

Jáder de Alencar Vasconcelos

**Alocação Otimizada de Dispositivos Indicadores de Falta em
Linhas Aéreas de Distribuição utilizando Busca em Vizinhança
Variável**

Goiânia

2017

**TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS
DE TESES E
DISSERTAÇÕES NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

1. Identificação do material bibliográfico: **Dissertação** **Tese**

2. Identificação da Tese ou Dissertação:

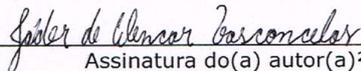
Nome completo do autor: JÁDER DE ALENCAR VASCONCELOS

Título do trabalho: ALOCÇÃO OTIMIZADA DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTAS EM LINHAS
AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL

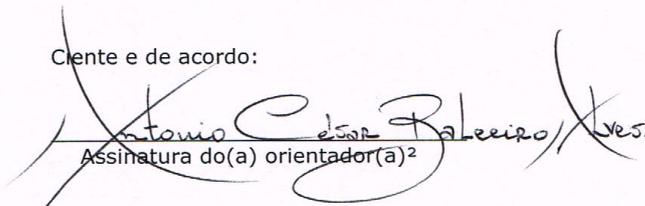
3. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento **SIM** **NÃO**¹

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF da tese ou dissertação.


Assinatura do(a) autor(a)²

Ciente e de acordo:


Assinatura do(a) orientador(a)²

Data: 09 / 06 / 17

¹ Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente
- Submissão de artigo em revista científica
- Publicação como capítulo de livro
- Publicação da dissertação/tese em livro

²A assinatura deve ser escaneada.

Jáder de Alencar Vasconcelos

**Alocação Otimizada de Dispositivos Indicadores de Falta em
Linhas Aéreas de Distribuição utilizando Busca em Vizinhança
Variável**

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

Universidade Federal de Goiás
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação

Orientador: Prof. Dr. Antônio César Baleeiro Alves

Goiânia
2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Vasconcelos, Jáder de Alencar
Alocação Otimizada de Dispositivos Indicadores de Faltas em Linhas Aéreas de Distribuição utilizando Busca em Vizinhança Variável [manuscrito] / Jáder de Alencar Vasconcelos. - 2017.
CXLVII, 147 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Antônio César Baleeiro Alves.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2017.

Bibliografia. Apêndice.

1. Qualidade do Serviço. 2. Distribuição de Energia Elétrica. 3. Variable Neighborhood Search. 4. Indicadores de Continuidade. 5. Dispositivos Indicadores de Falta. I. Alves, Antônio César Baleeiro, orient. II. Título.

CDU 621.3



Ata de Defesa de Dissertação de Mestrado

Ata da sessão de julgamento da Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação, área de concentração Engenharia Elétrica, do candidato **JÁDER DE ALENCAR VASCONCELOS** realizada em 30 de maio de 2017.

Aos trinta dias do mês de maio de dois mil e dezessete, às 09:00 horas, na sala Caryocar Brasiliensis nas dependências da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Universidade Federal de Goiás (UFG), reuniram-se os seguintes membros da Comissão Examinadora designada pela Coordenadoria do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação: os Doutores Antônio César Baleeiro Alves – Orientador (EMC/UFG), Flávio José de Oliveira Morais - UNESP-Tupã- SP e Leonardo da Cunha Brito – EMC/UFG, para julgar a Dissertação de Mestrado de **JÁDER DE ALENCAR VASCONCELOS**, intitulada "**Alocação Otimizada de Dispositivos Indicadores de Falta em Linhas Aéreas de Distribuição Utilizando Busca em Vizinhaça Variável**", apresentada pelo candidato como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre, em conformidade com a regulamentação em vigor. O Professor Doutor Antônio César Baleeiro Alves, Presidente da Comissão, abriu a sessão e apresentou o candidato que discorreu sobre seu trabalho, após o que, foi arguido pelos membros da Comissão na seguinte ordem: Prof. Dr. Flávio José de Oliveira Morais e Prof. Dr. Leonardo da Cunha Brito. A parte pública da sessão foi então encerrada e a Comissão Examinadora reuniu-se em sessão reservada para deliberar. A Comissão julgou então que o candidato, tendo demonstrado conhecimento suficiente, capacidade de sistematização e argumentação sobre o tema de sua Dissertação, foi considerado **aprovado** e deve satisfazer as exigências listadas na Folha de Modificação, em anexo a esta Ata, no prazo máximo de 60 dias, ficando o professor orientador responsável por atestar o cumprimento dessas exigências. Os membros da Comissão Examinadora descreveram as justificativas para tal avaliação em suas respectivas Folhas de Avaliação, anexas a esta Ata. Nada mais havendo a tratar, o presidente da Comissão declarou encerrada a sessão. Nos termos do Regulamento Geral dos Cursos de Pós-graduação desta Universidade, a presente Ata foi lavrada, lida e, julgada conforme, segue assinada pelos membros da Comissão supracitados e pelo candidato. Goiânia, 30 de maio de 2017.

Comissão Examinadora designada:

Antonio Cesar Baleeiro Alves
Prof. Dr. Antônio César Baleeiro Alves – Orientador (EMC/UFG) (Avaliação: Aprovado)

Flavio Jose de Oliveira Morais
Prof. Dr. Flávio José de Oliveira Morais - UNESP-Tupã- SP (Avaliação: Aprovado)

Leonardo da Cunha Brito
Prof. Dr. Leonardo da Cunha Brito – EMC/UFG (Avaliação: Aprovado)

Prof. Dr. Luis Gustavo Wesz da Silva – IFG- Itumbiara (Avaliação: _____)

Prof. Dr. Enes Gonçalves Marra – EMC/UFG (Avaliação: _____)

Candidato

Jader de Alencar Vasconcelos
JÁDER DE ALENCAR VASCONCELOS

Jáder de Alencar Vasconcelos

**Alocação Otimizada de Dispositivos Indicadores de Falta em
Linhas Aéreas de Distribuição utilizando Busca em Vizinhança
Variável**

Dissertação defendida e aprovada pela banca examinadora constituída pelos senhores

Prof. Dr. Antônio César Baleeiro Alves (EMC/UFG), Orientador e Presidente

Prof. Dr. Flávio José de Oliveira Morais (UNESP/Faculdade de Ciências e Engenharia -
Campus de Tupã-SP), Membro Externo

Prof. Dr. Leonardo da Cunha Brito (EMC/UFG), Membro Interno

Goiânia

2017

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação da EMC/UFG, pela oportunidade de realização deste trabalho.

Ao prof. Dr. Luis Gustavo Wesz da Silva, do IFG/Itumbiara-GO pelas sugestões e discussões que muito auxiliaram no desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu orientador pelo auxílio na revisão deste trabalho e na construção do meu conhecimento.

Aos meus pais, pelo incentivo e apoio durante o programa de mestrado.

À CAPES pela provisão da bolsa.

RESUMO

As redes de distribuição de energia elétrica estão constantemente sujeitas a contingências que podem levar à interrupção do fornecimento, trazendo transtornos aos consumidores da energia elétrica e potencializando os custos de ressarcimento por violação dos indicadores individuais de continuidade. Nesse contexto, os Dispositivos Indicadores de Falta (IFs) têm se mostrado uma alternativa promissora para melhorar a Qualidade do Serviço. Como a utilização desses equipamentos exige investimentos consideráveis, o emprego de IFs em trechos arbitrários da rede é proibitivo, tornando necessário o desenvolvimento de uma metodologia para a alocação ótima destes dispositivos. Nesse sentido, entende-se que uma boa metodologia deve minimizar o tempo médio de deslocamento das equipes de manutenção até os locais dos defeitos, implicando na redução significativa dos demais indicadores dependentes deste tempo, em especial a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*DEC*). Tendo isso em vista, a principal contribuição desta dissertação consiste na implementação de uma meta-heurística *Variable Neighborhood Search* (VNS), a fim de determinar as posições para instalação dos IFs, de modo a reduzir ao máximo a estimativa do *DEC*. Na metodologia desenvolvida, as posições (trechos) de rede escolhidos contemplam tanto o tronco principal quanto os ramais, além de considerar a influência de outros dispositivos de proteção na rede. Somado a isso, a estimativa do tempo médio de busca na presença desses dispositivos considera as taxas de falha e comprimentos dos trechos, estendendo as estimativas realizadas em outros trabalhos. Os resultados, obtidos para um alimentador real, em grande parte das situações estudadas, levaram à alocação de IFs em trechos de ramais, trazendo uma redução mais significativa nos indicadores de Qualidade do Serviço e demonstrando a eficácia da metodologia proposta.

Palavras-chave: Qualidade do Serviço. Distribuição de Energia Elétrica. Dispositivos Indicadores de Falta. *Variable Neighborhood Search*. Indicadores de continuidade.

ABSTRACT

Electricity distribution networks are constantly subject to contingencies that can lead to interruption of supply, bringing disruption to consumers of electric energy and increasing the cost of compensation for violation of individual indicators of continuity. In this context, Fault Indicator Devices (FIDs) have been shown to be a promising alternative to improve Quality of Service. As the use of these equipments requires considerable investments, the use of FIDs in arbitrary stretches of the network is prohibitive, making necessary the development of a methodology for the optimal allocation of these devices. In this sense, it is understood that a good methodology should minimize the average time of displacement of the maintenance teams to the locations of the defects, implying in the significant reduction of the other indicators dependent on this time, especially the Equivalent Duration of Interruption per Consumer Unit (EDCI). The main contribution of this dissertation is the implementation of a meta-heuristic Variable Neighborhood Search (VNS), in order to determine the positions for the installation of the FIDs, in order to reduce to the maximum the EDCI estimation. In the methodology developed, the chosen network positions (sections) contemplate both the main trunk and the extensions, in addition to considering the influence of other protection devices in the network. In addition, the estimation of the average search time in the presence of these devices considers the failure rates and lengths of the stretches, extending the estimates made in other works. The results, obtained for a real feeder, in most of the studied situations, led to the allocation of FIDs in sections of branches, bringing a more significant reduction in the Quality of Service indicators and demonstrating the effectiveness of the proposed methodology.

Key words: Quality of Service. Distribution of Electric Energy. Fault Indicator Devices. Search in Variable Neighborhood.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	19
1.1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
1.2. CONTRIBUIÇÕES DESTA DISSERTAÇÃO	23
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	24
CAPÍTULO 2: DISTRIBUIÇÃO E QUALIDADE NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	25
2.1 INTRODUÇÃO	25
2.2 CARACTERÍSTICAS DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM TENSÃO PRIMÁRIA	26
2.2.1 CONFIGURAÇÕES.....	28
2.2.2 TENSÕES NOMINAIS.....	31
2.2.3 SUBESTAÇÕES	32
2.2.4 CARGAS	34
2.3 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	35
2.3.1 CONTROLE E SUPERVISÃO	36
2.3.2 FILOSOFIAS DE PROTEÇÃO	36
2.3.3 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE.....	37
2.3.4 FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	40
2.4 QUALIDADE NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	41
2.4.1 REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO.....	42
2.4.2 INDICADORES DE TEMPO	44
2.4.3 INDICADORES DE CONTINUIDADE	47
2.4.4 PENALIDADES.....	51
2.4.5 AVALIAÇÃO DA CONTINUIDADE A POSTERIORI E A PRIORI.....	54
CAPÍTULO 3: DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA	59
3.1 HISTÓRICO	59
3.2 CARACTERÍSTICAS E FUNCIONAMENTO	60
3.3 TECNOLOGIA.....	62
3.3.1 INDICAÇÃO DA FALTA E REARME	63
3.3.2 FONTE DE ALIMENTAÇÃO.....	64
3.3.3 PARÂMETROS DE AJUSTE	64
3.3.4 INDICAÇÃO REMOTA.....	65
3.4 TIPOS DISPONÍVEIS.....	67
3.4.1 INDICADORES DE FALTA INSTALADOS NOS CONDUTORES.....	67
3.4.2 INDICADORES DE FALTA INSTALADOS NOS POSTES	68
3.5 FABRICANTES	69
3.6 ALOCAÇÃO DE INDICADORES DE FALTA	70
CAPÍTULO 4: ALOCAÇÃO DE INDICADORES DE FALTA COM APLICAÇÃO DA META-HEURÍSTICA DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL	73
4.1. INTRODUÇÃO	73
4.2. FORMULAÇÃO E MODELAGEM	74
4.2.1 CONVENÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DE IF	75
4.2.1 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS IFS NO CÁLCULO DO DEC	75
4.2.2 MODELAGEM DA REDE	77
4.2.3 MODELO MATEMÁTICO DO PAIF	78
4.3. MÉTODOS DE SOLUÇÃO	79
4.3.1 MÉTODOS APROXIMADOS	80

4.4 VNS APLICADO AO PAIF	86
4.4.1 CONJUNTO DE k_{max} VIZINHANÇAS	87
4.4.2 FUNÇÃO-OBJETIVO	88
4.4.3 CRITÉRIO DE PARADA	88
4.4.4 DIAGRAMA DE BLOCOS DA IMPLEMENTAÇÃO	88
CAPÍTULO 5: TESTES E RESULTADOS.....	91
5.1. DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS E CONSTANTES DA REDE	94
5.2. ESTUDO DE CASO 1: SISTEMA S2 SEM RELIGADOR	95
5.2.1 SOLUÇÕES DO PAIF PARA O CASO 1	97
5.2.2 DISCUSSÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS PARA O CASO 1	110
5.3 ESTUDO DE CASO 2: SISTEMA S2 COM RELIGADOR	114
5.3.1 SOLUÇÕES DO PAIF PARA O CASO 2	115
5.3.2 DISCUSSÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS PARA O CASO 2	127
CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	129
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	131
APÊNDICE A: ESTIMATIVA DOS INDICADORES DE QUALIDADE PARA S1 - SEM IFS	135
APÊNDICE B: ESTIMATIVA DOS INDICADORES DE QUALIDADE PARA S1 - 1 IF.	139
ANEXO A: GRAFO DO SISTEMA S2.....	145

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Simbologia dos principais dispositivos utilizados em redes de distribuição de energia elétrica.....	27
Figura 2: Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência.....	27
Figura 3: Representação unifilar da topologia radial simples.....	29
Figura 4: Representação unifilar da topologia radial com socorro.....	30
Figura 5: Representação unifilar da topologia primário seletivo.....	31
Figura 6: Diagrama esquemático de um sistema elétrico de potência.....	33
Figura 7: Diagrama simplificado de uma subestação e seus componentes.....	34
Figura 8: Sistema de distribuição radial com dispositivos de proteção.....	37
Figura 9: Esquema de proteção de disjuntores comandados por relés.....	40
Figura 10: Fluxograma do processo de apuração dos indicadores de tempo.....	46
Figura 11: Fluxograma do processo de apuração dos indicadores de continuidade.....	50
Figura 12: Valores das Compensações (2011 a 2016).....	53
Figura 13: Sistema hipotético S1 com dois dispositivos de proteção.....	56
Figura 14: Indicador de Falta SEL AR360.....	60
Figura 15: Sistema radial simples com a presença de um IF.....	61
Figura 16: Trecho de rede de distribuição radial.....	62
Figura 17: IF com bateria interna.....	64
Figura 18: Sistema de indicação remota.....	65
Figura 19: Sistema com IFs com indicação remota.....	66
Figura 20: IFs instalados nos condutores.....	68
Figura 21: Modelo de IF de poste.....	69
Figura 22: Padrão para alocação dos IFs.....	75
Figura 23: Ilustração de regiões e blocos de carga em alimentador.....	76
Figura 24: <i>VIF</i> com codificação direta.....	86
Figura 25: Alteração de <i>VIF</i> na primeira vizinhança.....	87
Figura 26: Alteração de <i>VIF</i> na segunda vizinhança.....	87
Figura 27: Diagrama de blocos do programa desenvolvido.....	89
Figura 28: Alimentador real da CELG D - Sistema S2.....	91
Figura 29: Sistema S2 sem religador - Alimentador da Celg D.....	92
Figura 30: Sistema S2 com religador - Alimentador da Celg D.....	92
Figura 31: Sistema S2 com destaque do tronco principal.....	96
Figura 32: <i>DECestimado</i> em função da distância à SE (percorrendo o tronco principal).....	96
Figura 33: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 1 IF.....	99
Figura 34: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 2 IF.....	101
Figura 35: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 3 IF.....	103
Figura 36: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 4 IF.....	105
Figura 37: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 5 IF.....	107
Figura 38: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 6 IF.....	109
Figura 39: Fluxo de caixa para 01 IF - Caso 1.....	112
Figura 40: Gráfico do VPL versus número de IFs.....	113
Figura 41: VPL para solução a melhor solução encontrada para 5 IFs.....	113
Figura 42: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 1 IF.....	115
Figura 43: Solução do PAIFF para o Caso 2 - 1 IF.....	116
Figura 44: Solução do PAIFF para o Caso 2 - 2 IF.....	118
Figura 45: Solução do PAIFF para o Caso 2 - 3 IF.....	120

Figura 46: Solução do PAIFF para o Caso 2 - 4 IF	122
Figura 47: Solução do PAIFF para o Caso 2- 5 IF	124
Figura 48: Solução do PAIFF para o Caso 2 - 6 IF	126
Figura 49: Gráfico do VPL versus número de IFs.....	127
Figura 50: VPL para a melhor solução encontrada com 3 IFs	128
Figura A.1: Sistema S1	135
Figura B.1: Sistema S1 com IF no trecho 2.....	140
Figura B.2: Sistema S2 com IF no trecho 3.....	141
Figura B.3: Sistema S2 com IF no trecho 4.....	143
Figura C.1: Grafo representativo do Sistema S2	145

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Compensações em nível nacional.....	53
Tabela 2: Principais fabricantes e modelos de IF	70
Tabela 3: Possibilidades para alocação dos IFs em S2.....	80
Tabela 4: Estimativa do tempo para solução do PAIIF por busca exaustiva	97
Tabela 5: Estimativa de custos e retorno financeiro para o Caso 1	112
Tabela 6: Estimativa de custos e retorno financeiro para o Caso 2.....	127
Tabela A.1: Dados de rede - Sistema S1	135
Tabela A.2: Dados de Carga - Sistema S1.....	136

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DGC	Desempenho Global de Continuidade
END	Energia Não Distribuída
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
IF	Dispositivo Indicador de Falhas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
VNS	Variable Neighborhood Search

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A tendência de crescimento populacional, aliada à evolução na produção e qualidade dos bens de consumo da sociedade contemporânea tornam cada vez mais crescente a demanda por energia elétrica. Devido a isso, é necessário um planejamento adequado no setor elétrico, a fim de garantir a continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Criada para regular o setor elétrico brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou suas atividades em 1997, tendo dentre suas atribuições a fiscalização dos serviços de energia elétrica. Em especial na distribuição, a avaliação da qualidade da energia elétrica fornecida pelas concessionárias passa pela observação da Qualidade do Produto, relacionada à forma de onda de tensão, e do Serviço, examinando a continuidade do fornecimento.

A regulamentação e fiscalização no fornecimento de energia elétrica levou à criação de indicadores, que buscam avaliar quantitativamente o desempenho das concessionárias. Considerando-se a Qualidade do Serviço, são de relevante importância os indicadores coletivos de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*DEC*) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*FEC*) que, respectivamente, estão relacionados a duração e frequência média de interrupção em um conjunto de consumidores, além dos indicadores individuais de Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (*DIC*), Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (*FIC*) e de Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (*DMIC*), que avaliam a duração, frequência e duração máxima contínua de interrupção para cada consumidor de um conjunto.

Os indicadores coletivos dão origem, anualmente, ao Indicador de Desempenho Global de Continuidade - DGC, que visa avaliar o nível de continuidade de cada distribuidora na sua área de concessão, comparando-a com o das demais. Por outro lado, os indicadores individuais podem dar origem a compensações financeiras, pagas diretamente aos usuários pelas distribuidoras, caso sejam violados qualquer um dos limites mensal, trimestral e anual, estabelecidos pela ANEEL. A apuração desses indicadores, com a possibilidade de penalidades, tornam evidente a necessidade de crescentes investimentos que busquem melhorar a Qualidade do Serviço de fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras.

Tendo-se em vista a dependência dos indicadores mencionados em relação a duração de interrupção, esta se torna um fator preponderante na manutenção dos níveis de Qualidade do Serviço. A ANEEL (2015) estabelece que a duração da interrupção depende dos tempos de preparação da equipe de manutenção, de busca ou localização do defeito e de execução do reparo. Assim, é interessante que métodos, estudos e equipamentos sejam desenvolvidos para minimizar esses tempos, reduzindo diretamente os níveis dos indicadores.

Na distribuição, os dispositivos de manobra e proteção como chaves fusíveis e, principalmente, religadores, atuam isolando rapidamente os trechos com defeitos, o que contribui para redução de todos os indicadores individuais e coletivos. No entanto, o emprego desses dispositivos pode esbarrar em algumas limitações técnicas nos locais de instalação, como a corrente nominal e o fluxo de potência, a coordenação com as proteções já existentes, dentre outras, além, é claro, de limitações econômicas.

Como alternativas para redução do tempo médio de interrupção em alimentadores de distribuição foram desenvolvidos os dispositivos indicadores de falta (IF). Tais dispositivos atuam sinalizando a passagem de uma corrente de falta, com o objetivo de auxiliar a equipe de manutenção na localização mais rápida dos defeitos. A sinalização, em sua maioria, é feita com lâmpadas de LED de fácil visualização quando instalada em locais de fácil acesso. Esses dispositivos promovem assim uma diminuição no tempo médio de busca ou localização dos defeitos, mostrando-se bastante conveniente para os alimentadores do Brasil, que por sua vez apresentam grandes extensões. Vale ressaltar que, com a evolução tecnológica dos IFs, os mais modernos possibilitam reduzir até mesmo os tempos médios de preparação e execução, como será mostrado ao decorrer do trabalho.

Embora os IFs se apresentem como alternativa para ajudar a manter os indicadores de continuidade em níveis adequados, a utilização desses dispositivos em trechos arbitrários pode não trazer a redução esperada do tempo de localização dos defeitos, objetivo principal da utilização desses dispositivos. Sendo assim, é necessário desenvolver uma metodologia para o processo de alocação na rede, isto é, um método que indique a quantidade de IFs, bem como a posição dos mesmos nos alimentadores de distribuição. As soluções encontradas deverão trazer o melhor retorno possível para os recursos despendidos pela distribuidora, tanto em aspectos da continuidade do serviço como de retorno econômico.

O emprego de uma metodologia de alocação inteligente dos IFs deve ser consistente e abranger a maior quantidade de alimentadores. Nesse contexto, a proposta do presente trabalho é a implementação computacional de uma metodologia para alocação inteligente de IFs em alimentadores radiais de distribuição mediante o uso de uma meta-heurística de Busca

em Vizinhança Variável. Mais detalhes da metodologia utilizada, bem como a modelagem e solução do problema pelo uso da meta-heurística serão abordados nos capítulos seguintes.

A Seção 1.1 trata da revisão bibliográfica de trabalhos relacionados ao processo de alocação de IFs em redes de distribuição. Em seguida, a Seção 1.2 traz as principais contribuições dessa dissertação e a Seção 1.3 finaliza esse capítulo com a organização do texto.

Convém aqui ressaltar que, para os propósitos desta dissertação, distinguem-se os conceitos entre barras e nós, que são termos usuais em estudos de sistemas elétricos. Em sistemas de energia elétrica, em geral, barras ou barramentos são estruturas físicas existentes em subestações de energia elétrica, sejam em unidades de geração ou em pontos de conexão de consumidores, ou ainda um conjunto destes. As barras constituem-se em pontos do sistema elétrico onde há interesse em determinar as tensões nodais, por exemplo, no cálculo do fluxo de carga. Todavia, em sistemas de distribuição de energia elétrica, particularmente em alimentadores em tensão primária, a rigor, a única barra, tal como caracterizada anteriormente, é a da subestação ou, eventualmente, a barra da subestação de um grande cliente, caso exista. Diante do exposto, é pertinente distinguir pontos notáveis da rede elétrica de barras (ou barramentos), especialmente quando se tratar de alimentadores de sistemas de distribuição. Assim, para fins desta dissertação, a designação que é adotada é a de nó em vez de barra ou barramento. O conceito de nó compreende os seguintes pontos notáveis, normalmente encontrados em sistemas de distribuição de energia elétrica: (a) o próprio barramento da subestação; (b) posto de transformação; (c) ponto de conexão do transformador de unidade consumidora; (d) ponto de bifurcação de um alimentador; (e) mudanças físicas notáveis, como alteração na disposição de cabos na estrutura, mudança na bitola dos cabos, alteração de rede aérea convencional para compacta, etc.

1.1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Essa seção expõe os principais trabalhos pesquisados durante o estudo bibliográfico. Em resumo, são artigos, dissertações e teses que, além de auxiliarem no desenvolvimento deste texto, inspiraram a escolha da metodologia empregada.

Dashti e Sadeh (2011) estabelecem uma metodologia de alocação de IFs em sistemas de distribuição que busca minimizar os custos da energia não suprida, além de custos de

operação e restauração, de compra e instalação dos IFs e de insatisfação dos consumidores. Para implementação da metodologia é utilizado um Algoritmo Genético Multiobjetivo (MOGA) e o método proposto é testado em dois alimentadores de distribuição: um sistema IEEE 13 nós e um alimentador de Bandargah, Iran, também com 13 nós. A metodologia desenvolvida, no entanto, não considera a presença de outros dispositivos de proteção na rede.

O trabalho de Ho, Lee e Lin (2011) examina a aplicação do Algoritmo Imunológico para o problema de alocação ótima de indicadores de falta para minimizar o custo das perdas no serviço (energia não suprida) nas condições de contingências, considerando os investimentos relativos ao custo dos IFs. Para demonstrar a eficiência da metodologia com Algoritmo Imunológico, o problema de alocação ótima de IFs é solucionado para um alimentador da Taiwan Power Company.

A tese de doutorado de Usida (2011) propõe uma metodologia de alocação de IFs no tronco principal de alimentadores de distribuição. A implementação computacional de um Algoritmo Genético com uma função objetivo que considera a distribuição da carga instalada e do número de usuários, além da distância a outros dispositivos capazes de indicar faltas (incluindo os dispositivos de proteção) soluciona o problema de alocação inteligente de IFs para dois alimentadores reais da companhia Elektro Eletricidade e Serviços S/A. Grande ênfase é dada a este trabalho, devido ao teste em redes reais em alimentadores no Brasil, ambas com mais de dois mil nós, além de considerar a presença de outros dispositivos de proteção no processo de alocação dos IFs. A metodologia, no entanto, apresenta algumas limitações e particularidades como: alocação de IFs realizada apenas no tronco principal dos alimentadores, a inserção de IF considera instalação simultânea de uma chave de manobra (criando novos blocos de carga) e os dados empregados para mensurar a taxa de falhas foram extraídos da literatura.

Hendi, Seyed-Sheneva e Gandomkar (2012) propõem uma metodologia para alocação ótima dos indicadores de falta considerando a minimização de uma função que considera o custo da energia não suprida. Para implementação do método é utilizado um Algoritmo Imunológico, aplicado a uma rede de 22 nós localizada em Tehran, no Irã. Os resultados são comparados com o mesmo método implementado com Algoritmo Genético.

Jahedi, Javidan e Nasiraghdam (2014) utilizam do algoritmo NSGA II, um Algoritmo Genético Multiobjetivo, para otimizar o problema de alocação de IFs em um sistema de 37 nós. Aceita-se a possibilidade de alocar os IFs no início e no fim de cada trecho e os custos considerados são os relacionados à energia não suprida, além dos custos de aquisição e manutenção dos dispositivos.

A dissertação de Alves (2016) apresenta o problema de alocação ótima de IFs abordado por duas metodologias associadas a uma classe de problemas sobre localização: o problema da P-mediana e o problema do Recobrimento, bem como a combinação entre os dois métodos. As metodologias implementadas foram aplicadas a dois casos reais em alimentadores de média tensão do sistema elétrico da CELPE. Para esse estudo, os nós considerados elegíveis a receber os IFs eram apenas aqueles que possuíam chaves seccionadoras.

1.2. CONTRIBUIÇÕES DESTA DISSERTAÇÃO

Tendo-se em vista a inspiração que os trabalhos citados trouxeram, a presente dissertação visa, em especial, trazer as seguintes contribuições:

- estender outras metodologias, como aquela tratada em Usida (2011), ao considerar a possibilidade de alocação nos ramais, com a exclusão de trechos que apresentem limitações de natureza diversa;
- dar um novo tratamento no cálculo do tempo médio de localização da falta após a inserção dos IFs, considerando a esperança matemática de uma variável aleatória com os tempos de busca em determinadas regiões do alimentador;
- considera a possibilidade de estabelecer taxa de falhas para cada trecho da rede;
- atuar minimizando diretamente o *DEC* do alimentador e melhorar os demais indicadores de qualidade (*END*, *DIC*, *DMIC*), reduzir as compensações por transgressão dos limites individuais e facilitar o entendimento da aplicação dos dispositivos IFs;
- possibilitar e avaliar a inserção de IFs isolados, isto é, sem instalação concomitante com chaves de manobra;
- estudar uma rede real de Goiás, com mais de 300 nós, considerando a influência de outros dispositivos de proteção.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Para esta dissertação, optou-se por uma divisão do texto em 6 capítulos. Em suma, cada capítulo apresenta os seguintes conteúdos:

- Capítulo 1: apresenta uma introdução, com uma visão geral do trabalho, revisão bibliográfica e contribuições da dissertação;
- Capítulo 2: aspectos gerais de distribuição e qualidade de energia elétrica, abordando os principais dispositivos de proteção utilizados nas redes de distribuição, a definição, equacionamento e apuração dos indicadores de continuidade, além de uma metodologia de cálculo a priori desses indicadores;
- Capítulo 3: apresenta um breve histórico e as principais características dos dispositivos indicadores de faltas;
- Capítulo 4: descreve o problema de alocação inteligente de indicadores de falta, dando ênfase a uma nova metodologia que considera a alocação isolada de IFs em trechos que podem pertencer ao tronco principal e aos ramais do alimentador de distribuição. É equacionado o cálculo do tempo médio de localização considerando a probabilidade das faltas ocorrerem em cada região do alimentador. Uma seção desse capítulo descreve a meta-heurística de busca em vizinhança variável VNS e um método de busca local VND;
- Capítulo 5: apresenta os testes realizados e os resultados obtidos;
- Capítulo 6: apresenta as conclusões obtidas a partir dos resultados do Capítulo 5.

CAPÍTULO 2

DISTRIBUIÇÃO E QUALIDADE NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

A realidade brasileira de predominância da produção de energia elétrica por usinas hidroelétricas, com unidades de geração distantes dos centros de consumo, exige um complexo e confiável sistema de interligação entre geração e carga, a fim de transportar a energia demandada. De maneira simplificada, pode-se afirmar que essa interligação confiável se dá mediante o funcionamento satisfatório dos sistemas de transmissão e distribuição.

A distribuição é caracterizada como o segmento do setor elétrico destinado à redução da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e à entrega de energia elétrica ao consumidor final. Como regra geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de baixa tensão. (ANEEL, 2015c)

Devido à exposição ao ambiente e condições climáticas variadas e adversas (descargas atmosféricas, contato de árvores ou objetos etc.), além de falhas operacionais ou provocadas por terceiros, as redes elétricas estão sujeitas a contingências que podem levar a interrupção do fornecimento em qualquer parte do sistema. Embora a transmissão e subtransmissão também estejam sujeitas a falhas, Jahedi, Javidan e Nasiraghdam (2014) destacam que entre 80% e 90% das faltas nos sistemas de energia ocorrem devido a erros no sistema de distribuição.

Tendo em vista as várias contingências que podem afetar as redes de distribuição, são necessários critérios para mensurar a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores, os quais são designados como indicadores de qualidade. Nesse aspecto, a ANEEL, por meio de procedimentos técnicos, desenvolveu mecanismos para avaliar o fornecimento das concessionárias, de modo a assegurar a confiabilidade e conformidade da energia elétrica entregue aos consumidores.

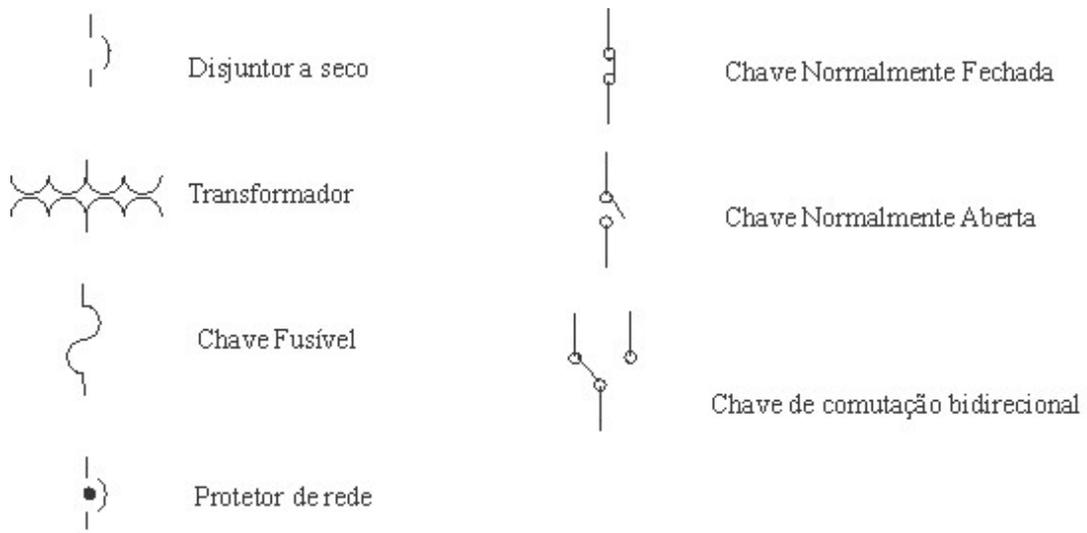
Este capítulo apresenta, em algumas seções, as principais características dos sistemas de distribuição, abordando as principais configurações de rede e os equipamentos de proteção

utilizados, além dos aspectos relacionados a qualidade da energia elétrica. Tais seções dão suporte conceitual ao desenvolvimento de uma metodologia para alocação de IFs nas redes de distribuição, que é o foco desta dissertação.

