligência significa que o máximo de energia possível pode ser distribuído e entregue pelos diversos sistemas existentes.

Apesar de existir diversas definições, um conceito bastante abrangente é o de que rede inteligente são as redes de transmissão e distribuição de eletricidade que usam um sentido bidirecional, comunicações de banda larga, sensores e computadores para melhorar a eficiência, a confiabilidade e a segurança do fornecimento de energia. Tratam de sistemas que incorporam tecnologia de informação (TI) e telecomunicação (TE) de maneira extensiva, em todos os processos de geração, fornecimento e consumo de energia, com o objetivo de minimizar o impacto ambiental, melhorar a qualidade e a flexibilidade dos serviços e aumentar a eficiência energética (GARRIDO, 2008).

O sucesso das redes inteligentes está ligado diretamente à inovação e integração de várias tecnologias aplicadas nas redes de distribuição, somando seus valores com serviços inovadores em conjunto com a tecnologia existente de controle e supervisão. Dentro desse cenário é necessário aceitar a ideia de revolução no setor elétrico com a implantação das redes inteligentes e essa transformação não deverá apenas estar limitada a parte técnica ou tecnológica, mas também deverá abranger a esfera econômica, onde novos modelos de negócios podem ser criados a partir dessa nova concepção de redes.

Com a implantação do conceito, distribuidoras responsáveis pelo comércio de energia poderão se beneficiar com a melhoria dos índices de perdas técnicas e comerciais, as quais hoje são em grande parte, bancados pelos próprios consumidores. A rede inteligente trás, por exemplo, melhoria nos índices de qualidade e confiabilidade que são os principais parâmetros monitorados pelos órgãos reguladores. Essa possível melhora na eficiência do sistema, além de trazer benefícios direto para as concessionárias, melhora a imagem e conceito das mesmas perante os clientes.

As redes inteligentes deverão ser capazes de coordenar as necessidades e capacidades de qualquer fonte geradora de energia, operadores da rede, os usuários finais, todas esses agentes operando de forma eficiente, minimizando os custos e impactos ambientais e aumentando a confiabilidade do sistema (BISWAS *et al.*, 2013).

O mesmo autor destaca as principais características das redes inteligente como:

- Proporcionar energia elétrica com qualidade ao menor custo;
- Propiciar armazenamento de energia das possíveis fontes de geração;
- Ativar novos serviços, produtos e mercados;
- Otimizar os recursos e atuar de forma eficiente;
- Efetivar a participação dos consumidores;
- Prever as possíveis perturbações do sistema;
- Operar de forma confiável e autônoma diante de desligamentos acidentais da rede de distribuição.

Além dessas características as concessionárias de energia elétrica devem estar atentas à alguns desafios conforme destacados por (TOLEDO *et al.* 2012):

- A inevitável penetração de novas fontes de geração e armazenamento de energia;
- A potencial mudança do perfil do cliente de energia elétrica, por exemplo, o advento de consumidores móveis de energia (veículos elétricos e híbridos recarregáveis);
- A necessidade de lidar com a bidirecionalidade energética e de informação, em tempo real, relacionada a tais tecnologias;
- A adequação a metas ligadas à sustentabilidade do planeta e à tendência de cidades e *habitats* inteligentes;
- A gestão otimizada do crescimento significativo da carga anual;
- A resposta à crescente expectativa dos clientes em relação à qualidade do fornecimento de energia assim como aos anseios do regulador e das demais autoridades;
- A necessidade de redução de custos operacionais, como, por exemplo, aqueles relativos a perdas e inadimplência;
- A tendência de competição no mercado de energia elétrica direta ou indiretamente.

Para que os objetivos propostos através da implantação das redes inteligentes sejam alcançados, é necessária uma arquitetura de automação nos sistemas de distribuição de energia elétrica avançadas, mais especificamente sistemas de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (SCADA), somado ao desenvolvimento e implantação de (MICELI *et al.*, 2013):

- Utilização de sensores para monitoramento da rede elétrica;
- Sistemas de transmissão de dados (fibras óptica, GSM, WI-FI, etc.);
- Sistemas autônomos de decisão dentro da rede de automação e acesso remoto.

Essa arquitetura modificada é quem dará subsídios para implantação de inteligência nas redes elétricas bem como permitir que o sistema opere de forma mais eficiente e autônoma.

O grande desafio para implantação e validação do que propõem as redes inteligentes é o pensamento conservador sobre a arquitetura do sistema de distribuição de energia elétrica. Para utilização desse novo sistema será necessária uma reformulação na forma de concepção da maioria das empresas distribuidoras de energia elétrica.

Os controles automáticos têm a finalidade de contribuir para a redução do número de falhas, prolongar a vida da linha de distribuição e minimizar o número indesejado de interrupções no fornecimento de energia. Através da utilização do fluxo de energia bidirecional, o sistema tem a possibilidade de atuar de forma mais estável e equilibrado principalmente nos horários de pico. Essa bidirecionalidade faz com que os consumidores assumam o papel de fornecedores de energia conforme a necessidade do sistema (COLAK *et al.*, 2014).

Essa nova função do consumidor dentro da rede de distribuição, ora sendo visto como cliente, ora como fornecedor, é um dos grandes benefícios através da implantação desse novo conceito. A medição inteligente é o alvo de estudos de diversas concessionária de distribuição de energia espalhadas pelo Brasil. A possibilidade dessa nova função ocorre após a substituição do medidor normalmente utilizado hoje em todas as concessionárias por medidores de energia inteligente.

O medidor inteligente é um equipamento moderno de energia capaz de, além de sua função convencional, ao mesmo tempo ser responsável pelo fornecimento de vários dados do consumidor à concessionária em tempo real. Essa integração dos medidores com os programas que farão a interface entre consumidores e

distribuidoras envolvem uma grande variedade de técnicas, que se ajustam conforme a necessidade do projeto (DEPURU *et al.*, 2011).

Diante dessas definições e exemplos, nos dois próximos tópicos serão apresentadas como estão as formas de implantação e regulação do conceito diante o cenário internacional e nacional.

2.5 REDES INTELIGENTES NO CENÁRIO INTERNACIONAL

Dentre os diversos debates sobre melhorias no sistema de energia no cenário internacional entre as empresas responsáveis pela distribuição de energia elétrica, as redes elétricas inteligentes e todos componentes que envolvem o assunto são onde ocorrem as maiores discussões. Diferentes variâncias e iniciativas acabam sendo adotado e em alguns países como o mercado norte americano, que não apresenta uma única forma de tratar o assunto (TOLEDO *et al.* 2012).

O mercado europeu apresenta diversas alternativas para o tema e foca grande parte dos estudos em geração renovável dentro dos programas relacionados as redes elétricas inteligentes. Dentro desse cenário, destaca-se a iniciativa apresentada pela empresa italiana ENEL no que se refere a medidores inteligentes, e juntamente com sua subsidiária espanhola Endesa, implantou mais de 30 milhões de medidores inteligentes no mercado Italiano (TOLEDO *et al.* 2012).

Cada país apresenta uma forma distinta de abordar o tema. Na sequência serão apresentados diversos exemplos de como as empresas ao redor do mundo tem despendido seus esforços para implantar o conceito das redes elétricas inteligentes na visão de LIMA (2012).

Reino Unido: Como sua estrutura de distribuição de energia apresenta o atributo de inteligência para oferta da mesma, possibilita o consumidor, escolher qual empresa será responsável pelo seu fornecimento, o Reino Unido é um país avançado em relação a reestruturação do negócio de energia elétrica. Sua forma de geração e inteligência nas redes de distribuição possibilitará a evolução do atendimento e transição para as redes inteligentes.

Japão: Apresenta diferenciação aos demais países na adoção de novas tecnologias para o *Smart Metering*. Por ser uma sociedade focada na baixa emissão

de carbono, o país realizou e programou um plano elaborado na efficientização geral no uso de energia, tanto para produção de novos equipamentos como na produção industrial, apresentando metas estabelecidas e controladas.

Estados Unidos: Foram criados vários incentivos para promoção das redes inteligentes. Em seu primeiro ato, o presidente Obama, ofereceu um pacote de US\$ 4,5 bilhões em gastos diretos para aplicação do conceito das redes inteligentes. Como consequência na modernização dos sistemas de medição dos consumidores residenciais e aplicação do conceito de *Smart Metering*, o número de reclamações dos clientes aumentou de forma considerável após o recebimento de suas faturas, que apresentaram um valor maior do que quando os medidores eram de ordem mecânica, com tecnologia mais antiga. Essa diferença na medição antes e após a modernização dos equipamentos se deve ao fato de que os medidores antigos muitas vezes apresentavam uma leitura errada em relação ao consumo de energia elétrica, e após a atualização e com as leituras mais precisas, os consumidores começaram a desconfiar do novo sistema implantando.

Comunidade Europeia: Além do exemplo citado anteriormente nos medidores na Itália, questões e estratégias relacionadas a uma matriz energética mais limpa acabam ganhando destaque dentro do continente. Uma saída bastante adotada é a geração distribuída (mais próximo das fontes de consumo), e alguns países criaram incentivos para implantação de micro geração.

Outro foco dado no cenário internacional e ainda quase sem exploração no dentro do mercado brasileiro é a aplicação do conceito das redes inteligentes na área rural. Na sequência será feito um breve relato sobre as principais ações de desenvolvimento do conceito.

2.5.1 Redes inteligentes em áreas rurais

Com a possibilidade da implantação da geração distribuída nas áreas rurais, a distância entre as fontes geradoras e o consumidor final são reduzidas através da utilização de micro geração. Essa forma de alimentar o sistema torna o custo de geração sensivelmente mais barato e consequentemente a unidade do kW/h são oferecidos aos consumidores finais com o repasse dessa economia.

As fontes de energias renováveis tem sido uma solução adotada para atender as regiões do planeta que ainda sofrem pela falta de redes de distribuição de energia elétrica. Essa alternativa além de propiciar o fornecimento de energia para regiões afastadas dos grandes centros, contribuem diretamente para o desenvolvimento econômico dessas regiões, uma vez que a eletricidade tem um papel fundamental para que esse crescimento seja possível.

Conforme citado anteriormente, as redes inteligentes, em um dos seus conceitos, são aquelas redes onde se tem uma bidirecionalidade de informação e energia, sendo possível o monitoramento em tempo real ao longo de todo o caminho percorrido pela energia elétrica, desde sua geração até o consumo final. O potencial para utilização desse conceito nas áreas rurais, é devido a essas regiões muitas vezes apresentarem recursos energéticos renováveis em larga escala e isso oferece uma ótima oportunidade para que esse conceito seja aplicado como oportunidades de desenvolvimento dessas regiões. Além dessa possibilidade de abastecimento de energia, outro atributo das redes inteligentes, é a capacidade de operação de forma sincronizadas com as fontes de geração mais usuais e linhas já existentes.

Alguns países atribuem, para essas regiões mais distantes, a falta de expansão da rede aos altos custos para ampliação das linhas de transmissão, gasto elevado para que essa energia seja gerada e que esse investimento não se justifica por esses consumidores apresentarem um baixo nível de consumo de energia e um potencial industrial muito baixo. Mesmo com essas justificativas apresentadas, não se pode aceitar como desculpa e servir como explicação como ainda cerca de 1,4 bilhões de pessoas em todo o planeta não têm acesso a energia elétrica (LONGE *et al.*, 2014).

Essa solução para área rural é uma alternativa interessante para países em desenvolvimento, onde a característica dos consumidores muda rapidamente e a necessidade de aumento de carga apresenta um crescimento acentuado. O desenvolvimento desse conceito como possibilidade para essas regiões apresenta algumas barreiras conforme apresentados no Quadro 1.

BARREIRAS	DESCRIÇÃO
ECONÔMICAS	Unidades de energias renováveis apresentam alto valor de custo. Alguns países em desenvolvimento não apresentam indústrias que produzam material para esse tipo de geração. Em muitos casos é necessário importar, o que aumenta consideravelmente o valor final do projeto.
MERCADO	Falta de mecanismos de financiamentos para micro redes o que deixa uma lacuna sobre a certeza de investimentos nesse tipo de projeto
INSTITUCIONAIS	O marco regulatório necessita ser atualizado para contemplar essa nova arquitetura do sistema elétrico. Coordenação entre distribuidoras, geradoras, agências governamentais, etc. é necessário para promover o desenvolvimento das micro redes.
TECNOLÓGICAS	No caso dos países em desenvolvimento são vários os fatores tecnológicos que necessitam ser melhorados, mas o principal para que seja possível a utilização do conceito, são os sistemas de comunicação que os países apresentam, largura de banda assimétrica dos canais de comunicação e dinâmica lenta de comunicação com o sistema central.
CULTURAL e SOCIAL	Desafio em capacitar as localidades para ver o fornecimento de energia elétrica mais do que apenas um serviço, ela precisa ser atuante e se tornar participativa na gestão de requisitos básicos, precisa ser desenvolvida, pois, desafia as percepções culturais dominantes de energia. Capacidade também dos governos atuantes na hora de tomar decisões sobre o planejamento energético. Capacitar os usuários para que ele atue de forma ativa, não apenas de forma passiva como sua função atual no sistema.

Quadro 1 – Barreiras de implantação de redes inteligentes em áreas rurais de países em desenvolvimento.

Fonte: Autor (2016).

Essas barreiras ainda necessitam ser exaustivamente discutidas para que sejam ultrapassadas. As leis que regulamentam o setor elétrico necessitam se adequar à nova arquitetura do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia. As dificuldades mencionadas não podem ser transformadas em

impedimento para que o conceito seja amplamente desenvolvido, principalmente nos países onde existe um grande potencial para implantação.

2.6 REDES INTELIGENTES NO CENÁRIO NACIONAL

A região demográfica do território brasileiro é muito extensa e apresenta diversas características de consumidores e regiões de consumo, desde redes sobrecarregadas até longas redes com um grande trecho de abrangência territorial, porém com um número pequeno de consumidores, o mais importante nesse momento é entender o propósito do que se refere as redes elétricas inteligentes e buscar adequar os modelos internacionais para a realidade no nosso país.

O Brasil apresenta uma enorme diversidade de mercados de energia elétrica com regiões atendidas por várias distribuidoras de energia elétrica. Modelos aplicados em outros países para estabelecer diretrizes da evolução das redes inteligentes não podem simplesmente ser aplicadas na realidade brasileira (KAGAN *et al.*, 2013).

Inicialmente, como o Brasil ainda não dispôs de normas e regulações em vigor, o Ministério das Minas e Energia (MME), criou um grupo de trabalho com o objetivo de avaliar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente (TOLEDO *et al.* 2012).

O mesmo autor ainda complementa citando que foram realizados diversos estudos por parte da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee), como o objetivo de subsidiar as autoridades com a visão dos distribuidores de energia sobre o tema. Em 2011 com a conclusão dos estudos foi apresentada uma proposta de âmbito nacional para migração tecnológica do setor elétrico brasileiro do estágio atual até a adoção em todo o território nacional sobre o conceito de redes inteligentes.

Devido ao crescimento de sua economia e o grande investimento despendido em infraestrutura nas cidades, o Brasil é apontado como o próximo grande potencial de mercado de redes inteligentes. O país é reconhecido como o mercado líder desse segmento na América Latina, e seus investimentos para desenvolvimento e

implantação são destacados quando comparados aos demais países em desenvolvimento (FADAEENEJAD *et al.* 2014).

O processo lento na regulamentação e tomada de decisão para que o conceito seja amplamente divulgado e estruturado se deve ao fato de historicamente, grandes investimentos de infraestrutura só ocorrem de mediante novas necessidades, ao invés de tentar de forma antecipada atender o surgimento de novas demandas.

Atualmente o universo de distribuidoras de energia é constituído por 64 empresas, sendo 24 empresas privadas, 21 privatizadas, 4 municipais, 8 estaduais e 7 federais (ANEEL, 2015). Algumas empresas dentro desse universo vêm desenvolvendo projetos relacionado as redes inteligentes, segundo a ABRADDEE (2015), apenas nove (14,07%) estão com projetos piloto de implantação das redes inteligentes, em diversas áreas de atuação, em andamento.

Na sequência será apresentado um breve resumo sobre os projetos piloto em andamento de todas as concessionárias que cadastraram o programa junto a ABRADDEE.

2.7 PROJETO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO PARA IMPLANTAÇÃO DE UM PILOTO DE *SMART GRIDS* PARA AUTOMAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO – AQUIRAZ

A concessionária executora do projeto é a **COELCE**, responsável pela distribuição de energia no estado do Ceará. O trabalho contempla desenvolvimento e implantação de um piloto de rede inteligente na cidade de Aquiraz à 30 km de Fortaleza no Ceará, este piloto contará com um sistema de reposição automática (SRA) para a rede de média tensão em 13,8kV, dotado de um sistema inteligente para mudança automática de ajuste do sistema de proteção (SIAP) para a rede de média tensão em 13,8kV. O programa encontra-se em desenvolvimento.

2.8 CIDADE DO FUTURO

A responsável pela idealização do projeto é a **CEMIG**, concessionária responsável pela distribuição de energia no estado de Minas Gerais. O projeto cidades do futuro é um do mais abrangente programa brasileiro de implantação de

arquitetura de redes inteligentes. Quer pela diversidade e abrangência da área geográfica e classes de consumidores, quer pelas infraestruturas implantadas e suas integrações sistêmicas, o escopo desse programa é extremamente desafiador e não se limita às avaliações tecnológicas ou funcionais. Como o objetivo é estabelecer um modelo funcional de referência para subsidiar futuras decisões de implantação em larga escala, os aspectos regulatórios, socioeconômico, financeiros e de percepção dos clientes são igualmente avaliados. Metodologicamente, o projeto avalia ainda os impactos nos processos de negócio da CEMIG, na cadeia de valor das redes inteligentes e na capacitação necessária aos profissionais que lidarão com as novas tecnologias. O programa encontra-se em desenvolvimento.

2.9 PARANÁ *SMART GRID*

A empresa idealizadora do projeto é a **COPEL**, concessionária responsável pela distribuição de energia no estado do Paraná. O projeto é uma iniciativa do governo do estado e da Copel e se propõe a realizar aplicações de elementos de redes elétricas inteligentes na distribuição de energia, com o estabelecimento de um piloto em área de alta densidade de carga e visibilidade, através de demonstração dos sistemas atualmente em implantação e de testes de conceitos para antecipação de aplicações futuras. A primeira etapa foi concluída em maio de 2014. O restante dos demais projetos continuam em fase de desenvolvimento.

2.10 DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÕES DE PROVAS DE CONCEITO DE *SMART GRIDS* EM LOCALIDADE PILOTO COM ELEVADAS RESTRIÇÕES AMBIENTAIS – CASO ILHA FERNANDO DE NORONHA (IFN)

O trabalho está sendo desenvolvido pela **CELPE**, concessionária responsável pela distribuição de energia no estado de Pernambuco. O objetivo do projeto é desenvolver e implementar provas de conceito das redes inteligentes na ilha de Fernando de Noronha, contemplando recursos tecnológicos de automação de redes, de telecomunicação, de medição e de microgeração distribuída, bem como a avaliação da viabilidade de sua aplicação sob o aspecto da sustentabilidade, da qualidade da energia elétrica, do suprimento a veículos elétricos, do estudo de aplicação de tarifas diferenciadas e da segurança do trabalho. O projeto se iniciou em 2012 e tem previsão para conclusão até o final de 2015.

2.11 CIDADE INTELIGENTE BÚZIOS

Diferente dos outros estados mencionados, o Rio de Janeiro é atendido por mais de uma concessionária distribuidora de energia. A **AMPLA ENERGIA**, é uma dessas concessionárias responsáveis pela distribuição de energia no estado do Rio de Janeiro. Inovação, tecnologia e sustentabilidade são palavras-chave para o projeto Cidade inteligente Búzios, iniciado pela Ampla no final de 2011 em Armação dos Búzios-RJ. O projeto visa contribuir para as metas de energia do Brasil e demonstrar a aplicabilidade dos principais conceitos e tecnologias de redes inteligentes em um cenário urbano, tais como medidores inteligentes, automação de rede, integração de energias renováveis, mobilidade elétrica e iluminação pública eficiente. Para tanto, em conjunto com diversos fornecedores, universidades e instituições de pesquisa, o projeto busca responder: quais os reais custos de infraestrutura e implantação, quais as soluções tecnológicas ainda necessárias, quais os reais impactos e benefícios para clientes, sociedade, distribuidoras e o setor elétrico como um todo. O programa encontra-se em fase de desenvolvimento.

2.12 PROJETO *SMART GRID*

O projeto está sendo desenvolvido no estado do Rio de Janeiro, porém a concessionária responsável é a **LIGHT**. O desenvolvimento do piloto se deu em seis áreas. A primeira foi implantação de AMI para 400.000 consumidores, com Corte/Religa integrado. Na sequência foram automatizados 1.700 CTs - Câmaras de Transformadores de rede subterrânea e 1.200 Religadores de rede aérea. O terceiro trabalho foi a implantação de sistemas de comunicação GPRS, RF e PLC. Na quarta ação foi instalado sistemas MDC/MDM com armazenamento de dados. As últimas tarefas foram integração com sistema comercial (Leitura/Faturamento, Cobrança/Corte e Religa) e projetos P&D: VE, GD, HAN (aparelhos eletrodomésticos inteligentes), medidores e protocolos de comunicação. O projeto piloto foi finalizado e a etapa de ampliação e desenvolvimento está em andamento.

2.13 *SMART GRID* – PROJETO ELETROPAULO DIGITAL

Assim como no Rio de Janeiro, o estado de São Paulo possui mais de uma concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica no estado. Um dos trabalhos está sendo desenvolvido pela **AES – ELETROPAULO**. O objetivo é

implementar infraestruturas tecnológicas, aplicações e funcionalidades de redes inteligentes adequadas à rede, ao mercado e aos desafios estratégicos e operacionais prioritários da AES Eletropaulo. Criar um modelo de implantação replicável em toda a área de concessão da AES Eletropaulo – Road Map Tecnológico e Estratégico. Período de implantação: janeiro 2013 - dezembro 2015.

2.14 INOVCITY

Outro projeto em andamento no estado de São Paulo é de responsabilidade da **BANDEIRANTE**. O objetivo é desenvolver um projeto piloto de redes inteligentes no estado de São Paulo que contemple mobilidade elétrica, geração distribuída, iluminação pública eficiente, eficiência energética, automação de rede e medição inteligente. Relativamente à medição inteligente, trata-se do lote pioneiro do medidor desenvolvido pela EDP Bandeirante e Ecil que será instalado em todos os clientes de BT do município, cerca de 13.500 clientes. Atualmente mais de 10.000 medidores inteligentes foram instalados e o projeto continua em andamento.

Ainda faltam os dados da Eletrobrás Amazonas Energia, responsável pelo programa cidade de Parintins no Amazonas sobre os detalhes, escopo e andamento do projeto. O trabalho está cadastrado junto a ABRADDEE, porém sem atualização com maiores detalhes.

3 DESAFIOS PARA IMPLANTAÇÃO DE PROGRAMAS EM *SMART GRID*

A falta de uma regulamentação para a implantação do conceito não é a única barreira perante ao cenário atual das redes inteligentes. Muito tem se discutido sobre os diversos entraves para implantação de projetos que buscam desenvolver o tema. Na sequência serão apresentados alguns desafios e incertezas conforme apresentado por (ALCÂNTARA, 2011):

- **Gerenciamento pelo lado da demanda e tarifação dinâmica:** Com a possibilidade de geração pelo lado da demanda, consumidores, em alguns momentos, passam a ser o responsável pelo fornecimento de energia, e a forma de tarifação para esse caso é um desafio a ser ultrapassado. Como a geração passa a ocorrer na mesma hora do consumo, de forma imediata, o gerenciamento da tarifa pelo lado da demanda é uma das ferramentas que pode promover de certa forma o uso mais racional dos recursos, ou seja, o consumidor teria a possibilidade de se auto gerenciar, utilizando a energia elétrica de forma mais sustentável.
- **Integração de fontes renováveis:** O desenvolvimento de novas fontes de geração do lado da demanda, facilitam o processo de redução dos impactos ambientais provenientes da geração de energia no início da cadeia. A nova tecnologia possibilita a habilitação de várias fontes de micro geração distribuída, ou seja, geração a partir das residências, provenientes de placas voltaicas ou gerador eólico.
- **Fiscalização e monitoramento da GTDC e consumo:** Cada vez mais os órgãos reguladores exigem melhoria nos índices de qualidade de fornecimento de energia. Com a possibilidade, através da implantação do conceito das redes inteligentes, de se ter um maior controle sobre a qualidade do serviço entregue ao cliente, as concessionárias têm a possibilidade de agir de forma proativa em relação a qualidade de energia, tomando decisões em tempo real para melhora no desempenho do sistema.
- **Segurança cibernética e privacidade dos consumidores:** Com o elevado fluxo de informações após implantado o conceito das redes inteligentes, manter a integridade dos dados será um dos maiores

desafios enfrentados pelo setor. Essas informações recebidas pelas concessionárias dos consumidores, podem por exemplo, expor os hábitos e comportamentos de cada um deles.

- **Novos padrões de serviço:** Com a implantação das redes inteligentes, os usuários passam a desenvolver ações de forma mais centralizada. Com a modernização dos equipamentos de medição, o consumidor poderá ser responsável pelo gerenciamento dos custos, aproveitando utilizar equipamentos com maior potência em horários onde o valor do quilowatt-hora é mais barato. Com a inserção desses conceitos, é de se esperar uma melhora na viabilidade econômica de novos procedimentos tecnológicos como: Geração Distribuída, Veículo elétrico, etc. Olhando pelo lado do consumidor, com essas possibilidades, seu papel passa a ser de fornecedor também de energia elétrica ou de fontes de armazenamento de energia.
- **Comercialização de energia elétrica pelos consumidores:** O desafio aqui não se trata de apenas adequar a legislação vigente, onde o consumidor atua somente de forma passiva, mas desenvolver novos estudos regulatórios que contemplem o papel do cliente como responsável pelo comércio de energia elétrica, e desenvolvendo uma forma de remuneração de acordo com a nova concepção de cada usuário dentro do sistema.

Os debates sobre os desafios e modificações que o setor elétrico sofrerá com a inserção das redes inteligentes são importantes, uma vez que as incertezas e desconfiança por parte dos consumidores são muito maior que as expectativas. O cenário ideal ainda precisar ser modulado para que o programa avance de forma satisfatória.

Além dos desafios, existem algumas barreiras a ser ultrapassadas para que o programa tenha sucesso. No próximo tópico serão apresentados algumas dessas dificuldades.

3.1 BARREIRAS PARA IMPLANTAÇÃO DO CONCEITO DAS REDES INTELIGENTES NO BRASIL

As redes inteligentes surgiram como uma tendência para revolução e modernização do sistema elétrico. Os estudos e discussões sobre o tema aumentam dentro das empresas responsáveis pelo setor dentro do mercado brasileiro, porém algumas barreiras ainda precisam ser ultrapassadas para que os objetivos propostos sejam alcançados.

De acordo com relatório emitido pelo Ministério da Ciência e Tecnologia – MCTI (2014), as principais barreiras identificadas para o desenvolvimento do setor no Brasil são: a limitação de recursos de P&D, especialmente no aspecto da inovação; o esgotamento do modelo regulatório; a baixa maturidade do mercado; a ausência de uma política industrial vertical (com linhas específicas para as SG); a dificuldade de sinergia com as telecomunicações; e a falta de formação de mão de obra qualificada.

