

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CAMPUS CURITIBA
ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSIAS EDUARDO STASIAK
LUCAS VINICIO MALDONADO

**ANÁLISE QUALITATIVA NA UTILIZAÇÃO DE INDICADORES DE
FALTA PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2019

JOSIAS EDUARDO STASIAK
LUCAS VINICIO MALDONADO

**ANÁLISE QUALITATIVA NA UTILIZAÇÃO DE INDICADORES DE
FALTA PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica apresentado à disciplina de Conclusão de Curso 2, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Eloi Rufato Junior

CURITIBA
2019

Josias Eduardo Stasiak
Lucas Vinicio Maldonado

Análise qualitativa na utilização de indicadores de falta para a rede de distribuição

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 25 de junho de 2019.

Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemahlen Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Eloi Rufato Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Eloi Rufato Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Nastasha Salame da Silva, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Marcelo Barcik, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

STASIAK, Josias Eduardo; MALDONADO, Lucas Vinicio. **ANÁLISE QUALITATIVA NA UTILIZAÇÃO DE INDICADORES DE FALTA PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO**. 2019. 97 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação – Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

A evolução da demanda por energia elétrica, interligada com o desenvolvimento de vidas cada vez mais digitais, requer um aperfeiçoamento contínuo das redes de distribuição, elevando sua confiabilidade, segurança, economia e qualidade de serviço. Para tanto, explorar a tecnologia que colaborem a construir essas melhorias é essencial. Os indicadores de faltas são dispositivos que, ao monitorar e transmitir informações sobre a rede de distribuição, podem ser uma alternativa para beneficiar o estado atual do sistema. A correta ação e a mobilização de pessoas podem então serem tomadas, evitando desperdícios de energia elétrica como também o tempo necessário de deslocamento da equipe de manutenção. Um estudo de caso qualitativo com a instalação desses dispositivos é analisado, considerando os reais impactos econômicos para a concessionária e consumidores, assim como nos parâmetros associados a manutenção e restauração como o DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora). O desenvolvimento é realizado em 5 casos distintos em uma rede teste com a aplicação de indicadores de falta e geração distribuída (GD). A comparação entre todos os casos resulta em uma clara viabilidade do projeto, com um *payback* estimado em 7 falhas ou 4 meses para a rede analisada.

Palavras-chave: Indicadores de Falta; Rede de Distribuição; *Smart Grid*; DEC.

ABSTRACT

STASIAK, Josias Eduardo; MALDONADO, Lucas Vinicio. **QUALITATIVE ANALYSIS OF FAULT INDICATORS FOR THE DISTRIBUTION NETWORK**. 2019. 97 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação – Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

The progressive evolution of electrical energy demand, interchained with increasingly digital lives, require continuous improvements in the distribution system, rising its confiability, security, economics and service quality. By this mean, exploring electronic and digital resources that helps building those enhancements is essential. Fault Indicators are devices that may be an alternative to upgrade the current state, by monitoring and transmitting data about the distribution system. Therefore, appropriate actions and people's logistics can be applied, avoiding superfluous energy usage as well as excessive time taken by the maintenance teams. A qualitative case study including these instruments will be analysed, considering the real economic resolutions for the power distribution company and consumers, as in related parameters to maintenance and restoration, like DEC (Equivalent duration of interruption by consumer unit). Five different cases are developed in a network test with the application of fault indicators and distributed generation (GD). The comparison among all cases results in clear viability for the project, then the estimated payback is seven faults or four months for the analysed network.

Keywords: Fault indicators, Distribution System, Smart Grid, DEC.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1	– Expectativa de crescimento no consumo de energia elétrica no período 2007-2050	18
FIGURA 2	– Porcentagem de geração por energias renováveis por região	18
FIGURA 3	– Utilização de veículos elétricos e híbridos por macrorregião	19
FIGURA 4	– Exemplo de configuração de rede para cálculo de DEC e FEC	24
FIGURA 5	– Resultados para o SAIDI do Benchmark IEEE 2018	28
FIGURA 6	– Resultados para o SAIFI do Benchmark IEEE 2018	29
FIGURA 7	– Interrupções e minutos perdidos para consumidores por distribuidora (RIIO-ED1)	30
FIGURA 8	– Instalação de IF no cabo	31
FIGURA 9	– Proposta de interface entre <i>Software</i> e a rede com IF	35
FIGURA 10	– Curto-circuito fase terra sobre grama	36
FIGURA 11	– Curto-circuito fase terra sobre cabo de árvore	36
FIGURA 12	– Curto-circuito fase terra sobre asfalto	37
FIGURA 13	– Exemplo de sistema com subestação e 7 barras	37
FIGURA 14	– Princípio de funcionamento do IF	38
FIGURA 15	– Bobina de Rogowski com circuito integrador	39
FIGURA 16	– Modelo proposto por Feight	40
FIGURA 17	– Diagrama de blocos para circuito de detecção e monitoração	41
FIGURA 18	– Exemplo de indicador de falta na rede aérea	42
FIGURA 19	– Forma de instalação do IF com barra de isolamento	43
FIGURA 20	– Modelo LineTroll R110Eur	44
FIGURA 21	– Modelo AR-OH	44
FIGURA 22	– Sistema fotovoltaico conectado à rede	47
FIGURA 23	– Modelo GridAdvisor Series II	49
FIGURA 24	– Rede sem fio <i>mesh</i>	50
FIGURA 25	– Cobertura mundial do sistema ARGOS	52
FIGURA 26	– Exemplo de rede <i>Bluetooth</i>	53
FIGURA 27	– Sistema de falta com GPRS proposto	54
FIGURA 28	– Terminal de monitoramento	55
FIGURA 29	– Modelo Navigator-LM	57
FIGURA 30	– Exemplo de pontos de aplicação	57
FIGURA 31	– Rede de distribuição simulada	58
FIGURA 32	– Rede de distribuição com os ramos afetados	58
FIGURA 33	– DEC limite e apurado anual do Brasil	63
FIGURA 34	– FEC limite e apurado anual do Brasil	63
FIGURA 35	– DEC limite e apurado anual da Copel	64
FIGURA 36	– FEC limite e apurado anual da Copel	64
FIGURA 37	– IEEE 34 Node Test Feeder	65
FIGURA 38	– Comportamento médio de consumo de um consumidor no estado do Paraná	66
FIGURA 39	– Inserção de GD na rede radial	69
FIGURA 40	– Inserção de GD na rede IEEE 34 barras adaptada	69
FIGURA 41	– Relação das correntes da subestação e da GD na rede IEEE 34 barras	70
FIGURA 42	– Caso A: falha no ponto 844	71
FIGURA 43	– Caso B: falha no ponto 844	72
FIGURA 44	– Caso C: falha no ponto 844 com 3 IF e GD	74
FIGURA 45	– Caso E: falha no ponto 844 com 3 IF e GD	77
FIGURA 46	– Comparação da distância total entre os casos	78

FIGURA 47	– Comparação do tempo total da falha entre os casos	78
FIGURA 48	– Comparação do DEC entre os casos	79
FIGURA 49	– Exemplo do veículo proposto na licitação	80
FIGURA 50	– Exemplo da atuação da equipe com cesto aéreo	80
FIGURA 51	– Preço mensal da equipe de manutenção	81
FIGURA 52	– Tarifa Copel residencial B1	82
FIGURA 53	– Modelo AR360	83
FIGURA 54	– Comparação dos custos associados à ocorrência de falhas	85
FIGURA 55	– Comparação dos custos para implementação dos IFs	85
FIGURA 56	– Fluxo financeiro pela aplicação de IF	87
FIGURA 57	– Fluxo financeiro mensal com 2 falhas no mês	88

LISTA DE TABELAS

TABELA 1	– Dados da interrupção para cálculo de DEC e FEC	25
TABELA 2	– Exemplo de tipos de baterias e ciclo de vida associado	45
TABELA 3	– Tempo relativo de <i>flash</i> para o modelo FLITE 11X	46
TABELA 4	– Principais fabricantes de IF	60
TABELA 5	– DEC e FEC limite e apurado anual do Brasil	62
TABELA 6	– DEC e FEC limite e apurado anual da Copel	63
TABELA 7	– Cargas na rede IEEE 34 Node Test Feeder	66
TABELA 8	– Tempo de deslocamento entre barras pela equipe de manutenção.	67
TABELA 9	– Resultados obtidos no caso A	72
TABELA 10	– Resultados obtidos no caso B	73
TABELA 11	– Resultados obtidos no caso C	75
TABELA 12	– Resultados obtidos no caso D	76
TABELA 13	– Resultados obtidos no caso E	77
TABELA 14	– Custos totais	84

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - Características das <i>Smart Grids</i>	16
QUADRO 2 - Classificação de Causas Típicas de interrupções de energia elétrica	26

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais

DEC: Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora

FEC: Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora

GPRS: *General Packet Radio Service*

GPS: *Global Positioning System*

IEA: *International Energy Agency*

IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IF: Indicador de Falta

LoRa: *Long Range*

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	TEMA	12
1.1.1	Delimitação do Tema	12
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS	13
1.3	OBJETIVOS	13
1.3.1	Objetivo Geral	13
1.3.2	Objetivos Específicos	13
1.4	JUSTIFICATIVA	14
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	ESTADO DA ARTE	15
2.1	INDICADORES COLETIVOS DE CONTINUIDADE	23
2.2	AUTOMATIZAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	30
2.3	CONCLUSÕES PARCIAIS DO CAPÍTULO	32
3	INDICADORES DE FALTA	33
3.1	HISTÓRICO DA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS	33
3.2	CURTO-CIRCUITO	35
3.3	RELÉ DE IMPEDÂNCIA	37
3.4	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO	38
3.5	INDICADORES DE FALTA INSTALADOS NO CABO	43
3.6	INDICADORES DE FALTA INSTALADOS NO POSTE	43
3.7	SINALIZAÇÃO	44
3.8	REARME	45
3.9	FONTE DE ALIMENTAÇÃO	45
3.9.1	Bateria	45
3.9.2	Utilização de gel na bateria de íon lítio	46
3.9.3	Sistema fotovoltaico com bateria	47
3.9.4	Supercapacitor	48
3.10	COMUNICAÇÃO	48
3.10.1	Rede <i>Mesh</i>	49
3.10.2	LoRa	50
3.10.3	Sistema ARGOS	51
3.10.4	<i>Bluetooth</i>	52
3.10.5	GPRS	54
3.10.6	<i>Power Line Communication</i>	55
3.11	PARÂMETROS DE AJUSTE	56
3.12	PONTOS DE APLICAÇÃO	57
3.13	TIPOS DE FALTA	58
3.14	PRINCIPAIS FABRICANTES	59
3.15	CONCLUSÕES PARCIAIS DO CAPÍTULO	61
4	INDICADORES DE QUALIDADE: ESTUDO DE CASO	62
4.1	HISTÓRICO DOS INDICADORES DE QUALIDADE	62

4.2	INFLUÊNCIA DA GD NA ATUAÇÃO DO IF	68
4.3	CASO A: SEM INDICADORES DE FALTAS E SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .	71
4.3.1	Diagrama para o caso A	71
4.3.2	Metodologia aplicada para o caso A	71
4.3.3	Resultados obtidos para o caso A	71
4.4	CASO B: COM INDICADORES DE FALTAS E SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	72
4.4.1	Diagrama para o caso B	72
4.4.2	Metodologia aplicada para o caso B	73
4.4.3	Resultados obtidos para o caso B	73
4.5	CASO C: COM INDICADORES DE FALTA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM FALHA NOS INDICADORES DE FALTA	74
4.5.1	Diagrama para o caso C	74
4.5.2	Metodologia aplicada para o caso C	74
4.5.3	Resultados obtidos para o caso C	75
4.6	CASO D: COM INDICADORES DE FALTAS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM FALSA ATUAÇÃO NOS INDICADORES DE FALTA	75
4.6.1	Diagrama para o caso D	75
4.6.2	Metodologia aplicada para o caso D	76
4.6.3	Resultados obtidos para o caso D	76
4.7	CASO E: INÚMEROS INDICADORES DE FALTA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	76
4.7.1	Diagrama para o caso E	76
4.7.2	Metodologia aplicada para o caso E	77
4.7.3	Resultados obtidos para o caso E	77
4.8	COMPARAÇÃO DA METODOLOGIA APRESENTADA ENTRE OS CASOS	78
4.9	VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA	79
4.9.1	Custo da equipe de manutenção	79
4.9.2	Custo da energia não vendida	82
4.9.3	Custo da aquisição do IF	83
4.9.4	Custo da instalação do IF	83
4.9.5	Custos totais	84
4.9.6	Viabilidade da iniciativa	85
4.9.7	<i>Payback</i> com taxa de 2 falhas por mês	87
4.10	CONCLUSÕES PARCIAIS DO CAPÍTULO	88
5	CONCLUSÃO	89
	REFERÊNCIAS	91

1 INTRODUÇÃO

De acordo com Anto e Vimalathithan (2017), não existe consenso sobre a definição ou uma estrutura única para cidades inteligentes, ou *smart cities*, sendo que estas surgem de acordo com as necessidades e condições econômicas de cada país.

A ampla utilização de meios digitais, infraestruturas de comunicação e da tecnologia de informação, permite monitorar e gerenciar todas as formas de geração para atender as necessidades variáveis dos usuários finais, o que conceitua e estabelece as *Smart Grids*. Essa definição, que mais deve ser vista como conjunto de tecnologias e um novo conceito do que somente uma aplicação, possibilita não apenas melhorar a eficiência de toda a rede, mas minimizar custos, diminuir impactos ambientais e certificar uma maior resiliência e estabilidade (IEA, 2011).

A introdução ao sistema conceituado como *Smart Grid* irá fundir-se a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição de energia e a infraestrutura de comunicações digitais e processamento de dados, aliando isso com a crescente utilização de novas tecnologias, como o carro elétrico. Algumas das características geralmente atribuídas à *Smart Grid* são: empoderamento dos consumidores, qualidade de energia, acomodar uma grande variedade de fontes e demandas e a auto-recuperação (capacidade de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede) (FALCÃO, 2010).

Inúmeras concessionárias têm implementado diversas tecnologias para automatizar suas redes de distribuição, principalmente na última década como descreve Vukojevic; Frey; Smith (2013). Dentre as principais aplicações que têm obtido maior destaque é o uso de indicadores de falta (IF), objetivando auxiliar a manutenção e aumentando a confiabilidade da rede.

Deve-se ressaltar que a atualização da atual rede de energia elétrica ocorrerá de forma gradual, uma vez que diversos fatores estão envolvidos, como a instalação da infraestrutura de dispositivos inteligentes com a sua respectiva comunicação, a integração e interoperabilidade, a disponibilização de ferramentas analíticas e a otimização operativa (FALCÃO, 2010).

Sendo um dos pilares da rede inteligente a qualidade de energia das diversas concessionárias, sua eficiência, confiabilidade e desempenho são medidas conforme o Módulo VIII do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (ANEEL, 2014). Dessa forma, a análise e prospecção da utilização de tecnologias

como o IF é substancial, sobretudo para melhorar progressivamente os indicadores Coletivos de Continuidade, DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) e FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, respectivamente), que permitem a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) avaliar a continuidade de energia fornecida à população.

1.1 TEMA

Uma falha em um circuito específico pode deixar muitos consumidores sem energia elétrica ou acarretar em problemas para todo o sistema, como confiabilidade e segurança. Para reduzir ou mesmo eliminar esses possíveis problemas, é de grande interesse das concessionárias terem informações como o tipo de falha ocorrido e a sua localização.

Os IFs entram nesse contexto. São dispositivos utilizados na rede de distribuição que possibilitam indicar se houve algum tipo de falha temporária ou permanente no sistema. Eles atuam também na sinalização (luminosa) e disponibilizam informações à central de operação (comunicação).

Com essas informações, a atuação no restabelecimento do fornecimento se torna mais eficiente, tanto na identificação da falha como no tempo envolvido. A correta ação e a mobilização de pessoas podem então serem tomadas, evitando desperdícios tanto de energia elétrica como também no tempo necessário de deslocamento da equipe de manutenção.

1.1.1 Delimitação do Tema

Serão descritos os benefícios e vantagens na utilização dos IFs no sistema, através do levantamento de diferentes modelos existentes no mercado e seu funcionamento. O escopo de fabricantes se limitará aos IFs para a rede de distribuição aérea, uma vez que é a mais utilizada no Brasil.

Um estudo de caso qualitativo com a instalação dos IFs também será realizado, levando em conta os seus reais impactos econômicos para a concessionária, como na consequência em importantes parâmetros de continuidade como o DEC e FEC.

Esses parâmetros refletem diretamente a qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia, uma vez que a interrupção da mesma pode acarretar em não só multas para a empresa e a possibilidade de sua concessão ser comprometida, assim como prejudicar diretamente os consumidores.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

A crescente demanda de carga necessita cada vez mais de uma maior qualidade e confiabilidade no fornecimento. O impacto das interrupções, nas dimensões tecnológicas e econômicas, tanto para as concessionárias quanto para os consumidores é o problema em análise. Por meio de um levantamento histórico e contextualização das *Smart Grids*, será demonstrado a importância da destinação de recursos, sendo estes principalmente econômicos e tecnológicos, para solucionar falhas nas redes de distribuição.

O auxílio na identificação desse problema é a principal premissa do trabalho. As informações que os IFs fornecem agem diretamente na atuação da manutenção da rede e o tempo necessário para tal.

Sem tais dispositivos, a localização, bem como a identificação da natureza da falha, é realizada analisando visualmente cada trecho da rede até a sua exata posição. É possível, em alguns casos, direcionar a equipe levando em consideração os circuitos envolvidos e seus consumidores afetados, porém muitas vezes comprometendo excessivamente o tempo para restauração.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Apresentação da utilização de indicadores de falta na rede de distribuição a fim de minimizar as distâncias a serem percorridas pelas equipes de manutenção na busca pelos locais e identificação das faltas.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Pesquisar diferentes modelos de IFs de diversos fabricantes e classificá-los na sua aplicação como: forma de comunicação, faixa de operação de tensão, tempo de resposta, bateria, entre outros;
- Revisar o atual estado do sistema, assim como uma introdução ao estado da arte das redes inteligentes (*Smart Grid*);
- Analisar e comparar o tempo necessário para identificar e solucionar falhas com e sem os dispositivos;

- Aplicar os IFs e definir seu impacto nos indicadores DEC e FEC;
- Comparar os casos analisados com instalação de IFs;

1.4 JUSTIFICATIVA

Desde a sua implementação, a identificação de falhas no sistema elétrico pouco evoluiu. Há diversos imprevistos que podem prejudicar o fornecimento, como descargas atmosféricas, acidentes automotivos ou até mesmo a própria vegetação. Esses imprevistos geram interrupções que podem afetar uma grande quantidade de consumidores e a própria empresa concessionária de energia elétrica.

A informação de como ocorreu a falha e seu tipo, assim como a exata localização só é possível pela inspeção visual. Essa forma de identificação pode ser muito custosa à equipe de manutenção, pois não há como ter conhecimento do exato local da falha e a equipe deve procurar em cada circuito envolvido a possível causa. Nesse cenário, é possível apenas ter um breve palpite de direcionamento através dos consumidores afetados, ou até mesmo por testemunhas.

Com a ocorrência da falha, é de grande importância uma rápida ação para o restabelecimento da energia, pois a confiabilidade e a estabilidade, assim como a segurança de pessoas e do sistema estão comprometidos. A principal justificativa deste trabalho se embasa na aplicação e funcionamento dos indicadores de falta para a rede de distribuição. A partir desses dispositivos, os consumidores e a própria concessionária serão beneficiados.

A pesquisa e o desenvolvimento no tema se fazem necessárias para ambas as partes, para que altos padrões sejam mantidos e haja uma constante melhoria com o desenvolvimento da tecnologia. Como consequência, a estrutura do sistema em geral se torna mais flexível, inteligente, segura e confiável. A metodologia utilizada e a teoria sobre os IFs serão abordadas posteriormente neste trabalho.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Neste trabalho é feita uma introdução sobre o conceito de *Smart Grids* e seu estado da arte. Posteriormente, aborda-se a teoria e funcionamento dos IFs, apresentando alguns modelos de diversos fabricantes para comparação. A análise do sistema com e sem a presença dos IFs realiza-se por meio de *software*, assim como uma comparação de parâmetros recentes do DEC e FEC.

2 ESTADO DA ARTE

O crescente desenvolvimento de serviços relacionados à energia e transporte traz a necessidade de conexão entre pessoas, dispositivos, aplicativos, entre outros. Carros autônomos, por exemplo, abrangem cada vez mais novos desafios relacionados ao sensoriamento, aliado com a engenharia e a imprescindível segurança envolvida (CULLER; DAVIS, 2018).

Segundo a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) (2018), essa nova arquitetura de distribuição inteligente de energia elétrica integra diferentes sensores e medidores, formas de comunicação, entre outras ações e possibilidades, assim como a figura do “prosumidor”, onde o consumidor passa a ser também um produtor de energia elétrica.

De acordo com a IEA (*International Energy Agency*) (2011), uma rede inteligente é uma rede de eletricidade que usa tecnologias digitais e outras tecnologias avançadas para monitorar e gerenciar o fluxo de eletricidade de todas as fontes de geração para atender às diferentes demandas de eletricidade dos usuários finais. As redes inteligentes coordenam as necessidades e capacidades de todos os geradores, operadores de rede, usuários finais e o mercado de eletricidade para que todas as partes do sistema possam operar da maneira mais eficiente possível, minimizando custos e impactos ambientais enquanto maximiza a confiabilidade, resiliência¹ e estabilidade do sistema.

As principais características desse novo sistema são mostradas no quadro 1:

¹Capacidade de rápida adaptação ou recuperação (MICHAELIS ONLINE, 2018)

QUADRO 1: Características das *Smart Grids*

Característica	Descrição
Permite a participação informada dos clientes	Consumidores contribuem para equilibrar a oferta e demanda de energia, garantindo a confiabilidade ao modificar hábitos de consumo. Essa modificação ocorre como resultado de os consumidores terem escolhas que levam a diferentes padrões de consumo e comportamento. Estas mudanças são resultado de tecnologias emergentes, gerando novas informações sobre o uso de eletricidade e novas formas de tarifação e incentivos.
Acomoda todas as opções de geração e armazenamento	As <i>Smart Grids</i> incluem não apenas a geração centralizada em larga escala, mas também as crescentes fontes distribuídas nos diversos clientes. A integração dessas fontes - incluindo renováveis, micro cogeração e armazenamento de energia - irá crescer em larga escala, incluindo desde os fornecedores, comerciantes até os consumidores.
Permite novos produtos, serviços e mercados	Mercados livres para comercialização de energia corretamente regulados criam a oportunidade para os consumidores escolherem dentre os diversos serviços oferecidos. Algumas das variáveis relacionadas que devem ser administradas - principalmente pelos comerciantes de energia - são energia, capacidade, localização, tempo e qualidade. Agentes reguladores, operadores e consumidores precisam da flexibilidade para mudar as regras de negócio para atender as condições do mercado.

Continua

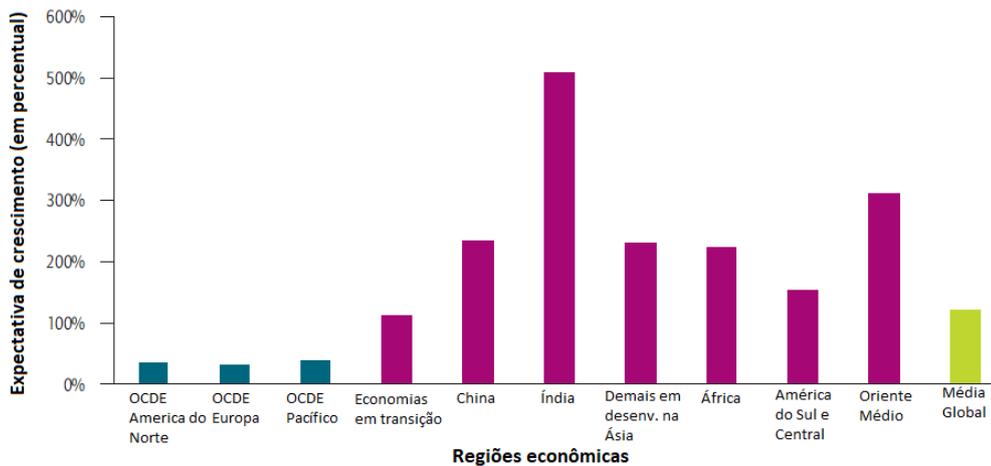
Continuação

Fornecer qualidade de energia para todas as necessidades	<p>Não todos os empreendimentos comerciais, e certamente não todas as residências, necessitam a mesma qualidade de energia. Um fornecimento por meio de <i>Smart Grid</i> pode comportar essa variação de qualidade, e conseqüentemente de preço. O custo para um fornecimento de alta qualidade pode ser incluído nos contratos. Metodologias avançadas de controle permitem realizar diagnósticos e soluções para eventos que impactam a qualidade de energia, como relâmpagos, curto-circuitos, falhas nas linhas e fontes de harmônicos.</p>
Otimiza a utilização e a eficiência operacional	<p>Uma <i>Smart Grid</i> aplica as últimas tecnologias para otimizar a utilização de suas componentes. Por exemplo, uma ótima capacidade pode ser obtida por meio de cobranças dinâmicas, que permitem a rede ser usada para cargas maiores ao controlar continuamente sua capacidade. A eficiência da manutenção pode ser aprimorada por meio de critérios condicionais, que indiquem a necessidade de manutenção no tempo certo. Dispositivos que utilizam sistemas de controle podem ser ajustados para reduzir perdas e eliminar congestão. Eficiência operacional aumenta quando são selecionados os sistemas de menor custo energético para distribuição por meio de dispositivos de sistemas de controle.</p>
Fornecer resiliência contra distúrbios, ataques e desastres naturais	<p>Resiliência refere-se à habilidade do sistema de reagir a eventos inesperados, isolando elementos que apresentem problemas enquanto o resto do sistema é restaurado a operação normal. Estas ações auto-ajustáveis resultam na redução de interrupções de serviço e ajudam as concessionárias a administrar melhor a infraestrutura de distribuição.</p>

FONTE: IEA, 2011

Todos esses aspectos se fazem não só suficientes, mas também necessários para o rápido crescimento na demanda de consumo de energia elétrica. Dados do *Roadmap* fornecido pela IEA (2011) mostram a projeção de crescimento de 2007 até 2050 no consumo de eletricidade no mundo, conforme mostra a Figura 1, com destaque para países como a Índia, China e Oriente médio que representam uma taxa muito acima da média global.

