

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS
GERAIS – *CAMPUS* FORMIGA**

BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUÍS HENRIQUE RODRIGUES DINIZ

**MÉTODOS PARA CONTROLE DE CORRENTES DE CURTO CIRCUITO
VARIÁVEIS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

FORMIGA – MG

2019

LUÍS HENRIQUE RODRIGUES DINIZ

MÉTODOS PARA CONTROLE DE CORRENTES DE CURTO CIRCUITO
VARIÁVEIS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga, como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

Co-orientador: Prof. Dr. Ulysses Rondina Duarte

FORMIGA – MG

2019

Diniz, Luís Henrique Rodrigues.
621.3 Métodos para controle de correntes de curto circuito variáveis em sistemas de distribuição de energia elétrica / Luís Henrique Rodrigues Diniz. -- Formiga : IFMG, 2019.
84p. : il.

Orientador: Prof. Prof. Dr. Renan Souza Moura
Co-orientador: Ulysses Rondina Duarte
Trabalho de Conclusão de Curso – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga.

1. Correntes de curto circuito variáveis. 2. Curva PV. 3. Métodos de controle de correntes de curto circuito. I. Título.

CDD 621.3

LUÍS HENRIQUE RODRIGUES DINIZ

MÉTODOS DE CONTROLE DE CORRENTES DE CURTO CIRCUITO
VARIÁVEIS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga, como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Avaliado em: ____/____/____

Nota: ____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Renan Souza Moura – Orientador

Prof. Me. Felipe de Sousa Silva – Membro

Prof. Me. Patrick Santos de Oliveira – Membro

“Que todos os nossos esforços estejam sempre focados no desafio à impossibilidade. Todas as grandes conquistas humanas vieram daquilo que parecia impossível.”

(Charles Chaplin)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por todas oportunidades a mim concedidas, por guiar meus passos em momentos difíceis e pela graça de concluir mais esta etapa em minha vida.

Agradeço também aos meus pais, Luis e Celly, pelo amor incondicional, pelo apoio nesta caminhada e por proporcionarem que este sonho se tornasse realidade.

À minha irmã, Júlia, pelo carinho de sempre.

À minha namorada, Maryene, por ter sido meu porto seguro por todos estes anos, por poder compartilhar tantos momentos de alegria e de dificuldades ao teu lado, por tanto amor e paciência também.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Renan, e ao meu co-orientador, Prof. Dr. Ulysses, pela disponibilidade, conselhos, orientações e motivação de sempre buscar as metas propostas.

A todos da EletroTerra Engenharia, em especial ao Mauro Arruda, por todo o conhecimento compartilhado, fundamental para o meu crescimento pessoal e profissional.

A todos meus amigos, por tantas histórias que temos para contar. Meu muito obrigado por fazerem esta caminhada mais alegre e proveitosa.

Aos funcionários e professores do IFMG – *Campus* Formiga pela dedicação ao trabalho e o suporte concedido.

Por fim, agradeço a todos que contribuíram, de forma direta ou indireta, para a realização deste trabalho.

RESUMO

Entender o comportamento de um sistema elétrico na ocorrência de um curto circuito é fundamental para propor o sistema de proteção adequado. Usualmente os ajustes empregados no sistema de proteção são fixos e não consideram a existência de equipamentos, como reguladores de tensão, que podem modificar o valor da corrente de curto circuito em função da carga atendida. Dentro deste contexto, este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) analisa diferentes métodos para atenuar correntes de curto circuito variáveis em sistemas de distribuição de energia elétrica. Mais precisamente são calculadas correntes de curto circuito de diversos tipos de faltas com e sem a presença de reguladores de tensão no sistema “*IEEE 4 Node Test Feeder*”. Constatada a presença de correntes de curto variáveis, três métodos são propostos como forma de atenuar estas correntes: redespacho de potência reativa, inserção de indutores série e comutação eletrônica de *taps*. Os resultados demonstraram que todos os métodos são eficazes para diminuir as correntes de curto circuito variáveis. Vantagens e desvantagens de cada método são discutidas neste trabalho. Embora ainda não exista uma grande viabilidade para implementação dos métodos apresentados, espera-se que este trabalho fomente uma maior atenção ao tema de ajuste dinâmico do sistema de proteção, principalmente com a intensificação dos investimentos em *smart grids*. Em todas as simulações, os limites operacionais do sistema analisado são considerados.

Palavras-chave: Correntes de curto circuito variáveis. Curva PV. Métodos de controle de correntes de curto circuito.

ABSTRACT

Understanding the behavior of an electrical system in the occurrence of a short circuit is fundamental to propose the appropriate protection system. Usually the adjustments used in the protection system are fixed and they do not consider the existence of equipment, such as voltage regulators, that can modify the value of the short circuit current in function of the served load. Within this context, this Undergraduate Thesis analyzes different methods to attenuate variable short-circuit currents in electric power distribution systems. More precisely, short-circuit currents of various types of faults are calculated with and without the presence of voltage regulators in the “IEEE 4 Node Test Feeder” system. Based on the presence of variable short-circuit currents, three methods are proposed to attenuate these currents: reactive power redispatch, series inductor insertion and electronic tap-change. The results demonstrated that all of methods are effective in reducing variable short-circuit currents. Advantages and disadvantages of each method are discussed in this work. Although there is still not a great feasibility to implement the presented methods, it is expected that this work foment more attention on the dynamic adjustment of the protection system, mainly with the intensification of investments in smart grids. In all simulations, the operational limits of the analyzed system are considered.

Keywords: Variable short circuit currents. PV curve. Short circuit current control methods.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Diagrama de interligação simplificado de um SEP.	22
Figura 2 - Sistema Interligado Nacional.	24
Figura 3 - Diagrama unifilar da rede de distribuição do teste IEEE 34 Barras.	25
Figura 4 - Equipamentos que compõem uma subestação de distribuição.	26
Figura 5 - Curva de demanda diária.	27
Figura 6 - Localização dos condutores i e j e suas respectivas imagens i' e j'	28
Figura 7 - Modelagem trifásica de um segmento de linha exato.	29
Figura 8 - Modelagem trifásica de um segmento de linha modificado.	29
Figura 9 - Modelagem trifásica de um segmento de linha aproximado.	30
Figura 10 - Afundamento de tensão no barramento de Taubaté – SP.	32
Figura 11 - Faixas de tensão em relação à tensão de referência.	33
Figura 12 - Autotransformador e enrolamento série com taps.	34
Figura 13 - Estruturação de um regulador de tensão.	35
Figura 14 - Regulador de tensão com compensador de queda de linha implementado. .	36
Figura 15 - Rede linear de distribuição aplicada para método BFS.	39
Figura 16 - Curva PV genérica.	41
Figura 17 - Curvas PV para fatores de potência diferentes.	42
Figura 18 - Circuito equivalente de Thèvenin.	44
Figura 19 - Chave fusível para sistemas de distribuição.	47
Figura 20 - Curvas da unidade temporizada dos relés.	48
Figura 21 - Sistema “IEEE 4 Node Test Feeder”	49
Figura 22 - Sistema “IEEE 4 Node Test Feeder” adaptado.	50

Figura 23 - Configuração dos polos do sistema.	51
Figura 24 - Triângulo das potências.....	56
Figura 25 - Instalação de reatores em uma subestação.	58
Figura 26 - Comparativo das curvas PV para as três fases do sistema sem regulador. ..	61
Figura 27 - Comparativo das curvas PV para as três fases do sistema, com regulador inserido.	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.	33
Tabela 2 - Ocorrência de curtos circuitos em função do tipo de falta.	44
Tabela 3 - Dados construtivos dos condutores.	51
Tabela 4 - Dados construtivos do banco de transformadores.	51
Tabela 5 - Dados das cargas atendidas por cada fase.	52
Tabela 6 - Tensão na carga de acordo com o carregamento do sistema.	62
Tabela 7 - Tensão na carga de acordo com o carregamento do sistema.	63
Tabela 8 - Quantidade de mudanças de tap para cada fase.	64
Tabela 9 - Correntes de curto circuito para o sistema “IEEE 4 Node Test Feeder”.	65
Tabela 10 - Comparação de resultados.	66
Tabela 11 - Correntes de curto circuito para o sistema “IEEE 4 Node Test Feeder” adaptado.	66
Tabela 12 - Variação da impedância do regulador conforme a mudança de posição dos <i>taps</i>	67
Tabela 13 - Correntes de curto circuito para uma falta fase-fase.	68
Tabela 14 - Correntes de curto circuito para uma falta fase-terra.	69
Tabela 15 - Correntes de curto circuito para uma falta dupla fase-terra.	69
Tabela 16 - Correntes de curto circuito para uma falta trifásica.	70
Tabela 17 - Correntes de curto-circuito de acordo com a tensão aplicada pelo alimentador.	71
Tabela 18 - Redespacho de potência reativa pela fonte de tensão do sistema.	72
Tabela 19 - Influência de reator em série sobre correntes de curto circuito.	73
Tabela 20 - Ganho de impedância de acordo com a posição do <i>tap</i>	74

Tabela 21 - Influência do comutador eletrônico de <i>taps</i> sobre correntes de curto circuito.....	74
Tabela 22 - Atenuação de corrente de curto circuito de acordo com a metodologia implantada.	75
Tabela 23 - Principais vantagens e desvantagens de cada método proposto.	77

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BFS – *Backward/Forward Sweep* (Varredura para trás/para frente)

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

CLP – Controlador Lógico Programável

FC – Fator de Carga

IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)

LKC – Lei de Kirchhoff das Correntes

LKT - Lei de Kirchhoff das Tensões

MIT – Motor de Indução Trifásico

ND – Norma de Distribuição

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

RMG – Raio Médio Geométrico

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition* (Controle Supervisório e Aquisição de Dados)

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

TP – Transformador de Potencial

TR – Tensão de Referência

VTCD – Variações de Tensão de Curta Duração

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Problema.....	17
1.2 Justificativa.....	18
1.3 Hipóteses.....	19
1.4 Objetivos.....	19
1.4.1 Objetivo Geral.....	19
1.4.2 Objetivos específicos.....	20
1.5 Estrutura do trabalho	20
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	21
2.1 Sistemas elétricos de potência	21
2.1.1 Origem	21
2.1.2 Composição do sistema	22
2.2 Sistema de distribuição de energia elétrica	25
2.2.1 Estrutura do sistema	25
2.2.2 Modelagem do sistema	27
2.3 Estabilidade de tensão	30
2.3.1 Conceitos.....	30
2.3.2 Revisão de ocorrências relacionadas à instabilidade de tensão	31
2.3.3 Normas e resoluções	32
2.4 Reguladores de tensão.....	34
2.5 Fluxos de potência trifásicos para sistemas de distribuição.....	37
2.5.1 Fundamentação teórica.....	37
2.5.2 Aplicação	38
2.6 Curva PV	40
2.7 Correntes de curto circuito	42
2.7.1 Conceitos.....	42
2.7.2 Tipo de falta elétrica.....	43
2.7.3 Teoria geral para cálculos de correntes de curto circuito em sistemas de distribuição	44
2.8 Proteção de sistemas elétricos	45
2.8.1 Conceitos.....	45
2.8.2 Equipamentos de proteção convencionais	46
3. METODOLOGIA.....	49

3.1	Sistemas teste	49
3.1.1	Sistema “ <i>IEEE 4 Node Test Feeder</i> ”	49
3.1.2	Sistema “ <i>IEEE 4 Node Test Feeder</i> ” adaptado.....	50
3.1.3	Características do sistema.....	50
3.2	Levantamento das curvas PV.....	52
3.2.1	Algoritmo	52
3.3	Cálculo de correntes de curto circuito de acordo com o tipo de falta ...	54
3.4	Métodos de controle de correntes de curto circuito	55
3.4.1	Redespacho de potência reativa.....	55
3.4.2	Inserção de reator em série com o circuito.....	57
3.4.3	Comutação eletrônica de <i>taps</i> do regulador	59
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	61
4.1	Curva PV	61
4.1.1	Sistema teste “ <i>IEEE 4 Node Test Feeder</i> ”	61
4.1.2	Sistema teste “ <i>IEEE 4 Node Test Feeder</i> ” adaptado	63
4.2	Correntes de curto circuito	65
4.2.1	Análise de curto circuito para o sistema “ <i>IEEE 4 Node Test Feeder</i> ” ...	65
4.2.2	Análise de curto circuito para o sistema “ <i>IEEE 4 Node Test Feeder</i> ” adaptado	66
4.2.3	Influência do tipo de falta elétrica nas correntes de curto circuito	68
4.2.3.1	Falta entre as fases B e C	68
4.2.3.2	Falta fase A para a terra	69
4.2.3.3	Falta dupla fase (fases A e B) para a terra	69
4.2.3.4	Falta trifásica.....	70
4.3	Métodos de controle e atenuação de correntes de curto circuito variáveis.....	70
4.3.1	Método I.....	71
4.3.2	Método II	72
4.3.3	Método III.....	73
4.3.4	Considerações sobre os métodos	75
5.	CONCLUSÕES.....	78
5.1	Trabalhos futuros.....	79
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	80

1. INTRODUÇÃO

O avanço tecnológico da humanidade resulta em aumentos contínuos na demanda de energia elétrica. Logo, caracteriza-se como principal função dos sistemas elétricos de potência (SEP), suprir esta demanda crescente de energia elétrica de forma segura, confiável e economicamente viável (FURINI, 2008).