2.2 CARACTERÍSTICAS DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM TENSÃO PRIMÁRIA

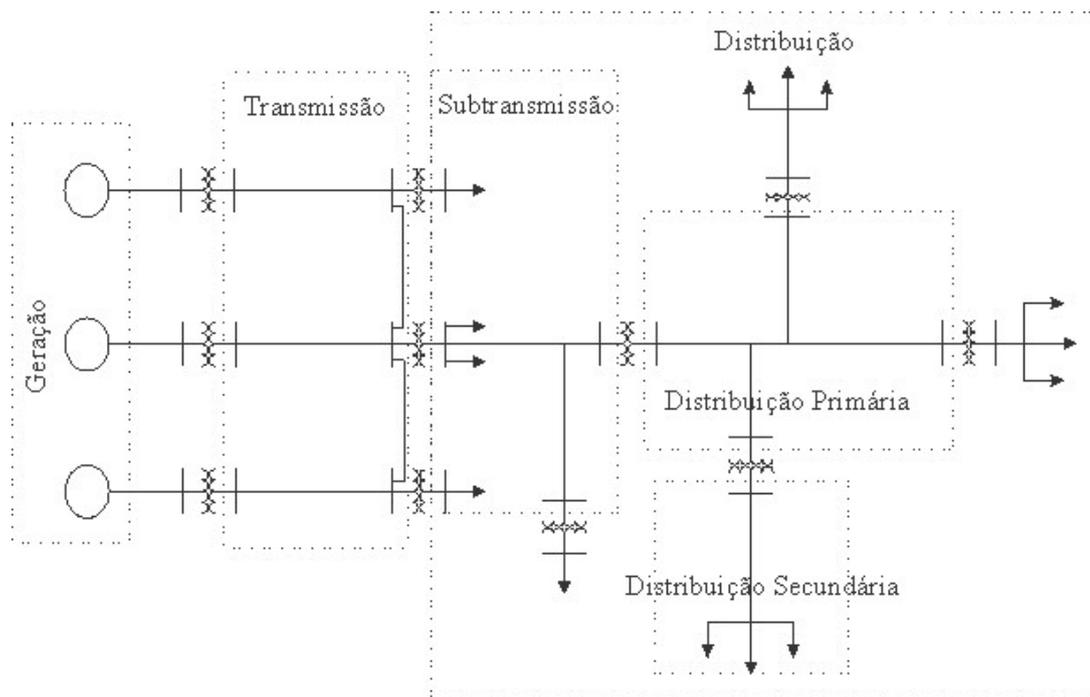
Nos centros de consumo, a necessidade de suprir uma diversidade de consumidores que demandam potências de ordens de grandeza diferentes torna impraticável o utilizar uma única faixa de tensão. Para suprir grandes usuários de energia elétrica, é necessária uma primeira redução do nível de tensão - tensão de subtransmissão ou alta tensão, o que é realizado nas subestações de subtransmissão, alimentadas pelas linhas de transmissão. Este sistema de subtransmissão, por sua vez, alimenta as subestações de distribuição, que são responsáveis por uma nova redução de tensão - tensão de distribuição primária ou média tensão (MT). Por fim, a rede de energia elétrica em tensão primária supre os transformadores de distribuição, a partir dos quais originam os circuitos de distribuição em tensão secundária, também conhecida como rede de baixa tensão. A simbologia utilizada para alguns dos dispositivos mais comuns em redes de distribuição é apresentada na Figura 1, enquanto a Figura 2 ilustra o diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência típico, conforme descrito anteriormente (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Figura 1: Simbologia dos principais dispositivos utilizados em redes de distribuição de energia elétrica



Fonte: Adaptado de Lira (2011)

Figura 2: Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência



Fonte: Adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2005)

As redes de distribuição em tensão primária podem ser aéreas ou subterrâneas, sendo que as primeiras são mais difundidas devido ao custo menor, enquanto que as segundas têm grande aplicação em áreas de maior densidade de carga, como a zona central de uma metrópole. No Brasil, a topologia predominante das redes de distribuição em média tensão (MT) é radial, de tal modo que os alimentadores emergem das subestações assemelhando-se a um grafo radial conexo, assumindo o formato de uma árvore com ramificações (i.e., árvore no

sentido utilizado pela Teoria de Grafos), como ilustra a Figura 2. Os troncos dos alimentadores usualmente operam na faixa de tensão de 2,13kV a 34,5kV; atendendo aos transformadores de distribuição e consumidores primários, como indústrias de médio porte, conjuntos comerciais, dentre outros (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Quanto às redes em baixa tensão (BT), pode-se observar que representam o nível final na estrutura de um sistema de potência, cujo objetivo é transportar a eletricidade das redes de média tensão para os consumidores supridos em baixa tensão. As instalações em BT apresentam o maior número absoluto de consumidores, uma vez que abrangem o setor residencial, comercial e industrial ambos de pequeno porte, agropecuário, hortigranjeiro e de serviços (ABNT, 2004).

2.2.1 CONFIGURAÇÕES

Conforme as características de demanda de energia elétrica das unidades consumidoras e a viabilidade técnico-econômica do fornecimento de eletricidade, as distribuidoras de energia elétrica fazem uso de diferentes topologias de rede. Dentre as configurações apresentadas por Kagan, Oliveira e Robba (2005) e Lira (2011) merecem destaque as seguintes:

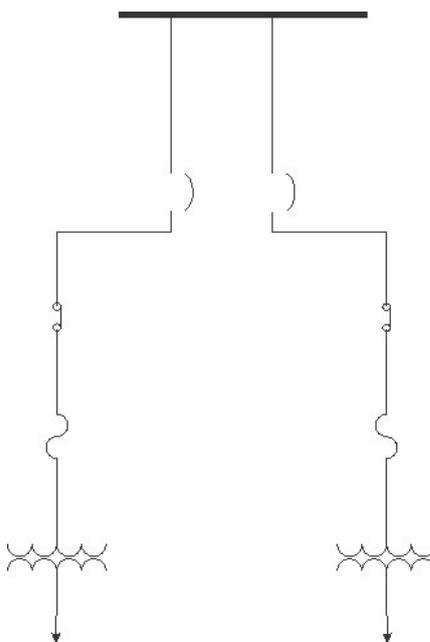
1. radial simples;
2. radial com socorro ou radial com recurso;
3. primário seletivo;
4. primário operando em malha aberta;
5. *Spot network*.

Nesse conjunto, as configurações (1), (2) e (3) são usadas em redes aéreas e (3), (4) e (5) em redes subterrâneas. Convém aqui ressaltar que as redes aéreas são foco desta dissertação, não sendo abordadas as redes subterrâneas. Tendo isso em vista, serão mais detalhadas as configurações relativas às redes (1), (2) e (3).

2.2.1.1 RADIAL SIMPLES

Como pode ser observado na Figura 3, em sistemas de distribuição radiais simples o transporte de energia elétrica se dá por uma única via, da subestação até a unidade consumidora. Nesses sistemas, uma falha no alimentador implica na interrupção do fornecimento de energia elétrica às cargas, até que o defeito seja reparado. Apesar disso, as redes radiais simples são as mais usadas nos sistemas de distribuição, o que se justifica tendo por base o seu baixo requisito de investimento e menor exigência quanto à manutenção, além de uma considerável facilidade de coordenação do sistema de proteção, quando comparada a outras topologias (LIRA, 2011).

Figura 3: Representação unifilar da topologia radial simples



Fonte: Adaptado de LIRA (2011)

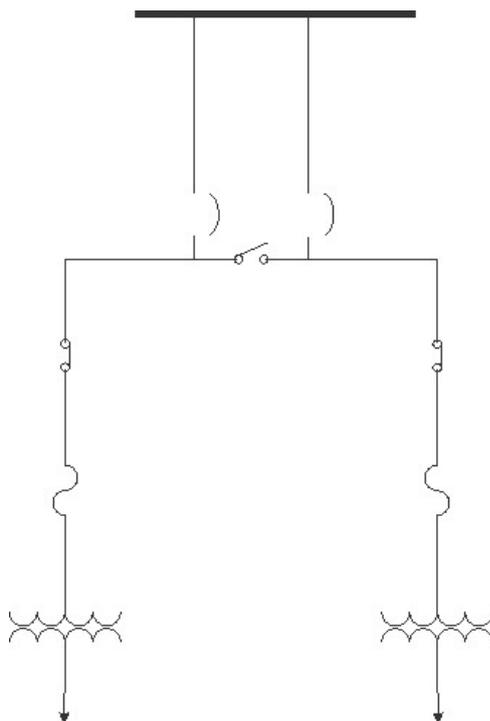
Os elementos presentes no circuito da Figura 3 recorrem à simbologia apresentada na Figura 1. Ao longo do texto desta dissertação, também são utilizadas simbologias alternativas para alguns dispositivos de proteção (DP), no entanto, estas são definidas convenientemente quando apresentadas.

2.2.1.2 PRIMÁRIO RADIAL COM SOCORRO

Nessa topologia, ilustrada na Figura 4, as redes primárias contam com um tronco principal do qual derivam ramos que usualmente são protegidos por fusíveis. Nota-se, na Figura 2.4, que são usadas chaves de seccionamento operando na condição de normalmente fechadas (NF); estas se destinam a isolar blocos de carga para permitir a manutenção corretiva ou preventiva.

É usual instalar-se num mesmo circuito, ou entre circuitos diferentes, chaves que operam abertas e que podem ser fechadas em manobras de transferência de carga. Isto propicia a operação do sistema com elevada qualidade e continuidade, porém também exige sistemas de proteção mais elaborados (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Figura 4: Representação unifilar da topologia radial com socorro



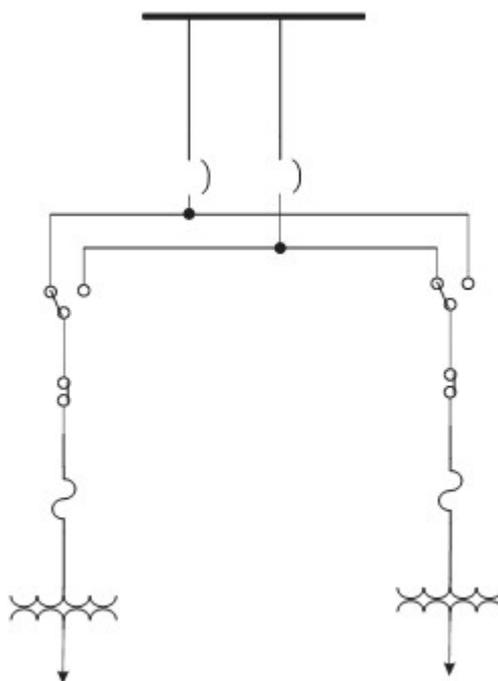
Fonte: Adaptado de Lira (2011)

2.2.1.3 PRIMÁRIO SELETIVO

A topologia de primário seletivo, ilustrada na Figura 5, aplica-se às redes aéreas e subterrâneas e é mais utilizada em áreas urbanas de grande concentração de cargas. Como se

pode observar, neste sistema a linha é construída em circuito duplo e os consumidores são ligados a ambos através de chaves de transferência. Assim, caso ocorra uma falta no alimentador preferencial, é realizada a comutação manual ou automática para o fornecimento pelo alimentador alternativo. Kagan, Oliveira e Robba (2005, p.16) destacam que: "neste arranjo cada circuito deve possuir a capacidade de absorver toda a carga do outro, logo, o carregamento admissível em condições normais de operação deve ser limitado a 50% do limite térmico".

Figura 5: Representação unifilar da topologia primário seletivo



Fonte: Adaptado de LIRA (2011)

Uma vez conhecidas as principais topologias utilizadas, outras características e elementos das redes podem ser apresentados. As seções 2.2.2 a 2.2.4 apresentam brevemente informações sobre cargas, subestações e tensões nominais nas redes de distribuição.

2.2.2 TENSÕES NOMINAIS

No Brasil, o art. 1º do Decreto no 97.280, de 16 de dezembro de 1988, alterou o inciso III e o § 2º do art. 47 do Decreto no 47.019, de 26 de fevereiro de 1957, estabelecendo as seguintes tensões nominais padronizadas para sistemas de energia elétrica de tensões alternadas trifásicas (CA) (ANEEL, 2011):

- transmissão e subtransmissão: (750; 500; 230; 138; 69; 34,5; 13,8) kV ;
- distribuição primária em redes públicas: (34,5 e 13,8) kV;
- distribuição secundária em redes públicas trifásicas: 380/220 e 220/127 volts;
- distribuição secundária em redes públicas monofásicas: 440/220 e 254/127 volts.

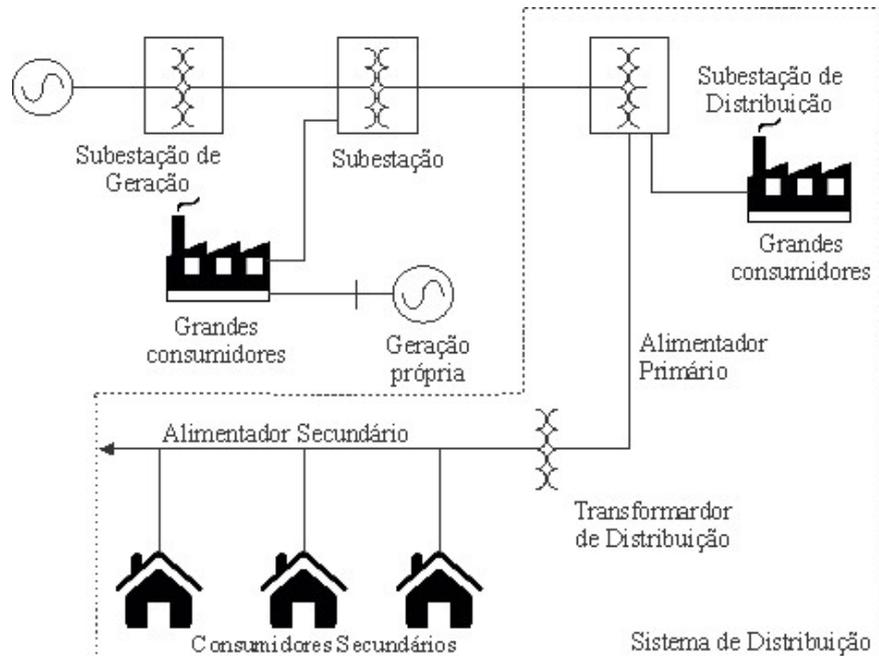
Apesar das tensões nominais serem estabelecidos por decreto específico, um levantamento das instalações elétricas realizado com o apoio da ANEEL junto a 101 distribuidoras (concessionárias e permissionárias), observou um panorama com considerável parcela de tensões nominais de atendimento não padronizadas no Brasil. Segundo a pesquisa, mais de 12% das unidades consumidoras conectadas à rede de baixa tensão (BT) e quase 37% das instalações ligadas à média tensão (MT) são atendidas em níveis nominais não padronizados (ANEEL, 2011).

2.2.3 SUBESTAÇÕES

Em cada parte do sistema elétrico (geração, transmissão, subtransmissão e distribuição) há a necessidade de reduzir e elevar os níveis de tensão de modo que o transporte de energia elétrica seja econômico e, portanto, viável. Nesse aspecto, as subestações (SE) têm a função de interconectar os diversos níveis de tensão ao longo da rede, podendo estar associadas a uma usina geradora de energia elétrica, ou ainda, controlar, diretamente, o fluxo de potência na rede. Além disso, podem ainda estar ligadas aos transformadores de potência, que convertem a tensão de fornecimento para um nível superior, ou chavear diferentes rotas de fornecimento de energia, de mesmo nível de tensão (BARROS, 2009).

Na Figura 6 tem-se a ilustração de um sistema elétrico de potência típico. O sistema possui três subestações de energia elétrica, sendo uma subestação de geração, uma subestação de subtransmissão e uma subestação de distribuição (SOUZA, 2008).

Figura 6: Diagrama esquemático de um sistema elétrico de potência

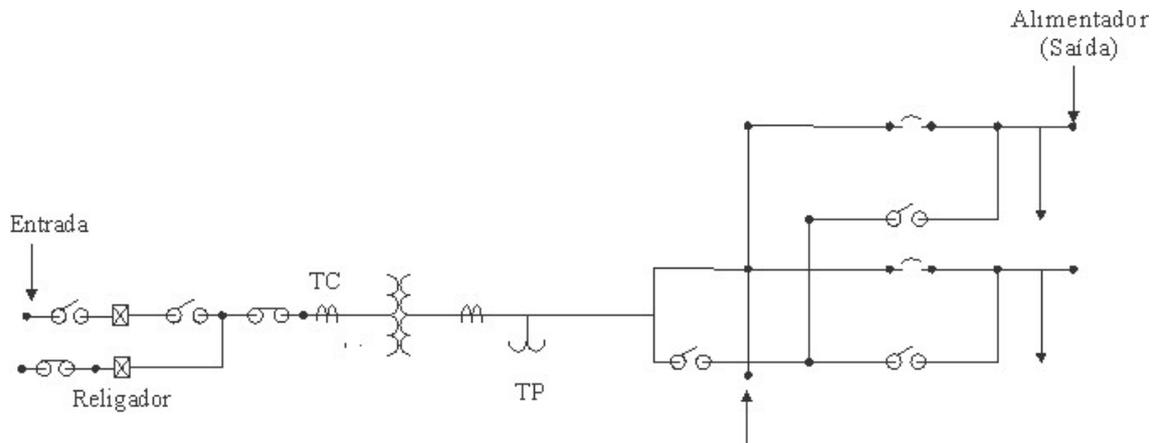


Fonte: Adaptado de Souza (2008)

Na subestação vários equipamentos são necessários a fim de realizar a interconexão segura entre os diferentes níveis de tensão. Barros (2009) destaca como principais componentes das SE os seguintes, os quais estão ilustrados na Figura 7:

- Transformadores - responsáveis pela alteração do nível de tensão;
- Transformadores de corrente (TC) - dentro da SE, compõem o processo de medição da corrente elétrica, bem como a proteção;
- Transformadores de potencial (TP) - compõem o processo da medição da tensão;
- Disjuntores e Religadores - têm a função de proteção contra correntes de curto-circuito.

Figura 7: Diagrama simplificado de uma subestação e seus componentes



Fonte: Adaptado de Barros (2008)

2.2.4 CARGAS

As cargas dos consumidores supridos por um sistema de energia elétrica possuem várias características que lhes são comuns, tais como localização geográfica, finalidade a que se destina a energia fornecida, tensão de fornecimento e tarifação. A partir de tais características pode-se fixar critérios de classificação dos consumidores, ou ainda, da carga de tais consumidores. Os critérios de classificação têm grande importância em estudos de planejamento, pois permitem identificar, no caso geral, hábitos de consumo, instantes em que há a maior demanda e variações de tensão produzidas, por exemplo, pela partida de motores.

Dentre os critérios supracitados, para o presente trabalho, é utilizado o de tarifação, visto que envolve os custos relativos ao faturamento da energia consumida. Esse critério estabelece a classificação das cargas de acordo com o "modo como é faturada a energia fornecida, isto é, os usuários são divididos em categorias, por faixa de tensão, a cada uma delas correspondendo tarifação diferenciada" (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005, p. 23). Nestes termos, a classificação dos consumidores (ou cargas) pode ser realizada como sendo:

- residencial;
- comercial;
- industrial;
- poder público;
- serviço público;
- iluminação pública;

- rural.

Uma vez apresentadas informações referentes às topologias, subestações, tensões nominais e cargas, julgou-se conveniente expor aqui aspectos relacionados à proteção dos sistemas elétricos de potência. A Seção 2.3 trata desses aspectos, em especial do controle e supervisão da proteção, além de características dos principais dispositivos de proteção utilizados nesses sistemas.

2.3 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

É fácil perceber que os sistemas elétricos de potência são complexos, repletos de equipamentos, além de apresentarem uma vasta extensão, em especial no Brasil, por questões já citadas. Tendo isso em vista, é necessário um sistema que garanta a permanência da disponibilidade de energia elétrica aos consumidores, tornando-os menos sujeitos a serem afetados por contingências.

Nos sistemas de distribuição, uma das principais metas das concessionárias de energia elétrica é garantir economicamente a continuidade do fornecimento de energia, assegurando uma vida razoável para seus equipamentos e a qualidade na prestação do serviço. Para isso, deve-se considerar a possibilidade da ocorrência de defeitos na rede, como (GOES, 2013):

- curtos-circuitos causados por animais ou árvores, assim como mudanças de temperatura que alteram a rigidez dielétrica do ar;
- falhas em isoladores, seja por perda de sua isolação ou por outros danos;
- umidade excessiva em isoladores de transformadores;
- surtos decorrentes de manobra;
- incidência de descargas atmosféricas.

A proteção atua nos sistemas elétricos com dois grandes objetivos: evitar que essas falhas venham causar vários efeitos indesejáveis nos sistemas elétricos de potência, como a redução da margem de estabilidade, danos a equipamentos próximos à falta, explosões, dentre outros; e promover o rápido restabelecimento do serviço, evitando danos aos consumidores e proporcionando uma qualidade no fornecimento da energia aos usuários. Somado a isso, o sistema de proteção deve alertar sobre um possível defeito, isolando-o, mas mantendo o restante do sistema em operação normal (COTOSCK, 2007).

2.3.1 CONTROLE E SUPERVISÃO

Para auxiliar o sistema de proteção é necessário um sistema de controle, de modo a executar funções como chaveamento, intertravamento, alarme, registro de perturbação e medição. Esta arquitetura foi inicialmente concebida para o pessoal técnico realizar a operação local na própria subestação (GOES, 2013).

Sobre os atuais sistemas de controle, Goes (2013, p. 18) destaca que:

Os modernos sistemas de controle e supervisão de subestações utilizam um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Estes sistemas são capazes de transferir grande quantidade de dados em tempo real, com “links” óticos a altas taxas de transmissão e segurança. Sistemas de Controle Digital realizam, localmente, desde funções clássicas de controle até sofisticadas funções automáticas de tratamento de dados para a automação de tarefas que demandem a presença mais constante de operadores nas subestações, e facilitam o controle local em emergência, com aprimoramento e/ou simplificação de tarefas manuais ou automáticas dos Centros de Operação.

2.3.2 FILOSOFIAS DE PROTEÇÃO

A rigor, existem diversas modalidades de proteção. Dentre elas, destacam-se a proteção de sobrecorrente, proteção direcional e de distância. Essas proteções podem ser descritas como (SANTOS, 2007) (GOES, 2013):

- proteção de sobrecorrente: analisa a magnitude do sinal da corrente, cujo valor deve estar sempre abaixo de um ajuste, caso contrário a proteção atua;
- proteção direcional: supervisiona a proteção de sobrecorrente em sistemas em anel, direcionando a proteção e evitando atuações indevidas;
- proteção de distância: adotada em linhas de transmissão, compara as grandezas tensão e corrente (relação que resulta em uma impedância) a fim de localizar o ponto da linha de transmissão onde ocorreu a falta.

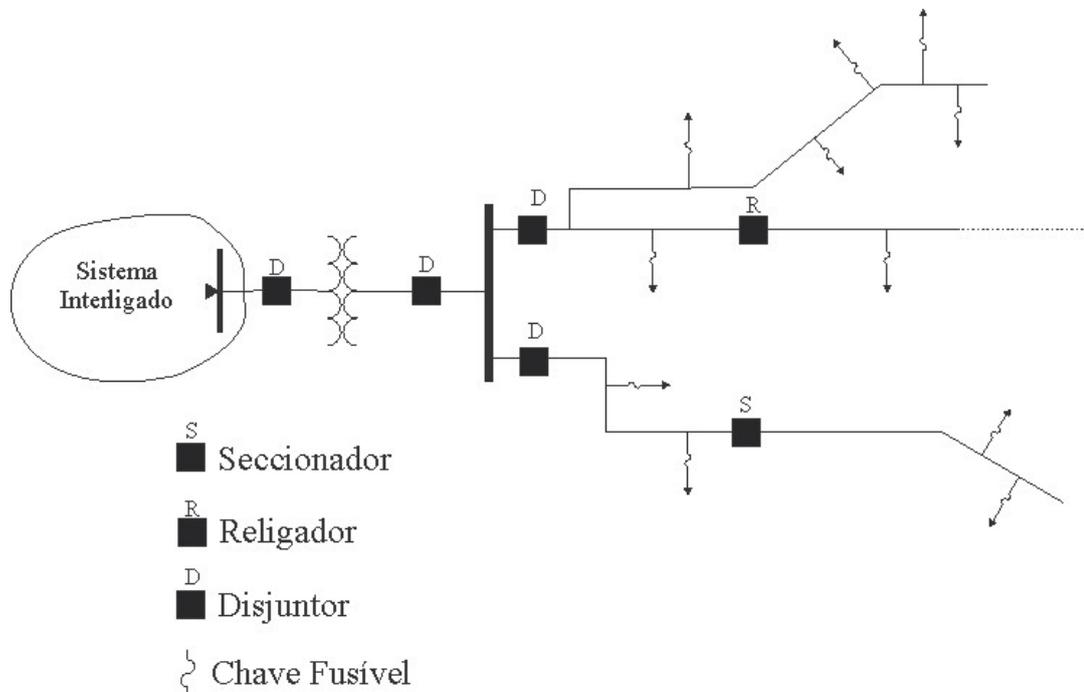
A metodologia desenvolvida no presente trabalho envolve sistemas nos quais é utilizada a proteção de sobrecorrente, motivo pelo qual somente esta é explanada nas seções que seguem. Mais detalhes sobre proteção direcional e de distância podem ser encontrados em Santos (2007) e Kindermann (2006).

2.3.3 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE

Na ocorrência de um curto-circuito, normalmente surge uma corrente de elevada magnitude na rede. Nessa situação, os equipamentos ligados ao circuito sob falha ficam sujeitos a efeitos mecânicos, cujas intensidades são proporcionais ao quadrado da corrente instantânea, além de efeitos térmicos, ligados ao tempo de permanência da falha e ao valor eficaz da corrente. Como consequência dos efeitos mecânicos, condutores podem ser deformados e materiais isolantes podem romper. Além disso, o aquecimento excessivo dos materiais condutores e isolantes podem resultar em sua deterioração. Para minimizar tais efeitos, são utilizados os seguintes equipamentos, ilustrados no sistema da Figura 8 (SATO; FREITAS, 2015):

- corta-circuitos ou chaves-fusíveis;
- religadores automáticos;
- seccionadores automáticos;
- disjuntores com relés.

Figura 8: Sistema de distribuição radial com dispositivos de proteção



Fonte: Elaborado pelo Autor

As seções 2.3.3.1 a 2.3.3.4 tratam sucintamente das características de atuação dos dispositivos de proteção mencionados. Aspectos construtivos não são abordados por fugirem do escopo do trabalho.

2.3.3.1 ELOS FUSÍVEIS E CHAVES-FUSÍVEIS

Os elos fusíveis são dispositivos utilizados junto com chaves mecânicas (ou chaves fusíveis), que abrem os contatos em casos de rompimentos do fusível, permitindo sua troca e o religamento do circuito. O elo fusível atua quando uma sobrecorrente superior a intensidade máxima tolerável circula pelo elemento fusível, a qual fundirá, devido ao efeito térmico, interrompendo a circulação de corrente pelo circuito (COMASSETTO, 2004).

Em geral, o tempo de interrupção dos elos fusíveis depende da intensidade de corrente que circula pelo fusível, do tipo de material do elemento fusível, do tipo de material envolvente. Já a capacidade máxima de interrupção está condicionada à produção de gases do cartucho, pressão interna do cartucho, força de corrente da expulsão dos gases e capacidade térmica dos contatos (BARROS, 2009).

2.3.3.2 SECCIONADORES AUTOMÁTICOS

O Seccionador Automático é um dispositivo de proteção utilizado para interrupções automáticas de circuitos. É projetado para trabalhar com um religador ou disjuntor com religamento automático na sua retaguarda e se apresenta como uma solução econômica para seccionalizar grandes redes ao ar livre, ou em lugares onde a coordenação com outros dispositivos é difícil (SILVEIRA; GALVANI; SOUZA, 2011).

Quando uma sobrecorrente percorre o circuito do seccionador, com um valor maior ou igual à corrente de acionamento, o equipamento é armado e preparado para a contagem. A contagem se inicia quando a corrente que circula por ele é interrompida pelo equipamento de retaguarda ou fica abaixo de determinado valor. Após determinado número dessas ocorrências, conforme o ajuste do equipamento, ele abre os contatos e permanece travado nessa posição, isolando o trecho com falha (SATO; FREITAS, 2015).

2.3.3.3 RELIGADOR

Em resumo, o religador é um dispositivo interruptor automático, que abre e fecha seus contatos repetidas vezes, em caso de defeito transitório, até que haja bloqueio, caso o defeito seja permanente. A importância dos religadores aumenta sensivelmente ao se considerar que 80 a 95% das faltas são transitórias (SILVEIRA; GALVANI; SOUZA, 2011) (COMASSETTO, 2004).

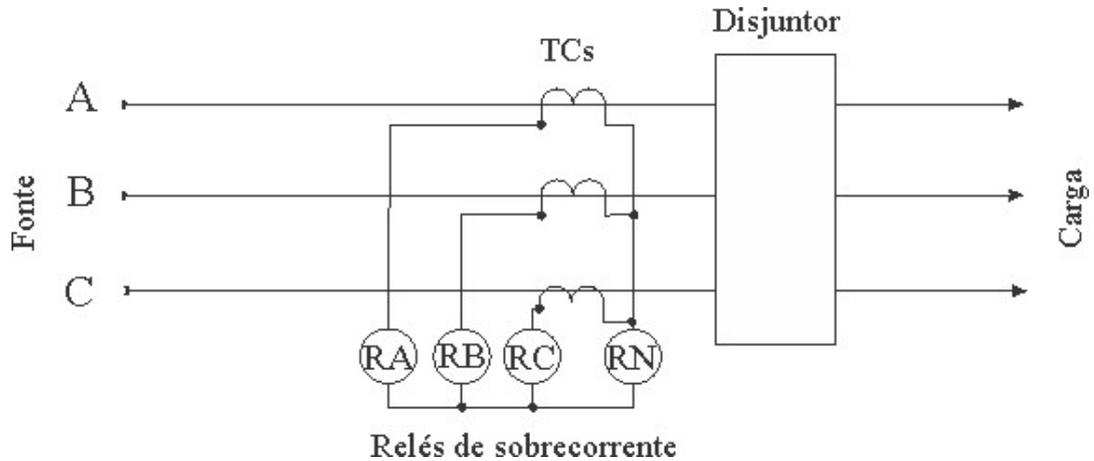
Os religadores estão predominantemente localizados no alimentador de distribuição, mas também podem ser encontrados em subestações, onde tradicionalmente é utilizado um disjuntor. Silveira, Galvani e Souza (2011) destacam duas funções básicas desse equipamento no sistema de distribuição: confiabilidade e proteção de sobrecorrente.

Os religadores podem ser monofásicos ou trifásicos. Os monofásicos são utilizados para proteção de linhas monofásicas ou ramais de alimentadores trifásicos, sendo um para cada fase e, na eventualidade de uma falha permanente para terra, será bloqueada somente a fase com falha, enquanto é mantido o serviço aos consumidores ligados às outras duas fases. Já os religadores trifásicos podem ter operação monofásica (três religadores montados em um único tanque) ou operação trifásica (único religador) e são utilizados onde é necessário o bloqueio das três fases simultaneamente, evitando que cargas trifásicas sejam subalimentadas (SILVEIRA; GALVANI; SOUZA, 2011).

2.3.3.4 DISJUNTORES COM RELÉS

Geralmente, os disjuntores comandados por relés de sobrecorrente de fase e de terra são usados nas saídas dos alimentadores. Sato e Freitas (2015, p. 342) descrevem a atuação dos relés de sobrecorrente de fase: estes "devem atuar para curtos-circuitos trifásicos e bifásicos e o relé de terra deve atuar para curto-circuito monofásico (ou fase-terra)". A Figura 9 mostra um esquema de proteção de disjuntores comandados por relés com as características citadas.

Figura 9: Esquema de proteção de disjuntores comandados por relés



Fonte: Adaptado de Sato e Freitas (2015)

O sistema de proteção da Figura 9 conta com quatro relés de sobrecorrente, sendo três de fase (RA, RB e RC) e um de terra. Caso ocorra um curto-circuito, a elevação da corrente no secundário do TC sensibilizará um relé. Após transcorrido o tempo em função da curva característica especificada, o relé sensibilizado acionará o disjuntor, interrompendo o circuito.

2.3.4 FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

As faltas em redes de distribuição podem ser classificadas, quanto à duração, em faltas transitórias e faltas permanentes:

- Faltas transitórias são aquelas nas quais a causa do defeito desaparece após a ação do dispositivo de proteção, podendo então religar o circuito com garantia de funcionamento. As causas mais comuns para esse tipo de defeito são: descargas atmosféricas, contatos momentâneos entre condutores, abertura de arco elétrico, materiais sem isolamento adequada e contatos de objetos estranhos.
- Já as faltas permanentes são aquelas em que é necessária a intervenção humana para corrigir o defeito causador da interrupção antes de religar o equipamento operado. São exemplos de causas de defeitos permanentes o abaloamento em postes e o vandalismo (SILVEIRA; GALVANI; SOUZA, 2011).

Na rede elétrica, considera-se como falta ou falha causada por curto-circuito, uma ligação de baixa impedância estabelecida entre dois pontos com tensões diferentes. Tais

curtos podem ser por arco-metálico ou ainda por galhos ou objetos que atingem a rede de distribuição. Neste último caso, poderá surgir uma corrente que excede de 10 a 100 vezes a corrente nominal do circuito. Naturalmente, essa corrente espúria provocará uma dissipação incomum de energia, provocando faíscas, aumento da temperatura de condutores e equipamentos e até explosões (CAVALHEIRO, 2012).

2.3.4.1 CLASSIFICAÇÃO DE CURTOS-CIRCUITOS

São várias as formas para classificar os curtos-circuitos, sendo as mais usuais (KINDERMANN, 2006) (CAVALHEIRO, 2012):

- duração: auto-extinguível, transitório ou estacionário;
- origem: danos mecânicos, umidade, descargas parciais nas isolações, sobretensões;
- forma como ocorrem: monofásico-terra-mínimo, monofásico, bifásico-terra, bifásico, trifásico.

Normalmente, em sistemas elétricos de grande porte, a maior corrente de falta é verificada nos curtos-circuitos entre linhas (bifásico) ou entre linha e terra. Já em sistemas industriais a maior corrente é verificada em curtos trifásicos. Nas redes de distribuição, Cavalheiro (2012) estima que aproximadamente 80% dos curtos-circuitos são monofásicos, 15% bifásicos e 5% trifásicos.

2.4 QUALIDADE NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tendo em vista as várias contingências que podem afetar as redes de distribuição, interrompendo o fornecimento dos consumidores, é necessário estabelecer critérios para mensurar a qualidade da energia elétrica fornecida. Nesse aspecto, a ANEEL, por meio de procedimentos técnicos, desenvolveu mecanismos para avaliar o fornecimento das concessionárias, de modo a assegurar a confiabilidade e conformidade da energia elétrica entregue aos consumidores.

A ANEEL (2016, p.1) estabelece que "a qualidade percebida pelo consumidor de uma concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica deve ser avaliada obedecendo três grandes aspectos": a Qualidade do Produto, a Qualidade do

Serviço e a Qualidade do Atendimento ao Consumidor. Somado a isso, a qualidade na distribuição deve considerar o tempo médio de atendimento às ocorrências emergenciais, avaliado por meio de indicadores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras.

A Qualidade do Produto relaciona-se à conformidade da forma de onda de tensão, contemplando principalmente os seguintes fenômenos (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005):

- variação de frequência;
- variações de tensão de longa duração;
- variações de tensão de curta duração;
- distorções harmônicas de tensão e corrente;
- desequilíbrios de tensão e corrente;
- flutuações de tensão.

A Qualidade do Serviço está relacionada à continuidade de fornecimento, abordando as interrupções provocadas por falhas no sistema (manutenção corretiva) e por atividades de manutenção programada (manutenção preventiva) no sistema elétrico. A pesquisa desenvolvida e documentada nesta dissertação insere-se na Qualidade do Serviço, além do fato da localização de Indicadores de Falta ter reflexos importantes no Planejamento de Sistemas de Distribuição.

2.4.1 REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO

Com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, a ANEEL elaborou os "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional" – PRODIST. São objetivos do PRODIST (ANEEL, 2015a):

- garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
- propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;

- disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
- estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;
- assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;
- disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

O PRODIST está dividido em dez módulos, sendo o primeiro deles dedicado à introdução, com definição dos objetivos gerais, fundamentos legais, responsabilidades, além de apresentar um glossário dos termos técnicos utilizados nos demais módulos. A versão vigente do PRODIST conta com os seguintes módulos:

- Módulo 1 - Introdução;
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição;
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5 - Sistemas de Medição;
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição;
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica;
- Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos;
- Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório.

O Módulo 8 do PRODIST estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a Qualidade do Produto e a Qualidade do Serviço prestado. A qualidade do atendimento ao consumidor, notadamente a qualidade do atendimento comercial, a qualidade do atendimento telefônico e o tratamento das informações, são disciplinados pela Resolução Normativa nº 414/2010 (ANEEL, 2016).