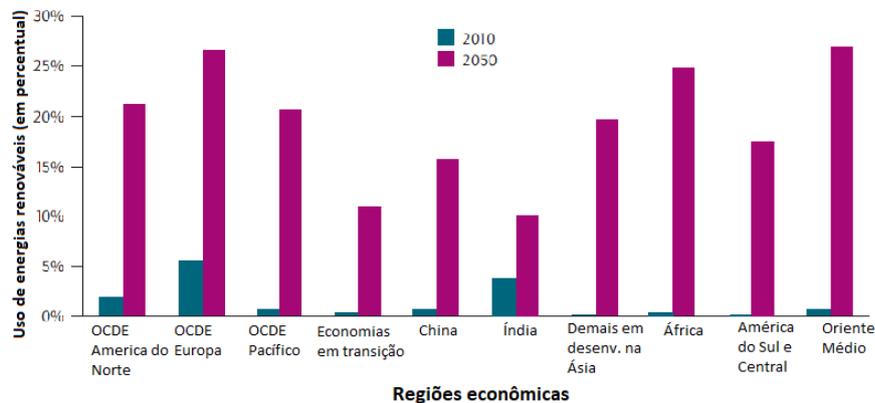
FIGURA 1: Expectativa de crescimento no consumo de energia elétrica no período 2007-2050



FONTES: IEA, 2011

Por outro lado, frente ao crescimento de consumo mundial, o volume de eletricidade gerada de fontes alternativas por região é evidenciado na Figura 2.

FIGURA 2: Porcentagem de geração por energias renováveis por região

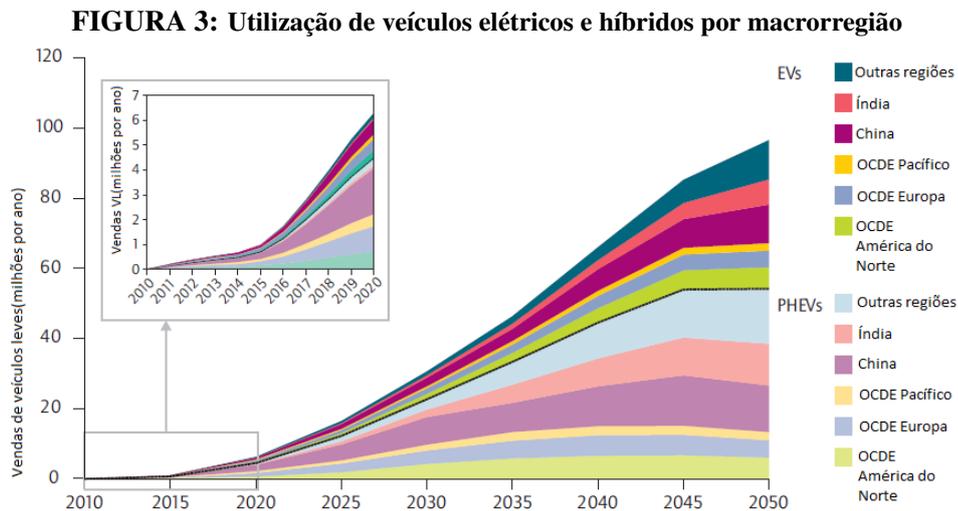


FONTES: IEA, 2011

Em comparação a Figura 1, com foco para a China e a Índia, ambos os países apresentam um progresso abaixo da média global na geração de energia renovável. Outro destaque está também em regiões como países de economia em transição, países em

desenvolvimento na Ásia, África, América do Sul e Central: em 2010 a representatividade da geração renovável era praticamente nula.

A possibilidade de utilização dos carros elétricos está altamente associado à alta demanda representada na Figura 1, como pode ser evidenciada na Figura 3.



FONTE: IEA, 2011

A Figura 3 apresenta o crescimento do total de vendas anuais de veículos elétricos e híbridos, dividido em macrorregiões. Destaca-se que, apesar do crescimento notável da venda de veículos movidos exclusivamente por meio de baterias, os veículos híbridos formam a maior parte das vendas em mercados emergentes.

Muitos países estão promovendo a inserção de veículos elétricos, em detrimento de questões ambientais que envolvem emissões de gases de efeito estufa e o esgotamento de combustíveis fósseis. Como exemplo, MacDougall (2015) cita o “Plano Nacional de Desenvolvimento da Eletromobilidade” da Alemanha para o desenvolvimento de tecnologia e construção de infraestrutura com o objetivo de fornecer 1 milhão de veículos elétricos até 2020. Entretanto, a taxa de inserção dos veículos elétricos é diferente em cada país: na Noruega é de 28,8%, na Suécia de 3,2%, na Holanda de 2,3%, na Suíça de 1,7% e nos EUA de 0,8% (YONG; PARK, 2017).

Por outro lado, a conexão de veículos elétricos à rede pode causar novos picos no sistema. Gerenciar adequadamente o programa de carga e descarga pode ser prejudicial à rede, assim como pode atenuar o pico e preencher os vales na curva de demanda. Além disso, há a possibilidade de fornecer uma reserva para atender às mudanças repentinas na demanda e estabilizar a tensão e a frequência da rede (LIASI; BATHAEE, 2017).

Não se tratando apenas do transporte, as redes inteligentes trazem também a possibilidade de obtenção de controle na operação da flexibilidade da energia elétrica envolvendo geração, transporte, armazenamento e o uso para o consumidor final. A capacidade dessa flexibilidade é evidenciada em contextos como consumo nos horários de pico e as flutuações imprevisíveis da geração, ainda mais se tratando de energias renováveis (IEA, 2011).

Cabe também ressaltar que essa atualização do sistema elétrico não é um evento pontual, mas sim um processo evolutivo não somente da tecnologia em si, mas também de um novo ambiente envolvendo desafios políticos, financeiros e comerciais no mundo todo (IEA, 2011).

Ainda no *Roadmap* da IEA (2011) são apresentadas as iniciativas governamentais do Brasil e de diversos países. A APTEL (Associação de Empresas Proprietárias de Infra-estrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações) tem trabalhado com o governo brasileiro em testes de operadoras de linhas de energia com foco social e educacional. Várias concessionárias também estão gerenciando pilotos de redes inteligentes, como a Ampla (pertencente à Endesa no Rio de Janeiro) na implementação de medidores inteligentes e redes seguras para reduzir as perdas de conexões ilegais.

A concessionária CEMIG iniciou um projeto de *smart grid* baseado na arquitetura de sistemas desenvolvida pelo *IntelliGrid Consortium*, uma iniciativa do *Electric Power Research Institute*, da Califórnia. Já a AES Eletropaulo, desenvolveu um plano de negócios de *Smart Grid* usando o *backbone* de fibra óptica existente (IEA, 2011). Essa distribuidora possui a maior densidade entre todas as distribuidoras brasileiras, atendendo mil e quinhentas pessoas por quilômetro quadrado na cidade de São Paulo e em mais vinte e três municípios da Grande São Paulo, onde atinge aproximadamente dezoito milhões de pessoas (ELETROPAULO, 2018).

Segundo a Eletropaulo (2018), pioneira no projeto e implementação na área de *Smart Grid*, a empresa escolheu a cidade de Barueri para instalar o maior projeto dessa área no Brasil. A cidade possui 250 mil habitantes, 115 mil clientes, 1.208.232 MWh de consumo anual e 304 km de rede primária. A cidade foi escolhida por apresentar condições ideais representando todo o estado de São Paulo, uma vez que há consumidores residenciais, comerciais e industriais. Além disso, conta com uma alta densidade de carga e um alto nível de consumo, a caracterizando como nível metropolitana.

Os benefícios evidenciados pelo projeto abrangem:

- Para o cliente:

A AES, como em outras *smart grids* pelo mundo, proporciona suporte para microgeração.

Dessa forma o cliente passa a ser um agente ativo fornecendo energia para a rede. Além disso, existe uma melhoria na comunicação direta entre o cliente e a concessionária, sendo que esta pode fornecer dados mais precisos e em tempo real por meio dos medidores inteligentes. Além disso, as falhas são identificadas mais rapidamente e as reconfigurações automáticas minimizam faltas de energia (ELETROPAULO, 2018).

- Para a AES Eletropaulo:

Poder proporcionar um serviço com menos impacto ambiental, por meio da integração com fontes renováveis de microgeração distribuída. Contando com reserva de capacidade obtida pela geração distribuída e pela gestão da demanda, a energia é melhor gerida. Ademais, com os sistemas de supervisão e manobras telecomandadas, a eficiência operativa é aprimorada, aumentando a rapidez de manutenções necessárias e reduzindo a possibilidade de acidentes visto que são necessárias menos intervenções humanas (ELETROPAULO, 2018).

- Para o mercado brasileiro de energia:

Expande a possibilidade de negócios, com mais oportunidade de geração e comercialização de energia. Também equilibra o mercado de energia, garantindo que as demandas serão supridas pelas diversas fontes disponíveis. Além do mais, contribui com o meio ambiente por incentivar o uso de fontes renováveis e por fomentar a consciência por um uso racional e eficiente (ELETROPAULO, 2018).

- Para a sociedade e a esfera governamental:

Uma cidade possuir uma rede elétrica inteligente possibilita a criação de uma cidade inteligente, já que sua infraestrutura pode ser reaproveitada por outros serviços essenciais da população, como água e gás. É favorecido igualmente a aplicação de políticas públicas para um uso eficiente, com diminuição de desperdício e da necessidade de aumento da geração (ELETROPAULO, 2018).

Uma abordagem emergente nos últimos anos envolve pequenas unidades geradoras, compactas e limpas nas cargas (consumidores) ou próximas a elas. Define-se como geração distribuída (GD) uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no local do cliente. Os autores Ackermann, Andersson e Söder (2001) propõem uma distinção entre as seguintes categorias da GD (geração distribuída):

- Micro: entre 1 W e 5 kW;
- Pequena: entre 5 KW e 5 MW;
- Média: entre 5 MW e 50 MW;
- Grande: entre 50 MW e 300 MW.

Porém, a ANEEL estabelece na resolução normativa nº 482 de 17 de abril de 2012, as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica como:

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012).

O baixo impacto ambiental, a redução da carga nas redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética são algumas das justificativas e benefícios dos potenciais incentivos governamentais ao sistema elétrico brasileiro. No mesmo contexto, os consumidores têm a possibilidade de gerar créditos para diminuir o valor das seguintes faturas, quando a energia gerada em um determinado mês for superior à energia consumida (ANEEL, 2018).

Esses créditos gerados têm validade de 60 meses e podem ser utilizados em outra unidade consumidora do mesmo titular (desde que da mesma distribuidora), ou até mesmo em condomínios, com porcentagens pré-definidas pelos próprios condôminos. Cabe ao consumidor optar pelo tipo de fonte de energia (solar, eólica, biomassa, entre outros), tecnologia, porte da unidade, localização, valor da tarifa submetida, condições de pagamento/financiamento do projeto e existência de outras unidades consumidoras que possam usufruir dos créditos do sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2018).

Quanto as aplicações, a GD pode ser utilizada como *standby* para servir de suporte a uma carga específica, como um processo industrial que requer uma potência elevada. Outra aplicação de grande interesse se caracteriza para áreas isoladas da rede convencional por diversos obstáculos, que podem ter a opção de serem providas por pequenos geradores locais - economicamente e geograficamente viáveis (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004).

Essa não é uma concepção nova no sistema elétrico e há diferentes classificações para diferenciar os seus tipos de acordo com suas aplicações elétricas, potência gerada, tecnologias renováveis e não renováveis, entre outros. Entretanto, nem todas as tecnologias de geração distribuída são econômicas, limpas ou confiáveis. (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004).

2.1 INDICADORES COLETIVOS DE CONTINUIDADE

A definição para serviço adequado, no âmbito de serviços públicos, é dada no § 1º, do Art.6 da Lei nº 8987 de 13/02/1995, como sendo “o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”. Para supervisionar tais condições, são utilizados indicadores que representem a qualidade oferecida a grupos de consumidores, assim como por meio de valores individuais (ANEEL, 2018).

Em relação aos indicadores coletivos, são utilizados o DEC e FEC, evidenciados pelas equações 1 e 2 respectivamente. Estes são definidos, respectivamente, como:

- DEC: Exprime o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos (ANEEL, 2018).
- FEC: Exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos (ANEEL, 2018).

Para a utilização destes indicadores, é necessário que a permissionária defina conjuntos de consumidores, além de serem perfeitamente identificáveis pela sua denominação, os quais não podem ser reunidos caso situados em áreas urbanas não contíguas. A apuração destes é definida pelo intervalo de tempo entre o início e fim das interrupções. Seu acontecimento é notificado tanto pela reclamação de consumidores quanto pela supervisão de anormalidade do sistema (ANEEL, 2018).

Para esta identificação, são consideradas quaisquer interrupções superiores a 3 (três) minutos, à exceção de:

- i. falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- ii. interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;

- iii. Interrupção em Situação de Emergência;
- iv. suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- v. vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- vi. ocorridas em Dia Crítico;
- vii. oriundas de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga estabelecido pelo ONS (ANEEL, 2017).

$$DEC = \sum_{i=1}^n \frac{Ca(i) * t(i)}{Cs} \quad (1)$$

$$FEC = \sum_{i=1}^n \frac{Ca(i)}{Cs} \quad (2)$$

Sendo:

- DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, expresso em horas;
- FEC = Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, número adimensional expresso com duas casas decimais;
- n = Número de interrupções no período de observação;
- i = Contador do número de interrupções, variando de 1 a n;
- Ca(i) = Número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i);
- t(i) = Tempo de duração da interrupção (i), em horas;
- Cs = Número total de consumidores do conjunto considerado.

Para exemplificação do cálculo dos indicadores citados, a ANEEL considera a representação de uma configuração de rede como na Figura 4. Utiliza-se então o registro por blocos de consumidores afetados individualmente. Ao ocorrer uma falha as 11h00, os dados obtidos pelo reestabelecimento por blocos podem ser visualizados na Tabela 1.



FONTE: ANEEL, 2017

TABELA 1: Dados da interrupção para cálculo de DEC e FEC

Trecho atingido	Início(h)	Término(h)	Consumidores atingidos	Consumidores do conjunto	Indicadores computados
A	11:00	11:05	200	650	DEC e FEC
B	11:00	11:15	200	650	DEC e FEC
C	11:00	11:55	200	650	DEC e FEC

FONTE: ANEEL, 2017

O cálculo dos indicadores, com base no exemplo da Tabela 1, é realizado para cada trecho, utilizando-se as equações 1 e 2 e o bloco de consumidores referente ao tempo relativo e total.

$$DEC = \frac{200 * (5/60) + 300 * (15/60) + 150 * (55/60)}{650} = 0,35 \text{ horas}$$

$$FEC = \frac{200 + 300 + 150}{650} = 1$$

Ainda, pode ser utilizado para o conjunto de consumidores ($Ca(i)$) nas fórmulas o critério de correlação de consumidores de baixa tensão (BT) e a potência instalada no conjunto, em kVA, definido pela equação 3:

$$Ca(i) = K * E + F + G \quad (3)$$

Sendo:

- K é a correlação (consumidor/kVA);
- E = Potência que alimenta as cargas dos consumidores de baixa tensão (BT), exceto a das cargas dos consumidores situados na zona rural, atingidos na interrupção (i);
- F = Número de consumidores da zona rural atingidos na interrupção (i);
- G = Número de consumidores alimentados em tensão primária de distribuição, atingidos na interrupção (i).

Algumas das principais causas frequentes de interrupções na distribuição, segundo o Anexo ao contrato de adesão à permissão de serviço público de energia elétrica da ANEEL (2018), são mostradas na Quadro 2.

QUADRO 2: Classificação de Causas típicas de interrupções de energia elétrica

Grupo	Causa	Descrição
0	Externas ao conjunto	Interrupções provocadas por desligamentos de equipamentos externos ao sistema de fornecimento.
1	Programadas	Interrupções para permitir a execução de serviços de manutenção, ampliação etc., previamente acordadas.
2	Fenômenos naturais	Interrupções provocadas por descarga atmosférica, temporal, vento, calor, inundação etc.
3	Meio ambiente	Interrupções provocados por contaminação industrial, depósito salino; por contato ou queda de árvores, animais, aves, pipas etc.
4	Falhas humanas	Interrupções provocadas por erros acidentais: de operação, de manutenção etc.
5	Falhas em equipamentos	Interrupções provocadas por falhas ou defeitos em componentes do sistema de fornecimento: conexões, cabos, fios, isoladores, transformadores, chaves, religadores, pára-raios etc..
6	Outras	Interrupções provocadas por causas não classificadas.

FONTE: ANEEL, 2017

O *Standart* 1366-2012 da IEEE (2012) é um guia que define índices de continuidade e os fatores que afetam seus cálculos. Estão incluídos índices que são úteis hoje assim como alguns que podem ser úteis no futuro. Estes índices são designados para serem aplicados ao sistema de distribuição, subestações, circuitos e regiões definidas.

Seus objetivos são, primeiramente, apresentar termos e definições que podem ser utilizados para fomentar uniformidade no desenvolvimento de índices de continuidade para o serviço de distribuição, identificar os fatores que afetam esses índices e auxiliar a consistir as práticas de reportagem das falhas. Segundo, para proporcionar uma diretriz para pessoas novas no estudo da continuidade e para providenciar ferramentas para comparações internas

e externas. Ressalta-se que nem sempre os dados para calcular todos os índices estarão disponíveis em um concessionária (IEEE, 2012).

O SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) indica com que frequência um consumidor médio sofre uma interrupção contínua em um período de tempo, dada pela equação 4.

$$SAIFI = \sum \frac{\text{Total de interrupções}}{\text{Total de consumidores atendidos}} \quad (4)$$

O SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) indica o total da duração da interrupção para o consumidor médio em um período de tempo predefinido. Costuma ser medido em minutos ou horas de interrupção e é dado pela equação 5.

$$SAIDI = \sum \frac{\text{Duração individual das interrupções}}{\text{Total de consumidores atendidos}} \quad (5)$$

O CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*) representa o tempo médio requerido para restaurar o serviço, evidenciado na equação 6. Também pode ser calculado pela relação entre os índices SAIDI e SAIFI.

$$CAIDI = \sum \frac{\text{Duração individual das interrupções}}{\text{Total de interrupções}} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (6)$$

Nos resultados de referência para o ano de 2017 (*IEEE Benchmark Year 2018 Results for 2017 Data*) são utilizados os índices de confiabilidade citados para visualizar o desempenho do sistema pelas suas utilidades. Todavia, eles precisam ser tratados. Ainda, é indicado que os dados talvez não sejam diretamente comparáveis, considerando que existem diferenças entre a coleta de dados e dos sistemas em si. Os dados apresentam os resultados para 89.172.744 consumidores distribuídos em diversas regiões na América do Norte. As Figuras 5 e 6 exibem os resultados por ano para o SAIDI e SAIFI. Os índices podem ser totais (utilizando todos os fenômenos que envolveram os consumidores), IEEE (excluindo eventos maiores) ou WOF (exclui eventos em linhas de transmissão) (NEETRAC, 2018).

Os resultados de referência são apresentados utilizando quartis². Como apontado por Correa (2003), os quartis são uma das medidas de posição denominadas separatrizes. As medidas de posição possibilitam localizar a maior concentração de valores de uma dada distribuição, dependendo da distribuição.

²Diz-se de ou qualquer das separatrizes que dividam uma série ordenada de observações em quatro partes (MICHAELIS ONLINE, 2018)

Os quartis dividem os dados em partes simétricas. Com estas, são calculados pelas equações 7 e 8 e definidos como:

Q1 = 1º quartil, valor situado de tal modo na série que uma quarta parte (25%) dos dados é menor que ele e as três quartas partes restantes (75%) são maiores.
 Q2 = 2º quartil, evidentemente, coincide com a Mediana (Q2 = Md).
 Q3 = 3º quartil, valor situado de tal modo que as três quartas partes (75 %) dos termos são menores que ele e uma quarta parte 25 % é maior (CORREA, 2003).

$$Q_1 = l_Q + \frac{(n/4 - N_a).h}{n_Q} \quad (7)$$

$$Q_3 = l_Q + \frac{(3n/4 - N_a).h}{n_Q} \quad (8)$$

Onde temos:

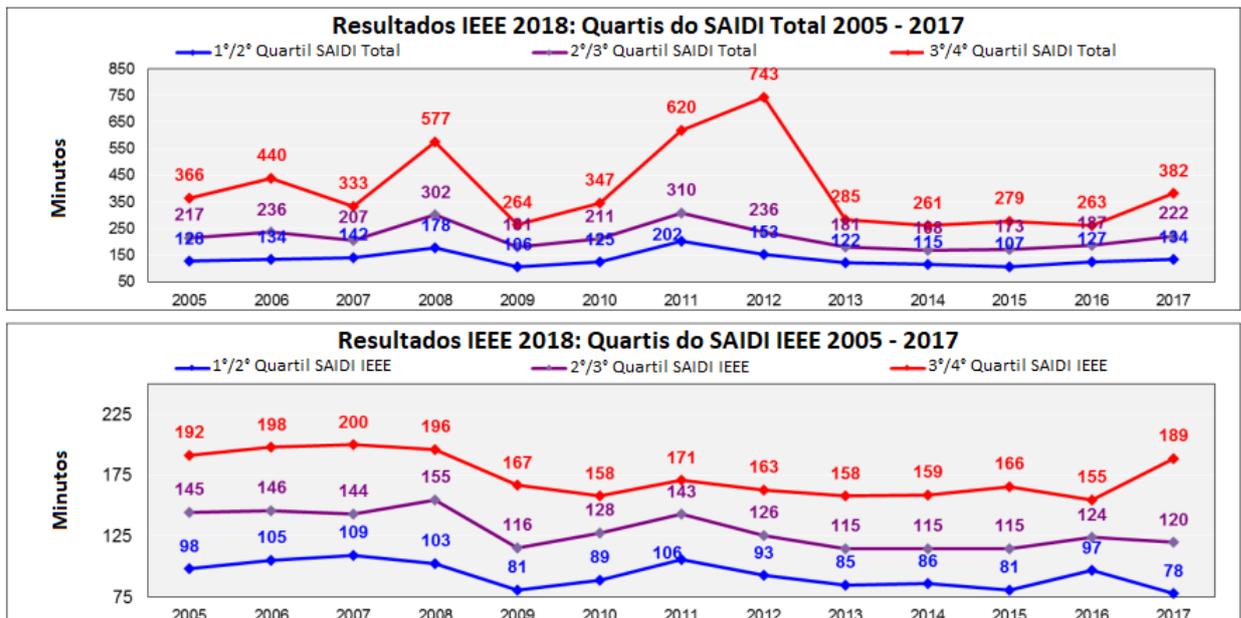
linf : limite inferior da classe do quartil considerado