Na visão do MCTI, os profissionais responsáveis por desenvolver projetos voltados para as SG, necessitam desenvolver o estudo em sinergia entre redes de telecomunicações, redes de interação distribuída e os processos de automação e proteção, e nesse sentido ainda não é fácil de encontrar profissionais com esse perfil atuando nas empresas.

As concessionárias brasileiras encontram uma realidade de infraestrutura de dados incompatíveis com as necessidades de um programa direcionado às redes inteligentes. Muitas empresas dispõem de sistemas heterogêneos, que trabalham com sistemas separados para atender a diversos aspectos dos requisitos de serviços público. Os sistemas de forma separada, podem tornar sua implantação mais complexa (SCHETTINO, 2014).

Os processos de integração do sistema das redes inteligentes devem abranger todos os componentes do sistema, ou seja, os componentes devem ser capazes de se comunicar entre si, garantindo segurança operacional e principalmente segurança dentro das informações trafegadas. Para que isso seja viável dentro do cenário nacional, deverá haver cooperação entre diversos órgãos

reguladores, sociedade e distribuidoras, todos trabalhando direcionados ao mesmo objetivo.

Conforme descrito anteriormente, algumas concessionárias estão desenvolvendo projetos piloto de implantação das redes inteligentes. Com o propósito de desenvolver programas voltado para as redes inteligentes, algumas empresas identificaram desafios a ser vencido para que o propósito seja alcançado. Esses obstáculos estão apresentados no quadro 2:

CONCESSIONÁRIA/ÓRGÃO	DESAFIOS
AES - ELETROPAULO	- Área muito densa; - Muitos edifícios; - Barreiras para comunicação.
ENERGISA	- Digitalização das subestações; - Melhorias na rede de comunicação.
LIGHT	- Perdas comerciais (fraude); - Novos medidores; - Novas mídias para interação com consumidores.
CELPE	- Área de proteção ambiental (ilha); - Substituição de fóssil por renovável.
CEMIG	- Integração com micro geração distribuída; - Aumento da eficiência operacional; - Aceitação por parte dos consumidores.
ELETROBRÁS	- Sistema isolado de distribuição (projeto desenvolvido na cidade de Parintins, Amazônia).
ABRADEE	- Estudo em nível nacional; - Média de consumo de 160kWh; - Valor gerado pelas tecnologias baseado na <i>clusterização</i> de Subestações; - Limitações da regulação; - Reposição de 64 milhões de medidores.

Quadro 2 – Desafios encontrados pelas empresas no processo de implantação das redes inteligentes.

Autor: Leite (2013).

Esses desafios não são os únicos existentes dentro do cenário atual. Com o desenvolvimento de novos projetos e à medida que o programa avança, novas questões são levantadas e novas barreiras aparecerão. Como ocorre na maioria dos países que estão desenvolvendo programas de redes inteligentes, fatores sociais, culturais, econômicos e de regulamentação, são elementos decisivos para que o programa de implantação tenha sucesso e ultrapasse todas as dificuldades.

4 CARACTERÍSTICAS E OBJETIVOS DE UM SISTEMA BASEADO EM RECONFIGURAÇÃO

Dentre as diversas propostas que o conceito das redes inteligentes abrange, o de reconfiguração aparece com um dos principais agentes capazes de contribuir para o aumento da qualidade do fornecimento de energia elétrica. Dentre as diversas possibilidades das redes inteligentes, a reconfiguração de sistemas é o que mais se destaca dentro do conceito. A reconfiguração é a capacidade de uma rede inteligente restaurar de forma eficiente e automática toda a rede no instante que por qualquer motivo ocorra uma queda de energia inesperada. Após a detecção do problema, o sistema deve encontrar a melhor forma de chaveamentos dos circuitos até que se volte ao estado normal de fornecimento de energia, isolando o problema do resto da malha.

Para viabilizar a utilização do sistema de distribuição inteligente, os componentes devem ser monitorados remotamente, gerenciar e controlar os circuitos de distribuição em tempo real a partir da subestação se estendendo por toda a linha. Além dessas características o sistema inteligente deve abranger toda a malha de distribuição de energia. Sensores e componentes devem ser instalados em toda a linha para que junto com os equipamentos das subestações, componham essa nova arquitetura.

Um sistema de reconfiguração proporciona uma rede mais confiável, menos dependente de intervenções dos operadores quando comparado a rede de distribuição tradicional. A maioria dos componentes que integram esse sistema dispõe de dispositivos de comutação e controladores interligados a sistemas de comunicação capaz de monitorar e controlar a rede em tempo real.

Assim como o conceito de redes inteligentes, a reconfiguração não dispõe de uma única definição sobre o tema, existem vários entendimentos sobre o assunto. Sioshansi (2011) descreve o sistema como qualquer combinação de tecnologias que permitam, *hardware*, *software*, ou práticas que fazem coletivamente a infraestrutura de entrega de rede mais confiável, mais versátil, mais segura, mais eficiente, mais resistente e, finalmente, mais útil para os consumidores. Com essa definição é fácil

perceber que o significado pode variar diante do problema encontrado reforçando a ideia de que não exista uma única definição para o tema.

As principais atribuições do sistema frente a um distúrbio conforme (OHARA, 2009) é de:

- Isolar o problema;
- Reduzir ao máximo o número de clientes afetados;
- Retornar ao seu estado normal.

Essas intervenções ocorrem de forma autônoma, as decisões são atribuídas ao sistema, reduzindo o número de equipes no processo de reestabelecimento de energia em caso de uma falha. Um sistema robusto de reconfiguração, deve permitir que os elementos problemáticos do sistema sejam isolados, e idealmente restaurados para voltar a sua operação normal com pouca ou quase nenhuma intervenção humana.

Complementando os objetivos e atribuições de um sistema baseado em reconfiguração, (SILVA, 2010), destaca:

- Interação com os clientes;
- Viabilidade e facilidade de integração com geração distribuída;
- Menor custo atribuído ao sistema de distribuição de energia;
- Gestão e supervisão dos equipamentos em tempo real;
- Gestão e otimização do consumo de energia elétrica em horários críticos;
- Gestão de produção e demanda em tempo real.

Basicamente o sistema deve se resumir a dois momentos de execução, quando está em estado normal, como um sistema de auto ajuste, e quando ocorrer alguma anomalia, deve atuar como de auto reconfiguração. O maior desafio das concessionárias é atender as demandas dos consumidores, que exigem excelência no fornecimento de energia, atuando em um cenário bem desfavorável, onde ocorrem variações nas condições climáticas e os equipamentos são colocados a prova a qualquer momento. Dentro de um sistema de reconfiguração, um controle dinâmico e avançado exige uma gestão e interação em tempo real de diversos

componentes, como consumidores e outras fontes de geração de energia, por exemplo. O sistema deve atuar de forma autônoma e com capacidade de efetuar um reparo automático ou remoção de equipamentos potencialmente defeituosos antes de qualquer falha que possa colocar o sistema de distribuição em risco. Somado a essa função básica do sistema, Anderson *et al.* (2011), descrevem como atributos necessários em um sistema de reconfiguração:

- Flexibilidade: interligação rápida e segura de geração distribuída e armazenamento de energia em qualquer ponto do sistema e a qualquer momento;
- Preditividade: uso de estatísticas, aprendizagem do sistema, algoritmos adaptativos e modelos preditivos para fornecer os próximos eventos mais prováveis para que se tome a medida mais apropriada para reconfigurar o sistema antes do próximo evento;
- Interatividade: fornecimento de informação apropriada de forma transparente sobre o estado do sistema, em tempo real;
- Segurança: tanto física como no tráfego de dados, garantindo sigilo nas informações disponíveis para o sistema e que sua atuação ocorra sem causar dano ao sistema e consumidores.

A integração de várias tecnologias é que garante a eficácia do sistema e consequentemente o aumento da confiabilidade da rede de distribuição. A concepção do sistema engloba além dos equipamentos que compõem as redes de distribuição, sistemas de telecomunicação, equipamentos automatizados, sistemas de informação, centrais geradoras, etc. A figura 2 apresenta de forma ilustrativa os equipamentos que fazem parte de um sistema baseado em reconfiguração.

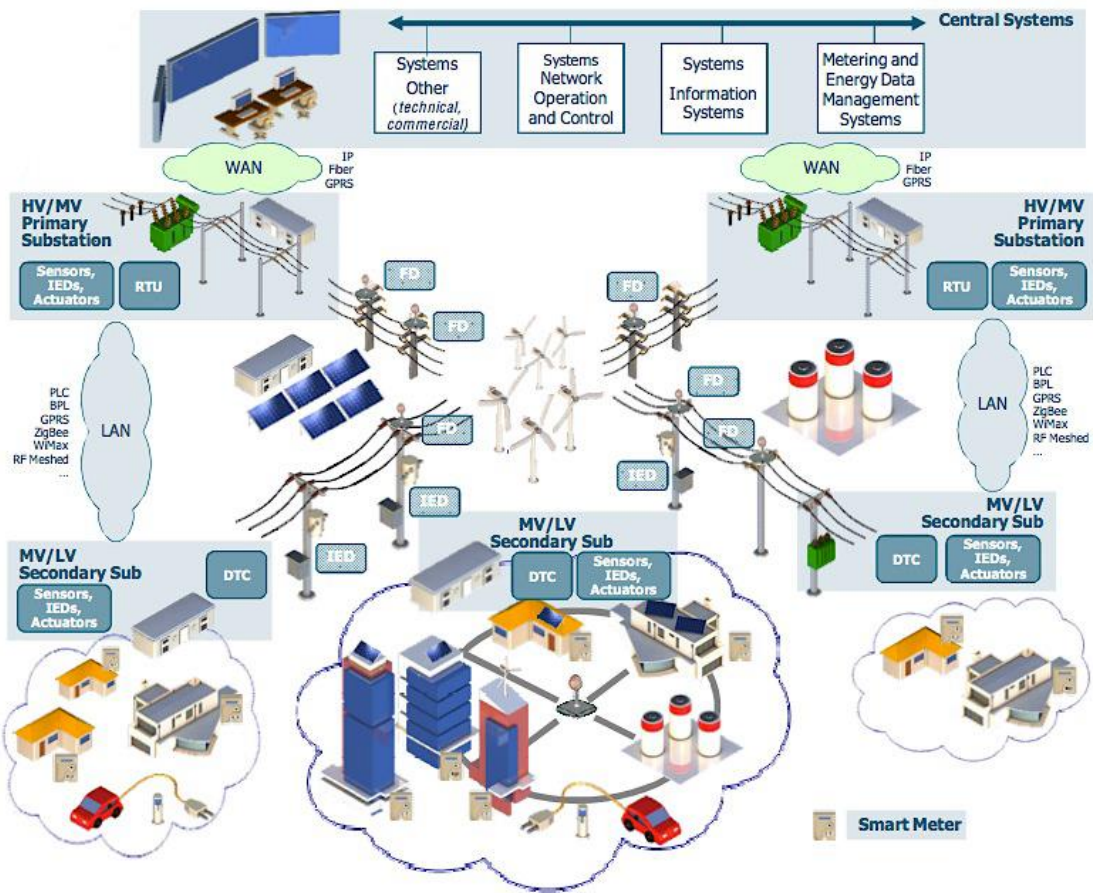


Figura 2 – Componentes de um sistema de redes inteligente com reconfiguração
Fonte: SILVA (2010).

O sistema pode atuar de duas formas. A primeira é de forma pró ativa, que ocorre de forma a anteceder a falha e a outra forma é a reativa, nessa situação o sistema atua após a ocorrência de algum transitório. As duas formas de atuação impactam diretamente com a qualidade de fornecimento de energia pelas concessionárias, uma adequando o sistema de forma preventiva, buscando equilibrar as cargas e diminuir as perdas para os consumidores, e outra minimizando os impactos quando ocorre algum tipo de desligamento, ajudando as empresas a atenderem os índices estipulados pela ANEEL.

Além da estrutura física e dos componentes descritos do sistema de reconfiguração, existe também o sistema de tecnologia, que é a parte responsável pela inteligência e interação de todos os elementos, de forma bidirecional, trafegando dados e informações entre as partes envolvidas no processo de interação e reconfiguração. Resumidamente esse sistema de tecnologia é dividido em três níveis distintos. Cada uma dessas classes é denominada de camadas a saber: camada de base, camada de suporte e camada de aplicação. A seguir essas

camadas serão apresentadas conforme demonstrado nos trabalhos de (MIAO *et al.*, 2009; YANG e WANG, 2007; DONGLI *et al.*, 2011).

- Camada de Base: A rede de energia e seus equipamentos, incluindo a rede física, chaves inteligentes, subestações automatizadas, equipamentos de controle e proteção, geração distribuída e as *microgrids* compõem a camada de base;
- Camada de Suporte: A camada de suporte é a responsável pelo transporte dos dados e comunicação, que consiste em tráfego de dados em alta velocidade nos dois sentidos e em tempo real, tecnologia de comunicação integrada e um sistema unificado de normas técnicas e medidas de segurança;
- Camada de Aplicação: Essa camada é a responsável pela interação de outras seis subcamadas relacionadas entre si. São as camadas de monitoramento, avaliação, alerta, elaboração de políticas, controle e recuperação. Essa camada é a responsável pelo processo de integração do sistema com os demais componentes da rede.

Junto com a parte física, esses componentes são os responsáveis pelo funcionamento e parametrização do sistema, unificando as propriedades físicas com a inteligência.

4.1 FORMAS DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE RECONFIGURAÇÃO

Existem várias formas de implementação dos sistemas de reconfiguração nas redes de distribuição de energia. Apesar da funcionalidade dos sistemas apresentar diferença, os resultados obtidos após a utilização, dependendo de seu objetivo, acabam sendo os mesmos. De acordo com (BERNARDO *et al.*, 2011), existem três formas de implementação:

- **Solução centralizada** – O sistema SCADA/DMS concentra a modelagem, manutenção e inteligência. A solução depende de telemetria e telecomando automático na operação da rede. O sistema apresenta um modelo de rede global de controle completa, capaz de analisar várias falhas e cenários de solução através de uma área ampla propícia ao desenvolvimento das redes inteligentes;

- **Solução distribuída** – Consiste em uma abordagem distribuída entre as UTR's (unidade terminal remota), espalhadas ao longo do trecho a ser protegido. É uma solução de custo mais viável, quando poucos dispositivos de chaveamento são empregados em uma área restrita, usando uma infraestrutura de comunicação específica, permitindo rápida atuação e resposta com esquemas de automação. O sistema é limitado e incapaz de ser utilizado em topologias onde se necessita verificar múltiplas falhas. É pouco flexível quando a rede apresenta geração distribuída, ou seja, pouco adequado para utilização dentro das redes inteligentes.
- **Modelo dinâmico** – Com base em um modelo onde a inteligência está situada dentro das subestações, mais especificamente nos alimentadores. Necessita de redes locais de comunicação, entre a subestação e os equipamentos. É possível a integração com a geração distribuída e permite a redução de perdas no processo de distribuição de energia.

Esse último modelo apresenta uma boa resposta quando utilizado em conjunto com as micro redes. Uma das características desse tipo de arquitetura é a inserção da geração distribuída, que desempenha um papel fundamental dentro desse sistema, proporcionando a alimentação de um maior número de consumidores por essas fontes de energia alternativa.

Existem várias metodologias sobre a forma de abordar o reestabelecimento de energia após a ocorrência de algum distúrbio. Ferreira *et al.* (2013), descreve métodos utilizados na aplicação de sistemas de reconfiguração após verificar alguns trabalhos sobre o tema como:

- Utilização do método de enxame de partículas para a otimização a fim de resolver problemas de reconfiguração do sistema em conjunto com uma regra heurística para aumentar a eficiência da metodologia;
- Utilização da heurística *Fuzzy* para processo de busca para o restabelecimento de energia em sistemas radiais de distribuição;
- Busca exaustiva;
- Lógicas de automação;
- Métodos matemáticos;

- Sistemas inteligentes (algoritmo genético, redes neurais artificiais, etc.).

A escolha pelo melhor método depende do tamanho da rede analisada e outros aspectos que serão apresentados de forma mais detalhada na seção de metodologia.

A complexidade em se achar a melhor solução, ou o melhor método, faz com que pesquisadores de diversas partes do mundo explorem de forma diversificada a melhor forma de compor esses sistemas. Muitos autores entendem que o desenvolvimento de uma solução ótima para que se tenha uma rede confiável é utilizar duas ou mais ferramentas em conjunto para construir uma arquitetura de reconfiguração. Alguns autores trabalham com a utilização de sistemas multiagentes (MAS) para projetar todo o sistema de reconfiguração. Um sistema multiagentes trabalha com a combinação de vários agentes em colaboração desenvolvendo tarefas atribuídas para atingir a meta global do sistema, ou seja, um grande número de *softwares* e *hardware* se relacionando de forma autônoma. Os principais atributos desses sistemas são: autonomia, sociabilidade, reatividade e pró atividade. Gupta *et al.* (2014), aplicaram um sistema multiagentes composto por três camadas, sendo a primeira a camada de identificação de falhas, seguido pela camada de diagnóstico de falhas e por último uma camada de ação corretiva. Além desse autor, outros trabalhos foram desenvolvidos na implementação de sistemas multiagentes para controlar o funcionamento de um sistema de reconfiguração (Liang *et al.*, 2012; Colson e Nehrir, 2011; Li *et al.*, 2010).

Durante o processo de reconfiguração os componentes do sistema como módulos de controle, lógica, módulos de comunicação se concentram em um único agente e possuem as seguintes características:

- Independência: os agentes executam os comandos de forma autônoma, utilizando seu próprio conhecimento ou percepções do ambiente externo para concluir determinadas tarefas. O agente tem capacidade de controlar seu próprio sistema;
- Social: no momento exigido, o agente tem capacidade de cumprir as suas interações com outros agentes para auxiliar, bem como a capacidade de fornecer informações aos outros agentes quando necessário;

- Capacidade de aprendizagem: os agentes podem perceber a mudança do ambiente circundante e responder às variações dentro de determinados prazos;
- Continuidade: o agente pode executar um comando mesmo depois de um longo tempo após ter cumprido suas funções quando necessário;
- Distribuição: distribuição física e lógica de sistemas multiagentes com arquitetura distribuída para facilitar a integração da tecnologia, compartilhando recursos, otimização de performances e integração de sistemas (ZHU e LI, 2012).

Como a maior parte dos sistemas objeto de estudo atua de forma descentralizadas, os sistemas multiagentes são os que mais aparecem para demonstrar e compor um sistema de reconfiguração. A utilização de sistemas multiagente também é bastante comum dentro de sistemas de reconfiguração em linhas de transmissão. Conforme descrito anteriormente, dentre as diversas formas de arquitetura desses sistemas, a descentralizada é que apresenta uma solução de custo mais viável. O objeto de estudo desse trabalho está inserido em um sistema de atuação de forma descentralizada conforme alguns outros trabalhos que serão apresentados nas próximas seções.

4.2 SISTEMA ÓTIMO DE RECONFIGURAÇÃO ORIENTADO A SERVIÇOS COM INFORMAÇÃO COMPLETA

Os autores desenvolveram os estudos para enfrentar problemas de desligamentos involuntários após alguma falha, e não somente tratar esse distúrbio de forma reativa. Foi levado em conta a não observância de estados internos dos serviços de componentes, bem como a imprevisibilidade de seus comportamentos de qualidade global de serviços. Foi proposto explorar o processo de decisão de *Markov* parcialmente cumprido (POMDPs), para estender o processo de decisão de *Markov* (PDMs), o que permite desenvolver estratégias de reconfiguração para sistemas orientados a serviços e não apenas com base nos estados observados de serviços de terceiros. Basicamente os processos de decisão de *Markov*, são modelos utilizados para resolver problemas de decisão sequencial estocásticos. Em particular, os POMDPs, trabalham com estados de crenças que são representados por distribuições de probabilidade sobre todos os estados, incluindo tanto aqueles

observados e não observados. Foram obtidas algumas propriedades fundamentais da função de um valor ótimo utilizado por um POMDP, o que leva à política de manutenção e controle de qualidade ótima, minimizando o custo do sistema total. Como resultado o modelo proposto funciona com estado de crenças que são representados por distribuições de probabilidade sobre todos os estados através da regra de *Bayes*. Desta forma, o modelo ajuda a determinar a melhor política de manutenção que define quais as ações executar em determinadas áreas do sistema. Ao contar com uma tecnologia tão flexível, existe a possibilidade de resolver problemas decorrentes da imprevisibilidade dos serviços de parceiros externos, erros de medição e tomar decisões em tempo real (WANG *et al.* 2013).

4.3 CONCEITO DE REDES INTELIGENTES APLICADOS A RECONFIGURAÇÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O trabalho apresentou uma metodologia para a restauração automática de alimentação de energia em sistemas de distribuição por meio de chaves de controle remoto. Foi incluído uma validação de viabilidade técnica para a reconfiguração da rede em tempo real, usando simulações de computadores. Como podem haver várias opções de configuração com ganhos diferentes, um algoritmo baseado em um método de tomada de decisões de múltiplos critérios, o Processo Hierárquico Analítico – AHP, é empregado para escolher a melhor opção para transferir as cargas após o sistema sofrer alguma contingência. Como resultado, as transferências de carga são realizadas automaticamente, sendo procedida por simulações de computadores que indicam os equipamentos a ser operados e que assegurem a viabilidade técnica do chaveamento, com as características de agilidade e segurança para o restabelecimento de energia. A redução no deslocamento de equipes de manutenção e melhora nos índices de confiabilidade caracterizam os principais benefícios para as empresas.

O modelo proposto foi aplicado de forma simulada em uma rede real de distribuição de energia. Com o advento das redes inteligentes, algumas características, tais como uma maior utilização de geração distribuída, resposta a demanda e carregamento de veículo elétrico vão exigir uma resposta rápida dos sistemas. A restauração automática em tempo real vai ajudar a melhorar o

desempenho da rede e para promover uma utilização mais eficiente dos seus recursos neste novo contexto (BERNARDON *et al.*, 2014).

4.4 SISTEMAS DE OTIMIZAÇÃO DE TOMADA DE DECISÃO BASEADO EM RBC

Os autores utilizaram uma metodologia de Raciocínio Baseado em Casos (RBC), que aborda o aprendizado de máquinas permitindo a aprendizagem em sistemas de apoio à decisão com base na experiência do passado para utilização em sistemas de reconfiguração. Algoritmos padrão de seleção de atributos foram explorados e combinados com RBC a fim de avaliar os atributos dos casos, de modo que a contribuição de cada atributo na semelhança computacional seja justificada. Como parte da otimização do desempenho, uma pesquisa baseada em precisão foi aplicada para encontrar o caminho mais próximo de reconfiguração. O desenvolvimento do trabalho foi executado a partir de um emulador de sistemas chamado RUIBis. O estudo apresentou a utilização da metodologia aplicada em um caso de distância entre cidades para fazer uma comparação quando utilizados em sistema de reconfiguração. Nesse caso o objetivo dos autores era demonstrar a metodologia para qualquer sistema que dependa de algoritmos capazes de executar decisões a partir de conhecimento adquirido ao longo do tempo. Os resultados das experiências revelaram que o desempenho dos sistemas autônomos baseados em casos de aprendizado obteve uma melhora em termo de precisão de 99% (NASIR *et al.*, 2012).

4.5 SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE RECONFIGURAÇÃO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL ATRAVÉS DE OTIMIZAÇÃO VIA ALGORITMO GENÉTICO

O estudo foi desenvolvido a partir de uma metodologia baseada em reconfiguração que trabalhe na reconfiguração da rede de distribuição, a partir de uma ou mais alimentadores interconectados utilizando o algoritmo genético para manipular as chaves nos alimentadores e entre eles. O objetivo da aplicação dessa metodologia buscou maximizar a vida útil dos equipamentos da rede e minimizar a quantidade de carga não atendida após uma falha. Os dados utilizados foram retirados de uma rede real de distribuição de cinco alimentadores urbanos da concessionária LIGHT SESA, considerando os seguintes cenários: Uma, duas ou três falhas, respectivamente, sempre em alimentadores distintos. Os resultados mostraram a possibilidade de transferência de cargas não supridas, assim como o

isolamento de faltas. O algoritmo foi capaz de encontrar a solução ótima de chaveamento para o estudo de caso (FERREIRA *et al.*, 2013).

4.6 ESTUDO SOBRE ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE RECONFIGURAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTE

O estudo propôs um algoritmo heurístico de restauração rápido para alcançar o processo de estado de desagregação do sistema para seu estado normal. Junto com esse algoritmo, foi proposto um modelo matemático para restauração do sistema em caso de colapso, ou seja, nas condições mais adversas de operação. Dessa forma, para o modelo matemático foram atribuídas algumas funções com o objetivo de minimizar os impactos provocados ao sistema. A primeira função foi desenvolvida para recuperar a carga mais importante por primeiro, e na sequência, o maior número de unidades consumidores. Esses cálculos levaram em conta a capacidade de fornecimento de cada ramo do circuito para que não houvesse nenhum tipo de violação nos limites dos equipamentos. Para atender essas condições, restrições como nível de tensão, inferior e superior, por exemplo, foram levados em consideração, e sempre mantendo a radicalidade do sistema. Para a restauração baseado na busca heurística, a função foi executada com o chaveamento exaustivo até se chegar ao melhor arranjo para se conseguir recuperar a fonte de alimentação. A restauração da fonte, é um problema de otimização não linear, com múltiplos alvos e múltiplas restrições. Como existem muitos ramos nas redes de distribuição, geralmente após os cálculos, pode se chegar a mais de uma condição ideal, e para que mesmo assim, dentre as possibilidades de chaveamento, se encontre e mais viável para o sistema, o estudo propôs quatro índices de avaliação para se chegar ao melhor resultado. Essa função foi obtida pelo número máximo de chaveamento, capacidade de alimentação, transferência da carga em maior número e taxa máxima de alimentação de carga. O estudo, como a maioria dos trabalhos similares que utilizam algoritmos e modelos matemáticos, foi desenvolvido através de um ambiente virtual, de simulação em uma rede real. Os resultados apresentaram quatro possibilidades de chaveamento e ainda as características da rede recomposta ao final de cada execução (LIU e ZHAO, 2012).

4.7 RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO MULTIVARIÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O trabalho desenvolveu uma avaliação de reconfiguração de uma rede real de distribuição com a inserção de fontes de geração distribuída, como eólica, solar e hidráulica. A solução do problema de reconfiguração é baseada em uma adaptação da técnica heurística *branch exchange*, incluindo a análise de alimentadores com e sem as fontes de geração distribuída, onde se procura a otimização de múltiplos objetivos, como a redução de perdas de energia, do número de consumidores interrompidos e da energia não distribuída. A definição da sequência de chaveamento para as reconfigurações é obtida com a aplicação do método de análise multicriterial AHP (*Analytic Hierarchy Process*). A fim de ilustrar a eficiência da metodologia são apresentados os resultados considerando diferentes cenários de operação para uma rede real de distribuição de uma concessionária de energia, bem como a validação dos resultados pelo método de busca exaustiva (MELLO, 2014).

