

CENTRO UNIVERSITÁRIO DO SUL DE MINAS
ENGENHARIA ELÉTRICA
JEIZA PRADO BITTENCOURT

AUTOMAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Varginha
2016

JEIZA PRADO BITTENCOURT

AUTOMAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas - UNIS MG, como pré-requisito para a obtenção de grau de bacharel, sob orientação do Prof. Msc. Eduardo Henrique Ferroni.

**Varginha
2016**

JEIZA PRADO BITTENCOURT

AUTOMAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas UNIS MG, para a obtenção de grau de bacharel pela banca examinadora composta pelos membros:

Aprovado em / /

Prof. Msc Eduardo Henrique Ferroni

Prof.

Prof.

OBS:

Dedico este trabalho à minha eterna e amada
mãe, Maria Aparecida Bittencourt...

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pela vida e por caminhar sempre ao meu lado. Em especial para minha eterna mãe, Maria Aparecida Bittencourt, mulher guerreira e de fibra que me ensinou a sorrir e lutar mesmo nos momentos de dificuldade. Apesar de não estar presente, ilumina os meus passos e orienta as minhas decisões. Aos meus professores, pelos ensinamentos disseminados durante todos esses anos, em especial ao meu orientador Eduardo Henrique Ferroni, pelo seu grande conhecimento e pela sua confiança. Ao co-orientador Adilson Amaro da Silva, pela sua amizade, pelo seu incentivo, dedicação e paciência.

E a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu sincero, muito obrigado.

“A mente que se abre a uma nova ideia jamais
voltará ao seu tamanho original.”

Albert Einstein

RESUMO

Este trabalho tem objetivo principal o de analisar e verificar os impactos da automação em equipamentos de manobra e proteção das redes de distribuição. Quando se aplica a automação de equipamentos, busca-se principalmente a melhoria na qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias, no que tange os indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica dos sistemas de distribuição, tais como DEC (Duração Equivalente por Consumidor), FEC (Frequência Equivalente por Consumidor), Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE) e nos indicadores a eles associados, melhoria esta que proporciona vários benefícios para os consumidores e para as concessionárias reduzindo as multas geradas pelo descumprimento das exigências estabelecidas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) ou até mesmo a perda da concessão. A automação quando vista dentro do *smart grid* pode ser aplicada desde a simples condições de telecontrole e telecomando de equipamentos via *wi-fi* até a aplicação de conceitos mais complexos como o do *self healing* que é o restabelecimento ou reconfiguração automática das redes de distribuição, as quais utilizam algoritmos e *softwares* modernos. O trabalho mostra através de uma revisão bibliográfica e estudos de casos de coordenação da proteção os ganhos significativos nas melhorias dos indicadores de qualidade de serviços. Ganhos estes alcançados com a automação de religadores e sua aplicação em substituição a chaves de manobras (chaves faca).

Palavras-chave: Rede Distribuição. Indicadores de Qualidade. Religadores. Automação.

ABSTRACT

The main objective of this study is to analyze and verify the impact of automation on equipment and protection of distribution networks. When applying the automation of equipment, particularly the improvement in the quality of services provided by concessionaires, regarding the indicators of quality of supply of electrical energy distribution systems, such as DEC (Equivalent Duration by consumer/year), FEC (Equivalent Frequency by consumer/year), average time of customer service emergencies (TMAE) and associated indicators, this improvement that provides many benefits for consumers and utilities by reducing fines generated by non-compliance with the requirements established by ANEEL (the national electric energy agency) or even the loss of the concession. The Automation when viewed within the smart grid can be applied from the simple conditions of telecommand and telecontrol of equipment via wi-fi to the application of more complex concepts such as self healing which is restoring or automatic reconfiguration of distribution networks, which use modern software and algorithms. The work shows through a literature review and case studies for the coordination of protection the significant gains in improvement of quality of service indicators. These gains achieved with automation of autoreclosers and your application to replace the keys of maneuvers (knife).

Keywords: *Distribution Network. Quality indicators. Autoreclosers. Automation.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 - Sistema elétrico de potência	16
Figura 02 - Redes de distribuição	17
Figura 03 - Religador trifásico para redes de distribuição	18
Figura 04 - Redes de distribuição aérea - RDA.....	19
Figura 05 - Rede aérea convencional	20
Figura 06 - Redes de distribuição aéreas protegidas	21
Figura 07 - Rede aérea isoladas	21
Figura 08 - Redes de distribuição subterrâneas	22
Figura 09 - S&C Análise de uma falta em um religador convencional.....	31
Figura 10 - Curvas de operação fusível/relé.....	32
Figura 11 - Coordenação religador x seccionalizador	35
Figura 12 - Seccionalizadores trifásicos.....	35
Figura 13 - Seccionalizadores	36
Figura 14 - Religadores	36
Figura 15 - Disjuntor	37
Figura 16 - Chave-fusível.....	38
Figura 17 - Elo fusível.....	38
Figura 18 - Chave faca monopolar	39
Figura 19 - Chave faca tripolar.....	39
Figura 20 - Arquitetura smart grid.....	42
Figura 21 - Principais reclamações dos consumidores nos canais de atendimento da distribuidora (03/16 a 02/17)	45
Figura 22 - Índice de continuidade - FEC	45
Figura 23 - Índice de continuidade - DEC.....	46
Figura 24 - Histórico DEC	47
Figura 25 - Histórico FEC	47
Figura 26 - DEC estratificado 2015/2016	48
Figura 27 - Fatores impactantes (DEC/FEC)	48
Figura 28 - Painel de Desempenho das Distribuidoras de Energia Elétrica.....	50
Figura 29 - Indicadores (DECi e FECi) acumulado Jan/Abr 2017.....	50
Figura 30 - DEC Diário 04/04/2017	50
Figura 31 - FEC Diário 04/04/2017.....	51
Figura 32 - FSS (FEC Sustentado) acumulado Jan/Abr 2017	51
Figura 33 - Distribuição dos religadores trifásicos 2017 – 688.....	52
Figura 34 - Imagem do GDIS	53
Figura 35 - Imagem do GDIS	53
Figura 36 - Diagrama unifilar situação atual	54
Figura 37 - Diagrama unifilar situação após instalação de religadores.....	54
Figura 38 - Diagrama unifilar	57
Figura 39 - Configuração religador SBA - xOMINI.....	59
Figura 40 - Configuração algoritmo religador SBA - xOMINI.....	60

Figura 41 - RDO 31/12/2016.....	61
---------------------------------	----

LISTA DE QUADROS

Quadro 01 - Custo médio de instalação de religadores	52
Quadro 02 - Ocorrência religador 27F4 VGAU	55
Quadro 03 - Ocorrência VGAU.....	56
Quadro 04 - Ajustes dos equipamentos	57

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
RDA	Rede de Distribuição Aérea
RDS	Rede de Distribuição Subterrânea
XLPE	Polietileno Não Reticulado
PRODIST	Procedimento de Distribuição
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
VTCD	Variações de Tensão de Curta duração
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Consumidor
FIC	Duração de Interrupção Individual por Consumidor
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
TMAE	Tempo Médio de Atendimento as Ocorrências de Emergência
TMP	Tempo Médio de Preparação
TMD	Tempo Médio de Deslocamento
TME	Tempo Médio de Execução
N.D 3.1	Norma de Distribuição 3.1
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
TI	Tecnologia da Informação
THS	Tarifa Horo Sazonal
SFE	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade
VGAU	Varginha 1
VGAD	Varginha 2
FSS	FEC Sustentado
RDU	Rede de Distribuição Urbana
RDR	Rede de Distribuição Rural
RDO	Relatório Diário de Operação
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
P.O	Procedimento Operacional

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	16
2.1 Redes de distribuição	17
2.1.1 Redes aéreas convencionais.....	19
2.1.2 Redes aéreas compactas ou protegida	20
2.1.3 Redes aéreas isoladas.....	21
2.1.4 Redes subterrâneas	22
3 REGULAMENTAÇÃO	23
3.1 Prodist.....	23
3.1.1 Módulo 8	24
3.1.1.1 Qualidade de serviço	25
4 PROPÓSITOS PARA ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITOS	30
4.1 A importância de um sistema de proteção	30
4.1.1 Coordenação da proteção.....	32
5 EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA	33
5.1 Equipamentos de proteção em redes de distribuição	33
5.1.1 Modelos de equipamentos de proteção na rede de distribuição	34
5.1.1.1 Seccionadores	35
5.1.1.2 Religadores	36
5.1.1.3 Disjuntores.....	37
5.1.1.4 Chaves-fusíveis.....	37
5.2 Equipamentos de manobra em redes de distribuição	38
5.2.1 Modelos de equipamentos de manobra na rede de distribuição	38
5.2.1.1 Chaves facas ou seccionadoras.....	39
5.3 Automação.....	39
5.3.1 Smart grid	40
5.3.1.1 Características marcantes do smart grid (automação de redes).....	42
5.3.1.2 Arquitetura do smart grid	42
6 ESTUDO DE CASO	44

6.1 Cemig Distribuição	44
6.1.1 Painel de desempenho da Cemig D	44
6.1.1.1 Cemig D/ Conjunto Varginha 1 – S/E Varginha (VGAU).....	49
6.1.1.1.1 Painel de desempenho Varginha 1 – S/E Varginha (VGAU).....	49
6.2 Plano de Ações - Cemig D/ Conjunto Varginha 1 – S/E Varginha (VGAU)	51
6.3 Proposta para instalação de religador (telecomando via wi-fi)	52
6.3.1 Ocorrência anterior a execução da modificação proposta	55
6.3.2 Ocorrência posterior a execução da modificação proposta	55
6.3.3 Análise das ocorrências	56
6.4 Restabelecimento automático de sedes municipais – self healing descentralizado com 2 religadores – camada SCADA	56
6.4.1 Configurações do procedimento operacional (P.O)	57
6.4.1.1 Disparo – trigger: (condições)	58
6.4.1.2 Configurações do cálculo digital para disparo do trigger.....	58
6.4.1.3 Ocorrência com Operação do Plano Operacional – PO	60
6.4.1.4 Comandos ANEXO A	61
7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	62
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
ANEXO A	69
ANEXO B	73

1 INTRODUÇÃO

Quando se pensa em bens de consumo ou insumo para o setor produtivo, verifica-se que a energia elétrica a cada dia passa a ser um fator essencial na sociedade moderna.

A eletricidade como um dos principais insumos, depende a produção em unidades industriais, a aplicação em meios modernos de transportes em massa, a iluminação pública, os sistemas de telecomunicações, a segurança em centros urbanos, bens relacionados ao conforto e à qualidade de vida. Entretanto, sua falta, ou até mesmo pequenas interrupções em seu fornecimento (mesmo que em curto período), podem ocasionar grandes transtornos, tanto sociais quanto econômicos.

Os prejuízos econômicos, na grande maioria das situações oriundas das interrupções de energia elétrica, trazem grandes preocupações às concessionárias, bem como norteiam o desenvolvimento de novos procedimentos e equipamentos do setor de distribuição.

Este norte tem vários objetivos, dentre os quais se destacam:

- Minimizar os gastos ou até mesmo a perda da concessão pelo não cumprimento de metas de qualidade e confiabilidade estabelecidas pela agência reguladora;
- Ampliar as receitas através da redução dos índices de energia não vendida;
- Garantir o conceito de excelência da empresa distribuidora na qualidade do serviço prestado.

Este novo panorama e a complexidade das redes de distribuição motiva e justifica que o profissional de engenharia elétrica busque mais conhecimento sobre coordenação da proteção e automação de equipamentos aplicados nas redes elétricas.

Buscando atender à necessidade acima mencionada, e que está inserido este trabalho, o qual se propõe através de uma revisão bibliográfica e estudo de caso, verificar os impactos da automação em equipamentos de manobra e proteção das redes de distribuição, uma vez que constantemente novos equipamentos destinados às redes de distribuição (como relés, disjuntores, religadores) são desenvolvidos e aprimorados, apresentando resultados mais eficientes e precisos, respostas mais rápida e a possibilidade de agregar inúmeras funções, tais como, operação remota, medição de várias grandezas elétricas da rede (tensão, corrente, potência e direção de fluxo), sistemas de autodiagnóstico, alertas através de indicadores (visuais e sonoros), protocolos de comunicação que permitem integrar diversas tecnologias, etc.

2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O sistema elétrico de potência é definido como um conjunto de equipamentos e meios físicos que operam de maneira coordenada com a finalidade de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica aos consumidores, (Figura 01) atendendo a determinados padrões de qualidade, segurança, custos e de confiabilidade e disponibilidade sendo estes dois últimos importantes na avaliação de seu desempenho. A confiabilidade representando o tempo em que os componentes, partes ou sistemas realizam suas funções sem falhas. A disponibilidade é definida como a probabilidade que o sistema esteja operando adequadamente quando requisitado para uso. Estes padrões apresentando o mínimo impacto ambiental e o máximo de segurança (LEÃO, 2009).



Fonte: (ENGEHALL, 2017).

O armazenamento de energia elétrica em grande escala é inviável, por isso é necessário que o consumo seja realizado no momento de sua geração. Além disso, restrições técnicas e econômicas fazem com que as usinas geradoras de eletricidade sejam construídas, em geral, longe dos grandes centros consumidores (CHIPMAN, 1968 apud BENEDET, 2008). Surge então, a necessidade de um sistema de transporte de energia eficiente, para que os indivíduos de diferentes localidades possam usufruir da energia elétrica gerada a quilômetros de distância (TOLEDO, 1978 apud BENEDET, 2008).

O sistema de transporte é composto pelas linhas de transmissão, subtransmissão e distribuição. As tensões usuais de transmissão adotadas no Brasil, podem variar tensões maiores que 138 kV, incluindo neste intervalo as tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV. Os sistemas ditos de subtransmissão contam com níveis mais baixos de tensão, tais como 34,5 kV e 69 kV. Já no sistema de distribuição são utilizados níveis de tensão menores ou igual a 23 kV. A rede de distribuição ainda pode ser subdividida em distribuição primária (nível de média tensão - MT) ou distribuição secundária (USP, 2017).

O sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que também fiscaliza as concessionárias de energia com objetivo de manter a qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica e investimentos necessários para expansão e melhoria no sistema elétrico nacional (ANEEL, 2017).

Alguns componentes utilizados nos sistemas elétricos de potência são: os geradores, transformadores, linhas de transmissão e distribuição, disjuntores, religadores, chaves facas e fusíveis, para-raios, reles, medidores etc. (SILVA, 2014).

2.1 Redes de distribuição

De acordo com ANEEL em (2009) a distribuição é definida como o segmento do sistema elétrico de potência dedicado ao rebaixamento do nível de tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor final de acordo com a Figura 02.

Figura 02 - Redes de distribuição



Fonte: (PORTAL O DIA, 2015).

O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos tais como: transformadores e equipamentos diversos de medição, controle e proteção tais como religadores (Figura 03) que operam em níveis de tensão inferior a 34,5 kV, tendo também uma subdivisão entre média tensão ou tensão primária (as mais comuns 7,9 kV, 13,8 kV e 23 kV) e baixa tensão ou tensão secundária (tensões iguais ou inferior a 1 kV). Além das tensões mencionadas acima, grande parte das linhas de transmissão com tensão entre 69 kV e 138 kV são de responsabilidade das empresas distribuidoras. Essas linhas são também conhecidas no setor como linhas de subtransmissão (ANEEL, 2009).

Figura 03 - Religador trifásico para redes de distribuição



Fonte: (TAVRIDA ELECTRIC, 2012).

Ainda de acordo com ANEEL (2016) no Brasil atualmente existem 114 distribuidoras de energia elétrica, sendo que 63 são concessionárias, isto é agente titular de serviço público federal delegado pelo poder concedente mediante licitação/concorrência e 38 que são permissionárias (pessoa física ou jurídica detentora de autorização federal para execução de obras de transmissão ou distribuição de energia) e outras 13 cooperativas de eletrificação rural, que atuam sob autorização provisória e estão em processo de regularização para serem concessionárias ou permissionárias.

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), podemos dizer também que o sistema de distribuição de energia é tão complexo que se confunde com a própria topografia das cidades, devido sua grande extensão e ramificação ao

longo de ruas e avenidas com a finalidade de conectar fisicamente o sistema de transmissão (agora com níveis de tensão rebaixados), ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais da energia elétrica.