2.4.2 INDICADORES DE TEMPO

Consta do Módulo 8 do PRODIST que "o atendimento às ocorrências emergenciais deverá ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores" (ANEEL, 2015b, p.38). Esse mesmo módulo define como indicadores de tempo às ocorrências emergenciais os seguintes: Tempo Médio de Preparação (*TMP*), Tempo Médio de Deslocamento (*TMD*), Tempo Médio de Execução (*TME*), Tempo Médio de Atendimento a Emergências (*TMAE*). Além dos indicadores de tempo, é definido o Percentual do Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia (PNIE).

As grandezas definidas nesse módulo são usadas para avaliar os procedimentos adotados pela concessionária no restabelecimento de energia. Estes indicadores são apurados mensalmente e, com exceção do PNIE, são todos expressos em minutos. Considerando n como o número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado, são definidos:

a) Tempo Médio de Preparação (*TMP*) - indicador que mede a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (1)$$

sendo:

TP: tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expressos em minutos;

b) *TMD* - indicador que mede a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (2)$$

sendo:

TD: tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expressos em minutos;

c) *TME* - indicador que mede a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação:

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (3)$$

sendo:

TE: tempo de execução do serviço até seu restabelecimento, para cada ocorrência emergencial, em minutos;

d) *TMAE* - representa o tempo médio para atendimento de emergência:

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (4)$$

e) *PNIE*, expresso em porcentagem:

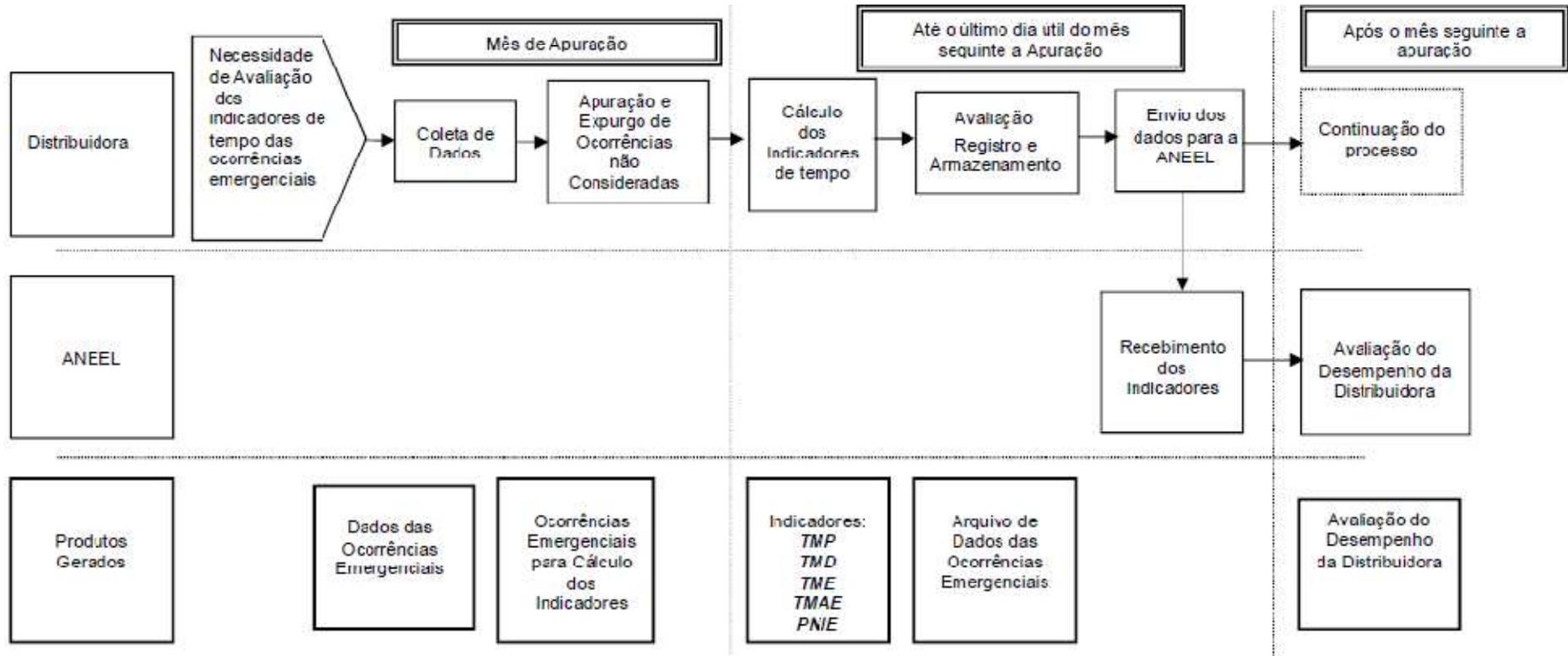
$$PNIE = \frac{NIE}{n} 100 \quad (5)$$

sendo:

NIE: número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica.

Os dados referentes ao cálculo dos indicadores de tempo devem ser enviados à ANEEL até o último dia útil do mês seguinte a apuração. A Figura 10 mostra o fluxograma do processo de apuração e avaliação dos tempos das ocorrências emergenciais.

Figura 10: Fluxograma do processo de apuração dos indicadores de tempo



Fonte: ANEEL, 2015b, p. 53

Como observado na Figura 10, em um mês qualquer, a necessidade de avaliação dos Indicadores de Tempo leva a distribuidora a coletar os dados referentes aos tempos das ocorrências emergenciais. No mês seguinte, os indicadores são calculados de acordo com as Equações 1 a 5 e os resultados são enviados à ANEEL, para armazenamento, até o último dia útil do mês corrente. Por fim, a avaliação do desempenho da distribuidora, considerando os produtos gerados, é realizada no mês após o envio dos dados.

2.4.3 INDICADORES DE CONTINUIDADE

Em geral, os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica são o mecanismo para avaliar a confiabilidade do fornecimento de energia e o desempenho do sistema elétrico. O PRODIST estabelece dois tipos desses indicadores, num dado intervalo de tempo: os que avaliam a frequência de interrupções e os que avaliam a duração cumulativa das interrupções ocorridas. É importante enfatizar que as interrupções inferiores a três minutos não são contabilizadas nos indicadores (ANEEL, 2000). Além disso, considera-se que há interrupção sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% da tensão nominal (ANEEL, 2015b)

O Módulo 8 estabelece que a Qualidade do Serviço deve ser garantida pelo acessado, sendo avaliada através de indicadores e limites de continuidade para os pontos de conexão. Em especial, os indicadores a seguir discriminados devem ser apurados para todas as unidades consumidoras:

a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DIC*):

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

sendo:

- 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;

b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*FIC*):

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

sendo:

n: número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DMIC*):

$$DMIC = \max_{i=\{1,2,\dots,n\}} \{t_i\} \quad (8)$$

sendo:

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

Assim, o *DMIC* corresponde ao valor do tempo da máxima duração de interrupção contínua *i*, no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (*DICRI*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DICRI = t_{crítico} \quad (9)$$

sendo:

t_{crítico}: duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

O mesmo módulo ainda estabelece que deverão ser apurados, para cada conjunto de unidades consumidoras, os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*DEC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC_i}{Cc} \quad (10)$$

sendo:

i: índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

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

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

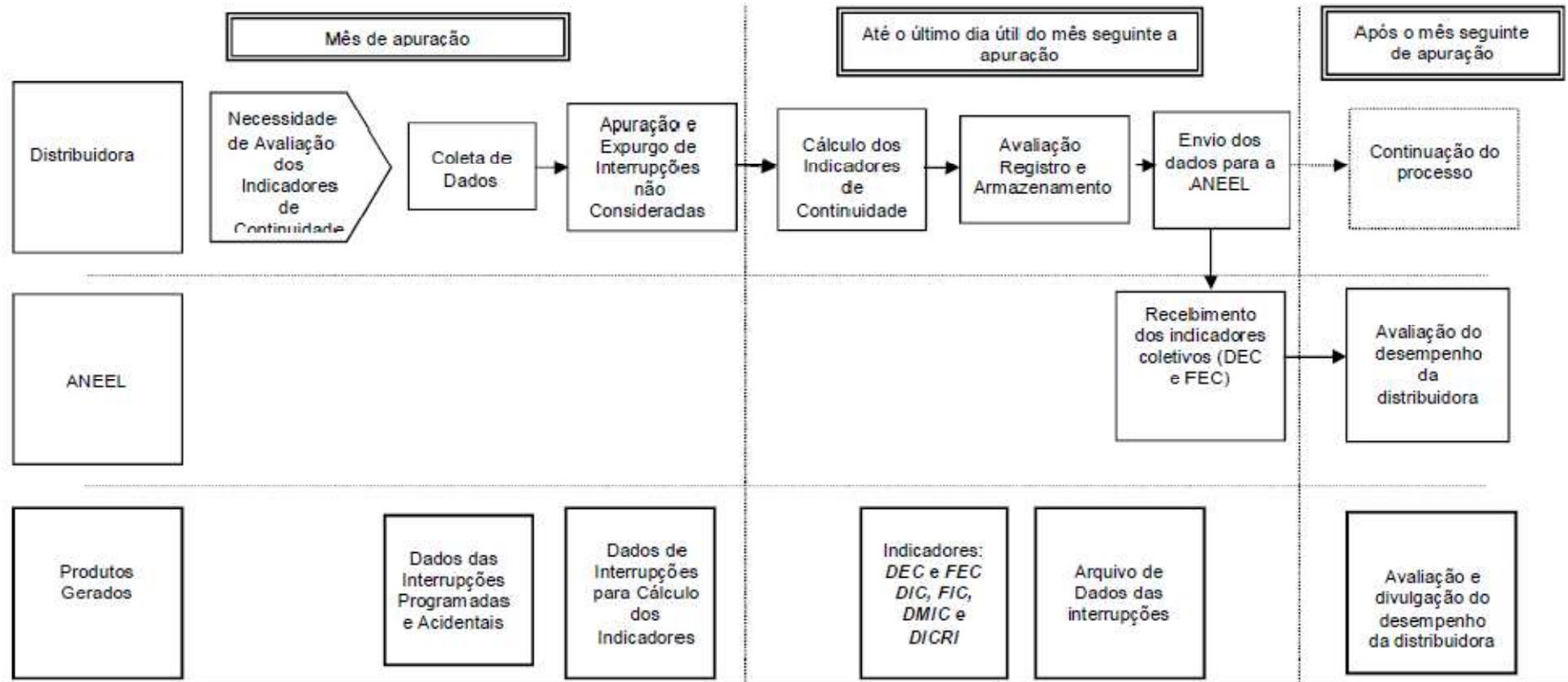
$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC_i}{Cc} \quad (11)$$

sendo:

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

O cálculo dos indicadores de continuidade individuais e coletivos deverá ser realizado e enviado à ANEEL até o último dia útil do mês seguinte a apuração. A Figura 11 mostra o fluxograma do processo de apuração e avaliação dos indicadores de continuidade.

Figura 11: Fluxograma do processo de apuração dos indicadores de continuidade



Fonte: ANEEL, 2015b, p. 64

Ao analisar a Figura 11, percebe-se que o processo de apuração dos Indicadores de Continuidade ocorre de maneira análoga ao dos Indicadores de Tempo. Nesse último caso, a ANEEL estabelece limites para os indicadores individuais, de acordo com os atributos físico-elétricos de cada conjunto. A comparação dos valores limites com os apurados poderão levar a penalidades, conforme é descrito na Seção 2.4.4.

2.4.4 PENALIDADES

No caso de violação do limite de continuidade dos indicadores *DIC*, *FIC*, *DMIC* e *DICRI* em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor acessante do sistema de distribuição e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração (ANEEL, 2015b). Os valores a serem ressarcidos são determinados pelas Equações 12 a 15:

- Para o *DIC*:

$$Penalidade = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \frac{CM}{730} kei \quad (12)$$

- Para o *FIC*:

$$Penalidade = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) FIC_p \frac{CM}{730} kei \quad (13)$$

- Para o *DMIC*:

$$Penalidade = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \frac{CM}{730} kei \quad (14)$$

- Para o *DICRI*:

$$Penalidade = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) DICRI_p \frac{CM}{730} kei \quad (15)$$

Sendo:

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

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

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

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

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

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

$DICRI_v$: duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

$DICRI_p$: limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

CM : média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

kei : coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

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

A título de ilustração de como a violação dos limites determinados dos indicadores de continuidade podem levar a multas vultosas, a Tabela 1 traz valores e as quantidades de

ocorrências de transgressões dos indicadores para as concessionárias, em nível nacional, nos últimos 6 anos. Nesta tabela, QTD representa a quantidade de ocorrências (em milhões) e VL o valor pago em milhões de Reais. Além disso, vale salientar que a quantidade de pagamentos efetuados não é necessariamente igual ao número de consumidores compensados, já que um mesmo consumidor pode ser compensado mais de uma vez no ano (ANEEL, 2017).

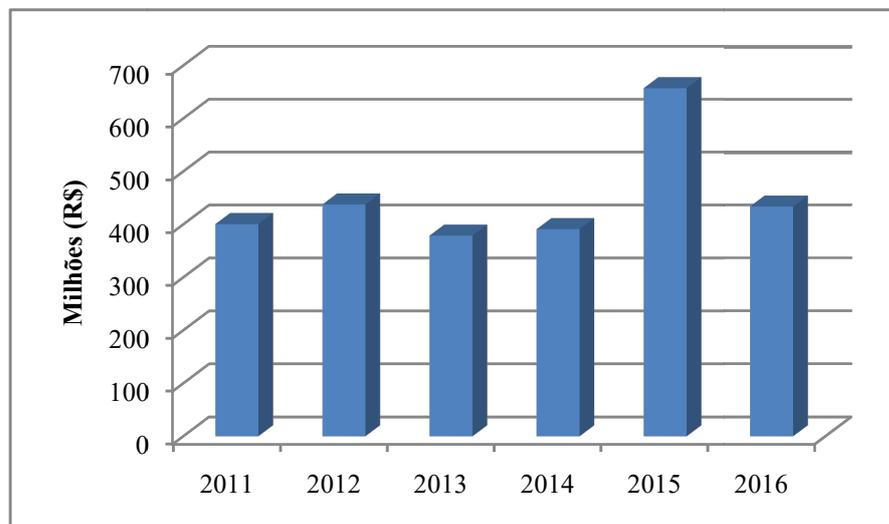
Tabela 1: Compensações em nível nacional

Compensação de continuidade das concessionárias por ano (dados em milhões)			Ano					
			2011	2012	2013	2014	2015	2016
<i>DIC, FIC e DMIC</i>	Mensal	QTD	68,38	66,03	67,59	69,43	78,45	66,16
		VL	R\$ 290,94	R\$ 305,79	R\$ 265,05	R\$ 0,28	R\$ 450,22	R\$ 363,57
	Trimestral	QTD	21,50	19,14	20,07	20,54	23,66	14,98
		VL	R\$ 40,51	R\$ 41,99	R\$ 37,14	R\$ 38,21	R\$ 64,53	R\$ 40,97
	Anual	QTD	15,26	12,88	13,72	13,03	16,07	0,72
		VL	R\$ 68,83	R\$ 69,89	R\$ 61,78	R\$ 54,99	R\$ 102,23	R\$ 5,05
<i>DICRI</i>	QTD	0,00	9,17	3,38	7,19	7,70	4,13	
	VL	R\$ 0,00	R\$ 19,80	R\$ 14,58	R\$ 18,51	R\$ 39,96	R\$ 23,46	
Total	QTD	105,14	107,22	104,75	110,21	125,89	85,99	
	VL	R\$ 400,29	R\$ 437,47	R\$ 378,55	R\$ 390,76	R\$ 656,95	R\$ 433,05	

Fonte: Adaptado de ANEEL (2017)

A Figura 12 mostra o gráfico dos valores das compensações pagas, em milhões, para o período mencionado. Nota-se que em 2015 as compensações alcançaram os maiores valores, acima do patamar de R\$600 milhões. De acordo com a ANEEL, nesse mesmo ano, a concessionária CELG-D pagou R\$98.401.384,18, o que representa aproximadamente 15% dos valores pagos por todas as concessionárias do país.

Figura 12: Valores das Compensações (2011 a 2016)



Fonte: Adaptado de ANEEL (2017)

2.4.5 AVALIAÇÃO DA CONTINUIDADE A POSTERIORI E A PRIORI

Em geral, a continuidade de fornecimento é avaliada pelas empresas de distribuição a partir das ocorrências na rede de distribuição. A Qualidade do Serviço é mensurada após um determinado período, que pode ser um mês, um trimestre ou um ano, como indicado nas seções 2.4.2 e 2.4.3. A este tipo de avaliação é dado o nome de avaliação a posteriori.

Para a realização de estudos da qualidade do fornecimento pode ser necessário estimar, com base em parâmetros estatísticos, alguns indicadores, como os tempos médios para atendimento, ou ainda o *DEC* ou o *FEC* da rede. Esta avaliação é denominada avaliação a priori.

2.4.5.1 AVALIAÇÃO DA CONTINUIDADE A POSTERIORI

A avaliação da continuidade a posteriori utiliza dados das contingências que realmente ocorreram em um período determinado, sendo, portanto, o tipo de avaliação utilizada pelas concessionárias para determinação dos seus indicadores. Dessa forma, as Equações descritas nas seções 2.4.2 e 2.4.3 estão no âmbito deste tipo de avaliação.

Complementando a formulação descrita no PRODIST, Kagan, Oliveira e Robba (2005) reescrevem as Equações 10 e 11 (*DEC* e *FEC*) nas Equações 16 e 17:

– para o *DEC*:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n N_{a,i} \times t_i}{Cc} \quad (16)$$

sendo:

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

N_{a,i}: número de usuários afetados na interrupção *i*;

Cc: número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

t_i: tempo de duração da interrupção (*i*) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração.

– para o FEC :

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n N_{a,i}}{Cc} \quad (17)$$

sendo:

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

$N_{a,i}$: número de usuários afetados na interrupção i ;

Cc : número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

Define-se também a Energia não Distribuída, indicador que corresponde à energia não fornecida aos consumidores de um sistema, durante o período de observação T :

$$END = \sum_{i=1}^n P_{m,i} \times t_i \quad (18)$$

sendo $P_{m,i}$ a potência ativa média que seria fornecida ao sistema durante a interrupção i .

2.4.5.2 AVALIAÇÃO DA CONTINUIDADE A PRIORI

É desejável estimar a Qualidade do Serviço de um dado sistema de distribuição em função de informações básicas da própria rede, já que isso permite ao projetista da rede simular previamente mudanças, de modo a alcançar um determinado nível de qualidade no fornecimento. A metodologia a ser discutida nessa seção tem por objetivo avaliar os indicadores coletivos (DEC e FEC) e individuais (DIC e FIC), além da Energia não Distribuída (END), com base em alguns dados e características da rede.

Para o entendimento da metodologia, Kagan, Oliveira e Robba (2005) apresentam alguns parâmetros e definições, em especial:

- taxa de falha $\lambda_{i,k}$: para o caso de trechos de rede, representa o número médio de falhas por ano e por unidade de comprimento do trecho [falhas/km/ano ou falhas/km.ano] para o trecho k do bloco i ;
- bloco de carga: conjunto de trechos de rede que se derivam de uma chave, e que não contam, entre eles, com chave alguma;

- taxa de falha de um bloco de carga Λ_i : matematicamente definido por:

$$\Lambda_i = \sum_{k=1}^{N_{tr}} l_{i,k} \lambda_{i,k} \quad (19)$$

sendo:

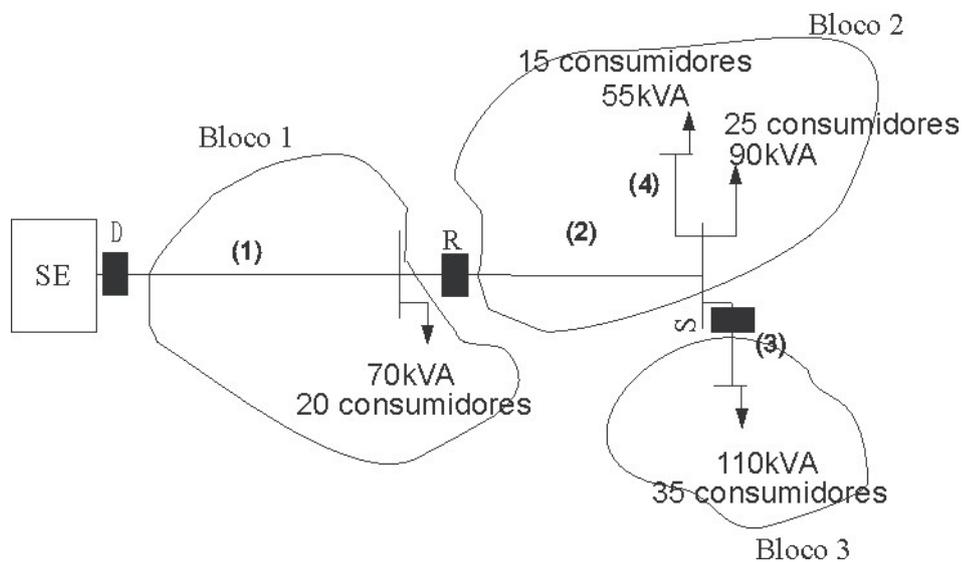
N_{tr} : o número de trechos de rede no bloco i ;

$l_{i,k}$: comprimento do trecho k do bloco i .

- fator de falhas permanentes: expressa a relação entre as falhas permanentes e falhas totais na rede de distribuição. Para redes de distribuição um número bastante usual é 0,3 (30 falhas permanentes para cada 100 falhas na rede).

Ressalta-se aqui a importância da utilização do conceito de blocos de carga, já que falhas em qualquer um dos trechos da rede que compõe um dado bloco de carga levam a um mesmo efeito nos indicadores de continuidade de serviço. Outra vantagem dessa representação é que uma rede com grande número de trechos pode ser reduzida a uma rede representada topologicamente por poucos blocos de carga, diminuindo o esforço de cálculo exigido. Na Figura 13 é ilustrada a divisão em blocos de um pequeno sistema hipotético S1 com um disjuntor na saída da SE e dois dispositivos de proteção R (religador) e S (chave seccionadora).

Figura 13: Sistema hipotético S1 com dois dispositivos de proteção



Fonte: Elaborado pelo autor

Para estimar os indicadores considera-se, inicialmente, que os dispositivos de proteção estejam corretamente coordenados e que, nas condições de contingências, não são previstas transferências de blocos de carga entre dois ou mais circuitos. O procedimento simula a

ocorrência de Λ_i falhas em cada bloco de carga i da rede. Na ocorrência de uma falha em um dado bloco i da rede, ter-se-á (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005):

- um certo número de consumidores $N_{t_1,i}$ com o fornecimento de energia afetado durante o tempo t_1 de pesquisa de defeito no bloco i , isto é, t_1 é o tempo que decorre do momento da falta até sua localização pela equipe de manutenção;
- um número de consumidores $N_{t_2,i}$ sem fornecimento de energia durante o tempo t_2 referente ao reparo da falha.

Dessa forma, pode-se avaliar a contribuição aos valores de DEC e FEC para contingências no bloco i pelas Equações 20 e 21:

$$DEC_i = f_{per} \Lambda_i \left(\frac{N_{t_1,i} t_{1,i}}{C_c} + \frac{N_{t_2,i} t_{2,i}}{C_c} \right) \quad (20)$$

$$FEC_i = fat_{per} \times \Lambda_i \times \frac{N_{t_1,i}}{C_c} \quad (21)$$

A partir das parcelas de DEC_i e FEC_i para cada bloco de carga, pode-se avaliar o DEC e FEC globais do circuito pelas Equações 22 e 23:

$$DEC = \sum_{i=1}^{N_{bl}} DEC_i \quad (22)$$

$$FEC = \sum_{i=1}^{N_{bl}} FEC_i \quad (23)$$

Considerando as ocorrências apenas na rede primária, os indicadores de continuidade individuais são os mesmos para todos os consumidores de um dado bloco i . Assim, para avaliação do DIC e FIC , deve-se determinar quantos $N_{bl,k}$ blocos afetam o estabelecimento do bloco i , de modo que os indicadores individuais por bloco podem ser expressos por 24 e 25:

$$DIC_i = \sum_{k=1}^{N_{bl,k}} fat_{per} \times \Lambda_k \times (t_{1,k} + t_{2,k}) \quad (24)$$

$$FIC_i = \sum_{k=1}^{N_{bl,k}} fat_{per} \times \Lambda_k \quad (25)$$

Por fim, sendo $D_{média}(k)$ a demanda média anual (ou mensal) do bloco i , a Energia não Distribuída pode ser obtida por 26:

$$END = \sum_{i=1}^{N_{bl}} DIC_i \times D_{m\u00e9dia,i} \quad (26)$$

O Ap\u00eandice A apresenta didaticamente os passos para obten\u00e7\u00e3o dos indicadores coletivos e individuais de qualidade para o Sistema S1. Vale lembrar que a metodologia discutida at\u00e9 agora aborda apenas redes com dispositivos cl\u00e1ssicos de prote\u00e7\u00e3o, como fus\u00edveis, religadores, chaves faca etc. As modifica\u00e7\u00f5es necess\u00e1rias para extens\u00e3o do m\u00e9todo, empregando tamb\u00e9m dispositivos Indicadores de Falta, \u00e9 discutido no Cap\u00edtulo 4, ap\u00f3s o detalhamento das caracter\u00edsticas desses dispositivos que, por sua vez, est\u00e1 no Cap\u00edtulo 3.

CAPÍTULO 3

DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA

3.1 HISTÓRICO

A qualidade no fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias passa por uma consistente fiscalização por parte dos órgãos regulamentadores e por seus usuários. Tendo isso em vista, metodologias e soluções tecnológicas têm sido diariamente desenvolvidas para melhorar os indicadores de tempo e continuidade. Nesse contexto, despontam-se como alternativas os Dispositivos Indicadores de Falta, também conhecidos simplesmente por Indicadores de Falta (IFs), Indicadores de Passagem de Falta ou ainda Sinalizador de Faltas.

A companhia Horstmann inventou os primeiros dispositivos IFs em 1946. Eles possuíam uma bandeirola mecânica, que era acionada quando uma corrente de falta percorria o circuito, por isso necessitavam da intervenção humana sempre que uma falta era sinalizada. Com um determinado IF atuado, a equipe de manutenção concluía que a falta estava a jusante daquele ponto (USIDA, 2011).

Usida (2011) e Angerer (2008, apud SAU, 2016) destacam que os avanços tecnológicos em IFs passaram a ser perceptíveis na década de 1960 quando o rearme se tornou automático, isto é, com a restauração da corrente de carga ou da tensão na rede o IF restabelecia o seu estado normal sem intervenção humana. Somente em 1976 os indicadores receberam uma fonte externa de energia, o que aumentou sua vida útil. A partir de então, os dispositivos podiam ser ativados e postos a operar, independente das características da rede elétrica. Além disso, com o uso das baterias, os novos IFs passaram a sinalizar com LED (*Light Emissor Diode*) ou lâmpadas de gás Xenon.

Já em 1987 foram desenvolvidos IFs para linhas aéreas com capacidade de comunicação via radiofrequência para a troca de informações com o centro de controle por meio do SCADA, direcionando a equipe de manutenção na busca pelo local da falta (USIDA, 2011). A Figura 14 mostra um indicador de falta moderno, AR360 da SEL, com sinalização em LED, com 360° de visibilidade e com coloração diferente conforme o tipo de falta.

Figura 14: Indicador de Falta SEL AR360



Fonte: <https://selinc.com> (2016)

No Brasil, os IFs ainda são pouco utilizados pelas concessionárias, situação essa que pode vir a mudar com a necessidade crescente de melhoria no fornecimento de energia elétrica. Não obstante esse cenário, a ELEKTRO, uma das maiores distribuidoras de energia elétrica do país, possui mais de 2.300 pontos com indicadores de falta instalados, no entanto, aproximadamente 40% deles não atuando de forma satisfatória (SOUZA et al., 2008).

3.2 CARACTERÍSTICAS E FUNCIONAMENTO

Nos sistemas de distribuição, a principal contribuição que um dispositivo IF pode trazer é a redução no tempo de deslocamento e, caso possua comunicação por radiofrequência, também reduzirá o tempo de preparação das equipes, à medida que aumenta a eficiência dos meios de comunicação. Isto reflete em menores TMP, TMD e, por consequência TMAE, conforme a Equação 4.

Vidyasagar, Prasad e Fatima (2011) destacam que a instalação de n IFs em um alimentador de distribuição divide-o em $(n + 1)$ partes e o tempo de localização da falta T_i para cada i -ésima parte pode ser calculado pela Equação 27:

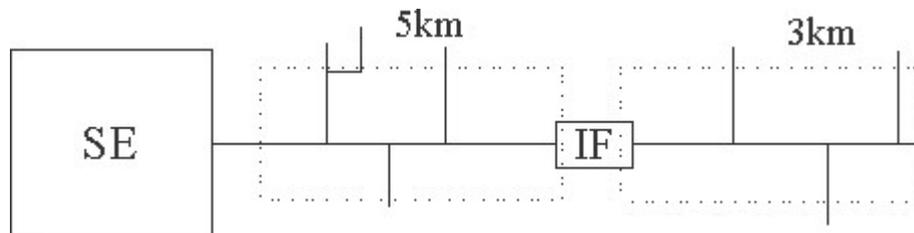
$$T_i = T_0 \left(\frac{L_i}{\sum_{j=1}^{n+1} L_j} \right) \quad (27)$$

Nessa equação, T_0 é o tempo médio para localização de falta sem IF e L_i é o comprimento da parte i (ou ainda, a soma dos comprimentos dos trechos que compõem a parte i). Nesse contexto, entende-se por "parte", o conjunto de trechos primários entre dois IFs consecutivos ou entre a subestação e o primeiro IF, ou ainda o trecho após o IF mais distante da SE.

O exemplo apresentado a seguir, com um sistema simplificado ilustrado na Figura 15, visa elucidar a aplicação da Equação 27:

- Sem a presença de IF, supõe-se que o tempo médio para localização de uma falha nesse sistema seja igual a 1 hora (ou seja, $T_0 = 1$), ao passo que a subestação é o ponto de partida da equipe de manutenção.

Figura 15: Sistema radial simples com a presença de um IF



Fonte: Elaborado pelo autor

- Com a presença do IF, a equipe de manutenção precisará percorrer apenas um trecho antes ou após o IF. De modo que:

$$T_1 = \frac{5}{5+3} 1 = 0,625h$$

e

$$T_2 = \frac{3}{5+3} 1 = 0,375h$$

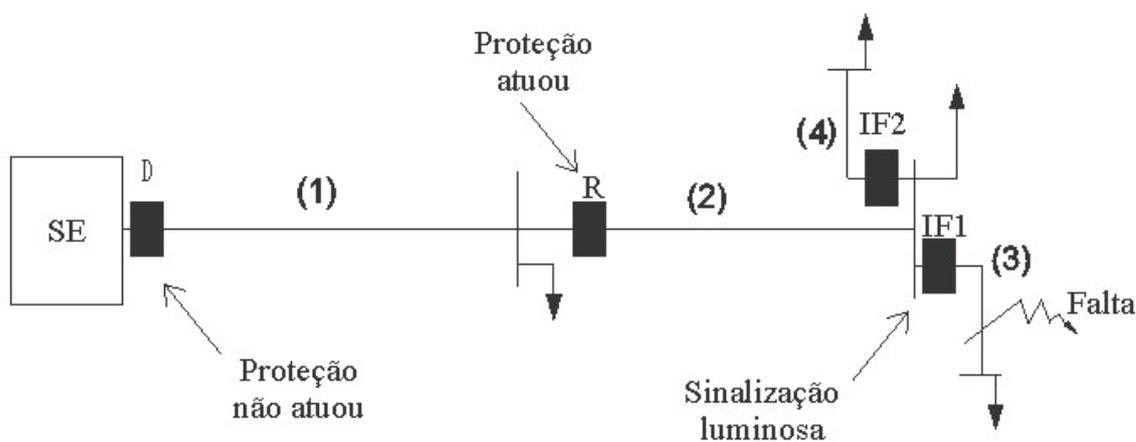
sendo T_1 e T_2 os tempos necessários pra percorrer todo o trecho anterior e posterior ao IF, respectivamente.

A presença de dispositivos de proteção como disjuntores, religadores e seccionadores automáticos também realiza a função de indicar faltas a jusante. Este fato é levado em consideração no Capítulo 4, influenciando todo o processo de alocação inteligente dos IFs nas redes de distribuição.

Um bom exemplo de aplicação de IFs em redes de distribuição radiais com dispositivos de proteção é exposto na Figura 16. Nesta, tem-se uma falta no trecho (3). Caso não existissem IFs na rede, a procura pelo ponto de falta deveria ser realizado pela inspeção visual de todos os trechos a jusante da última proteção atuada. Naturalmente, este processo é

dispendioso e contribui para uma piora significativa dos indicadores de continuidade, dado o tempo de interrupção no fornecimento. Com a presença dos IFs, de acordo com a Figura 16, a falta poderia ser encontrada num tempo consideravelmente menor, visto que a sinalização luminosa dos IFs indicaria o caminho a ser seguido pela equipe, limitando o espaço de busca aos ramos a jusante do último IF acionado.

Figura 16: Trecho de rede de distribuição radial



Fonte: Elaborado pelo Autor

Após a realização do reparo da falta e consequente restabelecimento da energia elétrica no circuito, os IFs devem deixar de sinalizar a falta (*reset*). "O modo de *reset* pode ser automático por presença de tensão, por presença de corrente de carga, por tempo ou pode ser feito manualmente" (SAU, 2016, p. 27).

Alguns pesquisadores de métodos de alocação inteligente de IFs, como Alves (2016) e Sau (2016), recomendam que os IFs, além de estar com os parâmetros bem ajustados, sejam instalados juntos a dispositivos de seccionamento da rede. Esse procedimento permite restabelecer a rede parcialmente enquanto o reparo é feito no local de falta.

3.3 TECNOLOGIA

Várias são as tecnologias desenvolvidas para os IFs, principalmente no que se refere à indicação da falta, ao rearme, parâmetros de ajuste e capacidade de indicação remota. Tendo isso em vista, as seções 3.3.1 a 3.3.4 apresentam separadamente as principais tecnologias desenvolvidas pelos fabricantes de IFs.

3.3.1 INDICAÇÃO DA FALTA E REARME

Os dispositivos IFs fazem a sinalização local após uma corrente passante exceder o ajuste de disparo. Essa sinalização pode ser por bandeirola colorida, LED ou lâmpada Xenônio. Além da sinalização local, alguns possuem comunicação para realizar indicação remota, realizada por contatos elétricos nos IFs instalados nos postes ou através de radiofrequência nos IFs instalados nos cabos. A indicação pode ser diferenciada conforme o tipo de falta (SAU, 2016):

- Indicação de falta permanente;
- Indicação de falta temporária.

Quanto ao rearme, pode ser manual ou automático, de acordo com a programação, modelo e fabricante. Entende-se por "rearme" a modificação do estado do IF sinalizado para o estado de não falta, ou operação normal. Esse recurso é muito útil, uma vez que torna o IF habilitado para uso após o reparo da falha. IEEE (2007) e Nortroll (2010), citados por Usida (2011), detalham os seguintes tipos de rearme:

- Por corrente: requer a passagem de uma corrente pelo cabo no qual o indicador está instalado para alterar a indicação de condição de falta para operação normal;
- Por tensão: requer uma tensão no cabo no qual o indicador está instalado para alterar a indicação de condição de falta para operação normal;
- Por tempo: após um período de tempo o mesmo deverá apresentar a modificação da condição de falta para a condição de operação normal no tempo programado ou especificado pelo fabricante;
- Manual: rearme utiliza ferramentas ou equipamentos especificados pelo fabricante. A título de exemplo, o IF do fabricante Nortroll 110E μ tem rearme manual por meio da desconexão e conexão da bateria ou por meio de um ímã externo.