Em virtude disso, foi consolidada a Resolução 505/01 (ANEEL, 2001), na qual estabelece premissas para as concessionárias, relacionadas ao fornecimento de energia de qualidade aos usuários, em regime permanente de operação. Em razão disto, é grande a preocupação em garantir que as condições operativas das cargas sejam atendidas, fazendo com que surjam meios para manter a estabilidade dos níveis de tensão.

A obra de Kundur *et al.* (1994) define estabilidade de tensão como a capacidade que um sistema apresenta de se manter em níveis adequados de tensão após a ocorrência de algum distúrbio no sistema.

Qualquer elemento que ocasiona uma alteração no ponto operativo do sistema é considerado um distúrbio, que por sua vez, pode ser causado por diversos fatores como: variações na carga atendida pelo sistema de distribuição, inserção ou remoção de capacitores, curtos circuitos na rede, dentre outros (LOPES, 2003).

Esta variedade de distúrbios exige que os equipamentos do sistema de distribuição possuam comportamentos dinâmicos, como forma de contemplar qualquer variação que a rede seja exposta. Uma vez que o carregamento do sistema oscila ao longo do dia, é inúmera a quantidade de distúrbios que a rede é submetida.

A fim de analisar o comportamento da estabilidade em função do nível de carregamento, Mohn e Souza (2006), Guimarães *et al.* (2011) e Almeida *et al.* (2013) propõem o uso da curva PV, como forma de relacionar o nível de tensão e o carregamento de um barramento. A construção desta curva também fornece o ponto de máximo carregamento do sistema.

O trabalho de Zambroni (1993) aborda o fenômeno de colapso de tensão, o qual está diretamente ligado ao valor de máximo carregamento. Este colapso é danoso ao sistema e formas de controle e prevenção devem ser estipuladas para evitar que esta condição instável ocorra.

Assim, para manter os níveis especificados de tensão para o consumidor e como forma de evitar instabilidade na rede de distribuição, grande parte dos sistemas atuais utilizam reguladores de tensão.

O trabalho de Medeiros e Pimentel (2002) justifica o uso de reguladores de tensão devido ao seu considerado baixo custo e sua flexibilidade operacional, permitindo assim, realizar ajustes automáticos nas diversas condições de carregamento da rede.

Esta automação no processo de distribuição de energia faz com que a configuração da rede se altere frequentemente, necessitando de análises para o sistema de proteção que considerem o dinamismo de determinadas variáveis, como nível de carregamento que a rede está submetida, posição do *tap* do regulador necessária para manter o nível de tensão solicitada no barramento, impedância própria do sistema e a amplitude da corrente de curto circuito em função do fator de carga.

Porém, como citam Gers e Holmes (2005), o sistema de proteção tradicional leva em conta apenas um valor crítico de atendimento de cargas residenciais, comerciais e industriais para dimensionamento dos dispositivos, além de considerar apenas o fluxo de potência em operação radial, no sentido da fonte para as cargas. Tal forma de abordagem tende a ficar obsoleta, devido a dinâmica do carregamento ao longo de um período, aumento de cargas não-lineares atendidas e o advento da geração distribuída.

Tal fato mostra que a operação dinâmica do sistema faz com que surjam correntes de curto circuito variáveis, que podem não ter sido contempladas no projeto do sistema de proteção, podendo causar sérios danos à estrutura, ao ambiente e aos seres vivos, dentre os quais os humanos (ALMEIDA, 2012).

Assim sendo, é necessário compreender a influência de correntes de curto circuito variáveis em sistemas de distribuição automatizados, para então, elaborar maneiras de controle que contemplem esta variação. Neste contexto, o presente trabalho propõe a análise do comportamento do sistema com a inserção de dispositivos inteligentes e a interferência destes equipamentos na magnitude das correntes de curto circuito, e, por conseguinte, diferentes métodos de proteção contra tais correntes. Para estes propósitos, são realizadas simulações computacionais através do *software* MATLAB R2016a, fornecido pelo IFMG *Campus* Formiga.

1.1 Problema

O correto ajuste do sistema de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica permite que acidentes envolvendo pessoas e bens materiais, decorrentes da ocorrência de falhas/curtos circuitos, sejam evitados (DECOURT, 2007).

Diante desta situação, a inserção da automação na proteção das redes elétricas tem resultado em grandes benefícios, pois permite um rápido envio de informações entre as partes envolvidas e a tomada imediata de ações de controle, sem a interferência humana, para resolver problemas operacionais.

Entretanto, qualquer inserção de um elemento automatizado altera a composição da rede elétrica. Estas alterações na rede significam modificações na impedância própria do sistema elétrico e devem ser consideradas no ajuste do sistema de proteção (KERSTING, 2002).

Além disso, existem equipamentos automatizados que podem apresentar diferentes valores de impedância em função da carga alimentada, como estabilizadores e reguladores de tensão. Este fato resulta em ajustes de proteção distintos para um mesmo equipamento. Há de se ressaltar também que a maioria dos dispositivos de proteção atuais não possuem ajustes dinâmicos.

Sendo assim, este Trabalho de Conclusão de Curso discutirá a existência de correntes de curtos circuitos variáveis em sistemas de distribuição de energia automatizados, e conseqüentemente, formas de ajuste e controle do sistema de proteção em virtude desta variação.

1.2 Justificativa

Avaliando o controle de tensão existente ao longo dos alimentadores de distribuição, constata-se que os reguladores de tensão têm significativa participação nas redes de distribuição, onde sua utilização está consolidada no Brasil e em diversos países do mundo (PEREIRA, 2009).

Como seu funcionamento é baseado na comutação de *taps*, o dispositivo provoca alterações contínuas na estrutura da rede para garantir que a tensão no barramento de carga esteja próxima ao valor contratado (KERSTING, 2002). Esta comutação não segue um padrão, pois varia conforme o nível de carregamento atual do sistema, ou seja, é um princípio não-linear.

Vários fatores contribuem para a não-linearidade do sistema de distribuição. Grande parte destes fatores devem-se à modernização dos processos industriais e a utilização massiva de diversos processadores eletrônicos de energia elétrica (fontes chaveadas, controladores de velocidade de máquinas e motores elétricos, equipamentos de solda e demais conversores estáticos de potência) (BURATTI, 2016).

Além do mais, a crescente inserção de fontes de geração distribuída faz com que o sistema, que apresentava configuração tipicamente radial, se transforme em um sistema em anel, com mais de uma fonte de contribuição para curtos circuitos (LUIZ, 2012).

Diante destes expostos, fica evidente que um sistema de proteção com ajuste fixo, normalmente representado por disjuntores e fusíveis, não é indicado para proteger os sistemas de distribuição de energia atuais. Desta forma, é necessário desenvolver métodos de controle e proteção dinâmicos e que considerem a potência que está sendo transmitida em determinado instante.

1.3 Hipóteses

Tendo em vista a preocupação em manter a estabilidade de tensão do sistema e garantir a proteção dos equipamentos e dos seres vivos ao redor da rede de distribuição, foram feitos alguns questionamentos como forma de abordagem do problema proposto. São estas:

- O sistema de automação é capaz de produzir correntes de curtos circuitos variáveis em sistemas de distribuição de energia elétrica?
- A existência de correntes de curtos circuitos variáveis deixará os atuais sistemas de proteção ineficazes?
- Existem métodos operacionais para controlar e/ou reduzir estas correntes de curto circuitos variáveis?

A fim de responder estes questionamentos, foi feita a comparação da curva de máximo carregamento de um sistema sem a presença de equipamentos de automação e com a inserção dos mesmos na rede, ao passo que as correntes de curto circuito também foram comparadas entre as duas configurações do sistema. Logo, com estes resultados, é possível elaborar mecanismos de redução destas correntes e verificar a eficácia de cada um.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desta monografia é propor métodos de controle e atenuação de correntes de curto circuito variáveis em sistemas de distribuição de energia elétrica.

1.4.2 Objetivos específicos

Como forma de fundamentar o objetivo geral, é necessário estabelecer alguns objetivos específicos, os quais são:

- Analisar como é feita a proteção do sistema de distribuição de energia atualmente.
- Analisar os diferentes níveis de correntes de curto circuito em função do carregamento do sistema de distribuição na presença e na ausência de equipamentos de automação.
- Analisar o desempenho dos métodos desenvolvidos para a atenuação destas correntes e estabelecer vantagens e desvantagens de cada um deles.

1.5 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta a introdução da monografia, contextualizando o desenvolvimento do trabalho. O referencial teórico é exposto no segundo capítulo, o qual dá suporte aos conceitos apresentados nos demais capítulos. No terceiro capítulo é apresentada a metodologia utilizada, bem como sua aplicação nos sistemas teste. Os resultados obtidos são descritos e discutidos no quarto capítulo. Por fim, no quinto capítulo são dispostas as considerações finais e são levantadas sugestões para trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A fim de um melhor entendimento desta monografia, este capítulo dispõe um levantamento bibliográfico sobre os conceitos fundamentais abordados neste trabalho. Assim sendo, são discorridas as características de um sistema elétrico de potência, e, mais especificamente, a modelagem da rede de distribuição de energia elétrica. Ademais, é apresentado o conceito de estabilidade de tensão, bem como as normas que abordam este conteúdo, o funcionamento dos reguladores de tensão, fluxos de potência trifásicos, a elaboração da curva PV, correntes de curto circuito e, por fim, uma análise dos dispositivos que compõem os sistemas de proteção atuais.

2.1 Sistemas elétricos de potência

2.1.1 Origem

Os primeiros sistemas elétricos surgiram no final do século XIX, apenas com o intuito de suprir sistemas de iluminação. Estes sistemas operavam em baixa tensão, bem como em corrente contínua. Porém, as “companhias de força e luz” migraram seus sistemas para linhas de corrente alternada devido aos seguintes fatores:

- O uso de transformadores, que propiciou a elevação dos níveis de tensão na transmissão de energia, favorecendo o envio à longas distâncias e reduzindo as perdas de energia na rede;
- O advento dos motores e geradores em CA, os quais são construtivamente mais simples e mais econômicos que as máquinas em CC;

E ainda, dentre os sistemas em CA, o trifásico se tornou o mais conveniente do ponto de vista técnico e econômico, já que a transmissão de potência é feita com menor custo e favorece a utilização de motores de indução trifásicos. Desta forma, este modelo tornou-se padrão para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (OLIVEIRA *et al.*, 2000).