Hq: intervalo de classe do quartil considerado

Nq : frequência simples absoluta do quartil considerado

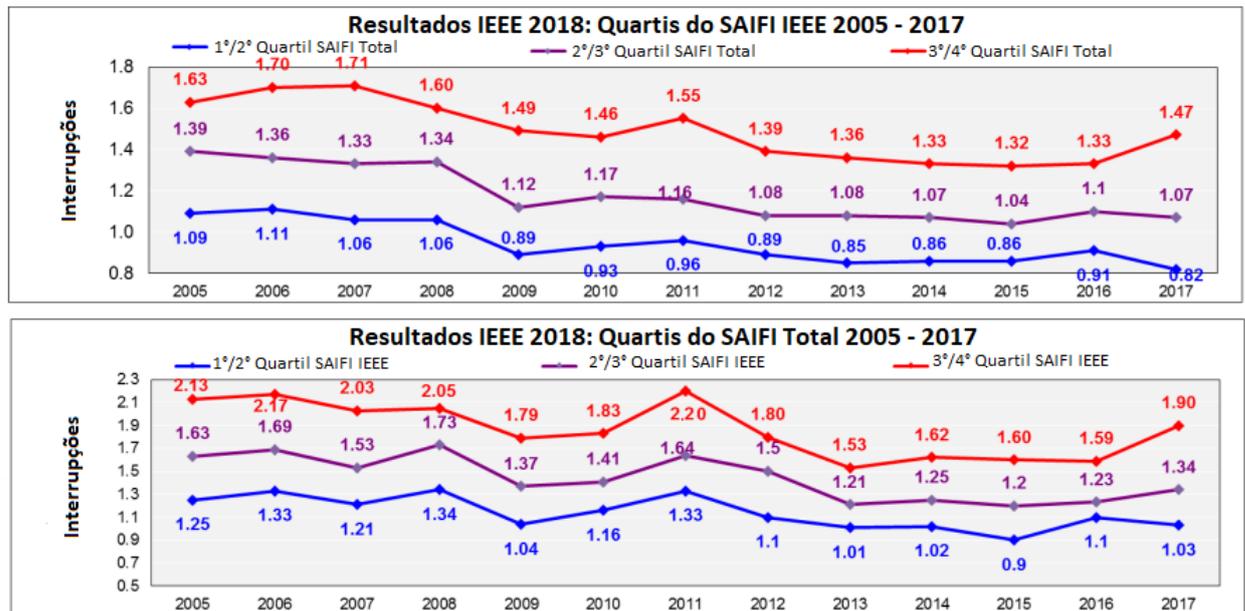
Na : frequência acumulada anterior à classe do quartil considerado

FIGURA 5: Resultados para o SAIDI do Benchmark IEEE 2018



FONTE: IEEE, 2018

FIGURA 6: Resultados para o SAIFI do Benchmark IEEE 2018



FONTE: IEEE, 2018

Podem ser identificadas também semelhanças com o desenvolvimento das redes de distribuição diretamente de outros países e regiões pela lógica da confiabilidade. No Reino Unido, como descrito pela Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*), são utilizados dois índices para auditoria, com o objetivo de gerar incentivos e penalidades dependendo da performance de cada agente distribuidor. São estes o número de consumidores interrompidos (CI) e o número de minutos de consumidores perdidos (CML), descritos pelas equações 9 e 10. Estes índices são calculados com base anual, como parâmetro t . Como possuem as diversas naturezas para falhas na rede calculadas individualmente, tais fórmulas são mais detalhadas que o DEC e FEC e os índices do Standart 1366-2012.

$$CI_t = CIA_t + CIB_t + CIC_t + CID_t + CIE_t \quad (9)$$

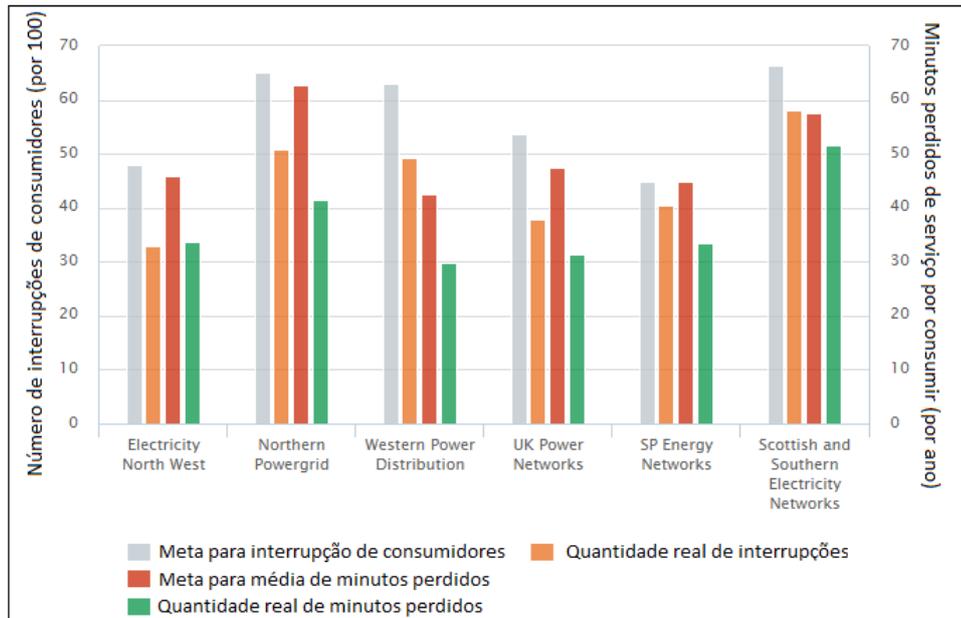
$$CML_t = CMLA_t + CMLB_t + CMLC_t + CMLD_t + CMLE_t \quad (10)$$

Onde as componentes (A, B, C, D e E) para interrupções e duração das interrupções são referentes a:

- A: Incidentes no sistema de distribuição não planejados
- B: Interrupções planejadas para a rede
- C: Incidentes na NGET (*National Grid Electricity Transmission*) ou em linhas de transmissão na Escócia.
- D: Incidentes no sistema de geração distribuída
- E: Incidentes em quaisquer outros sistemas conectados na distribuição

Nos dois primeiros anos, a partir de 2015, da implementação do RIIO-ED1, a estrutura da Ofgem para controle de preços para redes de distribuição e de incentivos e penalidades às distribuidoras, a interrupção dos consumidores e a duração da interrupção caíram ambos 11%. Como pode ser evidenciado na Figura 7, para todas as regiões a meta para os índices foi ultrapassada em 2017.

FIGURA 7: Interrupções e minutos perdidos para consumidores por distribuidora (RIIO-ED1)



FONTE: Ofgem, 2018

2.2 AUTOMATIZAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Esse cenário de crescimento da demanda de energia concentrada nas cidades, é descrito por Peng, Qincheng e Liu (2014) como a automatização da rede de distribuição tem contribuído para acelerar a expansão e desenvolvimento das *Smart Grids* e, ao mesmo tempo, tem crescido a necessidade da confirmação das falhas e da sua respectiva manutenção.

Muench e Wright (1984), explanam sobre os tipos, características e aplicações dos IFs. O guia consiste em resumir os dispositivos em aspectos como mecanismo de *reset*, aplicação em sistemas monofásicos e trifásicos, localização, sensibilidade, entre outros. É enfatizado que o método tradicional de localização de falhas não só envolve um grande desperdício de tempo, mas também a operação de diversos equipamentos, como fusíveis e chaves, para isolar uma seção em particular, podendo comprometer a vida útil do sistema.

Em Almeida et. al (2010), foi desenvolvido uma metodologia baseada em Algoritmo Genético para analisar a rede e propor uma melhoria na estimação da distância do ponto da

falha baseado na impedância. A metodologia consiste em avaliar inúmeros pontos suspeitos, analisar os consumidores envolvidos e determinar a distância a ser percorrida pela equipe de manutenção. Esse método é muito utilizado pelas concessionárias devido à sua simplicidade de operação e o custo envolvido.

Em Vukojevic, Frey e Smith (2013), é citado o caso de automatização da rede de distribuição da companhia *Baltimore Gas and Electric*, projeto denominado como *BGE's Smart Grid Pilot Project*. O empreendimento foi iniciado em 2011 e um dos principais objetivos foi a redução do tempo de interrupção do sistema pela utilização de IFs. Para o sucesso do projeto, três principais pontos deveriam ser analisados:

- Definir qual tipo de IF instalar;
- Definir a metodologia para a alocação ótima dos IFs;
- Analisar o custo/benefício com referência ao tempo e custo da interrupção.

Após a análise, os dispositivos foram instalados na rede de distribuição pela concessionária. A implantação pode ser facilmente realizada utilizando uma vara de manobra, dispositivo que trava o IF na linha e podem ser removidos quando uma manutenção ou realocação for necessária, como ilustrado na Figura 8.

FIGURA 8: Instalação de IF no cabo



FONTE: Vukojevic et al, 2013

Em seguida, baseado no histórico da distribuidora, foi comparado com os atuais dados do CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*). Foi possível concluir que houve uma redução significativa no índice em aproximadamente 43%, bem como o número ótimo de IFs para a rede em questão (VUKOJEVIC; FREY; SMITH, 2013).

Em Koreneva (2017), foi abordado um *feedback* do desempenho dos IFs com base em dados coletados de projetos piloto. É apresentado os erros cometidos levando em consideração a topologia dos sistemas, instalação e aterramento com foco no arranjo de neutro. A detecção direcional é o principal ponto abordado, uma vez que, se as características da rede não forem corretamente estudadas, podem comprometer os projetos e os equipamentos envolvidos.

2.3 CONCLUSÕES PARCIAIS DO CAPÍTULO

Com o advento das redes inteligentes os benefícios são inúmeros, como o empoderamento dos consumidores, eficiência operacional, novos produtos, serviços e mercados, entre outros. Iniciativas ao redor do mundo e no Brasil, trazem cada vez mais o futuro para o presente do setor elétrico. Conceitos como segurança, estabilidade e eficiência do sistema necessitam de uma crescente melhoria e uma possibilidade de quantificá-la.

Os indicadores de qualidade DEC e FEC apresentam essa quantificação e a continuidade do fornecimento é avaliada pela ANEEL: os consumidores atingidos em relação com a duração ou frequência desses desligamentos. Na busca da maior qualidade de energia, muito se tem investido em pesquisa e desenvolvimento da automação da rede de distribuição, como explanado no capítulo 2.

Dada a definição e o estado da arte das redes inteligentes no Brasil e no mundo, verifica-se que os dispositivos indicadores de falta estão cada vez mais presentes na evolução do sistema elétrico. No capítulo 3 será abordado o histórico dos IFs, o princípio de funcionamento e suas características, bem como um levantamento de fabricantes presentes no mercado.

3 INDICADORES DE FALTA

3.1 HISTÓRICO DA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

Em 1957, os autores Stringfield, Marihart e Stevens (1957) propuseram uma síntese dos métodos de localização de faltas em alimentadores aéreos desenvolvidos até então:

- Inspeção visual;
- Determinação da distância da falta por referências como parâmetros elétricos (corrente, tensão, frequência de ressonância ou análise do ângulo de fase) ou tempo de ondas viajantes.

Para a seleção do melhor método, muitos fatores devem ser levados em consideração como a distância das linhas, acessibilidade da região, consequências das possíveis faltas, entre outros. Quanto ao método de inspeção visual, é o mais simples de todos e geralmente são instaladas chaves seccionadoras no percurso, a fim de facilitar a localização em linhas muito longas (STRINGFIELD; MARIHART; STEVENS, 1957).

Ao energizar novamente a rede por seções, a falta é localizada em uma dessas seções e então é a única que deve ser inspecionada. Stringfield et al (1957) citam que a exatidão do método é alta, porém a velocidade só é boa (resolução do problema em minutos) quando se refere à linhas curtas e acessíveis. Por outro lado, para linhas longas, a falta pode demorar dias para ser identificada.

No método de localização por medições nos terminais, o trabalho pode se tornar muito complexo em traduzir grandezas elétricas em distância, uma vez que estão envolvidas variáveis como impedâncias, indutâncias mútuas, resistência de falta, entre outras. Para isso, são utilizados equipamentos como oscilógrafos para obter informações de faltas temporárias ou permanentes (STRINGFIELD; MARIHART; STEVENS, 1957).

Já a aplicação de ondas viajantes para medir a distância descrito por Lewis (1951) pode ser dividida nos tipos A, B e C. O primeiro tipo opera diretamente com o sinal da falta que viaja até o final da linha que ativa o oscilógrafo que fará varreduras com as reflexões do sinal inicial. O tipo B se refere também ao sinal gerado na falta, porém leva em consideração as ondas que viajam até as duas pontas da linha, sendo então possível estimar a distância relacionada com o

tempo. Já o tipo C, o sinal inicial é usado somente para iniciar a sequência de operações, que consiste em gerar um sinal após 3 ciclos.

Segundo Angerer (2008), a concepção dos equipamentos indicadores de falta na rede de média tensão têm sua origem na Alemanha no período pós-guerra em 1946 e houve uma notória evolução década após década, quanto às suas características, formas de instalação e sinalização. Naquele contexto, os IFs eram aplicados em redes subterrâneas de distribuição e sua sinalização era por uma bandeirola mecânica que era acionada quando detectava uma corrente de falta, gerando um fluxo magnético de grande magnitude.

Sendo assim, o local da falha estava entre o último dispositivo acionado e o primeiro dispositivo não acionado. A ideia dessa aplicação evoluiu na indústria com a tecnologia agregada, porém mantêve-se a mesma concepção. O acionamento mecânico, entretanto, necessitava que os operadores fizessem seu restabelecimento (*reset*) manualmente. Esse problema foi então solucionado no início dos anos 60, onde foi desenvolvido um sistema de *reset* automático por tempo (ANGERER, 2008).

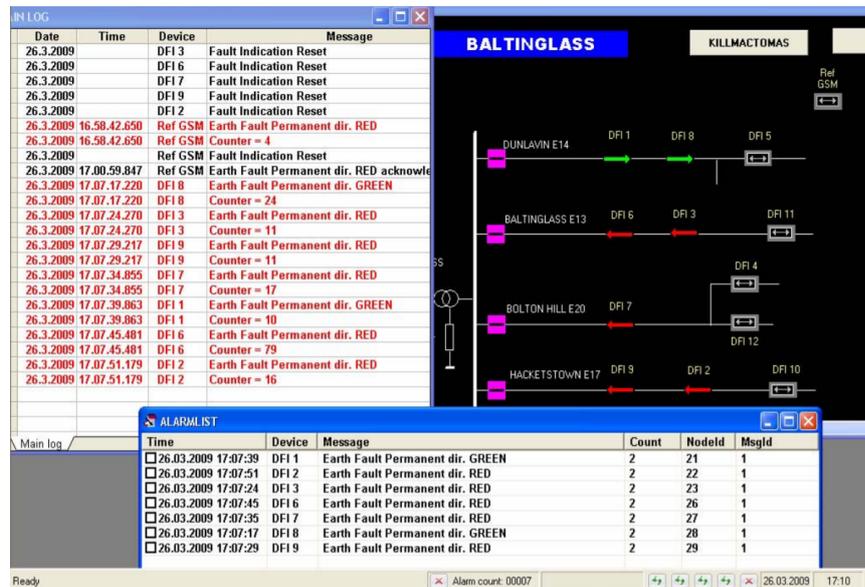
Angerer (2008) cita que o método utilizava um recipiente de vidro preenchido com um líquido claro acrescido de um pigmento vermelho e um agitador. Na ocorrência da falta, o agitador espalhava o pigmento no líquido. Esse líquido ficava vermelho durante certo tempo, até que o pigmento baixasse e o líquido se tornasse claro novamente. Com o passar dos anos, os métodos foram aprimorados com sinalização e *reset* mais precisos (ANGERER, 2008).

Até 1990, os IFs eram especificados de acordo com as características das redes em que seriam instalados. Devido à dificuldade de estabelecer inúmeros IFs com ajustes diferentes, foram desenvolvidos dispositivos com ajuste automático. Esses IFs verificam a variação da corrente (di/dt) e, associada à ausência de tensão ou de corrente, sinalizam a falta depois de um determinado tempo (ANGERER, 2008).

Ainda em Angerer (2008), em paralelo com o desenvolvimento da corrente de atuação e restabelecimento, outra importante área também progrediu: a comunicação. Em 1993, foi introduzido a comunicação dos IFs via radiofrequência, onde abriu um leque de possibilidades com diferentes formas de comunicação dos dispositivos com a central da distribuidora, para facilitar e direcionar a equipe de manutenção na atuação no local da falha.

Bjerkan (2009) destaca os indicadores de falta no contexto de *Smart Grid*, com uma síntese de métodos de detecção de faltas, soluções, alternativas de comunicação e uma interface com *software* como mostrado na Figura 9.

FIGURA 9: Proposta de interface entre *Software* e a rede com IF



FONTE: Bjerkan, 2009

3.2 CURTO-CIRCUITO

Modelagens de curto-circuito na rede são essenciais no âmbito da proteção, como o correto dimensionamento e a atuação precisa dos dispositivos. Vários parâmetros são necessários para esse cálculo, mas muitas vezes os mesmos apresentam incertezas, tanto na medição como também referente à própria natureza da falta. Essas condições afetam diretamente o sistema de proteção e controle da rede, bem como pode impactar a indicação do curto-circuito com falsas atuações dos equipamentos de proteção (RUFATO JUNIOR, 2015).

Um exemplo de variável que apresenta incerteza, ou seja, tem um papel importante na definição do nível de curto-circuito, é a resistência de defeito:

O contato de condutor energizado com o solo ou outra superfície com diversos graus de aterramento resulta em diferentes valores de resistência de contato e consequentemente, de resistência de defeito. Esses valores dependem de vários fatores relacionados com o tipo de solo, quando o contato for com o solo, grau de umidade, depósitos e condição da superfície de contato, grau de umidade do ar, dentre outros. Usualmente, utiliza-se alguns valores de referência situados entre 20 e 40 ohms (Cebrian et al., 2007) e adota-se o valor típico de 40 ohms para resistência de defeito em simulação e estudos determinísticos para sistemas de proteção (RUFATO JUNIOR, 2015).

Curto-circuitos podem ter efeitos desastrosos, sejam eles em regiões urbanas ou rurais. A falha fase-terra sobre grama ou sobre cabos de árvore como mostrado nas Figuras 10 e 11, respectivamente, representam um princípio de combustão que têm a possibilidade de

se alastrar por áreas cada vez maiores, principalmente no caso de redes de distribuição rural. Porém, este problema se estende também para regiões urbanas, como é o exemplo da Figura 12 que mostra um curto-circuito fase terra sobre asfalto.

FIGURA 10: Curto-circuito fase terra sobre grama



FONTE: Rufato Junior, 2015

FIGURA 11: Curto-circuito fase terra sobre cabo de árvore



FONTE: Rufato Junior, 2015

FIGURA 12: Curto-circuito fase terra sobre asfalto



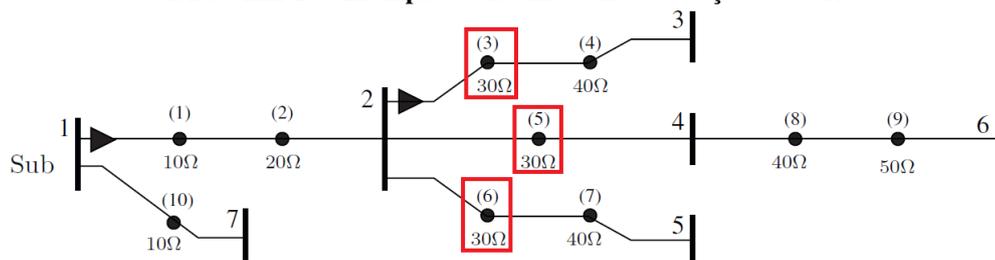
FONTE: Rufato Junior, 2015

3.3 RELÉ DE IMPEDÂNCIA

O método de localização de falta baseado na impedância é comumente usado nas redes de distribuição devido à sua simplicidade. Segundo Almeida (2010), a ideia básica é estimar a impedância usando um relé digital. Como a impedância está diretamente relacionada com a distância entre a subestação e o ponto da falta, é possível fazer essa estimativa baseada em diversos relés distribuídos ao longo do circuito.

Entretanto, as redes de distribuição devem ser consideradas com diversos ramos ou que possuam forma radial, ou seja, diversos pontos podem apresentar a mesma leitura. Como no exemplo da Figura 13, há um sistema baseado em uma subestação e 7 barras. Se o relé na subestação acusar uma falta com distância estimada com impedância de 30 ohms, há três pontos suspeitos para direcionar a equipe de manutenção (pontos 3, 5 e 6) (Almeida, 2010).

FIGURA 13: Exemplo de sistema com subestação e 7 barras



FONTE: Almeida, 2010

Como proposto em Almeida (2010), a utilização de IFs que possuam indicação luminosa, comunicação com a rede e ainda em lugares otimizados ao longo da rede utilizando algoritmo com diversos critérios, isso reduziria o problema em questão e minimizaria a distância percorrida. Esses locais críticos podem ser definidos considerando algumas barras críticas e seus consumidores envolvidos.

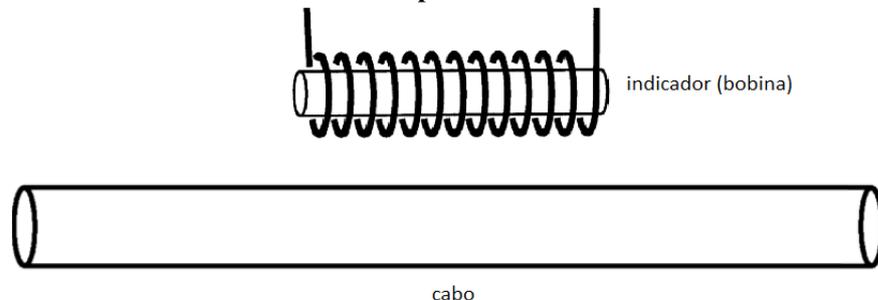
3.4 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

A primeira geração de IF utilizava o princípio de detecção de sobrecorrente, análogo ao funcionamento de um relé de sobrecorrente, no qual é ajustado o IF segundo os parâmetros de operação característica da linha. Se a corrente que flui na linha é superior a corrente de referência, então o IF emitirá um alarme. Sendo que a estrutura e operação real de uma linha é diferente, existe uma grande limitação de utilizar uma constante como referência para uma sobrecorrente - a ocorrência de indicações equivocadas ou falta de indicações podem ocorrer, ou seja, a confiabilidade do IF é baixa (PENG; QINCHENG; LIU, 2014).

Para evitar tal limitação causada pela primeira geração de IF, nos anos 1990 foi desenvolvido o princípio de verificar a máxima corrente instantânea. O princípio não depende do valor da corrente, dessa forma é auto-adaptável, já que a carga da linha muda. O equipamento identifica os picos de corrente instantânea, reduzindo então o funcionamento equivocado.

Apesar da evolução, o princípio de funcionamento permanece o mesmo, como evidenciado na Figura 14: O campo eletromagnético gerado pela corrente de linha induz uma tensão na bobina do sensor. Em seguida, é feita uma distinção se é uma corrente de carga normal e uma corrente de falta. Uma variação de corrente de carga normal não causa o disparo do IF, uma vez que a configuração mínima do disparo é realizada (SCHNEIDER, 2018).

FIGURA 14: Princípio de funcionamento do IF



FONTE: Schneider, 2018

O princípio de funcionamento da medição através do campo eletromagnético pode ser evidenciado pela bobina Rogowski, como mostrado na Figura 15. A técnica de detecção e medição

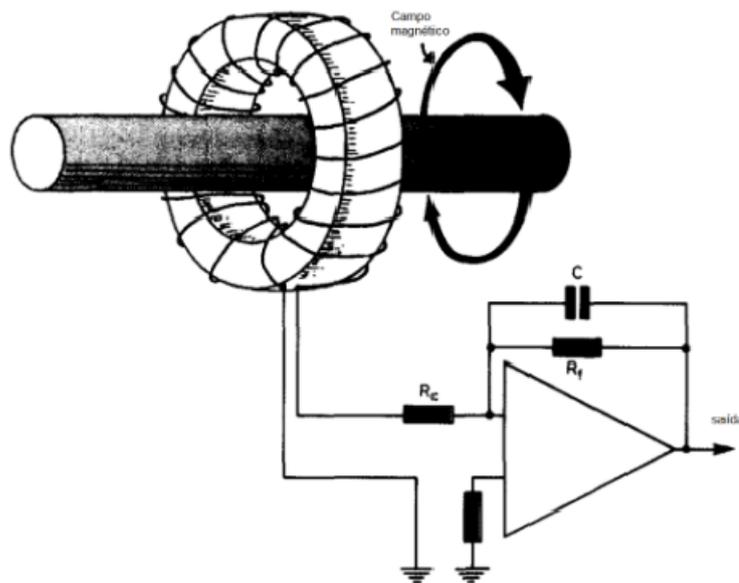
de corrente, ou melhor, de parâmetros eletromagnéticos, foi descrita em 1912 e é amplamente utilizada desde então. O princípio de funcionamento é simples: uma bobina com forma toroidal disposta pelo condutor em questão, para assim medir a tensão induzida proveniente do campo magnético (WARD; EXON, 1993).