3.3.2 FONTE DE ALIMENTAÇÃO

Os IFs modernos são alimentados externamente, isto é, por baterias. Alguns modelos indicam quando a fonte está com baixa capacidade e precisa ser substituída. Grande parte dos modelos tem baterias com vida útil maior que cinco anos, podendo chegar a vinte anos. Sau (2016, p. 29) afirma que "é possível, ainda, instalar painéis solares para o carregamento das baterias dos dispositivos instalados nos postes". A Figura 17 mostra um IF com uma bateria interna.

Figura 17: IF com bateria interna



Fonte: Usida(2011, p 24)

3.3.3 PARÂMETROS DE AJUSTE

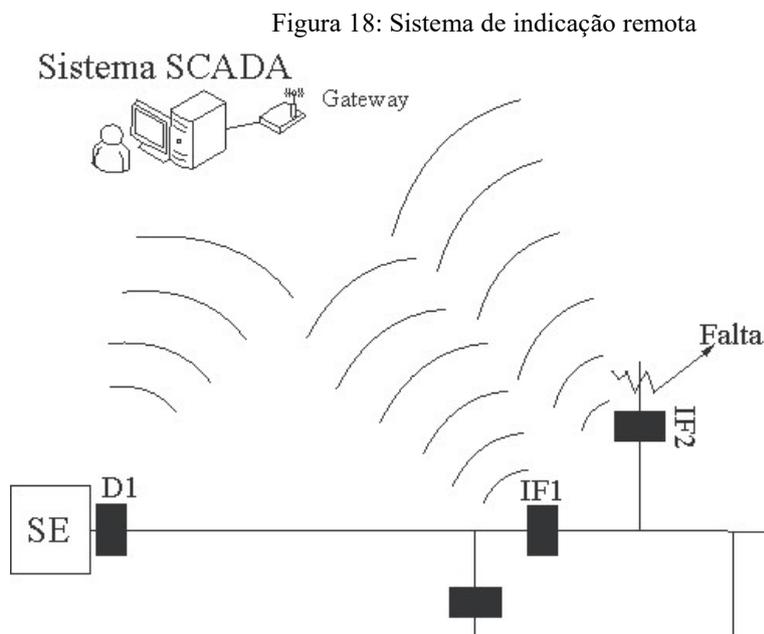
Conforme o fabricante, os modelos de IFs apresentam diversos parâmetros de ajuste. Alguns se adaptam às características da rede (detecção adaptativa) e não requerem ajustes, outros possuem parâmetros que permitem coordenação com os dispositivos de proteção a montante. Dentre os principais parâmetros de detecção, vale destacar:

- Taxa de variação da corrente di/dt : uma corrente variando subitamente pode indicar uma corrente de falta;
- Corrente mínima de disparo: normalmente as correntes de falta são altas (de 10 a 100 vezes a nominal), este ajuste permite regular a mínima intensidade de corrente para acionamento do IF;
- Tempo de inibição da corrente de *inrush*: permite que haja uma corrente de *inrush* (energização de transformadores) sem disparo;
- Sensibilidade à ausência de tensão: admite a regulação de um nível mínimo de tensão para disparo;

- Tempo para confirmação da falta permanente: ajuste do tempo necessário para sinalizar situação de falha permanente.

3.3.4 INDICAÇÃO REMOTA

Como já abordado na Seção 3.1, a partir de meados da década de 1980 os IFs receberam a tecnologia de indicação remota, o que possibilitou a integração com o Centro de Operação da Distribuição (COD). Na ocorrência de uma falha na rede, é possível encaminhar ao COD o *status* operativo do IF no sistema por de radiofrequencia, linha telefônica, GSM, dentre outros meios de comunicação. A Figura 18 ilustra um sistema com IFs com indicação remota.



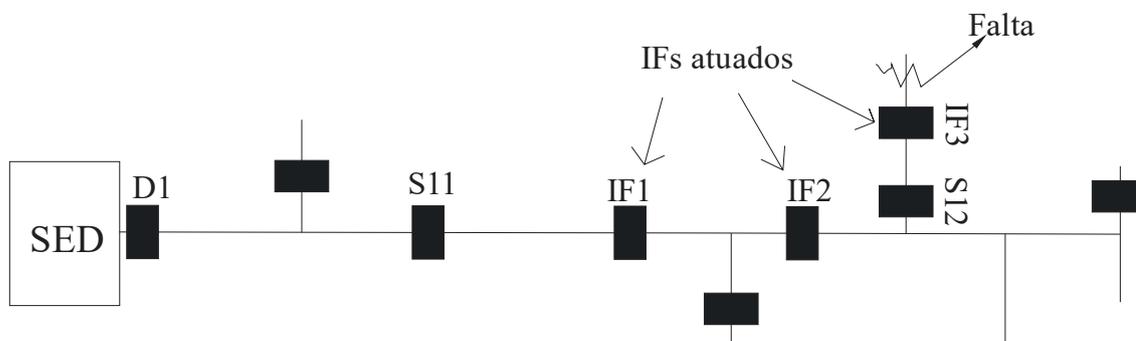
Fonte: Adaptado de Usida (2011)

Sau (2016, p. 32) destaca outras utilidades para as informações dadas pelos IFs ao COD: "esses dados podem ser utilizados para auxiliar o isolamento do trecho da falta, quando associado a seccionadores telecomandados ou alimentar o banco de dados de faltas, incluindo as temporárias, para fins de manutenção preventiva da rede".

Para ilustrar como a presença de IFs com indicação remota facilita o trabalho de localização da falta, pode-se considerar a Figura 19. O sistema possui um disjuntor D1 na

saída da SE, um religador R1, várias chaves seccionadoras, destacadas as chaves S11 e S12, além de vários IFs.

Figura 19: Sistema com IFs com indicação remota



Fonte: Adaptado de Nortech (2013)

Na ocorrência de falta no ponto indicado, o dispositivo de proteção D1 atuará. A partir de então, todos os consumidores a jusante de D1 perdem o suprimento de energia. Nortech (2013) reúne os procedimentos para localização da falta caso o sistema não possua IFs:

A SISTEMA SEM IFs

Não existe informação da posição da falta. Um lento processo de busca e seccionamento é realizado para encontrar a falha.

A equipe de manutenção tem poucos recursos para restaurar o sistema com velocidade e reduzir o tempo de interrupção dos consumidores. A localização das faltas envolverá repetidas manobras nos seccionadores da rede, podendo desgastar os elementos da rede.

B OPERAÇÃO COM IF's

Os IFs presentes entre o disjuntor D1 e o local da contingência detectam a passagem da corrente de falta, realizando a sinalização visual, e, quando disponível no modelo instalado, comunicando ao sistema de controle a ocorrência do defeito.

B.1 IF SEM COMUNICAÇÃO

A busca se dará inspecionando os dispositivos IF ativados na rede. Em relação a condição sem IF, a equipe de manutenção poderá encontrar o ponto de falta em um tempo significativamente menor. Além disso, diminuir-se-ão os esforços termodinâmicos nos

elementos dos circuitos, visto que não será necessário realizar um processo tão longo de seccionamento e estabelecimento de curtos-circuitos.

B.2 IF COM COMUNICAÇÃO

O Sistema de Controle recebe a informação que IF11, IF12 e IF13 estão acionados. Com esta informação o seccionador a montante mais próximo da contingência (S12) pode ser aberto, isolando a falta. O restante da rede tem seu suprimento restabelecido, enquanto a equipe de manutenção restaura o trecho com a falta.

3.4 TIPOS DISPONÍVEIS

Os dispositivos indicadores de falta, quanto ao modo de instalação, podem ser classificados em dois tipos: IFs de cabos e IFs de poste. As seções 3.4.1 e 3.4.2 visam fornecer informações sobre as características e o funcionamento desses dois tipos de IF.

3.4.1 INDICADORES DE FALTA INSTALADOS NOS CONDUTORES

Esse tipo de IF é instalado diretamente nos condutores das fases. A Figura 20 mostra um destes modelos de IF. De acordo com Sau (2016, p. 30):

[...]eles dão indicação visual da passagem da corrente de falta e alguns modelos possuem comunicação. Sua instalação é simples e não requer ferramentas sofisticadas. Há ferramentas que permitem a sua instalação com a rede energizada. Esses IFs fazem a detecção de curto-circuito entre fases e faltas à terra.

Figura 20: IFs instalados nos condutores



Fonte: <https://selinc.com> (2016)

A detecção da corrente de falta é efetuada mediante um sensor que monitora a variação di/dt . Esse sensor diferencia uma corrente de carga de uma de falta, pois, quando há ocorrência desta última, a intensidade da corrente que flui pelo cabo monitorado se eleva subitamente.

3.4.2 INDICADORES DE FALTA INSTALADOS NOS POSTES

Outro tipo de indicador de falta é o de poste. A Figura 21 ilustra como é realizada a montagem deste tipo de IF. Percebe-se que esse dispositivo tem fácil acesso, tornando-o mais vulnerável a vandalismos.

Figura 21: Modelo de IF de poste



Fonte: <https://selinc.com>

Tobin (2002, apud SAU 2016) ressalta que o princípio de funcionamento deste IF é muito parecido com o daquele instalado no cabo. Ele é dotado de sensores de corrente e, em alguns casos, também possui sensor de tensão. A qualidade das medidas de corrente depende do correto posicionamento do dispositivo no poste, pois os cálculos das correntes usam as distâncias entre os sensores e os condutores. Estes cálculos estão disponíveis em PTC (1999).

3.5 FABRICANTES

A título de ilustração, a Tabela 2 apresenta alguns fabricantes e modelos de dispositivos indicadores de falta. Na tabela é possível observar alguns parâmetros de ajuste e detalhes como tipo de *reset* e comunicação. Informações como tensão de aplicação, tipo de instalação e vida útil da bateria também são disponibilizadas.

Tabela 2: Principais fabricantes e modelos de IF

Principais fabricantes de Indicadores de Falta para redes aéreas de Distribuição					Tipo de reset			
Fabricante	Modelo	Tensão de aplicação (kV)	Tipo de Instalação	Vida útil da bateria	Manual	Por corrente ou tensão	Por tempo	Sem fio ³
Browdens	Pathfinder 360	6-36	Poste	>10 anos		x	x	x
Cooper	SDOH	0-69	Cabo	500h ¹	x		x	
Horstmann	Navigator-LM	0-46	Cabo	15-20 anos	x	x	x	x
Nortrol	110Em	6-69	Cabo	7-8 anos	x	x	x	x
	111K	6-66	Poste	7-10 anos	x	x	x	
	3100	6-66	Poste	7-8 anos	x	x	x	x
	3500	6-66	Poste	7-8 anos	x	x	x	x
Power Delivery	Navigator LM	5-69	Cabo	20 anos		x	x	x
Schneider Electric	Flite 100	7-69	Cabo	>10 anos	x	x	x	
	Flite 200	4-69	Poste	>10 anos	x	x	x	
	Flite 300	5-25	Poste	>7 anos	x	x	x	
SEL	ERL	8-69	Cabo	*2		x		
	BER	8-69	Cabo	20 anos		x		
	CDR	0-38	Cabo	*2		x		
	BTRI_IR	8-38	Cabo	20 anos			x	
	AR360	4-38	Cabo	20 anos			x	
	BTRIP	4-69	Cabo	20 anos			x	
	WSO	0-38	Cabo	20 anos		x	x	x

1 - Horas de sinalização.

2 - Alimentados pela própria rede de distribuição ou pela corrente de falta.

3 - Comunicação sem fio (GSM, rádio, etc.)

Fonte: Adaptado de Sau (2016)

3.6 ALOCAÇÃO DE INDICADORES DE FALTA

Deve-se ter em mente que o processo de alocação de indicadores de falta consiste em seleccionar, mediante critérios e métodos bem definidos, a posição para instalação de IFs nas redes de distribuição. Como a aquisição e manutenção desses dispositivos impõem custos à

concessionária, esta deve dispor de mecanismos que gerem o maior retorno financeiro possível no processo de alocação.

Usida (2011) destaca em vários pontos de sua tese de doutorado a carência de metodologias para alocar com eficiência os indicadores de falta. Devido a isso, muitas vezes as posições de instalação dos IFs na rede elétrica é feita de forma empírica na rede.

Para a instalação dos IFs pode-se assumir algumas regras básicas. Embora esses princípios muitas vezes sejam indicados pelos próprios fabricantes, alguns podem ser ignorados no processo de alocação ótima. São exemplos de princípios básicos de alocação:

- I. instalação a ser realizada em locais visíveis, preferencialmente por onde chega a equipe de manutenção;
- II. instalação antes e depois de trechos de difícil acesso;
- III. em trechos rurais;
- IV. instalação próxima às derivações dos ramos;
- V. associar o IF a dispositivos de seccionamento, para isolar a falta rapidamente.

Num primeiro momento, o processo de alocação desenvolvido nessa dissertação, considera que todos os trechos podem receber um IF, desprezando, de certa forma, as considerações desta seção. No entanto, devido à flexibilidade da metodologia proposta nesta dissertação, uma simples modificação numa matriz (com os trechos candidatos) pode concentrar o processo de alocação em trechos determinados, como os de difícil acesso, trechos rurais ou dotados de dispositivos de seccionamento, revertendo, caso necessário, essa limitação.

CAPÍTULO 4

ALOCAÇÃO DE INDICADORES DE FALTA COM APLICAÇÃO DA META-HEURÍSTICA DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL

4.1. INTRODUÇÃO

A aquisição e manutenção dos IFs impõem custos a concessionária; logo, esta deve dispor de mecanismos que, ao escolher os trechos nos quais estes dispositivos serão instalados, gerem o maior retorno financeiro possível ou cumpra objetivos específicos. O Problema de Alocação Inteligente de Indicadores de Falta (PAIIF) propõe encontrar tais trechos, ou nós, objetivando, por exemplo:

- a) minimizar o custo de instalação dos Indicadores de Falta;
- b) minimizar a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora;
- c) minimizar o custo da energia não distribuída;
- d) minimizar a distância média entre unidades consumidoras e dispositivos;
- e) otimizar um critério que priorize ramais ou trechos de alimentadores que possuam altas taxas de falha e/ou maiores comprimentos.

O critério mencionado no item (a) objetiva minimizar os custos relacionados a aquisição, instalação e manutenção dos IFs, o qual é simbolizado por *minimizar CI*; o critério (b) tem por objetivo minimizar o *DEC* estimado para a configuração do sistema após a inserção dos IFs, o que significa *minimizar DEC*; em (c), deseja-se minimizar o custo da energia não suprida, o que é obtido ao se minimizar a energia não distribuída, tal como definida no Capítulo 2, na Equação 26, simbolizada por *minimizar CEND*; o critério mencionado em (d) estabelece a minimização da distância média entre consumidores e dispositivos IFs, caracterizando-se como o problema da P-Mediana, como resolvido por Alves (2015); quanto ao último critério (e), a alocação de IFs é orientada para trechos de alimentadores que apresentem as maiores taxas de falha e os maiores comprimentos.

No âmbito do PAIIF, os princípios básicos descritos na Seção 3.6 podem ser consideradas como restrições. No entanto, para vários sistemas não é possível considerar todas elas, seja pela falta de dispositivos de seccionamento (inviabilizando a regra nº V) ou

por limitarem o espaço de busca sobre o qual o método de otimização busca obter a solução para a alocação dos dispositivos.

Tendo em vista os aspectos supracitados, a priori, é interessante desconsiderar as restrições, admitindo-se que todos os trechos do sistema são candidatas a receber IFs. Uma simples modificação nos dados de entrada pode considerar algumas dessas regras, bastando para isso alterar a matriz com os trechos candidatos a receber os IFs, limitando, em contrapartida, o processo de busca e otimização a esses trechos.

Os aspectos econômicos relacionados aos IFs são analisados após a obtenção das soluções para determinados números de dispositivos. As seções que seguem tratam do detalhamento, formulação e solução do PAIIF.

4.2. FORMULAÇÃO E MODELAGEM

Esta seção trata da formulação e modelagem do PAIIF, sendo, portanto, de fundamental importância para o entendimento da metodologia empregada na resolução do mesmo. Dentro dessa seção serão abordados:

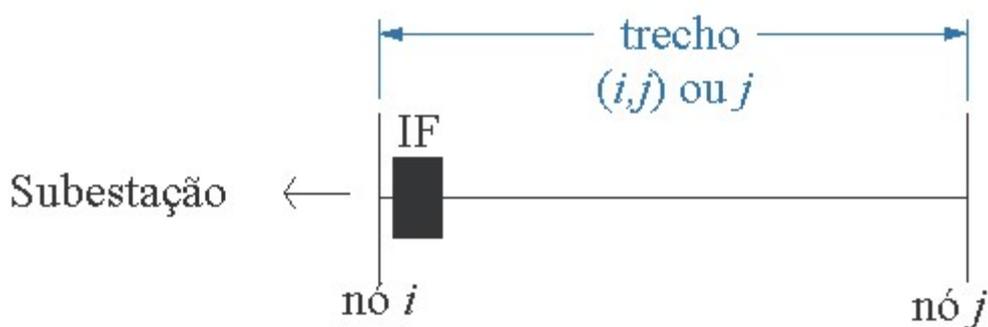
- a convenção da localização de IF;
- a influência da presença de IFs no cálculo a priori do *DEC*;
- o modelo da rede;
- o modelo matemático do PAIIF.

A primeira subseção trata da convenção adotada para a localização dos IFs nos alimentadores, com objetivo de esclarecer ao leitor a posição onde se pretende alocar cada dispositivo nos trechos do sistema. A segunda subseção trata da alteração do método de estimativa dos tempos de atendimento às ocorrências emergenciais sob a influência dos IFs, modificando diretamente os resultados para o cálculo a priori dos demais indicadores, em especial do *DEC*. A terceira seção discute o modelo da rede, representado-a como um grafo. Por fim, uma seção é dedicada ao modelo matemático de otimização a ser utilizado na representação do PAIIF. Ao fim dessas subseções é possível seguir com a implementação do programa, de acordo com a metodologia proposta, empregando alguma meta-heurística, que, no caso desta dissertação, é o Variable Neighborhood search - VNS.

4.2.1 CONVENÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DE IF

Com a finalidade de tornar clara a exposição da metodologia proposta nesta dissertação, é fundamental estabelecer em que parte do grafo da rede sob análise admite-se a instalação de um dispositivo IF, ou seja, se é posicionado em nó ou em trecho delimitado por dois nós. Posto isto, define-se que, para um trecho de alimentador cujos extremos são caracterizados pelos nós designados por i e j , sempre que o método ora estudado propuser um IF em dada posição este será, por definição, alocado no trecho $i - j$, ou (i, j) , próximo ao nó i , conforme ilustra a Figura 22. Em relação à esta definição, considera-se que, no grafo, partindo da barra da subestação, o nó designado por i é aquele que está mais próximo da subestação. Ademais, para os propósitos desse texto, um trecho $i - j$ pode ser chamado, por simplicidade, de trecho j ; naturalmente essa definição pressupõe a radialidade do sistema.

Figura 22: Padrão para alocação dos IFs



Fonte: Elaborada pelo autor

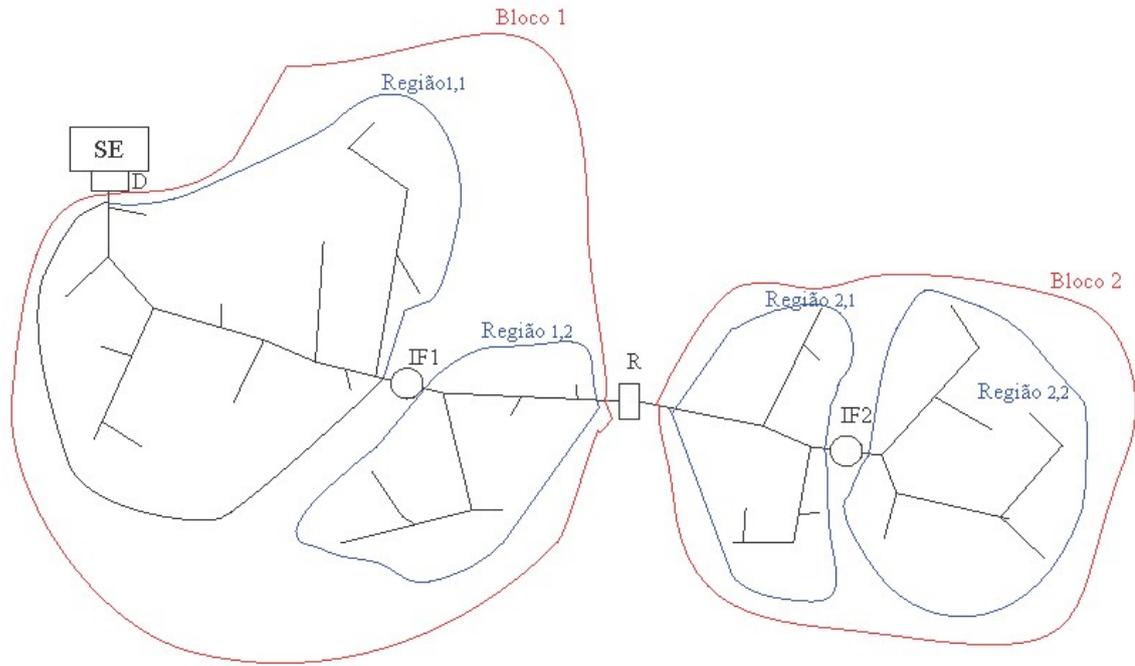
Um sistema elétrico radial com B nós apresenta $T = B - 1$ trechos. Tendo isso em vista, o PAIF consiste em determinar quais desses trechos devem ser escolhidos para a instalação dos IFs, considerando um ou mais dentre os critérios relacionados na Seção 4.1.

4.2.1 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS IFs NO CÁLCULO DO DEC

O estudo da influência de dispositivos IF no cálculo da estimativa dos indicadores de Qualidade do Serviço nas redes de distribuição deverá considerar suas características de funcionamento, como citadas no Capítulo 3, em especial na Seção 3.2. Justifica-se aqui adotar o conceito de Região de Cobertura do IF (ou simplesmente Região), que nada mais é do que

cada uma das "partes" de um alimentador que surgem devido a inclusão de IFs, no método de estimativa de tempo sugerido por Vidyasagar, Prasad e Fatima (2011) na Seção 3.2. Tal conceito é utilizado por Dashti e Sadeh (2011), mas sem considerar a presença de dispositivos de proteção (religadores, chaves fusíveis etc.) na rede. A Figura 23 ilustra um alimentador com destaque para suas regiões e blocos de carga.

Figura 23: Ilustração de regiões e blocos de carga em alimentador



Fonte: Elaborada pelo Autor

Naturalmente, a presença dos IFs terá influência nos indicadores dependentes do tempo de interrupção (DEC , DIC e END). Devido à falta de estudos aprofundados da influência de IF's sobre o tempo de preparação e execução, será considerada apenas a redução no tempo de deslocamento (ou localização). A partir dessas considerações, pode-se enumerar os seguintes passos para o cálculo do tempo médio de localização de faltas em redes de distribuição com IF's:

1. a instalação de n_{IF}^i IF's em um bloco de carga i divide-o em $n_{IF}^i + 1$ regiões e o tempo de localização de falta ($T_{i,k}$) para cada k -ésima parte pode ser calculado pela Equação 28:

$$T_{i,k} = T_0^i \left(\frac{\sum_{j \in Região_{i,k}} l_j}{\sum_{j \in Bloco_i} l_j} \right) \quad (28)$$

2. a probabilidade de ocorrência de falta na região k do bloco i deve considerar as taxas de falha λ_j dos trechos que a compõe:

$$P_{i,k} = \frac{\sum_{j \in \text{Região}_{i,k}} l_j \times \lambda_j}{\sum_{j \in \text{Bloco}_i} l_j \times \lambda_j} \quad (29)$$

3. o tempo médio de localização de falta no bloco i pode ser calculado como:

$$T_i = \sum_{k=1}^{n_{IF}^i+1} P_{i,k} \times T_{i,k} \quad (30)$$

Sendo:

$\text{Região}_{i,k}$: conjunto dos trechos de rede que compõem a região k do bloco i ;

Bloco_i : conjunto dos trechos de rede que compõem o bloco i ;

T_0^i : tempo estimado de localização de defeitos no bloco i sem a presença de IFs;

l_j : comprimento do trecho j ;

λ_j : taxa de falhas do trecho j , em falhas/km/ano.

A partir do cálculo de T_i , pode-se obter os indicadores de qualidade dependentes de tempo considerando:

$$t_{1,i} = T_i + t_i, \quad (31)$$

no qual t_i representa a parcela de tempo relativo aos tempos de telefonema e acionamento da equipe de manutenção, ou tempo de preparação, tal como definido no Módulo 8 do PRODIST.

4.2.2 MODELAGEM DA REDE

Uma rede de distribuição radial de p nós pode ser entendida como sendo a representação gráfica de um grafo, ou mais especificamente, uma árvore $G = (P, B)$, em que P é o conjunto dos nós e B é o conjunto dos trechos. Dessa forma, sendo V_{IF} o conjunto com as posições dos N_{IF} nos trechos:

$$V_{IF} \subset B \quad (32)$$

$$n(V_{IF}) = N_{IF} \quad (33)$$

sendo $n(V_{IF})$ o número de elementos do conjunto V_{IF} .

O Anexo A apresenta um grafo representativo do Sistema S2, utilizado no estudo de casos. O grafo serve de auxílio para validar o processo de varredura no sentido fonte-carga (Forward, conforme nomenclatura usual em estudos de sistemas de distribuição), que identificou nós e trechos eletricamente interconectados. Além disso, o grafo do Anexo A auxilia na visualização da topologia do alimentador utilizado como dado de entrada no estudo de casos.

4.2.3 MODELO MATEMÁTICO DO PAIIF

Considerando-se a importância da manutenção dos níveis dos indicadores de qualidade de energia elétrica expostos na Seção 2.4.3, bem como os custos das compensações a que estão sujeitas as concessionárias em caso de violação, conforme explicitado na Seção 2.4.4, o programa desenvolvido para essa dissertação visa minimizar a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (*DEC*). Essa escolha foi tomada almejando melhorar a qualidade de energia recebida pelos consumidores (pela redução do *DEC*), além de trazer um retorno financeiro à concessionária, por meio da redução da *END* e das compensações por violação dos limites de *DIC*.

Considerando a metodologia apresentada na Seção 2.4.5.2 esse problema de otimização pode ser formulado como:

$$\begin{aligned} & \underset{V_{IF}}{\text{minimizar}} && f(G, V_{IF}) \\ & \text{s. a:} && V_{IF} \subset B \\ & && n(V_{IF}) = N_{IF} \end{aligned} \tag{34}$$

sendo:

$$f(G, V_{IF}) = \frac{fat_{per}}{C_c} \sum_{i=1}^{N_{blocos}} \sum_{k=1}^{N_{trechos}} l_{ik} \lambda_{ik} (N_{t1,i} t_{1,i}(V_{IF}) + N_{t2,i} t_{2,i})$$

l_{ik} : comprimento do k-ésimo trecho do bloco i ;

λ_{ik} : taxa de falha do k-ésimo trecho do bloco i ;

$N_{t1,i}$: número de usuários afetados no bloco i durante o tempo $t1$;

$t_{1,i}(V_{IF})$: tempo referente à soma dos tempos médios de telefonema e busca de defeitos no bloco 1, caso estejam instalados IFs nos trechos correspondentes aos elementos de V_{IF} ;

$N_{t2,i}$: : número de usuários afetados no bloco i durante o tempo $t2$;

$t_{2,i}$: tempo médio de execução de reparos no bloco i .

A primeira restrição força a alocação dos IFs nos trechos (conjunto B), enquanto a segunda estabelece que exatamente N_{IF} sejam alocados.

4.3. MÉTODOS DE SOLUÇÃO

Em geral, as abordagens utilizadas pelos pesquisadores contemplam métodos de solução exatos ou aproximados. Os métodos exatos têm sua convergência para o ótimo global comprovada, compreendendo os algoritmos clássicos de otimização e a busca exaustiva. Já os algoritmos aproximados compreendem os algoritmos heurísticos e as meta-heurísticas (SOUZA, 2009).

A escolha do método de solução mais apropriado para um determinado problema deve considerar a qualidade da solução e o custo computacional envolvido. Nesse aspecto, as meta-heurísticas apresentam soluções de boa qualidade (quase-ótimas) com um custo computacional razoável.

A fim de tornar claro como o PAIIF pode exigir um custo computacional elevado, pode-se analisar o número de soluções possíveis para um dos sistemas teste. Deve-se observar que:

- em um sistema genérico com p nós, caso se deseje instalar N_{IF} dispositivos IF, o número de possibilidades pode ser calculado pela expressão (35):

$$C_p^{N_{IF}} = \frac{p!}{(p - N_{IF})! (N_{IF})!} \quad (35)$$

- naturalmente, quanto maior sistema (mais nós) mais rapidamente crescerá o número de possibilidades. A título de ilustração, para o sistema S2, que possui 347 nós, foi elaborada a Tabela 3 com o número de possíveis maneiras de alocar os IF, para N_{IF} variando de 1 a 6.

Tabela 3: Possibilidades para alocação dos IFs em S2

Número de IFs	Possibilidades
1	346
2	59.685
3	6.843.880
4	586.862.710
5	40.141.409.364
6	2.281.370.098.854

Tendo em vista a evidente explosão combinatorial inerente ao problema, torna-se necessária a utilização de métodos aproximados. A Seção 4.3.1 abordará estes métodos, com destaque para a meta-heurística de busca em vizinhança variável, que é o método de otimização utilizada nesta dissertação.

4.3.1 MÉTODOS APROXIMADOS

O termo "heurístico" vem do grego *heuriskein*, que significa "descobrir". Em resumo, uma heurística é um procedimento algorítmico desenvolvido por meio de um modelo cognitivo, usualmente recorrendo a regras baseadas na experiência dos desenvolvedores. Ao contrário dos métodos exatos, que contam são capazes de encontrar uma solução ótima analisando todas soluções possíveis, as heurísticas normalmente analisam apenas uma pequena parcela das soluções, dado um certo grau de conhecimento acerca do problema. Dessa forma, pode-se afirmar que os métodos heurísticos utilizam de estratégias e métodos que buscam encontrar uma boa solução, ainda que não seja a melhor, em um tempo computacional razoável (CORDENONSI, 2008).

O estudo e a utilização dos métodos heurísticos levaram à criação de métodos mais gerais, denominados Meta-heurísticas. De acordo com Zapelini (2009), o termo "Meta-heurística" apareceu pela primeira vez em um artigo de Fred Glover em 1986. Desde então múltiplas propostas para projetar bons procedimentos têm surgido, a fim de solucionar diversos problemas que ampliam seu campo de aplicação. Pode-se afirmar que as meta-heurísticas foram desenvolvidas para tentar suprir os problemas normalmente encontrados

com a utilização de heurísticas simples. Cordenonsi (2008) descreve as meta-heurísticas como:

procedimentos heurísticos que guiam outras heurísticas, usualmente de busca local, experimentando o espaço de soluções além do ótimo local, buscando explorar boas características das soluções encontradas e explorar novas regiões promissoras.

São exemplos de meta-heurísticas a Busca Tabu, *Simulated Annealing*, Algoritmos Genéticos, Busca em vizinhança variável (Variable Neighborhood Search) e Colônia de Formigas (Ant colony optimization). Nas próximas seções é abordada a Busca em Vizinhança Variável, meta-heurística utilizada nesta dissertação para a solução do Problema de Alocação Inteligente de Dispositivos Indicadores de Falta.

4.3.1.1 VNS - VARIABLE NEIGHBORHOOD SEARCH

Um tipo de heurística muito usada é a Busca Local, na qual se parte de uma solução inicial e, realizando-se mudanças em determinada região, busca-se atingir um mínimo local para a função objetivo. Proposto por Mladenovic e Hansen em 1997, o VNS - Busca em vizinhança Variável - é uma meta-heurística de otimização global que realiza buscas locais em vizinhanças variáveis. Nessa meta-heurística é realizada a exploração iterativa de vizinhanças cada vez mais distantes, a fim de "escapar" de mínimos locais. Além disso, uma rotina de busca local pode ser aplicada repetidamente para alcançar as melhores soluções locais. Essa rotina pode também usar de várias vizinhanças (HANSEN; MLADENOVIC, 1999).

De acordo com Brownlee (2011), a estratégia de busca do VNS se baseia em três princípios:

- 1) um mínimo local para uma estrutura de vizinhança pode não ser um mínimo local para outra estrutura de vizinhança;
- 2) um mínimo global é um mínimo local para qualquer outra estrutura de vizinhança possível;
- 3) frequentemente, mínimos locais são relativamente próximos dos mínimos globais para várias classes de problemas.

Reis (2008) trata o VNS como uma evolução do VND (Método de Descida em Vizinhança Variável). O VND, proposto por Mladenovic e Hansen, é um método de busca local, que pode ser usado isoladamente ou associado a uma estrutura maior.

4.3.1.2.1 VND - VARIABLE NEIGHBORHOOD DESCENT

O VND é um método de busca local que explora o espaço de soluções através de trocas sistemáticas de estruturas de vizinhanças, aceitando somente soluções que melhoram a solução corrente e retornando à primeira estrutura quando uma solução melhor é encontrada. Como um ótimo local em uma vizinhança não é, necessariamente, um ótimo em outra, mudanças de vizinhança podem ser realizadas também durante o estágio de busca local. Essa busca local é chamada de *variable neighborhood descent* (VND) e as etapas para implementá-lo são apresentadas no Algoritmo 1 (MARTINS, 2009)(HANSEN; MLADENOVIC, 1999):

Algoritmo 1: Algoritmo para o VND

Inicialização. Selecionar um conjunto de estruturas de vizinhança, designado por N'_k , $k = 1, \dots, k'_{max}$, que será usado no processo de redução do valor da função objetivo, e encontrar uma solução inicial x ;

Repetir o seguinte até que não haja mais melhorias a alcançar:

(1) $k \leftarrow 1$;

(2) Enquanto k não for maior que k'_{max} , repetir os procedimentos a seguir:

- (a) Exploração das vizinhanças: encontrar o melhor vizinho x' de x ($x' \in N'_k(x)$);
 - (b) Mudança ou não: se a solução obtida com x' é melhor que x ; fazer a substituição $x \leftarrow x'$; senão, $k \leftarrow k + 1$.
-

A solução inicial pode ser obtida pela seleção arbitrária de uma solução factível, ou ainda pela escolha de uma boa solução, dependendo, neste caso, da habilidade do programador e conhecimento prévio do problema. Cada problema de otimização apresenta características próprias, o que resulta na impossibilidade de descrever um método geral para escolha do conjunto de vizinhanças e da solução inicial. Para o PAIF, a escolha das vizinhanças e da solução inicial é descrita na Seção 4.2.

4.3.1.2.2 CARACTERÍSTICAS DAS VIZINHANÇAS

As vizinhanças devem ser ordenadas por ordem crescente de complexidade, i.e., de modo que as primeiras sejam menores, envolvendo movimentos mais fáceis que as últimas. Além disso, cada vez que uma direção de descida é encontrada, e um passo é realizado naquela direção, volta-se a realizar a busca na primeira vizinhança. Devido a isso, o custo computacional cresce quando se muda para uma vizinhança maior (MARTINS, 2009).

Na prática, em cada vizinhança $N_k(x)$ pode-se encontrar:

- (i) o melhor ponto, x^* (*best improvement*); ou
- (ii) o primeiro ponto x' tal que $f(x') < f(x)$ (*first improvement*).

4.3.1.2.3 VNS REDUZIDO - RVNS

Considerando um problema combinatorial de otimização:

$$\begin{array}{ll} \text{minimizar} & f(x) \\ \text{sujeito a:} & x \in X \end{array} \quad (36)$$

Sendo $f(x)$ a função objetivo a ser minimizada e X o conjunto de soluções factíveis.