2.1.2 Composição do sistema

Gross (1986) definiu um Sistema Elétrico de Potência (SEP) como uma rede de componentes interconectados projetados para converter continuamente energia não-elétrica em energia elétrica, realizar o transporte desta energia por distâncias potencialmente grandes, e por fim, entregá-la ao consumidor para que este faça a conversão da energia elétrica em uma forma utilizável para ele.

Esta definição deixa clara as funções dos três grandes segmentos que compõem o SEP: a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica. A figura 1 demonstra a interligação entre os três, assim como alguns pontos da rede inerentes à cada um destes subsistemas.

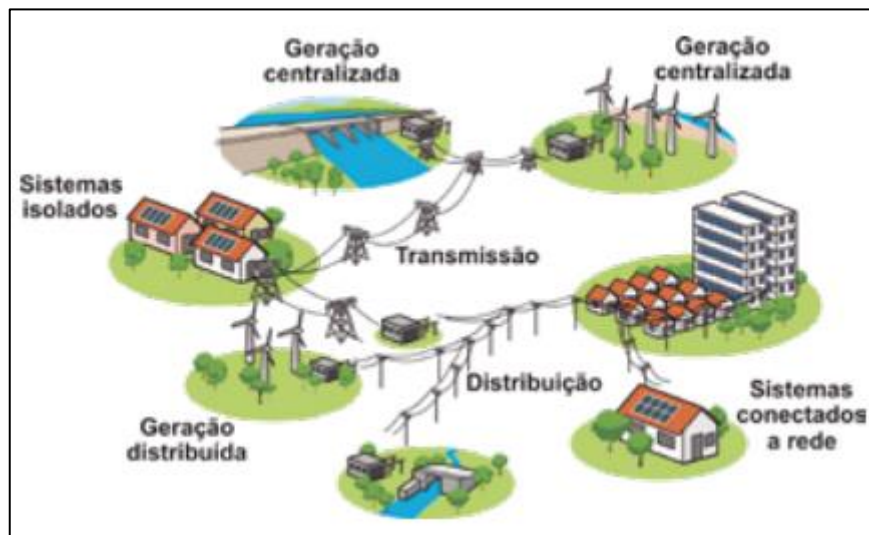


Figura 1 - Diagrama de interligação simplificado de um SEP.

Fonte: (DEOTTI & GOMES, 2018).

Sendo assim, o funcionamento do SEP está condicionado à performance coordenada e equilibrada de todos os segmentos, visto que qualquer anomalia em qualquer um dos sistemas pode comprometer toda a rede.

Como circunstância disto, a estruturação do SEP é feita de forma vertical, aplicando níveis entre os sistemas que o compõem. Estes níveis foram divididos de acordo com o processo envolvido e o valor de tensão que o sistema possui. Com isto, são atribuídas responsabilidades à cada um, gerando uma maior eficiência do processo e facilitando a operação coordenada.

Seguindo este princípio, o primeiro segmento consiste no sistema de geração, o qual é definido pela ANEEL (2019) como o sistema responsável por converter uma fonte primária de energia em energia elétrica.

Uma grande premissa deste sistema é garantir a adequação entre a oferta e a demanda de energia elétrica (CEMIG, 2019). Ao mesmo tempo que o sistema deve fornecer energia suficiente para abastecer os consumidores finais, toda esta energia, por sua vez, deve ser consumida por não haver condições de armazenamento dessa geração.

A geração é realizada por meio de geradores (geralmente máquinas síncronas), que produzem energia no nível de média tensão e necessita de uma subestação de elevação para que seja feita a transmissão desta energia gerada. (CABRAL, 2018).

Ao elevar esta tensão, chega-se ao segundo segmento, denotado sistema de transmissão. A ANEEL (2017) o define como o sistema responsável por escoar em alta tensão a eletricidade produzida pelas usinas geradoras às diversas subestações de alteração de tensão elétrica, por meio de cabos aéreos fixados em grandes torres de metal.

A transmissão em alta tensão, normalmente chegando até 500 kV, ameniza as perdas por Efeito Joule, uma vez que os níveis de corrente que fluem pela rede são reduzidos. Visto que se trata de linhas extensas, esta diminuição de perdas elétricas gera uma economia considerável no custo de transporte de energia, além de resultar no aumento da qualidade e confiabilidade do processo.

No Brasil, o processo de transmissão é parte integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual utiliza a malha de transmissão para transportar a energia elétrica pelo país, vide figura 2 adiante. Em 2009, apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade estava fora do SIN, por se tratar de áreas isoladas – em sua maioria – na região amazônica (Instituto de Engenharia, 2009).

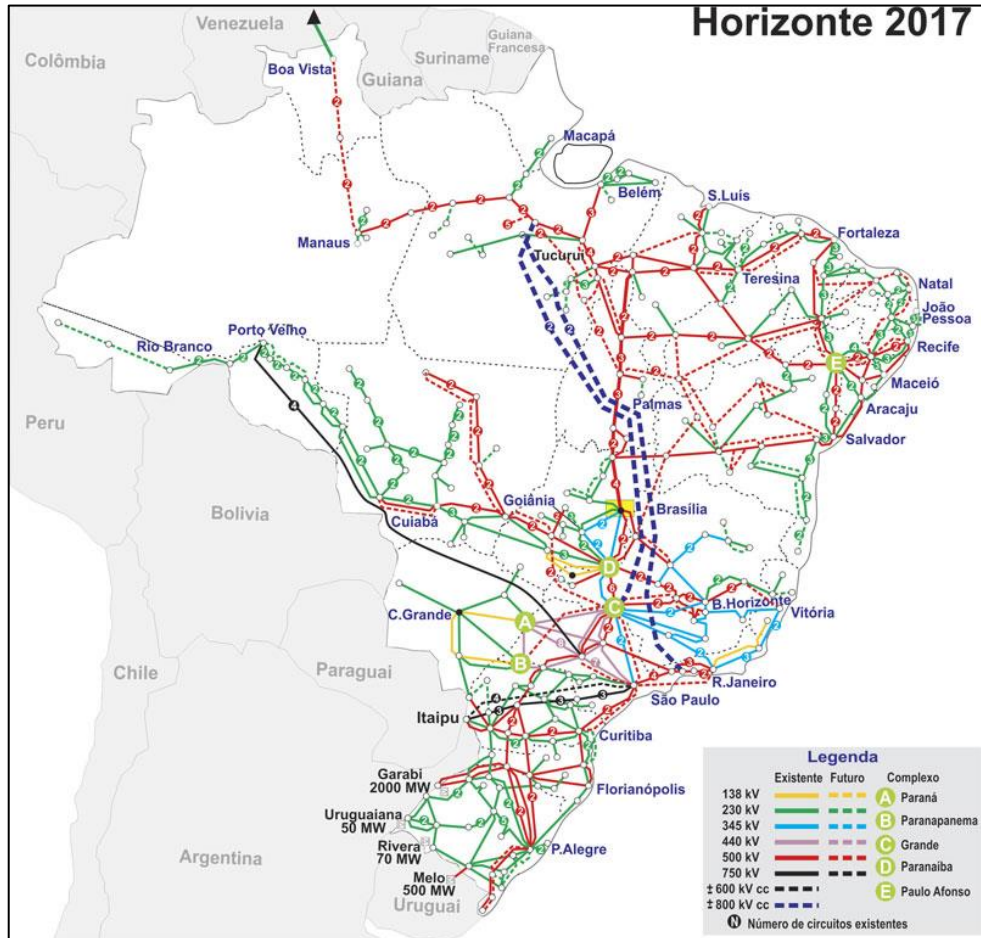


Figura 2 - Sistema Interligado Nacional.

Fonte: (ONS, 2017).

Malhas de transmissão como mostradas na figura 2 são comuns em todos os países, visto que é a melhor forma de escoar a energia produzida no subsistema de geração por longas distâncias. Estes sistemas de transmissão possuem equipamentos que visam a proteção, monitoramento e controle do sistema, de forma que entreguem a energia com confiabilidade e segurança ao subsistema de distribuição.

Este subsistema de distribuição é o terceiro segmento que compõe o SEP, e, por sua vez, trata-se do responsável pelo rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, por conectar centrais geradoras e por fornecer energia elétrica ao consumidor (ANEEL, 2018).

Como o segmento de distribuição é o principal foco desta monografia, será destinada abaixo uma seção a fim de discorrer detalhadamente este sistema, analisando a rede e os componentes que compõem o sistema, além de apresentar a modelagem do mesmo.

2.2 Sistema de distribuição de energia elétrica

2.2.1 Estrutura do sistema

O sistema tem início a partir de subestações locais, que realizam a redução dos níveis de tensão oriundos das linhas de transmissão ou subtransmissão. Salvo em casos específicos, a estrutura da rede é radial, isto é, o fluxo de potência é feito em apenas uma direção, das subestações direto para o consumidor final.

Basicamente, este fluxo de potência parte de alimentadores em direção às ramificações laterais, onde estão situadas as cargas atendidas. Seu produto final é a entrega de energia elétrica em níveis de tensão adequados a cada consumidor.

A figura 3 mostra um diagrama unifilar de um sistema de distribuição que demonstra este funcionamento. Este diagrama corresponde ao sistema-teste IEEE 34 barras, onde este contempla todas as possíveis configurações práticas e características de carga de um sistema real de distribuição. O alimentador é representado pela barra vertical 800 e cada ponto com sua devida numeração corresponde à uma determinada carga.

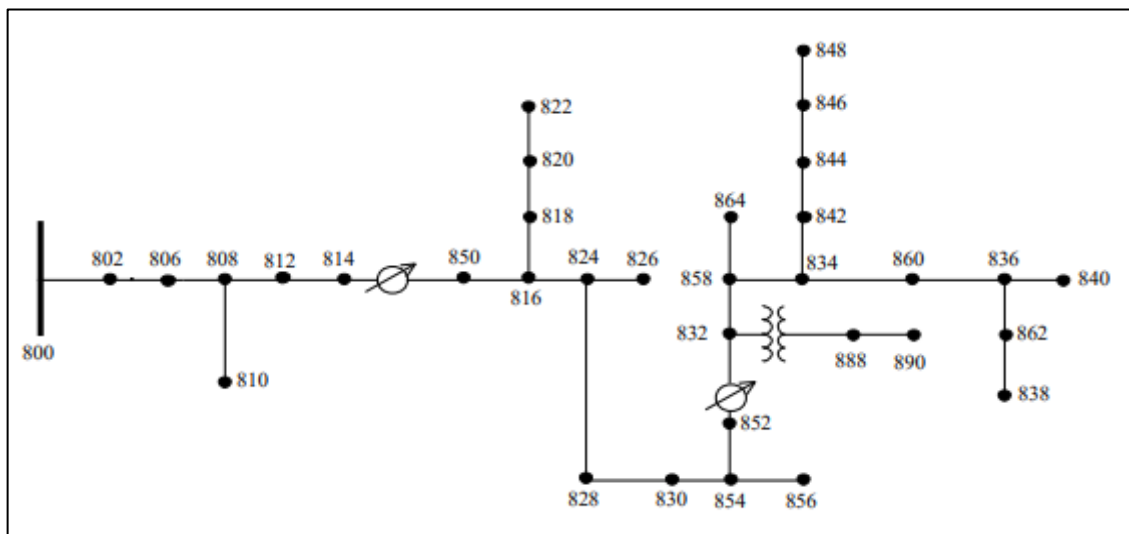


Figura 3 - Diagrama unifilar da rede de distribuição do teste IEEE 34 Barras.

Fonte: (VERGÍLIO, 2016).