É de responsabilidade das distribuidoras a conexão, o atendimento e a entrega efetiva de energia elétrica ao consumidor. Portanto a energia distribuída é a energia efetivamente entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição, estas redes podem ser rede de tipo aérea (suportada por postes) - RDA (Rede de Distribuição Aérea) (Figura 04) ou de tipo subterrânea (com cabos ou fios localizados sob o solo, dentro de dutos subterrâneos) - RDS (Rede de Distribuição Subterrânea) (ABRADEE, 2017).

Figura 04 - Redes de distribuição aérea - RDA



Fonte: (PROGEL, 2017).

2.1.1 Redes aéreas convencionais

As redes aéreas convencionais foram desenvolvidas há cerca de 50-60 anos e são as mais utilizadas no Brasil. Caracterizam-se por possuírem condutores nus sob isoladores de porcelana ou vidro, são fixados em cruzetas de concreto ou madeira que estão distribuídos nos postes de concreto. Outros equipamentos que compõem esse sistema são para-raios, braços de iluminação pública, transformadores de distribuição, bancos de capacitores, chaves seccionadoras e infraestrutura de comunicação, etc. (ZIMMER; JUNIOR, 2014).

Conforme afirma Azevedo (2010 apud ZIMMER; JUNIOR, 2014, p 30), por se tratar de condutores nus, ou seja, condutores sem isolamento conforme Figura 05, a rede fica totalmente desprotegida contra influências do meio ambiente, assim aumentando a taxa de falhas, e como consequência frequentemente são realizados intervenções para consertos (como podas em árvores próximas), causando muitos prejuízos a sociedade de maneira geral,

como desligamentos não programados, perdas decorrentes da falta de energia, perdas de faturamento, a queima de aparelhos eletroeletrônicos e equipamentos de uso industriais, transtornos em hospitais e gastos elevados com manutenções e podas emergenciais, corretivas e preventivas.

Figura 05 - Rede aérea convencional



Fonte: (LIMA, 2016).

2.1.2 Redes aéreas compactas ou protegida

As redes aéreas compactas surgiram como uma solução tecnológica para que as concessionárias de distribuição de energia pudessem melhorar o nível de qualidade da energia distribuída aos clientes, aumentando a confiabilidade do sistema (ADEEL, 2017).

Essas redes são constituídas de três condutores cobertos por uma camada de polietileno não reticulado (XLPE), sustentados por um cabo mensageiro de aço, que por sua vez, sustenta espaçadores poliméricos. Esses espaçadores são instalados a cada 10 m, apoiando os condutores que ficam dispostos em um arranjo triangular compacto. Importante ressaltar que esses cabos são apenas protegidos, não podendo ser considerados isolados eletricamente. Na Figura 06, pode-se observar um espaçador e o arranjo dos condutores de uma rede compacta (GOMES, 2010 apud ZIMMER; JUNIOR, 2014).

A instalação destas redes, além de aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica e melhorar os indicadores técnicos de qualidade, promove a preservação da arborização reduzindo drasticamente a necessidade de podas de árvores e a utilização de cruzetas de madeira (ADEEL, 2017).

Figura 06 - Redes de distribuição aéreas protegidas



Fonte: (STRUTTURALI, 2017).

2.1.3 Redes aéreas isoladas

Nas redes aéreas isoladas, de baixa e média tensão, são utilizados três condutores isolados, blindados, trançados e reunidos em torno de um cabo mensageiro de sustentação. Para isso, são necessários condutores isolados para a devida classe de tensão, acessórios desconectáveis utilizados em conexões e derivações, e terminações para promover a transição entre os condutores isolados e os condutores das redes nuas ou protegidas (ELETROBRÁS, 2012).

Figura 07 - Rede aérea isoladas



Fonte: (MAENG, 2017).

De acordo com Ribeiro (2008), os condutores e acessórios são blindados e totalmente isolados trazendo maior segurança contra contatos acidentais temporários ou contatos permanentes com objetos aterrados ou ainda arborização. Nessas redes isoladas existe a eliminação de problemas com descargas atmosféricas, pois a blindagem está aterrada nos dois lados onde o cabo é transposto. Outro aspecto importante é a redução de custos operacionais, já que a taxa de falhas é muito reduzida.

As redes isoladas apresentam-se muito caras, sendo recomendada para projetos especiais onde ela é a única solução. Aplicam-se, por exemplo, em indústrias onde a aplicação de rede subterrânea é inviável e a rede convencional ou protegida é perigosa (RIBEIRO, 2008).

2.1.4 Redes subterrâneas

As redes subterrâneas podem ser divididas em semienterradas e totalmente enterradas. A particularidade em especial da rede subterrânea enterrada é que os cabos de energia são enterrados e os equipamentos são instalados no solo, ou seja, quando é possível e existe uma área suficiente para instalação de painéis e cabines destinados a abrigar o transformador de distribuição e demais acessórios (NAKAGUISHI, HERMES, 2011, pg. 28).

Estas redes são caracterizadas pelo uso de cabos e demais equipamentos elétricos totalmente enterrados, como mostra a Figura 08. Sua utilização é indicada em áreas urbanas com alta densidade de carga, locais com congestionamento de equipamentos aéreos e locais onde os fatores estéticos têm de ser levados em conta, como cidades históricas, turísticas, bairros típicos, loteamentos e bairros de alto poder aquisitivo (AZEVEDO, 2010).

As principais vantagens estão correlacionadas com a menor possibilidade de falhas no fornecimento de energia, alto nível de segurança, é quase que inexistente a necessidade de poda de árvore, redução nos custos com manutenção e a continuidade de serviço (ZIMMER, JUNIOR, 2014).

Figura 08 - Redes de distribuição subterrâneas



Fonte: (O SETOR ELÉTRICO, 2017).

3 REGULAMENTAÇÃO

Segundo a ABRADÉE (2016), em se tratando de regulamentação pode-se dizer, que o setor de distribuição é um dos mais regulados e fiscalizados do sistema elétrico de potência; além de prestar serviço público sob contrato (em forma de concessão ou permissão) com o órgão regulador do setor, a ANEEL, edita resoluções, portarias e outras normas para o funcionamento adequado do setor, destacando-se a sua rigorosa fiscalização.

O documento basilar utilizado a gestão do setor é o PRODIST (Procedimento de Distribuição), o qual dispõe disciplinas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica. Outro ponto de destaque no PRODIST é que nele está estabelecido critérios e indicadores de qualidade para consumidores e produtores, distribuidores e agentes importadores e exportadores de energia. (ANEEL, 2015).

De acordo com ANEEL, em junho de 2015, o governo federal publicou um decreto autorizando que as concessões das distribuidoras de energia elétrica fossem renovadas para os próximos trinta anos. Este decreto (8.461) estabelece que as empresas de distribuição devem atender metas de eficiência para manter esses contratos.

A renovação da concessão de cada uma das distribuidoras agora depende delas aceitarem cumprir critérios de eficiência em relação ao serviço prestado e gestão econômico-financeira, racionalidade operacional e econômica e, por fim, o compromisso com tarifas adequadas. Se não cumprirem os critérios em um prazo de 5 anos podem chegar a perder o direito de prestar o serviço ao cidadão (ANEEL, 2015).

Os contratos são elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com os detalhes das metas a serem cumpridas e com compromissos de investimentos por cada empresa.

3.1 Prodist

Conforme está previsto na resolução da ANEEL, os procedimentos de distribuição – PRODIST, cujo objetivo é normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade (ANEEL, 2017).

O PRODIST é composto por oito módulos: Introdução (Módulo 1), Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (Módulo 2), Acesso ao Sistema de Distribuição (Módulo 3), Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4), Sistemas de Medição (Módulo 5), Informações Requeridas e Obrigações (Módulo 6), Cálculo de Perdas na Distribuição (Módulo 7) e Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8).

3.1.1 Módulo 8

De acordo com a ANEEL em 2017, o módulo 8 do Prodist em sua revisão de número 8 que passou a ter vigência em janeiro de 2017, tem como principal objetivo, estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando tanto a qualidade do produto, bem como a qualidade do serviço.

Para a qualidade do produto, o módulo 8 define a terminologia e os indicadores, caracteriza os fenômenos, estabelece os limites ou valores de referência, a metodologia de medição, a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão e os estudos específicos de qualidade da energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição (ANEEL, 2017).

Ainda de acordo com a ANEEL, a qualidade de produto classifica os fenômenos em regime permanente ou transitório:

a) Em regime permanente

- Tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variação de frequência.

b) Em regime transitório

- Variações de tensão de curta duração (VTCD).

Para a qualidade do serviço de energia elétrica, o módulo 8 estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, estabelecendo padrões e responsabilidades.

3.1.1.1 Qualidade de serviço

Segundo o agente regulador ANEEL, a qualidade do serviço tem como objetivos estabelecer procedimentos relativos aos serviços prestados pelas distribuidoras aos consumidores.

Ainda segundo a ANEEL, a qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica, com essa finalidade destaca-se os indicadores de continuidade coletivos tais como o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), os indicadores de continuidade individuais DIC (Duração de Interrupção Individual por Consumidor), FIC (Duração de Interrupção Individual por Consumidor) e DMIC (Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão).

a) Indicadores de Continuidade Coletivos e Individuais

Visando manter a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, a ANEEL exige que as distribuidoras mantenham um padrão de continuidade e, para tal, edita limites para os indicadores coletivos de continuidade, DEC e FEC (ANEEL, 2016).

Em relação aos indicadores de continuidade coletivos, o DEC mede o intervalo de tempo que, em média, um grupo de consumidores ficou privado do fornecimento de energia e o FEC indicando a quantidade de vezes que ocorreu interrupção no fornecimento de energia um grupo de consumidor (ANEEL, 2017).

De acordo com a ANEEL, a partir dos limites coletivos (DEC e FEC) são obtidos os limites individuais de continuidade (DIC, FIC e DMIC). O DIC exprime o intervalo de tempo que cada consumidor, ficou privado do fornecimento de energia elétrica, FIC é referente ao número de interrupções que cada consumidor individualmente sofreu. DMIC é um indicador que limita o tempo máximo de cada interrupção, impedindo que a distribuidora deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo. Os indicadores individuais são informados mensalmente através da conta de energia do consumidor, mas apenas apresentam os dados do conjunto ao qual o consumidor pertence.

Para o cálculo destes indicadores são utilizadas as seguintes fórmulas:

- DEC

$$DEC = \frac{\sum_{i=0}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (3.1)$$

Onde:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

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

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

Cc = número total de unidades.

- FEC

$$FEC = \frac{\sum_{i=0}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (3.2)$$

Onde:

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

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

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

Cc = número total de unidades.

- DIC

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (3.3)$$

Onde:

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

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

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

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

- FIC

$$FIC = n \quad (3.4)$$

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

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

- DMIC

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (3.5)$$

Onde:

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

$t(i)_{max}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua.

É estabelecido pela ANEEL limites para esses indicadores a serem observados pelas distribuidoras a cada revisão tarifária., obriga a distribuidora a efetuar compensação financeira na conta de energia elétrica do consumidor.

b) Tempo médio de atendimento as ocorrências de emergência (TMAE)

O atendimento às ocorrências emergenciais é avaliado por meio de indicadores de tempo vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, que devem ser supervisionados, avaliado e controlado. Os indicadores de tempo que compõe o TMAE são (ANEEL, 2017):

- Tempo Médio de Preparação (TMP): indicador que mede a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação (Compreende o tempo entre o recebimento da informação e o acionamento da equipe), utilizando a seguinte fórmula:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (3.6)$$

Onde:

TMP = Tempo médio de preparação;

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

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

TP = Tempo de preparação.

- Tempo Médio de Deslocamento (TMD): indicador que mede a eficácia da localização geográfica dos defeitos pelas equipes de manutenção e operação (Compreende o tempo decorrido entre o acionamento até a localização do defeito), utilizando a seguinte fórmula:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (3.7)$$

Onde:

TMD = Tempo médio de deslocamento;

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

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

TD = Tempo de deslocamento.

- Tempo Médio de Execução (TME): indicador que mede a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação (Compreende efetivamente o tempo gasto durante os reparos), utilizando a seguinte fórmula:

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (3.8)$$

Onde:

TME = Tempo médio de execução;

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

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

TE = Tempo de execução.

Assim, obtendo os cálculos do TMAE:

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (3.9)$$

4 PROPÓSITOS PARA ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITOS

De acordo com Gómez (2011) em uma rede elétrica, um curto-circuito acontece quando dois ou mais pontos que se encontram em diferentes níveis de tensão em operações normais, acidentalmente entram em contato entre eles através de uma impedância pequena ou zero. Este tipo de ocorrência usualmente acontece quando a isolação falha devido a diferentes fatores: perdas das propriedades do isolante (superaquecimento, contaminação, etc.), sobretensões (de origem externa ou interna), ou diversos efeitos mecânicos (rupturas, deformações, deslocamentos, etc.)

Os estudos referentes a curtos-circuitos são de fundamental importância para o planejamento e a operação da rede elétrica. Estes estudos de curto-circuito são particularmente importantes durante a seleção e o projeto dos condutores do sistema, das estruturas de suporte e do sistema de proteção (GÓMEZ, 2011).

Ainda de acordo com Gómez (2011), os efeitos prejudiciais dos curto-circuito são numerosos e estão principalmente relacionados às altas correntes que podem aparecer no sistema. Normalmente, os valores dessas correntes são várias vezes maiores que os valores das correntes normais de operação e podem produzir, ocasionalmente, o fenômeno de sobretensões. Os principais efeitos dos curtos-circuitos são:

- Aquecimento do condutor devido ao efeito Joule, que, dependendo do valor da corrente e da duração do curto-circuito, podem provocar danos irreversíveis aos componentes do sistema e ao próprio sistema;
- Forças eletromecânicas, que podem provocar rupturas e deslocamentos inesperados, possivelmente gerando novas faltas ou curtos-circuitos;
- Variações nas tensões, que são quedas de tensão nas fases em falta e aumento de tensões nas outras.

4.1 A importância de um sistema de proteção

De acordo com Gómez (2011), quando se menciona um funcionamento adequado do sistema elétrico de potência não há como não relacionar a continuidade e a qualidade de serviço de energia elétrica.

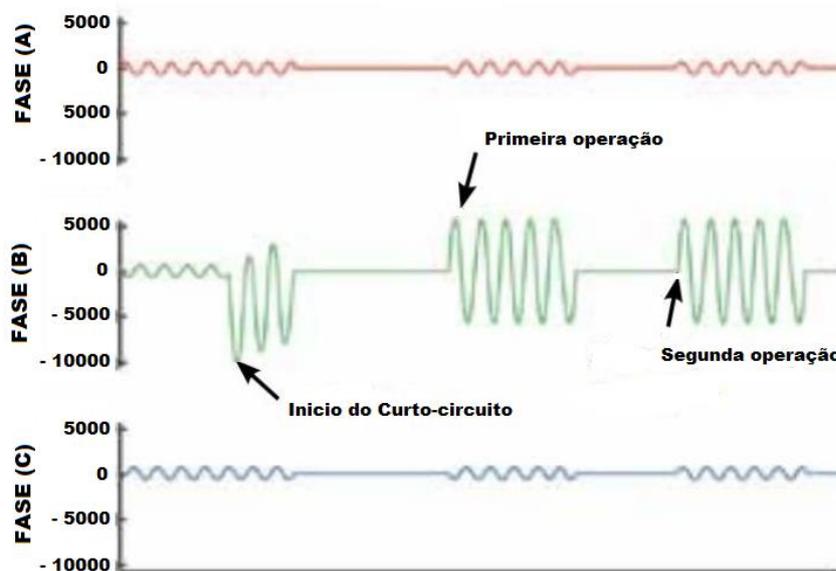
Entende-se como continuidade que o sistema elétrico de potência deve garantir que a energia produzida nos blocos/centros de geração seja fornecida sem interrupções aos blocos/centros de consumo. Essa característica é particularmente importante porque como se

sabe a energia elétrica, ao contrário de outros tipos de energia, não pode ser armazenada em quantidades do consumo de energia elétrica (GÓMEZ, 2011).

Quando se refere a exigência de qualidade implica que a energia deve ser fornecida em condições específicas, para garantir que os distintos dispositivos/componentes conectados à rede elétrica operem em condições normais de operação. Os níveis aceitáveis para cada uma dessas grandezas (parâmetros da onda, frequência, equilíbrio de fases, amplitudes, distorção harmônica, entre outros) dependem da instalação (GÓMEZ, 2011).