Segundo Hansen e Mladenovic (2003), nas versões básicas do VNS não há nenhum conhecimento prévio do espaço de busca. Tomando-se um mínimo local x , pretende-se encontrar outro de melhor qualidade; para isso, as questões a seguir devem ser respondidas:

- (i) Em qual direção deve-se realizar a busca?
- (ii) Qual a distância a ser percorrida?
- (iii) Como modificar movimentos se eles não tiverem sucesso?

A pergunta (i) relaciona a possibilidade de alcançar qualquer ponto factível $x \in X$ ou qualquer vale; a resposta mais simples é escolher uma direção aleatoriamente. Para problemas em variáveis binárias isto equivalerá a complementar algumas variáveis; para problemas Euclidianos contínuos, considerar um coeficiente angular ao acaso leva em conta todos os pontos de X .

Como em muitos problemas de otimização combinatoria global, os ótimos locais tendem a ser próximos uns dos outros e estarem situados em uma região pequena (ou às vezes várias regiões) de X ; uma vez encontrado um ótimo local, sempre se encontram informações

implícitas sobre outros ótimos locais, e talvez até de ótimos globais. É, então, natural explorar primeiro sua vizinhança. Mas, se o vale que cerca um ótimo local for grande (muitos mínimos locais próximos), isto pode não ser suficiente, e o que fazer é questionado em (iii). Novamente uma resposta natural é ir mais adiante (HANSEN; MLADENOVIC, 2003).

O RVNS (Reduced Variable Neighborhood Search) consegue alcançar esses objetivos usando vizinhanças "aninhadas", isto é, os elementos da vizinhança N_1 também são elementos na vizinhança N_2 e assim sucessivamente. É avaliada a função-objetivo para pontos $x \in X$ gerados aleatoriamente, até que o critério de parada seja alcançado (SANTOS et al., 2015). O Algoritmo 2 mostra as etapas para implementação do VNS Reduzido:

Algoritmo 2: Algoritmo para o RVNS

-
1. Definir um conjunto de k_{max} vizinhanças;
 2. Determinar uma solução inicial x ;
 3. Enquanto não for satisfeito um critério de parada, fazer
 - 3.1 $k \leftarrow 1$;
 - 3.2 Enquanto ($k \leq k_{max}$)
 - 3.2.1 Gerar aleatoriamente $x' \in N_k(x)$;
 - 3.2.2 Se ($f(x') < f(x)$)
 - 3.2.2.1 Então $x \leftarrow x'$; $k \leftarrow 1$
 - 3.2.2.2 Senão $k \leftarrow k + 1$;
 - 3.2.3 Fim-Se;
 - 3.3 Fim-enquanto;
 - 4 Fim-enquanto;
-

Devido ao tamanho das vizinhanças aumentar sucessivamente, como descrito em 4.3.1.2.2, deve-se explorar prioritariamente as vizinhanças mais próximas de x , passando às mais distantes quando não mais for possível se obter melhorias dentro da primeira vizinhança. Nesse aspecto, o algoritmo RVNS produz uma escolha de vizinhos mais dinâmica, escolhendo vizinhos de todas as estruturas de vizinhança, promovendo uma diversificação nas respostas; além de priorizar a primeira estrutura de vizinhança nas fases iniciais da busca. Por fim, destaca-se como importante componente da estrutura RVNS, sua capacidade de encontrar novas regiões promissoras a partir de um ótimo local (MARTINS, 2009).

4.3.1.2.4 VNS BÁSICO - BVNS

O VNS na sua versão básica associa a aplicação de um algoritmo de busca local e a seleção aleatória de pontos de $N_k(x)$. Na busca local a seleção *first improvement* é a mais comum, mas *best improvement* também pode ser usado.

Mais uma vez o algoritmo inicia-se após definir N_k ($k = 1, \dots, k'_{max}$) conjunto finito de estruturas de vizinhança pré-selecionadas, e $N_k(x)$ o conjunto de soluções na k-ésima vizinhança de x . A condição de parada pode ser o tempo máximo permitido de CPU, número máximo de iterações, ou máximo número de iterações sem melhora. O Algoritmo 3 mostra como implementar o VNS Básico:

Algoritmo 3: Algoritmo BVNS

-
1. Definir um conjunto de k_{max} vizinhanças;
 2. Determinar uma solução inicial x ;
 3. Enquanto não for satisfeito um critério de parada,
 - 3.1 $k \leftarrow 1$;
 - 3.2 Enquanto ($k \leq k_{max}$).
 - 3.2.1 Gerar aleatoriamente $x' \in N_k(x)$;
 - 3.2.2 Usando um método de busca local, encontrar x'' , mínimo local próximo de x' .
 - 3.2.3 Se ($f(x'') < f(x)$),
 - 3.2.3.1 Então $x \leftarrow x''$; $k \leftarrow 1$
 - 3.2.3.2 Senão $k \leftarrow k + 1$;
 - 3.2.4 Fim-Se;
 - 3.3 Fim-enquanto;
 - 4 Fim-enquanto;
-

Como no RVNS, a estratégia de escolha aleatória do vizinho x evita ciclagem e permite encontrar ótimos locais distantes da solução corrente. Se a última vizinhança for alcançada sem que seja encontrada uma solução melhor que a atual, isto é, sem que $f(x'') < f(x)$, a busca é reiniciada na primeira vizinhança $N_1(x)$ até que uma condição de parada seja cumprida (MARTINS, 2009).

4.3.1.2.5 EXTENSÕES DO VNS

Além dos algoritmos RVNS e BVNS, discutidos nas seções 4.3.1.2.3 e 4.3.1.2.4, outras variações do VNS foram desenvolvidas. A exemplo do VNS Geral (GVNS), que combina o VNS básico com o emprego do VND como algoritmo de busca local. Somam-se ao GVNS, extensões como o *Skewed VNS* (ou VNS tendencioso), VNS Decomposto e VNS Não Monótono, que podem ser consultadas em Hansen e Mladenovic (1999), Hansen e Mladenovic (2003) e Reis (2008).

4.4 VNS APLICADO AO PAIF

Martins (2009) destaca que o VNS Reduzido se mostra bastante útil em problemas em que uma busca local é muito demorada, podendo ser usado de forma independente ou integrado em uma estrutura mais complexa de algoritmo VNS. Tendo isso em vista, nesta dissertação, optou-se por utilizar o VNS na sua versão reduzida, uma vez que, para configurações com muitos IF's, analisar as vizinhanças por completo (BVNS) se mostrou bastante dispendioso computacionalmente.

Para implementação do algoritmo RVNS, os passos descritos no Algoritmo 2 exigem que seja definido um conjunto de k_{max} vizinhanças, uma função objetivo e o critério de parada. Além disso, deve estar bem definido como cada solução será alterada conforme a vizinhança explorada.

Foi definido o conjunto de solução corrente V_{IF} : conjunto que apresenta os trechos eleitos para instalação dos IF, num dado instante. Vale aqui expor que foi usada codificação direta, isto é, os elementos de V_{IF} seguem a mesma numeração dos nós dos sistemas de distribuição testados, Seção 4.2.1. As Figuras 24, 25 e 26 ilustram o processo de alteração das vizinhanças.

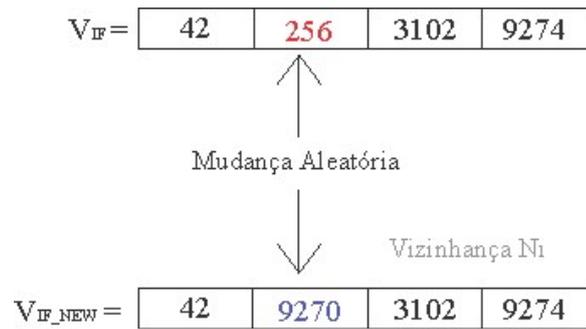
Figura 24: V_{IF} com codificação direta

$V_{IF} =$	42	256	3102	9274
------------	----	-----	------	------

Fonte: Elaborado pelo autor

No âmbito da resolução do PAIFF, mediante implementação do RVNS, fica definido que explorar a primeira vizinhança de V_{IF} significa alterar aleatoriamente um de seus trechos, conforme a Figura 25. Os novos trechos serão escolhidos dentre as candidatas para tal, podendo ser excluídas aqueles em regiões de difícil acesso (pântanos, áreas privadas, florestas, etc).

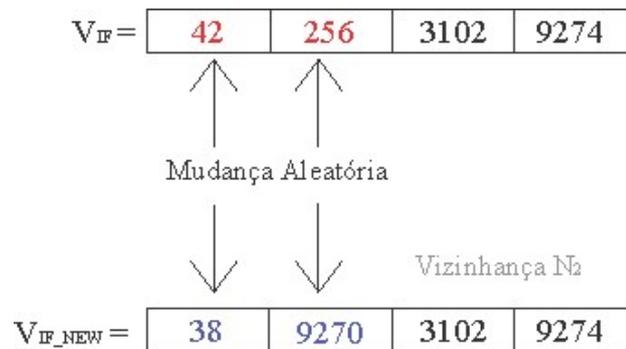
Figura 25: Alteração de V_{IF} na primeira vizinhança



Fonte: Elaborado pelo autor

Caso a condição presente no Passo 3.2 (Algoritmo 2) não seja cumprida, o Passo 3.2.2.2 solicitará que a vizinhança N_2 seja explorada, nesse caso a alteração se dará em 2 trechos e assim sucessivamente. A Figura 26 ilustra esse processo para a Vizinhança N_2 . Ressalta-se que, tanto a posição dos trechos a serem alterados, quanto o valor que irão assumir, são obtidos aleatoriamente, mas mantendo-se a factibilidade.

Figura 26: Alteração de V_{IF} na segunda vizinhança



Fonte: Elaborado pelo autor

4.4.1 CONJUNTO DE k_{max} VIZINHANÇAS

Considerou-se como número máximo de vizinhanças o número de dispositivos IF solicitados para instalação:

$$k_{max} = N_{IF} \quad (37)$$

Assim, o processo de evolução das vizinhanças (Passo 3.2.2.2 - Algoritmo 2) pode permitir a troca de todos os IF. Nesta dissertação foram analisadas configurações com $N_{IF} = 1$ até $N_{IF} = 6$ dispositivos.

4.4.2 FUNÇÃO-OBJETIVO

As seções 4.2.1 e 4.2.2 culminaram com a definição da função objetivo para o PAIFF, modelando-se por (34):

$$\begin{aligned} & \underset{V_{IF}}{\text{minimizar}} && f(G, V_{IF}) \\ & \text{s. a:} && V_{IF} \subset B \\ & && n(V_{IF}) = N_{IF} \end{aligned} \tag{34}$$

no qual:

$$f(G, V_{IF}) = \frac{fat_{per}}{C_c} \sum_{i=1}^{N_{blocos}} \sum_{k=1}^{N_{trechos}} l_{ik} \lambda_{ik} (N_{t1,i} t_{1,i}(V_{IF}) + N_{t2,i} t_{2,i})$$

4.4.3 CRITÉRIO DE PARADA

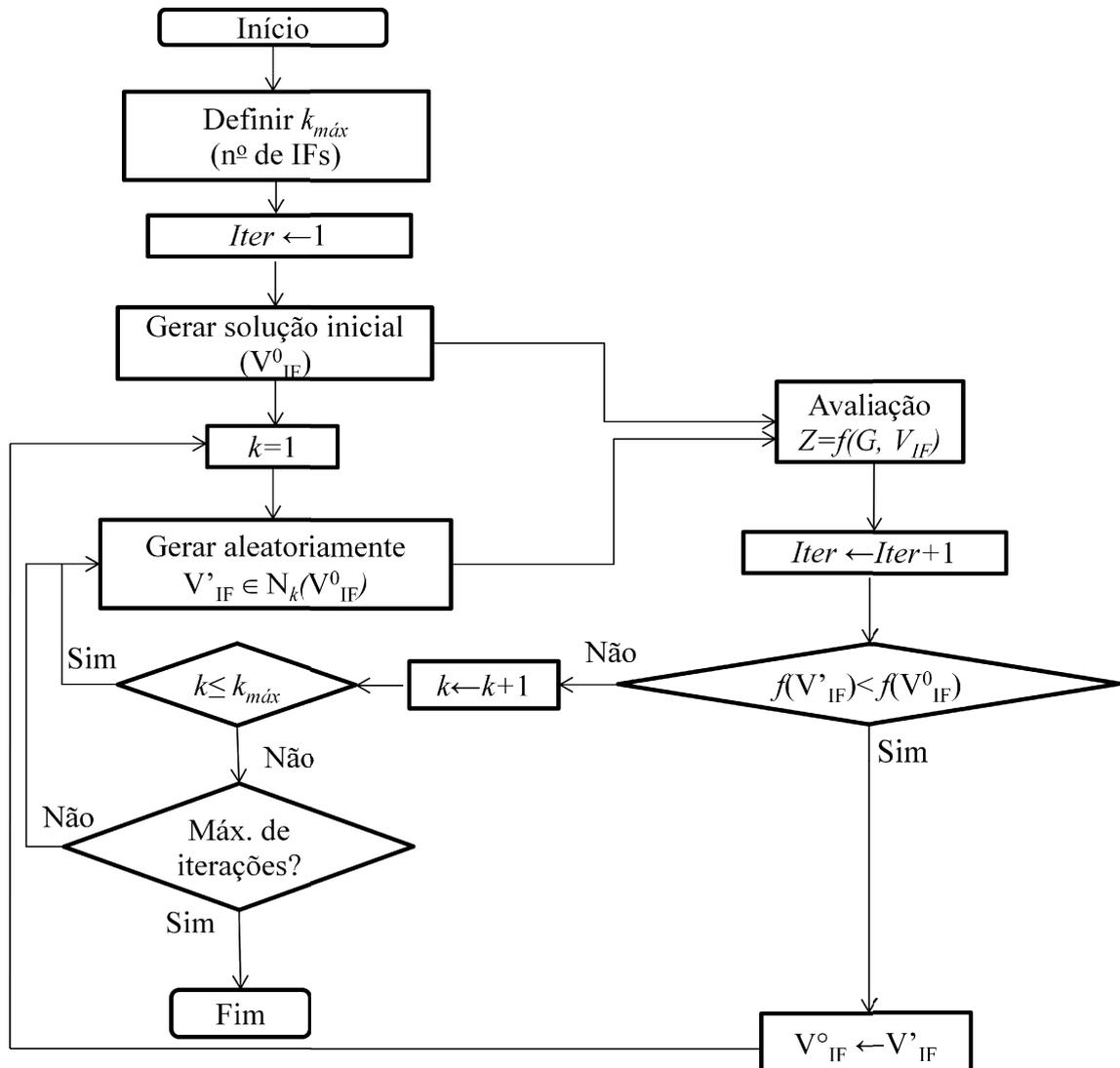
Em todos os casos foi utilizado o critério de Número Máximo de Iterações (N_{Iter}). N_{Iter} variou no intervalo de 300 a 6.000 iterações, de acordo com o caso testado. No caso mais complexo a convergência foi observada após 2.000 iterações, mas se permitiu que esse número chegasse a valores bem maiores, a fim de transmitir maior confiabilidade aos resultados.

4.4.4 DIAGRAMA DE BLOCOS DA IMPLEMENTAÇÃO

A Figura 27 apresenta o Diagrama de blocos da implementação do VNS Reduzido aplicado para solucionar o PAIFF, seguindo o que foi apresentado nas seções 4.4.1 a 4.4.3. O diagrama representa uma simplificação do processo realizado, omitindo-se, por exemplo, as

etapas de leitura e análise do grafo na etapa de avaliação, ou ainda a obtenção da solução inicial, que é aleatória dentre as soluções factíveis.

Figura 27: Diagrama de blocos do programa desenvolvido



Fonte: Elaborado pelo autor

No programa implementado, a convergência foi observada logo nas primeiras iterações, reforçando ainda mais a importância da aplicação de heurísticas e meta-heurísticas em problemas de otimização cujo espaço de busca seja de grande porte, como é o caso do PAIF. Como mostrado na Tabela 3, o total de possibilidades para o menor sistema testado passa de 346, com $N_{IF} = 1$, a mais de 40 bilhões, para $N_{IF} = 5$. Neste último caso, foram testadas apenas 0,0000125% das possibilidades (5.000 soluções) do problema para se obter uma resposta de boa qualidade.

CAPÍTULO 5

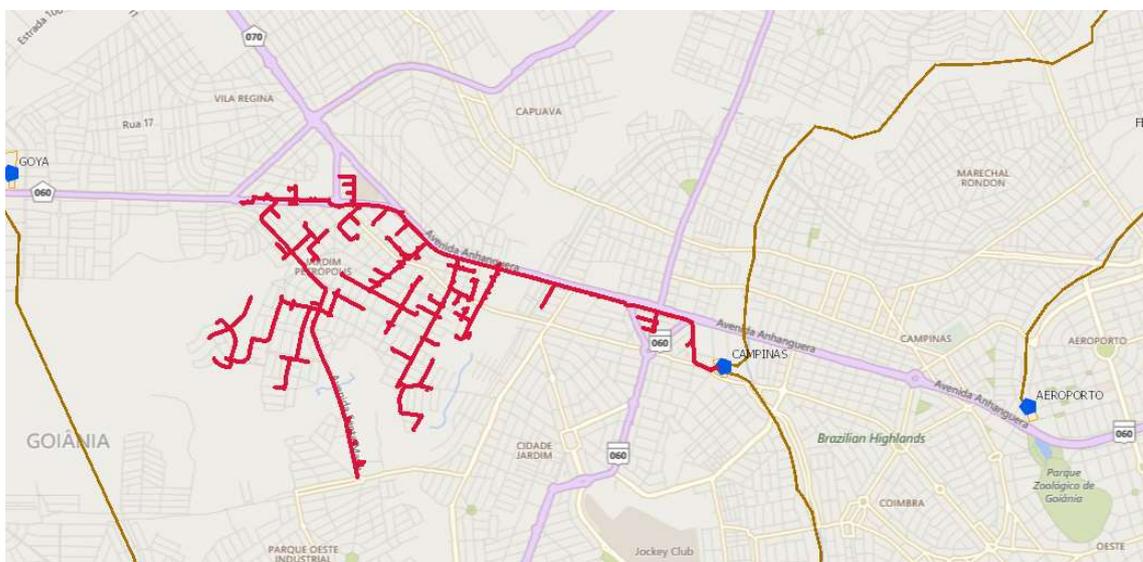
TESTES E RESULTADOS

A metodologia detalhada no Capítulo 4 foi implementada em ambiente de programação MATLAB e os resultados obtidos estão expostos e discutidos ao longo deste capítulo. Utilizou-se um microcomputador Intel Core i3-2330M 2.20Ghz, com 6,00 GB de memória RAM instalada. Nessas condições, os tempos médios para cada iteração variaram de 1,22 a 2,91 segundos, dependendo do caso estudado, como é detalhado nas seções 5.2.1 e 5.3.1. Devido ao tempo consideravelmente alto de processamento para obter as soluções para o PAIF, não foi realizado um estudo de robustez com o programa desenvolvido. Ressalta-se que o PAIF é um problema do planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica, no âmbito do qual, grande parte dos problemas também necessitam de um considerável tempo de execução para convergência.

Inicialmente, o programa implementado foi testado no Sistema S1, mostrado na Figura 28. Validados os resultados para este sistema, o estudo partiu para um sistema mais complexo, o qual dará origem aos resultados deste capítulo.

O estudo do caso mais complexo consistiu na análise da solução do PAIF para um alimentador real, pertencente à área de concessão da empresa CELG Distribuição S.A.. A Figura 28 mostra uma imagem de satélite, obtido em *software* próprio da mencionada concessionária, com destaque do alimentador estudado.

Figura 28: Alimentador real da CELG D - Sistema S2

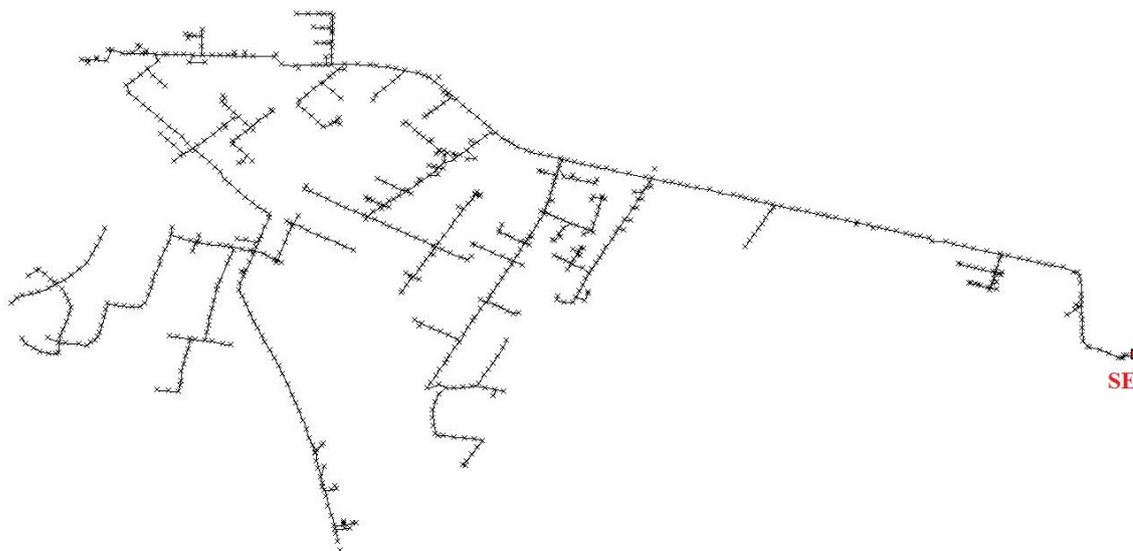


Fonte: Fornecido por CELG Distribuição S.A.

Segundo informações de Engenheiros da supracitada empresa, o sistema em questão passou por modificações estruturais nos últimos anos; em especial em 2015, com a instalação de um religador automático. Tendo isso em vista tais considerações, foram analisados dois casos para o PAIIF:

- Caso 1: sistema S2, sem a presença de religador, ilustrado na Figura 29. Estudo do PAIIF com $n(V_{IF})$ variando de 1 a 6.

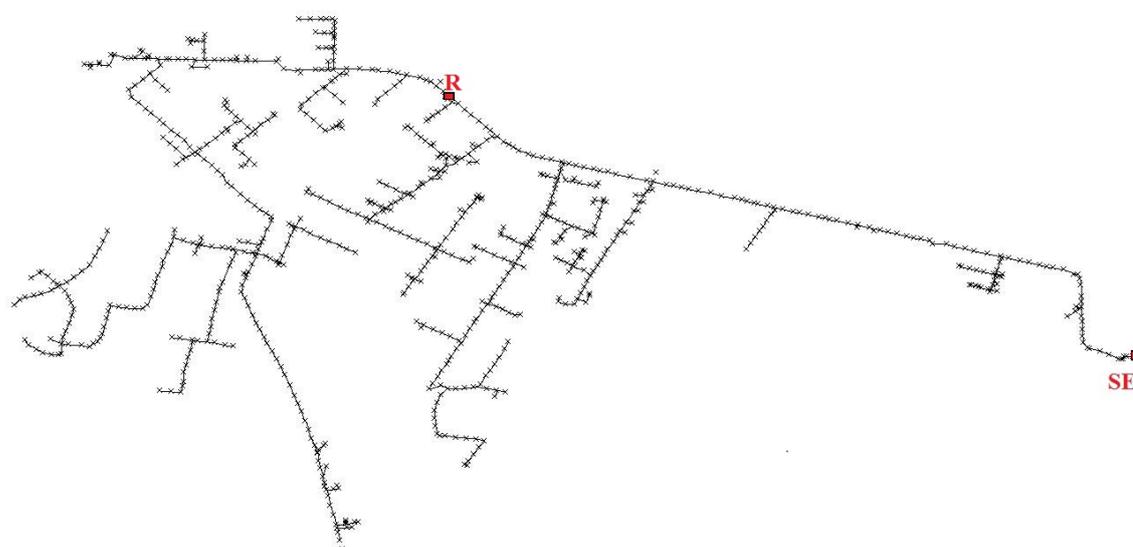
Figura 29: Sistema S2 sem religador - Alimentador da Celg D



Fonte: Adaptado de CELG Distribuição S.A.

- Caso 2: sistema S2, com a presença de religador no trecho 3628, ilustrado na Figura 30 (trecho imediatamente a montante do nó 3628).

Figura 30: Sistema S2 com religador - Alimentador da Celg D



Fonte: Adaptado de CELG Distribuição S.A.

O estudo dos dois casos para esse mesmo sistema visa elucidar a influência, na resolução do PAIIF, de dispositivos de proteção presentes na rede, validando a metodologia desenvolvida para sistemas de grande porte e mais complexos. Para instalar os IFs, o programa desenvolvido dá a liberdade de escolher trechos no tronco principal e em seus ramais, podendo ainda ser excluídos trechos que possuam limitações de qualquer natureza.

Com o objetivo de trazer mais fidelidade aos resultados das estimativas, foram utilizados dados reais dos tempos de restabelecimento (*TMP*, *TMD* e *TME*) do conjunto ao qual o alimentador pertence, obtidos na *webpage* oficial da ANEEL. Além disso, a taxa de falhas do sistema foi estimada com base em dados históricos de *FEC* apurados para o alimentador estudado. Os dados referentes aos indicadores *DEC* e *FEC* não estão disponíveis na *web*, mas foram concedidas diretamente pela CELG D.

Ainda que dados históricos de *DEC* e *FEC* tenham sido utilizados, aliados a dados reais dos tempos de restabelecimento, os resultados obtidos neste capítulo podem não corresponder, em totalidade, à realidade da rede, dado que não foram fornecidos mais informações referentes às posições dos dispositivos de proteção já alocados na rede, como chaves fusíveis e chaves seccionadoras. A presença desses dispositivos dá origem a novos blocos de carga, conforme discutido no Capítulo 2. Isto leva a uma mudança na estimativa da taxa de falhas, alterando os demais resultados dependentes dessa constante.

Em ambos os casos é realizada uma breve análise dos aspectos econômicos para cada uma das configurações testadas. Devido à ausência de metodologias que estimem o custo das compensações por violação dos indicadores individuais, será considerado apenas o custo da energia não distribuída. Vale ressaltar que a inclusão de uma estimativa do custo dessas compensações alteraria de maneira significativa o custo de interrupção, uma vez que, para o alimentador em estudo, somente em 2015, foram pagos R\$ 101.807,05 de multas. Deste total, R\$71.801,28 são correspondentes às violações do *DIC* e *DMIC*, indicadores estes que poderiam ser reduzidos com a utilização de dispositivos indicadores de falta alocados de maneira eficiente na rede de distribuição.

Antes de iniciar o estudo dos casos são necessárias algumas considerações acerca dos parâmetros envolvidos na determinação dos indicadores de continuidade. A Seção 5.1 trata de tais considerações já abordando a metodologia explorada nos capítulos anteriores.

5.1. DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS E CONSTANTES DA REDE

A técnica de cálculo a priori dos indicadores *END* e *DEC* exige a atribuição prévia de valores para alguns parâmetros: fator de faltas permanentes, taxa de falhas, tempos de atendimento (tempo de telefonemas, de deslocamento, de execução, etc.). Para a rede testada foram atribuídos os seguintes valores para essas constantes:

- fator de faltas permanentes: Kagan, Oliveira e Robba (2005) consideram $fat_{per} = 0,3$ como um valor bastante usual para as redes de distribuição;
- taxa de falhas: considerada uniforme em toda a rede, o valor desta constante foi adotado considerando o valor do $FEC_{histórico}$ fornecido pela companhia: $FEC_{histórico} = 15$. Levando-se em consideração, por simplicidade, a presença de apenas um bloco (referente ao disjuntor na saída da SE) na rede S2, pode-se fazer:

$$FEC_{histórico} = fat_{per} \times \Lambda \times \frac{N_{t1}}{C_c}$$

$$FEC_{histórico} = fat_{per} \times \lambda \sum l_i$$

$$\lambda = 2,6 \text{ falhas}/(\text{km. ano})$$

A taxa de falha real provavelmente é superior a esta calculada, visto que foi considerada apenas a presença de um bloco. Essa hipótese simplificativa foi aplicada devido a ausência de informações acerca da posição de outros dispositivos de proteção na rede, não comprometendo, no entanto, a validade da metodologia e do programa desenvolvido, já que este dado pode ser obtido pela concessionária e usado como entrada do programa.

- tempo de telefonema e acionamento da equipe de manutenção: considerou-se o valor da mediana dos valores mensais do *TMP* no ano de 2016:

$$t_i = 98,58 \text{ minutos}$$

- tempo de deslocamento da equipe de manutenção: adotou-se o valor referente a média dos valores mensais de *TMD* obtidos à época sem religador.

$$T_i = 36,01 \text{ minutos}$$

Essa constante deve corresponder ao tempo médio necessário para se percorrer todo o alimentador e encontrar o ponto de falha. No caso com religador

automático, a própria metodologia descrita no Capítulo 4 trata de encontrar o novo tempo médio de deslocamento, mediante cálculos com o alimentador dividido em dois blocos.

- tempo de reparo da falha: considerou-se como sendo igual a média dos valores mensais de *TME* em 2016:

$$t_2 = 19,95 \text{ minutos}$$

- número de consumidores da rede: dados obtido junto à concessionária:

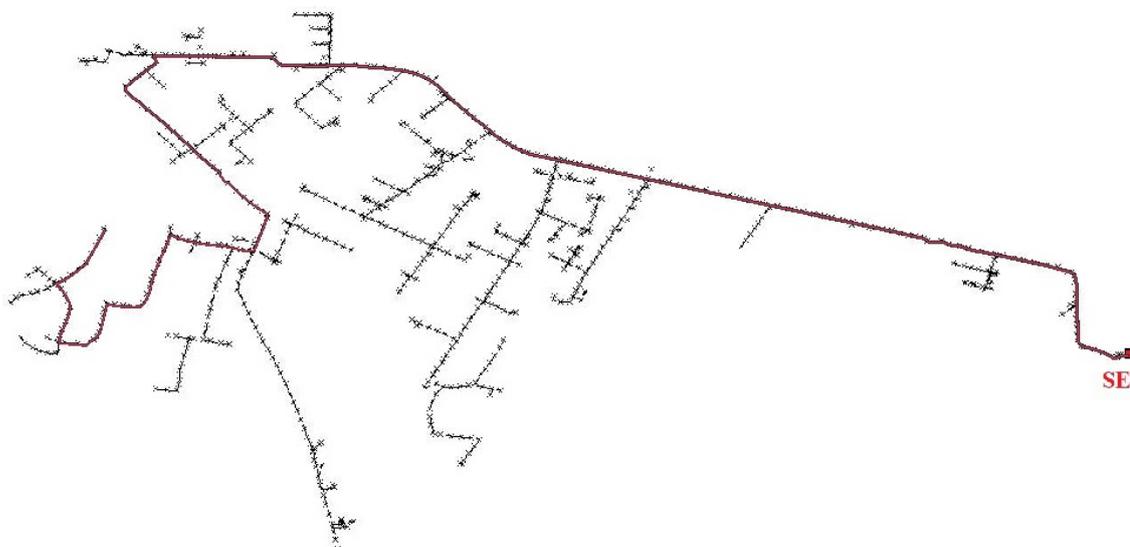
$$C_c = 5200 \text{ consumidores}$$

Realizadas as considerações previamente necessárias, pode-se iniciar o primeiro estudo de caso na Seção 5.2. O estudo do Caso 2 está discutido na Seção 5.3.

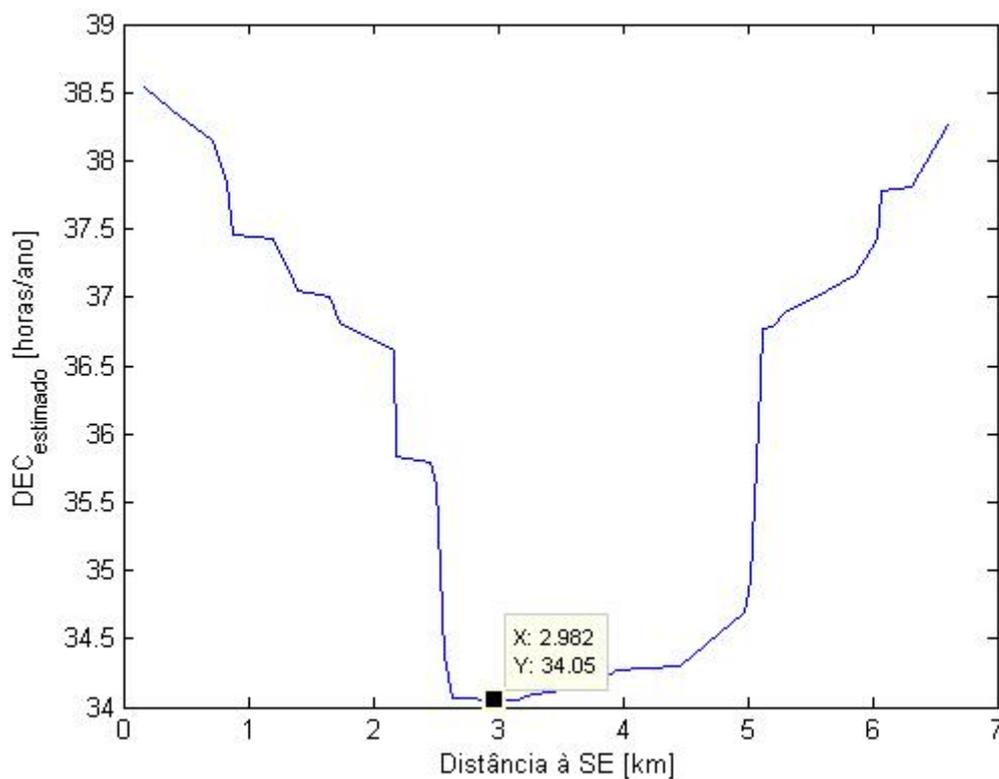
5.2. ESTUDO DE CASO 1: SISTEMA S2 SEM RELIGADOR

O uso dos dados de entrada determinados na Seção 5.1 levam ao resultado, para o Caso 1, de um $DEC_{estimado}$ de 38,05 horas. A título de ilustração, julgou-se interessante mostrar como se comporta o $DEC_{estimado}$ à medida que se aloca 1 IF em trechos do tronco principal do sistema, partindo do trecho mais próximo da SE até o trecho mais distante desta. Para isso foi implementada uma rotina que calculou o $DEC_{estimado}$, de acordo com a metodologia exposta nos capítulos anteriores, supondo o IF instalado em cada um desses trechos. A Figura 31 mostra o Sistema S2 com destaque do tronco principal, enquanto a Figura 32 ilustra o resultado do $DEC_{estimado}$ em função da distância à SE.

Figura 31: Sistema S2 com destaque do tronco principal



Fonte: Adaptado de CELG Distribuição S.A.

Figura 32: $DEC_{estimado}$ em função da distância à SE (percorrendo o tronco principal)

Fonte: Elaborado pelo autor

Como se pode perceber pela Figura 32, a solução ótima do PAIF, para o caso com 1 IF, consiste na alocação deste dispositivo no trecho distante 2,9823km da SE, situação na qual

o $DEC_{estimado}$ é de 34,0451 horas/ano. Pela análise dos dados de rede, conclui-se que a solução para este caso corresponde ao trecho 3353, ou ainda, o trecho 3628-3353.