Em referência direta à lei de Ampère, a bobina funciona como um sensor de campo magnético ao redor do condutor e a lei de Ampère traz a relação entre a corrente e o campo magnético gerado. Essa comparação se dá pela proporcionalidade entre a taxa de mudança da corrente e a tensão de saída, o que gera uma confiabilidade de medição (WARD; EXON, 1993).

Se uma linha é desenhada em um laço que engloba todo o condutor, de acordo com a lei de Ampère (mostrada na equação 7), a integral de linha do campo magnético em torno do laço indica a corrente gerada, independentemente do caminho. Na equação, H representa o campo magnético, dl um pequeno elemento no caminho do laço e α o ângulo entre o campo e o elemento dl .

$$\oint_C H \cos \alpha dl = i \quad (7)$$

FIGURA 15: Bobina de Rogowski com circuito integrador



FONTE: WARD; EXON, 1993

Diferente de transformadores de corrente, não há efeitos de saturação e a indutância mútua é independente da corrente que é medida. O único fator limitante quanto à linearidade seria uma tensão muito elevada sendo gerada ao longo da bobina (WARD; EXON, 1993).

Apesar da não dependência da forma como é distribuída, é essencial que a bobina

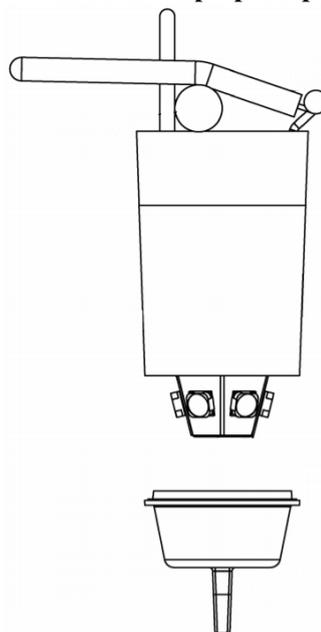
possua aspectos construtivos lineares, a fim de resultados ideais. Ou seja, a área de seção e a densidade do número de voltas permanece constante ao longo da sua distribuição. Sendo assim, Chattock e Rogowski destacaram em suas publicações a importância de uma boa geometria: a bobina irá obter melhores resultados se feita de forma mais precisa (WARD; EXON, 1993).

Com o tempo, devido a sua confiabilidade, robustez e acuracidade, o método de medição de corrente é adaptado e utilizado até os dias atuais, como é o caso dos alicates amperímetros. O modelo ET-2000 do fabricante MINIPA possui a capacidade de leitura de corrente AC nas faixas de 20, 200 e 1000 A (MINIPA, 2018).

Quanto às aplicações na indústria de potência, os autores Ward e Exon (1993) ainda citam que esse método é muito flexível e pode ser utilizado para medições de potência de um gerador de 300 MW, altas corrente de arco, simulações de interações de raios com as estruturas, para medições em semicondutores na indústria eletrônica, entre outros.

Citado por Feight (2009) da *Schweitzer Engineering Laboratories* disponível na *United States Patent Application Publication*, o indicador de falta é um conjunto de diodos emissores de luz, de modo que pelo menos diodo fique visível para que a equipe de manutenção localize o circuito com falha, de qualquer ângulo. Quando uma falha é detectada, o IF pisca em um padrão predeterminado, diferenciando se é uma falha permanente ou temporária. Com o uso de LED de alta intensidade, é possível obter alta visibilidade, mesmo durante o dia. O esquema do dispositivo proposto é mostrado na Figura 16.

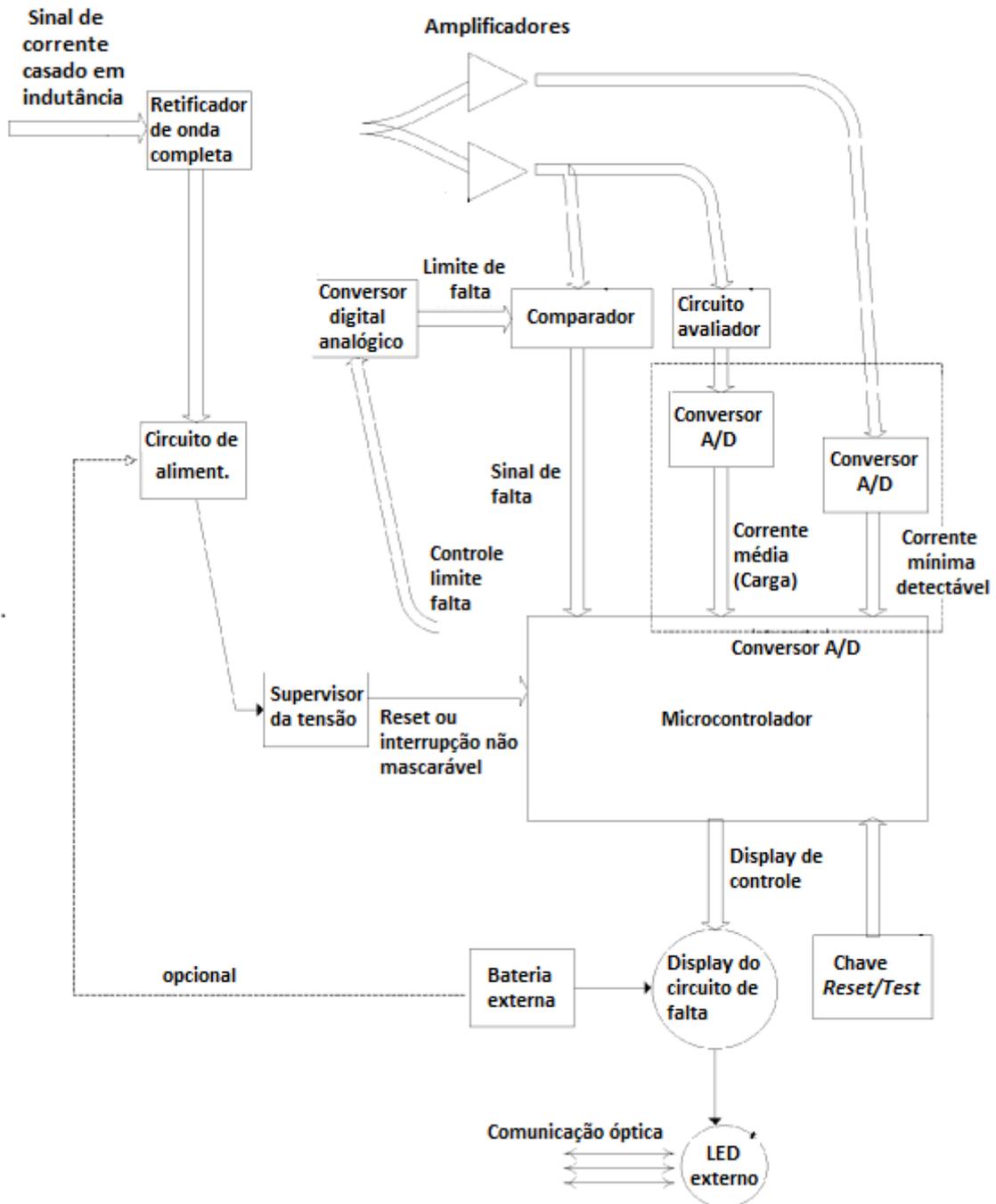
FIGURA 16: Modelo proposto por Feight



FONTE: Feight, 2009

A Figura 17 representa um diagrama de blocos do estado da técnica para detecção e monitoração de corrente para ser utilizado em um circuito de IF. Com a ocorrência de um alto campo magnético associado à falta ao redor do condutor em questão, o circuito será acionado. Após a restauração da corrente no condutor, o circuito de rearme é acionado por um enrolamento de reinicialização, ou ainda o IF pode ser redefinido manualmente (FEIGHT, 2009).

FIGURA 17: Diagrama de blocos para circuito de detecção e monitoração



FONTE: Feight, 2009

As principais características citadas pelos fabricantes (que serão levantados e

comparados no próximo item) são:

- Tensão de aplicação;
- Tipo de instalação;
- Detecção direcional;
- Vida útil da bateria;
- Parâmetros de ajuste (variação di/dt , corrente máxima e se possui auto ajuste);
- Tipo de reset (manual, automático por corrente ou tensão ou por tempo);
- Forma de comunicação.

Os principais fabricantes também classificam os IFs no quesito de indicação de falta permanente ou temporária, com a possibilidade de diferenciação no sinal transmitido à central de operação da distribuidora ou localmente nas luzes com cores e/ou intensidades distintas, como no exemplo da Figura 18. Quanto à alimentação, ela pode ser feita por bateria externa ou pela própria rede de distribuição.

As baterias utilizadas têm autonomia que podem variar de 5 até 20 anos. Já os indicadores que são alimentados pelo próprio circuito, utilizam o mesmo princípio de funcionalidade da variação da di/dt , com a funcionalidade de realizar a sinalização pela corrente de carga ou até mesmo pela corrente de falta.

FIGURA 18: Exemplo de indicador de falta na rede aérea



FONTE: Schweitzer Engineering Laboratories, 2018

3.5 INDICADORES DE FALTA INSTALADOS NO CABO

Como descrito no manual do IF Flite 11x da Schneider (2018), tratando-se das redes aéreas de distribuição, os IFs podem ser facilmente instalados em linhas vivas ou desenergizadas e identificar curto-circuitos entre fases ou fase-terra. A instalação pode ser realizada com uma barra de isolamento conforme mostrado na Figura 19, por exemplo.

FIGURA 19: Forma de instalação do IF com barra de isolamento



FONTE: Schneider, 2018

3.6 INDICADORES DE FALTA INSTALADOS NO POSTE

Alguns dispositivos têm a característica de serem instalados nos postes, sem contato com os condutores, ao invés das linhas aéreas. Como é citado no manual do fabricante Schneider (2018), os postes podem ser de cimento, metal ou até mesmo madeira e também devem ser instalados na rede de média tensão em pontos estratégicos como no início de uma ramificação do circuito.

Entretanto, o princípio de funcionamento é o mesmo: sensores que detectam o campo eletromagnético que induzem uma tensão na bobina do dispositivo. Quanto à escolha dessa opção de IF, mostrado na Figura 20, deve ser considerado um local com baixo risco de vandalismo ou roubo, bem como as características da linha, por exemplo, aterramento e/ou acesso ao condutor neutro (SCHNEIDER, 2018).

FIGURA 20: Modelo LineTroll R110Eur**FONTE: Nortroll, 2018**

3.7 SINALIZAÇÃO

Grande parte dos indicadores de falta na rede de distribuição aérea possuem sinalização luminosa, salvo aqueles que possuem somente comunicação. Como no exemplo da fabricante SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories*) da Figura 21, os IFs apresentam *displays* com LEDs pulsantes que diferenciam a sinalização para faltas temporárias e permanentes, como indicação na cor âmbar ou nas cores alternadas de vermelho e âmbar, respectivamente (SEL, 2018).

FIGURA 21: Modelo AR-OH**FONTE: SEL, 2018**

3.8 REARME

Assim como abordado no histórico dos dispositivos, após a ocorrência da falha e normalização do sistema, é necessário realizar o rearme (ou *reset*) do IF. Segundo catálogo do modelo “Flite 21x” da fabricante Schneider (2018), o rearme pode ser realizado manualmente ou automaticamente. O modo automático pode ser realizado pela detecção do restabelecimento da tensão ou por um tempo selecionado (2, 4, 8 ou 16 horas para esse modelo). Já no manual, é necessário que o operador retire um ímã presente no circuito do IF, caso contrário, o indicador irá piscar indefinidamente.

3.9 FONTE DE ALIMENTAÇÃO

3.9.1 Bateria

Classificadas em duas principais categorias, as baterias podem ser primárias ou secundárias, ou seja, não-recarregáveis ou recarregáveis, respectivamente. As primárias convertem energia química em energia elétrica sem precisarem de serem carregadas por outra fonte de alimentação, com capacidade determinada até que a carga ou vida útil termine. Os principais exemplos são: alcalina, carbono-zinco ou cloro-zinco, lítio, óxido de prata, zinco-ar ou mercúrio (CAVALCANTE; CARVALHO; LIMA, 2005).

Para o caso das recarregáveis, elas podem ser carregadas e descarregadas várias vezes e necessitam de um fornecimento de carga externa à bateria. Quanto a capacidade, ambas são expressadas em Amperes hora (Ah), e a vida útil expressa em número de ciclos ou período de tempo, como exemplificada na Tabela 2 (CAVALCANTE; CARVALHO; LIMA, 2005).

TABELA 2: Exemplo de tipos de baterias e ciclo de vida associado

Tipos	Ciclo de vida (Ciclos)
Chumbo ácido	400
Níquel cádmio	2000
Níquel ferro	2000
Níquel	600

FONTE: Cavalcante; Carvalho; Lima, 2005

No caso da alimentação dos indicadores, ela é realizada através de uma bateria embutida. Alguns modelos possuem a função de alerta quando a capacidade da bateria está baixa. Cabe ressaltar que a vida útil das baterias também está relacionada à sua configuração, como por exemplo na ocorrência de uma falta permanente, a duração da indicação luminosa pode decair com o tempo para economizar a bateria, como evidenciado na Tabela 3 (SCHNEIDER, 2018).

TABELA 3: Tempo relativo de *flash* para o modelo FLITE 11X

Duração do <i>flash</i>	Frequência do <i>flash</i>
De 0 a 2 horas	Uma vez a cada 3 segundos
De 2 a 4 horas	Uma vez a cada 5 segundos
De 4 a 8 horas	Uma vez a cada 7 segundos
De 8 a 16 horas	Uma vez a cada 9 segundos

FONTE: Schneider, 2018

3.9.2 Utilização de gel na bateria de íon lítio

Uma alternativa interessante no quesito de armazenamento de energia proposto por Amaral et al. (2005) se trata de eletrólitos gelificados, ou seja, mistura de sais de lítio e solventes orgânicos como policrilonitrila (PAN) ou polimetil metacrilato (PMMA). Com diferentes possíveis composições de solventes e sais de lítio, a utilização do gel evita vazamento de líquidos e ainda age como separador dos eletrodos das baterias.

Géis de PAN (eletrólitos gelificados a partir dos solventes orgânicos) são aquecidos até 90 graus Celsius e resfriados, formando-se o gel que apresenta condutividade iônica superior à dos eletrólitos sólidos. A escolha do material deve-se também ao baixo custo do material, uma vez que é produzido em grande escala para indústrias têxteis e possui a capacidade de interagir com íons de lítio (AMARAL et al., 2005).

Os resultados apontaram boa estabilidade eletroquímica dos géis entre -3 V e 3 V (dentro da faixa de trabalho de baterias em questão) e mostram que o uso deste material é promissor, já que há disponibilidade no mercado nacional, possuir maior maleabilidade e ser

altamente hidrofóbico (que repele água), o que o torna favorável para utilização em baterias de íon-lítio de alta energia (AMARAL et al., 2005).

3.9.3 Sistema fotovoltaico com bateria

Os sistemas solares fotovoltaicos produzem energia que pode atender parte da carga localizada e/ou ser injetada diretamente na rede de distribuição elétrica. A geração via Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), como mostrado na Figura 22 proposta por Barbosa, Silva e Melo (2007) apresenta configurações com e sem acumuladores de energia.

FIGURA 22: Sistema fotovoltaico conectado à rede



FONTE: Barbosa; Silva; Melo, 2007

O gerador solar conectado com baterias (SFCR-B) é semelhante ao sem baterias e é aplicado geralmente para situações emergenciais e/ou em localidades onde o abastecimento de energia pela rede é limitado ou de difícil acesso. Como apresentado, o sistema total é composto pelo gerador fotovoltaico, um inversor e um banco de baterias (BARBOSA; SILVA; MELO, 2007).

De uma forma geral, o gerador injeta energia durante o dia e o banco de baterias injeta durante a noite ou em horário de pico. Para realizar a recarga da bateria, há duas possibilidades: pelo próprio gerador ou pela rede em que está conectado. Os autores ainda citam que o abastecimento de energia elétrica pela rede melhora a economia do sistema, uma vez que reduz a troca do banco de baterias, o que pode representar uma alternativa viável para dispositivos simples até os sistemas mais complexos (BARBOSA; SILVA; MELO, 2007).

3.9.4 Supercapacitor

Com o advento da crescente utilização de fontes renováveis como eólica e solar, o armazenamento de energia torna-se cada vez mais necessário, uma vez que a intermitência compromete a estabilidade e qualidade da energia. Para controlar esses fatores, as baterias e outras formas de armazenamento como capacitores, ou ainda os supercapacitores, podem apresentar soluções para rápidas flutuações de carga (ZHANG; JIANG; YU, 2008).

Em comparação com capacitores convencionais, os supercapacitores possuem componentes que permitem maior densidade de energia armazenada. Isso representa mais energia por mais tempo necessária para inúmeras aplicações como carros elétricos, que necessitam de uma elevada potência em um curto período de tempo (RUFER; BARRADE, 2002).

Um sistema híbrido proposto pelos autores Zhang, Jiang e Yu (2008) é composto por um banco de baterias (energia eletroquímica), banco de supercapacitores (energia eletrostática), uma fonte primária de energia, inversores, entre outros. Com esse arranjo, é então possível realizar o controle de demanda de uma carga específica com diferentes estratégias de controle.

A tecnologia do supercapacitor fornece potência com uma rápida resposta de curta duração, já a bateria descarrega e carrega e, se necessário, aciona o supercapacitor para suprir picos de demanda para limitar a corrente da bateria. Dessa forma, apesar de possuir uma fonte primária para prover uma potência média, o banco de baterias e supercapacitores têm a importante função de suprir efeitos transitórios e picos de demanda (ZHANG; JIANG; YU, 2008).

3.10 COMUNICAÇÃO

Alguns modelos disponíveis apresentam não somente a indicação luminosa, mas também a função de comunicação integrada no IF, seja ela pela rede de celular, *bluetooth*, GPS, contato seco, entre outros. O exemplo da Figura 23 do modelo GridAdvisor Series II possui tecnologia de comunicação para integrar as informações dos IFs com sistemas de operação como o SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Com essa possibilidade, os sensores monitoram continuamente a linha, que facilita ainda mais a localização e identificação da falha (COOPER, 2018).

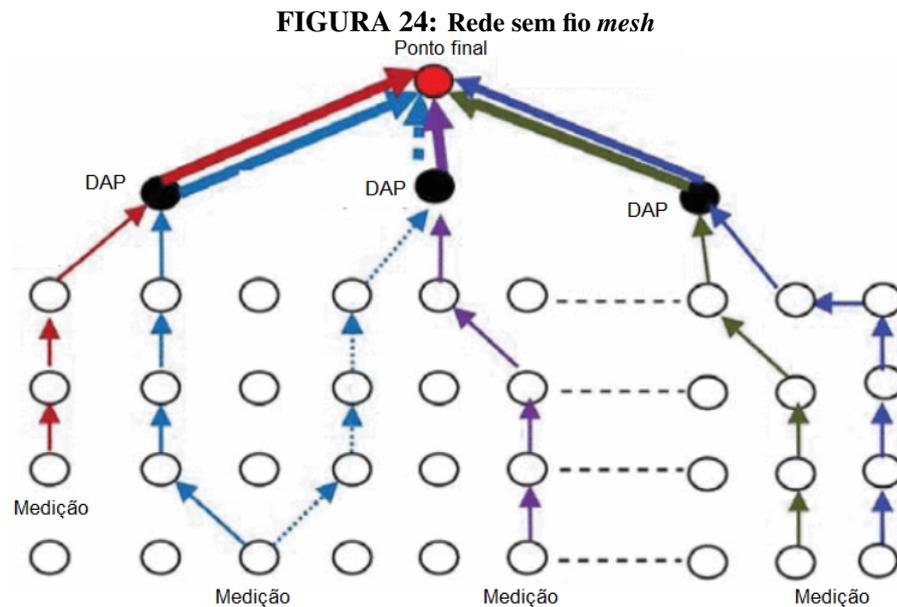
FIGURA 23: Modelo GridAdvisor Series II**FONTE: Cooper, 2018**

3.10.1 Rede *Mesh*

No contexto da implantação da rede inteligente, é essencial a presença de uma comunicação e troca de informações bidirecional. Como citam os autores Shi et. At (2013), uma solução com uma rede cooperativa de comunicação pode representar melhorias para a confiabilidade do sistema como um todo. Isso é possível com a transmissão por links alternativos ao *link* primário (SHI et. al, 2013).

As comunicações cooperativas usam a transmissão dos canais sem fio com nós nas proximidades do transmissor para transmitir dados para o destino. Dessa forma, o dispositivo de destino pode receber várias partes fracionadas dos dados de origem, ao invés da tradicional comunicação ponta a ponto com um canal principal (SHI et. al, 2013).

Uma rede sem fio *mesh* (WMN do inglês *Wireless Mesh Network*) é composta por vários nós que organizam uma topologia em malha. Como a rede pode ser autoconfigurável e auto organizável, aumenta-se a robustez da rede, diminuindo significativamente os erros. Não há um caminho principal, todos os nós da rede manterão sempre comunicação com todos os outros nós, como mostrado na Figura 24 (SHI et. al, 2013).



FONTE: Shi et. al, 2013

Como exemplificado, as medições podem ser realizadas em diversos pontos e a informação será transmitida através dos nós até o ponto de agregação de informação (do inglês *Data Aggregation Point*). Após isso, o sinal será transmitido via cabo ou sem fio para o dispositivo final. O desempenho da rede apresentado pelos autores Shi et. al (2013) demonstra grande confiabilidade e aumento da cobertura.

3.10.2 LoRa

A definição dessa tecnologia dada pela detentora da patente é:

LoRa (abreviação de longa distância) é uma técnica de modulação por espalhamento espectral derivada da tecnologia *chirp spread spectrum* (CSS). Os dispositivos *LoRa* da *Semtech* e a tecnologia de radiofrequência sem fio (*LoRa Technology*) são uma plataforma sem fio de longo alcance e baixo consumo de energia que se tornou a tecnologia de fato das redes de Internet das Coisas (IoT) em todo o mundo. [...] A tecnologia *LoRa*, da *Semtech*, acumulou mais de 600 casos de uso conhecidos para cidades inteligentes, casas e prédios inteligentes, [...] e muito mais. Com mais de 50 milhões de dispositivos conectados a redes em 95 países e crescendo, a *LoRa Technology* é o DNA da IoT, criando um planeta mais inteligente (SEMTECH, 2018).

Patenteado pela *Semtech Corporation*, LoRa ou LoRaWAN (*Long Range ou Long Range Network Protocol*) é um protocolo relativamente novo e de intenso estudo pelo mundo todo. É uma técnica de modulação que permite transmissão de informação por longas distâncias com uma baixa taxa de transferência, o que resulta em um baixo consumo de potência (LAVRIC; POPA, 2017).

Os autores Shah e Sundar (2018) citam as principais vantagens:

- Longa distância: a *Semtech* cita uma distância de 10 km para a comunicação;
- Baixo consumo: como a taxa de transmissão de dados é aproximadamente 50 Kbps, a potência demandada pelo protocolo é extremamente mais baixa em comparação ao 4G, por exemplo;
- Segurança: O módulo LoRa utiliza a criptografia 256 AES (*Advanced Encryption Standard*) para proteger os dados dos dispositivos.

Com o LoRa é possível obter 3 diferentes classes de comunicação:

- Classe A: considerada como a mais efetiva, é utilizada para uma comunicação bidirecional onde há 2 downlinks para cada uplink de transmissão;
- Classe B: é possível saber se o dispositivo está conectado ou não ao servidor, uma vez que é idêntico a classe A, mas com um downlink em tempos específicos (SHAH; SUNDAR, 2018).
- Classe C: possui comunicação aberta na maior parte do tempo, porém não pode receber informação ao mesmo tempo que envia (LAVRIC; POPA, 2017).

3.10.3 Sistema ARGOS

O sistema ARGOS foi desenvolvido na década de 1970 para primeiramente coletar dados ambientais e utilizado então para o controle da atmosfera e dos oceanos, assim como para propósitos zoológicos. Os transmissores chamados de PTT (do inglês *platform transmitter*) têm dimensões bem reduzidas e podem ser utilizados acoplados com os sensores necessários (KRAUTER; DEPPING, 2002).

Os dispositivos podem ser localizados com uma precisão de 130 metros e transmitem permanentemente os dados para o satélite, com um endereço único para cada PTT. Com o tempo de contato é entre 8 e 12 minutos, a taxa de transmissão é de aproximadamente 32 Bytes. Para minimizar erros, a redundância de transmissão é necessária a fim de não comprometer a qualidade do sinal. Os autores Krauter e Depping (2002) ainda citam que é possível usar mais de um endereço para (até 4), para que a taxa de transferência não fique limitada para alguns casos.

As aplicações do sistema ARGOS devem atender aos requisitos de uso do sistema, onde todos os programas devem estar relacionados a proteção ambiental, conscientização ou estudo, ou para proteger a vida humana. Por exemplo, para que as indústrias cumpram os regulamentos de proteção ambiental. São também aprovadas as propostas em que há um claro interesse do governo (ARGOS SYSTEM, 2018).