As subestações são um fator fundamental no processo de distribuição de energia. Nestas estão inseridos dispositivos responsáveis por proteção, conversão de energia, regulação de tensão, medição e transporte de energia elétrica. A figura 4 demonstra a estrutura básica de uma subestação.

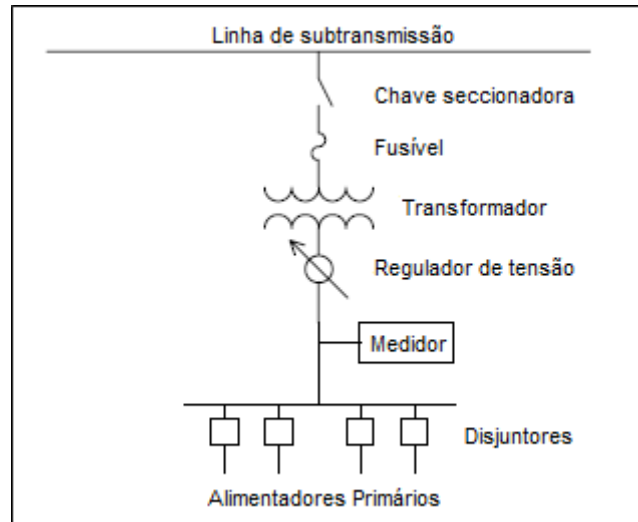


Figura 4 - Equipamentos que compõem uma subestação de distribuição.

Fonte: (KERSTING, 2002).

Outro fator preponderante no processo é o conhecimento da carga que será atendida, pois o carregamento influencia em vários aspectos na linha de distribuição, como por exemplo, na determinação do nível de tensão de operação.

Linhas de média e alta tensão, ou redes primárias, são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica à consumidores robustos, ou seja, indústrias e instalações de processos específicos de alta prioridade, como hospitais e aeroportos. Já as linhas de baixa tensão são destinadas ao abastecimento de consumidores residenciais, comércio e indústrias de pequeno porte.

Ainda na análise das cargas, é possível afirmar que este carregamento é desbalanceado, visto que o alimentador atende uma demanda de energia variável, a qual alterna seu valor durante todo o dia e cada ponto consome um valor diferente de energia elétrica. A figura 5 demonstra um exemplo de demanda diversificada de acordo com o horário.

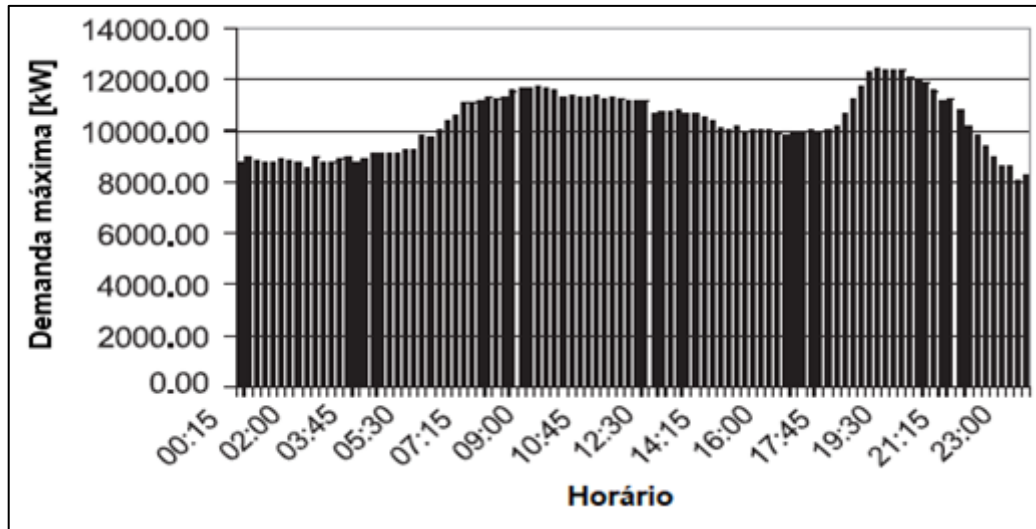


Figura 5 - Curva de demanda diária.

Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2002).

Outro problema relacionado às cargas são as faltas de energia, uma vez que as redes de distribuição estão mais propensas a isto, devido à sua estrutura radial com pouca ou nenhuma redundância. Para sanar estes transtornos, são realizados investimentos no sistema de distribuição, fazendo com que este represente a maior parte dos custos de operação de todo o sistema elétrico (ASAKURA et al., 2003).

Em função destes fatores, é preciso realizar uma modelagem do sistema de distribuição como forma de prever situações reais por meio de simulações, e desenvolvê-lo de acordo com os resultados obtidos, buscando uma otimização do processo.

2.2.2 Modelagem do sistema

Como visto anteriormente, o alimentador de distribuição é inerentemente desequilibrado, fato este que impossibilita uma generalização sobre espaçamento entre condutores, tamanho destes condutores e transposição dos mesmos (KERSTING, 2002).

Porém, é necessário estabelecer formas de calcular as características da rede de distribuição, de modo a conhecer as perdas causadas pela impedância dos condutores. Neste contexto, Carson (1926) desenvolveu uma técnica capaz de determinar as impedâncias próprias e mútuas conforme o número de condutores aéreos ou subterrâneos.

A técnica consiste em assumir que a Terra é uma superfície uniforme, plana, sólida e infinita, com resistividade constante. A partir deste pressuposto, utilizou o método das imagens dos condutores, exemplificado pela figura 6, onde cada condutor a determinada altura possui uma imagem de si na mesma distância (UMARJI, 2007; CIRIC et al., 2004).

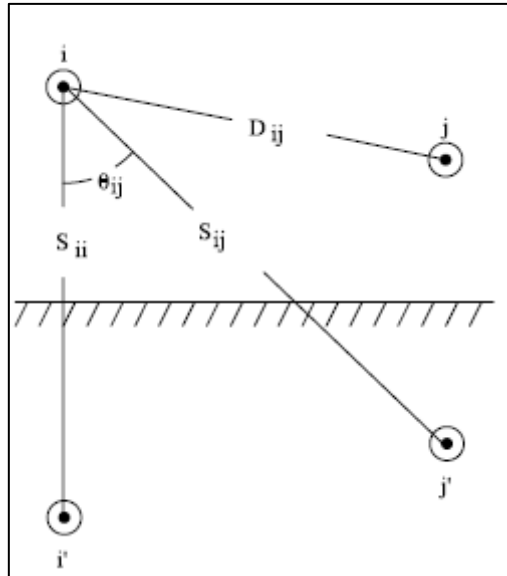


Figura 6 - Localização dos condutores i e j e suas respectivas imagens i' e j' .

Fonte: (KERSTING, 2002).

A partir desta abordagem, Carson (1926) pôde concluir que a impedância própria inclui três componentes: a reatância própria do condutor (assumindo que a linha e a Terra são condutores perfeitos), a impedância interna da linha (correção feita devido ao efeito pelicular nos condutores) e a impedância da Terra (também devido ao efeito pelicular, porém da Terra). Já a impedância mútua entre os condutores – considerando que ambos estejam paralelos e em suas respectivas alturas médias relativas à Terra – possui duas componentes: a reatância mútua entre os condutores e a impedância de retorno pela Terra (UMARJI, 2007).

Todos estes fatores ainda estão relacionados com a frequência angular do sistema, a constante de permeabilidade magnética, os raios dos condutores, a condutividade destes condutores, entre outros. Como não haviam muitos recursos na época, a tese de Carson não foi muito bem aceita, porém com o advento da tecnologia, e, conseqüentemente, do processamento digital, as equações de Carson se tornaram amplamente utilizadas até os dias de hoje.

Ao estabelecer estes conceitos, as modelagens de sistemas de distribuição foram tomando forma semelhante aos sistemas que são encontrados atualmente. A modelagem trifásica foi a que apresentou melhor aceitação, devido à natureza das cargas que são atendidas e a eficiência deste modelo combinado ao fluxo de potência em corrente alternada. O modelo de segmento de linha exato trifásico é apresentado na figura 7.

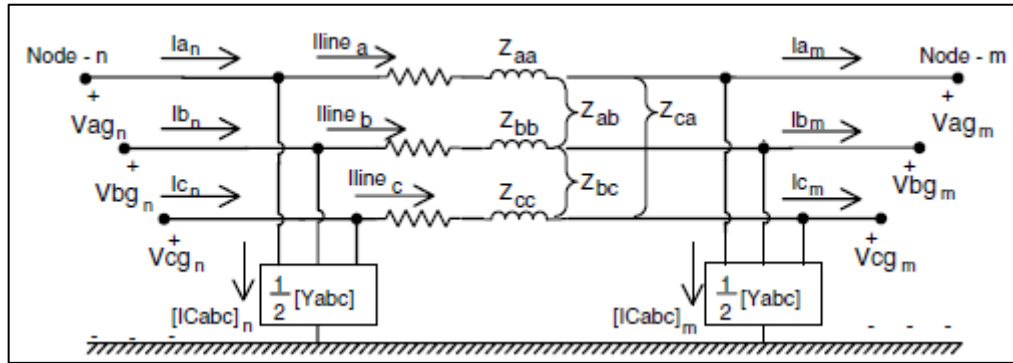


Figura 7 - Modelagem trifásica de um segmento de linha exato.

Fonte: (KERSTING, 2002).

Porém este modelo ainda pode ser adaptado. Kersting (2002) mostra que a admitância *shunt* para linhas de distribuição são tão pequenas que podem ser negligenciadas. Montemezzo (2016) também demonstra em estudos que estas admitâncias mútuas só influenciam sistemas que apresentam altos níveis de tensão, como no segmento de transmissão de energia.

Portanto, a modelagem do sistema pode ser simplificada removendo as admitâncias *shunts* presentes na rede. A figura 8 mostra este segmento de linha modificado.

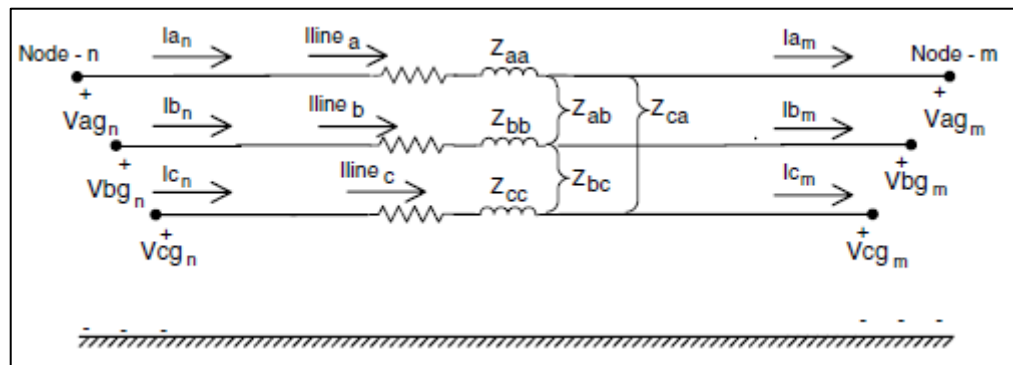


Figura 8 - Modelagem trifásica de um segmento de linha modificado.

Fonte: (KERSTING, 2002).

No entanto, também é possível modelar as linhas de acordo com as componentes simétricas, já que um sistema trifásico pode ser decomposto em sistemas trifásicos equilibrados de sequência zero, positiva e negativa.

Muitas vezes, os únicos dados conhecidos são as impedâncias de sequência positiva e zero. Isto faz com que seja necessário utilizar o método da “transformação de impedância reversa”. Este método resulta na modelagem da figura 9, denominada de segmento de linha aproximado (KERSTING, 2002).