A rotina desenvolvida também permitiu estimar o tempo necessário para solucionar o PAIFF por busca exaustiva (força bruta) para o Sistema S2. Considerando-se o tronco principal de S2 possui 44 trechos candidatos e que o tempo de execução da rotina foi de 64.704132 segundos, é possível construir a Tabela 4. Ressalta-se aqui que os tempos na Tabela 4 estão subestimados, uma vez que, com um número de IFs maior que 1, o número de operações realizadas cresce (pela criação de mais regiões), levando a valores de tempo cada vez maiores, à medida que cresce o número de IFs, para avaliação das soluções possíveis.

Tabela 4: Estimativa do tempo para solução do PAIFF ótimo por busca exaustiva

Número de IFs	Possibilidades	Tempo estimado para solucionar o PAIFF por busca exaustiva (em anos)
1	346	$1,61.10^{-5}$
2	59.685	$2,78.10^{-3}$
3	6.843.880	0,32
4	586.862.710	27,36
5	40.141.409.364	1.871,76
6	2.281.370.098.854	106.378,57

A Tabela 4 evidencia a importância do uso de uma meta-heurística para buscar soluções para este tipo de problema. Como já apresentado no Capítulo 4, o programa principal consiste na implementação do VNS aplicado ao PAIFF. Os resultados obtidos por esse programa, para o Caso 1, estão ilustrados na Seção 5.2.1. A discussão e análise econômica dos resultados para este caso são tratados na Seção 5.2.2.

5.2.1 SOLUÇÕES DO PAIFF PARA O CASO 1

O programa implementado utiliza do VNS para encontrar os trechos ótimos, ou quase-ótimos (de boa qualidade), que solucionam o PAIFF para um número predeterminado de IFs. As Figuras 33 a 38 ilustram as soluções encontradas para o número de IFs variando de 1 até 6.

A indicação do trecho exato onde está alocado cada IF (ou outro tipo de dispositivo na rede) corresponde ao número entre parênteses colocado após a descrição do dispositivo.

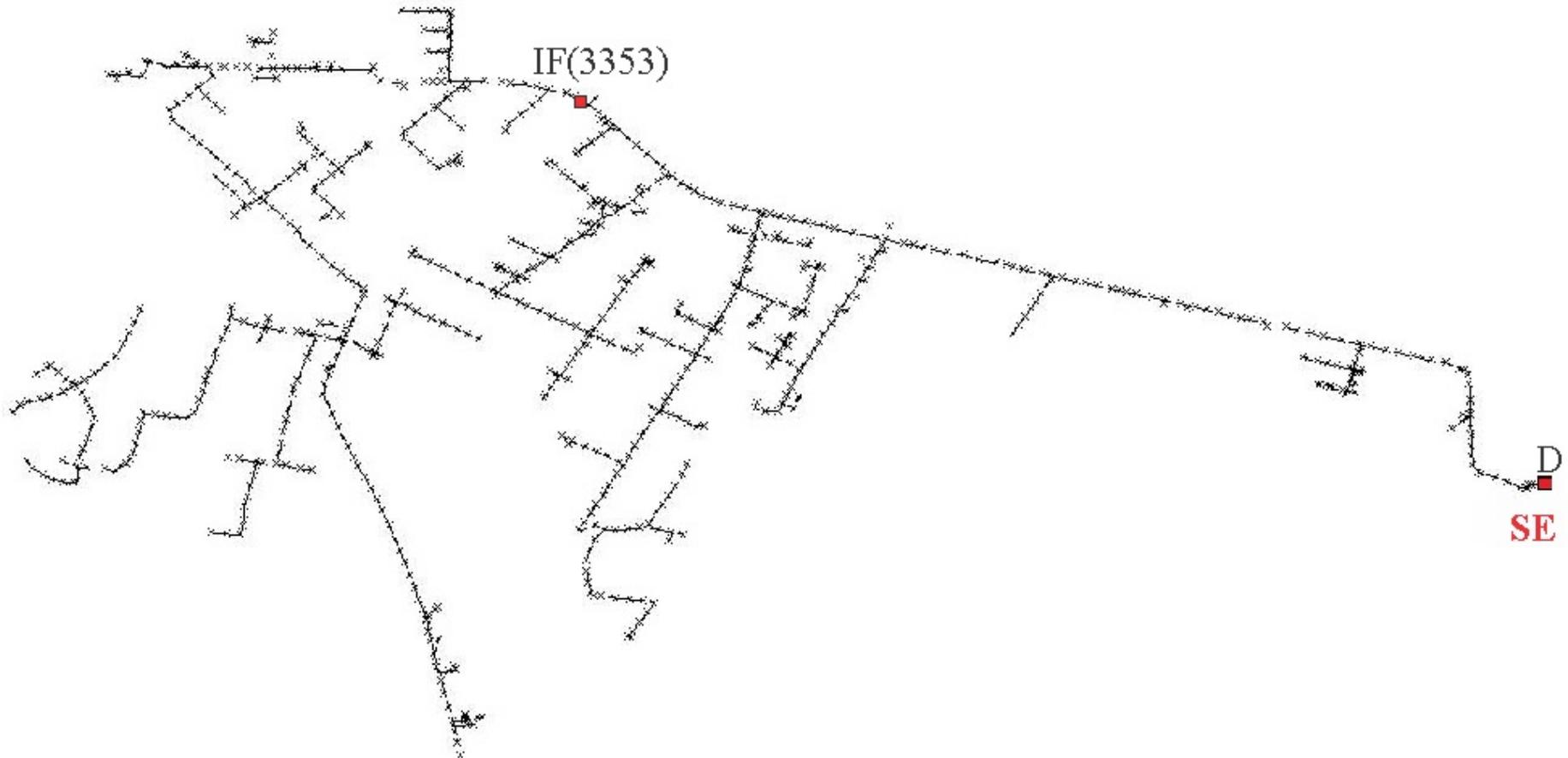
- Caso 1 com 1 dispositivo indicador de faltas

A Figura 33 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 1 com 1 IF. Nessa situação foram utilizadas 300 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 365,80 segundos (6 minutos), levando a um tempo médio de 1,22 segundo para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações, chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 34,05 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{3353\}$$

Figura 33: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 1 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

O resultado apresentado na Figura 33, aliado aos resultados de V_{IF} e $DEC_{estimado}$, confirmam a previsão dada pela rotina implementada no início da Seção 5.2, corroborando o método de solução pelo uso do VNS. A obtenção das soluções para as situações com mais IFs pode ser considerada simples, bastando alterar a entrada do programa correspondente ao número de IFs e o número de iterações.

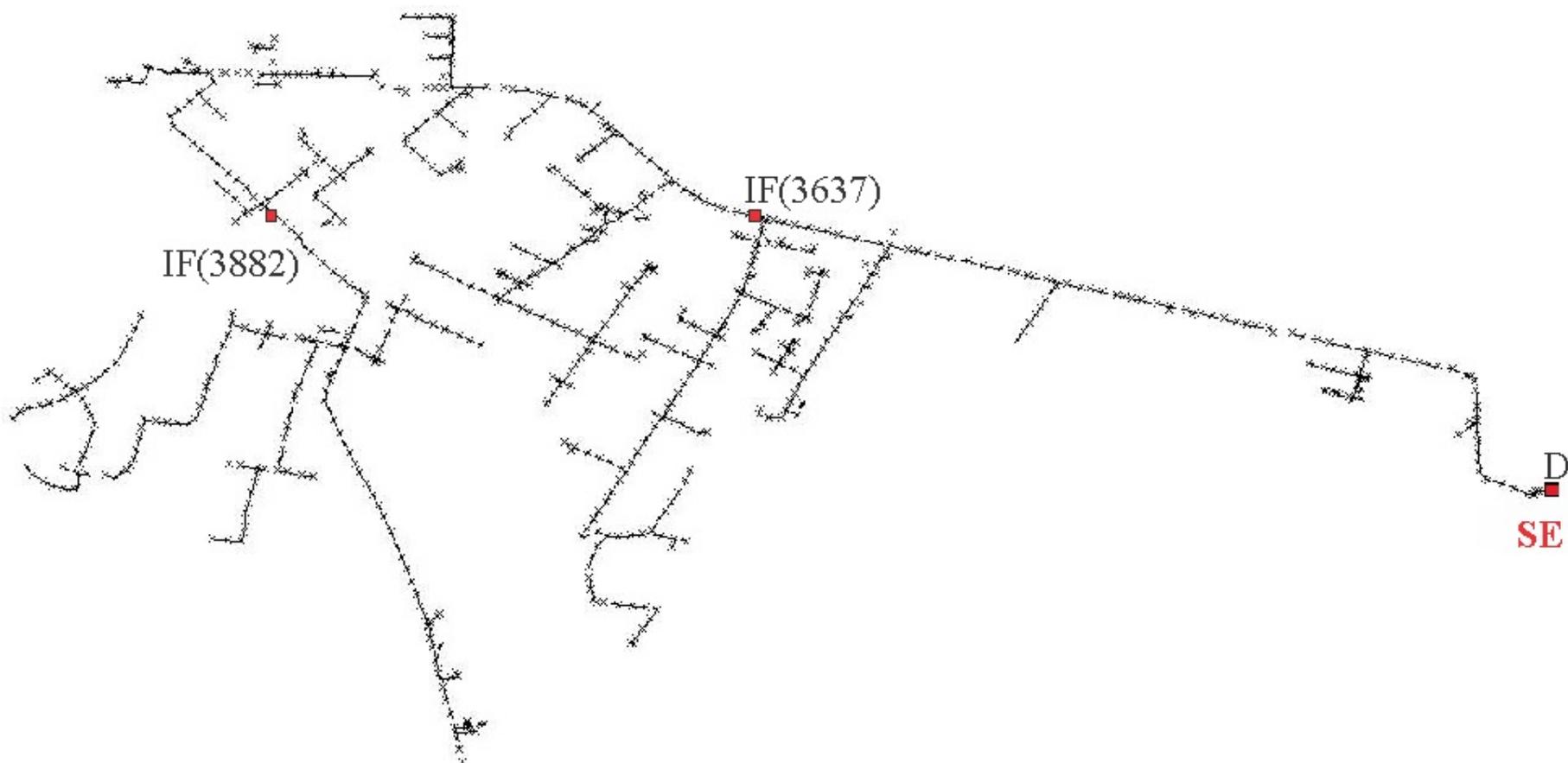
- Caso 1 com 2 dispositivos indicadores de faltas

A Figura 34 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 2 com 1 IF. Nessa situação foram utilizadas 2.000 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 2.940,24 segundos (49 minutos), levando a um tempo médio de 1,47 segundo para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações, chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 32,56 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{3637, 3882\}$$

Figura 34: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 2 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

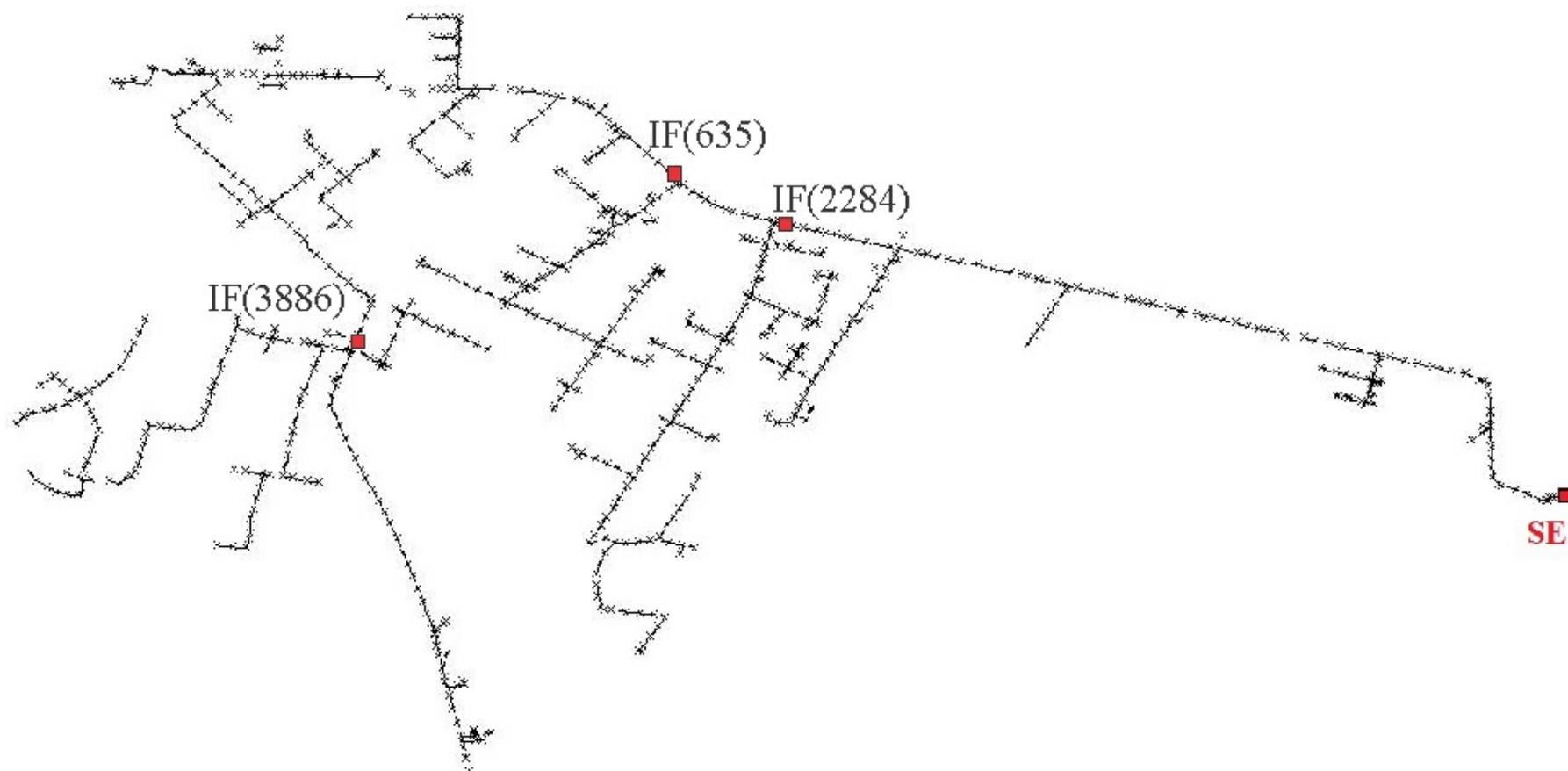
- Caso 1 com 3 dispositivos indicadores de faltas

A Figura 35 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 1 com 3 IF. Nessa situação foram utilizadas 3.000 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 5.200,83 segundos (1 hora e 28 minutos), levando a um tempo médio de 1,73 segundo para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 31,83 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{635, 2284, 3886\}$$

Figura 35: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 3 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

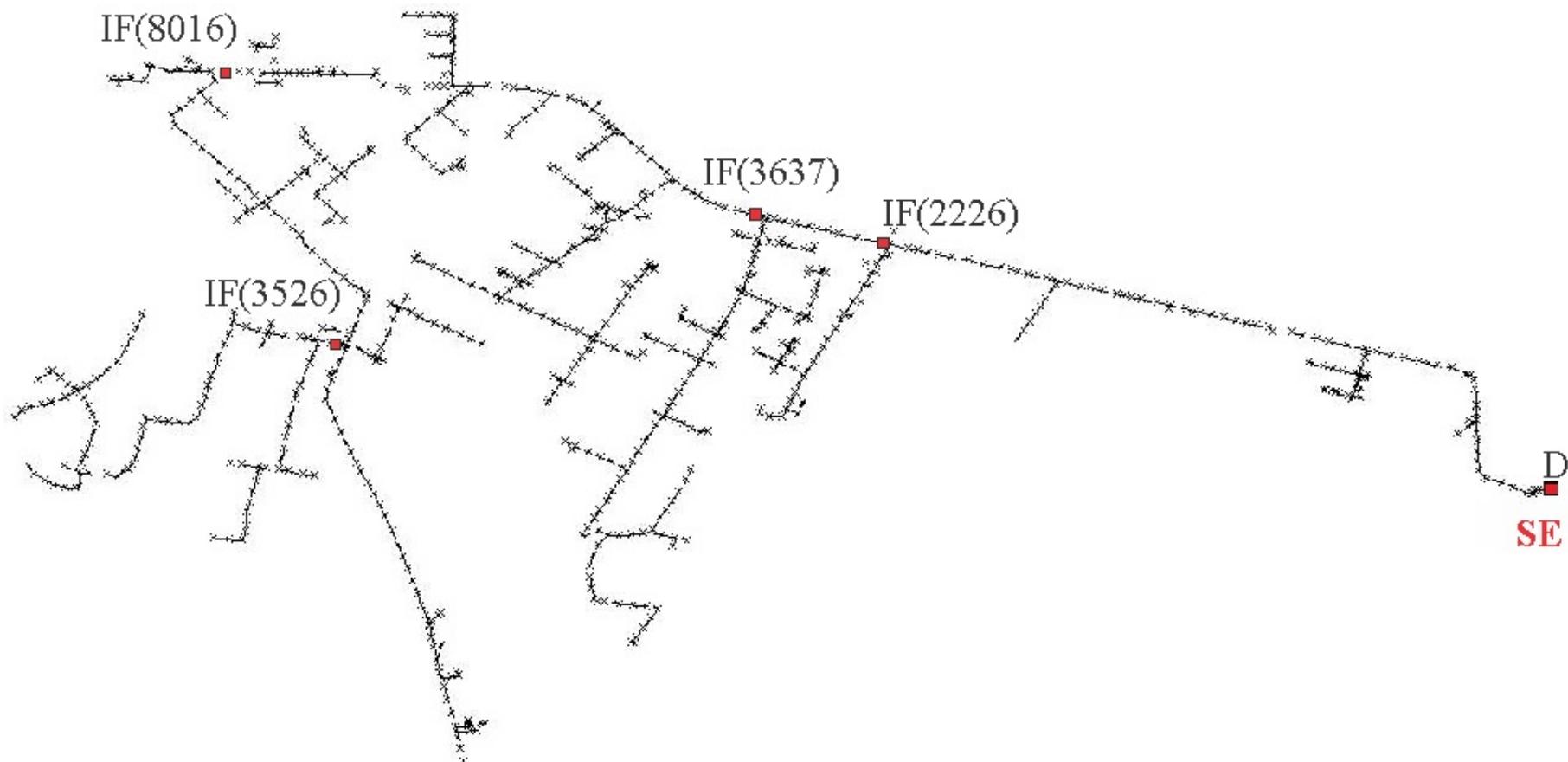
- Caso 1 com 4 dispositivos indicadores de faltas

A Figura 36 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 1 com 4 IF. Nessa situação foram utilizadas 4.000 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 7.040,02 segundos (1 hora e 57 minutos), levando a um tempo médio de 1,76 segundo para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 31,39 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{3637, 2226, 3526, 8016\}$$

Figura 36: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 4 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

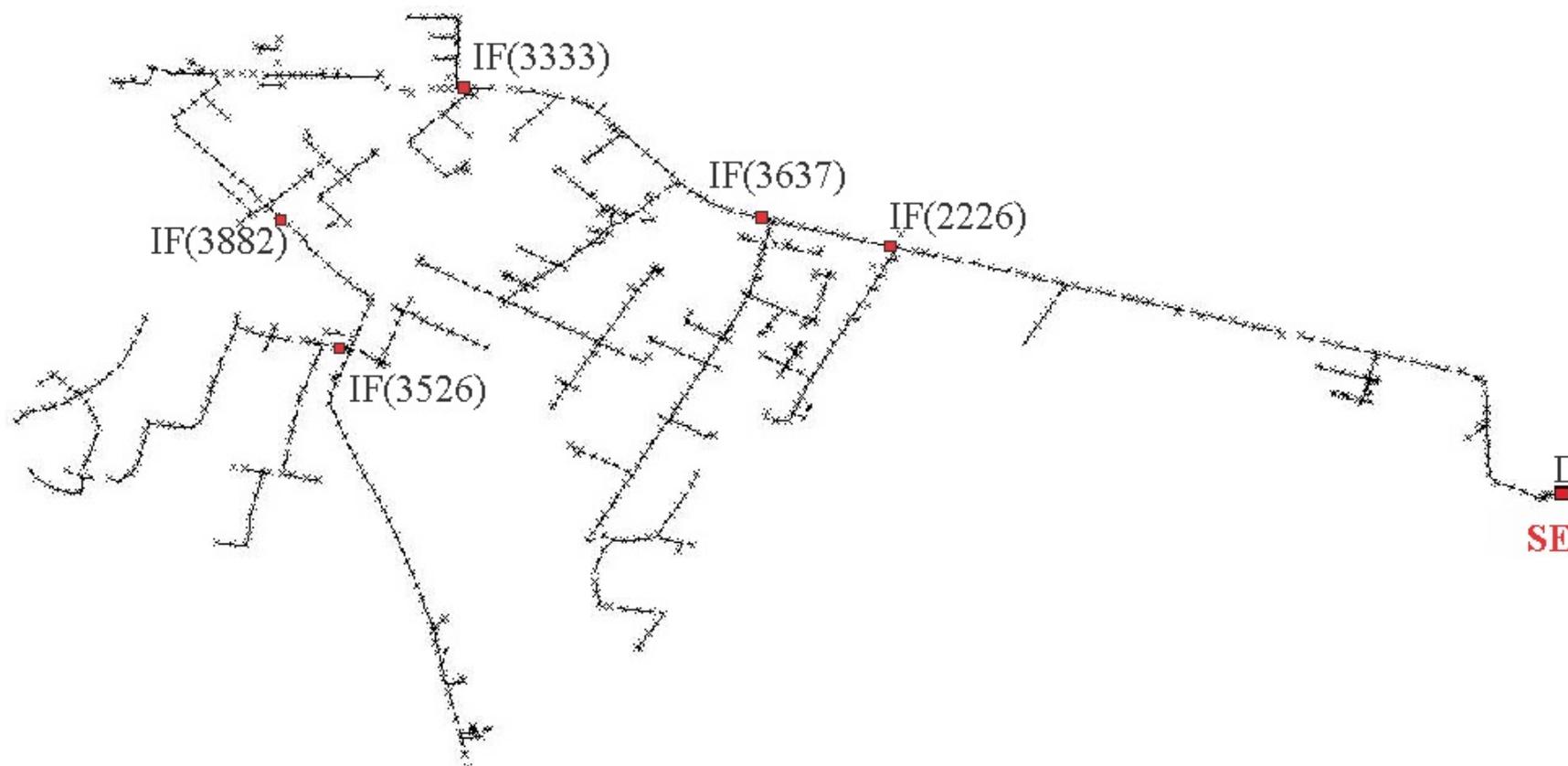
- Caso 1 com 5 dispositivos indicadores de faltas

A Figura 37 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 1 com 5 IF. Nessa situação foram utilizadas 5.000 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 11.055,31 segundos (3 horas e 4 minutos), levando a um tempo médio de 2,21 segundos para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 31,07 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{3333, 3637, 3882, 2226, 3526\}$$

Figura 37: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 5 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

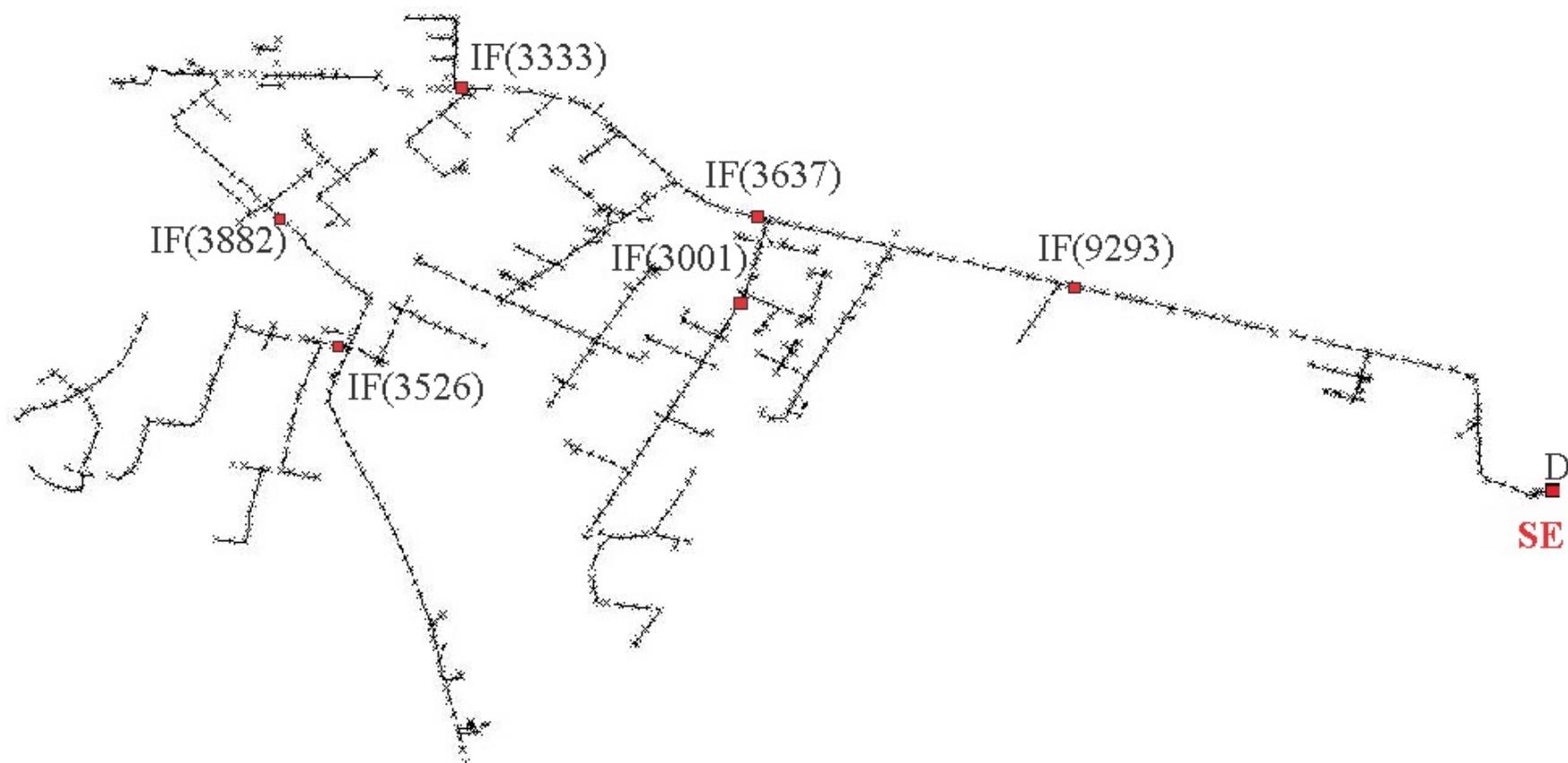
- Caso 1 com 6 dispositivos indicadores de faltas

A Figura 38 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 1 com 6 IF. Nessa situação foram utilizadas 6.000 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 14.543,33 segundos (4 horas e 2 minutos), levando a um tempo médio de 2,42 segundos para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 30,87 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{3333, 3637, 3882, 9293, 3526, 3001\}$$

Figura 38: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 6 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

Pode-se observar que, para o Caso 1, com N_{IF} menor que 5, os trechos selecionados encontram-se no tronco principal, passando a alocar nos ramais somente para a situação com 6 IFs, na qual o trecho 3001 é escolhido. Este último resultado contempla o método de solução do PAIFF, mediante o uso da metodologia adotada, com a alocação de dispositivos IF nos ramais, estendendo a solução obtida em trabalhos semelhantes, como na tese de doutorado de Usida (2011).

Para reforçar a necessidade de uma metodologia de alocação inteligente dos indicadores de falta, pode-se considerar o resultado do $DEC_{estimado}$ obtido para um v_{IF} aleatório:

$$V_{IF} = \{3100, 839, 9252, 9293, 3443, 9788\}$$

$$DEC_{estimado} = 32,67 \text{ horas}$$

Nota-se, nessa situação, que mesmo utilizando 6 dispositivos, o $DEC_{estimado}$ obtido só foi menor do que quando se usou 1 IF com a metodologia aqui descrita. Exemplos como esse fortalecem que a escolha de uma boa metodologia, para definir os locais de alocação, pode ser determinante para o uso eficiente dos recursos financeiros, evitando que se venha a adquirir mais dispositivos do que o necessário para cumprir metas de Qualidade do Serviço.

A Seção 5.2.2, abordada logo a seguir, traz a discussão e análise dos resultados obtidos nesta seção, considerando os custos da END e de aquisição dos IFs. Essa seção visa escolher a solução que traz o maior retorno econômico, caso aplicada na rede de distribuição estudada.

5.2.2 DISCUSSÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS PARA O CASO 1

A análise econômica das soluções obtidas pelo programa com VNS consiste na avaliação do Valor Presente Líquido (VPL) e do *Payback*. O VPL corresponde à soma dos valores correspondentes às reduções de $CEND$ durante a vida útil dos IFs, com todos os valores representados no "presente" (receitas), descontando-se o investimento para aquisição e manutenção eventual dos dispositivos (despesas). Já o *Payback* indica o tempo necessário para que o valor presente das receitas supere o investimento, ou seja, representa o tempo estimado para recuperar o investimento realizado.

Para instalação na rede foi cotado o indicador de falta Navigator-LM da Horstmann. O valor unitário desse IF de cabo é de R\$2400, passível de descontos conforme a quantidade a ser adquirida. Esse dispositivo foi projetado para atuar em redes com tensão nominal de até

161kV e possui duas baterias de Lítio substituíveis de alta capacidade, com vida útil de 15 a 20 anos, além de controlador de bateria, com sinalização luminosa para baixa autonomia.

Tendo-se em vista que o dispositivo selecionado não necessita de manutenção periódica, serão considerados apenas custos referentes a manutenções eventuais, da ordem de 2,5% do valor do produto. O custo de instalação será considerado como 5% do valor de IF, o que inclui os custos de deslocamento da equipe técnica, os bastões para instalação na rede viva e outros custos ocasionais.

Em suma, a análise das soluções obtidas deve contemplar, no mínimo, as seguintes considerações:

- Tarifa sem impostos: R\$423,50/MWh. Valor homologado pela ANEEL, referente à tarifa média da concessionária detentora do alimentador estudado (CELG D), para o ano de 2016. A tarifa com impostos é de R\$630,67/MWh, no entanto, esse valor não é considerado nessa análise, já que pode elevar significativamente o valor dos custos da *END (CEND)*, levando a resultados incorretos na quantificação da real redução dos prejuízos da concessionária por interrupção do serviço. Em outras palavras, optou-se por minimizar puramente os prejuízos da concessionária, o que deve ser independente do ônus tributário pago pelo consumidor de energia elétrica;
- Custo de interrupção: é considerado apenas o *CEND*, desprezando-se a redução de outros custos, como o das penalidades por violação dos indicadores individuais e dos custos no deslocamento da equipe de manutenção;
- Custo de aquisição do IF: R\$7.200,00, referente à compra de três IFs de cabo Horstmann Navigator-LM;
- Custo de instalação: 5% do valor do IF;
- Custo de manutenção: 2,5% do valor do IF. Consideram-se eventuais manutenções, referentes à verificação do nível das bateria, bem como possíveis substituições;
- Inflação média anual: 4,5%, a incidir sobre os valores das tarifas e valores referentes à manutenção dos IFs. Essa taxa corresponde à meta central, fixada pelo Conselho Monetário Nacional;
- Taxa Mínima de Atratividade (TMA): 11,25%, correspondente ao valor da Taxa Selic em 05/2017.

A partir das considerações citadas nesta seção foi criada a Tabela 5, com os dados de *DEC_{estimado}*, a estimativa da *END*, redução do *CEND* para cada situação estudada na Seção

5.2.1, além das situações com 7 e 8 IFs. Com os dados da Tabela 5 foi possível calcular o VPL para as situações descritas, considerando o período de 15 anos.

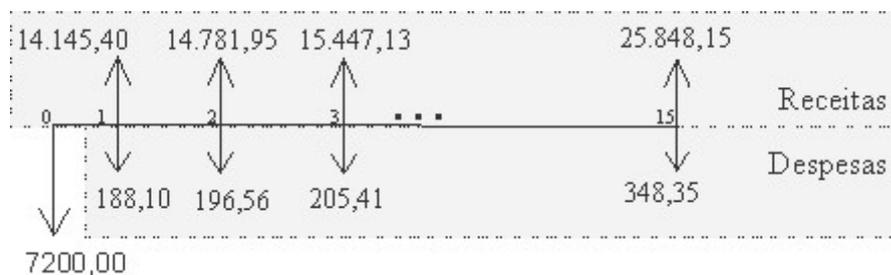
Tabela 5: Estimativa de custos e retorno financeiro para o Caso 1

Caso 1: S2 Sem Religador				
Quantidade de IFs	<i>DEC</i> estimado (horas/ano)	Redução <i>DEC</i> (horas)	<i>END</i> estimado (MWh/ano)	Redução <i>CEND</i> (R\$)
Sem IF	38,534	0	274,39	0
1	34,05	4,484	242,42	13.536,27
2	32,56	5,974	231,87	18.005,10
3	31,83	6,704	226,65	20.217,89
4	31,39	7,144	223,52	21.542,24
5	31,07	7,464	221,21	22.520,52
6	30,87	7,664	219,83	23.106,16
7	30,70	7,84	218,57	23.638,56
8	30,58	7,951	217,67	24.019,71

A Figura 39 ilustra o fluxo de caixa para a solução encontrada na situação em que foi empregado 01 dispositivo IF. Como já mencionado, o VPL é calculado ao representar a soma de todas as despesas e receitas no presente, o que é representado pela Equação 38.

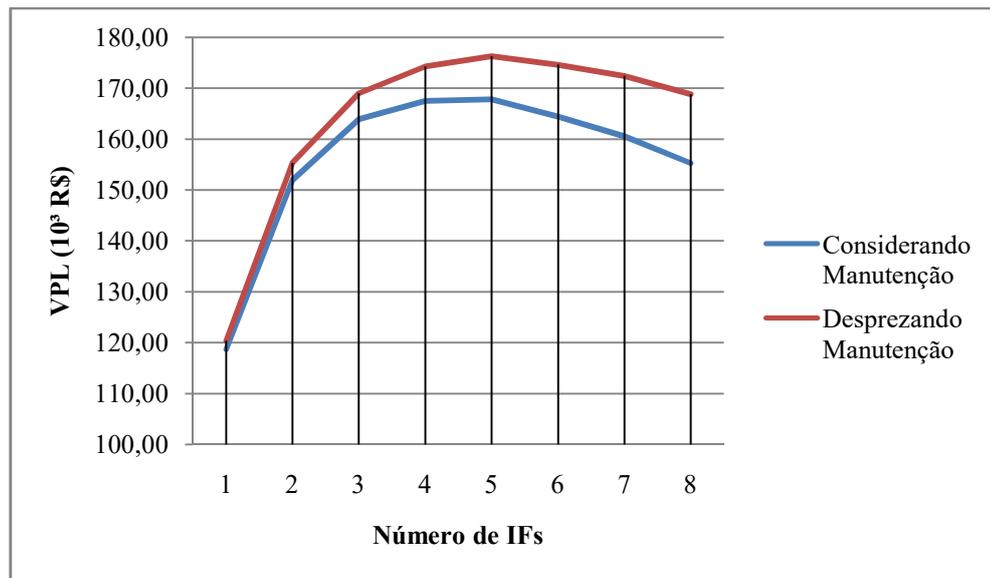
$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^q \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (38)$$

Figura 39: Fluxo de caixa para 01 IF - Caso 1



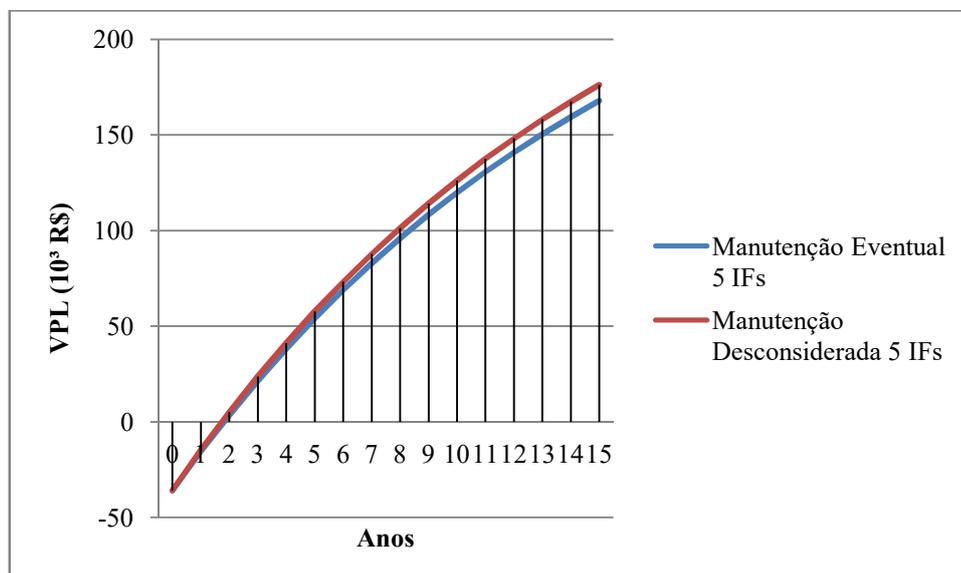
A Figura 40 ilustra a relação VPL versus N_{IF} ao se considerar ou desprezar as despesas eventuais de manutenção. Desconsiderar os custos de manutenção pode não ser uma hipótese muito distante da realidade, uma vez que, o modelo de IF cotado sinaliza baixa autonomia das baterias, tornando desnecessária a realização de testes periódicos destas.