Como visto anteriormente quando acontece uma falta, as magnitudes das grandezas elétricas associadas ao sistema de potência chegam a valores fora de seus intervalos normais de operação, e algumas áreas do sistema podem começar a operar em condições desequilibradas, colocando em risco os diferentes elementos da rede. Se não forem tomadas providências para limitar a propagação da falta, o impacto da falta espalhar-se-á por toda a rede. A qualidade do fornecimento será afetada até mesmo em zonas distantes do ponto onde aconteceu a falta, conforme Figura 09 (GÓMEZ, 2011).

Figura 09 - S&C Análise de uma falta em um religador convencional



Fonte: (S&C Religador IntelliRupter® PulseCloser, 2012).

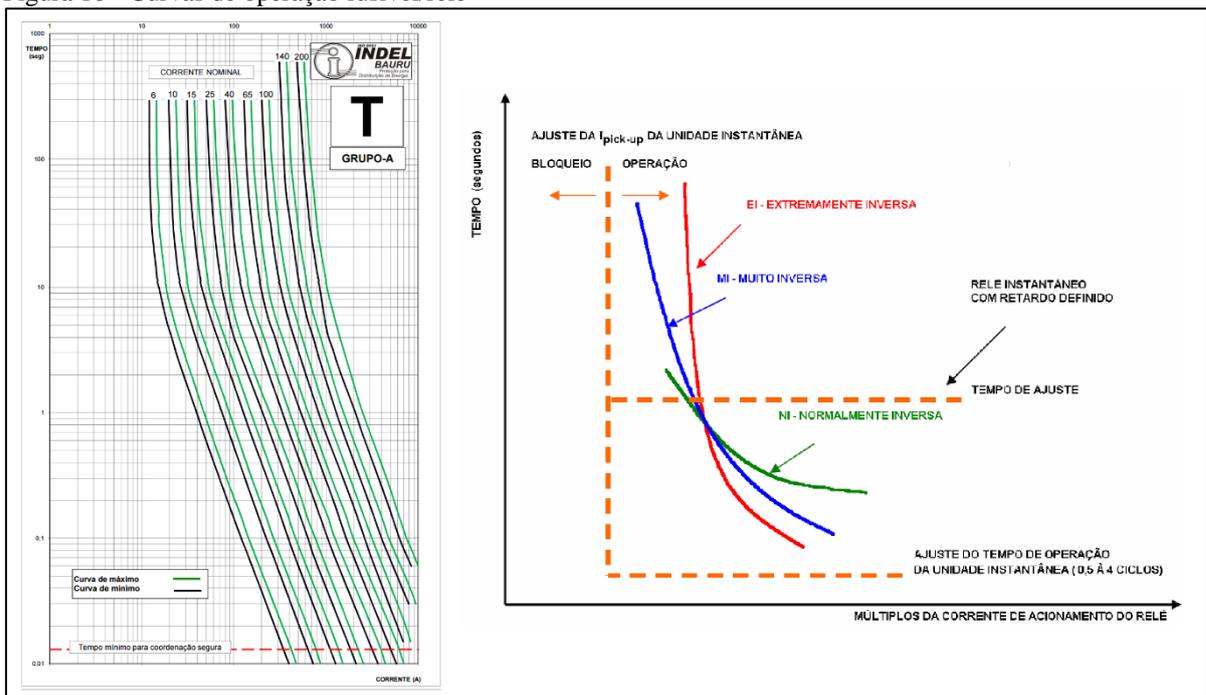
É impossível evitar que as faltas aconteçam, sejam por motivos técnicos ou econômicos. O projeto de um sistema elétrico de potência deve contemplar a possibilidade de que faltas irão ocorrer. Então o sistema elétrico de potência precisa ser capaz de lidar com elas, e também deve incluir um sistema de proteção que procure minimizar os efeitos decorrentes dos distintos tipos de falta que podem acontecer (GÓMEZ, 2011).

4.1.1 Coordenação da proteção

Segundo Creder (2011) em se tratando da coordenação da proteção, a seletividade entre dispositivos de proteção contra sobrecorrentes é um dos fatores mais importantes a ser considerado; ou seja, quando dois ou mais dispositivos de proteção forem colocados em série e quando a segurança ou as necessidades de utilização o justificarem, suas características de curvas de operação (ajustes de corrente e tempo) devem ser escolhidas de forma a somente isolar parte da rede onde ocorreu a falta.

Conforme Figura 10, esta seletividade entre dispositivos de proteção deve ser obtida comparando-se suas curvas de operação e verificando-se que, para qualquer corrente de falta, o tempo de atuação do dispositivo mais próximo da fonte seja superior ao do mais distante (CREDER, 2011).

Figura 10 - Curvas de operação fusível/relé



Fonte: (INDEL BAURU, 2017).

5 EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA

As redes de distribuição são por sua natureza complexas e de grande extensões, e em função destas particularidades, em vários momentos tornam-se vulneráveis quanto ao seu desempenho, ou seja, suscetíveis a interrupções, e para minimizar essas interrupções no fornecimento de energia elétrica e facilitar o religamento após uma interrupção, existem no sistema elétrico de potência dois tipos de equipamentos, sendo um de proteção que também pode ser utilizado para manobra de circuito e o de manobra exclusivamente para manobra (SABER ELETRICA, 2017).

As interrupções no fornecimento de energia elétrica podem ser devido a vários fatores, como por exemplo: contatos de galhos de árvores, descargas atmosféricas, vandalismos, contato de animais, rompimento de cabos, objetos lançados em equipamentos e na rede elétrica e etc. Estes fatores, ocasionam uma variedade de falhas que podem ser classificadas: (ENERGISA, 2012).

- Falhas de origem transitória: é aquela que auto se extingue ou se extinguem com a atuação da proteção, sucedido de um religamento com sucesso, não havendo assim a necessidade de reparos imediatos no sistema. Estatísticas mostram que a grande maioria dos defeitos são de origem transitória;
- Falhas de origem permanente: é aquela que exige reparos imediatos e provoca interrupções prolongadas para a recomposição do sistema.

Silva em 2014, diz que os equipamentos de proteção devem ser dimensionados de tal forma que protejam o sistema em condições de falhas promovendo a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia aos clientes em geral. Para cumprir essa funcionalidade o sistema de proteção tem como os principais objetivos:

- Detectar defeitos;
- Isolar trecho ou equipamento defeituoso;
- Minimizar danos em materiais e equipamentos;
- Reduzir ao máximo os riscos às pessoas.

5.1 Equipamentos de proteção em redes de distribuição

Em condições normais de operação os equipamentos de proteção devem desempenhar de forma eficiente suas funções efetuando o isolamento da falha, em tempo adequado para

evitar danos nas redes de distribuição e garantir a segurança de pessoas e animais; pois na ocorrência de um curto-circuito, surgem correntes de elevada intensidade que podem trazer efeitos eletromecânicos e térmicos aos equipamentos conectados ao circuito sob falha. Quanto aos efeitos térmicos, estes estão ligados ao tempo de duração da falha e ao valor eficaz da corrente que podem produzir elevadas temperaturas nos materiais condutores e isolantes, levando-os a deterioração. Os equipamentos de proteção devem, também, isolar o menor trecho possível do sistema no caso de falhas, visando manter a máxima continuidade de fornecimento do sistema elétrico, de forma a otimizar os custos (ELEKTRO, 2014).

De acordo Silva em 2014, o sistema de proteção para conseguir atender a estas finalidades deve apresentar os seguintes requisitos básicos quanto ao seu desempenho:

1. Sensibilidade (ajuste de proteção): a proteção deve ser suficientemente sensível as falhas que ocorram no sistema;
2. Tempo de atuação (ajuste de tempo): após o instante da ocorrência da falha a proteção deve detectar e desligar o trecho no menor tempo possível para garantir o isolamento da falha e evitar oscilações de potência e danos aos equipamentos envolvidos;
3. Seletividade: o sistema de proteção deve ter a capacidade de selecionar as condições em que devem operar (instantâneo ou temporizado) ou não operar. Ele deve ser seletivo para falhas permanentes, ou seja, o dispositivo deverá isolar apenas a região onde a falha acontece;
4. Coordenação: os equipamentos de proteção dispostos em série devem estar coordenados, ou seja, atuando segundo uma sequência de operação preestabelecida;
5. Relação custo x benefício: o dispositivo de proteção deverá atender às necessidades do sistema elétrico de potência na forma mais simples e segura possível para que não se torne um item muito caro no projeto.

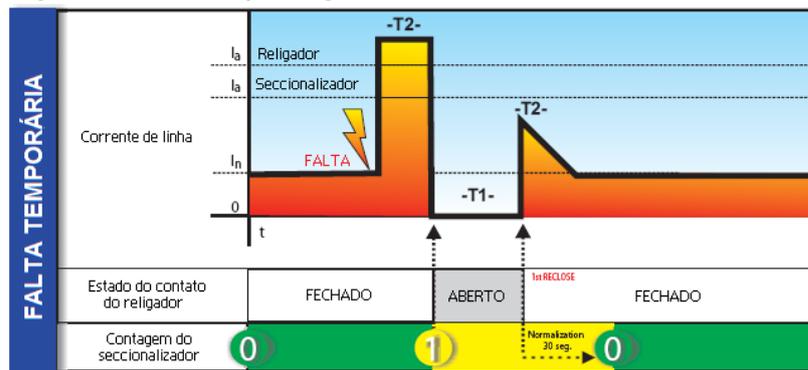
5.1.1 Modelos de equipamentos de proteção na rede de distribuição

De acordo com a Cemig (2012), em sua norma de distribuição 3.1 (N.D 3.1), os equipamentos de proteção mais comuns utilizados em suas redes de distribuição são os seccionadores, religadores, disjuntores e chaves-fusíveis.

5.1.1.1 Seccionalizadores

Seccionizador automático é um equipamento auxiliar de proteção, que trabalha em conjunto com religadores ou disjuntores. Os seccionizadores não tem capacidade para operarem com corrente de curto-circuito, uma vez que o mesmo não tem meios de extinção do arco elétrico, podendo apenas operar com correntes nominais. (Figura 11) (CEMIG, 2017).

Figura 11 - Coordenação religador x seccionizador



Fonte: (SILVEIRA; GALVANI; SOUZA, 2011).

O seccionizador é um equipamento basicamente construído de um elemento sensor de sobrecorrentes e de um mecanismo para contagem de desligamentos do equipamento de retaguarda, além de contatos e de dispositivos para travamento na posição "aberto". Quando ocorre uma sobrecorrente no circuito passando através do seccionizador, cujo valor seja maior ou igual à corrente de ajuste, o equipamento é sensibilizado e preparado para a contagem. A contagem se inicia quando a corrente que circula por ele é interrompida pelo equipamento de retaguarda ou cai abaixo de determinado valor. Após um certo número dessas contagens, que corresponde ao ajuste do equipamento, ele abre os contatos e permanece travado na posição "aberto", isolando o trecho com falha (CEMIG, 2017).

Figura 12 - Seccionizadores trifásicos



Fonte: (autora, 2017)

Figura 13 - Seccionalizadores



Fonte: (autora, 2017).

5.1.1.2 Religadores

O religador é um equipamento de proteção e manobra, utilizado para isolar trechos defeituosos, ou seja, com defeito permanente ou transitório ocorridos no sistema de distribuição de energia elétrica, constituído por um mecanismo automático projetado para abrir e fechar circuitos em carga ou em curto-circuito (ENERGISA, 2012).

O religador é um equipamento de proteção a sobrecorrentes utilizado em circuitos aéreos de distribuição, que opera quando detecta correntes de curto-circuito, desligando e religando automaticamente os circuitos um número predeterminado de vezes. Quando um religador sente uma condição de sobrecorrente, a circulação dessa corrente é interrompida pela abertura de seus contatos. Os contatos são mantidos abertos durante determinado tempo, chamado tempo de religamento, após o qual se fecham automaticamente para reenergização da linha. Se, no momento do fechamento dos contatos, a corrente persistir, a sequência abertura/fechamento é repetida até três vezes consecutivos e, após a quarta abertura, os contatos ficam abertos e travados. O novo fechamento só poderá ser manual (UNESP, 2017).

Figura 14 - Religadores



Fonte: (CERTEL ENERGIAS, 2017).

5.1.1.3 Disjuntores

Os disjuntores (Figura 15) são equipamentos para proteção e manobra em uso de redes elétricas, destinados a abrir ou fechar um circuito, podendo sua operação ser manual ou automática (DUAILIBE, 1999).

Figura 15 - Disjuntor



Fonte: (ABB, 2017).

5.1.1.4 Chaves-fusíveis

Equipamento amplamente utilizado na proteção das redes de distribuição contra sobrecorrentes originadas por sobrecargas, curtos-circuitos, dentre outros, consiste basicamente na fusão do elo fusível (Figura 17), quando o mesmo é percorrido por uma magnitude de corrente elétrica acima do nominal, em um determinado tempo, conforme sua característica de tempo em função da corrente (JUNIOR, 2006).

Por ocasião da circulação de sobrecorrente em uma chave-fusível, devida ao efeito térmico, o elemento fusível se funde, interrompendo o circuito. A alta temperatura do arco elétrico provoca a queima e a decomposição parcial do revestimento interno do cartucho, gerando gases que interrompem o arco elétrico no instante de corrente nula (JUNIOR, 2006).

Figura 16 - Chave-fusível



Fonte: (ATS ELETRICA, 2017).

Figura 17 - Elo fusível



Fonte: (TECFUSE, 2017).

5.2 Equipamentos de manobra em redes de distribuição

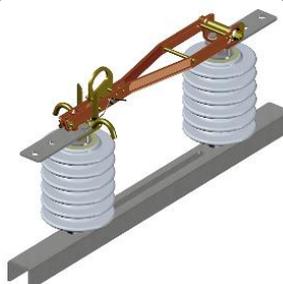
Equipamentos de manobra eletromecânicos que são responsáveis por impedir ou permitir a passagem de corrente elétrica entre a fonte e a carga através de manobras (ligar e desligar) (MUNDO DA ELÉTRICA, 2017).

5.2.1 Modelos de equipamentos de manobra na rede de distribuição

Ainda de acordo com a Cemig (2012) em sua norma de distribuição 3.1 (N.D 3.1), os equipamentos de manobra mais comum utilizados em suas redes de distribuição são as chaves facas ou seccionadoras.

5.2.1.1 Chaves facas ou seccionadoras

Figura 18 - Chave faca monopolar



Fonte: (STI ELETRÔNICAS, 2017).

Figura 19 - Chave faca tripolar



Fonte: (SCHAK, 2017).

5.3 Automação

Segundo a definição do IEEE ("*Institute of Electrical and Electronics Engineers*"), define-se a automação como uma combinação de subsistemas que habilitam uma empresa concessionária a monitorar, coordenar e operar alguns ou todos os componentes do sistema elétrico em tempo real, ou seja, refere-se ao uso de tecnologia para facilitar os processos operacionais executados por dispositivos mecânicos ou eletrônicos. Essa definição é bastante genérica e inclui vários subsistemas que comumente são considerados separadamente, tais como supervisão e controle de subestações, supervisão de controle da rede elétrica, gerenciamento de carga, medição remota, atendimento a reclamações dos consumidores, engenharia, etc. (CRISPINO; JARDINI; MAGRINI; SCHMIDT, 2000).

A automação de redes de distribuição de energia elétrica, vai muito além do que a simples instalação de telecontrole ou telecomando em equipamentos de proteção, ela é muito mais complexa, e devido a isto ela envolve como por exemplo a utilização de sistemas SCADA ("*Supervisory Control and Data Acquisition*") que recebe este nome em virtude de suas funções de coleta de dados e atuação sobre os equipamentos no campo. A automação do

sistema de proteção é o que torna o sistema independente do auxílio humano, ou seja, os próprios componentes que compõem o sistema monitoram os parâmetros da rede e acionam os relés quando necessário, além de identificar quando há perturbações (falhas) momentâneas dos parâmetros na linha para não identificar como uma falha permanente.

Como visto no parágrafo anterior quando tratamos de automação de equipamentos da distribuição, faça-se necessário também o entendimento do conceito de *Smart Grid* (CEMIG, 2013).

5.3.1 *Smart grid*

O conceito de *Smart Grid*, tem sido usada mais frequentemente desde 2005, quando surgiu no artigo "*Toward a Smart Grid*" que foi escrito por *S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg*. Menciona-se neste artigo que existem várias definições para o conceito *Smart Grid*, mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia. Esses elementos possibilitam o envio de um fluxo de dados e informação para os centros de controle, onde eles são tratados, auxiliando na operação e controle do sistema como um todo.