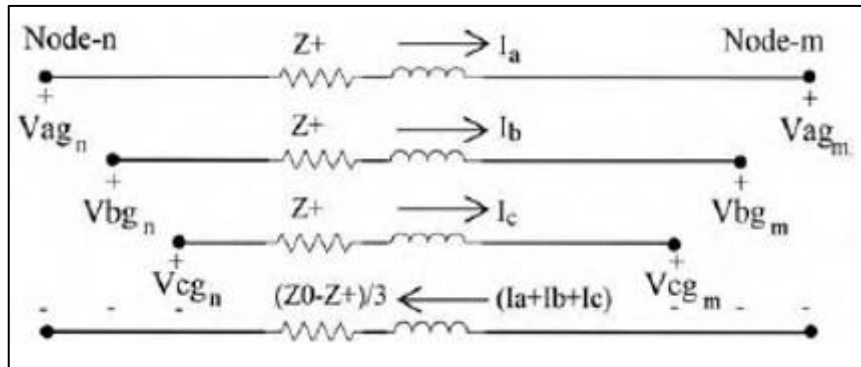


Figura 9 - Modelagem trifásica de um segmento de linha aproximado.

Fonte: (KERSTING, 2002).

Feita a modelagem das linhas, é necessário encontrar meios de garantir que a energia elétrica seja entregue de forma segura e confiável. Diante deste contexto, o próximo item aborda o conceito de estabilidade de tensão.

2.3 Estabilidade de tensão

2.3.1 Conceitos

A definição técnica de estabilidade de tensão mais aceita pela indústria de energia é descrita por Kundur (1994) como a habilidade de um sistema de potência de manter a tensão em regime permanente em níveis toleráveis para todas as barras do sistema, seja em condições normais de operação ou após a ocorrência de uma perturbação.

Por sua vez, estas perturbações são definidas como distúrbios transitórios que alteram os padrões de operação do sistema, causando instabilidade. Pequenos distúrbios ocorrem com mais frequência e normalmente não causam danos ao sistema, como variações de carregamento, chaveamentos de capacitores e mudanças de *taps* de reguladores e transformadores. Todavia, grandes distúrbios podem causar sérios danos ao sistema se não controlados à tempo, como curtos circuitos em linhas de transmissão/distribuição e saída repentina de geradores ou grandes cargas da rede (MACHOWSKI et al., 2011).

Contudo, não somente a magnitude do distúrbio gera impactos ao sistema. A duração do distúrbio também influencia na estabilidade. Quanto maior a exposição do sistema à perturbação, maior a probabilidade de ocorrer um colapso de tensão (REIS, 2005).

O colapso de tensão supracitado, corresponde à uma sequência de eventos que ocasionam condições anormais de operação com tensão muito baixa no barramento ou até mesmo um blecaute no sistema todo (KUNDUR, 1994).

Portanto, observa-se que existe distinção entre instabilidade de tensão e colapso de tensão. O primeiro pode provocar elevações ou reduções nos níveis de tensão, já o segundo está associado à sequência de acontecimentos que acompanham a instabilidade de tensão (TAYLOR, 1994).

2.3.2 Revisão de ocorrências relacionadas à instabilidade de tensão

Como visto anteriormente, toda e qualquer situação de instabilidade de tensão é indesejável para o sistema, do ponto de vista de qualidade de energia e proteção da rede elétrica. Porém, algumas vezes a instabilidade submete o sistema aos seus limites físicos, fazendo-o operar em níveis críticos, ou até mesmo, causando colapsos.

Após a ocorrência de colapso de tensão, o sistema demora bastante tempo até retornar à situação normal de funcionamento, uma vez que grande parte do sistema é “derrubado”, ou seja, sai de serviço. Este fato provoca a interrupção no fornecimento de energia elétrica, ocasionando perdas econômicas e de imagem para a concessionária e aos seus consumidores (REIS, 2005).

REIS (2005) elenca alguns incidentes com ocorrência de colapso de tensão em países considerados de primeiro mundo. São estes:

- Japão em 1970 e 1987;
- França em 1978 e 1987;
- Bélgica em 1982;
- Suécia em 1983;
- Estados Unidos em 1994, 1996 e 2003.

No Brasil também já foram registrados alguns fenômenos relacionados à blecautes. Um destes foi registrado nas regiões Sul e Sudeste do Brasil, no ano de 1997, causado por um problema de instabilidade de tensão na rede de distribuição que se estendeu para o sistema de transmissão correspondente, levando a falha e abertura do elo CC. Este problema foi relacionado à um afundamento de tensão, o qual acarretou em um colapso parcial de tensão (ZEFERINO, 2006).

A figura 10 mostra este ocorrido por meio de um gráfico de tensão no barramento de Taubaté, no sistema Sudeste, ao longo de um período de tempo.

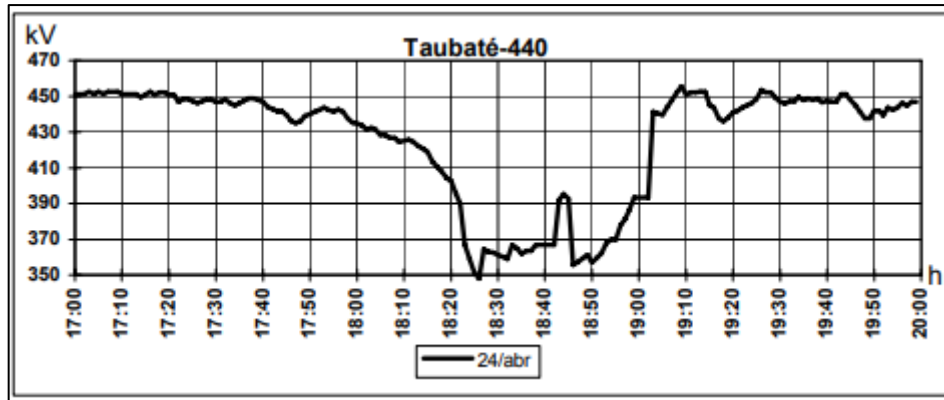


Figura 10 - Afundamento de tensão no barramento de Taubaté – SP.

Fonte: (ZEFERINO, 2006).

Graves incidentes assim têm fomentado cada vez mais estudos e investimentos na área de estabilidade de tensão, como forma de prevenir a ocorrência de colapsos de tensão. Ademais, a fiscalização e o surgimento de novas normas e procedimentos favorecem para que as instabilidades inerentes ao processo resultem cada vez menos em danos ao sistema.

2.3.3 Normas e resoluções

À medida que o processo de distribuição de energia evoluiu pelo mundo afora, surgiram procedimentos e regulamentos envolvendo todos os quesitos relacionados ao processo. Como a estabilidade de tensão é um desmembramento do âmbito de qualidade de energia, foi contemplada por diversos órgãos regulamentadores e concessionárias de energia elétrica.

No Brasil, a ANEEL instituiu em 26 de novembro de 2001 a Resolução ANEEL 505/01, com o objetivo de estabelecer de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, assim como estimular a melhoria do serviço prestado, zelando, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observando, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor (BOMFIM, 2008).

Em 2009, a ANEEL lançou os PRODIST, documentos elaborados com a função de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2017).

O PRODIST é composto por 11 módulos e cada um contempla um segmento do processo de distribuição de energia elétrica. O módulo responsável por normatizar a qualidade de energia, e conseqüentemente a estabilidade de tensão, é o módulo 8, o qual atualizou e incorporou a Resolução 505/01 supracitada.

De forma a manter os níveis de tensão no barramento de carga padronizados, este módulo estabelece limites adequados, precários ou críticos para tensão em regime permanente. A tensão contratada pelo consumidor é a tensão de referência (TR), e os limites abrangem tanto uma faixa de sobretensão, quanto de subtensão, como mostra a figura 11.

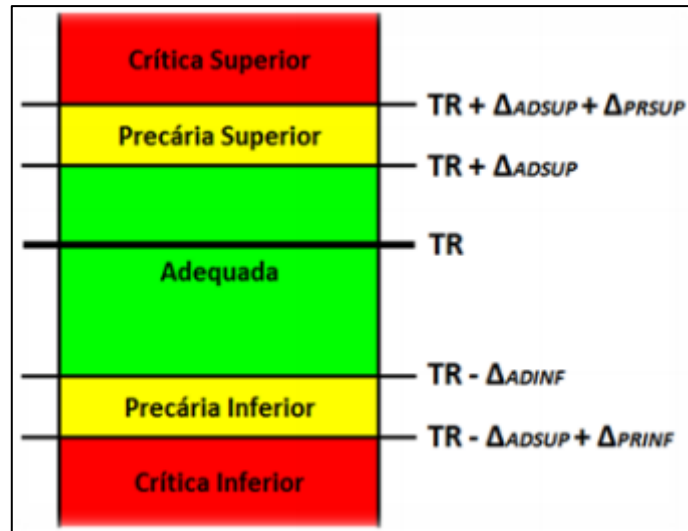


Figura 11 - Faixas de tensão em relação à tensão de referência.

Fonte: Adaptado de (PRODIST, 2018).

Com base na figura acima, afirma-se que pequenas variações de tensão são aceitáveis, ainda permanecendo na faixa adequada de tensão, representada pela cor verde. A partir do momento que as variações de tensão superam o limite tolerável, entra-se em um ponto de observação e deixa de ser um fato natural, podendo causar danos ao processo. Esta faixa corresponde à faixa amarela, denominada faixa precária de tensão. Ainda assim, se a tensão continuar a extrapolar seus limites, atingirá a marca vermelha, isto é, a faixa crítica de tensão. Neste dado ponto, já terão ocorrido perdas elétricas e a estabilidade de tensão estará completamente comprometida. Em valores reais e percentuais, a tabela 1 mostra o *range* de cada faixa de variação.

Tabela 1 - Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: (PRODIST, 2018).

Em Minas Gerais, a concessionária CEMIG também possui procedimentos complementares ao PRODIST Módulo 8. Esta é a ND-5.1, da qual trata do Fornecimento de

Energia Elétrica em Tensão Secundária em Redes de Distribuição Aérea. Dentre outros itens, a norma estabelece condições para que seu produto atenda às exigências impostas pela ANEEL, além de citar sobre as cargas inseridas no sistema que degradam a qualidade de energia da rede. Na ocorrência desta situação, impõe que medidas corretivas sejam tomadas para solução do problema (CEMIG, 2017).

2.4 Reguladores de tensão

Expostas as regulamentações sobre qualidade de energia e estabilidade de tensão, é preciso abordar os dispositivos responsáveis por garantir que os limites de tensão sejam respeitados. Neste contexto, são aplicados os reguladores de tensão.

O regulador de tensão é um equipamento que, ao ser instalado na rede, mantém um nível de tensão pré-determinado no ponto de regulação, apesar das variações das cargas, desde que sua margem de regulação não seja ultrapassada. Construtivamente, o regulador é composto de um autotransformador, um comutador automático de derivação (*tap*) sob carga e de um sistema de controle, que corrige os desvios momentâneos da tensão de regulação, relativos ao valor especificado. Usualmente, os reguladores para aplicação em linhas de distribuição são equipamentos monofásicos. Sua instalação é realizada, através da formação de bancos trifásicos (MEDEIROS & PIMENTEL, 2002).

Na figura 12 é apresentado um esboço da estrutura básica de um regulador de tensão. Nela, é possível verificar que o enrolamento de excitação é fixo e induz tensão no enrolamento série, que por sua vez, é o responsável por permitir a regulação da tensão na carga, visto que o valor de tensão na saída é proporcional à posição do comutador neste enrolamento série.