Figura 40: Gráfico do VPL versus número de IFs



Uma análise da Figura 40 permite concluir que a solução que traz o maior retorno financeiro para a concessionária é a situação com 5 dispositivos indicadores de falta. O PAIIF, para 5 IFs, no Caso 1, foi solucionado na Seção 5.2.1 e trouxe como resultado um $DEC_{estimado}$ de 31,07 horas, para $V_{IF} = \{3333, 3637, 3882, 2226, 3526\}$, como foi ilustrado na Figura 37. Vale ressaltar que, embora o VPL varie sensivelmente com o custo do IF, a melhor solução encontrada continua sendo a de 5 IFs, ainda que se desconsidere a parcela referente a manutenção eventual dos IFs. A Figura 41 ilustra a variação do VPL para a situação de 5 IFs durante a vida útil desses dispositivos.

Figura 41: VPL para solução a melhor solução encontrada para 5 IFs



Com auxílio da Figura 41 é possível calcular o tempo necessário para recuperar o investimento, o *Payback*, para a situação com 5 IFs. Ao se considerar os custos relativos à manutenção, o *Payback* obtido é de, aproximadamente, 1,82 anos (ou 1 ano e 9 meses). Desconsiderando-se os custos de manutenção o tempo necessário para recuperar o investimento é de, aproximadamente, 1,74 anos (ou 1 ano e 8 meses).

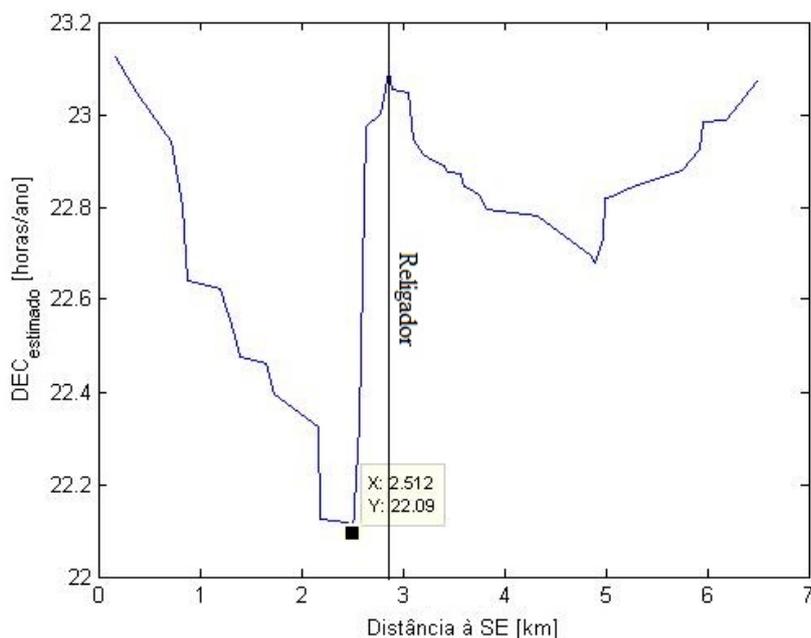
Nesse instante, vale relembrar que a inclusão dos custos devido às compensações por transgressão dos limites dos indicadores individuais de continuidade poderia modificar a solução tida como melhor, principalmente em alimentadores como este, que geram altas compensações (mais de 70 mil reais em 2015, considerando *DIC* e *DMIC*). Somado a isso, o preço do IF pode ser negociado pela concessionária por valores consideravelmente menores, alterando mais uma vez a quantidade de IFs que traz o melhor retorno financeiro.

A Seção 5.3 traz o estudo do Caso 2: Sistema S2 com religador no trecho 3628. De maneira análoga ao exposto nesta seção, serão tratadas as situações para alocação de 1 a 6 dispositivos IF na rede, com indicação da posição dos IFs, seguida da avaliação econômica.

5.3 ESTUDO DE CASO 2: SISTEMA S2 COM RELIGADOR

A rotina implementada no início da Seção 5.2 foi usada para testar também o Caso 2 com 1 IF. A Figura 42 ilustra como varia o $DEC_{estimado}$ à medida que o IF é alocado em trechos cada vez mais distantes da SE. Observa-se a presença do trecho ótimo que soluciona o PAIFF para 1 IF distante 2,512km da SE, correspondendo a um $DEC_{estimado}$ de 22,09 horas. De posse dos dados de rede obtém-se o trecho-ótimo como sendo o trecho 2284 (107-2284).

Figura 42: Solução do PAIFF para o Caso 1 - 1 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

A Seção 5.3.1 traz as soluções para o PAIFF no Caso 2, com o número de dispositivos variando de 1 a 6. Para cada número determinado de IFs, o programa com VNS busca os trechos ótimos, os melhores trechos encontrados são selecionados para receber os IFs e são ilustrados usando a simbologia dos capítulos anteriores.

5.3.1 SOLUÇÕES DO PAIFF PARA O CASO 2

As Figuras 43 a 48 ilustram as soluções encontradas pelo programa principal para cada situação. Mais uma vez a indicação do trecho exato onde está alocado cada dispositivo na rede corresponde ao número entre parênteses colocado após a descrição do dispositivo.

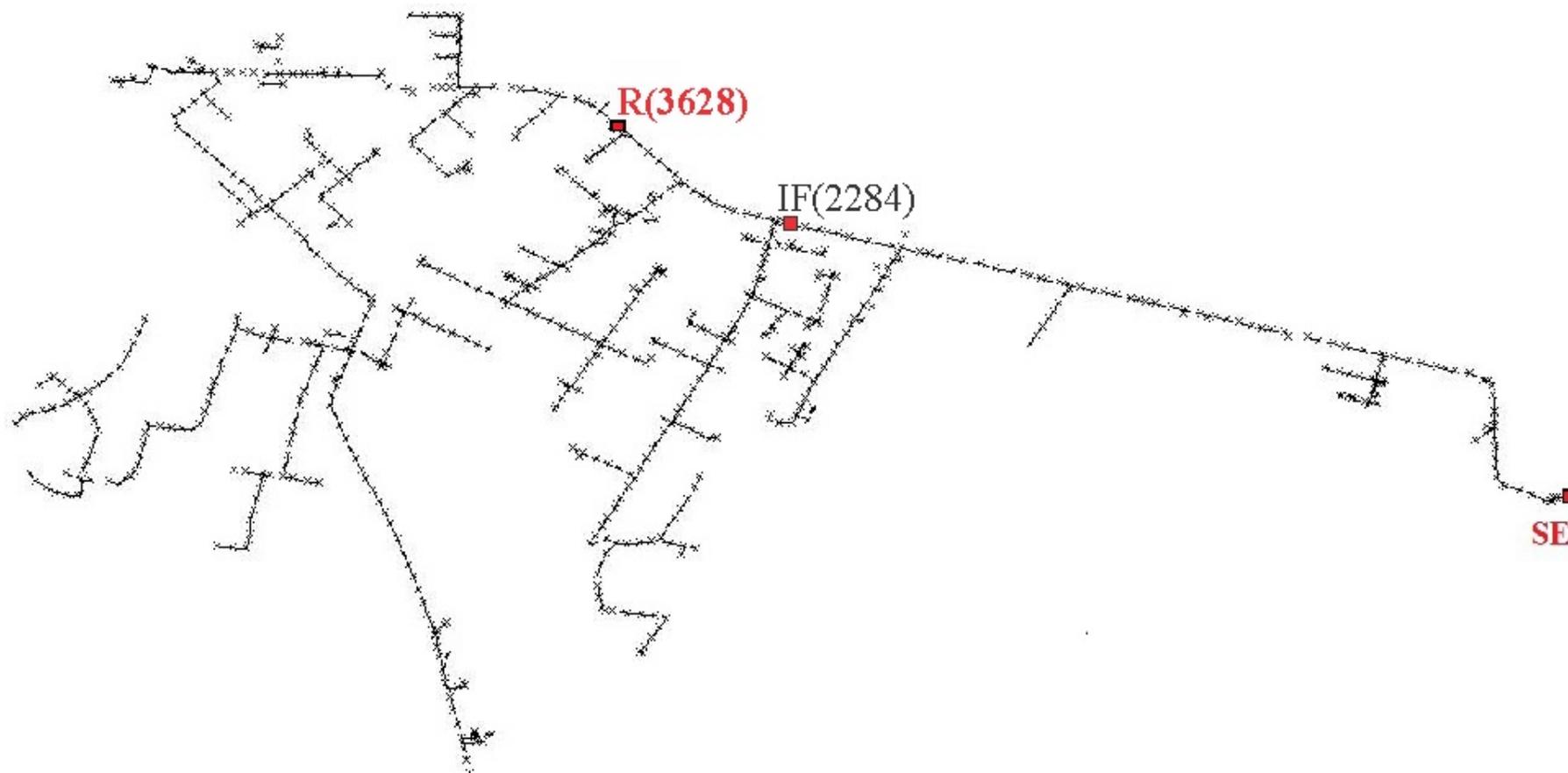
– Caso 2 com 1 dispositivo indicador de falta

A Figura 43 destaca o trecho solução do PAIFF para o Caso 2 com 1 IF. Nessa situação foram utilizadas 300 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 497,55 segundos (8 minutos), levando a um tempo médio de 1,66 segundo para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 22,09 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{2284\}$$

Figura 43: Solução do PAIFF para o Caso 2 - 1 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

Como almejado, para 1 dispositivo IF, o programa com VNS levou ao mesmo resultado encontrado pela rotina com pesquisa por força bruta (ou busca exaustiva), levando à escolha de um trecho pertencente ao tronco principal da rede: 107-2284. A seguir serão tratadas as demais situações, nas quais se variou o número de dispositivos de 02 a 06.

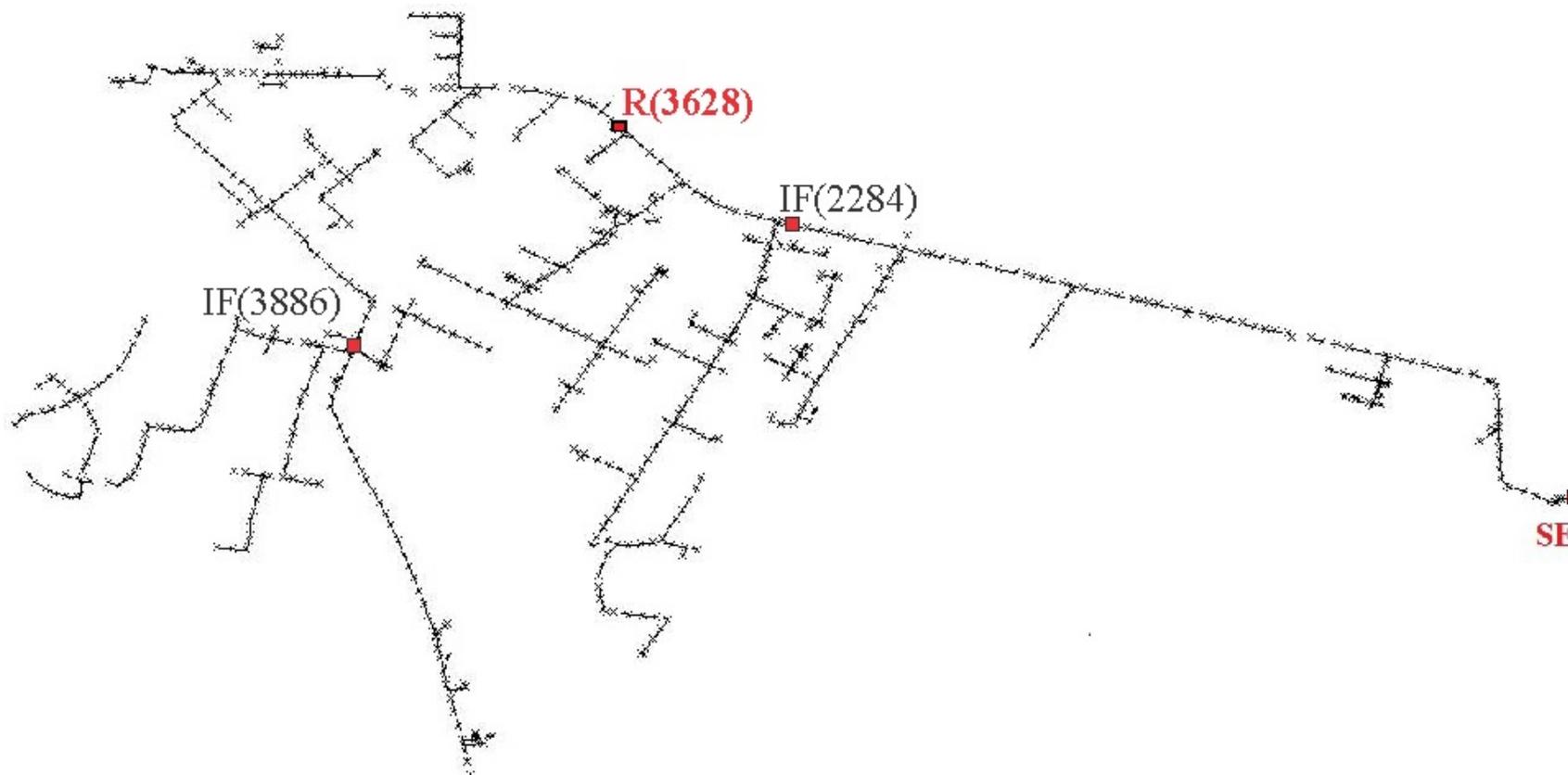
– Caso 2 com 2 dispositivos indicadores de falta

A Figura 44 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 2 com 2 IF. Nessa situação foram utilizadas 2.000 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 3.458,21 segundos (58 minutos), levando a um tempo médio de 1,73 segundo para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 21,65 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{3886, 2284\}$$

Figura 44: Solução do PAIFF para o Caso 2 - 2 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

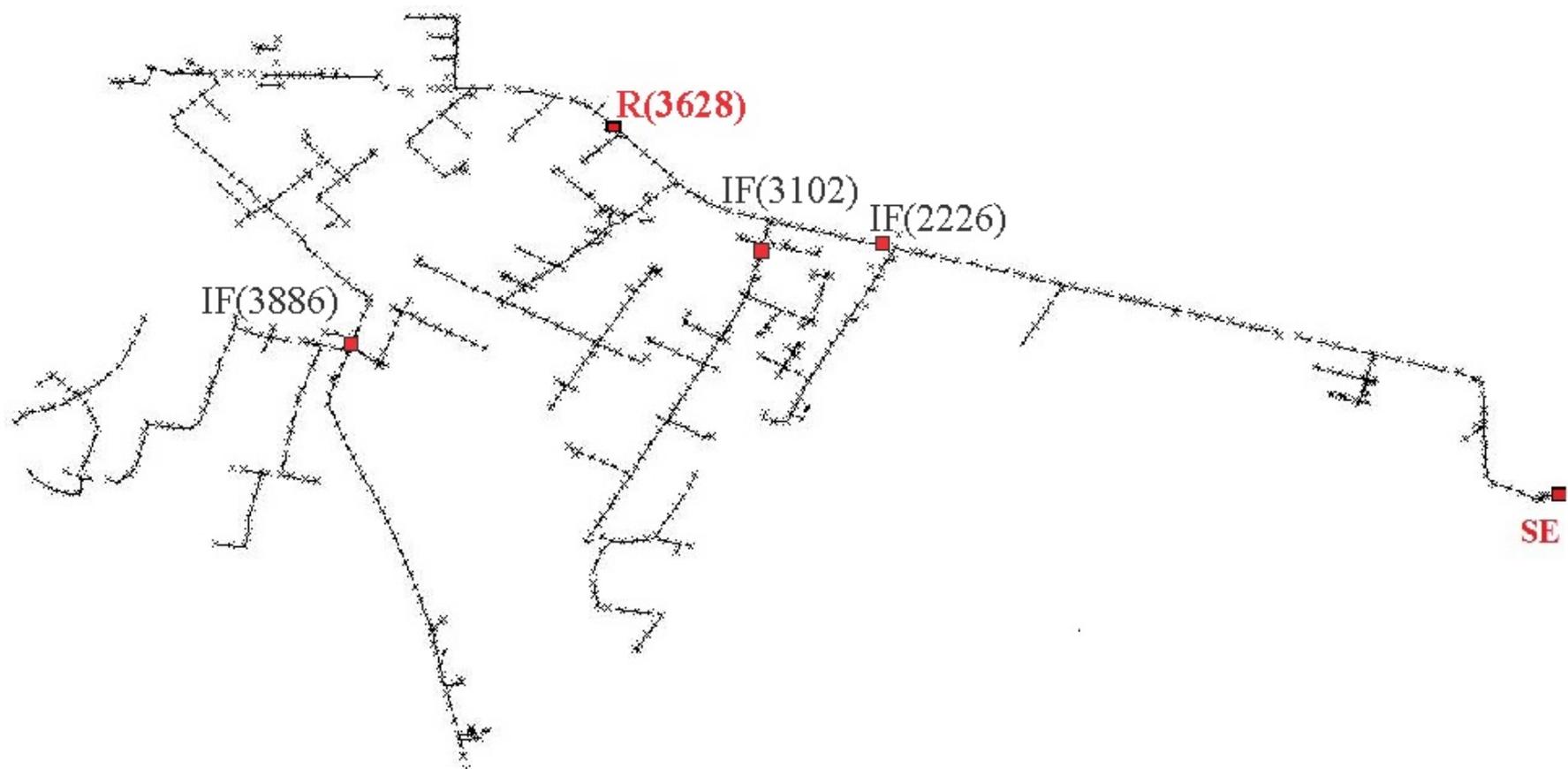
- Caso 2 com 3 dispositivos indicadores de falta

A Figura 45 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 2 com 3 IF. Nessa situação foram utilizadas 3.000 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 5.647,50 segundos (1 hora e 34 minutos), levando a um tempo médio de 1,88 segundo para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 21,27 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{3886, 3102, 2226\}$$

Figura 45: Solução do PAIFF para o Caso 2 - 3 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

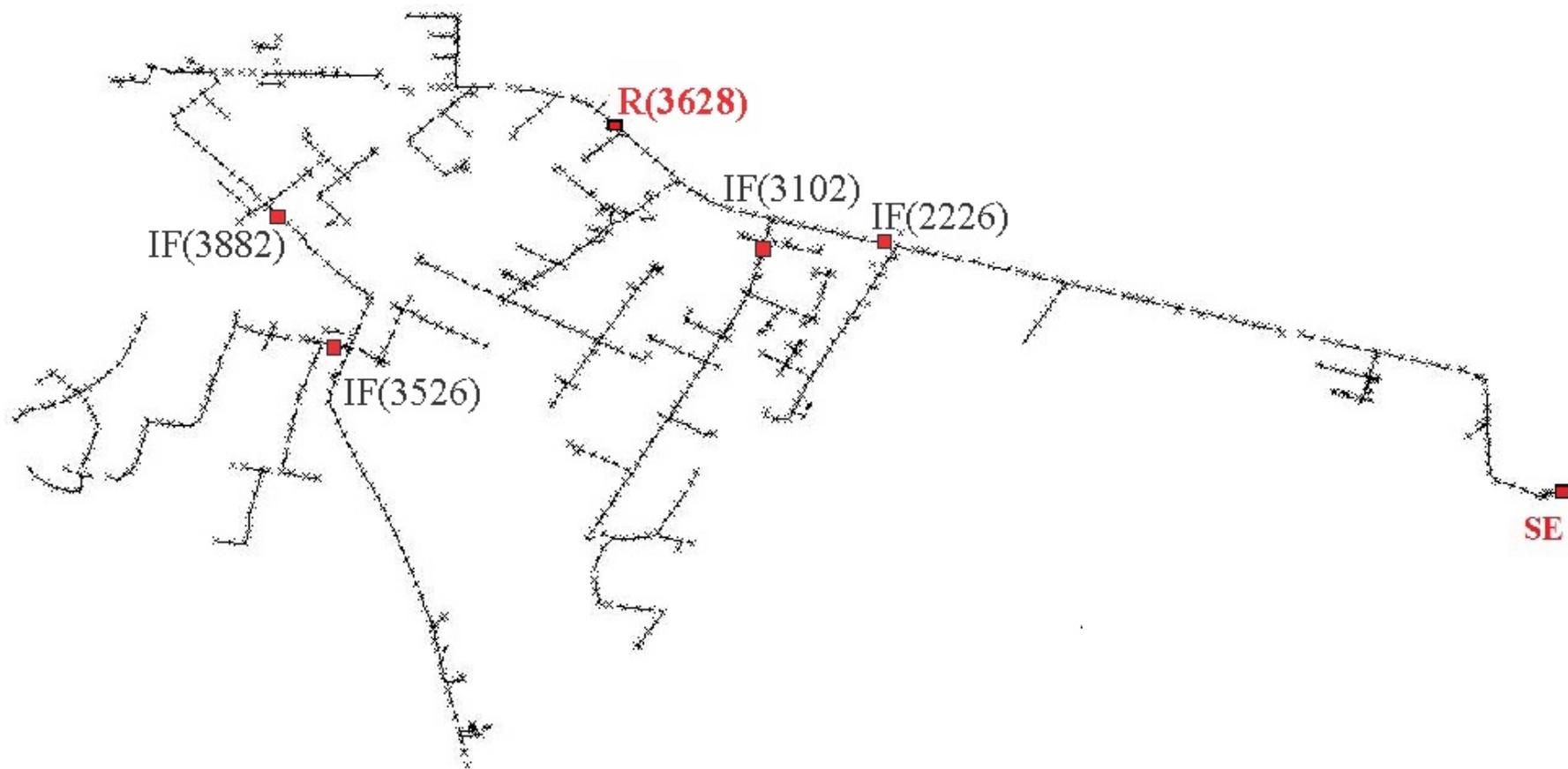
A Figura 45 permite visualizar que, no Caso 2, a resolução do PAIIF para apenas 3 IFs já leva à escolha de um trecho fora do tronco principal: trecho 3102 (ou 3104-3102). Para o Caso 1, a escolha de trechos de ramais ocorreu apenas para alocação de 6 IFs. Mais uma vez se evidencia a importância da metodologia desenvolvida, que permitiu a alocação dos dispositivos em trechos de ramais, o que, caso não ocorresse, levaria a soluções mais distantes do ótimo global do PAIIF.

– Caso 2 com 4 dispositivos indicadores de falta

A Figura 46 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 2 com 4 IF. Nessa situação foram utilizadas 4.000 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 8.620,38 segundos (2 horas e 23 minutos), levando a um tempo médio de 2,15 segundos para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 21,12 \text{ horas}$$
$$V_{IF} = \{3102, 3882, 3526, 2226\}$$

Figura 46: Solução do PAIFF para o Caso 2 - 4 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

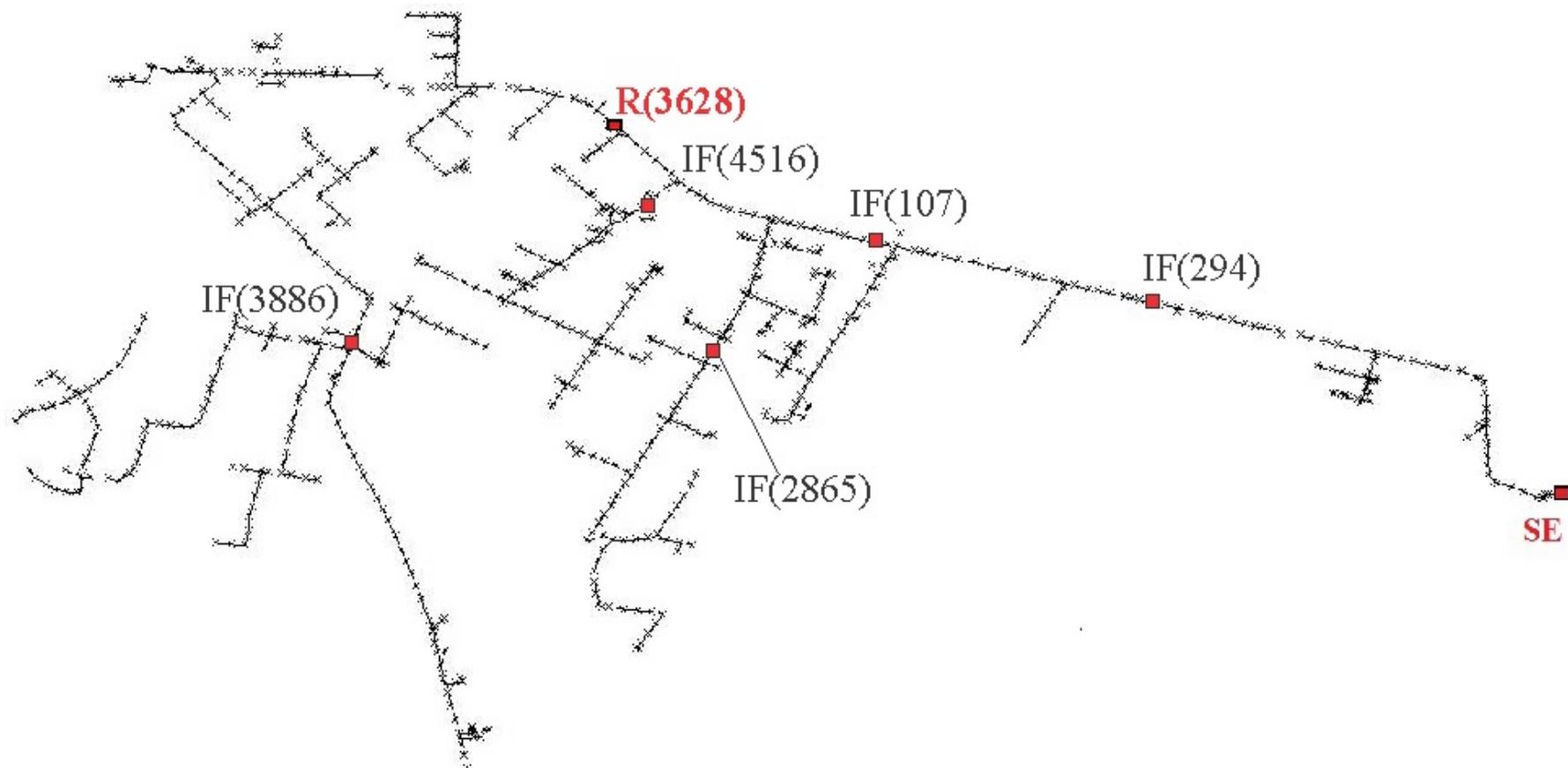
- Caso 2 com 5 dispositivos indicadores de falta

A Figura 47 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 2 com 5 IF. Nessa situação foram utilizadas 5.000 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 11.846,15 segundos (3 horas e 17 minutos), levando a um tempo médio de 2,36 segundos para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 20,98 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{107, 294, 3886, 4516, 2865\}$$

Figura 47: Solução do PAIFF para o Caso 2- 5 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

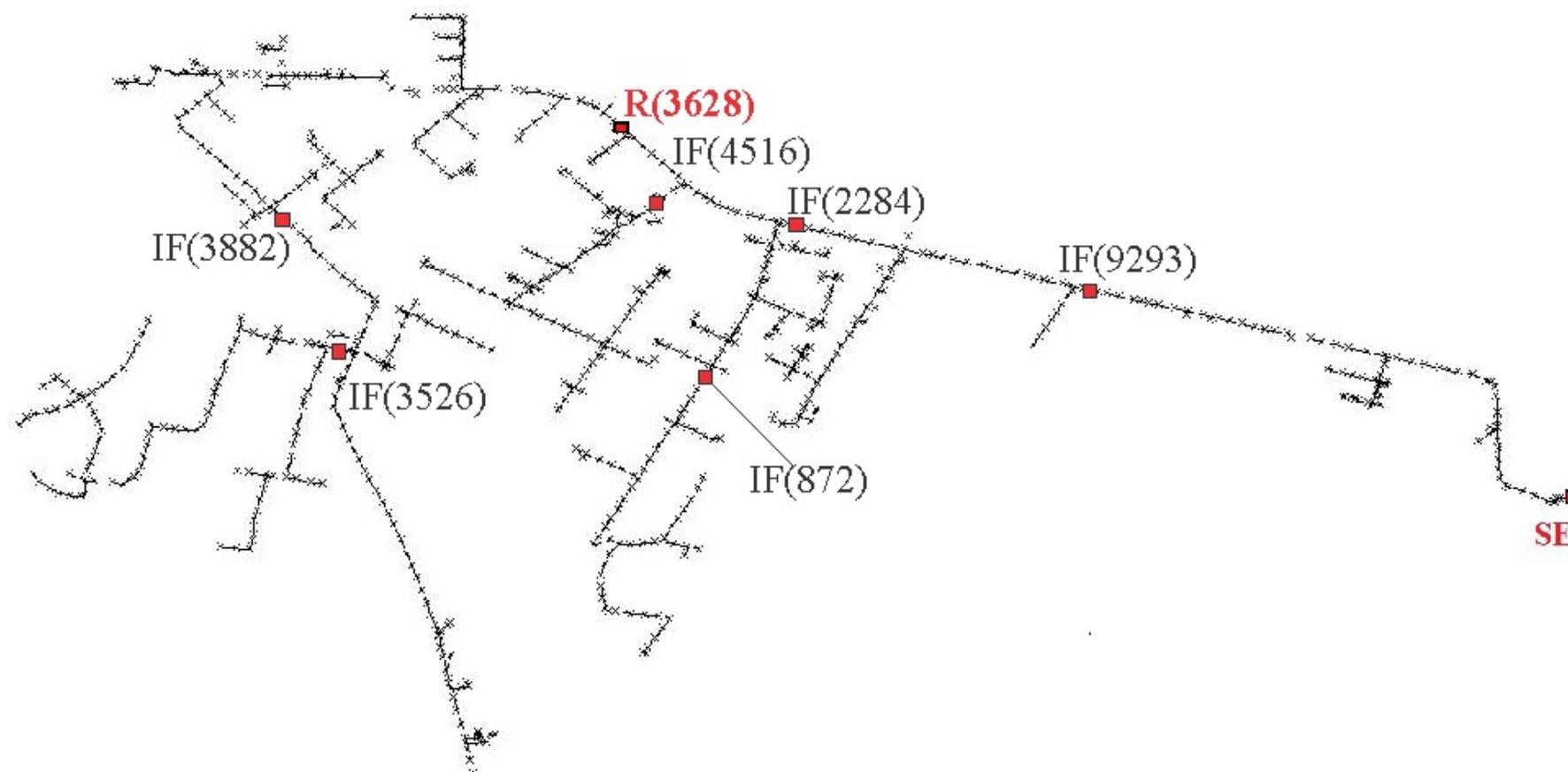
- Caso 2 com 6 dispositivos indicadores de falta

A Figura 48 destaca o trecho solução do PAIIF para o Caso 2 com 6 IF. Nessa situação foram utilizadas 6.000 iterações (avaliações de solução) e o tempo total de execução do programa foi de 17.488,05 segundos (4 horas e 51 minutos), levando a um tempo médio de 2,91 segundos para realizar cada avaliação. Ao fim das iterações chegou-se a solução:

$$DEC_{estimado} = 20,83 \text{ horas}$$

$$V_{IF} = \{872, 3526, 4516, 2284, 9293, 3882\}$$

Figura 48: Solução do PAIFF para o Caso 2 - 6 IF



Fonte: Elaborado pelo autor

Uma vez solucionado o PAIF para algumas situações do Caso 2 é necessário realizar uma análise do retorno econômico de cada solução encontrada. A Seção 5.3.2 trata da discussão e análise dos resultados obtidos para o Caso 2.

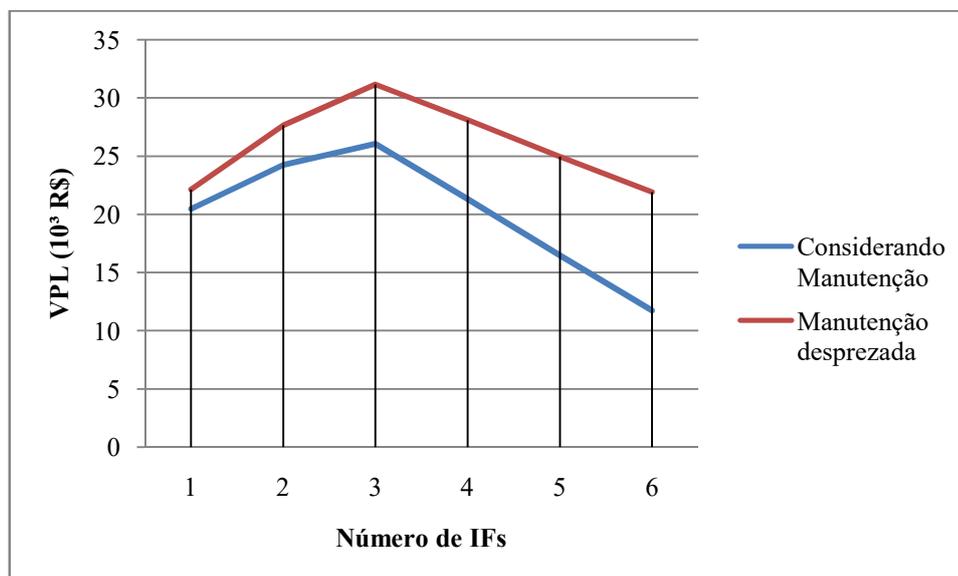
5.3.2 DISCUSSÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS PARA O CASO 2

Tendo em vista as mesmas considerações realizadas na Seção 5.2.2 foi criada a Tabela 6, com os dados de $DEC_{estimado}$, a estimativa da END e redução do $CEND$. Com os dados da Tabela 6 é possível calcular o Valor Presente Líquido, no período de 15 anos, para cada situação, considerando um fluxo de caixa análogo ao montado para o Caso 1, como ilustrado na Figura 49.