Aproximadamente 100 países ao redor do mundo são usuários do ARGOS, com 22000 transmissores ativos por mês, assim como mais de 8000 animais marcados e rastreados. As principais vantagens do sistema são:

- Cobertura global, como mostrado na Figura 25;

FIGURA 25: Cobertura mundial do sistema ARGOS



FONTE: Argos System, 2018

- Soluções para a segurança;
- Capacidade de localização pelo efeito Doppler;
- Possibilidade de utilização do sistema integrado com GPS;
- Miniaturização e baixo consumo;
- Comunicação bidirecional (ARGOS SYSTEM, 2018).

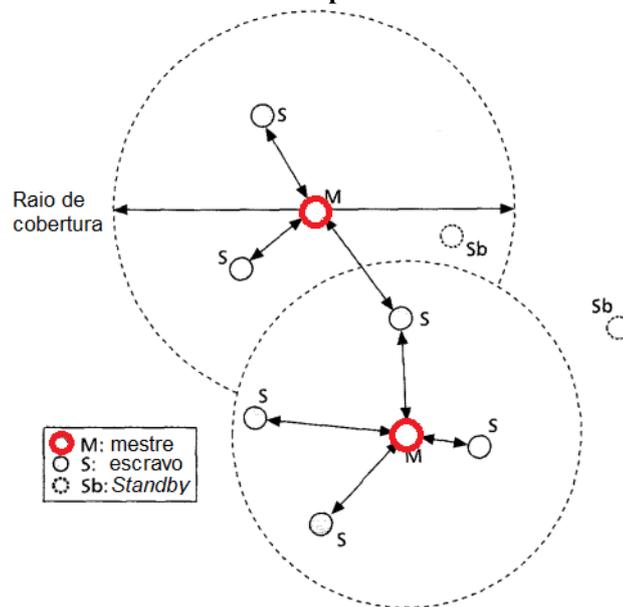
3.10.4 *Bluetooth*

Mundialmente difundido em 1994, a comunicação sem fio de curto alcance via *Bluetooth* utiliza pouca energia, custo baixo e tecnologia a rádio. Inicialmente surgiu como uma substituição ao tradicional uso de cabos, mas rapidamente foi também utilizado para diversos

tipos de dispositivos como celulares, computadores, câmeras, na indústria automobilística, entre outros (MCDERMOTT-WELLS, 2005).

McDermott-Wells (2005) cita que a tecnologia foi desenvolvida para assegurar compatibilidade ao mercado, uma vez que o *Bluetooth* disponibiliza no seu site oficial suas especificações desenvolvidas. Uma rede “BT-WPAN” (*Bluetooth Wireless Personal Area Network*) consiste em uma *piconet* com 8 dispositivos, sendo que um é o “mestre” e os demais “escravos”, como ilustra a Figura 26.

FIGURA 26: Exemplo de rede *Bluetooth*



FONTE: Bisdikian, 2001

Uma rede *piconet* é um conjunto de dispositivos *Bluetooth* que se comunicam entre si. A duração de uma rede *piconet* é indefinida e permite que pelo menos um dispositivo seja considerado como mestre e no máximo outros 7 dispositivos como escravo (BISDIKIAN, 2001). Duas redes *piconets* podem ser conectadas por um dispositivo *Bluetooth* comum e assim possibilita a comunicação entre todos eles. Geralmente a comunicação é realizada somente ponto a ponto, porém há também a possibilidade de topologias mais complexas e mais eficientes com múltiplos emissores e receptores de informação (MCDERMOTT-WELLS, 2005).

Como citado, os protocolo utilizado pode ser *Point-to-Point* (PPP) e, quanto à conexão propriamente dita, o transceptor *Bluetooth* é um dispositivo que opera na faixa de frequência de 2.4 GHz e a largura de banda nominal para cada canal é 1MHz. O alcance médio é de 10 metros, porém pode ser amplificado até aproximadamente 100 metros de distância (MCDERMOTT-WELLS, 2005).

3.10.5 GPRS

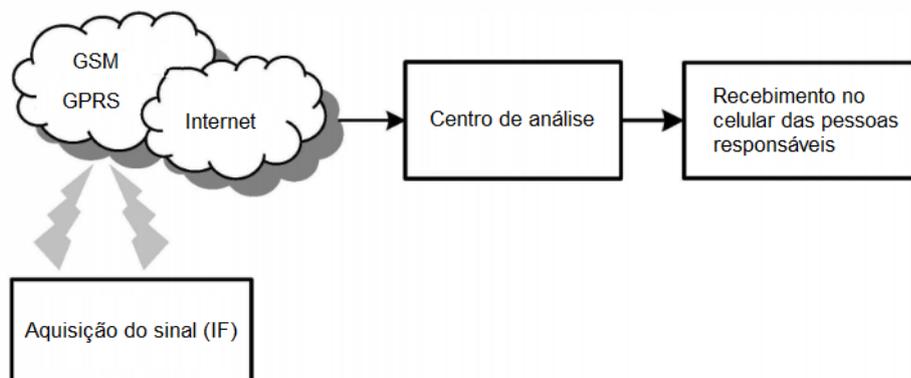
O problema comum na comunicação é a construção de um canal dedicado, o investimento do projeto, manutenção, confiabilidade, estabilidade, segurança, restrições econômicas, entre outras. Para a solução do problema, é proposto por Jian e Yu-Lin (2011) uma comunicação de rede sem fio GPRS fornecida pelas operadoras de telefonia móvel.

GPRS é a abreviação de *General Packet Radio Service*, que consiste em um serviço de transmissão de dados sem fio no sistema GSM existente, que permite a transferência de dados de ponta a ponta. O sistema é baseado em pacotes para transferir os dados com uma taxa que pode chegar a 171,2 Kbps teóricos e de cerca de 40 - 100 Kbps para aplicação real (JIAN; YU-LIN, 2011).

Com a comutação de pacotes, cada usuário pode ocupar simultaneamente vários canais sem fio, o mesmo canal de rádio compartilhado por vários usuários de forma eficaz. As principais características são: acesso rápido à comunicação, eficiente, sempre on-line, baixo custo, ampla cobertura, alta segurança, especialmente adequado para pequenas quantidades de dados intermitentes, súbitas e frequentes (JIAN; YU-LIN, 2011).

Basicamente, o sistema de localização de falhas proposto por Zhu et al. (2010) é composto por duas partes: aquisição de sinal de falha e o centro de análise. Na parte da aquisição do sinal de falha, o IF é utilizado como o principal dispositivo para obter o sinal de falha que é então transmitido para o centro de análise via GPRS e rádio frequência. O centro de análise de localização de falhas calcula a localização usando a informação de falha e envia o aviso sinal para as pessoas de plantão por SMS. A concepção geral é demonstrada na Figura 27.

FIGURA 27: Sistema de falta com GPRS proposto

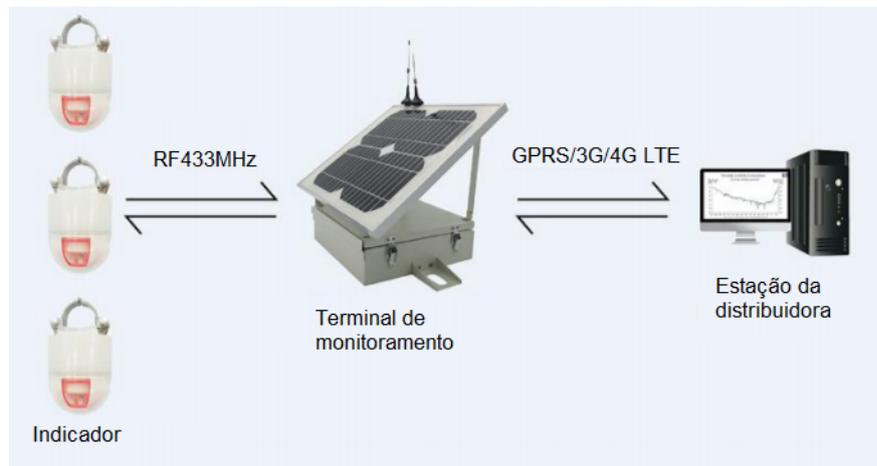


FONTE: Zhu et al., 2010

Além do equipamento indicador de falta propriamente dito, há exemplos no mercado

como o fabricante chinês Four-Faith, que possui também um terminal de monitoramento. Esse terminal é um dispositivo que coleta dados e comunica as centrais de operação, isto é, recebe informações, analisa, compila e as transmite para a estação central, como evidenciado na Figura 28.

FIGURA 28: Terminal de monitoramento



FONTE: Four-Faith, 2018

A comunicação é realizada via GPRS/3G/4G LTE. Os benefícios da utilização do terminal são funções como: medição ativa dos estados dos indicadores, recebimento e upload de dados de faltas fase fase ou fase terra, valor da corrente, dados da bateria (como alarme para baixa carga), manutenção remota dos parâmetros de ajuste, entre outros (FOUR-FAITH, 2018).

3.10.6 *Power Line Communication*

O conceito demonstrado em 1995 de PLC ou *Power Line Communication* refere-se à transmissão de sinais de comunicação que utiliza a rede elétrica de baixa tensão, porém com alta frequência (maior que 1 MHz). Com custo baixo, uma vez que utiliza a própria rede elétrica e demanda quase nenhuma infraestrutura adicional, a PLC representa uma solução simples para criar uma rede doméstica, por exemplo (MENG et al., 2002).

Os canais PLC podem ser modelados como linha de transmissão, por eco, por circuito série ressonante, por tipos de ruídos, entre outros. O sistema não consiste em uma conexão ponto-a-ponto, como o telefone por exemplo, mas sim uma configuração de comunicação multiponto ou em linha de barramento (MATHIAS, 2013).

Duas modelagens difundidas para os estudos e aproximações são a *Top-Down* e *Bottom-up*: método por meio de ensaios e medições, e estudo analítico com seus parâmetros

e componentes, respectivamente. A abordagem *Bottom-up* é mais utilizada, uma vez que minimiza erros inerentes às irregularidades da rede e prevê padrões a serem utilizados, antes mesmo da construção da rede elétrica (MATHIAS, 2013).

A análise proposta por Meng et al. (2002) tem como premissa que os cabos fase e neutro são utilizados como canal de comunicação formando uma transmissão básica com 2 cabos. Considerando que eles estão dispostos ocupando quase toda a área transversal do conduto, pode-se assumir que a distância entre eles se mantém uniforme por toda a instalação em questão.

Apesar da uniformidade, efeitos como a maior resistência em maiores frequências e capacitâncias mútuas, por exemplo, devem ser feitas algumas correções nos parâmetros da linha, como análises de capacitância equivalente e condutância. Após a retificação, a função de transferência para o PLC (modelo eco) é verificada com as medições realizadas como linha de transmissão (MENG et al., 2002).

Em contrapartida de seus benefícios como a implantação em uma rede existente como uma casa (por exemplo com distâncias de lançamento pequenas para a menor atenuação de sinal possível e a conseqüente maior qualidade do sinal transmitido), essa forma de comunicação apresenta alta imprevisibilidade e variações não desejadas em parâmetros como atenuação (perdas por calor na linha), reflexão, impedância e até mesmo ruídos (MENG et al., 2002).

3.11 PARÂMETROS DE AJUSTE

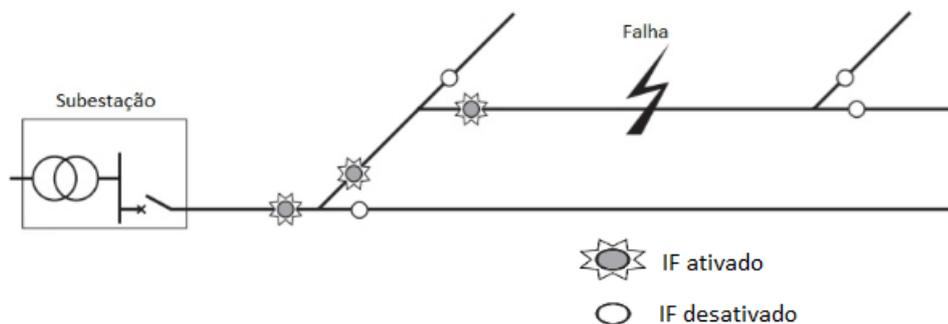
Esta função permite ao indicador ajustar eletronicamente (manual ou automático) um valor de atuação correspondente para a detecção de falhas em função da corrente máxima de carga ou da variação instantânea di/dt , como é o caso do exemplo de IF da Figura 29. Grande parte dos IFs no mercado possuem também a função de bloqueio da corrente de energização (ou *inrush*), o que torna a adaptação à rede mais favorável (HORSTMANN, 2018).

FIGURA 29: Modelo Navigator-LM

FONTE: Horstmann, 2018

3.12 PONTOS DE APLICAÇÃO

Como apresentado no estado da arte, há diversas maneiras de se determinar os pontos ótimos de alocação dos IFs. Geralmente, esses pontos são logo no início de uma ramificação do circuito, como evidenciado na Figura 30, para melhor aproveitamento da localização da seção onde ocorre a falta. Deve também ser considerado um ponto de boa visibilidade e nas proximidades de locais de difícil acesso (SCHNEIDER, 2018).

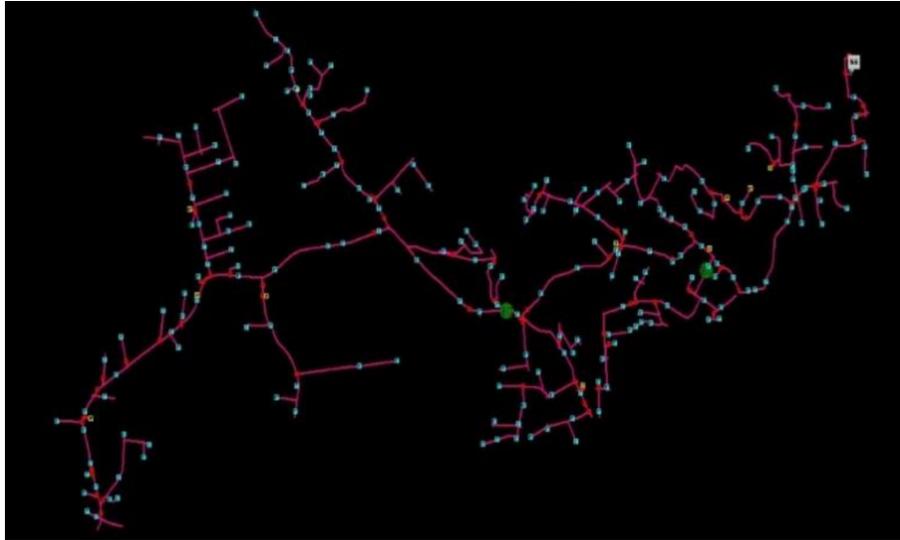
FIGURA 30: Exemplo de pontos de aplicação

FONTE: Schneider, 2018

Ferramentas computacionais como o *Interplan* auxiliam na simulação de redes mais complexas e mais próximas da realidade, como mostrado na Figura 31. O *software* em questão conta com uma interface gráfica amigável e possui a ferramenta de georreferenciamento das redes de distribuição, que permite a representação da área afetada pela falta na rede de distribuição. Após inserir os dados pertinentes, é possível a exibição dos prováveis

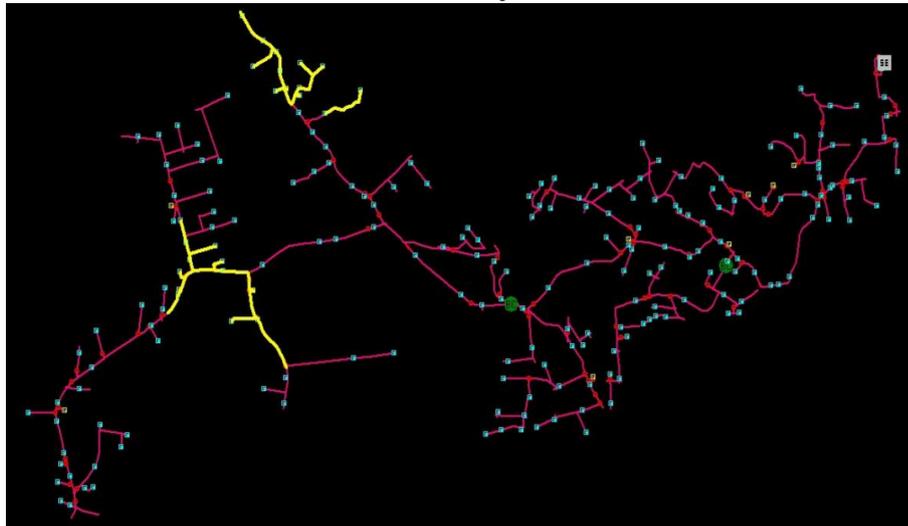
consumidores atingidos pelo curto circuito, como no exemplo da Figura 32 (RUFATO JUNIOR, 2016).

FIGURA 31: Rede de distribuição simulada



FONTE: Adaptado de Rufato Junior, 2016

FIGURA 32: Rede de distribuição com os ramos afetados



FONTE: Adaptado de Rufato Junior, 2016

3.13 TIPOS DE FALTA

Quanto à operação do dispositivo, as faltas podem ser descritas basicamente como permanentes, semi-permanentes ou transitórias.

- Falta permanente: não pode ser eliminada por um ou mais ciclos de religamento. De acordo com o sistema de neutro, o disjuntor está aberto ou permanece fechado sob condição de falta à terra;

- Falta semi-permanente: pode ser eliminada por um ou mais ciclos de religamento;
- Falta transitória: também conhecida como “autoextinguível”, se refere à falta fase-terra que é eliminada sem a abertura de disjuntor (SCHNEIDER, 2018).

3.14 PRINCIPAIS FABRICANTES

A Tabela 4 reúne diversos IFs dos principais fabricantes, evidenciando as principais características como tipo de instalação e vida da bateria. Ao longo do trabalho, estas foram citadas e exemplificadas para cada tipo de aplicação ou função que apresentam. Ao serem considerados para a utilização em projetos, dados como tensão de aplicação, detecção direcional, comunicação, entre outros, devem ser exaustivamente estudados a fim de minimizar riscos e maximizar suas possibilidades de funcionamento.

TABELA 4: Principais fabricantes de IF

Fabricante	Modelo	Tensão de aplicação (kV)	Tipo de instalação	Deteção direcional	Vida da bateria	Parâmetros de ajuste	Tipo de reset	Comunicação
SEL	AR-OH	4.16 - 69	Cabo	Não	20 anos	Automático	Por tempo	
	AR 360	4.16 - 34.5	Cabo	Não	20 anos	Automático	Por tempo	
Schneider	F lite11x	7 - 69	Cabo	Não	10 anos	Varição de corrente ou corrente máxima	Manual, automático ou por tempo	Rádio (Modelo 116)
	F lite21x	6 - 66	Poste	Não	10 anos	Automático ou manual	Manual, automático ou por tempo	Contacto seco
Nortroll	F lite3xx	5 - 25	Poste	Sim	5 ou 7 anos	Corrente máxima	Manual, automático ou por tempo	Contacto seco
	110Eμ	6 - 69	Cabo	Não	10 a 15 anos	Varição de corrente ou corrente máxima	Manual, automático ou por tempo	
	111K	6 - 69	Poste	Não	10 a 15 anos	Corrente máxima ou automático	Manual, automático ou por tempo	
	110Eμr	6 - 69	Cabo	Não	10 a 15 anos	Varição de corrente ou corrente máxima	Manual, automático ou por tempo	Rádio
Cooper	R4000D	6 - 132	Poste	Não	8 anos	Varição de corrente ou corrente máxima	Automático	Wireless, GSM e GPS
	GridAdvisor Series II	0 - 69	Cabo	Não	10 anos	Varição de corrente ou corrente máxima		Bluetooth, rede celular e GPS
Horstmann	NAVIGATOR-LM	0 - 46	Cabo	Não	20 anos ou mais	Varição de corrente, corrente máxima ou automático	Manual ou automático por tempo	

FONTE: Os autores, 2018

3.15 CONCLUSÕES PARCIAIS DO CAPÍTULO

Dado que o histórico dos métodos de localização de faltas, assim como o dispositivo indicador de falta propriamente dito, datam de meados do século passado, o simples método de inspeção visual se desenvolveu por gerações até a chamada *Smart Grid*: conceito que envolve inteligência artificial, geração distribuída, inúmeras formas de comunicação e *softwares*, entre outros.

As principais características levantadas pelos principais fabricantes do mercado levam em consideração parâmetros como tensão de aplicação, tipo de instalação, detecção direcional e assim por diante. Com a possibilidade de diferentes formas de instalação e pontos ótimos de aplicação, os IFs contam também com sinalização luminosa e comunicação entre os próprios dispositivos e/ou com uma estação central.

A otimização da transferência dos dados quando há alguma ocorrência é crucial para o encaminhamento da equipe de manutenção para solucionar o problema. Ainda, o desenvolvimento da tecnologia e do setor elétrico em geral, há a oportunidade de melhoria contínua e alta qualidade no fornecimento de energia. Cabe ressaltar que a atualização das redes elétricas é de progresso lento, porém com inúmeros benefícios para as concessionárias, consumidores, o mercado e o governo.

4 INDICADORES DE QUALIDADE: ESTUDO DE CASO

4.1 HISTÓRICO DOS INDICADORES DE QUALIDADE

Conforme apresentado no Capítulo 2, os indicadores coletivos de qualidade DEC e FEC têm por objetivo manter a qualidade de distribuição de energia elétrica. Desse modo, as concessionárias são obrigadas pela ANEEL a manter os indicadores conforme definido no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e enviar periodicamente os dados para verificação do serviço prestado, representando o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano) (ANEEL, 2019).

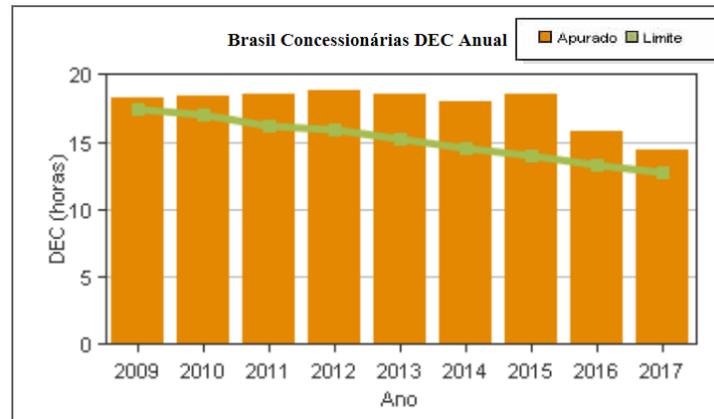
A ANEEL fornece os dados referentes à esses indicadores a nível nacional, regional, estadual e por distribuidora. Como mostrado na Tabela 5, os limites definidos pela ANEEL caíram progressivamente desde 2009 até 2017, e principalmente nos últimos 3 anos, o DEC e o FEC apurados também tiveram uma progressiva redução. Por outro lado, o número de consumidores aumentou na ordem de 24%, o que representa um crescimento de aproximadamente 15 milhões, para o período (ANEEL, 2019).

TABELA 5: DEC e FEC limite e apurado anual do Brasil

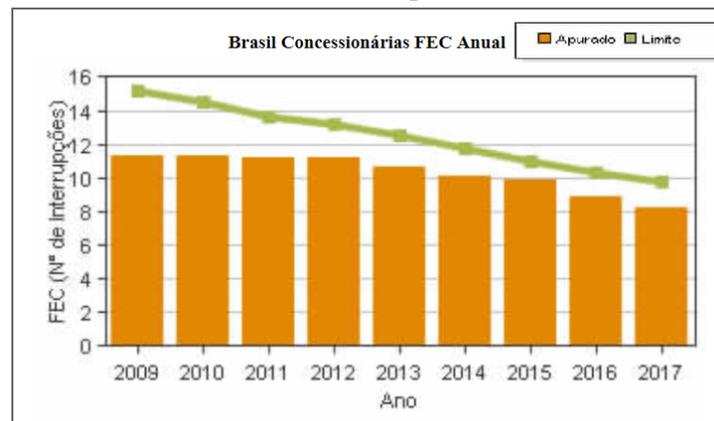
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
DEC APURADO (horas)	18,26	18,42	18,61	18,78	18,49	18,03	18,60	15,81	14,35
DEC LIMITE (horas)	17,44	17,01	16,23	15,87	15,19	14,58	13,94	13,31	12,77
FEC APURADO	11,27	11,31	11,21	11,17	10,60	10,08	9,86	8,87	8,20
FEC LIMITE	15,19	14,54	13,61	13,19	12,47	11,77	11,03	10,33	9,72
Nº DE CONSUMIDORES	64.826.783	66.999.221	69.035.906	71.143.243	73.280.998	75.321.870	77.166.082	78.820.652	80.601.490

FONTE: ANEEL, 2019

Os mesmos dados também são disponibilizados em gráficos como mostrado nas Figuras 33 e 34. De uma forma geral, o indicador DEC não ficou dentro dos limites adequados para todo o período analisado. Já o indicador FEC, manteve-se no período sempre inferior à meta definida pela ANEEL, porém os dados limites e apurados estão progressivamente mais próximos (ANEEL, 2019).