4.8 RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICAS DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM MONITORMAMENTO EM TEMPO REAL

O estudo é apresentado com base na importância que as redes inteligentes representam, na ótica de futuro promissor dos Sistemas de Potência, e no contexto de que o Brasil precisa desenvolver essa tecnologia de forma compatível com a sua realidade. A hipótese a ser verificada nesse trabalho é que é possível desenvolver um sistema para reconfiguração automática das redes de distribuição de energia elétrica, considerando o uso de equipamentos telecomandados instalados nas redes. Nele são desenvolvidas metodologias e ferramentas computacionais para reconfiguração dinâmica de redes de distribuição por meio do uso de equipamentos automatizados, sob o enfoque das redes inteligentes. A pesquisa visa explorar as informações e funcionalidades dos equipamentos telecomandados instalados nos sistemas de distribuição, e aplicá-las em um sistema computacional que permita a reconfiguração automática e em tempo real da rede, em regime normal de operação. Para isso, além da pesquisa relacionada aos aspectos tecnológicos de automação e comunicação da rede, são elaborados algoritmos e metodologias de reconfiguração baseados em análise multicriterial, e também em características e requisitos do sistema envolvendo o paralelismo de alimentadores. Métodos de otimização e

tomada de decisão são empregados para desenvolver um sistema compatível com a realidade de sua aplicação, ou seja, buscando o ponto ótimo de operação considerando estratégias de interesse do planejador ou operador. O termo “tempo real”, no contexto desse trabalho, refere-se ao fato de que as análises de reconfiguração são realizadas com base no estado atual da rede, obtido através de leituras remotas dos equipamentos telecomandados. O sistema supervisorio (SCADA, *Supervisory Control and Data Acquisition*) é elemento de integração fundamental para aplicação da pesquisa, pois ele permite o monitoramento e a atualização de variáveis, a interface com bancos de dados e programas executáveis (como o próprio programa de reconfiguração desenvolvido) e a atuação nos dispositivos telecomandados da rede (PFITSCHER, 2013).

Apesar dos estudos apresentarem formas distintas de desenvolvimento, todos demonstraram uma metodologia baseada em algoritmos para descrever a melhor resposta para sistemas de reconfiguração. Os trabalhos contemplam diferentes ferramentas e formas de chegar ao melhor resultado após as análises. Os exemplos apresentados tinham como maior objetivo resolver seus problemas utilizando modelos matemáticos e análise multicritério. O foco maior do presente estudo está em uma solução baseada em uma ferramenta de análise multicritério. Na sequência serão apresentados os principais conceitos sobre o tema e as ferramentas mais utilizadas no desenvolvimento de estudos utilizando esse tipo de análise.

5 APOIO MULTICRITÉRIO À TOMADA DE DECISÃO

A utilização de ferramentas de apoio multicritério à tomada de decisão surgiu com o intuito de auxiliar os gestores a entender melhor seus problemas e conseqüentemente reduzir os riscos assumidos ao se tomar uma decisão. Essas ferramentas vêm sendo utilizadas desde a década de 60, quando pesquisadores e profissionais começaram a olhar de forma diferenciada problemas que necessitavam de decisões.

A denominação do conceito de apoio multicritério à tomada de decisão é apresentado de duas formas: tomada de decisão de múltiplos critérios (MCDM), traduzido do francês ou apoio à decisão multicriterial (MCDA), traduzido do inglês. No desenvolvimento dos resultados, não serão abordados de formas distintas os dois conceitos, o termo utilizado em toda dissertação será o de apoio multicritério à decisão (AMD).

Uma característica comum nos métodos de tomada de decisão é que eles tentam gerir, na melhor das hipóteses, o caráter conflitante dos diferentes critérios, a fim de ajudar um tomador de decisão a chegar ao resultado mais qualificado, Gonvindan e Jepsen (2016).

5.1 MÉTODO DE APOIO MULTICRITÉRIO À DECISÃO

O método AMD tem sido uma das áreas de maior crescimento nas últimas décadas dentro do segmento de investigação operacional. O processo lida frequentemente com a classificação de muitas alternativas concretas do melhor ao pior, baseados em vários critérios conflitantes. A técnica também se preocupa com a teoria e metodologia que pode tratar problemas complexos encontrados na gestão, negócios, engenharia, ciência, e outras áreas de atividade humana (BEHZADIAN *et al.*, 2010).

O método deve buscar aprofundar o problema de decisão, explorando várias possibilidades, entendendo, discutindo, ao invés de ser somente utilizada para tomada propriamente dita de decisão. A metodologia é construída através da interação entre o analista e o tomador de decisão e deve contabilizar as

consequências pelas quais serão julgadas as ações e para os sistemas relacionados com o contexto da decisão, Roy e Stowinski (2013).

Um dos principais pontos para utilização do método, é o acompanhamento do decisor responsável por estabelecer as preferências sobre todas as variáveis que contemplam o problema. Um problema bem estruturado e exposto apresentará um resultado mais exato. Para definição do problema a ser estudado, é coerente que em sua interpretação as seguintes características sejam identificadas, conforme apresentado em Gomes e Gomes (2007):

- Não exista uma única visão correta do problema;
- A maioria dos problemas estejam conectados a outros problemas;
- A falta de dados ou incertezas;
- Consequências difíceis de se imaginar;
- Podem existir várias restrições como políticas, sociais, ambientais, etc.;
- Os valores das partes interessadas podem ser conflitantes.

Além dessas características, os problemas podem ser apresentados de forma estruturada, onde a solução é alcançada seguindo um processo lógico e bem definido, as decisões são tomadas em condições de certeza. Também existem os problemas semiestruturados, que utilizam certos modelos matemáticos de forma parcial nas partes estruturadas do problema onde as decisões são tomadas em condições de risco. E por fim, os problemas não estruturados, onde não existem processos lógicos definidos para solução, além disso é dependente da condição humana e as decisões são tomadas em condições de incerteza.

5.2 AGENTES NO PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO

Para Roy e Vanderpooten (1997), os agentes responsáveis pela tomada de decisão são os decisores e os analistas de decisão, onde esses são responsáveis pelas sentenças no processo de tomada de decisão. Outra forma de denominação para os agentes dentro do processo e que alguns autores utilizam é de “atores”, esse termo está diretamente associado aos decisores, facilitadores e analistas, e os mesmos autores definem essas categorias como:

- Decisor: é formado pelo grupo ou indivíduo com o papel mais importante dentro do processo de tomada de decisão. Sua decisão está baseada em seu juízo de valores ou relações estabelecidas, onde essas conexões podem ser alteradas dentro do processo de decisão.
- Facilitador: é o líder com a incumbência de focar suas influências dentro do processo de solução dos problemas, e suas ações exigem que esse facilitador tenha conhecimento e experiência no problema a ser resolvido. É responsável por esclarecer o processo de avaliação, mas isso deve ocorrer de forma imparcial, sem interferir na função do decisor.
- Analista: é considerado como o especialista ou consultor em multicritério, com a função de auxiliar no processo decisório e da mesma forma, pode ser formado por uma pessoa ou um grupo. Outra atribuição do analista é identificar os fatores externos e do ambiente que irão contribuir para sua evolução, elaboração e desenvolvimento de resolução do problema.
- *Stakeholder*: Apesar de não participarem do processo de decisão, possuem um interesse direto na solução da problemática, que de alguma forma, podem afetar suas ações.

5.3 PROBLEMÁTICA NO PROCESSO DE DECISÃO

O processo de tomada de decisão ocorre quando se opta por realizar ou deixar de fazer algo e fazem parte das situações diversas, seja em um ambiente local, regional ou nacional. Normalmente esse processo de decisão está relacionado com propósito de crescimento, políticas de desenvolvimento regional, execução de estratégias e outros fatores relacionados ao processo decisório (ROY, 1996).

O problema de decisão de múltiplos critérios se caracteriza por apresentar pelo menos dois objetivos que não podem ser combinados. Sua forma de expressão matemática pode ser apresentado da seguinte forma:

$$\text{Max } \{f_i(\mathbf{a}), \dots, f_k(\mathbf{a}) \mid \mathbf{a} \in K\} \quad (1)$$

Onde K é um número finito de ações e f_i , $i=1, \dots, k$ os critérios a serem maximizados, e cada critério é uma aplicação de K em R . Não há solução ótima deste problema,

pois os objetivos são conflitantes e não há como estabelecer *tradeoffs* ou compensações entre os objetivos (GIULIANO, 1985).

Para escolha do melhor método multicritério a ser utilizado, é necessária total compreensão do tipo de problemática e onde as decisões serão inseridas. A melhor solução para determinados problemas é identificado por Roy (1996) como:

- Problemática ($P\alpha$): visa apoiar a decisão pela escolha da melhor alternativa dentro de um subconjunto com a máxima restrição possível e seu resultado é uma escolha ou um procedimento de seleção;
- Problemática de classificação ($P\beta$): a finalidade é classificar as alternativas, dentro de categorias definidas *a priori*, mediante normas estabelecidas para o conjunto de ações, para elucidar a decisão mediante a triagem das alternativas alocadas. Resulta de uma triagem ou procedimento de classificação;
- Problemática de ordenação ($P\gamma$): visa a ordenação, completa ou parcial, das alternativas, através do reagrupamento em classe de equivalência de todas as ações. Resulta de um arranjo ou procedimento de ordenação;
- Problemática descritiva ($P\sigma$): busca elucidar a decisão pela descrição de cada ação e sua respectiva consequência. Resulta de uma descrição ou um procedimento cognitivo.

A resolução de problemas multicritério implica não apenas em encontrar a solução escondida, mas representa no auxílio do tomador de decisão em denominar os dados e caminhar para definir o processo de decisão final.

Roy (1985), define os métodos multicritérios em função do tipo de abordagem utilizada conforme apresentado a seguir:

Abordagem critério único síntese – Pontos de vistas distintos são agregados em uma função única de síntese, de forma aditiva, empregada quando se trabalha com critérios do tipo compensatório. Os principais modelos desta categoria são a Teoria da Utilidade Multiatributo (*Multiattribute Utility Theory* – MAUT), e a Análise Hierárquica de Processos (AHP);

Abordagem de métodos interativos – Utiliza métodos interativos (alternação entre etapas de cálculo, que fornecem soluções de compromissos, e etapas de

diálogo, as quais representam dados extras sobre a preferência dos decisores) para elucidar as alternativas a atingir os objetivos dos decisores;

Abordagem Sobreclassificação – em primeiro lugar utilizam uma relação de sobreclassificação que representa a preferência dos decisores, para em seguida explorar essa sobreclassificação com objetivo de auxiliar os decisores na solução dos seus problemas. Dentro dessa abordagem destacam-se os métodos da família ELECTRE e PROMETHEE.

O próximo tópico irá detalhar sobre os métodos baseados na abordagem de sobreclassificação, uma vez que os mesmos trabalham com critérios conflitantes, possibilitando que os decisores definam pesos diferentes para os diversos critérios a serem analisados. Os modelos estudados serão o ELECTRE e PROMETHEE.

5.4 MÉTODOS DE SOBRECLASSIFICAÇÃO

Os métodos de sobreclassificação também são denominados e relacionados como métodos de superação, prevalência ou subordinação e síntese. A literatura estrangeira, normalmente se refere ao modelo como *outranking*. Independente da nomenclatura utilizada, o termo deve estar relacionado com relações de preferência, sejam elas forte ou fraca, e indiferença entre as alternativas.

Uma das características dos métodos de sobreclassificação é a comparação realizada par a par entre as alternativas, desenvolvendo e alimentando a relação de sobreclassificação que se destingem de forma mais elevada dos métodos de agregação por meio de critério único de síntese (ALMEIDA, 2013).

O mesmo autor ainda destaca que esses métodos assumem a possibilidade de incomparabilidade na estrutura de preferência dos decisores, estabelecendo uma relação de sobreclassificação entre as alternativas. Como consequência, esses métodos podem apresentar resultados parciais na apresentação das recomendações.

Uma das características desses métodos é a forma de apresentação da avaliação de forma não compensatória, enquanto os métodos de agregação com um único critério de síntese, são compensatórios. A opção pela escolha desse método para desenvolvimento desse estudo é pela característica de avaliação não

compensatória. A maioria dos estudos relacionados ao tema tem abordado o assunto e utilizado ferramentas que sejam passíveis de compensação. As famílias que representam esses métodos são as ELECTRE e PROMETHEE, que serão descritas nos tópicos seguintes.

5.4.1 Família de métodos ELECTRE

As aplicações desses métodos podem ser divididas em duas fases:

- 1) Construção da relação de sobreclassificação, estabelecendo uma relação de pares entre as alternativas;
- 2) Exploração da relação de sobreclassificação, a problemática abordada é resolvida a partir da aplicação de um procedimento ou algoritmo para achar a solução.

A família ELECTRE (*Elimination et Choix Traduisant la Réalité*), foi desenvolvida por Roy a partir de 1965, que não levam em consideração os elementos de alternativas que não sejam desejáveis e opta pelas de maior preferência para o maior número de critérios. A família ELECTRE inclui vários métodos que variam sua aplicação conforme a situação e são apresentados por (Roy e Vincke, 1981; Almeida, 2013):

- Método ELECTRE I – problemática de escolha, com uso de critério verdadeiro;
- Método ELECTRE IS – problemática de escolha, com uso de pseudocritério;
- Métodos ELECTRE II – problemática de ordenação, com uso de critério verdadeiro;
- Métodos ELECTRE III – problemática de ordenação, com uso de pseudocritério;
- Métodos ELECTRE IV – problemática de ordenação, com uso de pseudocritério, sem uso de pesos para os critérios;
- Métodos ELECTRE TRI – problemática de classificação com uso de pseudocritério.

Todos os métodos que utilizam os pseudocritérios podem ser aplicados a qualquer situação de critérios verdadeiros mediante uma parametrização adequada.

5.4.2 Família de métodos PROMETHEE

Os métodos da família PROMETHEE (*Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation*), da mesma forma que o ELECTRE é baseado em duas fases (BRANS, 2002):

- 1) Construção de uma relação de sobreclassificação, agregando informações entre as alternativas e os critérios;
- 2) Exploração dessa relação para apoio a decisão.

Esses métodos foram introduzidos em 1982 por J. P. Brans, e desde o início estão em desenvolvimento buscando aprimorar e se ajustar para utilização em distintas áreas de atuação.

De forma sucinta, a família PROMETHEE é constituída pelos seguintes métodos:

- Método PROMETHEE I – estabelece uma espécie de *pré ranking* entre as alternativas da adversidade, resultado do fluxo positivo, que demonstra o domínio de determinada alternativa sobre outra, e um fluxo negativo, que apresenta o quanto a alternativa é dominada;
- Método PROMETHEE II – aplicado para problemas de ordenação, pré-ordenando as alternativas;
- Método PROMETHEE III – através de tratamentos probabilísticos de fluxo ou intervalos de preferência, é efetuado uma ordenação das alternativas com maior potencial;
- Método PROMETHEE IV – é considerado uma continuação do PROMETHEE II, apresenta um pré-ordem parcial ou completa;
- Método PROMETHEE V – é outra extensão do PROMETHEE II, nesse caso é utilizado quando o decisor não consegue estabelecer valores fixos no peso dos critérios;
- PROMETHEE GAIA (Geometrical Analysis for Interactive Assitence) – tem como finalidade apresentar a influência dos pesos de cada critério nas alternativas através de um procedimento visual e de maneira interativa. Este último método é o que será utilizado no desenvolvimento da dissertação e apresentação dos resultados.

6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Nesse capítulo serão descritos os procedimentos metodológicos propostos para a reconfiguração de rede considerando multicritérios no processo seleção das melhores condições de operação para o sistema de distribuição. Primeiramente será apresentado a formulação do problema e as restrições de operação, e na sequencia serão demonstrados os critérios para avaliação do modelo em busca da melhor topologia de reconfiguração.

6.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA E SUAS RESTRIÇÕES

Um dos maiores desafios nas reconfigurações de redes de distribuição é desenvolver a estratégia de operação, reconfigurando o sistema, dentre as diversas formas possíveis, da maneira que satisfaça as necessidades sem violar as restrições operacionais do sistema. Toda possibilidade de reconfiguração tem a característica dentro de uma rede radial, de fazer a intercalação entre abertura e fechamento de chaves de manobra ao longo dos alimentadores da subestação fonte.

Existe a possibilidade que mesmo após se obter as configurações para o sistema proposto, essa nova topologia não atenda aos critérios operacionais, resultando na violação do limite dos condutores ou ajustes de proteção dos equipamentos, por exemplo. A partir dessa limitação, é que se faz necessário atribuir algumas restrições junto a formulação do problema de otimização (FERREIRA, 2010).

Para desenvolvimento dessa nova topologia, foram levados em consideração a dez critérios, que buscam diminuir os impactos causados pela interrupção indesejada no fornecimento de energia elétrica, sem que o sistema apresente grandes perdas e que todos os limites estipulados pelo órgão regulador sejam atendidos. Os critérios definidos são:

- FEC – Frequência equivalente de interrupção esperada por consumidor;
- ENS – Energia Não Suprida;
- DIC – Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão;
- FIC – Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão;

- DMIC – Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão;
- QUEDA DE TENSÃO – O quanto em percentual o nível de tensão oscilará após o remanejamento da carga de um alimentador para outro;
- CARREGAMENTO DOS CONDUTORES – O percentual de carregamento dos condutores de todos os circuitos após o remanejamento de carga para que os índices admissíveis não sejam extrapolados;
- PERDAS – Percentual de perdas de energia na rede primária;
- CORRENTE MÉDIA – Corrente média nos circuitos após o remanejamento da carga para que o ajuste de proteção de cada alimentador não seja extrapolado e os circuitos sofram desligamentos por sobrecarga;
- TENSÃO MÍNIMA – Será considerado o valor de tensão da linha considerando a queda ao longo do circuito.

Cada alternativa de configuração deve anteder as seguintes restrições:

- Manter a radialidade dos alimentadores, mantendo apenas uma fonte de alimentação após o remanejamento, sem distribuir os circuitos em diversos alimentadores;
- Não permitir sobrecarga nos alimentadores, respeitando os ajustes máximo de corrente que cada circuito possui. O remanejamento só ocorrerá se o somatório das correntes dos dois circuitos não extrapolar os limites do equipamento;
- Não violar os ajustes de atuação dos dispositivos de proteção. Cada equipamento possui um limite de carga que pode ser suportado. Esse ajuste é feito pela concessionária levando em conta o trecho a ser protegido, especificações dos condutores, nível de curto circuito, impedância, entre outros;
- Não extrapolar os índices de continuidade estipulados pelo órgão regulador para o período (FEC, ENS, DIC, FIC, DMIC);
- Não operar chaves utilizadas para remanejamento de outros circuitos.

Para delimitar o sistema com as restrições descritas acima, serão utilizados os programas que serão apresentados mais adiante no trabalho, e que a concessionária adota como solução para limitar tais restrições. Além desse *software*,

existe a matriz utilizada como suporte para utilização do PROMETHEE, que será responsável por restringir os limites dos ajustes de proteção nos circuitos. O presente estudo não desenvolveu nenhum modelo de programação matemática para fazer essas restrições por utilizar o método usual da concessionária somado a matriz proposta no modelo que será apresentada na sequência.

O sistema de distribuição de energia elétrica, apesar de sofrer constante variação, desligamentos indesejados e necessidade de manobras para remanejamento de carga, deve atender alguns critérios que são acompanhados pelos órgãos reguladores. Esses fundamentos são os seguintes:

- **CONFIABILIDADE:** Quando se trata de confiabilidade no sistema de energia elétrica, normalmente os consumidores avaliam esse quesito de acordo com a disponibilidade de fornecimento conforme sua necessidade. Uma das formas de avaliação de um sistema confiável, é através dos índices de continuidade (DEC e FEC). Sales *et al.* (2014), definem os critérios de confiabilidade sobre duas perspectivas. De acordo com os autores, a confiabilidade é medida por sua adequabilidade, que se refere ao dimensionamento do sistema para assegurar o equilíbrio estrutural entre oferta e demanda. A outra perspectiva é através da segurança do sistema, que se refere a robustez do sistema para suportar determinadas ocorrências. Outra forma de verificação ocorre através da monitoração das grandezas elétricas, objetivando avaliação na confiabilidade do sistema e a qualidade de energia distribuída. Os sistemas elétricos estão deixando de ser sistemas eletromecânicos e se transformando em sistemas eletroeletrônicos, contribuindo para o aumento de produtividade de sistema e para o uso mais eficiente do mesmo (ANEEL, 2015).
- **CAPACIDADE:** A capacidade instalada de um sistema de distribuição de energia elétrica é o somatório das potências inseridas, concedidas ou autorizadas, das cargas em operação localizadas no sistema, definidos conforma legislação vigente da ANEEL (ANEEL,2000). Além da capacidade total do sistema, outra forma de apresentação relacionado ao tema, se refere a eficácia de atuação do sistema diante a um transitório de curto circuito. Um sistema de distribuição confiável e eficiente, deve ser capaz de eliminar qualquer falta em sua linha através de equipamentos utilizados para esse propósito. Tanto a verificação da capacidade de instalação quanto a

capacidade de interrupção de curto circuito estão diretamente relacionados ao que se propõe um sistema robusto de reconfiguração de redes. Como destaque na funcionalidade de uma rede inteligente, são apresentados: alta confiabilidade e qualidade de energia, baixo custo de operação e manutenção e principalmente a capacidade de auto reconfiguração em caso de mudanças das condições de serviço (Pfitscher, 2013).

- **EFICIÊNCIA:** Um sistema de distribuição de energia eficiente é aquele capaz de suprir as variações de demanda sem sofrer interrupção no fornecimento aos usuários. Estudos recentes apontam à automação de redes de distribuição como responsável pelo corte em custos de manutenção, melhora e da eficiência e qualidade da entrega (Gill, 2010). Entre outros propósitos do conceito de reconfiguração, o mais esperado após a implantação é alcançar ao final do processo um ganho considerável na eficiência da rede. A melhora no desempenho do sistema de distribuição está diretamente relacionada a um dos critérios proposto no estudo, perdas de energia. Quanto menor a perda na linha, mais eficiente será o sistema.

Primeiramente serão calculados os valores dos critérios definidos para seleção das melhores condições de remanejamento das cargas dos circuitos de distribuição. Para cada item calculado, será sempre respeitado as restrições descritas anteriormente. Os cálculos correspondentes a cada critério da função proposta serão realizados de acordo com os manuais da ANEEL. Para os índices de FEC, DIC, FIC e DMIC relacionados aos índices de capacidade e confiabilidade, segue o que contempla o manual de procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST – módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica (ANEEL, 2015).

Deverão ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte fórmula:

(2)

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c}$$

Em que:

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas no conjunto;

C_c = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas ou centésimo de hora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas ou centésimo de hora;

Esses indicadores ainda podem aparecer de forma global e ser calculados por períodos mensais, trimestrais de anuais.

Os valores de indicadores de continuidade global serão descritos da seguinte forma:

FEC =

$$FEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i} \quad (3)$$

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{TRIM_i} \cdot Cc_{MED_TRIM_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_TRIM_i}} \quad (4)$$

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_ANUAL_i}} \quad (5)$$

Em que:

FEC_i = valor mensal do FEC, do conjunto i , com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{MENSAL} = valor mensal global do FEC, no mês de referência, com 2 (duas) casas decimais;

$FECTRIM$ = valor trimestral global do FEC, no trimestre de referência, com 2 (duas) casas decimais;

$FECTRIM_i$ = valor do FEC, trimestral do conjunto i , com 2 (duas) casas decimais;

$FECANUAL_i$ = valor do FEC, anual do conjunto i , com 2 (duas) casas decimais;

$FECANUAL$ = valor anual global do FEC, no ano de referência, com 2 (duas) casas decimais;

C_i = número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i , no mês de referência;

$Cc_{MED_TRI_I}$ = média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i , com 2 (duas) casas decimais, por período trimestral;

$Cc_{MED_ANUAL_I}$ = média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i , com 2 (duas) casas decimais, por período anual;

M = número total de conjuntos considerados para cálculos do indicador global.

Para realização desse trabalho, será utilizado um *software* específico, que a concessionária utiliza para efetuar os cálculos dos índices através de um algoritmo que utiliza a mesma metodologia contida nos manuais do órgão regulador.

Em relação aos índices DIC, FIC e DMIC, onde o não cumprimento por parte das concessionárias acarreta em multas aplicadas pelo órgão regulador toda vez que ocorre violação, da mesma forma, os cálculos serão executados conforme especificado pelo manual da ANEEL. As formas de cálculos dos índices que apuram essas multas são apresentadas no mesmo manual da seguinte maneira:

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (6)$$

- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n \quad (7)$$

- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DMIC = t(i) \text{ max} \quad (8)$$

Em que:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas ou centésimo de hora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas ou centésimo de hora;

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a *n*;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção (*i*) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

t(i) máx = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (*i*), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimo de horas.

Alguns procedimentos para definição dos índices de continuidade conforme o manual, que prevê os valores dos índices a cada revisão tarifária são apresentados no memorial conforme (ANEEL, 2016):

5.10.2 No estabelecimento dos limites de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras será aplicado o seguinte procedimento:

- a) Seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
- b) Aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea “a”;
- c) Cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos das unidades consumidoras de acordo com o desempenho dos conjuntos; e
- d) Análise por parte da ANEEL, com a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.

5.10.3 Os valores dos limites anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras serão disponibilizados por meio de audiência pública e serão estabelecidos em resolução específica, de acordo com a periodicidade da revisão tarifária da distribuidora.

5.10.4 Os valores estabelecidos para o período até a próxima revisão tarifária serão publicados por meio de resolução específica e entrarão em vigor a partir do mês de janeiro de ano subsequente à publicação, devendo propiciar melhoria do limite anual global de DEC e FEC da distribuidora.

Os valores de FEC que serão utilizados para desenvolvimento do estudo são os que foram estipulados pela ANEEL no período entre 2012 a 2016. A concessionária responsável pelos conjuntos que serão analisados deverá sofrer uma nova revisão no decorrer de 2016.

Ainda como elemento principal dentro do modelo proposto, o estudo busca minimizar as perdas de energia no momento de se optar por uma nova arquitetura para o sistema de distribuição. Da mesma forma que os índices de continuidade, o cálculo das perdas de energia segue o que está descrito no manual PRODIST da ANEEL, módulo 7 – cálculo de perdas na distribuição. Os dados a seguir foram retirados da seção 4 do manual e descrevem (ANEEL, 2015):

Para obtenção de indicadores de perdas que auxiliem na avaliação do sistema da distribuidora, são necessárias informações dos montantes de energia informados pelas distribuidoras e das perdas calculadas pela metodologia definida pela ANEEL, definidos a seguir:

- *Energia Injetada - EI*: energia ativa medida proveniente de agentes supridores (transmissores, outras distribuidoras e geradores) e da geração própria necessária para atendimento do mercado da distribuidora e das perdas ocorridas no sistema de distribuição;
- *Energia Fornecida - EF*: energia ativa entregue medida ou estimada, nos casos previstos pela legislação, a outras distribuidoras, às unidades consumidoras cativas e livres, mais o consumo próprio;
- *Energia Passante - EP*: total de energia ativa que transita em cada segmento do sistema de distribuição;
- *Perdas na Distribuição - PD*: corresponde à diferença entre a Energia Injetada e a Energia Fornecida;
- *Perda Técnicas - PT*: corresponde à energia dissipada no sistema de distribuição devido a fenômenos da física;
- *Perda Técnicas do Segmento - PTS*: perdas técnicas em cada segmento do sistema de distribuição; e
- *Perda Não Técnicas - PNT*: corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas.

A partir dos montantes de energia descritos a cima, são obtidos os indicadores de perdas definidos a seguir:

- *Percentual de Perda Técnicas do Segmento – IPTS*: percentual de perdas técnicas em relação à energia que transita em cada segmento:

(9)

$$IPTS_{(i)} = \frac{PTS_{(i)}}{EP_{(i)}} * 100 [\%].$$

Em que:

i = corresponde um segmento do sistema de distribuição.