Tabela 6: Estimativa de custos e retorno financeiro para o Caso 2

Quantidade de IFS	DEC estimado (horas/ano)	Redução DEC (horas)	END estimado (MWh/ano)	Redução $CEND$ (R\$)
Sem IF	23,123	0	164,83	0
1	22,092	1,031	157,48	3.112,73
2	21,647	1,476	154,30	4.459,46
3	21,272	1,851	151,62	5.594,44
4	21,124	1,999	150,58	6.034,88
5	20,981	2,142	149,56	6.466,85
6	20,845	2,278	148,52	6.907,29

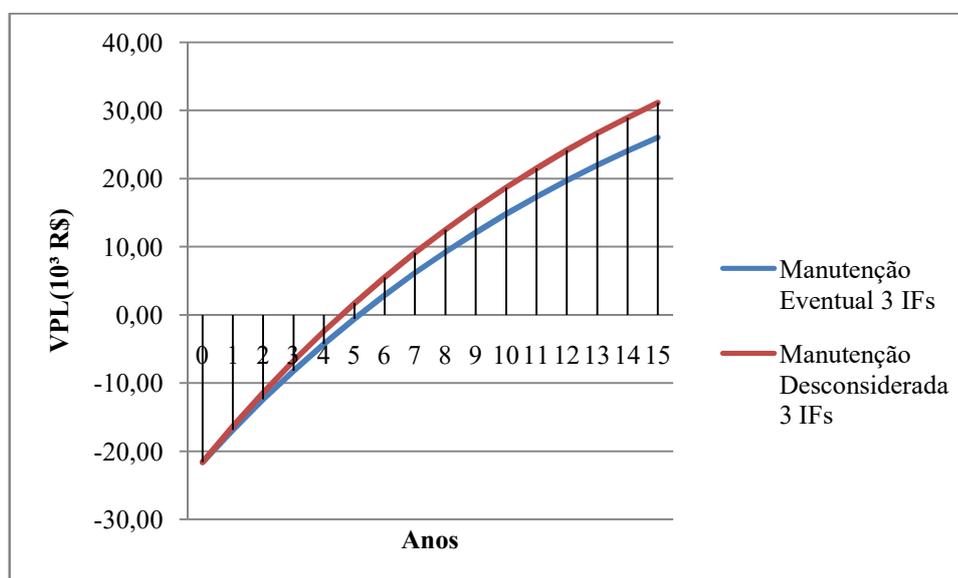
Figura 49: Gráfico do VPL versus número de IFS



É possível notar que, para o Caso 2, a solução que traz o maior retorno financeiro anual é aquela obtida pelo programa principal para a situação com 3 IFs. A melhor solução para esse número de IFs obtém um $DEC_{estimado}$ de 21,27 horas, com $v_{IF} = \{3886, 3102, 2226\}$. Mais uma vez, a solução tida como a de melhor retorno financeiro não varia, ainda que se desconsidere os custos de manutenções eventuais dos IFs.

Para o cálculo do *Payback* caso se adote a solução obtida (via VNS) na alocação de 3 IFs, é importante observar a variação do VPL no decorrer dos anos, o que é ilustrado na Figura 50. O valor obtido para o Payback ao se considerar os custos de manutenção é de, aproximadamente, 5,1648 anos (ou 5 anos e 2 meses). Ao desconsiderar esses custos o novo valor é de 4,5908 anos (ou 4 anos e 7 meses).

Figura 50: VPL para a melhor solução encontrada com 3 IFs



Encerra-se este capítulo de testes e resultados atentado-se para as diferenças observados na discussão dos dois casos estudados: se, por um lado, a situação com 3 IFs traz um maior Valor Presente Líquido para uma faixa mais ampla de custos dos IFs no Caso 2, este valor é bastante inferior ao observado no Caso 1. Isso se deve à presença do religador, que divide o alimentador em dois blocos, tornando menor influência de cada IF na redução do tempo de busca e por consequência, no *CEND*.

O Capítulo 6 traz as principais conclusões obtidas após a discussão dos resultados obtidos pelo programa com busca em vizinhança variável. Somado a isso são feitas algumas sugestões para elaboração de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O problema de alocação inteligente de dispositivos indicadores de falta surge da necessidade de determinar os trechos de um dado sistema que, ao receberem IFs, gerem o melhor retorno financeiro possível e cumpram objetivos específicos. Nesta dissertação foi desenvolvida uma modelagem que busca reduzir a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (*DEC*) para alimentadores radiais. O emprego da estratégia adotada minimiza o tempo médio de busca ou localização, reduzindo também o tempo de atendimento médio às ocorrências emergenciais. A redução desses indicadores implicam na melhoria da qualidade de prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, além de garantir retorno financeiro à fornecedora do serviço, devido a mitigação simultânea da energia não distribuída aos consumidores e das penalidades por transgressão dos limites de continuidade.

A partir da modelagem criada para o PAIIF, as soluções são encontradas mediante a implementação computacional de uma meta-heurística de busca em vizinhança variável (*VNS*) considerando as peculiaridades e restrições do problema. O programa implementado possibilita a alocação dos dispositivos em trechos do tronco principal e ramais do alimentador, além de considerar a presença de dispositivos de proteção, estendendo outras metodologias encontradas na literatura.

A resolução do PAIIF passa, naturalmente, pela leitura de diversos dados e parâmetros da rede, como taxas de falha, distâncias entre os nós, dados de carga e número de usuários, posição dos dispositivos de proteção, dentre outros. A taxa de falha é considerada uniforme para a rede e, desde que não seja fornecida, é calculada por meio de dados históricos de *FEC*, utilizando-se das técnicas de estimativas de indicadores de continuidade.

O cálculo do tempo médio de localização leva em consideração não somente o comprimento dos trechos, mas também a taxa de falhas, por meio do cálculo da probabilidade da falta ocorrer em cada região. Assim, formalmente, o tempo médio de localização de um bloco é o resultado da esperança matemática de uma variável aleatória cujos valores são os tempos de localização em cada região que ele possui.

Para uma dada quantidade de IFs, ao utilizar a solução encontrada pelo programa implementado, é estimado o custo da energia não distribuída, bem como os custos inerentes aos IFs (aquisição, instalação e manutenção eventual). A solução que apresenta a maior

perspectiva de valor presente líquido é escolhida como a melhor solução para o alimentador estudado.

Toda a metodologia foi validada mediante o estudo de dois casos: o Caso 1 representa a situação de um alimentador real, na área de concessão da CELD D S.A, até o ano de 2014, enquanto o Caso 2 representa a situação atual do mesmo alimentador. A simulação do Caso 1, com os dados disponíveis, mostrou que seria possível diminuir o tempo médio de busca consideravelmente, resultando em uma redução simultânea de 7,46 horas/ano (19,36%) no *DEC* do alimentador ao empregar 5 IFs. Isso pode ser obtido em detrimento de um investimento de aproximadamente R\$36.000, valor que seria compensado após 1 ano e 9 meses, como mostrado no cálculo do Playback deste caso. Enquanto isso, a simulação do Caso 2, mostrou que é possível reduzir em até 1,85 horas/ano (8%) o *DEC* do alimentador, com emprego de 3 IFs, implicando em investimentos de pouco mais de R\$21.000, com Playback de, no máximo, 5 anos 2 meses.

Os resultados obtidos permitiram confirmar os IFs como alternativas viáveis de dispositivos que promovem a melhoria dos indicadores de qualidade por um baixo custo. Como mencionado em várias partes ao longo do texto, a análise dos custos pode ser aprimorada com a inclusão de um método que estime a redução nos custos das compensações por violação dos indicadores individuais, em especial do *DIC*. Isto poderá mostrar que é rentável o emprego de uma quantidade maior de IFs, principalmente em casos onde as compensações apresentam valores vultuosos como a maioria dos alimentadores na área de concessão da CELG D.

Encerra-se essa seção com as seguintes sugestões de trabalhos futuros:

- realizar estudos que mensurem o impacto da inserção de IF's no tempo médio de preparação (*TMP*) e execução (*TME*) das equipes de manutenção, de modo a dar mais fidelidade à estimativa de *DEC* após a instalação desses dispositivos;
- desenvolver método de estimativa do custo das compensações, complementando os custos considerados na análise econômica;
- implementar o programa em linguagem comercial (C++ ou Java) que minimize as compensações (por *DIC* e *DMIC*) e *ENS*. Nesse caso a nova modelagem pode conduzir o programa a já encontrar simultaneamente o número de IFs e a melhor solução que minimize esses custos;
- realizar estudos sobre a aplicação de IF em redes com outras topologias.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão - Setembro 2004.

ALVES, Marcelo Pinheiro Cândido. **Alocação ótima de dispositivos indicadores de falta em alimentadores de média tensão**. 2016. 118 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - Nota Técnica nº 0075/2011 - Dezembro 2011.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução N^o 024/2000 - Janeiro de 2000.

ANEEL. "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional" - PRODIST, Módulo 1 - Qualidade da Energia Elétrica, 2015a.

ANEEL. "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional" - PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, 2015b.

ANEEL. **Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade**. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/qualidade-na-distribuicao>>. Acesso em: 18 jan. 2016.

ANEEL. **Qualidade na Distribuição**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/qualidade-na-distribuicao>>. Acesso em: 12 jan. 2016.

ANEEL. **Regulação dos Serviços de Distribuição**. 2015c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>>. Acesso em: 18 jan. 2016.

BARROS, Ana Claudia. "**Detecção e Classificação de Faltas de Alta Impedância em Sistemas Elétricos de Potência Usando Lógica Fuzzy**". 2009. 94 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira - Sp, 2009.

BROWNLEE, Jason. **Clever Algorithms: Nature-Inspired Programming Recipes**. Melbourne: 2011. 410 p.

CAVALHEIRO, Franciele Cristina. **Emprego de mapas auto-organizáveis para localização de faltas em redes de distribuição**. 2012. 117 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pampa, Alegrete, 2012.

COMASSETTO, Lorenzo. **Desenvolvimento de algoritmos para otimização da confiabilidade em redes de distribuição.** 2004. 210 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Rs, 2004.

CORDENONSI, Andre Zanki. **Ambientes, Objetos e Dialogicidade: uma estratégia de ensino superior em heurísticas e metaheurísticas.** 2008. 228 f. Tese (Doutorado) - Curso de Computação na Educação, Centro Interdisciplinar de Novas Tecnologias na Educação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

COTOSCK, Kelly Regina. **Proteção De Sistemas Elétricos: Uma Abordagem Técnico-Pedagógica.** 2007. 109 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica – Cpdee, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.

DASHTI, Rahman; Sadeh, Javad. Fault Indicator Allocation in power Distribution Network for improving Reliability and Fault Section Estimation. *The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, 2011.*

GOES, Alan Ribeiro Gomes. **Modernização Da Proteção De Sistemas Elétricos De Potência.** 2013. 86 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

Hansen, P. and Mladenovic, N. (2003). A tutorial on variable neighborhood search, *Le cahiers du GERARD G-2003*: 46.

HANSEN, Pierre; MLADENOVIC, Nenad. Variable neighborhood search: Principles and applications. **European Journal Of Operational Research.** Mottréal, Canada, p. 449-467. 1 jul. 1999.

HENDI, Reza Baradaran; SEYED-SHENEVA, Seyed-jalal; GANDOMKAR, Mmajid. Electrical Distribution System Reliability Improvement by Optimal Placement of Fault Indicators using Immune Algorithm. **International Journal Of Engineering Research An Applications.** [s.l.], p. 1383-1390. mar. 2012.

HO, Chin-ying; LEE, Tsung-en; LIN, Chia-hung. Optimal Placement of Fault Indicators Using the Immune Algorithm. **Ieee Trans. Power Syst.,** [s.l.], v. 26, n. 1, p.38-45, fev. 2011. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2010.2048725>.

JAHEDI, A.; JAVIDAN, J.; NASIRAGHDAM, H.. Multi-Objective Modeling For Fault Indicators Placement Using of NSGA II to reduce Off Time and costs in Distribution Network. **International Journal Of Engineering Research An Applications**. [s.l.], p. 106-111. dez. 2014.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Blucher, 2005. 328 p.

KINDERMANN, Geraldo, 2006, Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, 2v. 1º ed. Florianópolis.

LIRA, Guilherme Nascimento de. **Algoritmo De Reconfiguração Ótima De Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica Visando A Minimização De Perdas**. 2011. 48 f. TCC (Graduação) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

MARTINS, Walney Andrade. **Busca em Vizinha Variável Aplicado na Solução do Problema de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica**. 2009. 85 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira - SP, 2009.

Nortech – D_000913 – Remote monitoring system for fault passage indicators, 2013.

PTC/IE99/00114 – Apparatus and method for remote current sensing, 1999.

REIS, Jorge von Atzingen dos. **Heurísticas Baseadas em Busca em Vizinhança Variável para o Problema de Programação Integrada de Veículos e Tripulações no Transporte Coletivo Urbano por Ônibus**. 2008. 119 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

SANTOS, Josemir Coelho ; NOGUEIRA, André Luis Trevisan; CAMARGO, Josué de; SILVEIRA, Marlos Mazzeu ; ANDRADE, F. J. . Sinalizador Luminoso Monofásico de Falhas para Redes Aéreas de Distribuição de Energia Elétrica até 69 kV. In: VII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2007, Santos/SP. Anais da Conferência – VII CBQEE, 2007.

SATO, Fujio; FREITAS, Walmir. **Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica**: Fundamentos e Prática. Rio de Janeiro: Campus, 2015.

SAU, Rodrigo Ferreira Gonçalves. **Alocação Otimizada de Indicadores de Falta em Redes de Distribuição de Energia Elétrica considerando a presença de geradores**

distribuídos. 2016. 133 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

SILVEIRA, Francisco Tavares; GALVANI, Gustavo Tadeu de A.; SOUZA, Euzébio D. de. Coordenação Entre Religador E Seccionalizador Em Redes De Distribuição. **E-xacta**, Belo Horizonte, v. 4, n. 3, p.219-225, 30 nov. 2011. Disponível em: <<http://revistas2.unibh.br/index.php/exacta>>. Acesso em: 20 out. 2016.

SOUZA, Débora M. B. S. ; ASSIS, Adécio F. de ; SILVA, Ivan N. da; SPATTI, Danilo Hernane; USIDA, Wesley Fernando; FLAUZINO, Rogério A. . Alocação Ótima de Dispositivos Indicadores de Falta em Linhas de Distribuição Utilizando Sistemas de Inferência Fuzzy. In: XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2008, Olinda/PE. Anais da Conferência – VII SENDI, 2008.

SOUZA, Fabiano Alves de. “**Deteção de Falhas em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Usando Dispositivos Programáveis** ”. 2008. 119 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira - SP, 2008.

USIDA, Wesley F. et al. Alocação De Dispositivos Indicadores De Faltas Em Alimentadores Primários Usando Algoritmos Genéticos. *XVIII Congresso Brasileiro de Automática, 2010*.

USIDA, Wesley Fernando. **Sistema Inteligente para Alocação Eficiente de Dispositivos Indicadores de Falta em Alimentadores de Distribuição**. 2011. 234 f. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

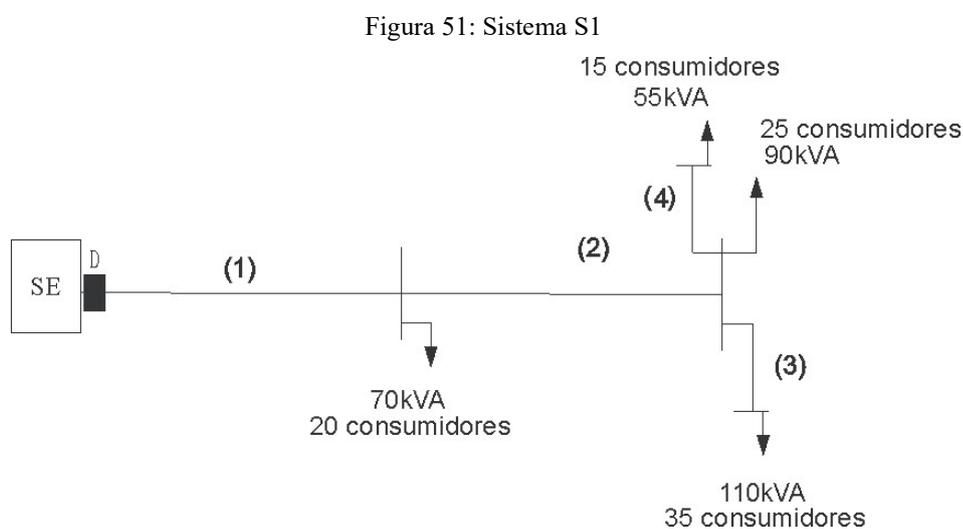
VIDYSAGAR, E.; P.V.N.PRASAD; FATIMA, Ather. Reliability Improvement of a Radial Feeder Using Multiple Fault Passage Indicators. **Energy Procedia**, [s.l.], v. 14, p.223-228, 2012. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.887>. Disponível em: <<http://api.elsevier.com/content/article/PII:S1876610211043037?httpAccept=text/xml>>. Acesso em: 10 mar. 2016.

ZAPELINI, Christiane Zim. **Um Estudo Abrangente sobre Metaheurística, incluindo um Histórico**. 2009. 23 f. Monografia (Especialização) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

APÊNDICE A

ESTIMATIVA DOS INDICADORES DE QUALIDADE PARA S1 - SEM IFS

Este apêndice apresenta a metodologia de Kagan, Oliveira e Robba (2005) para o cálculo a priori dos indicadores de continuidade aplicada a um sistema fictício, ilustrado na Figura A.1. Os cálculos são realizados manualmente, objetivando aproximar o leitor dos passos realizados para estimar os indicadores de sistemas maiores, como o Sistema S2.



O sistema ilustrado, denominado de Sistema S1, apresenta apenas um dispositivo de proteção, disjuntor, na saída da subestação. A presença do disjuntor leva a formação de um único bloco de carga e, dada a ausência de dispositivos indicadores de faltas, não são criadas "regiões", como definidas na Seção 4.2.1.

As Tabelas A.1 e A.2 apresentam os dados relevantes para o uso da metodologia mencionada. Na Tabela A.2, os dados de carga se referem à potência dos transformadores instalados nos respectivos nós.

Tabela A.1: Dados de rede - Sistema S1

De (nó)	Para (nó)	Trecho	Comprimento (km)	Taxa de falha (falha/km.ano)
0	1	1	0,115	17
1	2	2	0,220	17
2	3	3	0,075	17
2	4	4	0,060	17

Tabela A.2: Dados de Carga - Sistema S1

Nó	Carga (kVA)	Consumidores
0	500	-
1	70	20
2	90	25
3	110	35
4	55	15

Para o cálculo dos indicadores considerou-se:

- Tempo médio de busca, ou de localização, ou deslocamento da equipe de manutenção:

$$T_1 = 15 \text{ min}$$

- tempo médio de telefonema e acionamento da equipe de manutenção:

$$t_1 = 25 \text{ min}$$

- tempo médio de reparo:

$$t_2 = 20 \text{ min} = 0,33 \text{ h}$$

- fator de carga médio:

$$f_c = 0,75$$

- Fator de demanda médio:

$$f_d = 0,7$$

- Fator de potência médio:

$$f_p = 0,92$$

De posse dos dados tabelados procede-se com o cálculo dos parâmetros e indicadores:

- tempo entre o momento da ocorrência e da localização do defeito:

$$t_{1,1} = T_1 + t_1$$

$$t_{1,1} = 40 \text{ min} = 0,67 \text{ h}$$

- Λ_i :

$$\Lambda_i = \sum_{k=1}^{N_{tr}} l_{i,k} \lambda_{i,k}$$

$$\Lambda_i = l_{1,1} \lambda_{1,1} + l_{1,2} \lambda_{1,2} + l_{1,3} \lambda_{1,3} + l_{1,4} \lambda_{1,4}$$

$$= 0,115 \times 17 + 0,220 \times 17 + 0,075 \times 17 + 0,06 \times 17$$

$$\Lambda_i = 17,99 \text{ falhas/ano}$$

– *DEC*:

$$DEC_i = f_{per} \Lambda_i \left(\frac{N_{t1,i} t_{1,i}}{C_c} + \frac{N_{t2,i} t_{2,i}}{C_c} \right)$$

$$DEC_1 = 0,3 \times 17,99 \left(\frac{95 * 0,67}{95} + \frac{95 * 0,33}{95} \right)$$

$$DEC_1 = 5,40$$

$$DEC = \sum_{i=1}^{N_{bl}} DEC_i$$

$$DEC = \sum_{i=1}^1 DEC_i = 5,40h/ano$$

– *DIC_i*:

$$DIC_i = \sum_{k=1}^{N_{bl,k}} f_{per} \Lambda_k (t_{1,k} + t_{2,k})$$

Lembrando-se que $N_{bl,k}$ corresponde ao número de blocos afetados durante uma ocorrência no bloco k :

$$DIC_1 = \sum_{k=1}^1 f_{per} \Lambda_1 (t_{1,k} + t_{2,k}) = 0,3 \times 17,99 (0,67 + 0,33)$$

$$DIC_1 = 5,40h/ano$$

– *END*

$$END = \sum_{i=1}^{N_{bl}} DIC_i D_{média,i}$$

$$D_{média,1} = f_p \times f_c \times f_d \times P_{instalada} = 0,92 \times 0,75 \times 0,70 \times 325 = 156,98$$

$$END = DIC_1 D_{média,1} = 847,67kWh/ano$$

APÊNDICE B

ESTIMATIVA DOS INDICADORES DE QUALIDADE PARA S1 - 1 IF

Este apêndice é dedicado à estimativa dos indicadores de qualidade após a introdução de 1 dispositivo indicador de faltas em S2. Como esse sistema possui apenas um bloco, a realização da estimativa para os indicadores de *DIC* e *END* é trivial após obter o *DEC* estimado, motivo pelo qual apenas este indicador será calculado neste apêndice.

É interessante analisar a alocação do IF em cada um dos trechos do sistema, com exceção do trecho 1, por estar na saída da SE e, portanto, conter um disjuntor. Serão considerados os mesmos parâmetros fornecidos e calculados no Apêndice A:

- Tempo médio de busca, ou de localização, ou deslocamento da equipe de manutenção:

$$T_1 = 15 \text{ min}$$

- tempo médio de telefonema e acionamento da equipe de manutenção:

$$t_1 = 25 \text{ min}$$

- tempo médio de reparo:

$$t_2 = 20 \text{ min} = 0,33 \text{ h}$$

- taxa de falha do bloco:

$$\Lambda_i = 17,99 \text{ falhas/ano}$$

- Fator de carga médio:

$$f_c = 0,75$$

- Fator de demanda médio:

$$f_d = 0,70$$

- Fator de potência médio:

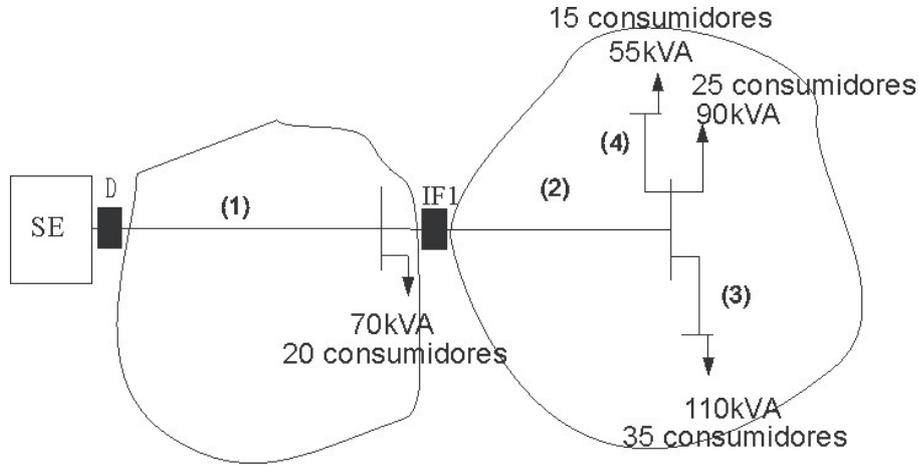
$$f_p = 0,92$$

SITUAÇÃO 1: ALOCAÇÃO DE IF NO TRECHO 2

A Figura B.1 ilustra as regiões criadas após a inserção de um dispositivo indicador de faltas, não sendo exposto o bloco formado com a presença do disjuntor na saída da subestação. A metodologia exposta na Seção 4.2.1 propõe que formação das regiões ilustradas

reduz o tempo médio necessário para a localização de defeitos. Isto ficará evidente após o cálculo dos indicadores para esse sistema teste de pequeno porte.

Figura 52: Sistema S1 com IF no trecho 2



$$T_{i,k} = T_0^i \left(\frac{\sum_{j \in \text{Região}_{i,k}} l_j}{\sum_{j \in \text{Bloco}_i} l_j} \right)$$

Lembrando que T_0^i é o tempo médio de busca de defeitos no bloco i na ausência de IFs, $T_0^i = 15\text{min}$:

$$T_{1,1} = 0,25 \left(\frac{\sum_{j \in \{1\}} l_j}{\sum_{j \in \{1,2,3,4\}} l_j} \right) = 15 \left(\frac{l_1}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} \right)$$

$$T_{1,1} = 3,67\text{min}$$

$$T_{1,2} = 0,25 \left(\frac{\sum_{j \in \{2,3,4\}} l_j}{\sum_{j \in \{1,2,3,4\}} l_j} \right) = 15 \left(\frac{l_2 + l_3 + l_4}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} \right)$$

$$T_{1,2} = 11,33\text{min}$$

$$P_{i,k} = \frac{\sum_{j \in \text{Região}_{i,k}} l_j \lambda_j}{\sum_{j \in \text{Bloco}_i} l_j \lambda_j}$$

$$P_{1,1} = \frac{l_1}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = 24,47\%$$

$$P_{1,2} = \frac{l_2 + l_3 + l_4}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = 75,53\%$$

De modo que o novo tempo médio de busca do bloco 1, com a presença do IF no trecho 2, será, aproximadamente:

$$T_1 = \sum_{k=1}^{N_{IF}^i+1} P_{i,k} T_{i,k} = 0,2447 \times 3,67 + 0,7553 \times 11,33 = 9,46 \text{ min}$$

Implicando em:

$$t_{1,1} = T_1 + t_1 = 9,46 + 25 = 34,46 \text{ min} = 0,57 \text{ h}$$

e

$$DEC_1 = f_{per} \Lambda_1 \left(\frac{N_{t1,1} t_{1,1}}{C_c} + \frac{N_{t2,1} t_{2,1}}{C_c} \right)$$

$$DEC_1 = 0,3 \times 17,99 \left(\frac{95 \times 0,57}{95} + \frac{95 \times 0,33}{95} \right) = 4,90$$

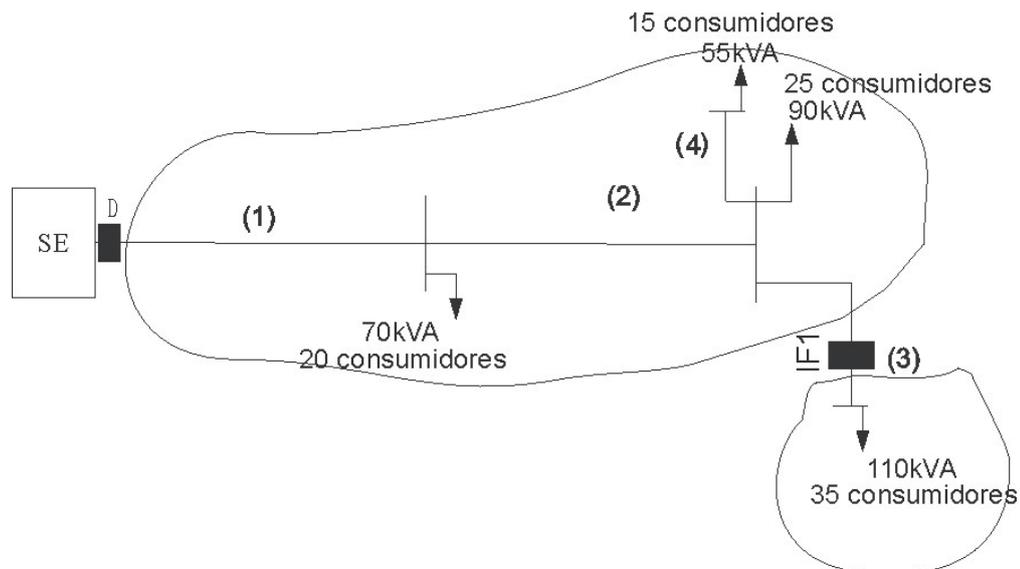
Portanto, o *DEC* estimado para essa situação será de:

$$DEC = \sum_{i=1}^{N_{bl}} DEC_i = 4,90 \text{ h/ano}$$

SITUAÇÃO 1: ALOCAÇÃO DE IF NO TRECHO 3

A situação em que o IF é alocado no trecho 3 está ilustrada na Figura B.2. Novamente são ilustradas as regiões formadas após a inserção do IF.

Figura 53: Sistema S2 com IF no trecho 3



Lembrando que T_0^i é o tempo médio de busca de defeitos no bloco i na ausência de IFs, $T_0^i = 15 \text{ min}$:

$$T_{i,k} = T_0^i \left(\frac{\sum_{j \in \text{Região}_{i,k}} l_j}{\sum_{j \in \text{Bloco}_i} l_j} \right)$$

$$T_{1,1} = 0,25 \left(\frac{\sum_{j \in \{1,2,4\}} l_j}{\sum_{j \in \{1,2,3,4\}} l_j} \right) = 15 \left(\frac{l_1 + l_2 + l_4}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} \right)$$

$$T_{1,1} = 12,61 \text{ min}$$

$$T_{1,2} = 0,25 \left(\frac{\sum_{j \in \{3\}} l_j}{\sum_{j \in \{1,2,3,4\}} l_j} \right) = 15 \left(\frac{l_3}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} \right)$$

$$T_{1,2} = 2,39 \text{ min}$$

$$T_{i,k} \quad P_{i,k} = \frac{\sum_{j \in \text{Região}_{i,k}} l_j \lambda_j}{\sum_{j \in \text{Bloco}_i} l_j \lambda_j}$$

$$P_{1,1} = \frac{l_1 + l_2 + l_4}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = 84,04\%$$

$$P_{1,2} = \frac{l_3}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = 15,96\%$$

De modo que o novo tempo médio de busca do bloco 1, com a presença do IF no trecho 3, será, aproximadamente:

$$T_1 = \sum_{k=1}^{N_{IF}^1+1} P_{i,k} T_{i,k} = 0,8404 \times 12,61 + 0,1596 \times 2,39 = 10,98 \text{ min}$$

implicando em:

$$t_{1,1} = T_1 + t_1 = 10,98 + 25 = 35,98 \text{ min} = 0,60 \text{ h}$$

e

$$DEC_1 = f_{per} \Lambda_1 \left(\frac{N_{t1,1} t_{1,1}}{C_c} + \frac{N_{t2,1} t_{2,1}}{C_c} \right)$$

$$DEC_1 = 0,3 \times 17,99 \left(\frac{95 \times 0,60}{95} + \frac{95 \times 0,33}{95} \right) = 5,04$$

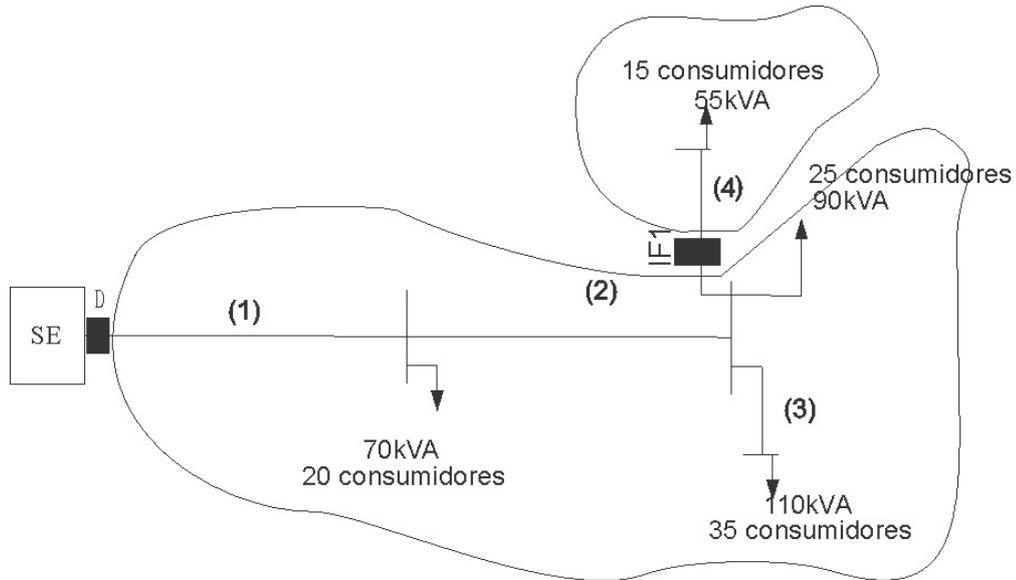
Portanto, o DEC estimado para essa situação será de:

$$DEC = \sum_{i=1}^{N_{bl}} DEC_i = 5,04 \text{ h/ano}$$

SITUAÇÃO 1: ALOCAÇÃO DE IF NO TRECHO 4

A situação em que o IF é alocado no trecho 4 está ilustrada na Figura B.3. Mais uma vez são ilustradas as regiões formadas após a inserção do IF.

Figura 54: Sistema S2 com IF no trecho 4



Lembrando que T_0^i é o tempo médio de busca de defeitos no bloco i na ausência de IFs, $T_0^i = 15\text{min}$:

$$T_{i,k} = T_0^i \left(\frac{\sum_{j \in \text{Região}_{i,k}} l_j}{\sum_{j \in \text{Bloco}_i} l_j} \right)$$

$$T_{1,1} = 0,25 \left(\frac{\sum_{j \in \{1,2,3\}} l_j}{\sum_{j \in \{1,2,3,4\}} l_j} \right) = 15 \left(\frac{l_1 + l_2 + l_3}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} \right)$$

$$T_{1,1} = 13,09 \text{ min}$$

$$T_{1,2} = 0,25 \left(\frac{\sum_{j \in \{4\}} l_j}{\sum_{j \in \{1,2,3,4\}} l_j} \right) = 15 \left(\frac{l_4}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} \right)$$

$$T_{1,2} = 1,91 \text{ min}$$

$$T_{i,k} \quad P_{i,k} = \frac{\sum_{j \in \text{Região}_{i,k}} l_j \lambda_j}{\sum_{j \in \text{Bloco}_i} l_j \lambda_j}$$

$$P_{1,1} = \frac{l_1 + l_2 + l_3}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = 87,23\%$$

$$P_{1,2} = \frac{l_4}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = 12,77\%$$

De modo que o novo tempo médio de busca do bloco 1, com a presença do IF no trecho 4, será, aproximadamente:

$$T_1 = \sum_{k=1}^{N_{IF}^i+1} P_{i,k} T_{i,k} = 0,8723 \times 13,09 + 0,1277 \times 1,91 = 11,66 \text{ min}$$

implicando em:

$$t_{1,1} = T_1 + t_1 = 11,66 + 25 = 36,66 \text{ min} = 0,61 \text{ h}$$

e

$$DEC_1 = f_{per} \Lambda_1 \left(\frac{N_{t1,1} t_{1,1}}{C_c} + \frac{N_{t2,1} t_{2,1}}{C_c} \right)$$

$$DEC_1 = 0,3 \times 17,99 \left(\frac{95 \times 0,61}{95} + \frac{95 \times 0,33}{95} \right) = 5,10$$

Assim, o *DEC* estimado para essa situação será de:

$$DEC = \sum_{i=1}^{N_{bl}} DEC_i = 5,10 \text{ h/ano}$$

Portanto, a menor estimativa de *DEC* é encontrado para a situação em que a alocação do IF se dá no trecho 2, para a qual *DEC* = 4,90h/ano. A alocação do IF nesse trecho leva a uma redução provável de 0,5h/ano em relação ao sistema sem IF.

ANEXO A

GRAFO DO SISTEMA S2

Figura C.55: Grafo representativo do Sistema S2