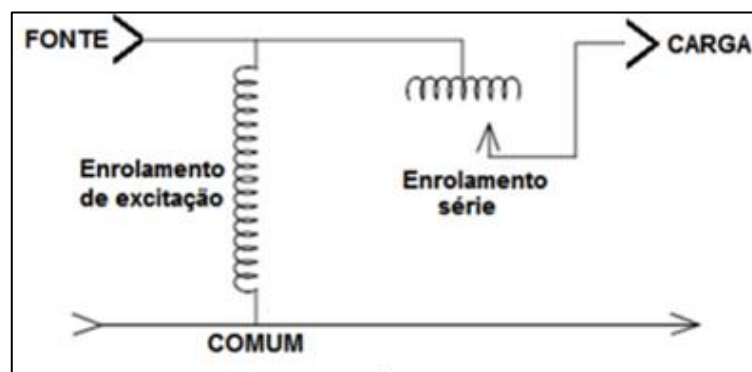


Figura 12 - Autotransformador e enrolamento série com *taps*.

Fonte: Adaptado de (BURATTI, 2016).

Comumente, os equipamentos existentes no mercado operam em uma faixa de -10% até +10% de ganho (de acordo com a polaridade do enrolamento série), em 32 degraus de *tap*.

Portanto, cada degrau equivale a um acréscimo ou decréscimo de 0,625% na tensão do lado secundário (BURATTI, 2016).

Os reguladores são considerados equipamentos automatizados devido ao fato de apresentarem ajuste automático de *tap* sob carga. Isto só é possível graças à chave reversora de polaridade e o comutador de *taps*.

A chave reversora determina a operação do regulador com a função de elevar ou diminuir a tensão. Por sua vez, o comutador conta com o auxílio de um reator, que permite a comutação sem que haja interrupção do circuito. Este mecanismo proporciona maior vida útil dos contatos, evitando sobreaquecimento devido à formação de arcos elétricos e limitando a corrente durante a mudança de *taps*. A figura 13 demonstra a disposição destes dispositivos aplicados no regulador de tensão.

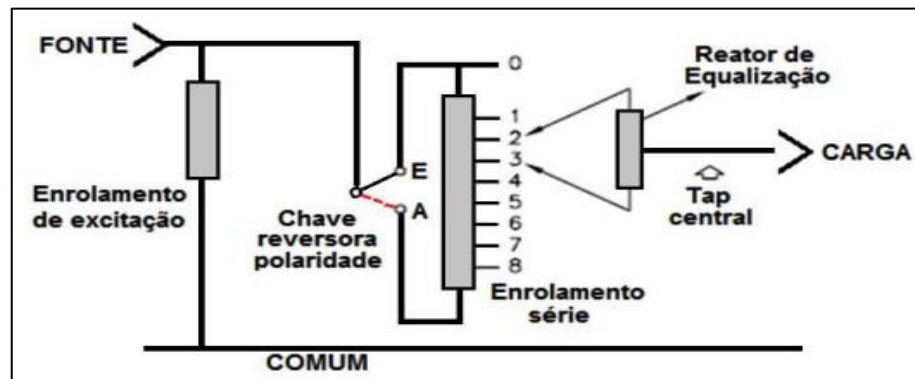


Figura 13 - Estruturação de um regulador de tensão.

Fonte: (BURATTI, 2016).

O regulador é modelado para mudar um *tap* por vez, iniciando de uma posição neutra. Este equipamento forçará o *tap* se alterar até que a tensão de saída esteja dentro da largura de banda, que corresponde ao range permitido da tensão fornecida em relação ao nível de tensão requerido.

Reguladores com o comportamento acima são chamados de reguladores de passo. Os padrões ANSI/IEEE C57.15 (1986) estabelecem dois tipos de configurações construtivas, sendo estas “A” e “B”. A conexão do tipo “B” é mais usual e por isto foi escolhida a sua modelagem para abordagem dos cálculos (KERSTING, 2002).

Com o fator multiplicativo resultante da posição do *tap* é possível estabelecer qual é a tensão e a corrente na carga suprida pelo regulador. Este fator em questão pode ser obtido em razão do número de espiras dos enrolamentos série e *shunt*, ou em função da posição física do *tap*. A equação (1) demonstra a primeira situação, a qual apresenta o valor da razão efetiva do regulador de acordo com o número de espiras de cada enrolamento. Já a equação (2) aborda o

fator de alteração de 0,625% de tensão a cada *tap* para multiplicá-lo em função da posição atual do comutador, sendo o sinal escolhido de acordo com a operação desejada (negativo para elevação de tensão e positivo para redução de tensão). Feito isto, é possível obter a tensão de saída na equação (3), bem como a corrente que flui para a carga na equação (4).

$$a_r = 1 \pm \frac{N_2}{N_1} \quad (1)$$

$$a_r = 1 \pm (0,00625 \times t) \quad (2)$$

$$V_L = \frac{V_S}{a_r} \quad (3)$$

$$I_L = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) \times I_S \quad (4)$$

Kersting (2002) aborda ainda a inserção de um compensador de queda de linha para controlar a mudança de *taps* do regulador. Este dispositivo tem a função de modelar a queda de tensão da linha de distribuição para o centro de carga, visando reproduzir a impedância da linha em seu sistema como forma de compensar as perdas da linha real e entregar à carga uma tensão estabilizada sem perdas, realizando assim um controle remoto de tensão. A figura 14 mostra o regulador com a presença deste dispositivo.

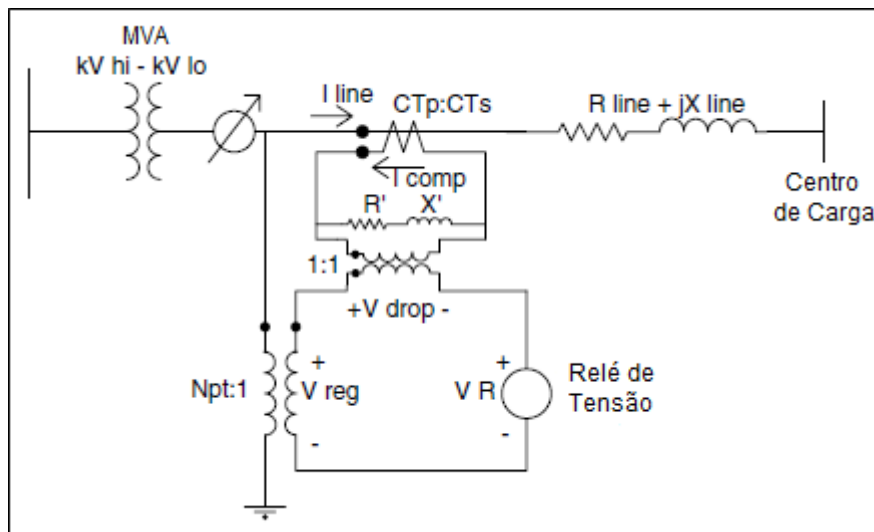


Figura 14 - Regulador de tensão com compensador de queda de linha implementado.

Fonte: (KERSTING, 2002).

Logo, é possível afirmar que a inserção destes reguladores altera completamente a configuração da rede. Uma vez que o comportamento destes equipamentos está sujeito a variações contínuas de forma a manter a estabilidade do sistema, independentemente do valor

de potência requerido pela carga, percebe-se que é incorporada uma dinâmica no processo. Além do mais, à cada acréscimo de *tap* realizado, a impedância equivalente do sistema aumenta substancialmente em relação à um sistema sem a presença de reguladores, já que a impedância da linha de distribuição é baixa. À medida que a carga aumenta, maiores serão os esforços impostos ao regulador, e com isso, pode diminuir a vida útil do equipamento, ou em casos extremos, causar o desligamento do equipamento por não conseguir sustentar a demanda solicitada.

Como forma de prever o limite de operação do sistema como um todo, a fim de evitar situações semelhantes à descrita acima, são aplicados fluxos de potência trifásicos, os quais permitem a análise ponto a ponto do circuito, e posteriormente, aplicar os resultados obtidos em estudos de margem de operação.

2.5 Fluxos de potência trifásicos para sistemas de distribuição

2.5.1 Fundamentação teórica

O fluxo de potência é a ferramenta mais utilizada em estudos dos SEP. Seus resultados e análises são aplicados no planejamento da operação, otimização e expansão dos sistemas elétricos, em estudos de estabilidade de tensão e contingências, em SCADAs e projetos de várias espécies (ARAÚJO, 2005).

Seu cálculo consiste na determinação do estado da rede elétrica em regime permanente, retornando grandezas de interesse como tensão nos barramentos do sistema e fluxos de corrente e potência pelos desmembramentos da rede.

Para realização destes cálculos foram desenvolvidos, ao longo dos anos, métodos iterativos que resultam em uma convergência de valores, e, que no ponto de convergência, apresentam valores que condizem à realidade.

Inicialmente, estas análises se davam por meio de métodos utilizados em sistemas de transmissão. O mais aceito pela comunidade acadêmica e industrial era o de Newton-Raphson em coordenadas polares (TINNEY & HART, 1967).

Anos mais tarde, Trevino (1970) mostrou que o método de Newton-Raphson não é adequado para o sistema de distribuição, pois apresenta muitos casos de difícil convergência de valores. Este fato é justificado pelos fatores de que o sistema de transmissão é considerado

equilibrado e possui transposição de linhas, situações estas que não se aplicam ao segmento de distribuição de energia.

Como nesta época não existiam métodos para realização de consecutivas refatorações da matriz Jacobiana na forma trifásica (corresponde a um elevado número de iterações), foi necessário criar uma metodologia trifásica específica para sistemas de distribuição, que contemplasse diferentes quedas de tensão em suas fases, uma vez que as cargas atendidas eram predominantemente monofásicas ou bifásicas.

Para isto, Kersting & Mendive (1976) combinaram a característica radial do sistema de distribuição com a teoria dos circuitos *Ladder* para realizarem varreduras momentâneas sucessivas de um nó fonte em direção aos nós terminais e vice-versa. Esta abordagem ficou conhecida como método *Backward/Forward Sweep (BFS)*, ou simplesmente, método de varredura (ARAÚJO, 2005).

O algoritmo geral do método *BFS* é constituído basicamente de dois pontos. A varredura para frente – *forward* – realiza os cálculos das quedas de tensão à jusante da fonte, com atualizações das correntes ou fluxos de potência. Por sua vez, a varredura para trás – *backward* – calcula as injeções de correntes em cada barramento da linha, com base nas tensões obtidas na varredura anterior (CARVALHO, 2006).

Ao fim da primeira iteração, ou seja, ao se completar uma varredura para frente e uma para trás, calculam-se novos valores de tensão na carga, de acordo com os valores de corrente obtidos. Este processo só termina quando o erro entre dois valores de tensão obtidos em iterações diferentes é menor do que a tolerância estipulada.

Todo o processo de varredura é fundamentalmente estruturado pelos cálculos das tensões em cada segmento de linha e das correntes em cada nó do sistema. Isto remete à utilização da Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC) para o primeiro caso e à Lei de Kirchhoff das Tensões (LKT) para a segunda situação.

2.5.2 Aplicação

Kersting (2002) aborda em sua obra, uma rede linear correspondente à um segmento de linha de um alimentador de distribuição radial. O autor aplica o método de varredura para o cálculo do fluxo de potência, e evidencia a importância da LKC e da LKT para solução deste método. O circuito utilizado é mostrado na figura 15.

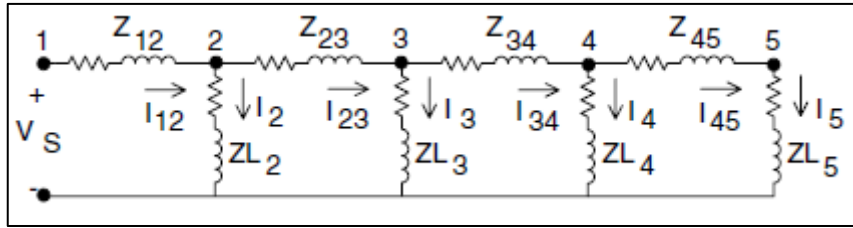


Figura 15 - Rede linear de distribuição aplicada para método *BFS*.

Fonte: (KERSTING, 2002).