- *Percentual de Perdas Técnicas – PPT*: percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada:

$$PPT = \frac{PT}{EI} * 100 [\%]. \quad (10)$$

- *Percentual de Perdas na Distribuição – PPD*: percentual de perdas totais em relação à energia injetada:

$$PPD = \left(1 - \frac{EF}{EI}\right) * 100 [\%]. \quad (11)$$

- *Percentual de Perdas Não Técnicas – PPNT*: percentual de perdas não técnicas em relação à energia injetada:

$$PPNT = PPD - PPT [\%] \quad (12)$$

Da mesma forma que os índices de qualidade, os valores que correspondem as perdas de energia serão calculados por outro programa utilizado pela concessionária que utiliza as diretrizes descritas acima em seu algoritmo.

Outro critério que o estudo levará em conta está relacionado com os valores que apresentam a energia não suprida pelo sistema, no período de um ano. Esse índice está relacionado com a duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DIC), conforme apresentado anteriormente, ou seja, a energia não suprida é obtida como a relação percentual entre o total de energia interrompida durante todas as perturbações ocorridas no ano, dividido pelo total de energia que seria suprida se não houvesse interrupções. Esse valor é representado em KWh e pode ser representado conforme a seguinte equação:

$$ENS = \frac{\sum_i^{Cc} DIC(i) \cdot C_{méd}(i)}{8760} \quad (13)$$

Em que $C_{méd}$, representa o consumo anual médio dos consumidores que não foram supridos na ocorrência (i).

Para os valores referente a queda de tensão, serão levados em consideração os limites estabelecidos dentro do Prodist Módulo 8 da ANEEL. A norma prevê uma queda de tensão admissível em regime normal de 5% em relação a tensão nominal da rede, ou de 8% para situações de regime precário. Como a utilização de uma reconfiguração normalmente acontece em situações de contingência, os valores admissíveis nesse estudo estarão dentro do limite estabelecido para o regime precário.

Em relação aos limites de carregamento dos condutores, para o estudo serão aceitos até 100% de sua capacidade, e nesse caso, quanto menor o percentual, maior será sua preferência.

6.2 METODOLOGIA PARA SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE RESTABELECIMENTO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme apresentado na seção 4.1, existem algumas metodologias utilizadas para desenvolver estudos na busca da melhor solução para se estabelecer um sistema confiável baseado em reconfiguração. Os estudos mais abrangentes sobre o tema estão voltados para a utilização das seguintes metodologias:

- Métodos de Busca Exaustiva;
- Lógicas de Automação;
- Sistemas Inteligentes;
- Métodos Heurísticos;
- Métodos Matemáticos, etc.

Para escolha da melhor forma de interpretação das necessidades no presente estudo, foi feita uma verificação nos trabalhos de Borges, (2012); Oliveira, (2009); Mekic *et al.*, (2009); Kaewmanee e Sirisumrannukul, (2011); Kalantar *et al.*, (2006); Kleinberg *et al.*, (2011). Na sequência será apresentado um breve resumo sobre os referidos trabalhos e os resultados obtidos após as análises.

- Os métodos de busca exaustiva permitem a determinação da solução ótima para resolver diversos problemas, no entanto essa solução necessita de um grande esforço computacional para redes médias e mais complexas. Como a função executa todas as possibilidades de forma exaustiva, o processo tende a gerar um grande número de equações a ser resolvida pelo algoritmo. Essa solução torna-se inviável para utilização de reestabelecimento em tempo real;
- Outra forma de solucionar problemas relacionados ao restabelecimento de energia, é utilizando métodos matemáticos de programação inteira mista. Da mesma forma que o método de busca exaustiva, o tempo de processamento pode ser elevado, limitando sua possibilidade de aplicação;
- A aplicação de métodos heurísticos acaba sendo uma solução prática para minimizar os problemas de reestabelecimento das redes de distribuição. Dentro do propósito do método, diversas técnicas de sistemas especialistas podem ser utilizadas para resolver os problemas oriundos do tema. A desvantagem dessas técnicas são as dificuldades em representar uma base de conhecimento e de se obter um sistema capaz de extrair soluções a partir de conhecimento baseado em regras. Somado a essa dificuldade, os métodos heurísticos podem produzir soluções que podem ser sub-ótimas.
- A utilização de inteligência artificial e de algoritmos evolutivos apresenta uma maior flexibilidade na representação de incertezas no desenvolvimento da solução. As abordagens baseadas em algoritmos evolutivos geralmente levam um elevado tempo para sistemas de grande escala, e por esse motivo, não é muito aconselhável sua utilização em aplicações que necessitem de informações em tempo real.

Antes da escolha da metodologia a ser utilizada, é necessário conhecer as necessidades e a dimensão da rede de distribuição a ser analisada. Como a maior parte das ferramentas apresenta problemas para utilização em grande escala e em tempo real, alguns autores vêm trabalhando com a utilização de algoritmos híbridos, que tem como objetivo combinar mais de um método para representar o sistema que atenda às necessidades da rede, aliando as vantagens de cada um e minimizando suas deficiências.

Para finalizar essa representação, uma ferramenta ideal para reconfiguração de redes deve atender os seguintes requisitos (BORGES, 2012):

- Representar os valores de tensão bem como seus limites;
- Representar os limites de fluxo nas linhas;
- Apresentar como resposta uma sequência lógica de operações de chaveamento;
- Representar o percentual de carga a ser reestabelecido;
- Resolver o problema sem a necessidade de passos adicionais para o tratamento de restrições de tensão;
- Apresentar um tempo de resposta baixo, para que todas as ações sejam executadas no menor tempo possível.

Um dos motivos de se trabalhar com a utilização de análise multicritério é em virtude da necessidade de atender vários requisitos, que muitas vezes são difíceis de gerenciar na hora de se escolher a melhor forma de se reconfigurar um sistema de distribuição. Conforme descrito anteriormente, o desenvolvimento do estudo será embasado na utilização do método PROMETHEE, e na sequência será apresentado sua metodologia e forma de cálculo.

6.3 METODOLOGIA DO MÉTODO PROMETHEE

Conforme já discutido no capítulo de revisão de literatura, os métodos PROMETHEE começaram a ser utilizados em 1982 por J. P. Brans e posteriormente aprimorados por Brans e B. Mareschal em 1988. Desde então esse método vem sofrendo adaptações e melhorias em suas aplicações. Os métodos da família PROMETHEE baseiam-se em duas fases: a arquitetura de uma relação de sobreclassificação e de exploração dessa relação para apoio a decisão.

O PROMETHEE tem como característica a realização de comparação das alternativas entre si, baseado em relações binárias que representam o desempenho de cada alternativa para determinado critério. Dados as alternativas “*a*” e “*b*” \in “*A*”, onde “*A*” representa o conjunto de alternativas possíveis de um determinado problema, a função de preferência “*P*” corresponde (BRANS, VINCKE & MARESCHAL, 1986):

$$P: A \times A \rightarrow (0,1) \quad (14)$$

Com isso é possível calcular o índice de preferência que representa o grau de preferência da ação a em relação a b . Supondo que o decisor estabeleceu uma função de preferência P_i e o peso w_i para cada critério c_i ($i=1, \dots, k$).

$$\prod(a, b) = \sum_{i=1}^n P_i(a, b) W_i \quad (15)$$

Onde $\prod(a, b)$ expressa o grau de preferência de a em relação a b para determinado critério desde que:

- $\prod(a, b) = 0$; representa indiferença ou não preferência de “a” sobre “b”;
- $\prod(a, b) \sim 0$; representa preferência fraca de “a” sobre “b”;
- $\prod(a, b) \sim 1$; representa preferência forte de “a” sobre “b”;
- $\prod(a, b) = 1$; representa preferência estrita de “a” sobre “b”.

A ordenação de tais alternativas é efetuada a partir dos índices de preferência positivo $\Phi^+(a)$ e negativo $\Phi^-(a)$, conforme as equações:

$$\Phi^+(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{b \in a} \prod(a, b); \quad (16)$$

$$\Phi^-(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{b \in k} \prod(b, a). \quad (17)$$

A partir da razão de preferência é calculado o grau de preferência da alternativa com maior desempenho. Existem seis tipos de funções de preferências que normalmente são utilizadas e apresentadas por Brans e Mareschal, (2005) conforme será demonstrado na sequência:

1. *Usual Criterion* – Função Tipo 1:

Nesta função há preferência estrita pela alternativa com melhor desempenho. Assim, para qualquer diferença positiva na avaliação de duas alternativas (a e b), esta função assume valor “1”. Nos casos em que não há diferença ($a=b$), a função assume valor “0”.

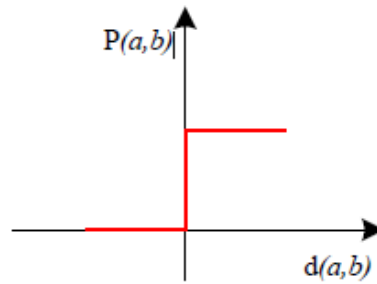


Figura 3 - Função de preferência tipo 1
Fonte: Brans e Mareschal (2005)

2. *U-Shape Criterion* – Função Tipo 2:

Nesta função a preferência estrita pela alternativa “a” ocorre somente quando a diferença na avaliação das alternativas excede o limiar de indiferença “q”. Nos outros casos ocorre a indiferença.

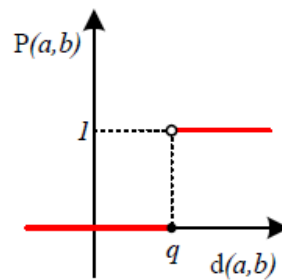


Figura 4 - Função de preferência tipo 2
Fonte: Brans e Mareschal (2005)

3. *V-Shape Criterion* – Função Tipo 3:

Nesta função “p” é o limiar de preferência estrita. Quando a diferença entre as alternativas é superior a esse limiar, há preferência estrita pela alternativa “a”. Quando a diferença é menor que “p” a preferência aumenta de forma linear em razão da diferença entre as alternativas.

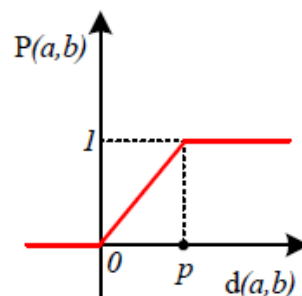


Figura 5 - Função de preferência tipo 3
Fonte: Brans e Mareschal (2005)

4. *Level Criterion* – Função Tipo 4:

Esta função exige um limiar de indiferença “q” e um limiar de preferência “p” definidos pelo avaliador. Se $d(a,b)$ é menor que “q” há diferença da alternativa “a” em relação a “b”. Caso a $d(a,b)$ esteja entre “q” e “p”, há uma preferência fraca em favor da alternativa “a”, e quando a $d(a,b)$ é menor que “p” ocorre a preferência estrita em favor de “a”.

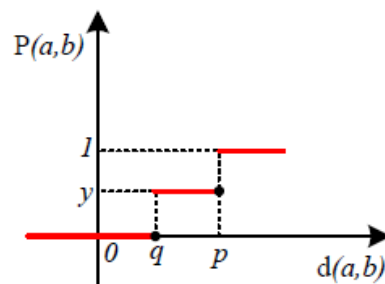


Figura 6 - Função de preferência tipo 4
Fonte: Brans e Mareschal (2005)

5. *V Shape With Indifference* – Função Tipo 5:

Similar a função 4, nesta função a preferência aumenta linearmente da indiferença, limiar “q”, para a preferência estrita, limiar “p”.

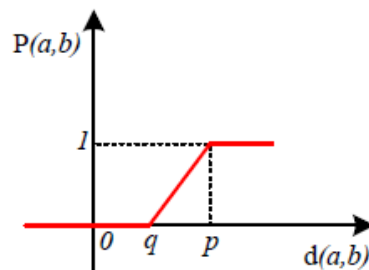


Figura 7 - Função de preferência tipo 5
Fonte: Brans e Mareschal (2005)

6. *Gaussian Criterion* – Função Tipo 6:

Nesta função é necessário definir o parâmetro “s”, cujo valor será responsável pela mudança na concavidade da curva de preferência. Essa função é aplicada em critérios quando há a necessidade de incrementar (ou reduzir) a preferência em razão de um afastamento do parâmetro “s”.

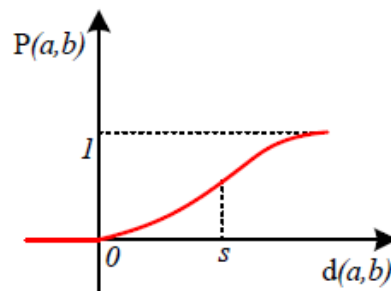


Figura 8 - Função de preferência tipo 6
Fonte: Brans e Mareschal (2005)

6.3.1 Método PROMETHEE I

O método é construído a partir de duas pré-ordens com dois indicadores na seguinte forma (ALMEIDA, 2013):

- Pré-ordem decrescente de $\Phi^+(a)$.
- Pré-ordem crescente de $\Phi^-(a)$.

Essas duas pré-ordens são estabelecidas com base em duas relações: sobreclassificação e indiferença. O método PROMETHEE I consiste na interseção entre essas duas pré-ordens e produz uma pré-ordem parcial, a partir de três relações: preferência (P), indiferença (I) e incomparabilidade (R). Essas relações são obtidas conforme (BRANS e MARESCHAL, 2005):

- **Preferência: aPb se:**

$$\Phi^+(a) > \Phi^+(b) \text{ e } \Phi^-(a) \leq \Phi^-(b); \text{ ou} \quad (18)$$

$$\Phi^+(a) = \Phi^+(b) \text{ e } \Phi^-(a) < \Phi^-(b). \quad (19)$$

- **Indiferença: alb se:**

$$\Phi^+(a) = \Phi^+(b) \text{ e } \Phi^-(a) = \Phi^-(b). \quad (20)$$

- **Incomparabilidade: aRb se:**

$$\Phi^+(a) > \Phi^+(b) \text{ e } \Phi^-(b) < \Phi^-(a); \text{ ou} \quad (21)$$

$$\Phi^+(b) > \Phi^+(a) \text{ e } \Phi^-(a) < \Phi^-(b). \quad (22)$$

6.3.2 Método PROMETHEE II

O método PROMETHEE II é baseado na utilização do fluxo líquido $\Phi(a)$, que é obtido da seguinte forma:

$$\Phi(a) = \Phi^+(a) - \Phi^-(a) \quad (23)$$

Com base no indicador $\Phi(a)$, as alternativas são organizadas em ordem decrescente, estabelecendo uma pré-ordem completa entre as alternativas, a partir das seguintes relações:

- Preferência: aPb se $\Phi(a) > \Phi(b)$.
- Indiferença: aIb se $\Phi(a) = \Phi(b)$.

Deve-se observar que a ocorrência da condição para a relação de indiferença é muito pouco provável, o que leva geralmente à consideração de que o PROMETHEE II estabelece uma ordem completa.

De forma resumida, no PROMETHEE I podem ocorrer incompatibilidades, enquanto no PROMETHEE II tem-se uma ordem completa. O PROMETHEE II introduz uma forma de agregação com certa distorção, dentro da concepção do método de sobreclassificação, e acarreta uma perda de informação em relação ao PROMETHEE I. De qualquer forma, o PROMETHEE II tende a ser mais utilizado por uma ideia mais confortável, apresentando uma ordem mais completa (ALMEIDA, 2013).

O desenvolvimento do trabalho seguirá utilizando o método PROMETHEE II aplicado através do programa PROMETHEE GAIA. A escolha por esse foi feita pela necessidade de classificar e ordenar as manobras da melhor para a menor opção. O PROMETHEE II utiliza o fluxo líquido de cada resultado para selecionar os melhores resultados. Conforme apresentado no capítulo 5, os métodos de sobreclassificação se caracterizam por realizarem comparação entre as alternativas. A função que será utilizada para obter os resultados será a *V-Shape*. Os demais métodos da família PROMETHEE foram apresentados no capítulo de revisão bibliográfica, sua metodologia não será desenvolvida por não serem utilizados nos cálculos de apresentação dos resultados.

6.4 PROPOSTA DE MODELO DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO ANÁLISE MULTICRITÉRIO

Esse tópico do estudo apresenta e descreve o modelo multicritério proposto para reconfiguração de redes de distribuição. O modelo foi construído buscando uma forma simples e útil de se chegar ao melhor cenário no processo de busca da melhor topologia de reconfiguração de um sistema de distribuição de energia.

Para Almeida (2013), na construção de modelos úteis, vários fatores devem ser considerados, dentre eles a modelagem de preferência do decisor, ou elicitación de suas preferências sobre o conjunto de consequências. Como a função utilizada para escolha dos resultados será a *V-Shape*, não serão estipulados limites de indiferença. Os limites de preferência dos decisores, serão apresentados junto com os dados que serão utilizados pelo PROMETHEE no próximo capítulo. Os decisores, que são os responsáveis pela seleção dos critérios, pela escolha dos níveis de preferência e pela definição dos pesos, são profissionais que atuam nas áreas de planejamento, operação e automação da concessionária objeto de estudo.

Os resultados do estudo serão analisados dentre todas as possibilidades de manobras possíveis de cada alimentador pertencente a uma determinada subestação. A cada nova configuração, os valores serão calculados levando em conta a nova arquitetura do circuito. Após esses resultados, será utilizado o método PROMETHEE II para selecionar de forma ordenada quais as melhores opções de reconfiguração de cada alimentador e conseqüentemente a melhor forma de remanejamento da Subestação em estudo. Na sequência, conforme demonstrado na figura 9, será apresentado a proposta do modelo de reconfiguração de redes utilizando a metodologia de tomada de decisão multicritério.

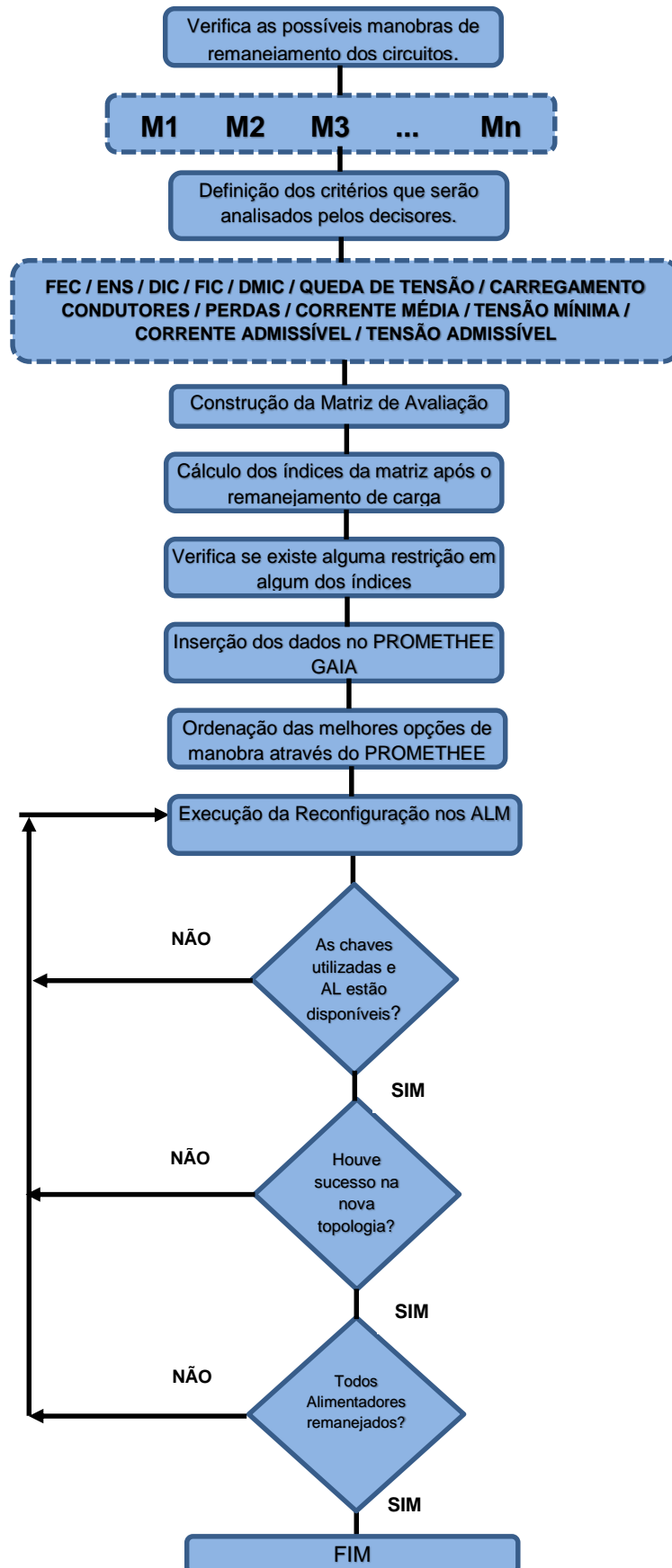


Figura 9 - Modelo de reconfiguração utilizando análise
Fonte: Autor (2016).

Todos os critérios definidos e que serão utilizados para desenvolver as novas topologias de reconfiguração foram apresentados desde o início desse capítulo. Cada etapa do processo será apresentada de forma mais detalhada na sequência.

6.4.1 Contextualização do Modelo de Reconfiguração Utilizando Análise Multicritério

A metodologia definida para desenvolver o estudo é de ordenar as melhores opções de reconfiguração dos alimentadores de uma subestação após uma falha ou perda da fonte, assim definindo a melhor topologia e minimizando todos os indicadores que compõem os critérios propostos e apresentados no início desse capítulo. Antes de aplicar a metodologia proposta no modelo, é necessário fazer uma descrição de cada etapa do fluxograma para melhor entendimento do processo.

- **Verifica as possíveis manobras de remanejamento dos circuitos:** É verificado todas as possibilidades de interligação dos circuitos alimentadores da Subestação A com outras Subestações que seja possível fazer o remanejamento utilizando a abertura e fechamento de chaves de manobras na rede de distribuição. Essas possíveis manobras são descritas para posteriormente serem efetuados os cálculos necessários;
- **M1, M2 M3, ..., Mn:** São levantadas e numeradas todas as possíveis manobras de cada circuito alimentador. Por exemplo, para o Alimentador 1 da Subestação A, existe a possibilidade de 5 manobras de remanejamento de carga. Cada manobra será identificada por M1, M2, M3, M4 e M5. O processo é repetido para os “n” circuitos pertencentes a Subestação A;
- **Definição dos critérios que serão analisados pelos decisores:** Foram definidos os critérios para atender os índices relacionados a confiabilidade, capacidade e eficiência do sistema de distribuição. Esses critérios buscam atender todas as determinações estipuladas pelo órgão regulador, evitar que a concessionária seja penalizada com a aplicação de multas pelo não atendimento dos índices de acompanhamento. Para o estudo em desenvolvimento, os decisores definiram os seguintes critérios: **FEC, ENS, DIC, FIC, DMIC, QUEDA DE TENSÃO, CARREGAMENTO NOS CONDUTORES, PERDAS, CORRENTE MÉDIA e TENSÃO MÍNIMA.**
- **Cálculo dos índices da matriz após o remanejamento de carga pelos softwares:** Após cada reconfiguração dos alimentadores, é efetuado o

cálculo dos critérios, que conforme descrito anteriormente, serão executados por programas específicos utilizados pela concessionária contemplando todos os parâmetros da rede de distribuição após a nova topologia. A forma de tratamento e resultados dos *softwares* serão apresentados no fim desse capítulo. Os resultados desses cálculos futuramente serão utilizados para dar condição de que se tenha, através da utilização da análise multicritério, as melhores opções de reconfiguração dos alimentadores;

- **Construção na Matriz de Avaliação:** Todos os critérios são colocados em uma planilha, para que após o cálculo de cada indicador, essa planilha seja alimentada dando suporte para que futuramente esses dados sejam inseridos no *software* PROMETHEE GAIA. O quadro 3 apresenta o modelo dessa matriz elaborada para o desenvolvimento do estudo:

TRANSFERÊNCIA AL _n - SE/X														
	FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT	I ADM	TEN ADM
M1														
M2														
M3														

Quadro 3 - Matriz de avaliação
Fonte: Autor (2016).

- **Verifica se existe alguma restrição em algum dos índices:** A matriz de avaliação dará subsídio para que se observe as restrições estipuladas para o sistema. Os resultados dos cálculos deverão estar em conformidade com as normas estipuladas pela ANEEL, níveis de carga, perdas e carregamento dos condutores. As outras restrições definidas para o estudo servem para que os valores de carga dos circuitos não extrapolem os ajustes dos equipamentos de proteção, que não ocorra sobrecarga nos alimentadores e que todo o remanejamento obedeça a radialidade dos alimentadores, ou seja, que seja alimentado por somente uma fonte de energia;
- **Inserção de dados no PROMETHEE GAIA:** Após as certificações de que todos os valores estão corretos e que todas as condições estipuladas na matriz foram atendidas, o próximo passo é a inserção desses dados no programa que executará a análise multicritério, o PROMETHEE GAIA;
- **Ordenação das melhores opções de manobra através do PROMETHEE GAIA:** Com todos os dados da matriz de avaliação inseridas no PROMETHEE GAIA, o programa ordena de forma crescente as melhores

condições de acordo com os dados e pesos definidos e através da análise de sensibilidade é verificada a estabilidade do modelo proposto;

- **Execução de reconfiguração nos alimentadores:** O remanejamento de cada circuito é executado seguindo a ordem de manobras por cada alimentador;
- **As chaves utilizadas estão disponíveis?** Todas as chaves utilizadas nas manobras precisam estar disponíveis para operação e disponíveis para remanejamento dos circuitos conforme cada necessidade;
- **Houve sucesso na nova topologia?** Para que a reconfiguração seja considerada finalizada, é necessário que todas as cargas dos circuitos sejam remanejadas com sucesso. Essa reconfiguração só ocorrerá se todas as chaves de manobras estiverem disponíveis e que todos os passos das manobras sejam executados. Caso a primeira opção de manobra não possa ser atendida, é necessário executar a segunda opção, e assim por diante, até que se tenha sucesso na reconfiguração;
- **Todos os alimentadores foram remanejados?** Somente será considerado o término da reconfiguração assim que todos os alimentadores da Subestação A estejam remanejados e que não exista mais nenhuma manobra a ser executada. Assim que essa condição seja atendida, a reconfiguração é considerada finalizada.

6.5 APRESENTAÇÃO DOS PROGRAMAS UTILIZADOS PARA A COLETA DE DADOS

Para se chegar aos valores que serão utilizados na matriz de avaliação, serão aplicados três *softwares* que a concessionária utiliza para realizar os cálculos dos índices de qualidade, níveis de tensão, carregamento dos condutores, e todos os outros critérios que compõem a matriz de avaliação. Além desses programas, ainda serão consultadas algumas tabelas com os ajustes dos equipamentos para comparação com a corrente média dos circuitos.

Primeiramente, foi utilizado um programa que faz todas as simulações de chaveamento e manobras na rede. Esse *software* contém todos os dados da rede de distribuição, todos os equipamentos e componentes que contemplam o sistema. A simulação será executada em um ambiente virtual, e a cada inconsistência na

manobra, o programa alerta, por exemplo, em casos que o dimensionamento do cabo é menor do que o necessário para suportar os limites de carga para determinada manobra. Com todas as simulações executadas, será possível obter a quantidade e quais chaves serão necessárias para efetuar o remanejamento dos alimentadores. Após o levantamento de todos os circuitos e manobras de remanejamento, é possível utilizar um outro programa, onde da mesma forma, é simulado cada manobra e possível obter alguns dados.