Smart Grids, ou “redes inteligentes”, são os sistemas de distribuição e de transmissão de energia elétrica que foram dotados de recursos de Tecnologia da Informação (TI) e de elevado grau de automação, de forma a ampliar substancialmente a sua eficiência operacional, a confiabilidade, a economia e a sustentabilidade dos serviços de eletricidade. Grande parte do trabalho de modernização que vem acontecendo na rede elétrica, especialmente em automação de subestações e distribuição, agora está incluído no conceito geral de *Smart Grid*, mas recursos adicionais são requeridos e estão evoluindo também (CPFL ENERGIA, 2017).

Conforme Junior 2011, o processo de modernização das redes elétricas é baseado nas seguintes premissas:

- **Confiabilidade:** antecipação dos problemas relacionados aos equipamentos (técnicas de manutenção baseadas na condição) e capacidade de suportar distúrbios (minimização da interrupção no fornecimento);
- **Segurança:** tolerância a ataques físicos e cibernéticos, de forma a minimizar a interrupção no fornecimento e os custos relativos ao restabelecimento do sistema. Além disso, segurança para as pessoas que manuseiam a rede (consumidores e as equipes de manutenção);

- Eficiência: redução das perdas técnicas na transmissão e distribuição, aumento no rendimento da geração e melhoria na gestão dos ativos;
- Impacto reduzido: aumento do acesso a fontes renováveis de energia, redução no impacto da geração de energia por meio de fontes não renováveis, conscientização do consumidor para redução do desperdício.

Para se colocar em prática tal conceito, algumas transformações devem ser levadas a cabo, como a modernização da infraestrutura, instalação de camadas digitais, como *softwares* e capacidade de processamento de dados, que são a essência da rede inteligente, e mudanças na comercialização, necessárias para ampliar o número de acessantes (MME, 2010).

A maior eficiência e controle do fluxo de energia oferecido pelo *Smart Grid* proporciona um conjunto variado e abrangente de benefícios para consumidores, concessionárias de energia e para o próprio sistema elétrico como um todo. Concessionárias de energia elétrica focam atualmente em três classes de operação na rede: melhoria da infraestrutura; adição de camada digital, que é a essência da rede inteligente; e transformação do processo do negócio, necessário para se capitalizarem sobre os investimentos em tecnologia inteligente (O SETOR ELÉTRICO, 2017).

A Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), em publicação interna (*intranet* – março – 2013) destaca que não há um conceito único de *Smart Grid*, ou redes inteligentes, este conceito difere de acordo com quem o define. Existem alguns especialistas que focam o conceito mais na parte da automação da rede, outros na cadeia de fornecimento de energia, outros ainda na melhoria dos canais de interação e serviços para o consumidor. Em virtude disto é que tal conceituação muda de acordo com as necessidades (reduzir perdas, poluentes, custos operacionais) e com a ótica (financeira, ambiental, entre outras) de seu autor. Ainda segundo a CEMIG, o *U.S. Department of Energy* foi feliz em sua definição ao afirmar que, *Smart Grid* não é uma “coisa”, mas uma visão, a ser completada e, que deve ser modelada de acordo com as particularidades do mercado onde será implantado e levando em consideração as múltiplas perspectivas, tais como tecnológica, ambiental, socioeconômica e político-regulatório.

Este conceito tende a transformar a maneira como as concessionárias gerem seus ativos de rede, se relacionam com seus clientes e com o mercado e a maneira como os últimos se relacionam com as redes de energia elétrica. Em termos práticos o *Smart Grid* permitirá a automação integrada e segura das redes, sistemas de medição, geração e armazenamento distribuído de energia, de modo a permitir que a rede, através de análises e diagnósticos em

tempo real, se reconfigure automaticamente para atender, de forma otimizada, as necessidades da sociedade e do sistema elétrico (CEMIG, 2013).

5.3.1.1 Características marcantes do *smart grid* (automação de redes)

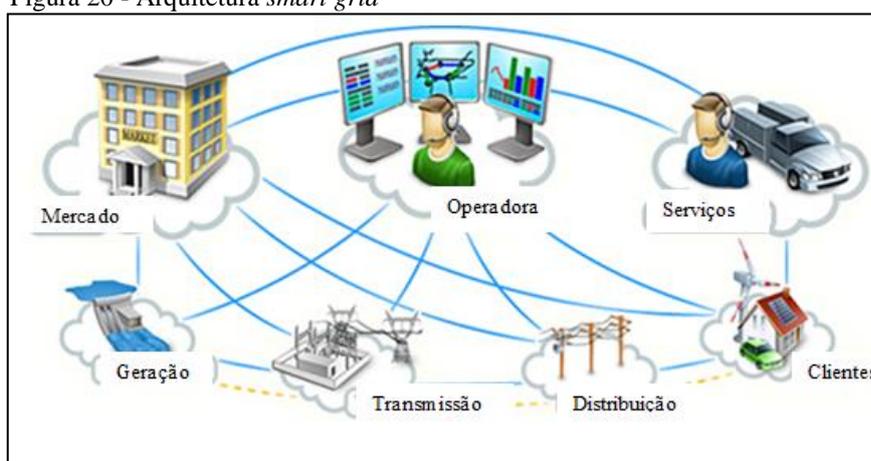
Podem-se citar algumas características marcantes do *Smart Grid* como:

- a) Melhoras nos índices de qualidade de serviço (confiabilidade, continuidade e segurança);
- b) Automação: controla a distribuição de energia, podendo perceber em tempo real que uma falha está para ocorrer ou acabou de ocorrer. Reconhece a falha e sabe como solucionar alguns tipos de falha de forma automática (TOLEDO, 2012).

5.3.1.2 Arquitetura do *smart grid*

A arquitetura das *Smart Grid* consiste em sete principais blocos: geração, transmissão, distribuição, consumo, operação, mercado e provedor de serviços. Outra possível organização da arquitetura do *Smart Grid* seriam três grandes núcleos: núcleo de energia, núcleo de comunicação e núcleo de tecnologia da informação. Os dois últimos são os núcleos que formam a base para o núcleo de energia, tornando a rede “inteligente” (GTA UFRJ, 2010).

Figura 20 - Arquitetura *smart grid*



Fonte: (UFRJ, 2014.)

O bloco de geração é o responsável pela produção da grande quantidade de eletricidade, gerada a partir de fontes renováveis e não renováveis. O setor de geração também pode armazenar energia para posterior utilização (GTA UFRJ, 2010).

O bloco de transmissão é o responsável por transportar a energia através de grandes linhas de transmissão. Esse setor conecta o gerador com os centros onde a energia será distribuída, pelas chamadas subestações.

O bloco de distribuição é o setor que contém as subestações, responsáveis por realizar a distribuição da energia para o consumidor final. Esse é o bloco que tem o dever de conectar os medidores e outros dispositivos inteligentes aos consumidores e ao resto da rede (GTA UFRJ, 2010).

O bloco de clientes é onde a rede se comunica diretamente com o usuário final (casas, apartamentos, edifícios comerciais) através dos medidores inteligentes. O medidor inteligente provê informações sobre o fluxo de energia que está sendo utilizado e permite ao usuário que passa controlar o consumo de energia da forma que achar mais adequada. Ele também informa ao consumidor o preço da eletricidade, que varia durante o dia. Com essa informação, o consumidor pode se planejar para usar certas cargas em horários previamente determinados, (principalmente consumidores com tarifa horo sazonal - THS) (GTA UFRJ, 2010).

O bloco de operação gerencia e controla o fluxo de energia elétrica de todos os outros setores. Ele utiliza uma rede de comunicação de duplo sentido para se comunicar com as subestações, com as redes de consumo e com outros dispositivos inteligentes. Dessa forma, esse bloco monitora, controla e supervisiona o status da rede, sendo de grande importância para o processo de tomada de decisão dos operadores de redes e nos processos de autotecção e auto recuperação (GTA UFRJ, 2010).

O bloco de mercado coordena as empresas distribuidoras de energia. Esse bloco possui uma interface com todos os outros blocos e se certifica de que estão coordenados em um ambiente competitivo. Também controla a troca de energia entre o consumidor final e as distribuidoras.

O bloco provedor de serviço controla todas as operações de serviços terceirizados, como por exemplo, um portal de gerenciamento de energia (GTA UFRJ, 2010).

6 ESTUDO DE CASO

De acordo com a Cemig (2015), seu grupo é reconhecido pela sua dimensão e competência técnica, sendo também a maior empresa integrada do setor de energia elétrica do país. Atualmente em Minas Gerais, a Cemig responde por 96% da área de concessão, com cerca de 8 milhões de consumidores em 774 municípios.

Ainda conforme Cemig, ela também é a maior grupo fornecedor de energia para clientes livres do País, com 25% do mercado, o terceiro maior grupo gerador, o segundo maior transmissor e o maior grupo distribuidor do Brasil.

6.1 Cemig Distribuição

De acordo com a Cemig (2016), dentre os negócios do grupo Cemig, se destaca o grupo de distribuição de energia, por ser o maior da América do Sul. Além do seu destaque em Minas Gerais, tem também a atuação no estado do Rio de Janeiro, por meio da Light, as quais juntas atendem mais de 11 milhões de consumidores.

No estado de Minas Gerais a área de concessão da Cemig Distribuição S/A (Cemig D) atinge 567,4 mil km², o que representa aproximadamente 96% do estado. Sendo abrangidos 774 municípios e 5.415 localidades, que compreende a um atendimento de aproximadamente 20 milhões de habitantes (CEMIG, 2016).

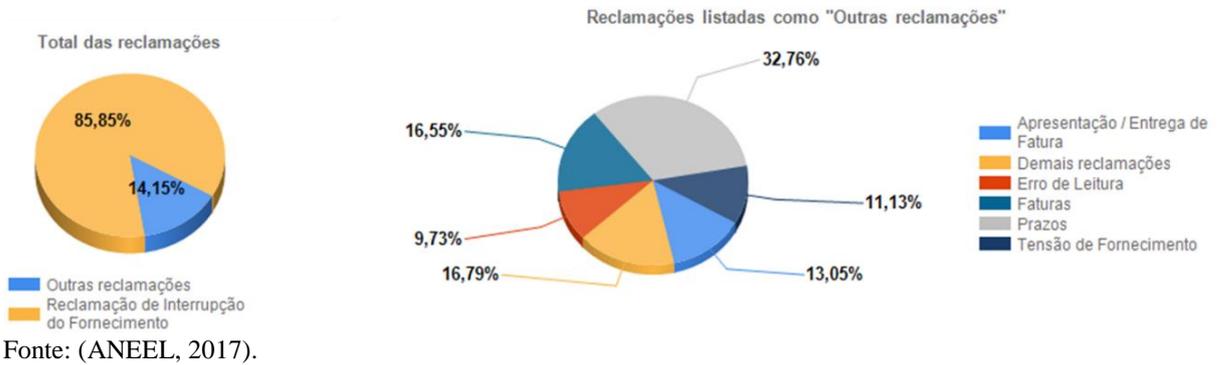
A rede de distribuição da Cemig D é a maior da América Latina em extensão, contando atualmente com 525.224 km de redes de distribuição (97,9 mil km de rede urbana e 359,6 km de rede rural) (CEMIG, 2016).

6.1.1 Painel de desempenho da Cemig D

A ANEEL fiscaliza os serviços de distribuição através da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) e tem por objetivo orientar as empresas distribuidoras na adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, especialmente nos aspectos relacionados ao atendimento comercial e indicadores de desempenho, técnicos e comercial (ANEEL, 2017).

De acordo com a SFE em um período de apuração de um ano, a principal causa de reclamação (85,85%) recebida pela Cemig D foi a relacionada a interrupção por fornecimento conforme Figura 21.

Figura 21 - Principais reclamações dos consumidores nos canais de atendimento da distribuidora (03/16 a 02/17)



Conforme apresentado na figura anterior, a maioria das reclamações recebidas pela Cemig D refere-se à interrupção do fornecimento de energia e a SFE desdobrando esses dados verifica qual o impacto dessas interrupções nos itens da qualidade de serviço, esse desdobramento e seus impactos ficam claros, como mostra as Figuras 22 e 23.

Figura 22 - Índice de continuidade - FEC

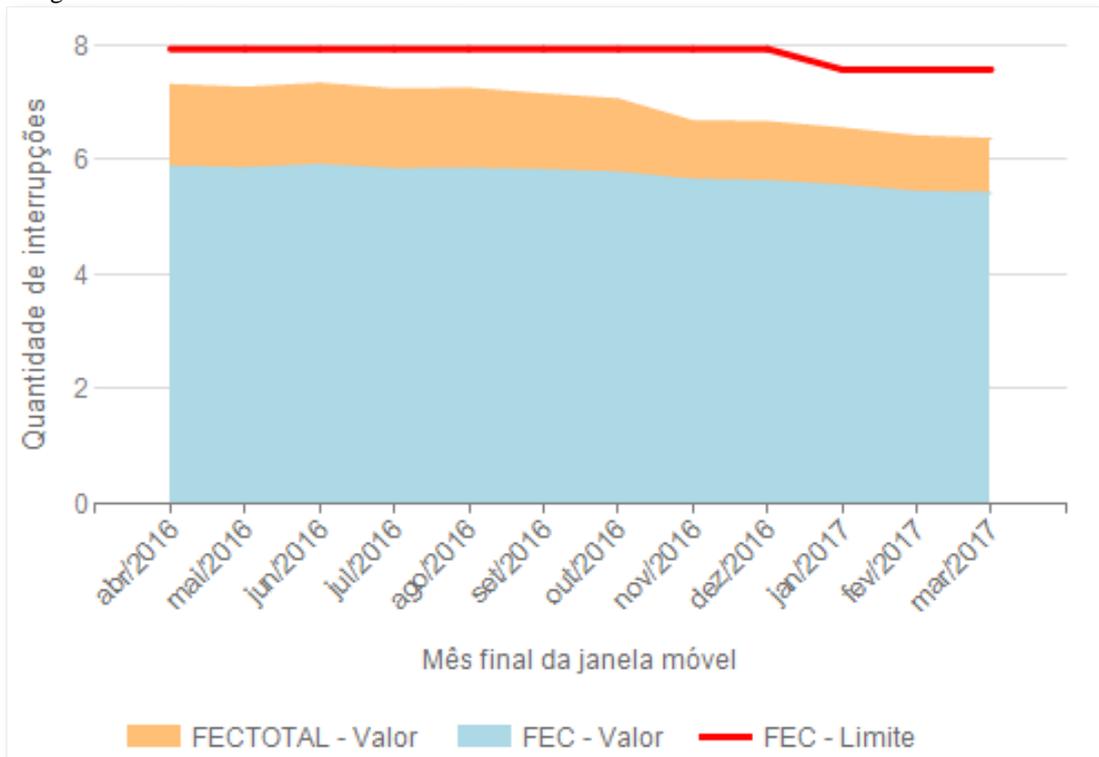
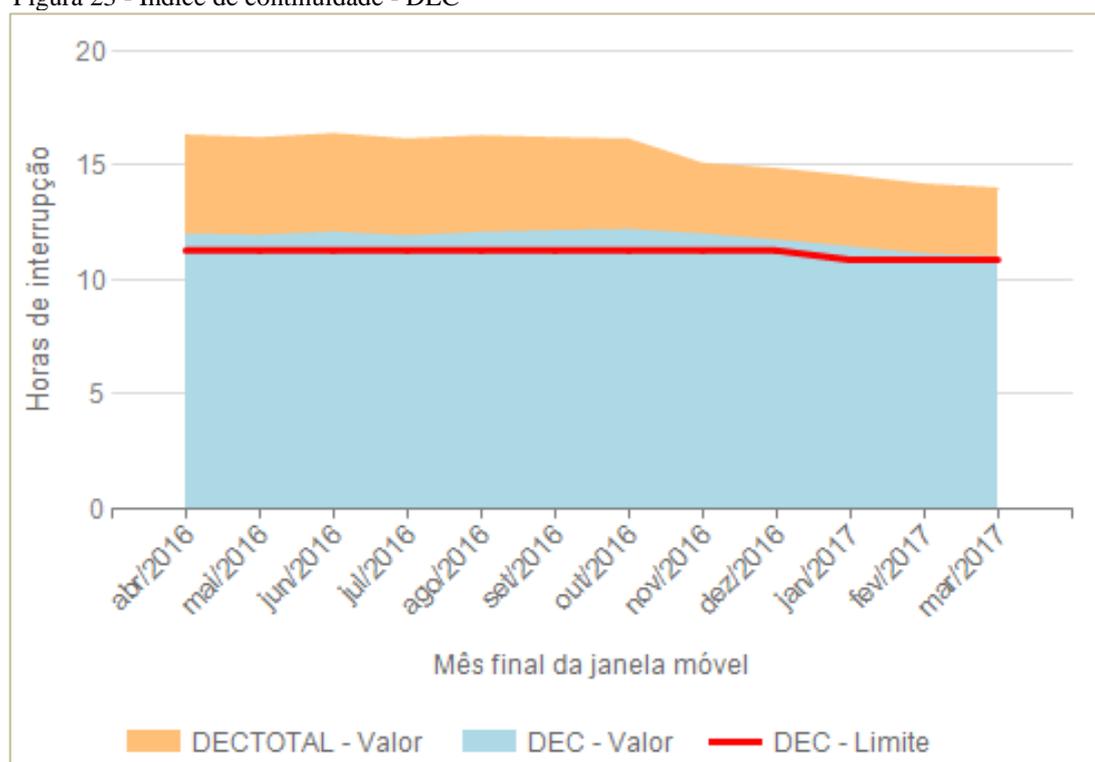


Figura 23 - Índice de continuidade - DEC



Fonte: (ANEEL, 2017).