Antes de iniciar os cálculos, é importante fazer algumas considerações. O nó fonte é a própria fonte de alimentação. Como na condição inicial não há presença de corrente fluindo na rede, a varredura para frente retornará em todos os pontos, a tensão da fonte, incluindo no nó 5, que é o desejado. Com isto, é possível determinar o primeiro valor de corrente, dado pela Lei de Ohm como:

$$I_5 = \frac{V_5}{ZL_5} \quad (5)$$

Com este valor em mãos, as demais correntes passarão a serem obtidas pela LKC, até que se chegue na corrente fornecida pela fonte, representada na figura 15 como I_{12} . Para isto, é necessário que se conheça os valores de tensão em cada nó do sistema. Ao aplicar a LKT no nó 4, chega-se à expressão (6).

$$V_4 = V_5 + Z_{45} \times I_{45} \quad (6)$$

Os passos posteriores utilizam estas equações supracitadas, porém utilizando os valores de tensão e corrente de acordo com o nó que está sendo analisado. Enquanto a tensão no nó 1 (V_1) não for obtida, a varredura à montante continua. Por fim os valores serão contrastados, entre tensão da fonte especificada (V_S) e tensão obtida pela varredura no nó da fonte (V_1).

As iterações só terão fim quando a condição de convergência for atingida, isto é, todas as tensões de fase nos nós do circuito atenderem à expressão (7). Sabendo que Tol corresponde à tolerância estabelecida, n é o número da iteração atual e V_S é a tensão nominal da fonte.

$$\frac{||V_n| - |V_{n-1}||}{|V_S|} \leq Tol \quad (7)$$

É importante ressaltar que em redes não lineares, as cargas são do tipo potência constante e requerem um número maior de iterações. Contudo, a abordagem é a mesma da rede linear apresentada anteriormente.

Kersting (2002) ainda faz generalizações quanto às varreduras *forward* e *backward* para sistemas trifásicos. Com o auxílio de matrizes de varredura [A], [B], [c] e [d], as quais são relacionadas às admitâncias série e *shunt* dos segmentos de linha trifásicos obtidas por meio de modelagens matemáticas, é possível indicar a varredura para frente considerando a tensão nodal, vide equação (8), e a varredura para trás por meio das correntes de linha de cada derivação da rede, na equação (9).

$$[V_{fase}]_m = [A] \times [V_{fase}]_n - [B] \times [I_{linha}]_m \quad (8)$$

$$[I_{linha}]_n = [c] \times [V_{fase}]_m + [d] \times [I_{linha}]_m \quad (9)$$

onde m corresponde ao nó à jusante e n ao nó à montante.

Em situações práticas, os sistemas de distribuição ainda contam com elementos não-lineares que fazem com que o fluxo de potência se torne ainda mais dinâmico, como é o caso de reguladores de tensão, MIT, transformadores, dentre outros. Além do mais, características estruturais e intrínsecas dos equipamentos devem ser consideradas, tais como: impedâncias e admitâncias das linhas, disposição da rede, configuração e natureza das cargas, entre outras.

Assim, tendo conhecimento de todos os fatores abordados neste subitem, a aplicação do método de varredura se torna uma ferramenta valiosa para análises em diversas etapas do sistema de distribuição de energia elétrica. Adiante o método será tratado em estudos de estabilidade de tensão e proteção contra faltas elétricas.

2.6 Curva PV

Uma das grandes aplicações dos fluxos de potência no âmbito da estabilidade de tensão se deve às curvas PV. Esta ferramenta obtém, por meio de sucessivos fluxos de potência, uma curva do comportamento da tensão em função do crescimento de carga, isto é, a relação da magnitude de tensão em um barramento com o nível de carregamento atendido por este mesmo barramento (CONDEGA, 2013).

Ao realizar incrementos contínuos de carga, permite-se analisar diferentes condições operativas do sistema e possibilita a obtenção do ponto de máxima transferência de potência, também chamado de valor de máximo carregamento (KUNDUR, 1994).

A faixa de valores entre o valor mínimo de funcionamento e a margem de estabilidade é denominada margem de carga. Este fator é preponderante para projetar sistemas de distribuição de energia, a fim de evitar colapsos de tensão (REIS, 2005).

Visto isto, quanto mais próximo o sistema trabalhar do seu ponto crítico, mais susceptível à problemas ele estará quando submetido à distúrbios. A figura 16 mostra uma curva PV padrão, com os principais pontos em destaque.

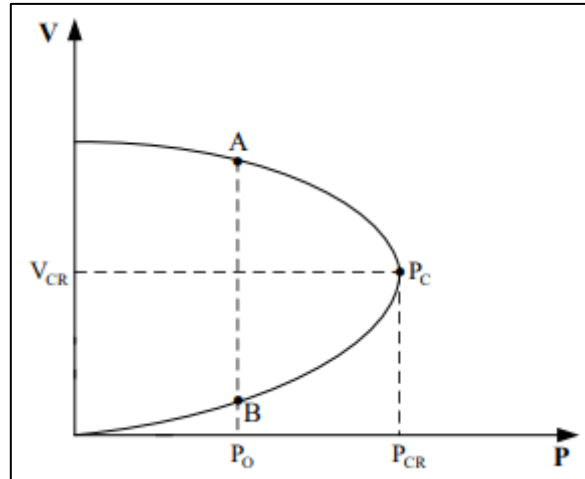


Figura 16 - Curva PV genérica.

Fonte: (REIS, 2005).

Conforme a figura 16, o P_C corresponde ao ponto crítico, aquele o qual o sistema entrega a máxima transferência de potência em nível de tensão crítica. A curva pode ser dividida em duas zonas: de estabilidade e de instabilidade. Qualquer ponto antecessor ao P_C está na parte estável do sistema, representada pelo ponto A. Por sua vez, a zona de instabilidade é encontrada no segmento sucessor ao P_C , ilustrado pelo ponto B. Nesta zona instável, a tensão já se encontra em níveis críticos, segundo o PRODIST 8 (2018), e a corrente que flui pelo sistema é muito elevada.

Na prática, nenhum sistema opera na parte inferior da curva, pois os dispositivos não suportam trabalhar nestas condições e os equipamentos de proteção alocados na rede atuam, como forma de garantir a integridade de todo o sistema.

Ainda em situações práticas, a curva PV é influenciada pela potência entregue à carga, impedâncias da rede de distribuição e do fator de potência do carregamento atendido (BHALADHARE, 2013).

A figura 17 mostra a discrepância das curvas em função do fator de potência da carga.

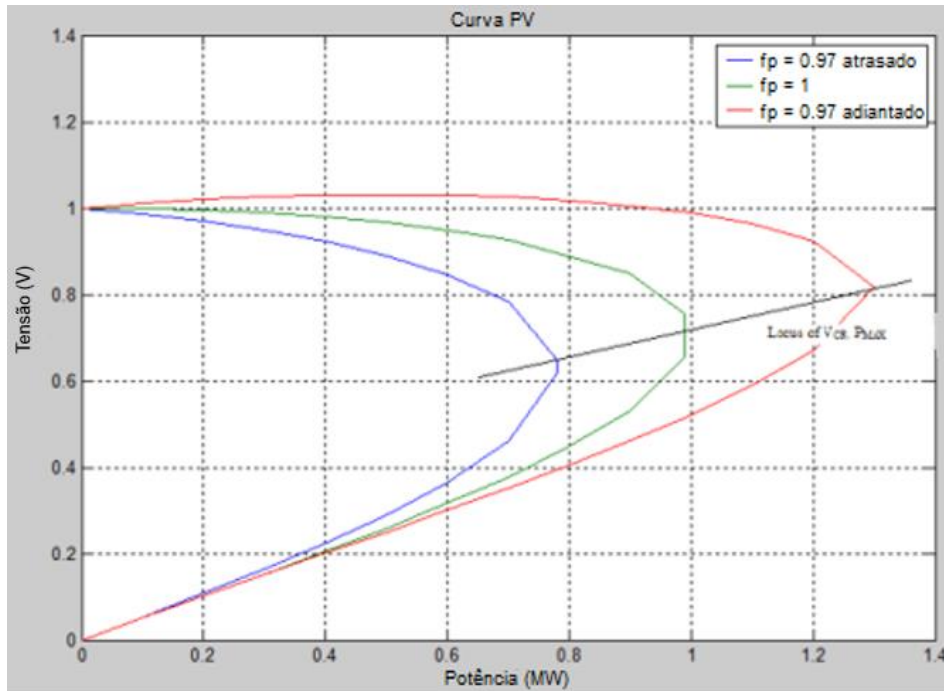


Figura 17 - Curvas PV para fatores de potência diferentes.

Fonte: (BHALADHARE, 2013).

Em razão da variação da curva de acordo com as características da carga atendida e rede de distribuição, percebe-se que para cada ponto da curva, o sistema apresentará uma situação diferente. Isto é, se a tensão altera, a corrente acompanha esta variação de forma inversamente proporcional, a fim de proporcionar ao consumidor, sempre a potência requerida constante. Logo, como a tensão vai se reduzindo, as correntes tenderão a níveis cada vez maiores, afetando a análise das correntes de curto circuito.

2.7 Correntes de curto circuito

2.7.1 Conceitos

A definição de curto circuito – ou falta elétrica – está relacionada à uma conexão de natureza intencional ou acidental, comumente de baixa impedância, entre dois ou mais pontos que, geralmente, estão em diferentes potenciais elétricos, resultando em uma corrente elétrica de magnitude elevada e tensão quase nula no ponto de falta, variando a amplitude de acordo com o tipo de curto circuito (OSORIO & PAN, 2018).

Alguns parâmetros caracterizam os curtos circuitos. O primeiro é a sua natureza, ou seja, o que originou a falta. A Eletrobrás (1982) elencou que as principais causas destas faltas elétricas em detrimento de falhas são:

- Falhas de isolamento (material empregado na fabricação, envelhecimento do material, etc.);
- Falhas elétricas (descargas atmosféricas, manobras, etc.);
- Falhas mecânicas (ação do vento, contaminação, árvores e/ou galhos em contato com a rede, etc.);
- Falhas de natureza térmica (aquecimento dos condutores, etc.).

Outro parâmetro está ligado ao tempo de duração da falta. De acordo com (TAVARES *et al.*, 2015) pode ser:

- Auto extingüível: a corrente não consegue se sustentar e se finda sem que seja necessária nenhuma medida de controle;
- Transitório: ocorre por um intervalo de tempo, e após a atuação do sistema de proteção, o sistema opera normalmente;
- Estacionário: pior situação, exige intervenção externa (proteção) para o corte da corrente de falta, e mesmo assim, pode danificar a rede, exigindo reparos para restabelecimento do funcionamento normal do sistema.

Por fim, tem-se o tipo de curto circuito. Por se tratar do principal parâmetro que influencia na falta, o subitem a seguir esboça-o com mais detalhes.

2.7.2 Tipo de falta elétrica

Esta característica em questão é a principal responsável por determinar a magnitude das correntes de curto circuito. Em função da disposição das linhas de energia, os curtos circuitos variam de acordo com o número de cabos constituintes da rede.

Kindermann (1997) generaliza estes tipos de faltas em quatro grupos, considerando que os sistemas de distribuição consolidados são trifásicos. Sendo assim, estes tipos são:

- FFF (as três fases do sistema entram em contato simultaneamente);
- FF (duas fases do sistema se tocam);
- FFT (duas fases do sistema fecham curto, com fuga para a terra);
- FT (uma fase do sistema fecha curto diretamente com a terra).

Pela própria natureza física dos tipos de curtos circuitos, o trifásico é o mais raro. Em contrapartida, o curto monofásico à terra é o mais frequente. Estudos feitos por Kindermann (1997) mostram a porcentagem de ocorrência de cada tipo. A tabela 2 dispõe estes dados.

Tabela 2 - Ocorrência de curtos circuitos em função do tipo de falta.