Esse *software* contempla em seus algoritmos algumas das fórmulas conforme determina o manual da ANEEL e que foram apresentadas no início desse capítulo. Com a simulação de cada transferência é possível verificar os seguintes resultados:

- **Carregamento dos condutores:** o *software* consegue identificar o percentual de carregamento, levando em conta o limite de carga de cada trecho conforme a capacidade especificada para o tipo de cabo que está sendo utilizado. Como o cadastro da rede leva em consideração todos os dados de carga dos alimentadores, o *software* consegue redimensionar o novo percentual de carregamento dos condutores de cada circuito;
- **Perdas:** Com os dados do nível de carregamento dos condutores, novamente de acordo com a especificação de limite de cada tipo de condutor, o programa consegue simular o percentual de perdas técnicas ao longo do circuito remanejado. O programa consegue simular os dados de energia de cada circuito, e com esses parâmetros é possível chegar aos resultados obtidos através da equação específica para calcular esse critério, conforme descrito anteriormente e de acordo com o manual da ANEEL;
- **Queda de tensão:** Nessa etapa do processo, o programa possui todas informações sobre o carregamento dos condutores e perdas após a reconfiguração. O algoritmo do programa faz uma integração desses dados resultando no percentual de queda de tensão para a nova configuração dos circuitos;
- **V Mínima:** Com os valores de queda de tensão de cada circuito após o processo de reconfiguração, o programa realizará o cálculo levando em consideração o valor do percentual em relação a tensão nominal da rede, que para esse estudo são de 13.800V;

- **V Máxima:** Conforme descrito anteriormente, os dados dos alimentadores são inseridos em um ambiente virtual. Uma vez que a tensão nominal informada é de 13.800V, o sistema não leva em conta valores maiores do que o nominal;
- **I Média:** Os dados de carga média são obtidos através de uma média dos valores registrados pelo supervisor utilizado pela concessionária que alimenta o banco de dados do programa. Esses dados são monitorados durante 24h por dia, com a histórico armazenado pelo *software*, é feita uma média da corrente dos alimentadores durante um mês, considerando o período de carga pesada, que seria o pior caso para o sistema de distribuição.

Os critérios relativos aos índices de continuidade, serão obtidos por um terceiro programa, que recebe os dados conforme determinação da ANEEL para cada caso específico, e da mesma forma que os *softwares* anteriores, possui em seu algoritmo as fórmulas para cálculo conforme definido pela ANEEL. Os critérios resultados desse programa são:

- **FEC, DIC, FIC e DMIC:** Esses índices de continuidade foram apresentados no início desse capítulo, e conforme descrito, alguns deles recebem valores a cada nova revisão tarifária. Os demais são fórmulas derivadas do FEC e serão executados de acordo com o manual da ANEEL. Os dados serão transferidos para a matriz de avaliação de acordo com o circuito a ser remanejado.

Ainda existe a necessidade de se conhecer os ajustes de cada equipamento que será utilizado como fonte de energia dos circuitos remanejados. Esses ajustes não variam de acordo com o remanejamento, eles são feitos de acordo com as características de cada ramo alimentado por sua fonte. Segue uma breve descrição sobre esse critério:

- **Ajuste de Proteção:** Existe um ajuste que garante a interrupção de energia caso alguma anormalidade aconteça ao longo do trecho protegido pelo circuito. Cada equipamento é ajustado conforme características do trecho alimentado como: índice de curto circuito, impedância, distância da rede de distribuição entre outros. Foi verificado cada ajuste dos circuitos e esses valores transferidos para a matriz.

A última etapa do processo de preenchimento da matriz de avaliação, é feito de forma automática, onde a própria matriz fará a comparação e indicará se os níveis de corrente e tensão estão de acordo com os limites estabelecidos. Os critérios resultados dessa verificação são:

- **I. Admissível:** É feito uma lógica na matriz que verifica se a corrente media é menor que o ajuste de proteção. Caso esse valor seja maior, a possibilidade de manobra é desconsiderada e a coluna recebe a descrição de “n”.
- **V. Admissível:** Da mesma forma que a corrente, é feito uma lógica em relação aos níveis estabelecidos pela norma.

A figura 10 representa todo o fluxo utilizado para a seleção das manobras e obtenção dos valores das grandezas descritas anteriormente.

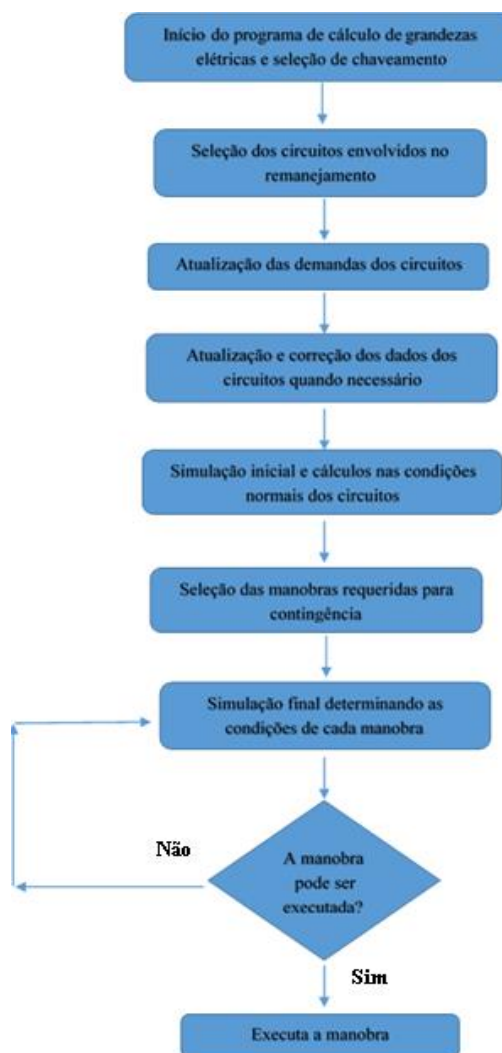


Figura 10 - Fluxo de seleção de manobras
Fonte: Autor (2016).

A seleção de cada manobra segue as seguintes determinações:

- **Início do programa de cálculo de grandezas elétricas e seleção de chaveamento:** Carregamento do *software* que será utilizado para calcular as grandezas elétricas dos circuitos e seleção das manobras;
- **Seleção dos circuitos envolvidos no remanejamento:** Essa seleção envolve todos os circuitos referente a subestação a ser remanejada e carga de todos os itens que contemplam a arquitetura do sistema como: circuitos alimentadores, cabos, transformadores, cargas, etc;
- **Atualização das demandas dos circuitos:** Valores típicos de cada circuito em KW e KVA_r no período em que será feito à análise;
- **Atualização e correção dos dados dos circuitos quando necessário:** Atualização, se necessário de algum item ou equipamento que esteja faltando no cadastro dos circuitos;
- **Simulação inicial e cálculos nas condições normais dos circuitos:** São executados os cálculos de queda de tensão e carregamento máximo dos condutores separadamente por circuito;
- **Seleção das manobras requeridas para contingência:** Abertura e fechamento das possíveis chaves responsáveis pelo remanejamento de cada circuito selecionando assim todas as manobras passíveis de execução para transferência;
- **Simulação final determinando as condições de manobras:** Novos cálculos que determinarão as condições após as manobras, para verificar a possibilidade ou não da contingência, dentro dos parâmetros aceitáveis pela legislação;
- **Manobra pode ser executada?** Se os valores após os cálculos estiverem dentro dos parâmetros aceitáveis, a manobra é validada, caso contrário, outras simulações são executadas até que seja possível fazer o remanejamento;
- **Executa a manobra:** Com todas as condições atendidas, a manobra é validada e selecionada como uma possibilidade de remanejamento do circuito.

Todos os cálculos realizados pelo programa obedecem a lógica elétrica do sistema, ou seja, existem dados de tensão a considerar na barra de Subestação,

impedâncias dos cabos em função de cada alimentador, bem como as cargas em cada ponto. A partir daí são calculadas as quedas de tensão em cada ponto, bem como o carregamento máximo de condutores.

Ainda será utilizado, para demonstração da rede de distribuição e suas chaves no desenvolvimento do estudo, o supervisório utilizado pela concessionária que monitora e controla todo o sistema de distribuição. O programa, que utiliza plataforma Linux, apresentará a configuração da rede sem o remanejamento das cargas, em sua arquitetura convencional, e ao fim, com todas as manobras executadas e a reconfiguração realizada. A única função que será utilizada do programa é a tela de supervisão das chaves e circuitos. Nenhuma outra função disponível pelo programa será utilizada pelo estudo, por esse motivo não serão apresentados cálculos e algoritmos do *software*.

O próximo capítulo exibirá o desenvolvimento da metodologia apresentada, os resultados do estudo e a validação do modelo de reconfiguração de redes de distribuição utilizando todos os conceitos apresentados e aplicando análise multicritério.

7 RESULTADOS E DISCUSSÃO

O desenvolvimento do estudo aplicando a metodologia descrita no capítulo 6 será efetuado a partir de uma subestação (SE/A) e as cargas de seus oito alimentadores (AL_1, AL_2,...,AL_8) com a possibilidade de remanejamento para outras três subestações (SE/B, SE/S e SE/P), através de várias chaves de manobra (Sn), possíveis de interligação entre as Se's ao longo da rede de distribuição. As subestações SE/A, SE/B e SE/S trabalham com os níveis de tensão 138/13,8kV, já a SE/P trabalha com as tensões de 230/13,8kV. O sistema de interligação entre os circuitos da SE/A com as outras subestações é composto por um conjunto de 40 chaves de manobras, que podem ser abertas ou fechadas, conforme sua necessidade, para executar as transferências dos circuitos e remanejar todas as cargas da SE/A.

A subestação que será objeto de estudo (SE/A), é responsável pelo abastecimento de energia de 31.371 consumidores na cidade de Ponta Grossa/PR, sendo 25.679 consumidores residenciais, 5046 consumidores comerciais e 646 consumidores industriais. A figura 11 representa todos os circuitos da referida subestação, suas chaves de manobra e os circuitos que serão utilizados para remanejamento de cargas das outras subestações.

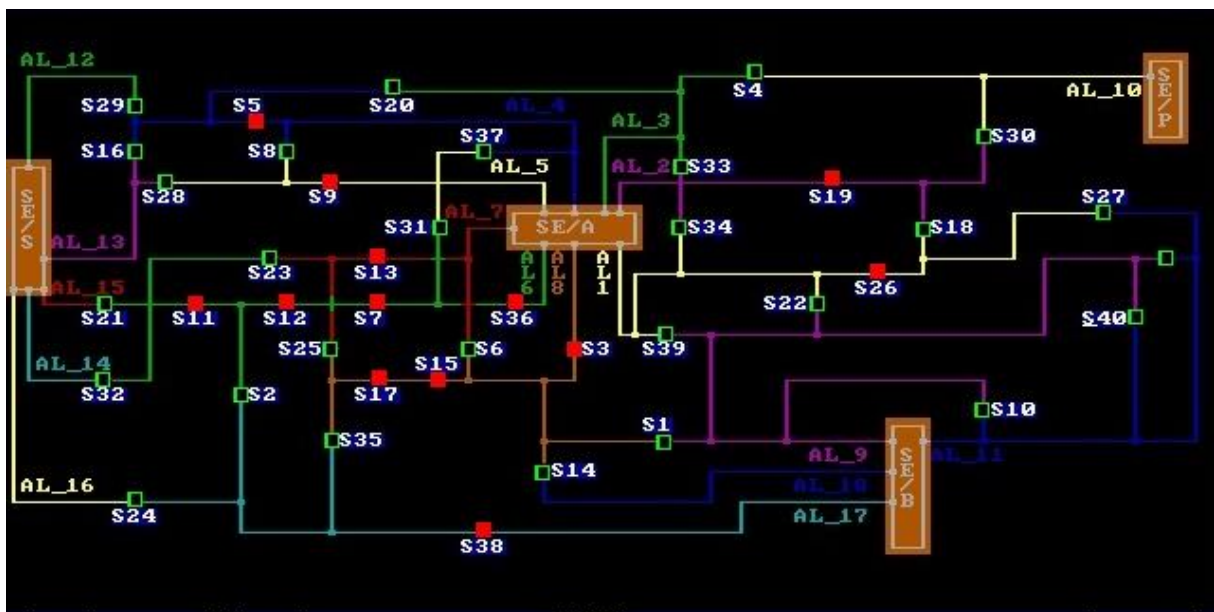


Figura 11 - Diagrama simplificado da rede e suas chaves de manobra
Fonte: Software utilizado pela empresa objeto de estudo (2016).

As chaves representadas na figura, estão de acordo com a arquitetura normal da rede de distribuição, ou seja, nessa situação, nenhum dos circuitos estão

transferidos ou manobrados, todos os alimentadores estão em sua configuração original. Os alimentadores e subestações estão denominados da seguinte forma:

- **SE/A** → AL_1, AL_2, AL_3, AL_4, AL_5, AL_6, AL_7, AL_8;
- **SE/B** → AL_9, AL_11, AL_17, AL_18;
- **SE/P** → AL_10;
- **SE/S** → AL_12, AL_13, AL_14, AL_15, AL_16.

7.1 MÉTODOS UTILIZADOS PELAS CONCESSIONÁRIAS PARA RECONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Um dos principais objetivos quando se busca implantar um sistema de reconfiguração é aprimorar as manobras de remanejamento buscando agilidade e eficiência na recomposição do sistema. Apesar das concessionárias utilizarem equipamentos controlados de forma remota, a distância, ainda não se tem um senso comum de como dimensionar um sistema capaz de reestabelecer a energia elétrica de forma autônoma, sem a intervenção humana.

Os centros de operação (COD), espalhados pelas diversas concessionárias responsáveis por monitorar e realizar manobras nas redes de distribuição, funcionam 24 horas por dia, todos os dias da semana. Esses centros são os responsáveis pela coordenação de desligamentos programados, remanejamento de cargas dos circuitos, recomposição do sistema em caso de alguma anomalia, e essas ações são desempenhadas quase que em sua totalidade por operadores, profissionais incumbidos por desempenhar essas funções

A grande dificuldade nessa ação de reconfigurar um sistema, é que nem todos operadores possuem o mesmo conhecimento, nem todos possuem domínio total das manobras para remanejamento, e mesmo que essas divergências fossem equalizadas, não é só da ação desses profissionais que garante a eficácia no decorrer das manobras. Além da rapidez de raciocínio do operador, o sistema de automação precisa estar funcionando sem nenhuma anormalidade, todos os equipamentos precisam estar disponíveis para manuseio e operação remota. Somado a esse cenário, a maioria dos circuitos possuem mais de uma possibilidade de manobra de reconfiguração, mais de uma possibilidade de se utilizar uma fonte alternativa para alimentar o circuito desligado.

Conforme descrito no início dessa sessão, a necessidade de remanejamento surge em meio a uma grande dificuldade, é nesse momento em que se recompor os circuitos passa a ser uma tarefa perigosa e com um grande grau de dificuldade. Além de manter os circuitos ligados, alguns cuidados precisam ser tomados no momento de se remanejar as cargas, como:

- Verificar se os cabos dos circuitos que vão receber as cargas suportam a demanda de energia;
- Assegurar os níveis de tensão entregue ao consumidor;
- Manter os níveis de qualidade de fornecimento;
- Reduzir os índices de perdas e carregamentos dos condutores e circuitos;
- Assegurar que a corrente nominal dos circuitos será compatível com os ajustes dos equipamentos, etc.

Todas essas informações precisam estar acessíveis aos responsáveis pela operação do sistema e ser algo de fácil consulta. Muitas vezes em meio à necessidade de rapidez no reestabelecimento de energia, essas condições são desprezadas, e as manobras são feitas de forma aleatória, variando a cada operador responsável pela região, a preocupação passa a ser o reestabelecimento de energia, independente de como esse procedimento será executado.

Com todas as essas dificuldade e complexidade do sistema, é que surge a necessidade de implantação de um sistema de reconfiguração. Esse sistema deve ser capaz de desempenhar todas as tarefas de reconfiguração de forma rápida e autônoma, garantindo o fornecimento de energia e isolando os defeitos na rede. A metodologia que será desenvolvida nas próximas sessões, apresenta todas essas necessidades de conhecimento para se ter as melhores possibilidades de remanejamento compiladas e descritas de forma a se minimizar os impactos causados pela interrupção indesejada no sistema de distribuição de energia elétrica. O objetivo é apresentar um modelo eficiente e capaz de ser inserido em sistemas inteligentes de recomposição de energia, apresentando mais de uma possibilidade de manobra para remanejar os circuitos, enumerando as alternativas que resultarão nos melhores índices para o sistema de distribuição de energia elétrica.

7.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

Para desenvolver e aplicar a metodologia proposta, foram efetuadas todas as simulações possíveis das manobras de remanejamento dos circuitos pertencentes a SE/A. Após as simulações, foram executados todos os cálculos das grandezas pertencentes a matriz, levando em consideração que todo o trecho do alimentador estava sendo atendido por outra fonte. Conforme descrito no capítulo 6, os cálculos foram executados por um programa de utilização da concessionária responsável pelas subestações apresentadas. A cada nova possibilidade de manobra, os cálculos foram refeitos e novos valores atribuídos a cada critério. Antes da apresentação dos dados, vale lembrar, que conforme descrito no capítulo de metodologia, os índices relacionados aos critérios, FEC, DIC, FIC e DMIC, são valores estipulados pela ANEEL referentes ao período de revisão tarifária, que para este caso, correspondem aos anos de 2012 até 2016. Como os índices são atrelados para cada subestação, pode acontecer de que várias manobras acabem ocorrendo para circuitos diferentes, porém pertencerem a mesma subestação, nesses casos, os índices não sofrerão alteração.

Na sequência serão apresentadas várias tabelas com os chaveamentos necessários em cada manobra de reconfiguração e quais circuitos e subestações receberam a carga remanejada. Para cada simulação de um novo alimentador, haverá um quadro com as manobras possíveis de interligação. Após essa demonstração será apresentada a matriz já descrita no item 6.4.1 preenchida com os valores calculados após o circuito reconfigurado.

Tabela 1 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_1

TRANSFERÊNCIA ALIMENTADOR 1 - AL_1			
Manobra	Fecha	Abre	Transferido Circuito/SE
<i>M1</i>	<i>S22</i>	<i>AL_1</i>	<i>AL_9 - SE/B</i>
<i>M2</i>	<i>S18</i>	<i>S19</i>	<i>AL_10 - SE/P</i>
	<i>S30</i>	<i>AL_1</i>	
<i>M3</i>	<i>S27</i>	<i>AL_1</i>	<i>AL_11 - SE/B</i>

Fonte: Autor (2016).

Cada uma das manobras acima respeita a restrição de manter a radialidade do circuito na hora de executar a reconfiguração, ou seja, toda a carga do alimentador está sendo transferida para apenas uma fonte de energia. Essa premissa será utilizada para os demais circuitos na sequência. Após a simulação

dos remanejamentos no programa, os resultados encontrados para cada índice foram os seguintes:

TRANSFERÊNCIA AL_1 - SE/A														
	FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT	I ADM	TEN ADM
M1	6	44.281,42	18,86	12,45	2,6	6,35%	76%	2,92%	316 A	13.800	12.924	540 A	S	S
M2	10	44.827,97	24,12	13,45	3,54	5,93%	84%	2,76%	350 A	13.800	12.982	500 A	S	S
M3	6	53.369,07	18,86	12,45	2,6	12,54%	86%	5,73%	359 A	13.800	12.069	400 A	S	N

Quadro 4 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_1
Fonte: Autor (2016).

Conforme apresentado no capítulo 6, os níveis mínimos de tensão admissíveis segundo manual da ANEEL é de 92% da tensão nominal em períodos de regime precário da rede. Como todos os alimentadores envolvidos no estudo estão conectados nas barras de 13,800V de suas respectivas Subestações, a tensão correspondente aos 92% da tensão nominal representa a grandeza de 12,696V. No fim dessa sessão será feito uma observação sobre esses limites que servirá como base para o desenvolvimento do modelo.

Para os demais alimentadores, o procedimento foi o mesmo, apresentado o chaveamento necessário para reconfigurar o sistema e na sequência os resultados obtidos com a nova topologia.

Tabela 2 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_2

TRANSFERÊNCIA ALIMENTADOR 2 - AL_2			
Manobra	Fecha	Abre	Transferido Circuito/SE
M1	S30	AL_2	AL_10 - SE/P
	S33	AL_2	
M2	S20	S5	AL_12 - SE/S
	S29	AL_2	
M3	S18	S26	AL_11 - SE/B
	S27	AL_2	
M4	S34	S26	AL_9 - SE/B
	S22	AL_2	

Fonte: Autor (2016).

O alimentador 2 possui quatro manobras possíveis para execução da reconfiguração e existem três possibilidades de fontes diferentes. No quadro 5 estão os resultados dos índices com a nova topologia da rede para cada situação.

TRANSFERÊNCIA AL_2 - SE/A														
	FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT	I ADM	TEN ADM
M1	10	42.287,97	24,12	13,45	3,54	3,75%	64%	1,84%	267 A	13.800	13.283	500 A	S	S
M2	7	32.669,63	19,34	12,7	2,69	15,24%	100%	7,09%	443 A	13.800	11.697	500 A	S	N
M3	6	53.369,07	18,86	12,45	2,6	15,43%	98%	7,27%	319 A	13.800	11.670	400 A	S	N
M4	6	44.281,42	18,86	12,45	2,6	7,72%	84%	3,52%	352 A	13.800	12.806	540 A	S	S

Quadro 5 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_2
Fonte: Autor (2016).

Nesse caso, as manobras 2 e 3 apresentam valores de tensão abaixo do desejado. Apesar do nível de tensão apresentar valores inferiores aos limites, essas possibilidades de manobras não serão descartadas, dando preferência aos critérios de continuidade no fornecimento de energia elétrica.

A seguir serão apresentadas as sequências de chaveamento referente ao remanejamento do alimentador 3.

Tabela 3 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_3

TRANSFERÊNCIA ALIMENTADOR 3 - AL_3			
Manobra	Fecha	Abre	Transferido Circuito/SE
M1	S4	AL_3	AL_10 - SE/P
M2	S20	S5	AL_12 - SE/S
	S29	AL_3	
M3	S20	S5	AL_13 - SE/S
	S16	AL_3	
	S33	S19	
M4	S34	S26	AL_9 - SE/B
		AL_1	
		S22	

Fonte: Autor (2016).

Novamente foram feitas as simulações após cada reconfiguração e os resultados para o AL_3 foram os seguintes:

TRANSFERÊNCIA AL_3 - SE/A														
	FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT	I ADM	TEN ADM
M1	10	42.827,97	24,12	13,45	3,54	6,99%	98%	3,46%	325 A	13.800	12.835	500 A	S	S
M2	7	32.669,63	19,34	12,7	2,69	9,30%	97%	4,56%	407 A	13.800	12.517	500 A	S	N
M3	7	45.578,58	19,34	12,7	2,69	9,49%	96%	4,69%	402 A	13.800	12.490	540 A	S	S
M4	6	44.281,42	18,86	12,45	2,6	11,77%	114%	5,43%	479 A	13.800	12.176	540 A	S	N

Quadro 6 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_3
Fonte: Autor (2016).

Nesse caso, a maior inconsistência é encontrada na manobra 4, onde o carregamento dos condutores ultrapassa os 100%. Com essa restrição, essa

manobra será descartada na hora de ser analisada pelo *software* PROMETHEE GAIA. A sequência de chaveamento e as possíveis manobras para o AL_4 estão representadas na tabela 4:

Tabela 4 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_4

TRANSFERÊNCIA ALIMENTADOR 4 - AL_4			
Manobra	Fecha	Abre	Transferido Circuito/SE
<i>M1</i>	S29	AL_4	AL_12 - SE/S
<i>M2</i>	S16	AL_4	AL_13 - SE/S
<i>M3</i>	S8 S28	S9 AL_4	AL_13 - SE/S

Fonte: Autor (2016).

Para esse circuito, todas as possibilidades de fonte são provenientes da mesma subestação. O quadro 7 apresenta os valores após as reconfigurações.

TRANSFERÊNCIA AL_4 - SE/A														
	FEC (desligamentos)	ENS (KW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT	I ADM	TEN ADM
M1	7	32.669,63	19,34	12,7	2,69	5,49%	67%	2,72%	282 A	13.800	13.042	350 A	S	S
M2	7	45.578,58	19,34	12,7	2,69	5,62%	66%	2,77%	277 A	13.800	13.024	540 A	S	S
M3	7	45.578,58	19,34	12,7	2,69	7,59%	72%	3,54%	303 A	13.800	12.753	540 A	S	S

Quadro 7 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_4

Fonte: Autor (2016).

Nesse caso, como os circuitos capazes de assumir a carga do AL_4 pertencem a mesma subestação (SE/S), os critérios correspondentes à qualidade no fornecimento de energia (FEC, DIC, FIC, DMIC), não sofrem alterações conforme descrito anteriormente. Ao contrário dos outros três alimentadores, não existe nenhuma restrição para executar a reconfiguração do circuito.

As próximas sequências de chaveamento são responsáveis pela reconfiguração do AL_5 e estão descritos na tabela 5.

Tabela 5 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_5

TRANSFERÊNCIA ALIMENTADOR 5 - AL_5			
Manobra	Fecha	Abre	Transferido Circuito/SE
<i>M1</i>	S28	AL_5	AL_13 - SE/S
<i>M2</i>	S31 S21	S7 AL_5	AL_15 - SE/S
<i>M3</i>	S31 S32	S7 AL_5	AL_14 - SE/S

Fonte: Autor (2016).

Da mesma forma que o AL_4, o AL_5 somente pode ser transferido para a SE/S, porém os circuitos que podem receber suas cargas não são os mesmos do que o alimentador anterior. Os valores após a reconfiguração estão apresentados no quadro 8.

TRANSFERÊNCIA AL_5 - SE/A														
	FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT	I ADM	TEN ADM
M1	7	45.578,58	19,34	12,7	2,69	5,18%	60%	2,57%	251 A	13.800	13.085	540 A	S	S
M2	7	38.251,42	19,34	12,7	2,69	4,71%	56%	2,36%	233 A	13.800	13.150	560 A	S	S
M3	7	51.028,25	19,34	12,7	2,69	5,04%	54%	2,44%	225 A	13.800	13.104	300 A	S	S

Quadro 8 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_5
Fonte: Autor (2016).

Novamente não houve nenhuma restrição nas manobras de transferência, todas as possibilidades são viáveis de execução. A tabela 6 apresenta a sequência de chaveamento e manobras do AL_6.

Tabela 6 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_6

TRANSFERÊNCIA ALIMENTADOR 6 - AL_6				
Manobra	Fecha	Abre	Transferido	Circuito/SE
M1	S21	AL_6	AL_15	SE/S
M2	S32	AL_6	AL_14	SE/S
M3	S2	AL_6	AL_17	SE/B
M4	S2	S38	AL_16	SE/S
	S24	AL_6		

Fonte: Autor (2016).

Os resultados após os circuitos remanejados estão descritos no quadro 9.

TRANSFERÊNCIA AL_6 - SE/A														
	FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT	I ADM	TEN ADM
M1	7	38.251,42	19,34	12,7	2,69	6,38%	69%	3,20%	289 A	13.800	12.920	560 A	S	S
M2	7	51.028,25	19,34	12,7	2,69	6,96%	67%	3,38%	281 A	13.800	12.840	300 A	S	S
M3	6	52.523,94	18,86	12,45	2,6	6,67%	85%	2,86%	358 A	13.800	12.880	500 A	S	S
M4	7	35.728,16	19,34	12,7	2,69	11,06%	51%	5,21%	340 A	13.800	12.274	300 A	S	N

Quadro 9 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_6
Fonte: Autor (2016).

Nesse caso, a manobra quatro apresenta um valor de queda de tensão maior que o mínimo aceitável pelos critérios da ANEEL. Os demais índices estão dentro dos limites estabelecidos. Os dados de chaveamento e manobras para o AL_7 estão descritos na tabela 7.