6.1.1.1 Cemig D Regional Sul – Varginha

De acordo com a Cemig (2016), comparando-se os anos de 2015/2016 houve um comprometimento negativo no desempenho da regional sul (Varginha, Três Corações e Lavras) em relação aos itens de controle de DEC e FEC, conforme mostra as Figuras 24 e 25. Este baixo desempenho foi evidenciado com a comprovação da elevação do DEC (não atingiu a meta estabelecida) bem como a elevação do FEC (mesmo atingindo a meta estabelecida).

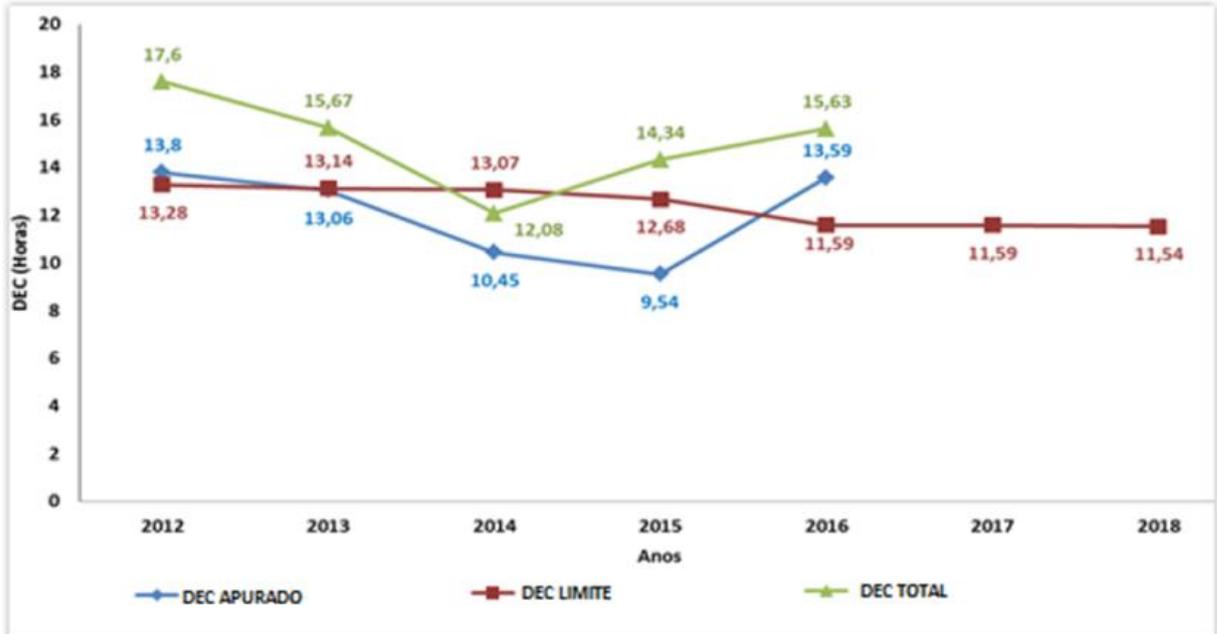
A média tensão contribui com mais de 80% na composição final dos referidos itens de controle DEC e FEC na malha Sul (Figura 26).

Na regional sul, no ano de 2016 foram contabilizadas 22.194 ocorrências de desligamento nas redes de distribuição, sendo que as principais causas foram:

- Árvores tocando a rede;
- Descarga atmosférica;
- Indeterminada;
- Temporais;
- Cabo partido;
- Cruzetas quebradas;

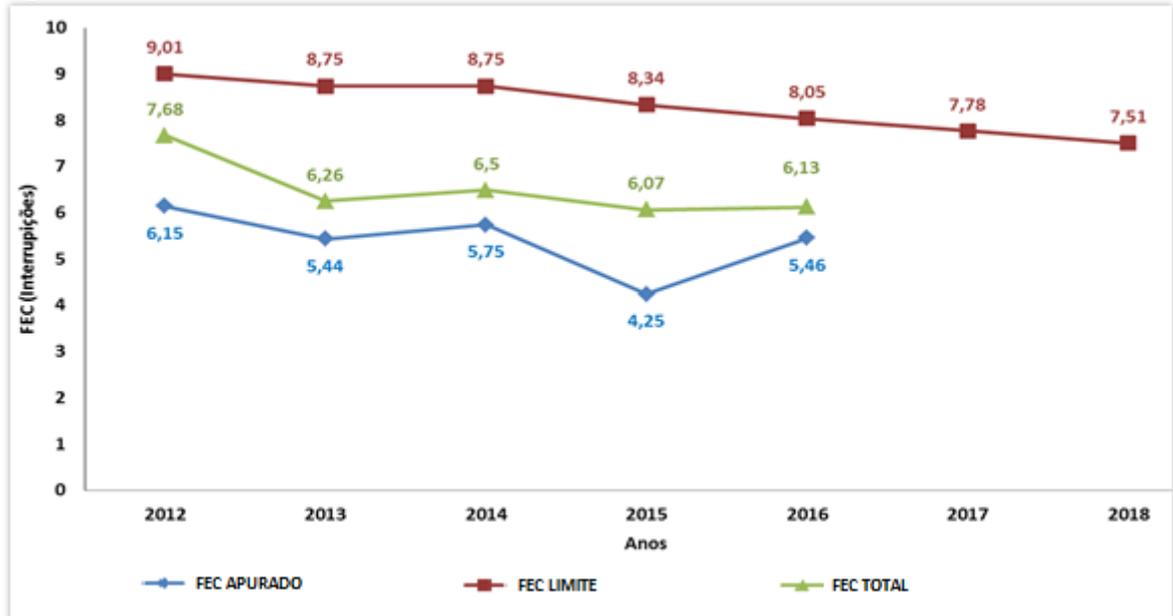
- Pássaros;
- Abalroamentos;
- Isoladores quebrados.

Figura 24 - Histórico DEC



Fonte: (CEMIG, 2017).

Figura 25 - Histórico FEC



Fonte: (CEMIG, 2017).

Figura 26 - DEC estratificado 2015/2016

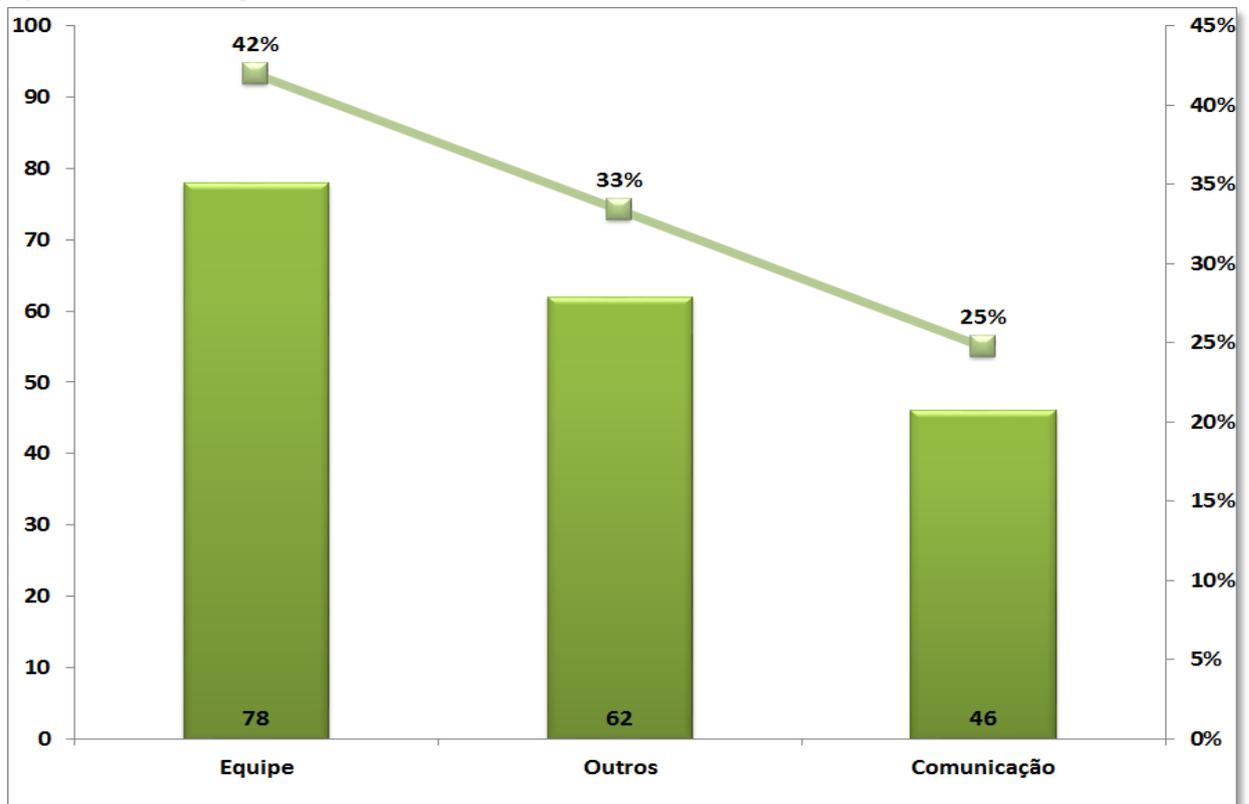
	2016	2016 Simulado	2015	%
DEC-AT	2,621	0,059	0,059	0%
DEC-MT	10,9666	10,966	9,4796	16%
DEC Total	13,587	11,025	9,535	16%
Meta 2016	11,59	11,59		
%	117,23%	95,10%		

Fonte: (CEMIG, 2017).

Ainda de acordo com a Cemig (2017), os fatores impactantes que mais contribuíram para elevação do DEC e FEC foram (Figura 27):

- Indisponibilidade de equipe;
- Falha em comunicação;
- Outros.

Figura 27 - Fatores impactantes (DEC/FEC)



Fonte: (CEMIG, 2017).

6.1.1.1 Cemig D/ Conjunto Varginha 1 – S/E Varginha (VGAU)

Localizada na região do Sul de Minas, Varginha conta com duas subestações de energia Varginha 1 (VGAU) e Varginha 2 (VGAD), estas subestações são de extrema importância para o sistema de distribuição da região.

De acordo com a Cemig, as principais características técnicas da subestação Varginha 1-VGAU são:

- S/E Telecomandada;
- Alimentação 138 kV;
- Duas Barras;
- Barra 2 – Alimentada pelo transformador T2 – e contém 04 alimentadores de distribuição;
- Barra 4 – Alimentada pelo transformador T2 – e contém 06 alimentadores de distribuição;
- 61161 consumidores Distribuídos;
- 102 consumidores primários;
- 7026 consumidores rurais;
- Totalizando 68289 consumidores.
- Carga atual de 67 MVA;
- 02 Transformadores Toshiba - Tipo Regulado - potência de 25 MVA - 138 kV p/ 13,8 kV.

6.1.1.1.1 Painel de desempenho Varginha 1 – S/E Varginha (VGAU)

De acordo com a SFE no período de apuração compreendendo entre 04/2016 a 03/2017 o conjunto VGAU teve o seguinte desempenho nos itens de qualidade de serviço DEC e FEC:

- FEC – apurado 8,29 para uma meta acumulada de 11,00;
- DEC – apurado 3,89 para uma meta acumulada de 7,00.

Outro item importante apresentado pela SFE é de que a Cemig D pagou compensações para seus consumidores no valor total de R\$ 36.565.795,66 – sendo que para o conjunto Varginha 1 o valor apurado foi de R\$366.441,99, como mostra Figura 28.

Figura 28 - Painel de Desempenho das Distribuidoras de Energia Elétrica

Distribuidora	Conjunto ¹ ↓	Período de Referência	Unidades Consumidoras ² ↓	DEC ³ ↓	DEC Limite ⁴ ↓	FEC ³ ↓	FEC Limite ⁴ ↓	Compensações pagas no período ↓
CEMIG-D	Varginha 1	04/2016 a 03/2017	68.289	8,29	11,00	3,89	7,00	R\$ 363.441,91
TOTAL			79.055.807					R\$ 36.565.795,66

Fonte: (ANEEL, 2017).

Conforme informado pela Cemig (2017) a própria concessionária tem por metodologia de gestão da qualidade o seu próprio painel de controle de índices, e indicadores de continuidade/concessão que são apurados e tratados diariamente de acordo com Figuras 29, 30, 31 e 32.

Figura 29 - Indicadores (DECi e FECi) acumulado Jan/Abr 2017

Indicador	Limite Concessão (Parcial)	Realizado interno	R/M
DECi	3,28	3,1	94,66
FECi	2,23	1,5	67,39

Fonte: (CEMIG, 2017 adaptado por autora).

Figura 30 - DEC Diário 04/04/2017

Malha	Gerência	DEC Acidental					DEC Programado					DEC TOTAL				
		Meta	2017	R/M	2016	% 2017/2016	Meta	2017	R/M	2016	% 2017/2016	Meta	2017	R/M	2016	% 2017/2016
CE	MD/CE	1,84	1,53	83,24	1,92	79,73	0,51	0,48	94,85	0,48	99,14	2,34	2,01	85,75	2,40	83,64
	MD/GV	3,24	3,16	97,53	3,79	83,29	1,80	0,38	47,96	0,68	56,50	4,03	3,54	87,72	4,47	79,23
LE	MD/IP	2,50	3,76	150,23	3,84	98,02	0,62	0,41	67,06	0,54	76,46	3,12	4,18	133,75	4,38	95,35
	MD/TO	3,18	3,30	103,75	5,52	59,71	0,78	0,27	34,00	0,57	46,46	3,96	3,56	89,95	6,09	58,46
MQ	MD/JF	2,05	2,36	115,04	3,34	70,65	0,51	0,27	52,66	0,36	73,44	2,56	2,63	102,70	3,71	70,92
	MD/SJ	2,51	3,70	147,71	4,77	77,65	0,90	0,40	44,41	0,49	81,35	3,40	4,10	120,50	5,26	77,99
SU	MD/PA	2,88	3,85	133,82	4,58	84,10	0,71	0,56	78,48	0,74	75,45	3,59	4,41	122,86	5,32	82,90
	MD/VR	2,72	3,34	122,77	3,81	87,74	0,67	0,36	54,18	0,26	141,39	3,40	3,71	109,19	4,07	91,13
NT	MD/MC	3,13	3,60	114,99	5,01	71,72	1,27	0,84	65,77	0,93	89,98	4,40	4,43	100,76	5,94	74,58
	MD/PR	3,64	6,37	174,89	7,66	83,12	1,46	0,78	53,72	0,78	100,47	5,10	7,15	140,24	8,44	84,73
OE	MD/DV	2,11	2,31	109,36	3,18	72,47	0,85	0,53	62,99	0,55	96,62	2,96	2,84	96,05	3,74	76,04
	MD/PS	2,38	2,21	92,84	2,44	90,62	0,97	0,48	49,34	0,53	90,70	3,35	2,69	80,28	2,96	90,64
TA	MD/PM	1,91	1,91	100,07	2,11	90,72	0,78	0,71	91,44	0,71	99,93	2,69	2,63	97,56	2,82	93,05
	MD/UL	1,36	1,10	80,54	1,36	80,32	1,05	0,49	46,70	0,47	104,71	2,41	1,59	65,80	1,83	86,55
	MD/UR	1,73	1,42	82,31	2,17	65,65	1,00	0,62	62,33	0,45	138,67	2,73	2,05	74,98	2,62	78,19
Alta tensão		0,00	0,18	0,00	0,31	56,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,31	56,37
DDC		2,39	2,62	109,78	3,32	78,79	0,79	0,50	63,10	0,56	89,05	3,17	3,12	98,21	3,88	80,27

Fonte: (CEMIG, 2017 adaptado por autora).