FIGURA 33: DEC limite e apurado anual do Brasil

FONTE: ANEEL, 2019

FIGURA 34: FEC limite e apurado anual do Brasil

FONTE: ANEEL, 2019

Já para a Copel Distribuição, os dados apurados para os anos de 2009 até 2018 mostram que o número de consumidores aumentou em aproximadamente 1 milhão em números absolutos ou 28%, como evidenciado na Tabela 6.

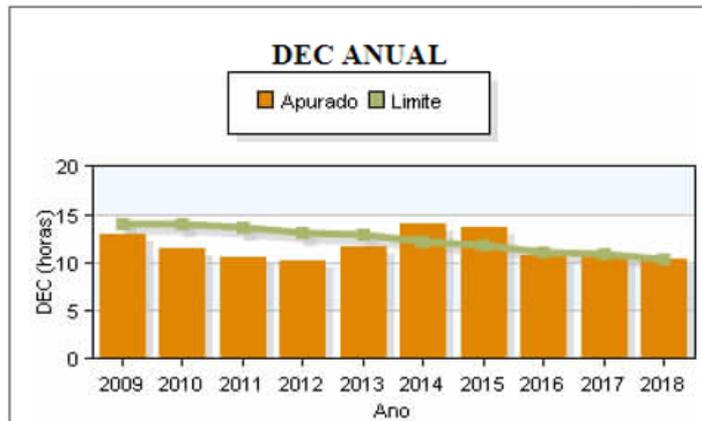
TABELA 6: DEC e FEC limite e apurado anual da Copel

Índices de Continuidade										
COPEL-DIS - Ano (2009)										
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
DEC APURADO	12,91	11,46	10,64	10,25	11,63	14,01	13,67	10,81	10,46	10,31
DEC LIMITE	14,02	14,05	13,62	13,17	12,87	12,28	11,78	11,14	10,88	10,44
FEC APURADO	11,03	9,46	8,26	7,84	8,07	8,92	8,33	7,23	6,83	6,22
FEC LIMITE	13,52	12,84	12,02	11,12	10,71	10,05	9,33	8,75	8,53	8,01
Nº DE CONSUMIDORES	3.575.236	3.700.608	3.838.144	3.989.313	4.140.734	4.245.932	4.367.476	4.432.475	4.508.955	4.588.571

FONTE: ANEEL, 2019

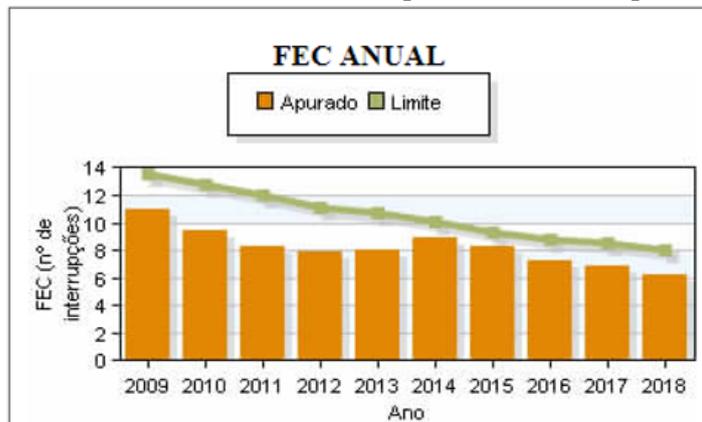
Porém, diferente dos números a nível nacional, a distribuidora paranaense manteve o DEC apurado nos limites indicados pela ANEEL, com exceção dos anos de 2014 e 2015, como mostrado na Figura 35. Já para os últimos 3 anos (2016, 2017 e 2018), o indicador teve o resultado praticamente alinhado com os valores designados para o período.

FIGURA 35: DEC limite e apurado anual da Copel



FONTE: ANEEL, 2019

FIGURA 36: FEC limite e apurado anual da Copel



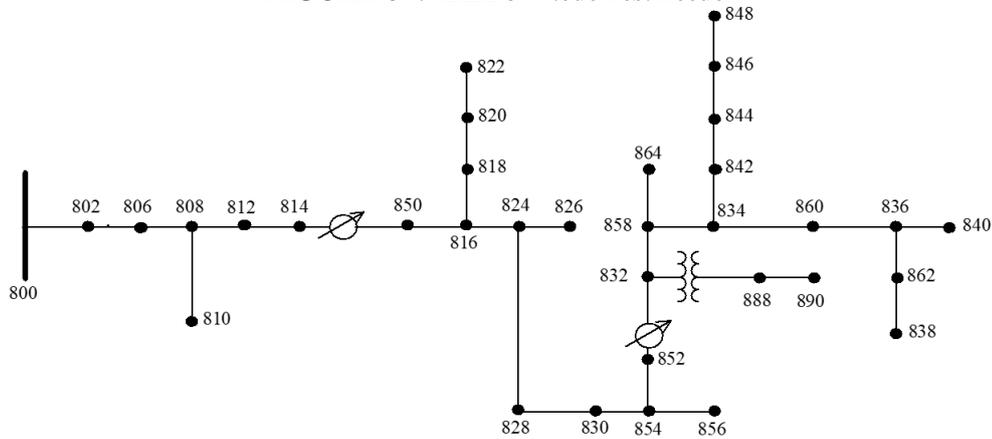
FONTE: ANEEL, 2019

Para os últimos 10 anos, a Copel Distribuição esteve sempre inferior ao limite estipulado para o FEC, como mostrado na Figura 36. Por outro lado, os limites estão cada vez mais rigorosos, o que faz com que as distribuidoras tenham que procurar alternativas e soluções para o problema em questão. Assim, definido o panorama geral dos indicadores de continuidade com dados históricos do Brasil e do Paraná, o estudo de caso é realizado na rede de distribuição denominada “*IEEE 34 Node Test Feeder*”, conforme Figura 37.

Cabe citar que, conforme proposto nos capítulos anteriores, o uso de *software* para o estudo de caso foi dispensado uma vez que há a limitação dos programas para um elevado

número de barras. Para uma rede real, o número de barras extrapola o valor de 120 barras, como é o exemplo do limite definido no *software* “ANAFAS” versão acadêmica.

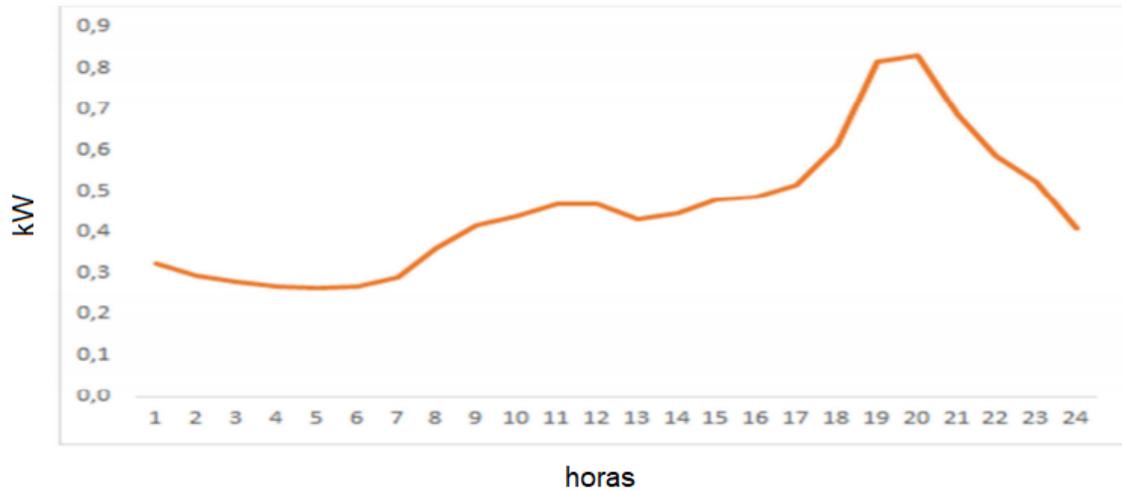
FIGURA 37: IEEE 34 Node Test Feeder



FONTE: IEEE PES, 2010

A rede teste trata-se de uma rede real localizada no Arizona com tensão nominal de 24,9 kV. Ela basicamente conta com 34 nós ou barras, dentre elas uma subestação (barra 800) e é caracterizada por ser longa e levemente carregada, com 2 reguladores de tensão, um transformador para a seção de 4,16 kV e possui capacitância *shunt* (IEEE PES, 2010). Para a análise, as cargas concentradas e distribuídas nas barras - evidenciadas na Tabela 7 - serão ponderadas para estimar o número de consumidores residenciais atingidos com base no perfil de uma carga residencial de Curitiba. Dessa forma, as cargas serão divididas pela carga média por residência (0,458 kW), obtido da Figura 38, resultando no número de consumidores.

Para representar este perfil de carga adotou-se a curva de consumo residencial da Aneel-2012C para o estado do Paraná. Para a obtenção da curva média para uma unidade consumidora ou uma residência, dividiu-se esta curva pelo número de consumidores de 2012 que nesta época era de 3.300.819 unidades consumidoras residenciais, obtido conforme dados da Copel. O valor de 11 kWh/dia representado pela curva é calculado pela área do gráfico (PIMENTA, 2015).

FIGURA 38: Comportamento médio de consumo de um consumidor no estado do Paraná

FONTE: Pimenta, 2015

TABELA 7: Cargas na rede IEEE 34 Node Test Feeder

Barra A	Barra B	Carga distribuída entre barras (kW)	Carga na Barra	Carga concentrada (kW)
802	806	55	860	60
808	810	16	840	27
816	824	7	844	405
818	820	34	848	60
820	822	135	890	450
824	826	40	830	45
824	828	4		
828	830	7		
832	858	15		
834	860	146		
836	840	40		
842	844	9		
844	846	45		
846	848	23		
854	856	4		
858	864	2		
858	834	32		
860	836	82		
862	838	28		

FONTE: Adaptado de IEEE PES, 2010

A Tabela 8 mostra todas as distâncias entre as barras conforme exposto na rede teste, dado imprescindível para a estimativa de deslocamento da equipe de manutenção que está localizada na subestação. Dessa forma, é possível determinar o tempo previsto de deslocamento no caso de uma falha na rede. Para tanto, foi considerado uma velocidade 30 km/h como sendo da maioria das ruas que a equipe de manutenção deve circular em espaços urbanos. Os limites de velocidade são descritos na Lei Nº 9.503 (Código de Trânsito Brasileiro):

Art. 61. A velocidade máxima permitida para a via será indicada por meio de sinalização, obedecidas suas características técnicas e as condições de trânsito.
 § 1º Onde não existir sinalização regulamentadora, a velocidade máxima será de: ... d) trinta quilômetros por hora, nas vias locais;

TABELA 8: Tempo de deslocamento entre barras pela equipe de manutenção.

Barra A	Barra B	Distancia (km)	Tempo de deslocamento (h)
800	802	0,786384	0,01966
802	806	0,527304	0,01318
806	808	9,823704	0,24559
808	810	1,7690592	0,04423
808	812	11,43	0,28575
812	814	0,9061704	0,02265
814	850	0,003048	0,00008
816	818	0,521208	0,01303
816	824	3,112008	0,0778
818	820	14,67612	0,3669
820	822	4,187952	0,1047
824	826	0,923544	0,02309
824	828	0,256032	0,0064
828	830	6,230112	0,15575
830	854	0,158496	0,00396
832	858	1,49352	0,03734
832	888	0	0
834	860	0,615696	0,01539
834	842	0,085344	0,00213

Continua

Continuação

836	840	0,262128	0,00655
836	862	0,085344	0,00213
842	844	0,41148	0,01029
844	846	1,109472	0,02774
846	848	0,161544	0,00404
850	816	0,094488	0,00236
852	832	0,003048	0,00008
854	856	7,110984	0,17777
854	852	11,225784	0,28064
858	864	0,493776	0,01234
858	834	1,776984	0,04442
860	836	0,816864	0,02042
862	838	1,481328	0,03703
888	890	3,218688	0,08047

FONTE: Adaptado de IEEE PES, 2010

O estudo de caso é dividido em 5 etapas onde ocorre uma falha na barra 844. No primeiro caso, a rede teste é considerada exatamente como na rede *IEEE 34 Node Test Feeder*, sem nenhuma mudança. Depois disso, são implementados quatro dispositivos indicadores de falta. Já no terceiro e quarto caso, há a presença de geração distribuída na rede nos pontos 840 e 848. Para o último caso, é considerado diversos IFs distribuídos pela rede, assim como a presença de GD.

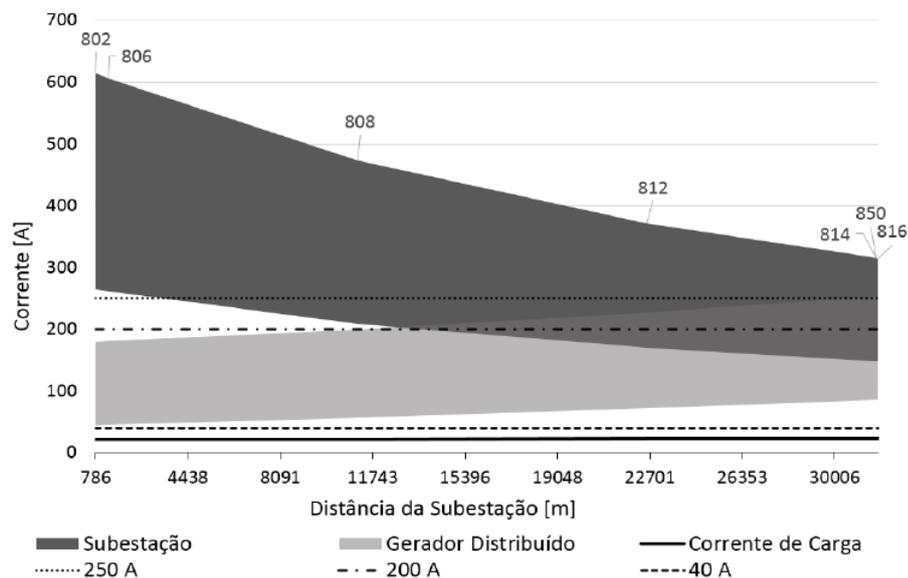
Ainda, é considerado que a rede possui disjuntores na saída da subestação e próximas as gerações distribuídas, quando houver. Dessa forma, ao ocorrer uma falha na rede todos os consumidores serão desligados. As contribuições de corrente de curto circuito da subestação e das gerações distribuídas são indicadas no diagrama em laranja e amarelo, respectivamente.

4.2 INFLUÊNCIA DA GD NA ATUAÇÃO DO IF

Conforme Luiz (2012), levando em conta que os sistemas de distribuição têm operação de forma radial com apenas uma fonte e um sentido para o fluxo de potência, a inserção de GD altera essa premissa afetando a correta operação das proteções. Dessa forma, fica comprometida a atuação de equipamentos, dispositivos e/ou circuitos afetados que devem ser retirados de

Nos locais onde há sobreposição das faixas de corrente significa que não é possível ajustar o limiar de corrente do IF tal que ele atue apenas pela contribuição da subestação ou do gerador, em todas as condições possíveis de falta. Assim, por exemplo, se um IF for alocado próximo da barra 814 e for adotado um limiar de 200 A, não será possível dizer se o IF será ativado pela corrente da subestação ou do gerador [...]. Além disso, o IF não atuará para faltas com correntes menores que 200 A. [...] Por fim, se for adotado um limiar de 40 A, o IF atuará em todas as faltas, ora pela corrente da subestação, ora pela corrente do gerador. Nesse caso, a presença do IF convencional é inócua, já que nunca se saberá se a falta está a montante ou a jusante da barra 814 (SAU, 2016).

FIGURA 41: Relação das correntes da subestação e da GD na rede IEEE 34 barras



FONTE: Sau, 2016

Porém, conforme visto Rufato Júnior (2015), comprovou-se a influência no sistema com e sem a presença da GD, por meio de diversos testes com curto circuitos reais no sistema de distribuição. Dessa forma foi observado que, para o método proposto pelo autor, não há grande variação na localização de falhas na rede. As razões que se destacam para o comportamento observado é, primeiramente, o fato de que geralmente a GD se encontra no final do ramo dos alimentadores. Consequentemente, a impedância acumulada em toda a sua extensão atenua as elevadas correntes de curto circuito.

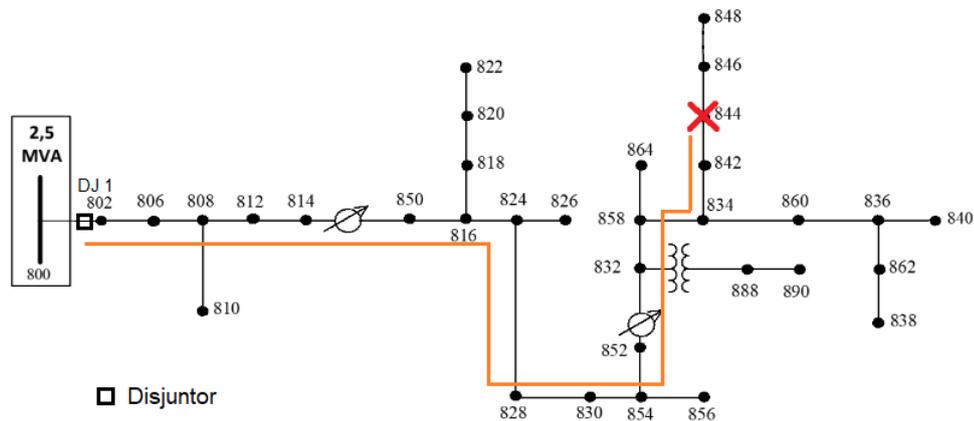
Outro ponto importante é que, na tese apresentada, não é considerado as faltas de alta impedância (maiores do que 100 ohms), pois isso implicaria no uso de equipamentos e métodos mais específicos para tal avaliação. Assim sendo, diversos casos foram desenvolvidos alterando parâmetros como tipo de falta (fase-terra, fase-fase-terra, entre outros) e a sua posição – tanto do lado da fonte como da carga. Como resultado, em 90% dos testes realizados houve a atuação correta da proteção da GD (RUFATO JUNIOR, 2015).

4.3 CASO A: SEM INDICADORES DE FALTAS E SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.3.1 Diagrama para o caso A

Conforme apresentado nas premissas para o estudo de caso, uma falha ocorre na rede na barra 844, conforme ilustrado na Figura 42.

FIGURA 42: Caso A: falha no ponto 844



FONTE: Adaptado de IEEE PES, 2010

4.3.2 Metodologia aplicada para o caso A

Desse modo, a equipe de manutenção (que tem sempre como base a subestação na barra 800) tem que se deslocar para corrigir a falha, porém sem ter conhecimento do ponto exato da ocorrência, todos os pontos são suspeitos. As ramificações da rede, como é o caso do ponto 810 por exemplo, devem ser percorridas duas vezes (ida e volta), pois a equipe terá que ter certeza que não há uma falha por toda a sua extensão. Conseqüentemente, é possível inferir a distância total percorrida e o tempo total, conforme Tabela 8.

4.3.3 Resultados obtidos para o caso A

Devido à presença do disjuntor na rede, todos os consumidores serão afetados em todos os casos, isto é, a soma de todas as cargas distribuídas e concentradas divididas pela carga média residencial, como pode ser verificado na equação 8 (com base na Tabela 7).

$$\text{Consumidores atingidos} = \frac{\text{Carga total}}{\text{Carga média residencial}} = \frac{1771}{0,458} = 3866 \quad (8)$$

Conforme Tabela 8, a distância total percorrida pela equipe de manutenção e o tempo associado é obtido pela soma total dos ramos percorridos. Já o DEC pode ser calculado pela equação 9.

$$DEC = \frac{\text{Consumidores atingidos} * \text{Horas}}{\text{Consumidores totais}} = \frac{3866 * 4,022}{3866} = 4,022 \text{ h} \quad (9)$$

TABELA 9: Resultados obtidos no caso A

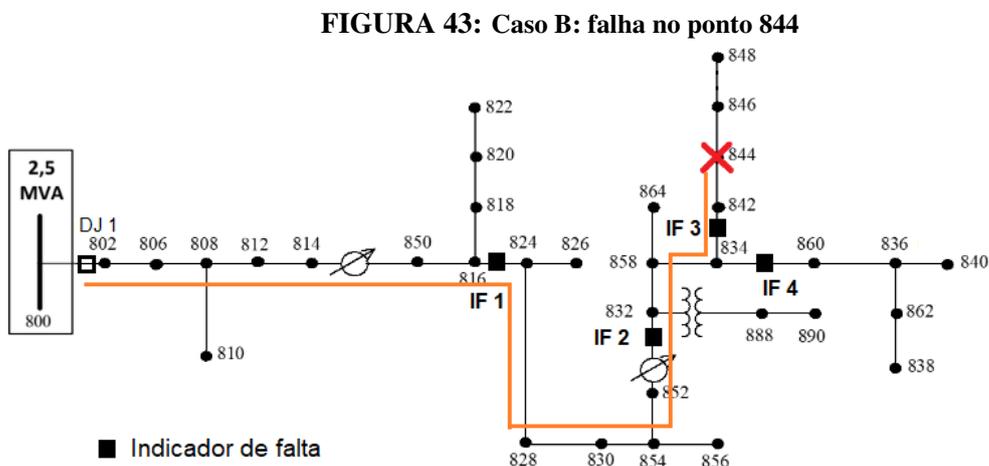
Distância total (km)	Tempo total (h)	DEC (h)
120,6493	4,022	4,022

FONTE: Os autores, 2019

4.4 CASO B: COM INDICADORES DE FALTAS E SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.4.1 Diagrama para o caso B

Para o segundo caso são alocados apenas 4 indicadores de falta com o objetivo de restringir os custos, procurando seguir os princípios para localização citados na seção 3.12. Portanto, a alocação dos IFs é realizada preferencialmente após uma ramificação como mostrado na Figura 43, entre os pontos 816 e 824 (IF 1), 852 e 832 (IF 2), 834 e 842 (IF 3) e por último 834 e 860 (IF 4).



FONTE: Adaptado de IEEE PES, 2010

4.4.2 Metodologia aplicada para o caso B

Diferente do primeiro caso, com os IFs no caso B tem-se a informação da direção de onde ocorreu a falha na rede. Os dispositivos atuados mostram basicamente que a equipe de manutenção pode se deslocar diretamente da subestação para o primeiro indicador de falta (IF 1), depois para o segundo (IF 2) que também está atuado, até o ponto 834. Então, como o IF 3 em direção ao ponto 842 indica a falha e o IF 4 ao ponto 860 não atuou, a equipe tem certeza que a ocorrência está naquele trecho final. Com isso, não é necessário percorrer toda a rede e o tempo reduz-se drasticamente, como é apresentado na subseção 4.4.3.

4.4.3 Resultados obtidos para o caso B

Os resultados apresentados na Tabela 10 mostram uma evidente redução na distância total percorrida, o que impacta o tempo total de localização da falha e consequentemente o DEC calculado para esse segundo caso. Com a implantação de apenas 4 dispositivos, a distância, tempo total e o DEC reduzem em aproximadamente 60 %.

Os consumidores atingidos para esse caso são os mesmos do caso A, porém o tempo que a concessionária não irá atendê-los será menor. Deste modo, cálculo do DEC é apresentado na equação 10.

$$\text{DEC} = \frac{\text{Consumidores atingidos} * \text{Horas}}{\text{Consumidores totais}} = \frac{3866 * 1,611}{3866} = 1,611 \text{ h} \quad (10)$$

TABELA 10: Resultados obtidos no caso B

Distância total (km)	Tempo total (h)	DEC (h)
48,3239	1,611	1,611

FONTE: Os autores, 2019

de curto circuito de GD1 e GD2 fazem com que os disjuntores DJ2 e DJ3 também atuem. Conseqüentemente, todos os consumidores continuarão sendo atingidos (3866 consumidores).

4.5.3 Resultados obtidos para o caso C

A tabela 11 apresenta os resultados obtidos nessa configuração. Ainda que haja o IF no ramo afetado, com a presença de GD, a distância percorrida e portanto o tempo envolvido aumentaram em aproximadamente 15% em relação ao caso B, conforme resultado do DEC mostrado na equação 11.

$$DEC = \frac{\text{Consumidores atingidos} * \text{Horas}}{\text{Consumidores totais}} = \frac{3866 * 1,858}{3866} = 1,858 \text{ h} \quad (11)$$

TABELA 11: Resultados obtidos no caso C

Distância total (km)	Tempo total (h)	DEC (h)
62,2716	1,858	1,858

FONTE: Os autores, 2019

4.6 CASO D: COM INDICADORES DE FALTAS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM FALSA ATUAÇÃO NOS INDICADORES DE FALTA

4.6.1 Diagrama para o caso D

Utiliza-se o mesmo diagrama do caso C, porém desta vez o IF 3 localizado entre 834 e 842 apresenta uma leitura equivocada, ou seja, indica que não há ocorrência de falha. Visto que o IF 2 atua corretamente - indicando que existe uma falha à jusante - a equipe de manutenção deverá percorrer todas as linhas a partir da barra 832, incluindo o trecho após o IF 4 já que não há certeza sobre a localização.