Tabela 7 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_7

TRANSFERÊNCIA ALIMENTADOR 7 - AL_7			
Manobra	Fecha	Abre	Transferido Circuito/SE
M1	S23	S12	AL_15 - SE/S
	S21	AL_7	
	S23	S12	
M2	S32	S11	AL_14 - SE/S
	S2	AL_7	
M3	S25	S17	AL_17 - SE/B
	S35	AL_7	
	S6	S15	
M4	S14	S3	AL_18 - SE/B
		AL_7	

Fonte: Autor (2016).

O AL_7 é possível de ser remanejado para outras duas subestações. O quadro 10 apresenta os resultados das simulações.

TRANSFERÊNCIA AL_7 - SE/A														
	FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT	I ADM	TEN ADM
M1	7	38.251,42	19,34	12,7	2,69	6,75%	70%	3,34%	295 A	13.800	12.869	560 A	S	S
M2	7	51.028,25	19,34	12,7	2,69	6,59%	64%	3,17%	268 A	13.800	12.891	300 A	S	S
M3	6	52.523,94	18,86	12,45	2,6	4,54%	84%	2,25%	353 A	13.800	13.173	500 A	S	S
M4	6	23.696,92	18,86	12,45	2,6	3,57%	70%	1,90%	293 A	13.800	13.307	400 A	S	S

Quadro 10 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_7

Fonte: Autor (2016).

A tabela 8 apresenta as possibilidades de manobras e chaveamentos do último alimentador pertencente à SE/A, o AL_8.

Tabela 8 - Sequência de chaveamentos e manobras - AL_8

TRANSFERÊNCIA ALIMENTADOR 8 - AL_8			
Manobra	Fecha	Abre	Transferido Circuito/SE
M1	S14	AL_8	AL_18 - SE/B
M2	S35	AL_8	AL_17 - SE/B
M3	S1	AL_8	AL_9 - SE/B
	S25	S13	
M4	S23	S12	AL_15 - SE/S
	S21	AL_8	
	S25	S13	
	S23	S12	
M5		S11	AL_14 - SE/S
		S2	
		S32	

Fonte: Autor (2016).

O AL_8 foi o que apresentou o maior número de chaveamento e possibilidades de manobras comparado com os demais circuitos pertencentes à SE/A. O quadro 11 apresenta os resultados obtidos após as simulações.

TRANSFERÊNCIA AL_8 - SE/A														
	FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT	I ADM	TEN ADM
M1	6	23.696,92	18,86	12,45	2,6	3,05%	62%	1,65%	260 A	13.800	13.379	400 A	S	S
M2	6	52.523,94	18,86	12,45	2,6	5,51%	95%	2,68%	396 A	13.800	13.040	500 A	S	S
M3	6	44.281,42	18,86	12,45	2,6	4,67%	96%	2,53%	360 A	13.800	13.156	540 A	S	S
M4	7	38.251,42	19,34	12,7	2,69	11,38%	100%	5,64%	421 A	13.800	12.230	560 A	S	N
M5	7	51.028,25	19,34	12,7	2,69	11,54%	94%	5,67%	393 A	13.800	12.207	300 A	S	N

Quadro 11 - Índices dos alimentadores após cada manobra de reconfiguração - AL_8
Fonte: Autor (2016).

As manobras 4 e 5 apresentaram valores nominais mais baixos que os desejáveis quanto ao nível mínimo de tensão. Os demais índices ficaram dentro do esperado.

Todas as possibilidades de remanejamento de cada circuito foram executadas e simuladas para que se chegasse aos dados contidos nos quadros e tabelas apresentados nesse capítulo. Muitas das manobras apontaram restrição quanto aos índices mínimos de tensão admissíveis pela legislação. Apesar do critério V MIN ser responsável pela garantia dos limites desse índice, uma questão deve ser observada antes de excluir a possibilidade de manobras nesses casos. O que seria mais importante para a concessionária, executar as manobras mesmo com os limites fora do que a norma exige e garantir o fornecimento de energia para os consumidores, sendo penalizada pela agência reguladora por não entregar ao cliente uma tensão no nível estabelecido ou manter os circuitos desligados, impactando negativamente para os índices de continuidade de energia, e da mesma forma, a concessionária ser multada pela ANEEL?

Os decisores responsáveis pela seleção e pesos atribuídos aos critérios entendem que o mais importante é garantir a continuidade no fornecimento de energia, e como a reconfiguração é algo a ser utilizado em situações adversas, e por um curto período de tempo, os valores de tensão, em alguns casos, irão ultrapassar o limite mínimo aceitável. Para inserção dos dados no PROMETHEE não serão excluídas as possíveis manobras onde esse limite foi excedido. Na próxima sessão será apresentada a avaliação e pesos de cada critério.

7.3 OBJETIVO DE CADA CRITÉRIO

A definição dos critérios que serão utilizados para enumerar as melhores opções de reconfiguração e que apresentem os melhores resultados foi obtida a partir das ações que atendam em conjunto as necessidades de operação de rede e os índices de qualidade e planejamento operacional. Os critérios utilizados no estudo, seus limiares de preferência e unidades aplicados estão apresentados nas tabelas de 9 a 14:

Tabela 9 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_1

Critério	Descrição	Limiar preferência (p)	Unidade
C1	Frequência Equivalente de Continuidade	10	Nº de Interrupções
C2	Energia Não Suprida	44.281,42	KW/h
C3	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora	18,86	Horas
C4	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora	12,45	Nº de Interrupções
C5	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade	2,6	Horas
C6	Queda de tensão	5,93	Percentual
C7	Carregamento dos Condutores	76	Percentual
C8	Perdas	2,76	Percentual
C9	Corrente Média	316	Amperes
C10	Tensão Mínima	12.982	Volts

Fonte: Autor (2016).

Tabela 10 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_2

Critério	Descrição	Limiar preferência (p)	Unidade
C1	Frequência Equivalente de Continuidade	10	Nº de Interrupções
C2	Energia Não Suprida	32.669,63	KW/h
C3	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora	18,86	Horas
C4	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora	12,45	Nº de Interrupções
C5	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade	2,6	Horas
C6	Queda de tensão	3,75	Percentual
C7	Carregamento dos Condutores	64	Percentual
C8	Perdas	1,84	Percentual
C9	Corrente Média	267	Amperes
C10	Tensão Mínima	13.283	Volts

Fonte: Autor (2016).

Tabela 11 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_3, AL_4, AL_5

Critério	Descrição	Limiar preferência (p)	Unidade
C1	Frequência Equivalente de Continuidade	10	Nº de Interrupções
C2	Energia Não Suprida	32.669,63	KW/h
C3	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora	18,86	Horas
C4	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora	12,45	Nº de Interrupções
C5	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade	2,6	Horas
C6	Queda de tensão	6,99	Percentual
C7	Carregamento dos Condutores	96	Percentual
C8	Perdas	3,46	Percentual
C9	Corrente Média	325	Amperes
C10	Tensão Mínima	12.835	Volts

Fonte: Autor (2016).

Tabela 12 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_6

Critério	Descrição	Limiar preferência (p)	Unidade
C1	Frequência Equivalente de Continuidade	7	Nº de Interrupções
C2	Energia Não Suprida	35.728,16	KW/h
C3	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora	18,86	Horas
C4	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora	12,45	Nº de Interrupções
C5	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade	2,6	Horas
C6	Queda de tensão	6,38	Percentual
C7	Carregamento dos Condutores	51	Percentual
C8	Perdas	2,86	Percentual
C9	Corrente Média	281	Amperes
C10	Tensão Mínima	12.920	Volts

Fonte: Autor (2016).

Tabela 13 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_7

Critério	Descrição	Limiar preferência (ρ)	Unidade
C1	Frequência Equivalente de Continuidade	7	Nº de Interrupções
C2	Energia Não Suprida	23.696,92	KW/h
C3	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora	18,86	Horas
C4	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora	12,45	Nº de Interrupções
C5	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade	2,6	Horas
C6	Queda de tensão	3,57	Percentual
C7	Carregamento dos Condutores	64	Percentual
C8	Perdas	1,9	Percentual
C9	Corrente Média	268	Amperes
C10	Tensão Mínima	13.307	Volts

Fonte: Autor (2016).

Tabela 14 - Critérios para reconfiguração e seus limiares – AL_8

Critério	Descrição	Limiar preferência (ρ)	Unidade
C1	Frequência Equivalente de Continuidade	7	Nº de Interrupções
C2	Energia Não Suprida	23.696,92	KW/h
C3	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora	18,86	Horas
C4	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora	12,45	Nº de Interrupções
C5	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade	2,6	Horas
C6	Queda de tensão	3,05	Percentual
C7	Carregamento dos Condutores	62	Percentual
C8	Perdas	1,65	Percentual
C9	Corrente Média	260	Amperes
C10	Tensão Mínima	13.379	Volts

Fonte: Autor (2016).

Cada um dos critérios já foi previamente definido no capítulo de metodologia. As opções em maximizar e minimizar os índices foram definidas para apresentar os melhores resultados de acordo com os seguintes objetivos:

Critérios C1 e C4 – Dar preferência ao circuito que possui maior número admissível de interrupção por período. O objetivo é maximizar esse índice, pois a melhor opção será a que apresente maior possibilidade de desligamentos durante o ano;

Critério C2 – A preferência será pelo circuito que apresentar o menor número de energia não suprida durante o período de um ano, ou seja, quanto menor o valor em KW/h, melhor será a opção. O objetivo para esse critério é de minimizar os valores de ENS;

Critérios C3 e C5 – Esses critérios relativos aos índices de qualidade são expressos em horas, e correspondem ao tempo de desligamentos admissíveis pelo ANEEL para cada ano. A preferência é pelo circuito que possibilite um maior número de horas de desligamentos e o objetivo é maximizar esse índice;

Critérios C6, C7 e C8 – Representa o percentual dos índices de perdas, queda de tensão e carregamento dos condutores que impactam diretamente nos níveis de tensão ao longo do circuito. Quanto menor os valores, melhor será a preferência para utilização da fonte alternativa. O objetivo é minimizar esses critérios;

Critério C9 – O valor expresso em amperes, representa a média da carga do circuito após a reconfiguração. Esse critério é comparado com os ajustes de proteção e deve sempre ser menor. A preferência sempre será pelo menor valor de corrente, ou seja, o objetivo é minimizar o critério;

Critério C10 – Conforme o percentual de perdas que a nova configuração apresentar, maior será a queda de tensão. A preferência será ao circuito que apresentar menor queda, ou seja, maior nível entre os limites mínimos de tensão. O objetivo para esse critério é maximizar o valor mínimo de tensão;

7.4 DEFINIÇÃO DOS PESOS DOS CRITÉRIOS

A definição dos pesos de cada critério utilizado no estudo será obtida através de uma ferramenta de hierarquização dos critérios, a técnica de avaliação numérica de relações funcionais de *Mudge*. Essa técnica consiste em comparar os critérios de criticidade entre si em pares, e cada item avaliado representa o quanto ele é mais importante que seu predecessor. Essa comparação é auxiliada por um fator de pontuação conforme:

- 5 – Critério com grau de importância muito maior que seu par;
- 3 – Critério moderadamente mais importante que seu par;
- 1 – Critério com pouca importância em relação ao seu par.

O produto dos pesos para cada critério é o resultado da somatória de cada critério dividido pelo somatório de todos os pontos do quadro. A tabela 15 apresenta os valores obtidos através da matriz de *Mudger* para os critérios.

Tabela 15 - Hierarquização através da matriz de Mudger

Critérios	B	C	D	E	F	G	H	I	J	SOMA	%	
Critério C1	A	A3	A3	A3	A5	A1	A3	A3	A5	A3	29	31,2%
Critério C2		B	B1	B1	B3	B1	B3	B3	B5	B3	20	21,5%
Critério C3			C	C1	C1	C1	G1	H1	C3	C1	7	7,5%
Critério C4				D	E1	D1	G1	H1	D3	D1	5	5,4%
Critério C5					E	E1	G3	H1	I1	J1	2	2,2%
Critério C6						F	G3	H1	F1	J3	1	1,1%
Critério C7							G	H1	I1	J3	8	8,6%
Critério C8								H	H1	J3	6	6,5%
Critério C9									I	J3	2	2,2%
Critério C10										J	13	14,0%
											93	100,0%

Fonte: Autor (2016).

Os critérios correspondentes ao FEC e a ENS receberem maiores valores por se tratarem diretamente com os índices de continuidade de energia, e que resultam nos maiores valores de multa aplicados pela ANEEL. A cada desligamento, são esses índices que sofrem maior impacto, ou seja, sua representatividade para o modelo é muito maior que os demais critérios. Com o resultado dos pesos, na tabela 16 é possível verificar todos os parâmetros que, somado aos critérios, pesos, resultados dos cálculos, serão inseridos no PROMETHEE para formulação das melhores condições de manobra que serão utilizadas como base para construção de um sistema de reconfiguração.

Tabela 16 - Funções e pesos PROMETHEE

Critérios	Função de Preferência	Pesos normalizados
C1 - FEC	V-Shape	0,31
C2 - ENS	V-Shape	0,22
C3 - DIC	V-Shape	0,08
C4 - FIC	V-Shape	0,05
C5 - DMIC	V-Shape	0,02
C6 - Queda de Tensão	V-Shape	0,01
C7 - Carregamento dos condutores	V-Shape	0,09
C8 - Perdas	V-Shape	0,07
C9 - Corrente Média	V-Shape	0,02
C10 - Tensão Mínima	V-Shape	0,14

Fonte: Autor (2016).

Após a obtenção dos pesos normalizados é possível juntar todos os dados e fazer a inserção no PROMETHEE para verificar as melhores condições de reconfiguração do sistema proposto.

7.5 APLICAÇÃO DO PROMETHEE

Após a conclusão de todas as etapas da modelagem e com a obtenção de todos os dados necessários para aplicação da análise multicritério pelo PROMETHEE, foi utilizado o *software* PROMETHEE GAIA para verificar os resultados que apresentem as melhores condições de remanejamento de carga de cada alimentador. Os dados serão apresentados de forma distinta e ordenada por cada alimentador, além da representação dos seus fluxos positivos, negativos e líquido para cada alternativa. As tabelas abaixo demonstram os resultados para os alimentadores que fazem parte da SE/A:

Tabela 17 - Ranking das manobras - AL_1

Ordenação	Manobras	Phi	Phi+	Phi-
1	Manobra 2	0,1877	0,1902	0,0025
2	Manobra 1	-0,0417	0,0374	0,0791
3	Manobra 3	-0,146	0	0,146

Fonte: Autor (2016).

Tabela 18 - Ranking das manobras - AL_2

Ordenação	Manobras	Phi	Phi+	Phi-
1	Manobra 1	0,1996	0,221	0,0214
2	Manobra 2	0,04	0,1165	0,0765
3	Manobra 4	-0,0608	0,0441	0,1048
4	Manobra 3	-0,1789	0,0039	0,1827

Fonte: Autor (2016).

Tabela 19 - Ranking das manobras - AL_3

Ordenação	Manobras	Phi	Phi+	Phi-
1	Manobra 1	0,1107	0,1446	0,0339
2	Manobra 2	0,0096	0,0773	0,0678
3	Manobra 3	-0,1203	0,0002	0,1205

Fonte: Autor (2016).

Tabela 20 - Ranking das manobras - AL_4

Ordenação	Manobras	Phi	Phi+	Phi-
1	Manobra 1	0,0909	0,0911	0,0002
2	Manobra 2	-0,0385	0,0048	0,0433
3	Manobra 3	-0,0524	0	0,0524

Fonte: Autor (2016).

Tabela 21 - Ranking das manobras - AL_5

Ordenação	Manobras	Phi	Phi+	Phi-
1	Manobra 2	0,0692	0,0695	0,0003
2	Manobra 1	-0,0095	0,0182	0,0277
3	Manobra 3	-0,0597	0,0017	0,0614

Fonte: Autor (2016).

Tabela 22 - Ranking das manobras - AL_6

Ordenação	Manobras	Phi	Phi+	Phi-
1	Manobra 1	0,074	0,0803	0,0063
2	Manobra 4	0,0678	0,0871	0,0193
3	Manobra 2	-0,0319	0,0275	0,0594
4	Manobra 3	-0,1099	0,0083	0,1182

Fonte: Autor (2016).

Tabela 23 - Ranking das manobras - AL_7

Ordenação	Manobras	Phi	Phi+	Phi-
1	Manobra 4	0,1756	0,2079	0,0324
2	Manobra 1	0,0575	0,1161	0,0586
3	Manobra 2	-0,0827	0,0406	0,1233
4	Manobra 3	-0,1503	0,0101	0,1604

Fonte: Autor (2016).

Tabela 24 - Ranking das manobras - AL_8

Ordenação	Manobras	Phi	Phi+	Phi-
1	Manobra 1	0,2084	0,2321	0,0238
2	Manobra 4	0,0452	0,1118	0,0666
3	Manobra 3	-0,0361	0,0554	0,0915
4	Manobra 5	-0,091	0,0397	0,1307
5	Manobra 2	-0,1265	0,0166	0,1432

Fonte: Autor (2016).

O PROMETHEE faz a ordenação completa das opções de manobras, a partir do fluxo líquido, conforme equação representada no capítulo de procedimentos

metodológicos. Além do fluxo líquido, foram representados nas tabelas, os fluxos positivos, que indica o quanto a manobra (Mx) sobreclassifica todas as outras e o fluxo negativo, que representa o quanto a manobra (Mx) é sobreclassificada por todas as outras. Da mesma forma que o fluxo líquido, as equações que descrevem os fluxos positivo e negativo estão apresentadas no capítulo 6.

Através da utilização da análise GAIA, é possível demonstrar a relação entre os critérios, considerando-os como vetores e analisando suas direções. Quando os critérios possuem a característica de similaridade entre as preferências, os vetores são orientados aproximadamente na mesma direção. Critérios com características conflitantes de preferência, são orientados em direções opostas. Caso as direções sejam ortogonais, significa que não existe relação entre as preferências (Brans e Mareschal, 2005). As figuras de 12 a 19, na sequência apresentam as manobras, para cada alimentador, representadas no plano GAIA.

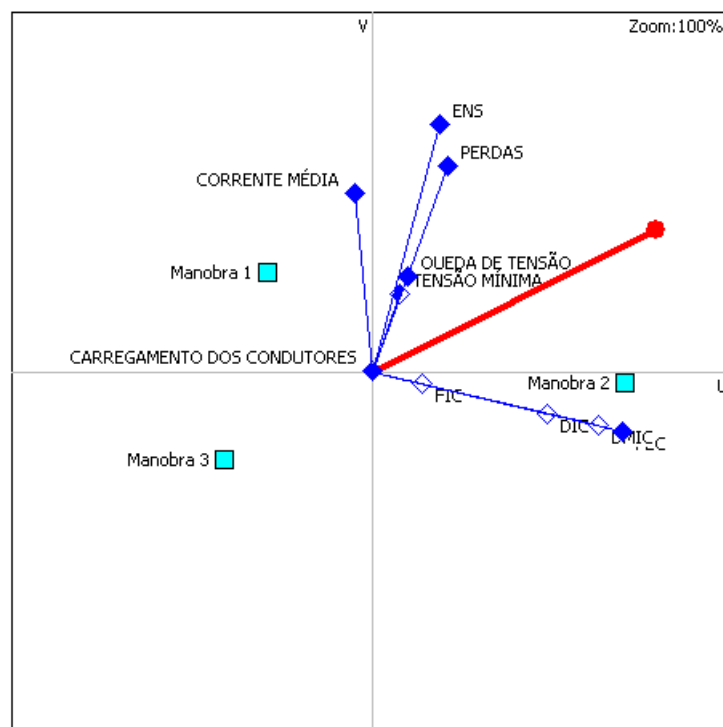


Figura 12 - Plano GAIA - AL_1
Fonte: Software PROMETHEE GAIA (2016).

O vetor representado em vermelho, entre os eixos que representam as Perdas de Energia e FEC, DIC, FIC e DMIC representa o eixo de decisão e indica conflito entre os critérios, quanto menor o tamanho do eixo, maior será a indicação de conflitos. Os critérios DMIC, DIC, FIC e FEC estão sobre o mesmo eixo, ou seja, eles apresentam preferência similares. Os decisores optaram pela maximização desses critérios pelo fato de possibilitar maior número de desligamentos para o circuito. Para esses casos, o sistema possui um limite máximo de horas e quantidade de interrupções aceitáveis dentro do período.

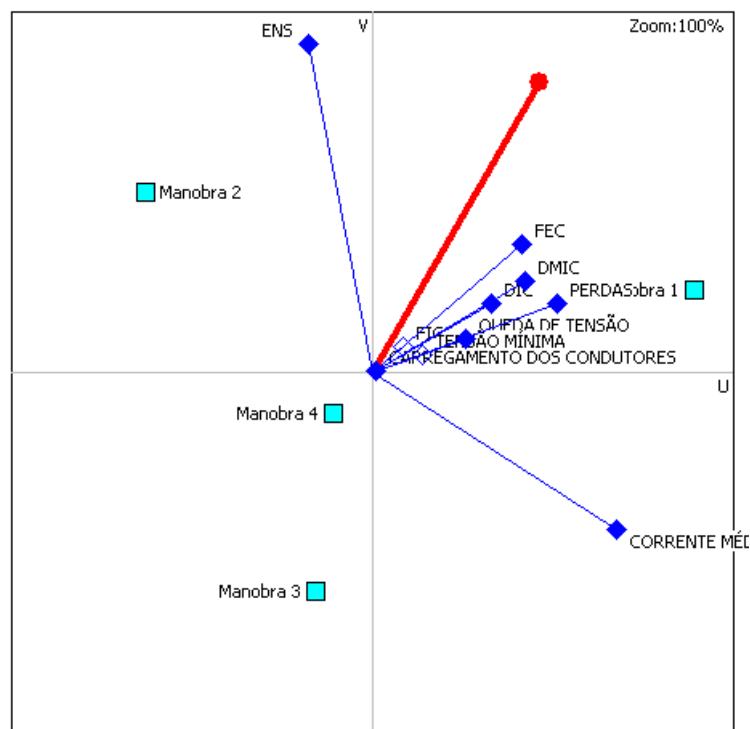


Figura 13 - Plano GAIA - AL_2
Fonte: Software PROMETHEE GAIA (2016).

Para o alimentador 2 representado pela figura 13, o eixo de decisão ficou entre os critérios de FEC e ENS. Novamente os critérios de FEC, DIC, FIC e DMIC estão no mesmo sentido por apresentarem preferências similares. O comportamento do gráfico é parecido ao alimentador 1 pelos mesmos motivos. Os critérios que impactam diretamente com os níveis de tensão, perdas, carregamento dos condutores e tensão mínima estão praticamente na mesma direção, acompanhando a similaridade de preferência pois esses critérios representam o quanto sofrerá de queda de tensão o circuito após o remanejamento.

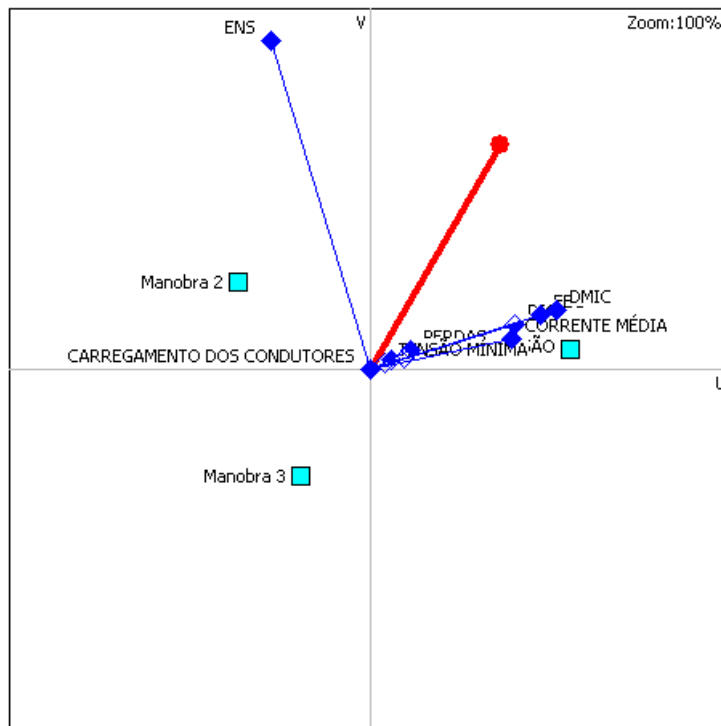


Figura 14 - Plano GAIA - AL_3
Fonte: Software PROMETHEE GAIA (2016).

Novamente o eixo de decisão ficou entre os critérios de FEC e ENS. O alimentador 3 é o que apresenta maior equilíbrio entre a maioria dos critérios, e dessa forma a maioria dos eixos estão na mesma direção.

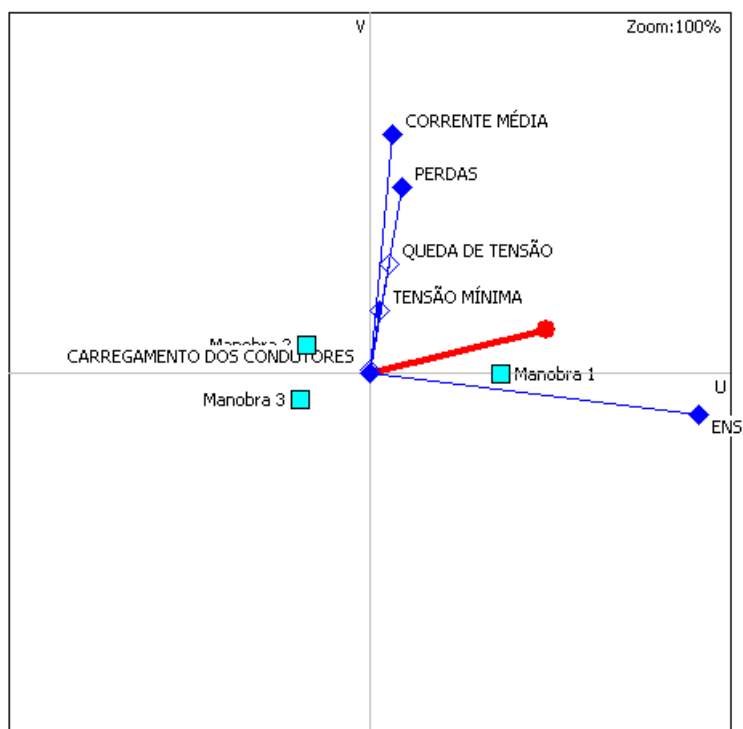


Figura 15 - Plano GAIA - AL_4
Fonte: Software PROMETHEE GAIA (2016).

O alimentador 4, representado pela figura 15, conforme descrito após a tabela 4, que representa os chaveamentos das manobras possíveis para o circuito, possui apenas uma subestação capaz de suportar o remanejamento de sua carga. Como os índices para o FEC, DIC, FIC e DMIC não variam, o resultado final para o remanejamento ficou por conta dos demais critérios. O eixo de decisão ficou entre os critérios de ENS e perdas. Novamente os critérios relacionados aos níveis de tensão se estabelecerem próximos, pelos mesmos motivos descritos anteriormente. O eixo em vermelho, que representa o eixo de decisão, ficou menor que os alimentadores 1, 2 e 3, apresentando conflito mais forte na tomada de decisão.