Figura 31 - FEC Diário 04/04/2017

Malha	Gerência	FEC Acidental					FEC Programado					FEC TOTAL				
		Meta	2017	R/M	2016	% 2017/2016	Meta	2017	R/M	2016	% 2017/2016	Meta	2017	R/M	2016	% 2017/2016
CE	MD/CE	1,55	1,02	65,33	1,14	88,90	0,22	0,15	68,07	0,15	103,00	1,78	1,17	65,68	1,29	90,54
LE	MD/GV	2,08	1,43	69,14	2,07	69,37	0,30	0,19	61,86	0,25	72,85	2,38	1,62	68,22	2,32	69,75
	MD/IP	1,92	1,97	102,47	1,79	109,92	0,28	0,24	87,00	0,30	80,47	2,20	2,21	100,52	2,09	105,69
MQ	MD/TO	2,39	1,73	72,45	2,65	65,25	0,34	0,10	29,90	0,21	49,32	2,73	1,83	67,08	2,86	64,09
	MD/JF	1,78	1,19	66,87	1,86	63,90	0,26	0,08	31,27	0,10	79,98	2,03	1,27	62,38	1,96	64,72
SU	MD/SJ	1,72	1,55	89,93	1,69	91,78	0,55	0,11	20,00	0,13	84,00	2,27	1,66	73,05	1,82	91,22
	MD/PA	2,25	1,94	86,01	1,61	120,34	0,32	0,16	49,69	0,17	93,75	2,57	2,10	81,43	1,78	117,77
NT	MD/VR	1,96	1,56	79,57	1,42	109,86	0,28	0,13	46,34	0,09	138,09	2,24	1,69	75,38	1,51	111,63
	MD/MC	2,16	1,84	84,93	2,29	80,10	0,46	0,25	53,52	0,33	75,71	2,63	2,09	79,37	2,62	79,55
OE	MD/PR	2,02	2,05	101,39	2,02	101,46	0,78	0,23	29,60	0,28	82,19	2,81	2,28	81,33	2,30	99,10
	MD/DV	1,81	1,34	73,96	1,61	83,30	0,45	0,20	44,04	0,16	119,45	2,26	1,54	68,05	1,77	86,65
TA	MD/PS	2,00	1,32	66,01	1,49	88,15	0,43	0,17	38,66	0,24	67,54	2,42	1,48	61,18	1,74	82,25
	MD/PM	1,60	1,02	63,64	0,96	105,84	0,60	0,22	35,91	0,19	110,66	2,20	1,23	56,06	1,15	106,65
Alta tensão	MD/UL	1,28	0,63	49,03	0,64	98,43	0,43	0,17	38,51	0,12	133,84	1,71	0,79	46,36	0,76	104,23
	MD/UR	1,32	0,72	54,08	1,15	62,13	0,80	0,17	21,30	0,13	127,15	2,13	0,89	41,71	1,29	68,93
DDC		1,81	1,35	74,86	1,55	87,1	0,37	0,17	45,03	0,19	89,78	2,18	1,52	69,79	1,74	87,39

Fonte: (CEMIG, 2017 adaptado por autora).

Figura 32 - FSS (FEC Sustentado) acumulado Jan/Abr 2017

Malha	Gerência	FSS Externa			FSS SE's			FSS LD's			FSS Tronco			FSS Derivação			FSS Rede Secundária			FSS Individual			FSS Total		
		2017	2016	%	2017	2016	%	2017	2016	%	2017	2016	%	2017	2016	%	2017	2016	%	2017	2016	%	2017	2016	%
CE	MD/CE	3	4	75,00	9	14	64,29	0	3	0,00	434	586,00	74,06	4267	4372	97,60	4734	5264	89,93	14779	15775	93,69	24266	26018	93,11
LE	MD/GV	0	2	0,00	1	7	14,29	4	8	50,00	98	105,00	93,33	3024	2801	107,96	3382	3106	108,89	2828	3104	91,11	9337	9133	102,23
	MD/IP	1	2	50,00	3	3	100,00	8	7	114,29	65	89,00	73,03	2559	2246	113,94	3657	3082	118,66	3173	3792	83,68	9466	9221	102,66
MQ	MD/TO	0	2	0,00	8	7	114,29	7	7	100,00	87	56,00	155,36	2740	2728	100,44	2689	2341	114,87	2164	2293	94,37	7695	7434	103,51
	MD/JF	1	1	100,00	2	5	40,00	2	4	50,00	104	109,00	95,41	2360	2642	89,33	2741	3178	86,25	1854	2091	88,67	7064	8030	87,97
SU	MD/SJ	0	1	0,00	4	7	57,14	4	4	100,00	66	103,00	64,08	3297	3408	96,74	4678	4697	99,6	3113	3265	95,34	11162	11485	97,19
	MD/PA	0	0	0,00	7	5	140,00	4	2	200,00	194	218,00	88,99	4324	4719	91,63	4111	4700	87,47	4068	4543	89,54	12708	14187	89,57
NT	MD/VR	0	0	0,00	5	8	62,50	6	1	600,00	148	99,00	149,49	3711	3874	95,79	4099	4736	86,55	3398	3764	90,28	11367	12482	91,07
	MD/MC	2	3	66,67	14	8	175,00	17	8	212,50	131	100,00	131,00	4565	3748	121,80	5174	4179	123,81	3888	4134	94,05	13791	12180	113,23
OE	MD/PR	0	2	0,00	5	7	71,43	5	4	125,00	141	125,00	112,80	3114	2832	109,96	2598	2060	126,12	1666	1391	119,77	7529	6421	117,26
	MD/DV	0	0	0,00	1	4	25,00	0	3	0,00	107	132,00	81,06	2368	2452	96,57	2419	2535	95,42	2024	2445	82,78	6919	7571	91,39
TA	MD/PS	2	16	12,50	5	4	125,00	0	3	0,00	93	104,00	89,42	3277	3302	99,24	3371	3534	95,39	2506	2728	91,86	9254	9691	95,49
	MD/PM	0	1	0,00	1	3	33,33	1	3	33,33	65	84,00	77,38	2369	2300	103,00	2348	2260	103,89	1363	1537	88,68	6147	6188	99,34
Alta tensão	MD/UL	0	0	0,00	2	3	66,67	1	2	50,00	88	77,00	114,29	2391	2237	106,88	2566	2439	105,21	4952	4004	123,68	10000	8762	114,13
	MD/UR	3	1	300,00	1	12	8,33	4	4	100,00	85	109,00	77,98	2305	2258	102,08	3247	3343	97,13	2923	3118	93,75	8568	8845	96,87
DDC		12	28	42,86	58	88	65,91	48	43,00	11,63	1863	2064,00	90,26	46521	45776	101,63	51813	51453	100,7	54699	57984	94,33	155014	157436	98,46

Fonte: (CEMIG, 2017 adaptado por autora).

6.2 Plano de Ações - Cemig D/ Conjunto Varginha 1 – S/E Varginha (VGAU)

Segundo Cemig D - regional Varginha, um ponto crucial para qualquer modelo de gestão, está na elaboração e aplicação de um excelente plano de ações. E seguindo este procedimento uma das ações de destaque para melhoria de desempenho do DEC e FEC na regional, é a de se instalar e disponibilizar equipamentos de proteção tais como religadores. Esta ação compreende em uma análise de desempenho de dispositivos de proteção e manobra existente e para caso se aplique tecnicamente e economicamente, sejam feitas suas substituições por religadores. Atualmente foram destinados para a regional Varginha, 128 novos equipamentos sendo 32 trifásicos e 96 monofásicos, com custo médio de instalação na ordem de R\$15.000,00 para os monofásicos e R\$ 62.000,00 para os trifásicos, conforme Quadro 01 e instalado conforme ANEXO B.

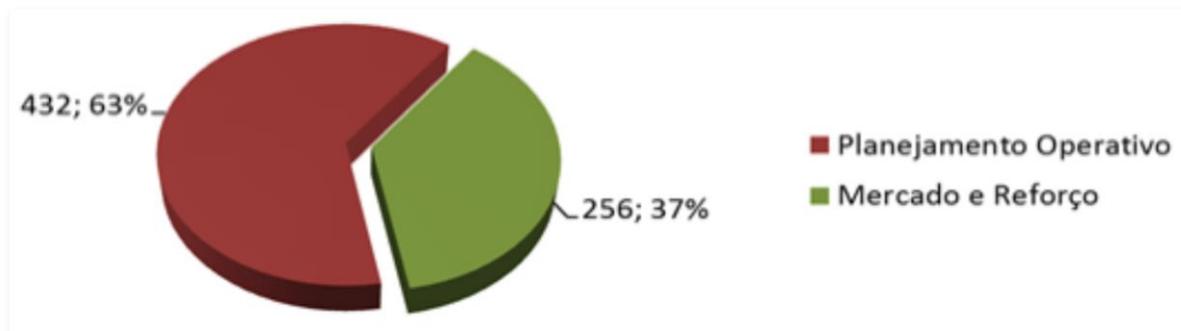
Quadro 01 - Custo médio de instalação de religadores

NSPR	TIPO	MÃO DE OBRA	MATERIAL	EQUIPAMENTO	TOTAL
56321027	MONOFÁSICO	R\$ 1.980,77	R\$ 6.968,21	R\$ 5.808,32	R\$ 14.757,30
56365332					
56365582					
56358968					
56360415	TRIFÁSICO	R\$ 1.969,00	R\$ 33.673,00	R\$ 26.487,37	R\$ 62.129,37

Fonte: (CEMIG, 2017).

Ainda de acordo com a Cemig D no ano de 2017 serão instalados 1725 novos religadores em sua rede de distribuição, sendo 688 religadores trifásicos (Figura 33) e 1037 monofásicos.

Figura 33 - Distribuição dos religadores trifásicos 2017 – 688



Fonte: (CEMIG, 2017).

6.3 Proposta para instalação de religador (telecomando via wi-fi)

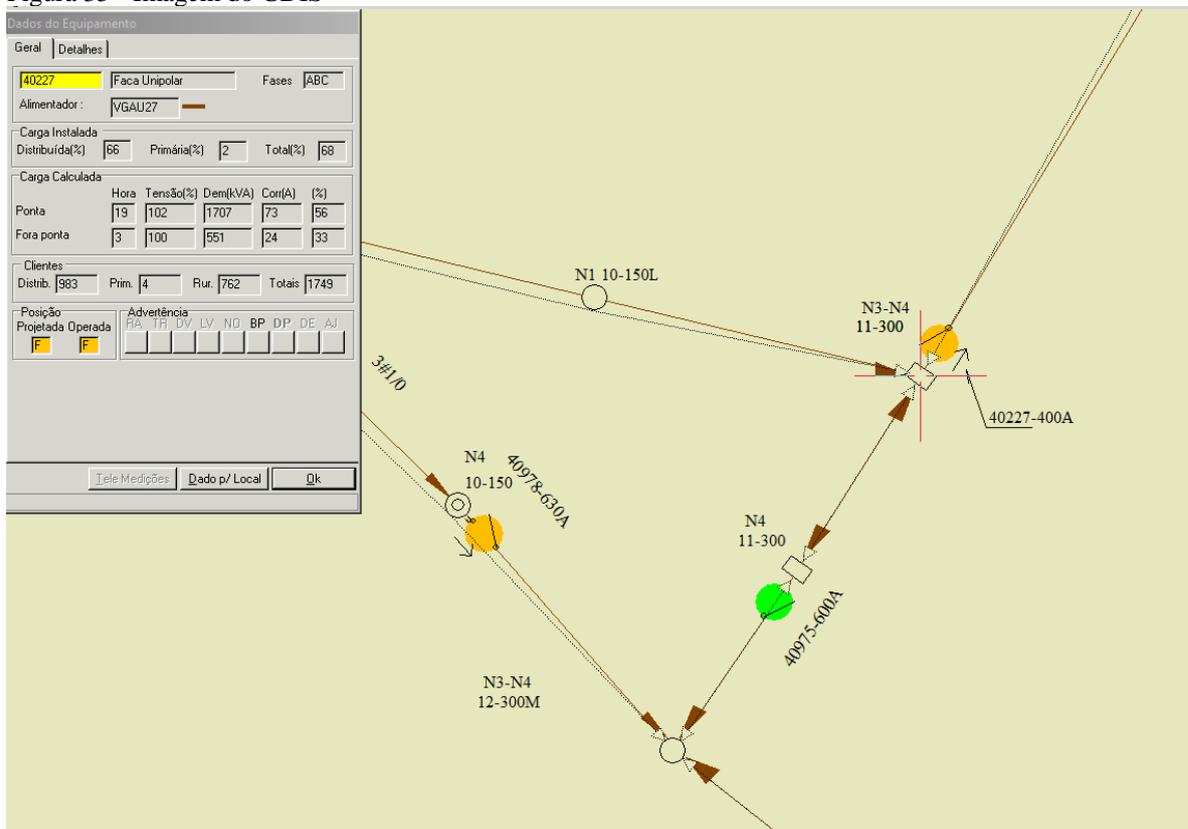
De acordo Cemig (2017), uma das propostas (concluído dia 28 de março de 2017) para instalação de novos religadores, foi a de se instalar um novo religador no alimentador 27 da S/E Varginha 1 (VGAU27). Esta proposta contempla a instalação de um religador na saída da chave para 40227 (Figura 34 e Figura 35). Esta chave está localizada na rede de distribuição urbana (RDU) - Varginha sentido cidade de Carmo da Cachoeira transição RDU e rede de distribuição rural (RDR) e instalação de religador em substituição da chave para 40228, chave N.A (normalmente aberta) entre os alimentadores VGAU27 e Três Corações 1 alimentador 218 (TCSU218) (Figuras 36 e 37).

Figura 34 - Imagem do GDIS



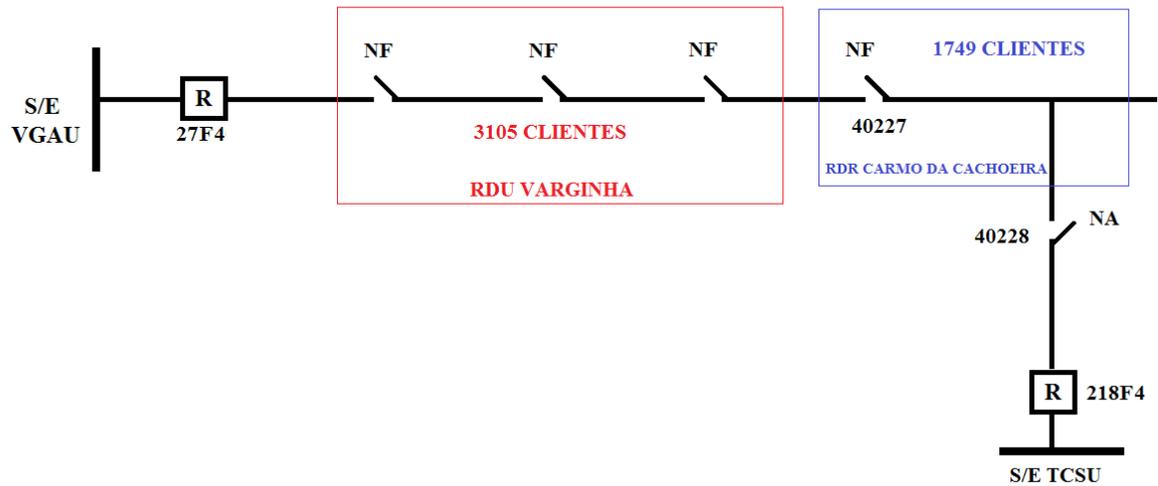
Fonte: (CEMIG, 2017).