4.6.2 Metodologia aplicada para o caso D

Com a falsa atuação do IF 3 devido a presença da GD, a equipe de manutenção deverá percorrer a partir da barra 832 todos os trechos à jusante. Para esse caso considera-se a mesma premissa utilizada para o caso C, onde no sistema há uma corrente no sentido inverso ao da subestação. Conseqüentemente, há a possibilidade de que os IFs atuem de forma errônea ou não esperada, pois o dispositivo não é capaz de diferenciar a contribuição das diferentes fontes e sua direção.

4.6.3 Resultados obtidos para o caso D

Apesar de a equipe não percorrer uma distancia muito superior comparado ao caso C, o tempo e o DEC tem resultados levemente superiores, como é mostrado na equação 12 e Tabela 12. Vale ressaltar ainda que estes resultados poderiam ser mais afetados caso a rede fosse maior e não houvessem mais IFs disponíveis no caminho.

$$DEC = \frac{\text{Consumidores atingidos} * \text{Horas}}{\text{Consumidores totais}} = \frac{3866 * 2,076}{3866} = 2,076 \text{ h} \quad (12)$$

TABELA 12: Resultados obtidos no caso D

Distância total (km)	Tempo total (h)	DEC (h)
54,8466	2,076	2,076

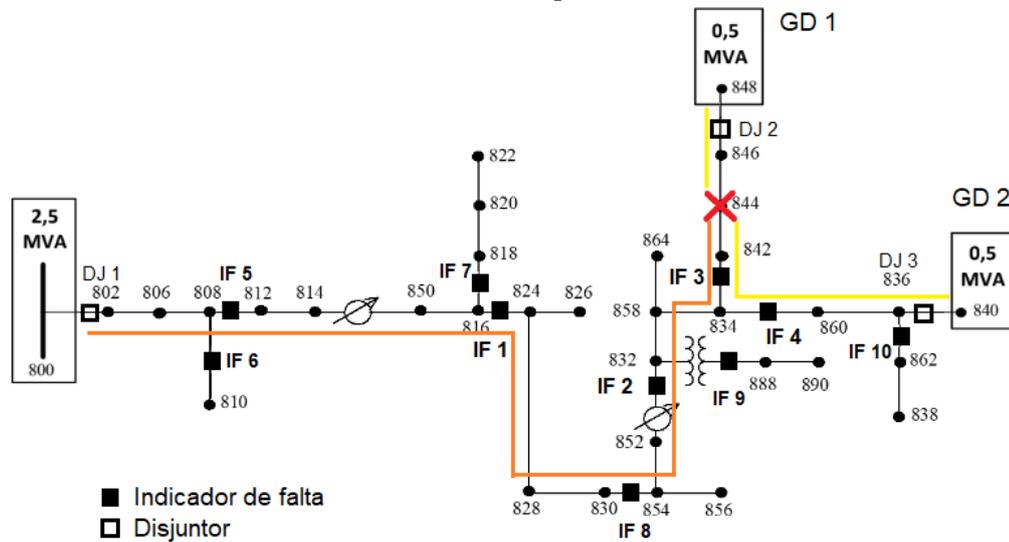
FONTE: Os autores, 2019

4.7 CASO E: INÚMEROS INDICADORES DE FALTA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.7.1 Diagrama para o caso E

De forma a manter uma maior confiabilidade e segurança da rede, podem ser distribuídos diversos IFs nas inúmeras derivações da rede - conforme os princípios para localização citados na seção 3.12 e evidenciados na Figura 45.

FIGURA 45: Caso E: falha no ponto 844 com 3 IF e GD



FONTE: Adaptado de Sau, 2016

4.7.2 Metodologia aplicada para o caso E

Ao empregar diversos IFs, existe uma chance menor de algum indicar uma falha equivocada ou não atuar, porém a um custo superior. Dessa maneira, considera-se que a equipe tem as informações suficientes e verdadeiras para localizar precisamente a falha. Conseqüentemente, o trecho percorrido é o mais direto e equivalente em horas e DEC ao caso B.

4.7.3 Resultados obtidos para o caso E

Sendo equivalente ao caso B conforme Tabela 13, ainda que seja elevada a confiabilidade das informações, esta implementação elevaria significativamente os custos como será descrito nas próximas seções.

TABELA 13: Resultados obtidos no caso E

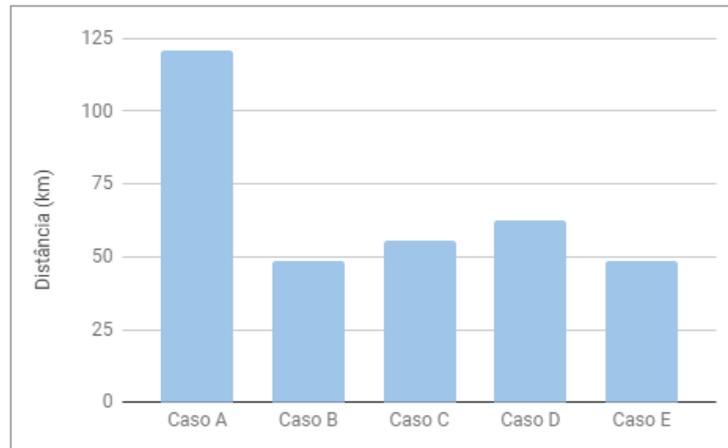
Distância total (km)	Tempo total (h)	DEC (h)
48,3239	1,611	1,611

FONTE: Os autores, 2019

4.8 COMPARAÇÃO DA METODOLOGIA APRESENTADA ENTRE OS CASOS

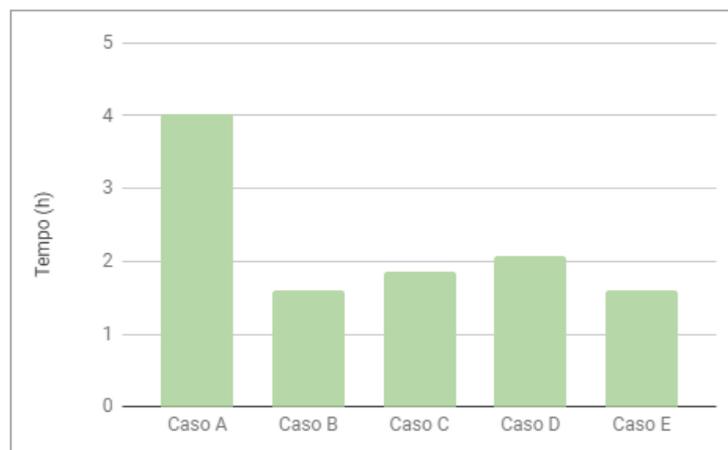
Conforme apresentado na seção 4.7, é possível realizar a comparação dos dados mais relevantes para todos os casos: distância total percorrida até a falha, horas de interrupção e o consequente DEC associado, conforme Figuras 46, 47 e 48 respectivamente.

FIGURA 46: Comparação da distância total entre os casos

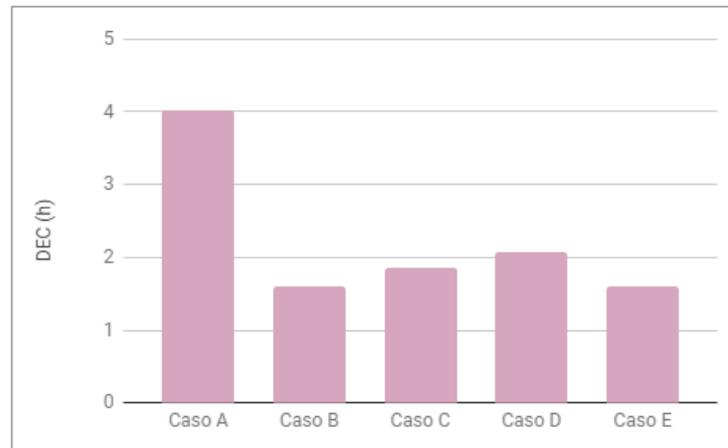


FONTE: Os autores, 2019

FIGURA 47: Comparação do tempo total da falha entre os casos



FONTE: Os autores, 2019

FIGURA 48: Comparação do DEC entre os casos

FONTE: Os autores, 2019

4.9 VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA

4.9.1 Custo da equipe de manutenção

Os custos mensais associados à operação de uma equipe de manutenção podem ser estimados, segundo licitação da COPEL, para serviços de manutenção preventiva e corretiva, serviços comerciais e emergenciais no sistema de distribuição de energia elétrica, com base em Curitiba. A licitação “SGD180747” ocorreu em 11/02/2019 com abrangência nacional pela modalidade de pregão eletrônico.

O edital completo está disponível na página da distribuidora e conta com todas as informações pertinentes como o contrato, documentos necessários, qualificações, glossário, detalhes da execução dos serviços, entre outros. Para a execução dos serviços propostos, a licitação prevê equipe de 2 elementos e caminhonete 4X2 com cesto aéreo, como mostrado na Figura 49 e Figura 50.

FIGURA 49: Exemplo do veículo proposto na licitação



FONTE: Copel, 2019

FIGURA 50: Exemplo da atuação da equipe com cesto aéreo



FONTE: Copel, 2019

Já a definição de todos os custos associados é fornecida em seu anexo V do edital, conforme Figura 51, onde os custos são estratificados por mão de obra, veículo, equipamentos e ferramentas, transmissão de dados, voz e imagens, supervisão e administração e benefícios e despesas indiretas.

FIGURA 51: Preço mensal da equipe de manutenção

A - Custo com Mão de Obra		Total
A1 - Custo Fixo Mensal		
A1.1	Remuneração com Periculosidade	R\$ 3.980,98
A1.2	Encargos Sociais	R\$ 2.710,57
A1.3	Benefícios	R\$ 1.590,00
A1.4	Uniformes e EPIs	R\$ 1.635,64
A1.5	Treinamento e Qualificação	R\$ 51,27
A1.6	Remuneração Capital de Giro	R\$ 175,90
A1	Total A1 - custo fixo mensal com mão de obra (A1.1+A1.2+A1.3+A1.4+A1.5+A1.6)	R\$ 10.144,36
A2 - Custo Variável Mensal		
A2.1	Horas Extras com periculosidade	R\$ 1.520,01
A2.2	Sobreaviso	R\$ 1.316,34
A2.3	Encargos Sociais	R\$ 1.931,21
A2	Total A2 - custo variável mensal com mão de obra (A2.1+A2.2+A2.3)	R\$ 4.767,56
A	Total A - custo mensal com mão de obra (A1+A2)	R\$ 14.911,92
B - Custo com Veículo		Total
B1 - Custo Fixo Mensal		
B1.1	Licenciamento, ipva, seguro obrigatório	R\$ 113,04
B1.2	Depreciação	R\$ 606,29
B1.3	Remuneração Investimento	R\$ 1.151,96
B1.4	Lavagem e Limpeza	R\$ 50,00
B1.5	Remuneração Capital de Giro	R\$ 2,83
B1	Total B1 - custo fixo mensal (B1.1+B1.2+B1.3 B1.4+B1.5)	R\$ 1.924,12
B2 - Custo Variável Mensal		
B2.1	Pneus	R\$ 176,07
B2.2	Combustível	R\$ 910,99
B2.3	Lubrificantes	R\$ 71,01
B2.4	Manutenção Mecânica e Elétrica	R\$ 571,59
B2.5	Remuneração Capital de Giro	R\$ 22,77
B2	Total B2 - custo variável mensal (B2.1+B2.2+B2.3+B2.4+B2.5)	R\$ 1.752,43
B	Total B - custo mensal com veículo (B1+B2)	R\$ 3.676,55
C - Custo com Equipamentos e Ferramentas		Total
Custo Fixo Mensal		
C1 - Depreciação		
C1.1	Equipamentos 120 meses	R\$ 1.084,89
C1.2	EPC's vida útil média de 12 meses	R\$ 294,40
C1.3	EPC's vida útil média de 60 meses	R\$ 468,97
C1	Total C1 - custo fixo mensal (C1.1+C1.2+C1.3)	R\$ 1.848,26
C2 - Renuneração		
C2.1	Remuneração do investimento	R\$ 1.537,65
C2	Total C2 - custo fixo mensal (C2.1)	R\$ 1.537,65
C3 - Custo Variável nas horas operando da cesta aérea		
C3.1	Combustível	R\$ 774,80
C3.2	Manutenção	R\$ 212,26
C3.3	Remuneração capital de giro	R\$ 19,37
C3	Total C3 - custo variável mensal (C3.1+C3.2+C3.3)	R\$ 1.006,43
C	Total C - Custo com Equipamentos e Ferramentas mensal (C1+C2+C3)	R\$ 4.392,34
D - Custo Mensal para transmissão de dados, voz e imagens		Total
Custo Fixo Mensal		
D1	Pacote de serviços de comunicação móvel para transmissão de dados e voz com Internet 4G	R\$ 99,99
D2	Depreciação do equipamento e acessórios	R\$ 31,21
D3	Remuneração do Investimento	R\$ 7,12
D4	Pacote de serviços de videomonitoramento	R\$ 307,00
D5	Pacote de serviços gerenciamento Frota (Tipo CDV)	R\$ 75,00
D	Total D - custo fixo mensal (D1+D2+D3+D4+D5)	R\$ 520,32
E - Custo com Supervisão e Administração		Total
E	Custo com supervisão e administração	R\$ 1.260,07
F - Custo do Serviço		Total
F	Custo do Serviço (A+B+C+D+E)	R\$ 24.761,20
G - Benefícios e Despesas Indiretas - BDI		Total
G	O BDI deve compreender: eventuais despesas financeiras; o lucro; a tributação incidente na prestação dos serviços e a incerteza do negócio (em razão de paralisações na execução dos serviços, perdas excessivas de materiais, perdas de eficiência de mão de obra, condições climáticas atípicas, entre outros fatores).	R\$ 4.756,56
H - Preço Mensal da Equipe		Total
H	Preço Mensal da Equipe (F+G)	R\$ 29.517,76

FONTE: COPEL, 2019

Isto posto, é possível estimar o custo por hora mensal (dado em R\$ por hora) de uma equipe de manutenção, através do quociente entre o preço mensal da equipe e o total de horas trabalhadas segundo a equação 13. Conforme o edital e considerando um mês com 4 semanas e

que a equipe trabalhe 44 horas semanais (salvo condições excepcionais), tem-se o total de 176 horas.

$$\text{Custo por hora} = \frac{\text{Custo total do serviço}}{\text{Horas trabalhadas}} = \frac{29.517,76}{176} = \text{R\$ } 167,71/\text{h} \quad (13)$$

4.9.2 Custo da energia não vendida

Para a avaliação dos casos propostos, além da falha na rede e sua manutenção corretiva propriamente dita, deve-se também considerar que inúmeros consumidores deixarão de consumir energia por muitas horas. Esse fato reflete diretamente na energia que deixou de ser vendida pela distribuidora, ou seja, quanto mais rápido e efetivo for o reestabelecimento da rede, mais energia será novamente demandada pelos consumidores.

Considerando a Copel e suas respectivas tarifas vigentes, bem como que para todo o estudo de caso trata-se apenas de consumidores residenciais, segundo Resolução Homologatória ANEEL 2.402 de 19 de junho de 2018, o subgrupo de consumidores em questão se enquadra na modalidade tarifária convencional residencial B1, conforme Figura 52. Cabe citar que os valores são expressos em R\$/kWh.

FIGURA 52: Tarifa Copel residencial B1

CONVENCIONAL	Resolução ANEEL Nº 2.402, de 19 de junho de 2018	
Tarifa em R\$/kWh	Resolução ANEEL	com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
B1 - Residencial	0,50752	0,76897
Vigência em 24/06/2018		

FONTE: COPEL, 2019

Dessa forma, com o consumo médio residencial citado na seção 4.1 (0,458 kW), é possível inferir para cada caso analisado o montante de energia não vendida associado ao tempo de interrupção e, conseqüentemente, os custos da energia não vendida conforme equação 14.

$$\text{Energia não vendida} = \text{Consumidores atingidos} * \text{Consumo médio} * \text{Tarifa} * \text{Horas}$$

$$\text{Energia não vendida} = 3866 * 0,458 * 0,76897 * \text{Horas (R\$)} \quad (14)$$

4.9.3 Custo da aquisição do IF

Dentre os modelos abordados na Tabela 4 na seção 3.14, foi utilizado como referência para a análise econômica o AR360 da SEL mostrado na Figura 53. Este modelo é aplicável em linhas de distribuição aéreas de 4160V até 34,5kV, contando com ajuste automático referente à corrente da rede e possui autonomia de 1800 horas de sinalização. A base de preço de aquisição do dispositivo, disponibilizado pelo próprio fabricante em sua página virtual, é de 222,00 Dólares Americanos (SEL, 2019).

FIGURA 53: Modelo AR360



FONTE: SEL, 2019

Para efeito da comparação direta com os demais custos, o valor do IF é convertido ao Real Brasileiro. Tomando por base os valores fornecidos de cotação no fechamento pelo Banco Central do Brasil, foi calculada a média do valor de venda do Dólar comercial, no mês de maio de 2019, resultante em R\$ 4,00 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019). Consequentemente, o custo de aquisição dos dispositivos pode ser descrito na equação 15.

Para analisar o custo de aquisição mais próximo da realidade, foi adicionado o pagamento Imposto de Importação aplicando a alíquota de 60%, conforme Portaria MF Nº 156 da Receita Federal (1999). Cabe também salientar que, por se tratar de um dispositivo monofásico, cada ponto indicado nos diagramas representa a instalação de 3 IFs.

Custo aquisição = Número de IFs * Valor em dólar * Conversão * 3 IFs por ponto * Alíquota

$$\text{Custo aquisição} = \text{Número de IFs} * 222 * 4 * 3 * 1,6 \text{ (R\$)} \quad (15)$$

4.9.4 Custo da instalação do IF

Para a composição dos custos relacionados à instalação dos IFs na rede de distribuição, para todos os casos considera-se o mesmo custo por hora descrito na subseção 4.8.1, porém a

premissa adotada é que a equipe de manutenção necessita de um dia de trabalho completo (8 horas) para realizar a completa instalação dos IFs no ponto escolhido. Desse modo, para cada IF instalado, o custo relacionado será dado pela equação 16.

$$\text{Custo instalação} = \text{Pontos de instalação} * \text{Horas trabalhadas} * \text{Custo por hora}$$

$$\text{Custo instalação} = \text{Pontos de instalação} * 8 * 167,71 \text{ (R\$)} \quad (16)$$

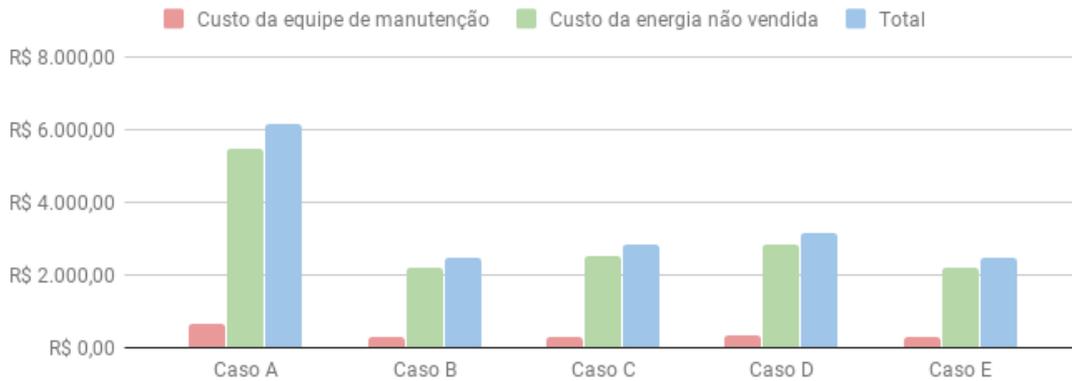
4.9.5 Custos totais

Com a composição proposta nas subseções anteriores, a comparação entre os custos totais é demonstrado na Tabela 14, assim como nas Figuras 54 e 55.

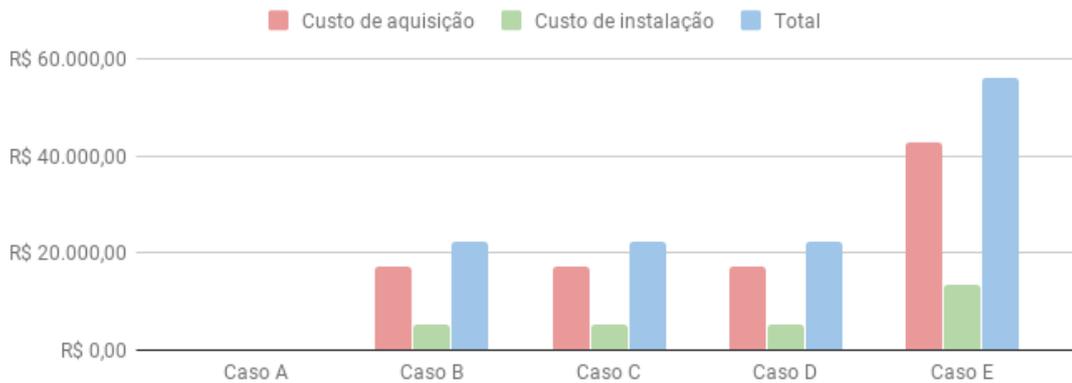
TABELA 14: Custos totais

	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E
Equipe de manutenção	R\$ 674,53	R\$ 270,18	R\$ 311,61	R\$ 348,17	R\$ 270,18
Energia não vendida	R\$ 5.476,19	R\$ 2.193,47	R\$ 2.529,78	R\$ 2.826,60	R\$ 2.193,47
Total	R\$ 6.150,72	R\$ 2.463,65	R\$ 2.841,38	R\$ 3.174,76	R\$ 2.463,65
Aquisição do IF	R\$ 0,00	R\$ 17.049,60	R\$ 17.049,60	R\$ 17.049,60	R\$ 42.624,00
Instalação do IF	R\$ 0,00	R\$ 5.366,72	R\$ 5.366,72	R\$ 5.366,72	R\$ 13.416,80
Total	R\$ 0,00	R\$ 22.416,32	R\$ 22.416,32	R\$ 22.416,32	R\$ 56.040,80

FONTE: Os autores, 2019

FIGURA 54: Comparação dos custos associados à ocorrência de falhas

FONTE: Os autores, 2019

FIGURA 55: Comparação dos custos para implementação dos IFs

FONTE: Os autores, 2019

4.9.6 Viabilidade da iniciativa

Para a definição da viabilidade econômica da instalação dos IFs na rede de distribuição, a distribuidora deve analisar todos os custos pertinentes conforme descrito ao longo da seção 4.9. Primeiramente deve-se definir o investimento inicial e de que forma o projeto irá se representar economicamente viável, ou seja, o momento em que o retorno econômico seja maior ou igual do que o montante investido.

Dessa forma, para a definição de todas as receitas e despesas, a viabilidade do projeto se dá pela comparação entre os casos A e B, onde não há e há a presença dos IFs na rede em questão, respectivamente. Todos os custos desenvolvidos na seção 4.9 representa que o montante inicial ou despesas do projeto se dividem basicamente em: aquisição e instalação dos dispositivos.

Quanto às receitas ou benefícios, para esse estudo de caso foi apresentado o real ganho de tempo na localização das falhas. Isso representa que a energia será restabelecida para

todos os consumidores envolvidos mais rapidamente, assim como o custo por hora da equipe de manutenção reduz drasticamente. Conseqüentemente, o fato da energia ser novamente consumida ou faturada e que a equipe de manutenção percorra o menor trecho possível resulta em um fluxo financeiro positivo para cada interrupção subsequente.

Com a informação das receitas e despesas, é possível estimar o fluxo de caixa da iniciativa - o balanço financeiro de entradas e saídas tomando por base o investimento inicial - para cada falha conforme Figura 56. Para esta estimativa é considerado:

- Despesa inicial ou investimento: soma da aquisição e instalação dos IFs conforme equação 17.