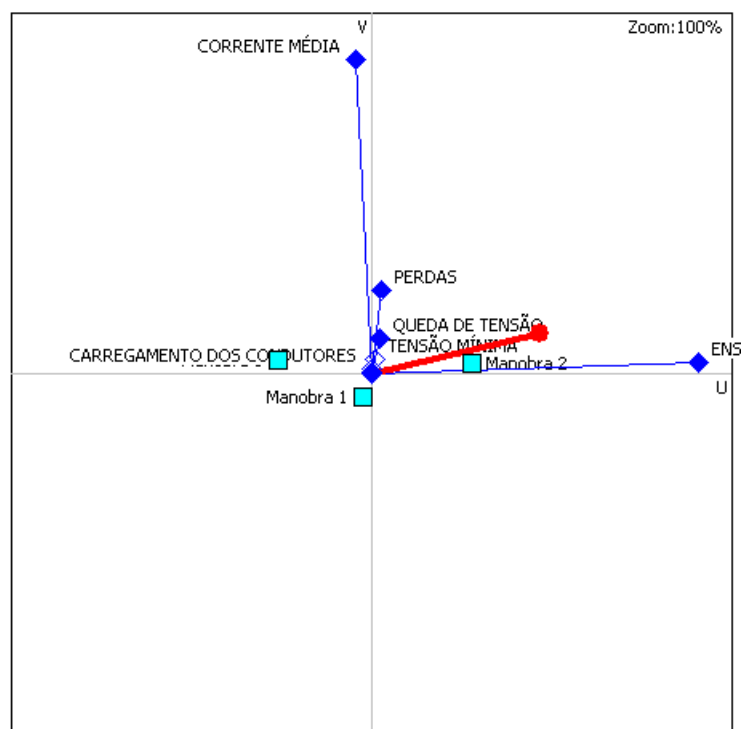


Figura 16 - Plano GAIA - AL_5
Fonte: Software PROMETHEE GAIA (2016).

O alimentador 5, representado na figura 16, possui a mesma característica do alimentador 4 em relação a possibilidade de remanejamento para outra subestação, com isso os critérios de FEC, DIC, FIC e DMIC não tiveram interferência na hora de se optar pela ordenação nas melhores condições de remanejamento. Novamente o eixo de decisão ficou entre os critérios ENS e perdas, e os critérios referente aos níveis de tensão tiveram preferência similares na representação.

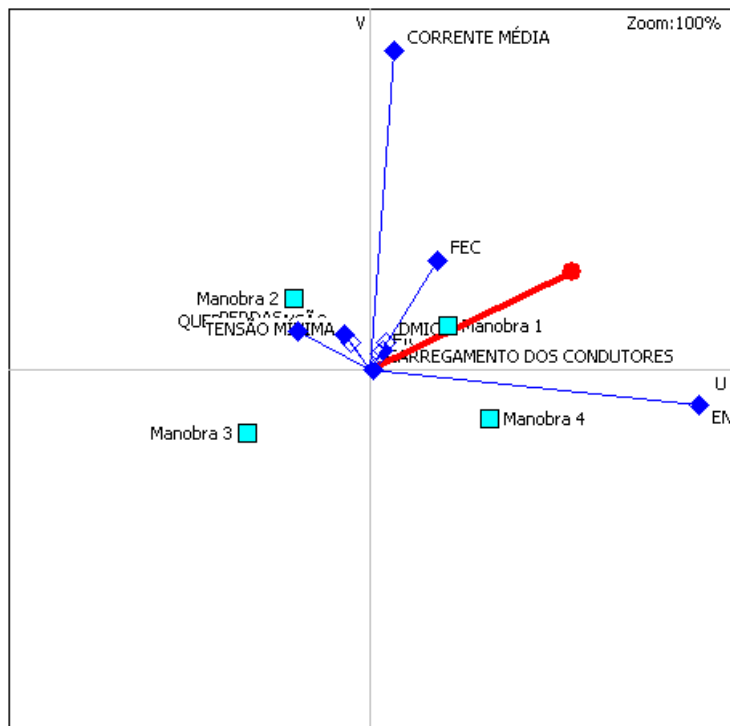


Figura 17 - Plano GAIA - AL_6
Fonte: Software PROMETHEE GAIA (2016).

O comportamento dos eixos para o alimentador 6, representado na figura 17, segue as mesmas regras dos demais alimentadores. O eixo de decisão ficou entre os critérios e FEC e ENS que são os de maior representatividade segundo os decisores para o modelo proposto.

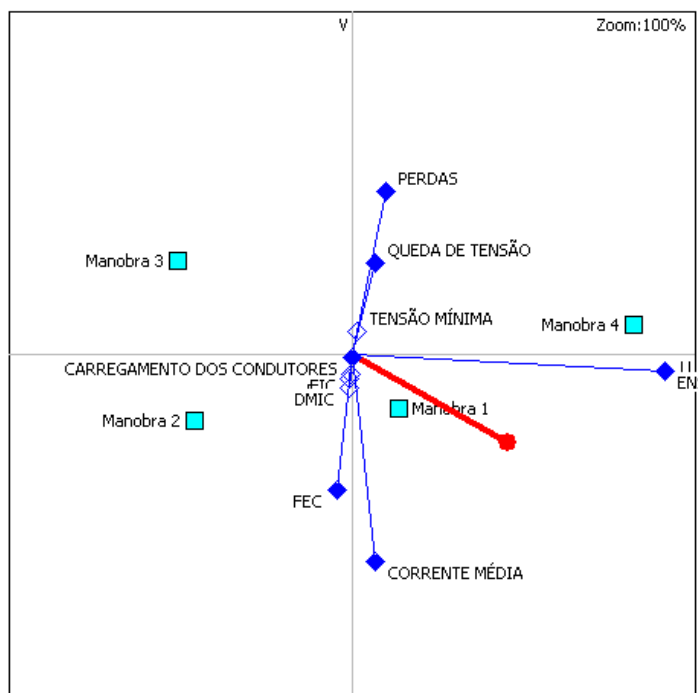


Figura 18 - Plano GAIA - AL_7
Fonte: Software PROMETHEE GAIA (2016).

O eixo de decisão para o alimentador 7, representado na figura 18, ficou entre os critérios ENS e corrente média. Esse circuito tem a possibilidade de ser transferido para outras duas subestações. Os índices relacionados a quase todos os critérios são similares, os que apresentam maiores níveis de variação são exatamente os eixos que representam a ENS e a corrente média. Os demais critérios possuem o mesmo comportamento aos outros circuitos.

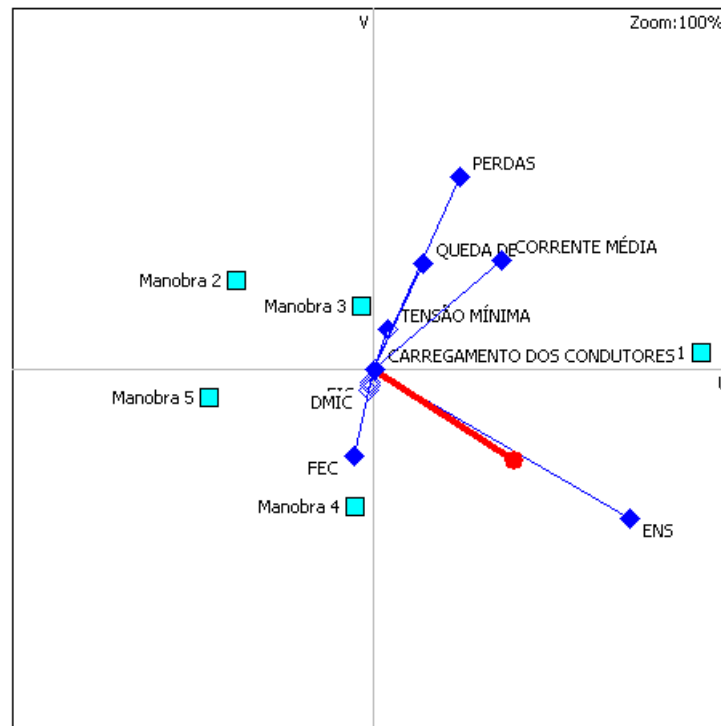


Figura 19 - Plano GAIA - AL_8
Fonte: Software PROMETHEE GAIA (2016).

O alimentado 8 apresentou uma característica diferente dos demais circuitos. O eixo de decisão, ficou muito próximo ao critério de energia não suprida (ENS). Essa representação indica que a decisão está muito ligada a esse critério. Os critérios de perdas, carregamento dos condutores, tensão mínima e queda de tensão estão em sentido contrário aos critérios relativos a continuidade no fornecimento de energia elétrica. Esse comportamento é resultado das preferências conflitantes entre os circuitos.

7.5.1 Análise de Sensibilidade

O objetivo em utilizar a análise de sensibilidade é de verificar a influência do decisor nos resultados obtidos nos pesos dos critérios. O procedimento de análise também é realizado pelo *software* Visual PROMETHEE e consiste na aplicação da variação do peso de um critério, o que resultara na variação dos demais proporcionalmente aos valores originais. Após essa variação, os resultados podem ser definidos como:

- Estabilidade Fraca → Após a análise de sensibilidade, a melhor solução permanece dentro do conjunto das soluções não denominadas;
- Estabilidade Forte → Após a análise de sensibilidade, o conjunto de soluções não denominadas não se altera.

A importância da aplicação da análise de sensibilidade é para determinar como a solução se comporta quando os parâmetros estimados mudam. A tabela 25 apresenta os valores utilizados para verificar a análise de sensibilidade.

Tabela 25 - Pesos utilizados na análise de sensibilidade

Critérios	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
Pesos Utilizados	0,31	0,22	0,08	0,05	0,02	0,01	0,09	0,07	0,02	0,14
↑ 5%	0,33	0,23	0,08	0,05	0,02	0,01	0,09	0,07	0,02	0,15
↓ 5%	0,29	0,21	0,08	0,05	0,02	0,01	0,09	0,07	0,02	0,13
↑ 15%	0,36	0,25	0,09	0,06	0,02	0,01	0,1	0,08	0,02	0,15
↓ 15%	0,26	0,19	0,07	0,04	0,02	0,01	0,08	0,06	0,02	0,13
↑ 25%	0,39	0,28	0,1	0,06	0,03	0,01	0,11	0,09	0,03	0,18
↓ 25%	0,23	0,17	0,06	0,04	0,02	0,01	0,07	0,05	0,02	0,11

Fonte: Autor (2016).

Após a utilização da análise, pode se verificar que não houve alteração na ordenação das manobras em nenhum dos oito alimentadores. Como não houve mudança no *ranking*, pode se constatar que a estabilidade do modelo proposto é forte e robusta, não apresentando nenhuma variabilidade.

7.6 RESULTADO DAS MELHORES ARQUITETURAS DE RECONFIGURAÇÃO

Após todas os resultados e análises dos dados desenvolvidos pelo estudo, foi possível selecionar as melhores configurações para remanejar as cargas da SE/A quando a mesma sofrer perda de alimentação em sua fonte. Antes de descrever os melhores cenários, é importante fazer algumas observações.

Quando foram descritas as manobras por alimentador, a simulação dos chaveamentos foi feita circuito por circuito, de forma isolada, sem considerar o remanejamento de dois circuitos para a mesma fonte. Na hora de se utilizar o remanejamento da subestação por completo, que é a proposta do trabalho, desenvolvendo um modelo de reconfiguração, pode acontecer de que a melhor configuração de um alimentador contenha as mesmas chaves utilizadas por outros circuitos, ou ainda, por algum motivo, a chave a ser utilizada estar indisponível para operação. Nesses casos, conforme descrito no modelo, o sistema deve utilizar a segunda melhor opção de remanejamento, e assim por diante, até que seja possível completar a manobra. A tabela 26 descreve os chaveamentos necessários para execução da reconfiguração da SE/A, utilizando o modelo proposto e análise multicritério.

Tabela 26 - Manobras de reconfiguração da SE/A – cenário 1

Circuito SE/A	Manobra	Fechar	Abre	Circuito/ SE
<i>AL_1</i>	<i>M2</i>	S18	S19	AL_10/ SE/P
<i>AL_2</i>	<i>M4</i>	S34	S26	AL_9/ SE/B
<i>AL_3</i>	<i>M2</i>	S20	S5	AL_12/ SE/S
<i>AL_4</i>	<i>M2</i>	S16	AL_4	AL_13/ SE/S
<i>AL_5</i>	<i>M2</i>	S31	S7	AL_15/ SE/S
<i>AL_6</i>	<i>M4</i>	S2	S38	AL_16/ SE/S
<i>AL_7</i>	<i>M4</i>	S14	S3	AL_18/ SE/B
<i>AL_8</i>	<i>M5</i>		AL_7	
		S2	S11	AL_14/ SE/S
		S32	AL_8	

Fonte: Autor (2016).

Esse cenário com o chaveamento proposto contém a melhor configuração para o sistema de distribuição caso a subestação A seja remanejada completamente pela rede. Os resultados simulados para essa situação foram apresentados anteriormente, e a melhor forma de manter o desempenho da rede seria com essa configuração. A figura 20 representa a rede após o chaveamento e remanejamento de todos os circuitos da SE/A.

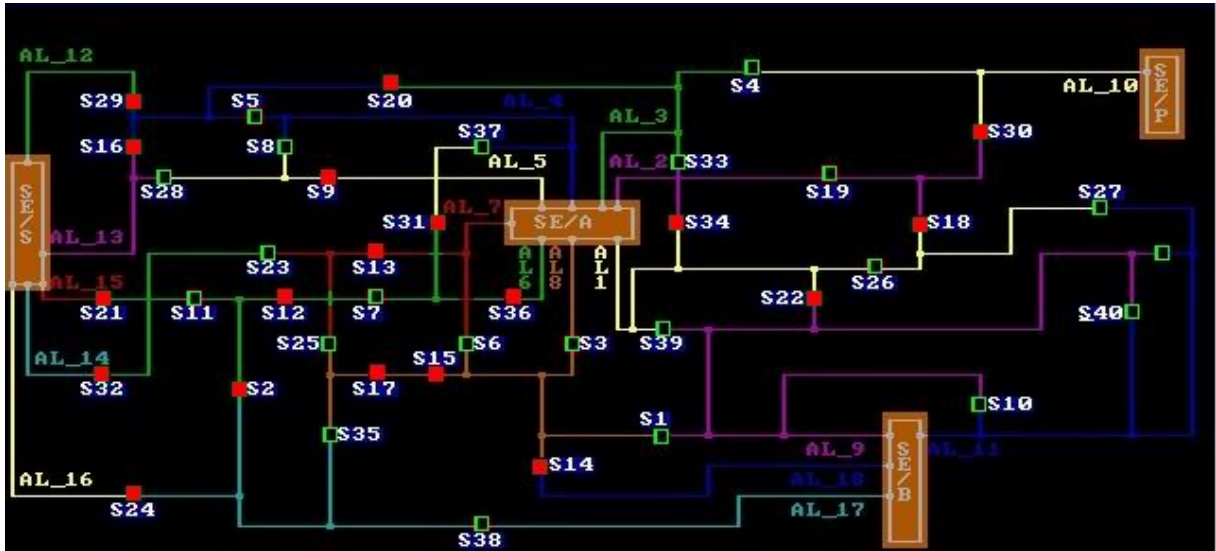


Figura 20 - Subestação A remanejada pela rede – cenário 1
 Fonte: Software utilizado pela empresa objeto de estudo (2016).

O quadro 12 apresenta todos os resultados dos índices avaliados após a Subestação A remanejada para o cenário 1.

TRANSFERÊNCIA SE/A - CENÁRIO 1													
		FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT
AL_1	M2	10	44.827,97	24,12	13,45	3,54	5,93%	84%	2,76%	350 A	13.800	12.982	500 A
AL_2	M4	6	44.281,42	18,86	12,45	2,6	7,72%	84%	3,52%	352 A	13.800	12.806	540 A
AL_3	M2	7	32.669,63	19,34	12,7	2,69	9,30%	97%	4,56%	407 A	13.800	12.517	500 A
AL_4	M2	7	45.578,58	19,34	12,7	2,69	5,62%	66%	2,77%	277 A	13.800	13.024	540 A
AL_5	M2	7	38.251,42	19,34	12,7	2,69	4,71%	56%	2,36%	233 A	13.800	13.150	560 A
AL_6	M4	7	35.728,16	19,34	12,7	2,69	11,06%	51%	5,21%	340 A	13.800	12.274	300 A
AL_7	M4	6	23.696,92	18,86	12,45	2,6	3,57%	70%	1,90%	293 A	13.800	13.307	400 A
AL_8	M5	7	51.028,25	19,34	12,7	2,69	11,54%	94%	5,67%	393 A	13.800	12.207	300 A

Quadro 12 - Índices geral dos alimentadores após executada a reconfiguração - cenário 1
 Fonte: Autor (2016).

Com os resultados simulados de cada manobra é possível configurar vários cenários capazes de efetuar o remanejamento das cargas dos circuitos pertencentes à SE/A. A configuração descrita na tabela 26 é a que resultará na melhor performance do sistema na hora de se desenvolver um sistema de reconfiguração. Na tabela 27 e na figura 21 é possível verificar uma outra possibilidade, ainda que

com resultados um pouco inferior para o sistema, mas válida para aplicação de uma arquitetura de reconfiguração para o sistema proposto.

Tabela 27 - Manobras de reconfiguração da SE/A – cenário 2

Circuito SE/A	Manobra	Fechar	Abre	Circuito/ SE
AL_1	M1	S22	AL_1	AL_9/ SE/B
AL_2	M1	S30	AL_2	AL_10/ SE/P
AL_3	M3	S20 S16	S5 AL_3	AL_13/ SE/S
AL_4	M1	S29	AL_4	AL_12/ SE/S
AL_5	M3	S31 S32	S7 AL_5	AL_14/ SE/S
AL_6	M1	S21	AL_6	AL_15/ SE/S
AL_7	M2	S23 S32 S2	S12 S11 AL_7	AL_17/ SE/B
AL_8	M5	S14	AL_8	AL_14/ SE/S

Fonte: Autor (2016).

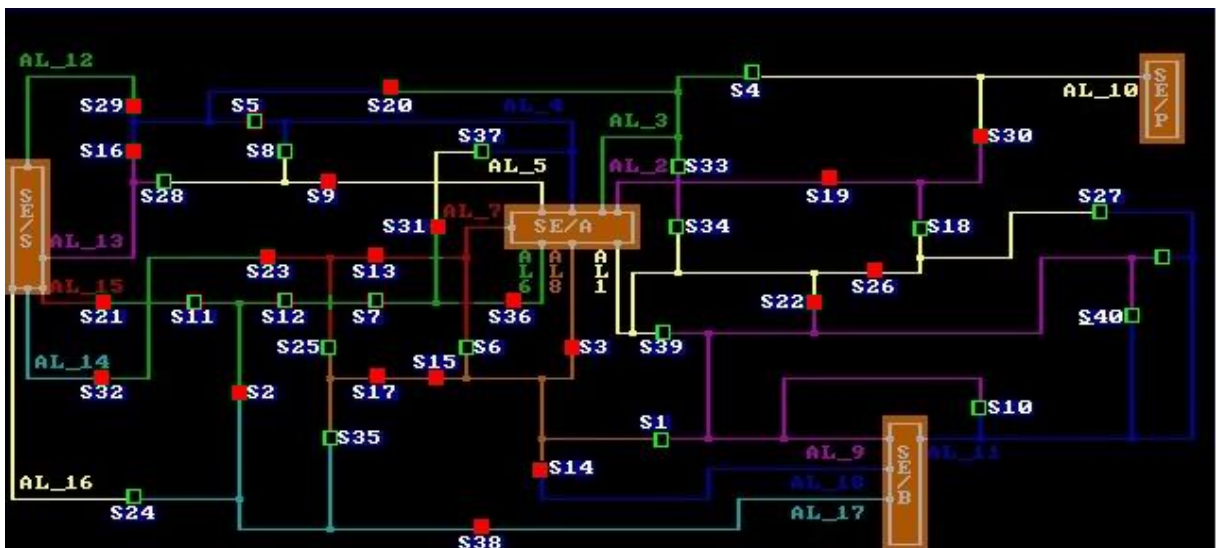


Figura 21 - Subestação A remanejada pela rede – cenário 2
 Fonte: Software utilizado pela empresa objeto de estudo (2016).

Existem outras configurações possíveis, cada uma delas segue os mesmos passos das anteriores, executando o fechamento e abertura das chaves ao longo da

rede. Com as manobras descritas, é possível executar uma grande variedade de modelos de reconfiguração, sempre respeitando os limites de cada circuito, conforme descrito e apresentado ao longo do trabalho.

Os valores de cada critério para o segundo cenário estão descritos no quadro 13.

TRANSFERÊNCIA SE/A - CENÁRIO 2													
		FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT
AL_1	M1	6	44.281,42	18,86	12,45	2,6	6,35%	76%	2,92%	316 A	13.800	12.924	540 A
AL_2	M1	10	42.287,97	24,12	13,45	3,54	3,75%	64%	1,84%	267 A	13.800	13.283	500 A
AL_3	M3	7	45.578,58	19,34	12,7	2,69	9,49%	96%	4,69%	402 A	13.800	12.490	540 A
AL_4	M1	7	32.669,63	19,34	12,7	2,69	5,49%	67%	2,72%	282 A	13.800	13.042	350 A
AL_5	M3	7	51.028,25	19,34	12,7	2,69	5,04%	54%	2,44%	225 A	13.800	13.104	300 A
AL_6	M1	7	38.251,42	19,34	12,7	2,69	6,38%	69%	3,20%	289 A	13.800	12.920	560 A
AL_7	M2	7	51.028,25	19,34	12,7	2,69	6,59%	64%	3,17%	268 A	13.800	12.891	300 A
AL_8	M1	6	23.696,92	18,86	12,45	2,6	3,05%	62%	1,65%	260 A	13.800	13.379	400 A

Quadro 13 - Índices geral dos alimentadores após executada a reconfiguração - cenário 2
Fonte: Autor (2016).

Vale ressaltar que as manobras apresentadas, servem para isolar cada um dos alimentadores utilizados no desenvolvimento do estudo. Como os cálculos foram executados para cada caso, é possível efetuar as manobras quando se deseja apenas reconfigurar ou isolar um circuito ao invés de toda subestação. A proposta do modelo contempla o pior caso, quando se perde as fontes de alimentação de uma subestação e todos os circuitos são desligados ao mesmo tempo, mas nada impede que o remanejamento seja feito em um ou mais circuitos, um de cada vez.

7.7 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS ENTRE O MODELO PROPOSTO E ANÁLISE DA CONCESSIONÁRIA

Após o término dos estudos e com todos os resultados das simulações, foi possível fazer um comparativo com os dados que hoje, a concessionária utiliza como base e considera o cenário ideal para descrever as manobras de reconfiguração da SE/A. Novamente vale ressaltar que o estudo levou em conta mais critérios do que utilizados normalmente para obter o melhor cenário de arquitetura da rede de distribuição. O quadro 14 apresenta as manobras utilizadas pela concessionária quando é necessário reconfigurar a SE/A.

TRANSFERÊNCIA SE/A - Concessionária													
		FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MAX	V MÍN	AJ. PROT
AL_1	M1	6	44.281,42	18,86	12,45	2,6	6,35%	76%	2,92%	316	13.800	12.924	540 A
AL_2	M1	10	42.287,97	24,12	13,45	3,54	3,75%	64%	1,84%	267	13.800	13.283	500 A
AL_3	M3	6	44.281,42	18,86	12,45	2,6	11,77%	114%	5,43%	479	13.800	12.176	540 A
AL_4	M1	7	32.669,63	19,34	12,7	2,69	5,49%	67%	2,72%	282	13.800	13.042	350 A
AL_5	M3	7	51.028,25	19,34	12,7	2,69	5,04%	54%	2,44%	225	13.800	13.104	300 A
AL_6	M1	7	38.251,42	19,34	12,7	2,69	6,38%	69%	3,20%	289	13.800	12.920	560 A
AL_7	M2	6	52.523,94	18,86	12,45	2,6	4,54%	84%	2,25%	353	13.800	13.173	300 A
AL_8	M1	6	52.523,94	18,86	12,45	2,6	5,51%	95%	2,68%	396	13.800	13.040	400 A

Quadro 14 - Índices geral das manobras executadas pela concessionária para remanejamento de cargas da SE/A
Fonte: Autor (2016).

Tomando como base a melhor condição de reconfiguração após a utilização da análise multicritério que está representado no quadro 12, foi elaborado um quadro representando o percentual de comparação entre as variáveis selecionadas por cada metodologia. Os valores representados em negrito e itálico destacam o percentual de cada critério selecionado pelo PROMETHEE em relação ao método utilizado pela concessionária.

TRANSFERÊNCIA SE/A - PROMETHEE x CONCESSIONÁRIA										
	FEC (desligamentos)	ENS (kW/h)	DIC (horas)	FIC (desligamentos)	DMIC (horas)	QUEDA DE TENS	CAR COND.	PERDAS	I MÉDIA	V MÍN
AL_1	40,00%	1,22%	21,81%	7,43%	26,55%	-7,08%	9,52%	-6,06%	9,71%	0,45%
AL_2	-66,67%	4,50%	-27,89%	-8,03%	-36,15%	51,42%	23,81%	47,66%	24,15%	-3,72%
AL_3	14,29%	-35,54%	2,48%	1,97%	3,35%	-26,56%	-17,53%	-19,12%	-17,69%	2,72%
AL_4	0,00%	28,32%	0,00%	0,00%	0,00%	2,31%	-1,52%	1,68%	-1,81%	-0,14%
AL_5	0,00%	-33,40%	0,00%	0,00%	0,00%	-7,01%	3,57%	-3,68%	3,43%	0,35%
AL_6	0,00%	-7,06%	0,00%	0,00%	0,00%	42,31%	-35,29%	38,63%	15,00%	-5,26%
AL_7	0,00%	-121,65%	0,00%	0,00%	0,00%	-27,17%	-20,00%	-18,16%	-20,48%	1,01%
AL_8	14,29%	-2,93%	2,48%	1,97%	3,35%	52,25%	-1,06%	52,70%	-0,76%	-6,82%

Quadro 15 - Comparação entre manobras selecionadas pelo PROMETHEE e utilizadas pela concessionária
Fonte: Autor (2016).

Como os valores de melhora para os critérios de FEC, DIC, FIC, DMIC e V MIN foram de maximização, os resultados entre as comparações com valores positivo são os de preferência para o sistema. Já para os critérios de ENS, queda de tensão, carregamento dos condutores, perdas e I Média, os valores de preferência utilizados foram de minimização e por esse motivo o comparativo considerou os menores valores como os de preferência. A seguir será apresentado um descritivo por alimentador explicando os dados contidos na tabela 9 e as melhoras no desempenho para o sistema com a utilização do modelo proposto para seleção do melhor cenário de reconfiguração.