Figura 35 - Imagem do GDIS



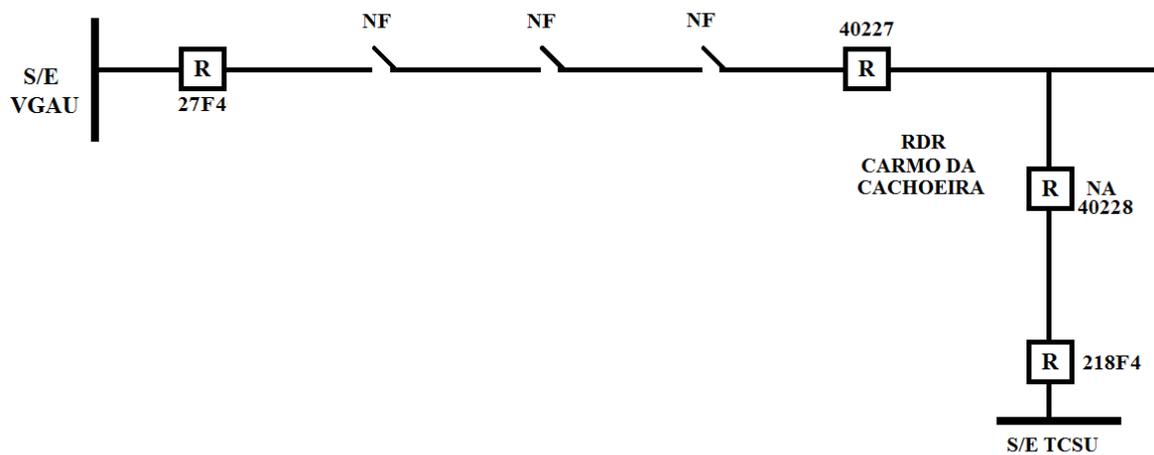
Fonte: (CEMIG, 2017).

Figura 36 - Diagrama unifilar situação atual



Fonte: (AUTORA, 2017).

Figura 37 - Diagrama unifilar situação após instalação de religadores



Fonte: (AUTORA, 2017).

Ainda de acordo com a Cemig (2017), tal proposta, terá os seguintes ganhos:

- Não interromper o fornecimento de 3105 clientes urbanos na RDU - Varginha por falhas localizadas no trecho rural sentido Carmo da Cachoeira;
- Possibilitar restabelecimento de 1749 clientes rurais, em caso de bloqueio do religador 27F4 - VGAU via transferência/automação.

6.3.1 Ocorrência anterior a execução da modificação proposta

De acordo com o relatório diário de operação (R.D.O. Cemig 2017), no dia 27 de janeiro às 10h55min - (Antes da conclusão da proposta da instalação de novos religadores) como mostra o diagrama unifilar do item 6.3 (Figura 36), na S/E VGAU houve bloqueio do religador 27F4, que teve como causa fundamental árvores caídas sobre a RDR Carmo da Cachoeira. Esta ocorrência causou interrupção no fornecimento de energia elétrica à 4.854 consumidores por um período médio aproximado de 3 horas (Quadro 02).

Quadro 02 - Ocorrência religador 27F4 VGAU

OCORRÊNCIAS MT					
Início		27/01/2017 10:55	Restabelecimento		27/01/2017 14:35
Subestação	Alimentador	Equipamento	Equipamento	Proteção Operada	
VGAU - Varginha 138kV	27	Religador 27F4	Religador 27F4 Sede Municipal Varginha - Rural parcial Carmo da Cachoeira	Sobrecorrente fase azul	
Sequencia de Eventos					
Data	Hora	Eventos			
27/01/2017	10:55	Bloqueou VGAU27			
27/01/2017	11:28	Inspeção VGAU27 - não localizado defeito			
27/01/2017	11:31	Fechado VGAU27 - Teste não Satisfatório (TNS)			
27/01/2017	11:43	Aberto 287300			
27/01/2017	11:46	Fechado VGAU27 - Teste satisfatório (TS)			
27/01/2017	12:14	Aberto 40227			
27/01/2017	12:31	Fechado 287300			
27/01/2017	14:09	Inspeção 40227 Localizado defeito			
27/01/2017	14:35	Fechado 40227			
Causa		Condição Atmosférica		Nº de Manobra	
Meio ambiente 4/3 na arvore		Tempo limpo		150911601	
Defeito Apurado					
27/01/2017	14:09	Árvore na rede			
Consequência					
Interrupção de 00h55min para 3028 clientes					
Interrupção de 01h30min para 77 clientes					
Interrupção de 03h40min para 1749 clientes					

Fonte: (CEMIG, 2017 adaptado por autora).

6.3.2 Ocorrência posterior a execução da modificação proposta

Conforme R.D.O. (Cemig), no dia 02 de maio às 09h25min, houve registro de nova ocorrência na qual houve bloqueio do religador 40277 (que foi instalado em substituição da chave faca), a causa fundamental desta interrupção foi descarga atmosférica. Esta ocorrência provocou a interrupção por um intervalo de 0,16 horas à 1749 consumidores (Quadro 03).

Quadro 03 - Ocorrência VGAU

OCORRÊNCIAS MT					
Início		02/05/2017 09:25	Restabelecimento		02/05/2017 09:35
Subestação	Alimentador	Equipamento	Equipamento	Proteção Operada	
VGAU - Varginha 138kV	27	Religador 40277	Religador 40277 Sede Municipal	Sobrecorrente fase branca	
Sequencia de Eventos					
Data	Hora	Eventos			
02/05/2017	09:25	Bloqueou religador 40277 - 3 Religamentos não satisfatórios (RNS)			
02/05/2017	09:35	Fechado religador 40277 - sem inspeção - TS			
Causa		Condição Atmosférica	Nº de Manobra		
Descarga Atmosférica		céu encoberto			
Defeito Apurado					
Consequência					
Interrupção de 00h10min para 1749 clientes					

Fonte: (CEMIG, 2017 adaptado por autora).

6.3.3 Análise das ocorrências

Analisando as ocorrências dos dias 27 de janeiro 2017 e 02 de maio de 2017 verifica-se que a simples instalação de um religador telecontrolado em substituição a uma chave faca trouxe ganhos significativos em relação aos itens de controle (DEC, FEC e TMAE), como por exemplo:

- Diminuição de consumidores interrompidos;
- Diminuição da duração da interrupção;
- Redução do TMAE.

6.4 Restabelecimento automático de sedes municipais – *self healing* descentralizado com 2 religadores – camada SCADA

De acordo com a Cemig (2013), foram instalados equipamentos (religadores) para o restabelecimento automático da sede municipal de São Bento Abade, este restabelecimento permite a normalização de alimentação da sede municipal com tempo inferior a 130 segundos (Figura 38). Para realização desta automação foram necessárias várias adequações de equipamentos (Quadro 04) bem como *software*.

Figura 38 - Diagrama unifilar



Fonte: (CEMIG, 2013).

Quadro 04 - Ajustes dos equipamentos

Regional	Sul
Polo	Três Corações
Localidade	São Bento Abade
Código COD	6106
Sigla	SBA
Topologia	1NA+1NF
Documento	02 111-OMAD-300 - IO - Regional Sul - PO restabelecimento automático de São Bento Abade – NF R100788 - NA R226583
Religador NF	R100788
Alimentador	TCSU07
Modelo	Noja RC10
Religador NA	R226583
Alimentador	TCSU06
Modelo	Noja RC10

Fonte: (CEMIG, 2013).

6.4.1 Configurações do procedimento operacional (P.O)

Nome: SM_S_SBA_6106_PO

Sendo:

SM = Sede Municipal

S = Regional

SBA = São Bento Abade (deverá ser usado a sigla da Cidade com 3 letras)

6106 = Código do Município (COD)

Texto: REST. AUTO. SÃO BENTO ABADE

Descrição: TRANSFERENCIA AUTOMATICA

Modo: SMS_SBA_GERAL_VD

Automático: Sim

Tipo de PO: Trigger

Checgem de Condição: Sim

Evento: Sonoro

6.4.1.1 Disparo – *trigger*: (condições)

(@SM_S_SBA_6106_CD)

Obs. É feito através de Cálculo Digital para disparo do PO.

6.4.1.2 Configurações do cálculo digital para disparo do trigger

Nome: SM_S_SBA_6106_CD

Descrição: PO – RESTABELECIMENTO AUTOMATICO SEDE MUNICIPAL

Protocolo: 0 – Normal; 1 – Execução

Alarme: Gerar para 1

Normalização: Sim

Tempo Morto: 0

Prioridade: 0 (mais alta)

Expressão: Conforme Abaixo:

(@R10078827CA_ED) &&

(@R10078827UTRLR_ED) &&

(@R10078827ET_VA<2) &&

(@R226583UTRLR_ED) &&

(@R22658327ET_VA<2) &&

(@R226583EQAB_ED) &&(!@R226583EQFC_ED) &&

(!@SM_S_SBA_6106_VD)

Figura 39 - Configuração religador SBA - xOMINI

Configuracao de Calculo Digital - xOMINI

Modo de Utilizacao: Alteracao e Navegacao

Nome Nome do Cálculo Digital a ser criado Expressao

Descricao

Valores	Alarmes	Blink	Protocolos	
0	<input type="text" value="Nao"/>	<input type="text" value="Nao"/>	<input type="text" value="00204"/> NORMAL	<input type="button" value="Procurar"/>
1	<input type="text" value="Sim"/>	<input type="text" value="Nao"/>	<input type="text" value="00456"/> EXECUCAO	<input type="button" value="Procurar"/>

Normalizacao Tempo Morto (s)

Ponto Vinculado Prioridade

Sinotico

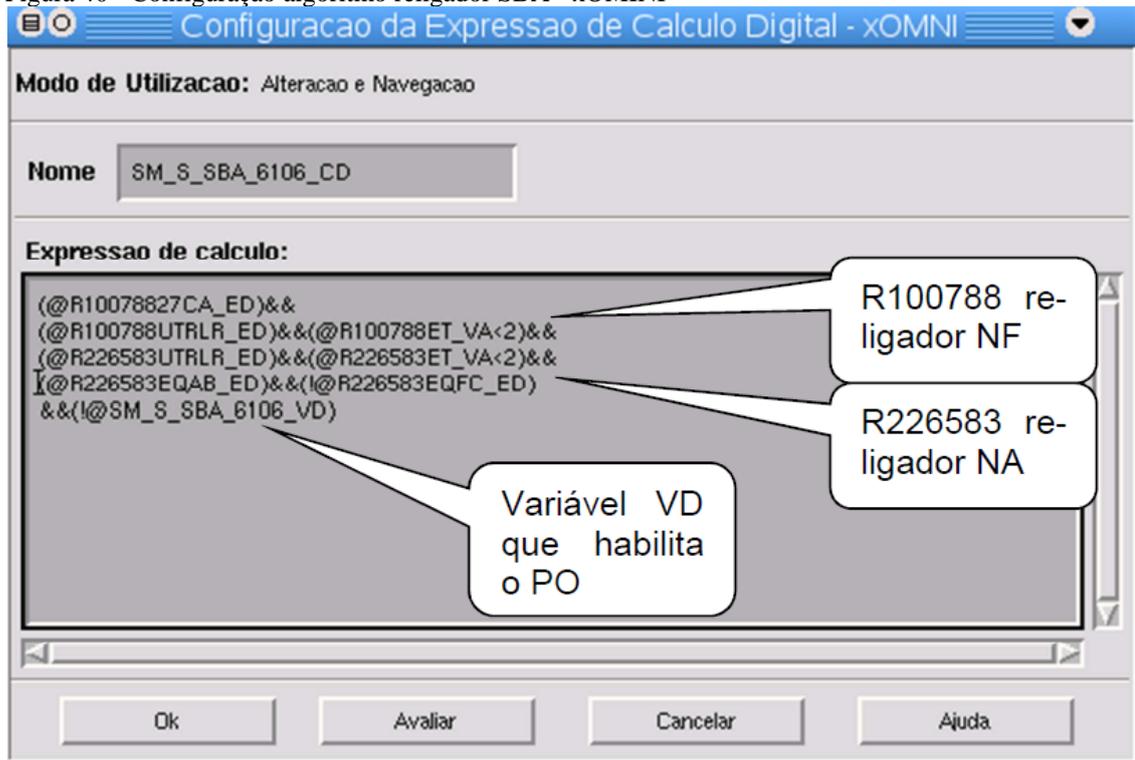
Grupo

Classe

Area de Seguranca

Fonte: (CEMIG, 2013).

Figura 40 - Configuração algoritmo religador SBA - xOMINI



Fonte: (CEMIG, 2013).

6.4.1.3 Ocorrência com Operação do Plano Operacional – PO

Durantes os testes de operação assistida foram verificados 3 operações:

1) Dia 31/12/2016 – Conceição do Rio Verde:

Conforme consta no RDO, houve falta de tensão na SE de TCSU (Três Corações1) e consecutivamente no religador NF R226581 da sede municipal de São Tomé das Letras e no NF R100788 da sede municipal de São Bento Abade. Porém, não houve disparo do PO devido aos respectivos religadores NA R226580 e R226583 também não terem VCA na entrada pois os seus alimentadores são pertencentes a mesma Subestação que teve falta de tensão.

Conclusões/Considerações:

Houve funcionamento correto do P.O, pois o mesmo não deveria transferir a alimentação para essa situação. Sempre que possível o P.O deverá ter os respectivos alimentadores em Subestações diferentes.

Figura 41 - RDO 31/12/2016

Malha: Sul Subestação: Três Corações 1 Início: 31/12/2016 17:40:00

Impacto da ocorrência: **36630** Clientes x Hora. Situação Pendente: **0** Clientes x Hora e **0** Clientes Interrompidos

Dados Gerais

Região: Sul Sigla SE: TCSU Subestação: Três Corações 1

Linha de Transmissão:

Proteção Operada: 4K50/S1N/P/S - 4K51/P/S - BK27N.

Incluir Equipamento de SE:

Sigla SE	Equip. SE
TCSU	1K4 - TERMINAL PARA SE TCSD
TCSU	2K4 - TERMINAL PARA SE CAQU
TCSU	4K4 - LT PARA SÃO GONÇALO DO SAPUCAI

Data Início: 31/12/2016 Hora Início: 17:40:00

Data Fim: 31/12/2016 Hora Fim: 18:25:00 Clientes Atingidos: **48840**

Condições Atmosféricas: Tempo Encoberto Nº da Manobra: 133944736

Grupo Causa: Indeterminada

Causa Apurada: S/I - IN - Após Inspeção da Rede

SAPNET: Não se aplica

Eventos: **Pré-Visualização** **Histórico do Serviço** **Consistência CONTINT**

Sequência de logística de Acionamento

Sequência de Eventos

17:40 - O1 RAS no disjuntor 4K4 e desarmarem disjuntores 1K4 e 2K4.
 17:58 - Após verificação pela MT de varias RCs de falta de energia de clientes ligados à SE , foi acionado PAM Caxambu para atendimento na SE.
 OBS: Havia falha na comunicação com a remota da SE.
 18:15 - Técnico da equipe de transformação e manobras de Varginha Sr Abelardo Dias da Silva (mora na cidade de Três Corações) e o Sup. da equipe PAM - Região Sul, Sr Luiz Claudio (se encontra na cidade), provavelmente, chegaram na SE.
 Inspeção navisual não identificou anomalia.
 18:25 - Fechado disjuntor 2K4 satisfatório.
 18:40 - Fechado disjuntor 1K4 satisfatório.
 19:25 - Técnico do PAM chegou na SE e em inspeção detalhada também não verificou nada de anormal.

Fonte: (CEMIG, 2016).

6.4.1.4 Comandos ANEXO A

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Quando deparamos com a questão de como tornar uma simples rede de energia elétrica em uma rede inteligente, ou até mesmo quais são os passos que precisam ser seguidos para que possamos enquadrá-la, com propriedade, dentro do conceito de *Smart Grid*, tem tantas opções e respostas quanto peritos que as respondem. Entretanto, quase todos concordam sobre a necessidade de inserir ou aprimorar certas características que já fazem parte do próprio conceito de *Smart Grid* em situações em que estas redes estão inseridas.

Muitas destas características já foram incorporadas, ainda que parcialmente, nas redes de distribuição existentes e, em qualquer caso, representam objetivos técnicos sempre perseguidos pelas concessionárias. O que diferencia a situação atual é a disponibilidade e acesso a tecnologias (sensores, comunicações, processo digital, eletrônica de potência, *software...*), que possibilitam sua implantação em massa, a um custo acessível, nas redes de distribuição de média tensão.

As redes de distribuição marcam o limite no qual o sistema elétrico entra em contato com seus usuários, tanto na vertente de consumidores como de geradores. Como os consumidores, formam um conjunto cada vez mais exigente com a qualidade do serviço recebido, as redes têm que serem capazes de satisfazerem esta exigência (além é claro das metas pontuadas pelo agente regulador). Como geradores, as redes têm que se tornarem um espaço técnico que facilite sua participação no mercado de energia elétrica. Para ambos os *stakeholders*, a rede de distribuição tem que ser um meio robusto, seguro, flexível e confiável que disponha dos meios tecnológicos para reagir e resolver com rapidez e eficácia as falhas que possam surgir.