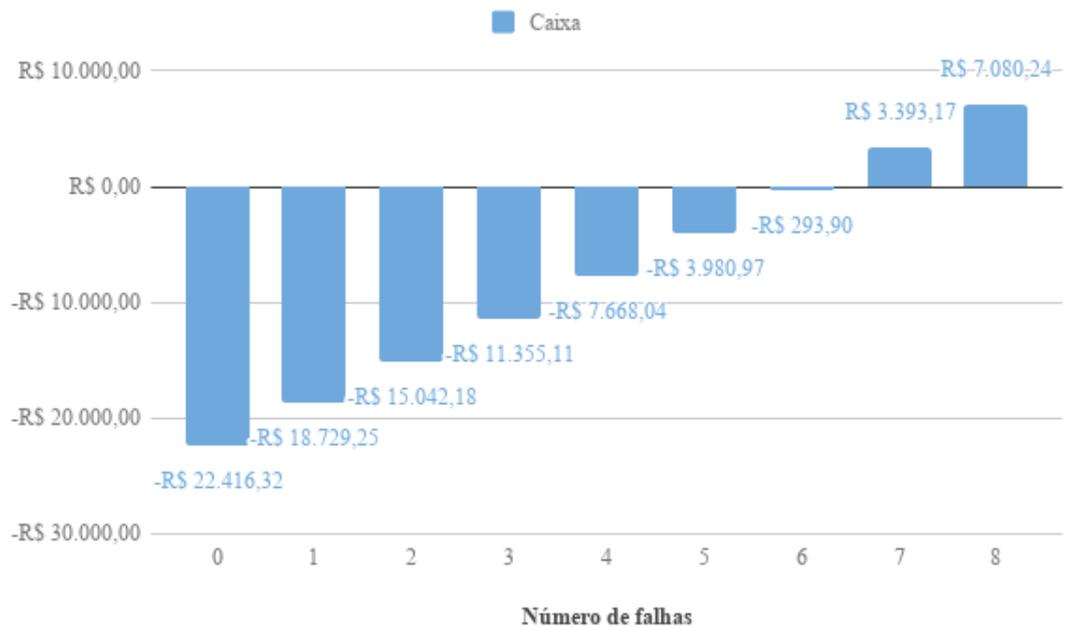
$$\text{Investimento} = \text{R\$ } 17.049,60 + \text{R\$ } 5.366,72 = \text{R\$ } 22.416,32 \quad (17)$$

- Receitas: Considerando que, para uma falha permanente, a distribuidora local tenha que empreender o custo da equipe de manutenção e não receber pela energia dos consumidores afetados, se forem implementados IF na linha tais custos serão reduzidos. Portanto, as receitas para o fluxo de caixa são compostas pela diferença que é gerada ao desprender menos capital com manutenção e deixar de receber menos pela energia não entregue, conforme equação 18.

$$\text{Custos caso A: R\$ } 674,53 + \text{R\$ } 5.476,19 = \text{R\$ } 6.150,72$$

$$\text{Custos caso B: R\$ } 270,18 + \text{R\$ } 2.193,47 = \text{R\$ } 2.463,65$$

$$\text{Diferença: R\$ } 6.150,72 - \text{R\$ } 2.463,65 = \text{R\$ } 3.687,07 \quad (18)$$

FIGURA 56: Fluxo financeiro pela aplicação de IF

FONTE: Os autores, 2019

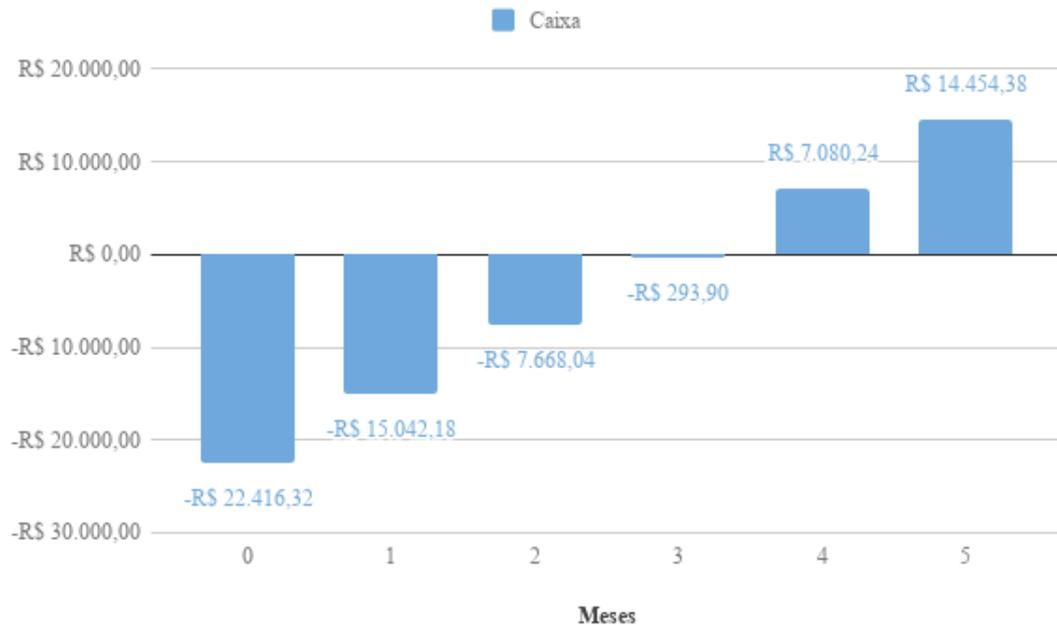
4.9.7 *Payback* com taxa de 2 falhas por mês

A fim de estimar um tempo para a viabilidade do projeto, é necessário estimar uma taxa de falhas por mês ou por ano da rede em questão. Dessa forma, a premissa utilizada foi a de 2 falhas por mês para então avaliar o fluxo de caixa mensalmente de acordo com a redução dos custos para cada falha que ocorrer, conforme equação 19 e Figura 57.

$$\textit{Payback} \text{ mensal} = \text{Diferença} * \text{falhas no mês}$$

$$\textit{Payback} \text{ mensal} = 3.687,07 * 2 = \text{R\$ } 7.374,14 \quad (19)$$

FIGURA 57: Fluxo financeiro mensal com 2 falhas no mês



FONTE: Os autores, 2019

4.10 CONCLUSÕES PARCIAIS DO CAPÍTULO

Dado o histórico dos indicadores de qualidade e mostrado a necessidade constante de melhorias, a metodologia foi proposta considerando uma rede fictícia para o desenvolvimento dos estudos de caso. De acordo com as premissas e definições das distâncias, tempos, cargas assim como a presença da GD no sistema, foi possível realizar os casos descritos de A até E.

Para cada caso, foi definido o DEC para posteriormente atrelar esse parâmetro com a comparação dos custos envolvidos para casos A e B, ou seja, casos em que a rede possui ou não a informação dos IFs. É evidente a diferença de distância percorrida, tempo para localização da falha, DEC calculado para os consumidores da rede e o impacto econômico.

Apesar do investimento inicial, para cada falha que ocorra na rede, o fluxo financeiro se dá pela progressão do número de falhas e não do tempo envolvido, uma vez que primeiramente não foi definida uma taxa de falhas mensais e/ou anuais. Desse modo, há uma contribuição positiva para cada falha que ocorra até que o investimento se torne viável, isto é, o montante inicial é compensado pela energia faturada mais rapidamente com um tempo menor de atuação da equipe de manutenção. Com isso, o *payback* se dá a partir da sétima falha. Posteriormente, com a definição arbitrária de 2 falhas por mês na rede, é possível estimar o tempo de *payback* do projeto. Para esse caso, o projeto se torna viável a partir do quarto mês em operação.

5 CONCLUSÃO

Inevitavelmente a atualização do sistema elétrico, desde a geração até a transmissão e distribuição de energia elétrica, cada vez mais se direciona para a maior presença da automação, controle e sensoriamento. Esse avanço traz a possibilidade de pesquisa e desenvolvimento nas mais diversas áreas, como a aplicação de softwares e produtos mais sofisticados e progressivamente confiáveis e precisos.

As *Smart Grids* deixam de ser projetos pilotos que simulam redes de cidades futuristas, e passam a ser projetos que já passaram da fase de concepção e planejamento e são implementados em inúmeras cidades pelo mundo nos mais diversos níveis. Medições inteligentes bidirecionais, geração distribuída e indicadores de falta: tudo interligado, automatizado e eficiente.

Os IFs, por sua vez, representam um importante alicerce da automatização das redes de distribuição e a consequente implantação da rede inteligente, visto que os sensores atuam no fornecimento de dados em tempo real do sistema e se comunicam com os centros de operação. Nesse cenário, as concessionárias têm a oportunidade de melhoria de atuação, estabilidade e qualidade no fornecimento de energia.

Atualmente há muitos fabricantes de dispositivos indicadores de falta. Estes apresentam diversas funcionalidades como parâmetros de ajuste e *reset*, formas de instalação, sinalização, comunicação, e assim por diante. Porém, é recomendado um exaustivo estudo sobre os circuitos envolvidos e do sistema em geral. Detalhes não levados em consideração, como por exemplo um ponto com má visibilidade na sua alocação, podem comprometer o projeto.

No cenário descrito no Capítulo 2 como o estado da arte das redes (ou cidades) inteligentes, é evidente que a evolução será um processo longo e contínuo que envolve não somente a tecnologia, mas também o âmbito social, comercial, governamental, entre outros. Porém, as perspectivas para os próximos anos trazem uma infinidade de expectativas de pesquisa e desenvolvimento para as universidades e a indústria.

Com base nas informações levantadas de todo o embasamento teórico nos três primeiros capítulos, foi aplicado os IFs e avaliado, entre outras variáveis, seu importante impacto no índice de continuidade DEC. Por meio dos 5 casos analisados, foi possível constatar que a aplicação desses dispositivos, ainda que com um custo inicial elevado, traz significativos benefícios para a distribuidora e consumidores ao diminuir o tempo de restabelecimento.

Após mostrado principalmente o tempo e o DEC para cada caso, assim como os custos envolvidos tanto no investimento inicial como na progressiva diminuição do prejuízo associado às falhas, o *payback* resultante foi de 7 falhas ou 4 meses. Todavia, esse resultado poderia ter maior impacto econômico visto que diversas premissas não foram consideradas. Adversidades climáticas, trânsito nas grandes cidades, longas distâncias rurais, além da potencial multa aplicável pela ANEEL ao ultrapassar os limites homologatórios.

Embora diversas tecnologias das mais antigas para as mais atuais, como a aplicação da combinação de disjuntores e chaves seccionadoras até a reconfiguração e auto-restabelecimento sejam essenciais para manter a integridade da rede, os IFs se mostram uma poderosa ferramenta sobretudo para casos críticos. Na eventual ocorrência de uma falha permanente, a qual necessita a intervenção humana o mais rápido possível,

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se qualificar com o atual e possíveis futuros cenários da GD, onde a complexidade na diversidade da geração de energia irá requisitar cada vez mais segurança e confiabilidade. Ainda podem ser analisados cenários mais complexos, considerando situações envolvendo o mapa das ruas e rodovias que envolvem a rede, possíveis cenários climatográficos que prejudiquem a restauração, além da utilização de outros índices financeiros.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennard. Distributed Generation: a definition. **Electric Power Systems Research** Volume 57, p. 195-204, 2001. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779601001018>. Acesso em: 21 set. 2018.

ALMEIDA, M. C. de; COSTA, F.F.; XAVIER-DE-SOUZA, S.; SANTANA, F. Optimal placement of faulted circuit indicators in power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Volume 81, p. 699-706, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610002737>. Acesso em: 8 jun. 2018;

AMARAL, Fabio; DALMOLIN, Carla; BOCCHI, Nerilso; BIAGGIO, Sonia; ROCHA FILHO, Romeu. Desenvolvimento de Eletrólitos Gelificados a partir do Copolímero PAN/PVA para uso em Baterias de Lítio. **8º Congresso Brasileiro de Polímeros**. 2005. Disponível em: <https://www.ipen.br/biblioteca/cd/cbpol/2005/PDF/165.pdf>. Acesso em: 01 nov. 2018.

ANEEL (Brasil). **Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>. Acesso em: 16 out. 2017.

ANGERER, Francis M. New Developments in Faulted Circuit Indicators Help Utilities Reduce Cost and Improve Service. Charleston: **IEEE Rural Electric Power Conference**, 2008. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4520135/>. Acesso em: 22 mai. 2018.

ARGOS SYSTEM. **Worldwide tracking and environmental monitoring by satellite**. Disponível em: <http://www.argos-system.org/>. Acesso em: 08 nov. 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Fechamento diário do dólar. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/fechamentodolar>. Acesso em: 07 jun. 2019.

BARBOSA, EMDS; SILVA, D.; MELO, R. Sistema fotovoltaico conectado à rede com baterias-Sistema UFPE-BRASIL. **Avances em Energías Renovables y Meio Ambiente**, v. 11, n. 1, p. 77-83, 2007. Disponível em: <https://www.mendoza-conicet.gob.ar/asades/modulos/averma/trabajos/2007/2007-t004-a011.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2018.

BRASIL. PORTARIA MF Nº 156. 1999. Disponível em: <http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?idAto=23977&visao=anotado>. Acesso em: 10 maio 2019.

BRASIL. CASA CIVIL. SUBCHEFIA PARA ASSUNTOS JURÍDICOS. Código de Trânsito Brasileiro. 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19503compilado.htm. Acesso em: 27 maio 2019.

BISDIKIAN, Chatschik. An overview of the Bluetooth wireless technology, in **IEEE Communications Magazine**, vol. 39, no. 12, p. 86-94, Dec. 2001. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/968817/>. Acesso em: 02 nov. 2018.

BJERKAN, Eilert. Efficient fault management using remote fault indicators. **CIREN – The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution**, p.1-4, Prague, 2009.

CEBRIAN, J. C. A.; MATSUO, N.; FONTANA, C.; VASCONCELOS, G.; KAGAN, N.; SUEMATSU, A. **Sistema de gerenciamento inteligente e suporte a operação de redes de energia**. CBQEE, Santos- São Paulo, ago. 2007.

CEMIG (Org.). **Redes Inteligentes**. 2018. Disponível em: http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/sustentabilidade/nossos_programas/Redes_Inteligentes/Paginas/as_redes_inteligentes.aspx. Acesso em: 01 jun. 2018.

COPEL. **Edital Pregão Eletrônico COPEL DIS SGD180747/2018**. 2019. Disponível em: <https://www.licitacoes-e.com.br/aop/documentos/L-753420/001SGD180747.PDF>. Acesso em: 26 abr. 2019.

COOPER. **Fault Indicators**. 2018. Disponível em: http://www.cooperindustries.com/content/public/en/power_systems/products/overhead_distributionequipment/fault_indicators.html Acesso em: 10 maio 2018.

CORREA. **Probabilidade e Estatística**. 2003. Disponível em: http://estpoli.pbworks.com/f/livro_probabilidade_estatistica_2a_ed.pdf Acesso em: 05 nov 2018.

CULLER, Megan; DAVIS, Katherine. Toward a sensor trustworthiness measure for grid-connected IoT-enabled smart cities. Austin: **IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)**, p. 168-171, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8373621/>. Acesso em: 02. jun. 2018.

ELETROPAULO. **Projeto Rede Inteligentes: Smart Grid**. Disponível em:

<http://www.smartgridaeseletropaulo.com.br/Paginas/Home.aspx>. Acesso em: 29 maio 2018.

EL-KHATTAM, Walid; SALAMA, Magdy. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, Volume 71, p. 119-128, 2004. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779604000240>. Acesso em: 21 set. 2018.

FALCÃO, Djalma M. Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid. Curitiba: **SBSE**, 2010. Disponível em: http://www.eletrica.ufpr.br/odilon/te061/artigo_SMART_GRID_SBSE2010_DjalmaFalcao.PDF. Acesso em: 23 out. 2017.

FEIGHT, Laurence V. Faulted Circuit Indicator with fault characteristic detection and display. **United States Patent Application Publication US 2009/0219164 A1**. 2009. Disponível em: <https://patentimages.storage.googleapis.com/b4/9a/36/5f483c42884471/US20090219164A1.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2018.

HORSTMANN. **Short-Circuit Indicators for Overhead lines**. 2018. Disponível em: <https://www.horstmannmbh.com/products/short-circuit-and-earth-fault-indicators/short-circuit-indicators-for-overhead-lines>. Acesso em: 09 maio 2018.

IEEE (Org.). IEEE Benchmark Year 2017 Results for 2016 Data. **General Meeting Distribution Reliability Working Group**, Chicago. 2017. Disponível em: <http://grouper.ieee.org/groups/td/dist/sd/doc/Benchmarking-Results-2016.pdf>

IEEE PES (Org.). **IEEE 34 Node Test Feeder**. 2010. Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 01 maio 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (Org.). **Technology Roadmap: Smart Grids**. Paris: IEA, 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (Org.). **IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**. Nova York: IEA, 2012.

JIAN, Li; YU-LIN, Qi. Design of communication system for multiterminal travelling wave fault location scheme in distribution network based on GPRS network, 2011 **IEEE 3rd International Conference on Communication Software and Networks**, Xi'an, 2011, p. 281-284. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6014270/>. Acesso em: 29 out. 2018.

KORENEVA, Ekaterina. **Evaluation of practical experience of fault indicator performance in medium voltage networks**. CIRED - Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, p. 1117-1119, 2017. Disponível em:

<https://ieeexplore.ieee.org/document/8315651/>. Acesso em: 25 mai. 2018.

KRAUTER, Stefan; DEPPING, Thomas. Satellite monitoring system for remote PV-systems. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002., New Orleans, LA, USA, 2002, p. 1714-1717. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=arnumber=1190951isnumber=26685>. Acesso em: 08 nov. 2018.

LAVRIC, Alexandru; POPA, Valentin. Internet of Things and LoRa™ Low-Power Wide-Area Networks: A survey, 2017 International Symposium on Signals, Circuits and Systems (ISSCS), Iasi, 2017, p. 1-5. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=arnumber=8034915isnumber=8034855>. Acesso em: 12 nov. 2018.

LEWIS, Laurel. Traveling Wave Relations Applicable to Power-System Fault Locators, in **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, vol. 70, no. 2, p. 1671-1680, 1951. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=arnumber=5060615isnumber=5060535>. Acesso em: 19 nov. 2018.

LIASI, Sahand Ghaseminejad; BATHAEE, Seyed Mohammed Taghi. Optimizing Microgrid Using Demand Response and Electric Vehicles Connection to Microgrid. Tehran: **Smart Grid Conference (SGC)**, p. 1-7, 2017. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8308873/>. Acesso em: 10 jun. 2018.

LUIZ, Cicéli Martins. **AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO**. 2012. 154 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Ufmg, Belo Horizonte, 2012.

MACDOUGALL, William. **Electromobility in Germany: Vision 2020 and Beyond**. Disponível em: https://www.gtai.de/GTAI/Content/EN/Invest/_SharedDocs/Downloads/GTAI/Brochures/Industries/electromobility-in-germany-vision-2020-and-beyond-en.pdf?v=3. Acesso em: 14 jun. 2018.

MCDERMOTT-WELLS, Patricia. What is Bluetooth?, in **IEEE Potentials**, vol. 23, no. 5, p. 33-35, Dec. 2004-Jan. 2005. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1368913>. Acesso em: 06 nov. 2018.

MATHIAS, Luis Carlos. **Análise, Modelagem e Implementação de um Sistema de Comunicação via Rede Elétrica em Domótica**. 2013.

Dissertação do Programa de Pós-Graduação, UEL, Londrina. Disponível em: http://www.uel.br/pos/meel/disserta/2013_Luis%20Carlos%20Mathias-2011-1.pdf. Acesso em: 12 nov. 2018.

MENG, H; CHEN, S; GUAN, Y.L.; LAW, C.L.; SO, P.L.; GUNAWAN, E.; LIE T.T. A transmission line model for high-frequency power line communication channel, Proceedings. **International Conference on Power System Technology**, Kunming, China, 2002, p. 1290-1295 vol.2. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1047610/>. Acesso em: 12 nov. 2018.

MERLINE, M. Anto; VIMALATHITHAN, R. Smart city: Issues and research challenges in implementation. Singapore: **IEEE International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC)**, 2017, p. 263-266. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8038588/>. Acesso em: 15 mai. 2018.

MUENCH, Frank J.; WRIGHT, Gene A. Fault indicators: types, strengths and applications. **IEEE Power Engineering Review**, vol. PER-4, no. 12, p. 53-54, 1984. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5526242/>. Acesso em: 12 jun. 2018.

NORTROLL. **Line indicators**. 2018. Disponível em: <http://www.nortroll.no/products/linetroll/>. Acesso em: 09 maio 2018.

OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets). **RIIO-ED1 regulatory instructions and guidance: Annex F – Interruptions** Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/95354/annexfinterruptions-pdf>. Acesso em: 7 nov. 2017.

OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets). **Guide to the RIIO-ED1 electricity distribution price control** Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/guide_to_riioed1.pdf. Acesso em: 15 nov. 2017.

OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets). **RIIO-ED1 Annual Report 2016-2017** Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/12/riio-ed1_annual_report_2016-17.pdf. Acesso em: 10 nov. 2017.

PENG, Feijin; QINCHENG, Yuan; LIU, Yue. Research and application of new type fault indicator in smart distribution grid. Shenzhen: **China International Conference on Electricity Distribution (CICED)**, p. 67-69, 2014. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6991664/>. Acesso em: 19. mai 2018.

PIMENTA, Cassio Marinho. Modelagem de Cenários de Armazenamento

de Energia com Deslocamento de Carga. 2015. 90 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Desenvolvimento de Tecnologia,, Área de Concentração de Sistemas Energéticos Convencionais e Alternativos, Instituto de Tecnologia Para O Desenvolvimento, Curitiba, 2015. Disponível em: <http://sistemas.lactec.org.br/mestrado/dissertacoes/arquivos/CassioPimenta.pdf>. Acesso em: 27 maio 2019.

RUFATO JUNIOR, Elói. **Aplicação de sistema especialista para localização de defeitos em redes de distribuição.** 2016. 104 f. Tese (Doutorado) - Curso de Sistemas de Potência, Usp, São Paulo, 2015. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-25052016-110422/pt-br.php>. Acesso em: 02 jun. 2018.

RUFER, Alfred; BARRADE, Philippe. A supercapacitor-based energy-storage system for elevators with soft commutated interface, in **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 38, no. 5, p. 1151-1159, Sept.-Oct. 2002. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1035161>. Acesso em: 11 nov. 2018.

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) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

SEL. **Sensores e indicadores de falta.** 2018. Disponível em: <https://selinc.com/pt/products-section/fault-indicators-sensors/>. Acesso em: 09 maio 2018.

SEMTECH. **Semtech LoRa Technology Overview.** 2018. Disponível em: <https://www.semtech.com/lora>. Acesso em: 12 nov. 2018.

SCHNEIDER. **Indicador de falha para redes aéreas.** 2018. Disponível em: <https://www.schneider-electric.com.br/pt/product-range-presentation/959-easergy-flite>. Acesso em: 09 maio 2018.

SHAH, Nisarg; SUNDAR, S. Smart Electric Meter Using LoRA Protocols and lot applications, 2018 **Second International Conference on Electronics, Communication and Aerospace Technology (ICECA)**, Coimbatore, 2018, p. 1178-1180. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=arnumber=8474749isnumber=8474542>. Acesso em: 14 nov. 2018.

SHI, Hua; NING, Fan; LI, Wei; GULLIVER, Aaron. Cooperative

communications and mesh networks for the smart grid data backhaul, 2013 **IEEE Pacific Rim Conference on Communications, Computers and Signal Processing (PACRIM)**, Victoria, BC, 2013, p. 313-317. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=arnumber=6625495isnumber=6625428>. Acesso em: 10 nov. 2018.

STRINGFIELD, T. W., MARIHART, D. J., STEVENS, R. F. Fault Location Methods for Overhead Lines, in **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**. Part III: Power Apparatus and Systems, vol. 76, no. 3, p. 518-529, 1957. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=arnumber=4499601isnumber=4499481>. Acesso em: 19 nov. 2018.

VUKOJEVIC, Aleksandar ; FREY, Paul; SMITH, Mike. Making a Smart Grid Case: Fault circuit indicators. Vancouver: **IEEE Power Energy Society General Meeting**, 2013, p. 1-5, 2013. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6672436/>. Acesso em: 22 mai. 2018.

WARD, D. A.; EXON, J. L. T. , Using Rogowski coils for transient current measurements, **Engineering Science and Education Journal**, vol. 2, no. 3, p. 105-113, 1993. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/222754> Acesso em: 14 nov. 2018

YONG, Taeseok; PARK, Chankook. A qualitative comparative analysis on factors affecting the deployment of electric vehicles. **Energy Procedia**, Volume 128, p. 497-503, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217339103>. Acesso em: 06 jun. 2018.

ZHANG, Yu; JIANG, Zhenhua; YU, Xunwei. Control Strategies for Battery/Supercapacitor Hybrid Energy Storage Systems, 2008 IEEE Energy 2030 Conference, Atlanta, GA, 2008, p. 1-6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4781031>. Acesso em: 11 nov. 2018.

ZHU, Xiaohui; LU, Xin; LIU, Dong; ZHANG, Bingda. An improved fault locating system of distribution network based on fuzzy identification, **CICED 2010 Proceedings**, Nanjing, 2010, p. 1-6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5735873>. Acesso em: 29 out. 2018.