- **AL_1:** A manobra selecionada pela modelo proposto optou por remanejar a carga para um circuito onde as possibilidades de falha são maiores do que o circuito normalmente utilizado pela concessionária. Como consequência dessa opção, os índices de continuidade (FEC, DIC, FIC e DMIC), tiveram melhora comparados com a manobra utilizada pela concessionária. Os outros índices que tiveram melhora, queda de tensão, perdas de energia e tensão mínima, representam ganhos relacionados a qualidade de energia, ou seja, os níveis de tensão entregue aos consumidores são melhores que os utilizados pela concessionária;
- **AL_2:** Esse alimentador foi o único que não foi possível verificar melhora utilizando a metodologia proposta. Conforme apresentado anteriormente, a melhor possibilidade selecionada pelo modelo utilizava chaves já manobradas por outros circuitos, optou-se pela terceira melhor opção e como consequência, o resultado da manobra utilizada pela concessionária levou vantagem sobre o modelo;
- **AL_3:** Esse alimentador foi o que apresentou o melhor resultado comparado com os demais. Todos os índices tiveram melhora com a utilização da manobra selecionada pelo modelo. Tanto os índices de qualidade como os de continuidade apresentaram melhor desempenho para os consumidores;
- **AL_4:** Pelo mesmo motivo que o AL_2, ou seja, a melhor seleção do modelo utilizar chaves manobradas no sistema, foi utilizado a segunda opção no ranking. Os índices relacionados a confiabilidade não sofreram alteração pois o remanejamento nos dois casos foi feito para o mesmo circuito, e por isso os índices não tiveram variação. Os demais valores tiveram pouca variação, os resultados pela seleção de manobras tanto pela concessionária quanto pelo modelo apresentaram resultados muito semelhantes;
- **AL_5:** Da mesma forma que o AL_4, os índices de confiabilidade não tiveram alteração pelo mesmo motivo. Os demais índices relacionados a qualidade apresentaram melhores resultados pela opção de manobra selecionada pelo modelo;
- **AL_6:** Novamente os índices de confiabilidade não tiveram variação pelo mesmo motivo dos circuitos AL_4 e AL_5. A melhor opção selecionada pelo modelo, utilizou chaves que coincidiam com outros alimentadores e nesse

caso foi utilizado a segunda opção do ranking resultado da aplicação do modelo. Os índices de qualidade sofreram uma desvantagem comparados com a sequência utilizada pela concessionária;

- **AL_7:** Mais uma vez os índices de confiabilidade não se alteraram pelo mesmo motivo descrito nos circuitos AL_4, AL_5, AL_6. Os demais índices tiveram melhor desempenho quando utilizados a manobra selecionada pelo modelo. Houve um ganho expressivo nos índices de qualidade quanto os de confiabilidade;
- **AL_8:** Esse circuito apresentou melhora nos índices de confiabilidade em relação a manobra selecionada pela concessionária. Como nos demais circuitos, como os decisores entendem que a continuidade leva uma leve vantagem em relação a qualidade, o modelo optou por selecionar a manobra que apresentasse maior garantia para os consumidores em relação ao fornecimento de energia elétrica.

Entre todos os índices analisados, ao total foram 38 dos valores que apresentaram melhora comparando as reconfigurações selecionadas pelo modelo utilizando análise multicritério e as opções atualmente desenvolvidas pela concessionária. Os índices com valor em 0 apresentaram os mesmos resultados nas duas situações, e o restante, 26 dos itens da matriz, apresentaram melhores efeitos para o sistema com a configuração de remanejamento normalmente utilizada pela concessionária. Considerando os valores que sofreram alteração, houve uma melhora de aproximadamente 60% para o sistema utilizando a metodologia e o modelo propostos nesse estudo. Vale ressaltar que a proposta de desenvolvimento da metodologia é para remanejamento total da subestação, ou seja, a comparação feita com a metodologia utilizada pela concessionária, é feita levando em conta o remanejamento de todos os circuitos. A eficiência na metodologia composta é validada levando em consideração a perda total das fontes que alimentam a subestação e conseqüentemente o remanejamento de todos os alimentadores.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O propósito dessa dissertação foi propor um modelo baseado em reconfiguração a partir da utilização de um método de análise multicritério, o PROMETHEE. O estudo foi aplicado considerando a necessidade de remanejar as cargas de uma subestação de energia elétrica quando a mesma sofrer a perda de suas fontes de alimentação. O modelo proposto foi utilizado para definir as principais formas de reconfigurar a subestação causando o menor impacto ao sistema de distribuição. Após a aplicação de uma análise de sensibilidade, pode se constatar que o modelo possui baixa variabilidade.

A reconfiguração de rede tem se mostrado no cenário atual como uma valiosa ferramenta utilizada para operação da rede de distribuição, alterando sua configuração conforme necessidade operacional, melhorando seu desempenho. A possibilidade de implantação de sistemas de reconfiguração vem aumentando dentro das concessionárias a medida que novos equipamentos telecomandados vêm sendo instalados, novos sistemas de controle e supervisão são desenvolvidos e o monitoramento em tempo real dos equipamentos vem se tornando uma realidade dentro das distribuidoras.

A utilização da análise multicritério busca melhorar o nível de confiabilidade do sistema no processo do desenvolvimento de melhores formas de reconfigurar os alimentadores pertencentes a subestação. A possibilidade de inserir vários critérios, principalmente aqueles que atendam às necessidades das áreas operacionais e de planejamento da concessionária, resultou em selecionar as manobras que apresentem os melhores resultados nos quesitos continuidade e qualidade na distribuição de energia elétrica.

O problema de reconfiguração de rede foi solucionado a partir da priorização das manobras de cada alimentador, enumerando as melhores possibilidades de reconfiguração através dos índices específicos que impactam diretamente na qualidade e confiabilidade do sistema de distribuição. Os cenários apresentados não utilizaram nenhuma forma de compensação para aumento nos níveis de tensão ou diminuir as perdas no decorrer dos circuitos. Foi priorizado, para todos os cenários, garantir a continuidade no fornecimento de energia elétrica, mesmo que em algumas situações, os níveis de tensão apresentaram valores abaixo do ideal. Os decisores,

profissionais na área de planejamento e operação do sistema de distribuição, optaram por garantir que o sistema fosse plenamente alimentado, garantir o fornecimento ao maior número possível de consumidores, e que essa premissa se sobreponha aos demais índices de acompanhamento.

Fazendo um comparativo com as manobras que a concessionária considera como cenário ideal de remanejamento dos circuitos, o modelo apresentou um ganho significativo em todos os critérios utilizados, melhorando o sistema em todos os índices estudados. Além da construção da melhor arquitetura de reconfiguração para a SE/A, foi possível descrever as melhores condições de remanejamento de forma individual de cada circuito.

Nesse contexto, o objetivo geral do estudo, que foi propor um modelo baseado em um sistema de reconfiguração a partir da utilização de uma análise multicritério foi atingido com a apresentação da melhora no desempenho dos índices de qualidade e confiabilidade após a aplicação do modelo e comparados com os procedimentos utilizados atualmente pela concessionária. Para alcançar o objetivo principal, todos os objetivos específicos foram atendidos da seguinte forma:

- Para determinar a melhor topologia das redes de distribuição considerando diferentes cenários de operação, foi desenvolvido um estudo de cada circuito de forma isolada, verificando as opções de manobra e dentre essas possibilidades, através da matriz de avaliação e da utilização do PROMETHEE, quais as manobras que resultam nas melhores condições para o sistema. Após conhecidas as melhores alternativas por alimentador, pode-se chegar ao cenário ideal para reconfiguração da SE/A;
- Para fazer a análise das demandas dos circuitos e buscar melhorar os índices de qualidade de energia, foram consultados os dados em tempo real dos circuitos e utilizados programas específicos para calcular cada um dos desses índices, conforme determina o manual da ANEEL. Com o resultado dos cálculos, foi possível através da matriz de avaliação e do PROMETHEE, selecionar os melhores índices de qualidade para desenvolver a nova topologia;
- A avaliação dos critérios de reconfiguração foi executada por decisores de áreas de planejamento e operação, com o objetivo de atender as

necessidades que um sistema baseado em reconfiguração apresenta. Cada um dos critérios utilizados para fazer parte do modelo foi estudado até que se chegasse aos que realmente contribuíssem para utilização na seleção dos melhores cenários para a rede de distribuição;

- Os resultados após a utilização da análise multicritério foram avaliados comparando os resultados do estudo com as condições utilizadas pela concessionária atualmente. A melhora no desempenho do sistema foi representada no fim do capítulo 7 com um quadro analisando cada item de forma separada;
- O modelo proposto foi aplicado e teve resultado satisfatório para apresentar uma metodologia baseada em reconfiguração. Foi possível verificar a eficácia do modelo quando comparados os resultados com o método utilizado pela concessionária e constatar uma grande melhora no desempenho do sistema;
- O modelo foi avaliado por meio de análise de sensibilidade apresentando ser um modelo robusto, mesmo depois da variação dos principais critérios, não houve alteração na seleção da ordem das manobras.

O tema abordado pelo trabalho é apenas uma etapa do processo de desenvolvimento de sistemas baseados em reconfiguração. A melhora e evolução dos ciclos dispostos na metodologia, poderão servir como base para integrar um sistema de gerenciamento automático utilizado na reconfiguração de redes de distribuição, a partir de equipamentos telecomandados, em tempo real e com atuação de forma autônoma. A sistemática aplicada nessa dissertação teve o foco de desenvolver um modelo de seleção de reconfiguração através da análise multicritério, evoluindo cada etapa do processo baseado nos dados da concessionária. Vale lembrar, que os métodos multicritério são ferramentas que não apresentam uma solução ótima para os problemas estudados, mas uma solução lógica relacionando critérios e preferência dos decisores envolvidos.

8.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O modelo apresentado nessa dissertação pode sofrer variação e implementação nos critérios dependendo dos objetivos da concessionária. Além do aprimoramento para utilização em trabalhos similares, outra possibilidade é utilizar o

modelo explorando as funcionalidades de automação de redes de distribuição e com gerenciamento automático de reconfiguração.

O modelo pode ser sistematizado e incorporado aos supervisórios utilizados pelas concessionárias para integração com os equipamentos automatizados. Existe a possibilidade de se explorar mais os aspectos que envolvem a integração entre equipamentos e *softwares*, utilizando toda modelagem para executar a reconfiguração em tempo real.

REFERÊNCIAS

ABRADEE; Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://redesinteligentesbrasil.org.br/projetos-piloto-brasil.html>>, acesso em abril de 2015.

ALCÂNTARA, M. V. P. **Desafios tecnológicos e regulatórios em rede inteligente no Brasil**. Revista O Setor Elétrico. Edição 66, julho de 2011. Disponível em: http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed66_fasc_smart_grid_cap2.pdf.

ALHAJRI, M. F.; EL-HAWARY, M. E. **Exploiting the Radial Distribution Structure in Developing a Fast and Flexible Radial Power Flow for Unbalanced Three-Phase Networks**. In IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 1, pp. 378-389, Jan. 2010. Doi: 10.1109/TPWRD.2009.2021039.

ALMEIDA, A. T. **Processo de decisão nas organizações: construindo modelos de decisão multicritério**. São Paulo, Atlas, 2013.

ANDERSON, R. N.; BOULANGER, A.; POWELL, W. B.; SCOTT, W. **Adaptive Stochastic Control for the Smart Grid**. in *Proceedings of the IEEE*, vol.99, no.6, pp.1098-1115, June 2011. doi: 10.1109/JPROC.2011.2109671.

ANEEL; Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_4_1.htm>, acesso em abril de 2015.

ANEEL; Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_revisao_2.pdf>, acesso em setembro de 2015.

ANEEL; Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo7_Revisao_4-2_.pdf>, acesso em setembro de 2015.

ANEEL; Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_6_Retifica%C3%A7%C3%A3o_1.pdf>, acesso em setembro de 2015.

ANEEL; Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 414/2010: Limites e Condições para Participação dos Agentes Econômicos nas Atividades do Setor de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres2000278.pdf>>, acesso em setembro de 2015.

ANEEL; Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Aneel 278/2000:** Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/REN_414_2010_atual_REN_499_2012.pdf, acesso em março de 2015.

BEHZADIAN, M.; KAZEMZADEH, R. B.; ALBADVI, A.; AGHDASI, M. **PROMETHEE: A comprehensive literature review on methodologies and applications.** European Journal of Operational Research, Volume 200, Issue 1, 1 January 2010, Pages 198-215, ISSN 0377-2217. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2009.01.021>.

BERNARDO, A.; SILVA, N.; CARRAPATOSO, A.; OCKWELL, G. **Preventive Assessment for Combined Control Centre and Substation-Centric Self Healing Strategies**, CIRED Frankfurt, 2011.

BERNARDON, D. P.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R.; GARCIA, V.J.; SPERANDIO, M.; LOPES, G.S. **Smart grid concepts applied to self healing in distribution system.** Power Engineering Conference (UPEC), 2014 49th International Universities, vol., no., pp.1,6, 2-5 Sept. 2014 doi: 10.1109/UPEC.2014.6934588.

BISWAS, M.; AZIM, M.; SAHA, T.; ZOBAYER, U.; URMI M. **Towards Implementation of Smart Grid: An Updated Review on Electrical Energy Storage Systems.** Smart Grid and Renewable Energy, Vol. 4 No. 1, 2013, pp. 122-132. doi: 10.4236/sgre.2013.41015.

BORGES, T. T. **Restabelecimento de Sistemas de Distribuição Utilizando Fluxo de Potência Ótimo.** 384 f. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

BRANS, J. P. **Ethics and Decision.** European Journal of Operational Research. V. 136, p.340-352, 2002.

BRANS, J.; VINCKE, P.; MARESCHAL, B. **How to select and how to rank projects: The PROMETHEE method.** European Journal of Operational Research. V.24, p. 228-238, 1986.

BRANS, J.; MARESCHAL, B. The PROMETHEE methods. In: FIGUEIRA, J.; GRECO, S.; EHRGOTT, M. **Multiple criteria decision analysis: state of the art surveys.** New York: Springer, 2005. Cap. 5, p. 163-195.

CAVALCANTE, P. L.; LÓPEZ, J. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; GARCIA, A. V.; MALVEIRA, M. R. R.; MARTINS, L. L.; DIREITO, C. M. **Centralized Self-Healing Scheme for Electrical Distribution Systems.** in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 145-155, Jan. 2016. doi: 10.1109/TSG.2015.2454436.

CLASTRES, C. **Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives.** Energy Policy, Volume 39, Issue 9, September 2011, Pages 5399-5408, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.024>.

COLAK, I.; BAYINDIR, R.; FULLI, G.; TEKIN, I.; DEMIRTAS, K.; COVRIG, C. F. **Smart grid opportunities and applications in Turkey.** Renewable and Sustainable

Energy Reviews, Volume 33, May 2014, Pages 344-352, ISSN 1364-0321, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.009>.

COLSON, C. M.; NEHRIR, M. H. **Algorithms for Distributed Decision-Making for Multi-agent Microgrid Power Management.** Proceedings of Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, 24-29 July 2011, pp.1-8.

DEPURU, S. S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V. **Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15, Issue 6, August 2011, Pages 2736-2742, ISSN 1364-0321. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.039>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111000876>.

DONGLI, J.; XIAOLI, M.; XIAOHUI, S. **Study on technology system of self-healing control in smart distribution grid.** *Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on*, vol.1, no., pp.26-30, 16-20 Oct. 2011
doi:10.1109/APAP.2011.6180379.

FADAEENEJAD, M.; SABERIAN, A. M.; FADAEI, M. A. M.; RADZI, H.; HIZAM, M. Z. A.; ABKADIR. **The present and future of smart power grid in developing countries.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 29, January 2014, Pages 828-834, ISSN 1364-0321, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.072>.

FERREIRA, F. L. **Metodologia para reconfiguração de redes de distribuição trifásicas assimétricas e não balanceadas com geração distribuída.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

FERREIRA, L. R.; SIEBERT, L. C.; AYALA, H.; AOKI, A. R.; DIREITO, L. C. M. **Solução de problema de Self Healing para redes de distribuição radiais através de otimização via algoritmo genético.** XI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente. Fortaleza, 2013. Disponível em: <<http://www.sbai2013.ufc.br/pdfs/5997.pdf>>, acesso em maio de 2015.

GARRIDO, J. **Sistemas Energéticos para o Sector Edifícios em Portugal: Sustentabilidade e Potencial de Inovação.** Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia do Ambiente. Universidade Nova de Lisboa, 2008.

GERS, J. M.; HOLMES, E. J. **Protection of Electricity Distribution Networks.** 2ª Editora: IET. London, United Kingdom, 2005.

GILL, H. M. **Smart Grid Distribution Automation for Public Power.** In Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES. pp. 1-4, 2010.

GIULIANO, G. **Multicritéria Method for Transportation Investment Planning.** Transportation Research, v. 19, n. 1, p. 29-41, 1985.

GOMES, C. F. S.; GOMES, L. F. A. M. **A função de decisão multicritério. Parte I: Dos conceitos básicos à modelagem multicritério.** Revista do Mestrado em Administração e Desenvolvimento Empresarial, v. 2, n. 3, 2007.

GOVINDAN, K.; JEPSEN, B. **ELECTRE: A comprehensive literature review on methodologies and applications**. European Journal of Operational Research, Volume 250, Issue 1, 1 April 2016, Pages 1-29, ISSN 0377-2217, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2015.07.019>.

GRUPTA, R.; JHA, D. K.; YADAV, V. K.; KUMAR, S. **A Multi-Agent Framework for Operation of a Smart Grid**. In Proc. of Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC 2013), July 12-14, Beijing, China.

HOSSAIN, M. S.; MADLOOL, N. A.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J.; PANDEY, A. K.; KHAN, A. F. **Role of smart grid in renewable energy: An overview (2016)**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60, pp. 1168-1184. <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84961672296&partnerID=40&md5=1c14696c8e8a16e4e262e111cf1fc193>. DOI: 10.1016/j.rser.2015.09.098.

IEC; International Electrotechnical Commission - **IEC Global Standards for Smart Grids**. Disponível em: <<http://www.iec.ch/zone/smartgrid>>, acesso em outubro de 2014.

JIANHUA, Z.; YUE, Y.; RONG, S.; SHOUXIANG, W. **Switch configuration optimization meeting the requirement of self-healing**. Electricity Distribution (CICED), 2014 China International Conference on , vol., no., pp.1524-1528, 23-26 Sept. 2014
doi: 10.1109/CICED.2014.6991960.

KAEWMANEE, J.; SIRISUMRANNUKUL, S. **Multiobjective service restoration in distribution system using fuzzy decision algorithm and node-depth encoding**. In: 8th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, pp. 893 – 896, Isan, Thailand, 2011.

KAGAN, N. *et al.* **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação**. 1ª edição. Rio de Janeiro. Synergia: iABRADEE; Brasília: ANEEL, 2013.

KALANTAR, M.; DASHTI, R.; DASHTI, R. **Combination of network reconfiguration and capacitor placement for loss reduction in distribution system with based genetic algorithm**. In: Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference (UPEC '06), v. 1, pp. 308-312, Newcastle upon Tyne, UK, 2006.

KLEINBERG, M. R.; MIU, K.; CHIANG, H. D. **Improving Service Restoration of Power Distribution Systems Through Load Curtailment of InService Customers**. IEEE Transactions on Power Systems, v.26, n.3 (Aug), pp. 1110 – 1117, 2011.

LEÃO, R. P. S. **GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Federal do Ceará, 2011.

LEITE, C. T. C. **VI Fórum Latino Americano de Smart Grid: Estratégia e Tecnologias de Transformação do Negócio**. Disponível em:

http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2013/apresentacao/claudio_tadeu_correa_leite.pdf.

LI, F.; QIAO, W.; SUN, H.; WAN, H.; WANG, J.; XIA, Y.; XU, Z.; ZHANG, P. **Smart Transmission Grid: Vision and Framework**. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 1, No.2, September 2010.

LIANG, H.; CHOI, B. J.; ZHUANG, W.; SHEN, X.; AWAD, A. S. A. **Multi-agent Coordination in Micro grids via Wireless Network**. Proceedings of IEEE Conference on Wireless Communications, June 2012, pp. 14-22.

LIMA, C. A. F. **Revolução Tecnológica na Indústria de Energia Elétrica com Smart Grid, Suas Consequências, e Possibilidades para o Mercado Consumidor Residencial Brasileiro**. Tese de Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos. Universidade Estadual de Campinas, 2012.

LIN, W. M.; CHENG, F. S.; TSAY, M. T. **Distribution feeder reconfiguration with refined genetic algorithm**. In IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 147, no. 6, pp. 349-354, Nov 2000. doi: 10.1049/ip-gtd:20000715.

LIU, L.; ZHAO X. **Study on Self Healing Control Strategy of Smart Distribution Network**. IEEE PES *Innovative Smart Grid Technologies*, Tianjin, 2012, pp. 1-3. Doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303311.

LONGE, O. M.; OUAHADA, K.; FERREIRA, H. C.; CHINNAPPEN, S. **Renewable Energy Sources microgrid design for rural area in South Africa**. Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2014 IEEE PES , vol., no., pp.1,5, 19-22 Feb. 2014 doi: 10.1109/ISGT.2014.6816378.

LOTFIPOUR, A.; AFRAKHTE, H. **A discrete Teaching–Learning–Based Optimization algorithm to solve distribution system reconfiguration in presence of distributed generation**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 82, November 2016, Pages 264-273, ISSN 0142-0615, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.03.009>.

MCTI; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. **Workshop avalia cenário das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil**. Disponível em: <http://www.mcti.gov.br/c/journal/view_article_content?cmd=view&groupId=10179&articleId=88998&version=1.0>, acesso em março de 2015.

MELLO, A. P.; BERNARDON, D. P.; PFITSCHER, L. L.; SPERANDIO, M.; TOLLER, B. B.; RAMOS, M. **Intelligent system for multivariable reconfiguration of distribution networks**, Innovative *Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)*, 2013 IEEE PES Conference On, vol., no., pp.1,6, 15-17 April 2013. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6554380&isnumber=6554355>.

McDERMOTT, T. E.; DREZGA, I.; BROADWATER, R. P. **A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration**. In IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 2, pp. 478-483, May 1999. Doi: 10.1109/59.761869.

MEKIC, F.; WANG Z.; DONDE, V.; YANG F. **Distributed automation for back-feed network power restoration.** In: 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp. 1-7, College Station, Texas, USA, 2009.

MELLO, A. P. **Reconfiguração de Redes de Distribuição Considerando Multivariáveis e Geração Distribuída.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal da Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Rio Grande do Sul, 2014.

MIAO, X.; ZHANG K.; TIAN S.; LI J.; YIN S.; ZHAO Z. **Information Communication System Supporting Smart Grid [J].** Power System Technology. 2009,33(17):8-13.

MICELI, R.; FAVUZZA, S.; GENDUSO, F. **A Perspective on the Future of Distribution: Smart Grids, State of the Art, Benefits and Research Plans.** Energy and Power Engineering, Vol. 5 No. 1, 2013, pp. 36-42. Doi:10.4236/epe.2013.51005..

MME; Ministério das Minas e Energia. **Relatório Smart Grid. Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes.** Brasília: 2010.

MOREIRA, R. M. M. **Análise Técnico Econômica de Estratégias de Self Healing em Smart Grids.** Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Faculdade de Engenharia da Universidade de Porto, 2011.

NASIR, S.; TAIMOOR, M.; GUL, H.; ALI, A.; KHAN, M.J. **Optimization of Decision Making in CBR Based Self Healing Systems.** Frontiers of Information Technology (FIT), 2012 10th International Conference on, vol., no., pp.68,72, 17-19 Dec. 2012 doi: 10.1109/FIT.2012.21.

OHARA, A. T. **Sistema de Recomposição Automática de Redes de Distribuição – A aplicação do conceito de Self Healing.** IN: Anais do VI CIERTEC 2009 - Seminário Internacional sobre Smart Grid em Sistemas de Distribuição e Transmissão de Energia Elétrica. Belo Horizonte, Minas Gerais: 2009.

OLIVEIRA, L. W. **Reconfiguração e alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição.** Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2009.

OLIVEIRA, M. E.; OCHOA, L. F.; FELTRIN, A. P. MANTOVANI, J. R. S. **Network reconfiguration and loss allocation for distribution systems with distributed generation.** Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES, 2004, pp. 206-211. doi: 10.1109/TDC.2004.1432379.

PFITSCHER, L. L. **Reconfiguração Automática das Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Monitoramento em Tempo Real.** Tese de Doutorado. Universidade Federal da Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Rio Grande do Sul, 2013.

PFITSCHER, L. L.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; MONTAGNER, V. F.; GARCIA, V. J.; ABAIDE, A. R. **Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time.** Electric Power Systems Research, v. 97, p. 84-92, 2013.

RAJU, G. K. V.; BIJWE, P. R. **An Efficient Algorithm for Minimum Loss Reconfiguration of Distribution System Based on Sensitivity and Heuristics.** In IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 3, pp. 1280-1287, Aug. 2008. doi: 10.1109/TPWRS.2008.926084.

RIBEIRO, C. L. **Aspectos institucionais para o *Smart Grid* no Brasil: Riscos, oportunidades e desafios regulatórios.** Núcleo de direito setorial e regulatório. Brasília: UnB, 2011.

ROY, B.; VINCKE, P. **Multicriteria analysis: survey and new directions.** European Journal of Operational Research, v. 8, n. 3, p. 207-218, 1981.

ROY, B. **Methodologie multicritere d'Aide a la decision.** Paris: Economica, 1985.

ROY, B. **Multicriteria Methodology for Decision Aiding.** London: Kluwer Academic Publishers, 1996.

ROY, B.; STOWINSKI R. **Questions guiding the choice of a multicriteria decision aiding method.** Euro Journal on Decision Processes, June 2013, Volume 1, Issue 1, pp 69-97.

ROY, B.; VANDERPOOTEN, D. **An overview on The European school of MCDA: Emergence, basic features and current works.** European Journal of Operational Research, v. 99, n. 1, p. 26-27, may. 1997.

SALES, C.; MONTEIRO, E. M.; HOCHSTETLER, R. L. **Qualidade do fornecimento de energia elétrica: confiabilidade, conformidade e presteza.** Revista GTD, novembro de 2014.

SCHETTINO, S. **Smart Grid: tendências de sua implantação no Brasil.** 1ª edição. Curitiba. Appris, 2014.

SILVA, N. **Smart Grid Solutions and current projects deployment: InovGrid Project", Retele electrice inteligente - SMART GRID.** Solutii de finantare a investitiilor Bran, Romania, 2010.

SILVA, N. *et al.* **New Approach to Self Healing on the Context of Smart Grids,** PowerGrid Europe, Amsterdam, junho 2010.

SINGH, S.; GHOSE, T. **Improved radial load flow method.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 44, Issue 1, January 2013, Pages 721-727, ISSN 0142-0615, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.08.005>.

SIOHANSI, F. **Smart grids: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy.** 1st Edition, Academic Press, 2011.

SULTANA, U.; KHAIRUDDIN, A. B.; MOKHTAR, A. S.; ZAREEN, N.; SULTANA, B. **Grey wolf optimizer based placement and sizing of multiple distributed generation in the distribution system.** Energy, Volume 111, 15 September 2016, Pages 525-536, ISSN 0360-5442, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.128>.

TOLEDO, F. *et al.* **Desvendando as redes elétricas inteligentes** / coordenação geral Fabio Toledo. Rio de Janeiro: Brasport, 2012.

VINCKE, P. **Multicriteria decision-aid**. New York: John Wiley, 1992.

WADE, N. S.; TAYLOR, P. C.; LANG, P. D.; JONES, P. R. **Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid**. *Energy Policy*, Volume 38, Issue 11, November 2010, Pages 7180-7188, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.07.045>.

WANG, H.; WANG, X.; YU, Q. **Optimal Self-Healing of Service-Oriented Systems with Incomplete Information**. *2013 IEEE International Congress on Big Data*, Santa Clara, CA, 2013, pp. 227-234.
doi: 10.1109/BigData.Congress.2013.38.

YANG M.; WANG C. **Survey for Optimal PMU Allocation in Power System**. *Proceedings of the CSU-EPSCA*, 2007, 19(2):85-92.

ZHU, M.; LI, M. **The study of distribution grid distributed self-healing under dynamic operating modes**. *Electricity Distribution (CICED), 2012 China International Conference on*, vol., no., pp.1-4, 10-14 Sept. 2012
doi: 10.1109/CICED.2012.6508718.