Um dos meios mais estudados e aplicados para atuar com eficácia na identificação e seccionamento de falhas, é a automação de equipamentos de proteção instalados nas redes de distribuição. Dentre o universo de equipamentos de proteção instalados nas redes os religadores são os equipamentos que mais atendem as condições primárias para automação.

Quando olhamos para a configuração de uma rede de distribuição, comumente identificamos uma grande aplicação de equipamentos de manobras (ex. chaves faca), os quais não tem atuação de proteção. Sistemas com esta configuração tendem a não terem um desempenho satisfatório durante o aparecimento de falhas, levando assim a um comprometimento de indicadores de qualidade de serviços prestados pelas concessionárias. Neste momento, como já citado anteriormente, as concessionárias pressionadas pelos *stakeholders*, precisam ser ágeis na aplicação de soluções técnicas operacionais.

Este trabalho analisou aplicação de duas possíveis soluções técnicas operacionais, aplicadas por uma concessionária de energia elétrica, na busca de solucionar todas as necessidades envolvidas durante as interrupções de energia. As soluções analisadas foram as de a automação (telecontrole e telecomando) de religadores e a de automação com restabelecimento automático de sedes municipais – *self healing* descentralizado com 2 religadores – camada SCADA.

Fica evidenciado neste trabalho que mesmo com a simplicidade do conceito de telecomando e telecontrole em relação a complexidade do *self healing*, esta automação é extremamente eficiente, tanto do ponto de vista técnico como econômico, podendo ser aplicada de forma crescente nas redes de distribuição. Isto é claro que não depõe negativamente contra a automação (*self healing*), que pode e deve ser aplicada em condições especiais.

Outra contribuição que este trabalho deixa, é a de que estudos voltados para coordenação e proteção de sistema elétricos (principalmente aplicados nas redes de distribuição) devem ser desenvolvidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. Disponível em: < <http://www.abb.com/product/pt/9aac100085.aspx> >. Acesso em: 15 mar. 2017.

ADEEL Materiais Elétricos. **Rede Compacta vs Rede Convencional**. Disponível em: < <http://www.adeel.com.br/rede-compacta-vs-convencional/> >. Acesso em: 20 mar. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) - **Regulação dos Serviços de Distribuição**. 2009. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao> >. Acesso em: 15 fev. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) - **Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/distribuicao2> >. Acesso em: 17 fev. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tempos Médios de Atendimento**. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Tempos_medios_de_atendimento/ >. Acesso em: 23 mar. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **ANEEL abre audiência pública sobre prorrogação de concessões da Distribuição**. Brasília, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Atlas de Energia Elétrica do Brasil. **Energia no Brasil e no mundo**. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf >. Acesso em: 15 fev. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Prodist**. 2017. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/prodist> >. Acesso em: 20 mar. 2017.

AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a SmartGrid. **IEEE power & energy magazine**, p. 35–41, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Qualidade do Serviço**. 2016. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/qualidade-do-servico2> > . Acesso em: 20 mar. 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Redes de Energia Elétrica**. Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica> >. Acesso em: 17 fev. 2017.

ATS ELETRICA. Chave fusível. Disponível em: < <http://www.atseletrica.com.br/chave-fusivel.php> >. Acesso em: 20 de abril de 2017.

AZEVEDO, Fernando Araujo. **Otimização de Rede de Distribuição de Energia Elétrica Subterrânea Reticulada através de Algoritmos Genéticos**. 140 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.

BENEDET, Mauro Eduardo. **Otimização de um analisador de gás dissolvido em óleo de múltiplos transformadores de potência**. 2008. 111f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

CEMIG. Disponível em: < <http://www.cemig.com.br/pt-br/Paginas/default.aspx>>.

CEMIG. Disponível em:< <https://www.cemig.com.br> >. Acesso em: 21 de abr. 2017.

CEMIG. **Norma de distribuição N.D 3.1**. Disponível em:< https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/nd3_1_000001p.pdf. >. Acesso em: 20 de abr. 2017.

CEMIG – Cemig Distribuição. Disponível em: < http://ri.cemig.com.br/static/ptb/cemig_distribuicao.asp?idioma=ptb> . Acesso: 04 de maio de 2017.

CERTEL ENERGIAS. Disponível em: < <http://www.certel.com.br>>. Acesso em: 21 de abril de 2017.

CPFL ENERGIA. **Smart Grid**. Disponível em: < <https://www.cpfl.com.br/energias/sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 24 abr. 2017.

CREDER. Hélio. **Instalações Elétricas**. 15. Ed. LTC. Rio de Janeiro, 2011.

CRISPINO, F. JARDINI, J. A, MAGRINI, L. C, SCHIMIDT, H. P. **Automação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. (Revista) Controle & Instrumentação nº51. (Encarte) Energia, Elétrica & Eletrônica. Ano IX nº115 Outubro de 2000.

DUAILIBE, Paulo. **Consultoria para uso eficiente de Energia**. Centro Federal de Educação Tecnologia Celso Suckow da Finseca. 1999.

ELEKTRO. Proteção de Redes Aéreas de Distribuição. NORMA ND.78. Campinas, 2014.

ELETROBRAS Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Manual de procedimentos de redes de distribuição**: Projetos de redes de distribuição aéreas urbanas. 2012. Disponível em: < <http://www.elektrobrasalagoas.com> >. Acesso em: 16 mar. 2017.

ENERGISA, **Norma de distribuição unificada - NDU-017**. Proteção da distribuição. Julho, 2012.

ENGEHALL Cursos NR10 - **Organização do Sistema Elétrico de Potência – SEP**. Disponível em:< <http://www.treinamentonr10.com/organizacao-do-sistema-eletrico-de-potencia-sep>>. Acesso em: 02 fev. 2017.

GÓMEZ, A. et al. **Sistemas de Energia Elétrica: Análise e Operação**. Tradução e revisão técnica Antônio Padilha Feltrin, José Roberto Sanches Mantovani, Rubén Romero. LTC. Rio de Janeiro, 2011.

GRUPO DE TELEINFORMÁTICA E AUTOMAÇÃO (GTA) - UFRJ. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em:
<http://www.gta.ufrj.br/ensino/eel879/trabalhos_vf_2010_2/livia/index.html/>. Acesso em: 17 março 2017.

INDEL BAURU INDÚSTRIA ELETROMETALÚRGICA LTDA. Disponível em: <<http://www.indelbauru.com.br/>>. Acesso em: 29 mai. 2017.

JUNIOR, G. M. PEA5918 – **Redes Elétricas Inteligentes e Microredes** (*Smart Grids e Microgrids*) – Características do Smart Grid. Depto. De Engenharia de Energia e Automação Elétricas Escola Politécnica da USP, 2011.

JUNIOR, Romildo de Campos Paradelo. **Proteção de sobrecorrentes em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística.** 247f. Dissertação (mestrado) - Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

LEÃO, Ruth. **GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.** Ceará, 2009. Disponível em:
<<http://www.clubedaeletronica.com.br/Eletricidade/PDF/Livro%20GTD.pdf>>.

LIMA, Adriana Domene Barbosa. **Estudo da viabilidade de implantação das redes de distribuição subterrâneas:** aspectos gerais e ambientais. 61f. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho. Rio Claro, 2016.

MAENG. Disponível em: <<http://www.maeng.com.br/sistema/index.php?pagina=portifolio>> . Acesso em: 16 mar. 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) - **Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes – Smart Grid,** 2010. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 02 mai. 2017.

MUNDO DA ELÉTRICA. Disponível em: <<https://www.mundodaeletrica.com.br/>>. Acesso em 21 abr. 2017.

NAKAGUISHI, Marcos Issao; HERMES, Paulo Diego. **Estudo comparativo técnico/financeiro para implantação de redes de distribuição subterrâneas.** 100f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2011.

O SETOR ELÉTRICO - Aspectos de evolução do smart grid nas redes de distribuição. Disponível em: <http://www.osetoelettrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed75_fasc_distribuicao_cap3.pdf>. Acesso em: 06 abr. 2017.

O SETOR ELÉTRICO. Por baixo da terra. Disponível em: <<https://www.osetoelettrico.com.br/2016/2012/05/21/por-baixo-da-terra/>> . Acesso em: 2mar. 2017.

PORTAL O DIA. **Eletróbras implanta sistema de tele medição para combater perdas de energia**. Piauí, 2015. Disponível em: <<http://www.portalodia.com/noticias/piaui/eletrabras-implanta-sistema-de-telemedicao-para-combater-perdas-de-energia-231878.html>>. Acesso em: 09 de mar. 2017.

PROGEL Projetos e Gestão Elétrica. **Projetos de Extensão de Redes Rurais, Urbanas Áreas e Subterrânea**. Disponível em: <<http://progeletrica.com.br>>. Acesso em: 10 mar. 2017.

RIBEIRO, André Luis. **Benefícios da Rede de Distribuição Aérea Compacta 15Kv**. 80f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade São Francisco. Itatiba, 2008.

S&C. Religador IntelliRupter® PulseCloser. 2012. Disponível em: <<http://pt.sandc.com/products/switching-overhead-distribution/intellirupterpulsecloser.asp> > Acesso em: 28 abr. 2017

SABER ELÉTRICA. Disponível em: <<https://www.sabereletrica.com.br/equipamentos-de-protecao-e-manobra/>>. Acesso em: 19 de abril de 2017.

SCHAK. **Chave Seccionadora**. Disponível em: <http://schak.com.br/?product_cat=chave-seccionadora-media-tensao>. Acesso em: 20 abr. 2017.

SILVA, Eliel Celestino da. **Proteção de sistemas elétricos de potência: guia prático de ajustes** – 1 ed. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora, 2014.

SILVEIRA, Francisco Tavares; GALVANI, Gustavo Tadeu de A.; SOUZA, Euzébio D. de. **Coordenação entre religador e seccionador em redes de distribuição - Coordination between reclosers and sectionaliser distribution networks**. E-xacta, Belo Horizonte, v. 4, n.3, p. 219-225. (2011). Editora UniBH. Disponível em: <<http://www.unibh.br/revistas/exacta/>>. Acesso em: 29 mai. 2017.

STI ELETRÔNICAS. **Chave Seccionadora de distribuição tipo “SUD”**. Disponível em: <<http://www.stieletronicaisoladores.com.br/sud>>. Acesso em: 25 abr. 2017).

STRUTTURALI. Disponível em: <<http://strutturali.eng.br/plus/modulos/conteudo/?tac=eletrica>>. Acesso em: 11 mar. 2017.

TAVRIDA ELECTRIC. Disponível em: <<http://www.tavrida.com/teb/>>. Acesso em: 09 mar. 2017.

TECFUSE Tecnologia por um fio. Disponível em: <<http://www.tecfuse.com.br/>>. Acesso em: 20 abr. 2017.

TOLEDO, Fábio. **Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes**. Brasport. Rio de Janeiro, 2012.

UNESP. **Distribuição de Energia Elétrica**. Proteção de sistema aéreo de distribuição 2b. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/2b_protecao_de_sistema_aereo_de_distribuiacao.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2017.

USP. **O Sistema Elétrico**. Disponível em:

<<http://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/5840834/59/SistemaEletrico1.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2017.

ZIMMER, Camila; JUNIOR, Manoel Andreatta Franco. **Automação da distribuição de energia**: Recomposição automática de redes de distribuição. 96f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2014.

ANEXO A

1º Comando

COMANDO	ENTIDADE	CONDIÇÃO
Integridade NF	R100788	(@R10078827CA_ED)&& (!@R10078827EQAB_ED)&&(@R10078827EQFC_ED) (Obs. somente para religadores NOJA) (@R10078827EQAF_ED) (Obs. somente para religadores Tavrída)

ATRASSO: 60

AÇÃO EM CASO DE FALHA DE CONDIÇÃO: Interromper

AÇÃO EM CASO DE FALHA DE EXECUÇÃO: Interromper

CHECAR CONDIÇÃO: SIM

2º Comando

COMANDO	ENTIDADE	CONDIÇÃO
Integridade NA	R226583	(!@R22658327CA_ED) (!@R226583EQAB_ED)&&(!@R226583EQFC_ED) (Obs. somente para religadores NOJA)

ATRASSO: 05

AÇÃO EM CASO DE FALHA DE CONDIÇÃO: Interromper

AÇÃO EM CASO DE FALHA DE EXECUÇÃO: Interromper

CHECAR CONDIÇÃO: SIM

3º Comando

COMANDO	ENTIDADE	CONDIÇÃO
Abrir religador NF (R100788)	R100788AB_SD Valor = Verificar valor no religador (obs. Para Tavrida usar R100788EQAF) Valor = Verificar valor no religador	(@R100788UTRLR_ED)&& (@R226583UTRLR_ED)&& (@R100788ET_VA<2)&& (@R226583ET_VA<2)&& (@R10078827CA_ED)&& (!@R100788EQAB_ED)&&(@R100788EQFC_ED)&& (obs. Para Tavrida usar (@R100788EQAF_ED) (@R226583EQAB_ED)&&(!@R226583EQFC_ED)&& (obs. Não é possível usar Tavrida para NA) (@R100788KVVM_EA<6000)&& (@R100788KVAZ_EA<6000)&& (@R100788KVBR_EA<6000)&& (@R226583KVVM_EA>6000)&& (@R226583KVAZ_EA>6000)&& (@R226583KVBR_EA>6000)

ATRASSO: 15AÇÃO EM CASO DE FALHA DE CONDIÇÃO: InterromperAÇÃO EM CASO DE FALHA DE EXECUÇÃO: InterromperCHECAR CONDIÇÃO: SIM

4º Comando

COMANDO	ENTIDADE	CONDIÇÃO
Integridade NF	R100788	1

ATRASSO: 15AÇÃO EM CASO DE FALHA DE CONDIÇÃO: InterromperAÇÃO EM CASO DE FALHA DE EXECUÇÃO: InterromperCHECAR CONDIÇÃO: SIM

5° Comando

COMANDO	ENTIDADE	CONDIÇÃO
Fechar religador NA (R226583)	R226583FC_SD Valor=Verificar valor no religador	(@R100788EQAB_ED)&&(!@R100788EQFC_ED) && (obs. Para Tavrida usar (!@R100788EQAF_ED) (@R226583EQAB_ED)&&(!@R226583EQFC_ED) (obs. Não é possível usar Tavrida para NA)

ATRASSO: 15

AÇÃO EM CASO DE FALHA DE CONDIÇÃO: Interromper

AÇÃO EM CASO DE FALHA DE EXECUÇÃO: Interromper

CHECAR CONDIÇÃO: SIM

ENTIDADES AUXILIARES (VD's e EQ)

VARIÁVEL DIGITAL - SMS_SBA_GERAL_VD

Obs. Tag de MODO Necessária para criação do PO e do Equipamento.

Nome: SMS_SBA_GERAL_VD

Descrição: CHAVE SELETORA GERAL DE POSICAO

Protocolo: 0 – Remoto; 1 – Local

Normalização: Não

Tempo Morto: 0

Prioridade: 15 (mais baixa)

VARIÁVEL DIGITAL - SM_S_SBA_6106_VD

Nome: - SM_S_SBA_6106_VD

Obs. Utilizada no intertravamento do calculo digital de disparo para habilitar e desabilitar o PO

Descrição: TRANSFERENCIA SEDE MUNICIPAL

Protocolo: 0 – Habilitado; 1 – Desabilitado

Alarme: Gerar para 0 (Habilitado) e 1 (Desabilitado)

Normalização: Não

Tempo Morto: 0

Prioridade: 12

SM_S_SBA_6106_EQ

Nome: Entidade tipo equipamento - SM_S_SBA_6106_EQ

Obs Equipamento utilizado para comandar a função de Habilitar e desabilitar o PO

Descrição: TRANSFERENCIA SEDE MUNICIPAL

Modo: SMS_SBA_GERAL_VD

Checagem de Condição: Sim

COMANDOS:

HABILITAR TRANSF. SM

Comando de Operação: Desligar Digital

Entidade: SM_S_SBA_6106_VD

Condição: (@SM_S_SBA_6106_VD)

DESABILIT. TRANSF. SM

Comando de Operação: Ligar Digital

Entidade: SM_S_SBA_6106_VD

Condição: (!@SM_S_SBA_6106_VD)

ANEXO B