Tipos de Curtos Circuitos	Ocorrências [%]
FFF	6
FF	15
FFT	16
FT	63

Fonte: Adaptado de (Kindermann, 1997).

Sendo assim, cada tipo de falta terá sua modelagem correspondente para fins de cálculo das correntes de curto circuito. O procedimento para esta modelagem é tratado a seguir.

2.7.3 Teoria geral para cálculos de correntes de curto circuito em sistemas de distribuição

Para modelar matematicamente os curtos circuitos em sistemas de distribuição é necessário realizar algumas considerações. Por se tratar de um sistema radial desbalanceado, é necessário deduzir expressões próprias para este sistema utilizando a estrutura de fase, visto que a teoria de componentes simétricas representa um grau de complexidade muito elevado para fins de cálculos, e conseqüentemente, de simulação. Neste caso, o cálculo da corrente consiste basicamente em obter-se o circuito equivalente de Thèvenin, com a impedância acumulada desde a geração até o ponto de defeito (KINDERMANN, 1997).

Kersting (2002) apresenta a figura 18 em sua obra como forma de exemplificar o circuito equivalente com um nó em falta.

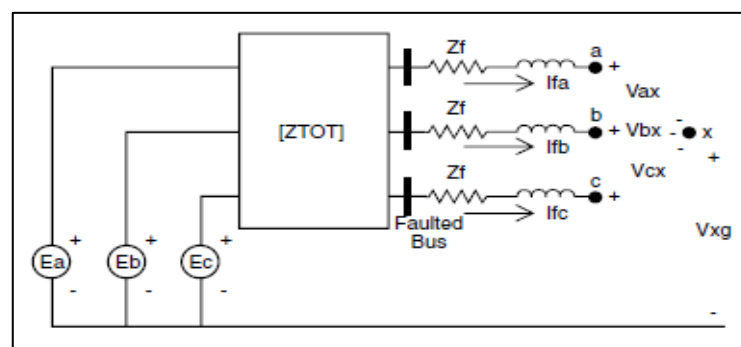


Figura 18 - Circuito equivalente de Thèvenin.

Fonte: (KERSTING, 2002).

Na figura 18, as tensões E_a, E_b e E_c equivalem as tensões fase-terra equivalentes de Thèvenin no ponto com falta, a matriz $[ZTOT]$ representa a matriz de impedância de fase equivalente de Thèvenin no ponto com falta, de tal modo que Z_f corresponde à impedância de falta. Portanto, como se trata de um sistema trifásico, é possível escrever a seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix} \quad (10)$$

E com base nesta equação principal, pode-se generalizar as equações de tensão e corrente por meio de (11) e (12) respectivamente:

$$[E_{abc}] = [ZTOT] \times [I_{fabc}] + [ZF] \times [I_{fabc}] + [V_{abcx}] + [V_{xg}] \quad (11)$$

$$\begin{aligned} [I_{fabc}] &= ([ZTOT] + [ZF])^{-1} \times [E_{abc}] - ([ZTOT] + [ZF])^{-1} \times [V_{abcx}] \\ &\quad - ([ZTOT] + [ZF])^{-1} \times [V_{xg}] \end{aligned} \quad (12)$$

E assim, contando com análises sobre o tipo de falta ocorrido, torna-se possível a obtenção das correntes de curto circuito de modo prático e eficaz, auxiliando no processo do projeto e dimensionamento do sistema de proteção elétrico.

2.8 Proteção de sistemas elétricos

2.8.1 Conceitos

Como já visto anteriormente, o SEP está sujeito a diversos tipos de perturbações, provindos de uma vasta variedade de fatores, os quais podem afetar a integridade do sistema, gerando perdas elétricas, econômicas e até colocando em risco o meio ambiente e os seres humanos ao seu redor. Em função disto, são dispostos na rede equipamentos que visam a proteção do sistema de forma eficiente.

A premissa básica do sistema de proteção é utilizar-se da técnica de selecionar, coordenar, ajustar e alocar os equipamentos dispositivos de proteção em um sistema elétrico, criando uma espécie de relação mútua entre eles, de forma que em uma ocorrência de anormalidade, esta possa ser isolada ou removida, sem que outras partes da rede sejam afetadas (DECANINI, 2008).

Todo e qualquer sistema de proteção deve obedecer à alguns princípios estabelecidos por Caminha (1977), os quais são:

- Seletividade: isolar somente o segmento do sistema que apresenta instabilidade, sem afetar o funcionamento das demais partes da rede;
- Rapidez: capacidade de extinção do problema instantânea, como forma de reduzir a propagação de defeitos;
- Sensibilidade: proteção perspicaz, agindo assim que seu valor de atuação pré-definido for atingido;
- Segurança: nunca falhar em caso de faltas ou atuar indevidamente;
- Economia: realizar a proteção adequada sem a necessidade de uma quantidade grande de equipamentos onerosos.

Braga Jr. (2017) cita que um sistema de proteção que consegue atender à todas estas premissas, proporcionará ao sistema de distribuição, uma série de benefícios, os quais são elencados a seguir:

- Aumento da vida útil dos equipamentos, em função da redução nos desgastes aos materiais;
- Redução de custos com manutenção corretiva;
- Redução de desligamentos acidentais, e conseqüentemente, aumento na confiabilidade da distribuição;
- Maior segurança para o processo e ao meio ambiente;
- Aumento de faturamento e venda de energia elétrica pelas concessionárias.

2.8.2 Equipamentos de proteção convencionais

Os dispositivos encontrados nos sistemas de distribuição atuais consideram apenas os limites térmicos e elétricos dos seus condutores, como é o caso dos disjuntores e fusíveis. Abaixo é discorrido brevemente o comportamento de alguns dispositivos.

- Chave fusível/elos fusíveis

É o conjunto mais empregado em sistemas de distribuição devido à sua simplicidade e baixo custo. Seu funcionamento está condicionado à abertura dos contatos na ocorrência de uma corrente superior à sua capacidade percorrendo o elo fusível, fazendo-o romper, e desta

forma, cortando o fluxo de corrente. Em virtude disto, só consegue garantir proteção ao sistema para um valor fixo de corrente de curto circuito. Outra desvantagem é que sua troca só pode ser feita manualmente. A figura 19 mostra uma chave fusível encontrada no mercado.



Figura 19 - Chave fusível para sistemas de distribuição.

Fonte: (GENESINI, 2019).

- Disjuntores equipados com relés

Outro equipamento encontrado com facilidade em sistemas de proteção é o disjuntor comandado por relés de sobrecorrente de fase (50/51) e neutro (50N/51N) com religamento automático feito também via relé (79) o qual adiciona um tempo entre uma abertura e um fechamento automático no disjuntor (BRAGA JR, 2017).

Seu funcionamento é feito com base na seletividade dos equipamentos. O relé envia sinais elétricos para o disjuntor abrir quando detecta alguma anormalidade no sistema, isolando o equipamento de uma possível falha, bem como, evitando que outros equipamentos do sistema sejam comprometidos.

Este tipo de equipamento pode ser eletrônico, microprocessado ou eletromecânico, com a presença de uma unidade instantânea e uma temporizada. Esta última possui uma curva de corrente X tempo dependente, com faixa normal inversa, muito inversa ou extremamente inversa. A figura 20 esboça estas curvas.

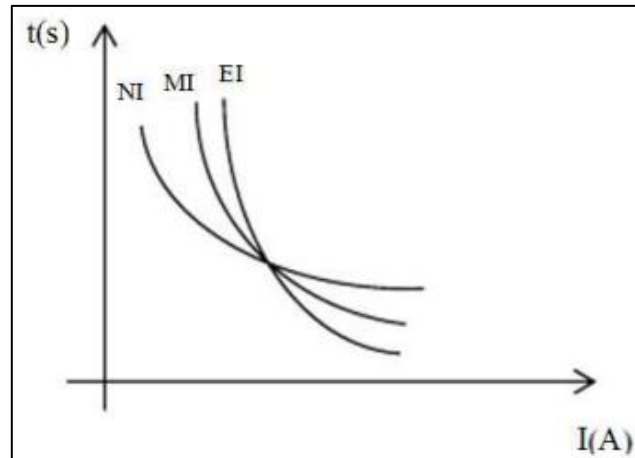


Figura 20 - Curvas da unidade temporizada dos relés.

Fonte: (BRAGA JR, 2017).

Não obstante, mesmo cobrindo faixas de tempo de atuação, o dispositivo não opera com uma faixa de valores de proteção, ou seja, também possui ajuste fixo.

Ainda existem outros diversos equipamentos de proteção para sistemas de distribuição de energia elétrica, tais como seccionadores, religadores automáticos, *trip saver*, etc. Porém, todos ainda enfrentam problemas quanto à cobertura de uma faixa de valores de proteção, visando atender cargas altamente dinâmicas. O fato de não considerarem a potência que está sendo transmitida a cada instante pode acarretar em falhas do sistema de proteção, pois a corrente de curto circuito variável pode sair dos limites pré-estabelecidos destes dispositivos. Estudos nesse aspecto têm sido fomentados e novas maneiras de realizar a proteção de sistemas elétricos devem surgir a fim de contemplar situações como esta.

3. METODOLOGIA

Esta seção consiste na apresentação da metodologia utilizada para se obter diferentes métodos para controle das correntes de curto circuito variáveis. Todas as abordagens são realizadas por meio do *software* Matlab® e são fundamentadas seguindo literaturas conceituadas.

A fim de demonstrar a influência da automação no processo de distribuição de energia elétrica, a primeira etapa trata-se de uma comparação de um sistema sem a presença de qualquer dispositivo automatizado, com este mesmo sistema após a inserção de um regulador de tensão. Sendo assim, para realizar esta metodologia, foi escolhido como sistema base, um sistema teste do IEEE para simulações computacionais, e adiante este sistema foi adaptado para atender às alterações da automação da rede.

3.1 Sistemas teste

Como visto anteriormente, a análise é feita conforme um sistema teste, o qual é denominado “*IEEE 4 Node Test Feeder*”. Este sistema foi escolhido devido à sua capacidade de simular uma rede de distribuição real, de forma prática e de fácil entendimento. Kersting (2002) também faz uso deste sistema em suas abordagens, logo, é possível confrontar os resultados iniciais com uma obra de vasto reconhecimento na área de SEP.

3.1.1 Sistema “*IEEE 4 Node Test Feeder*”

Este sistema modela uma rede trifásica de distribuição, na qual são dispostos 4 barramentos ao longo da rede. O primeiro está relacionado com o alimentador principal do sistema. O segundo possui a tensão do primário do transformador, bem como o terceiro está associado à tensão do secundário do “trafo”. Por fim, o quarto barramento é a barra responsável pela entrega de tensão à carga desbalanceada. Esta configuração é exposta pela figura 21.

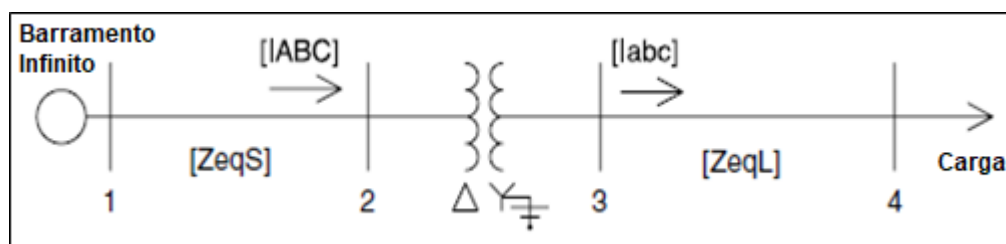


Figura 21 - Sistema “*IEEE 4 Node Test Feeder*”

Fonte: (KERSTING, 2002).

3.1.2 Sistema “IEEE 4 Node Test Feeder” adaptado

Esta adaptação do sistema consiste na inserção de um dispositivo automatizado responsável pela regulação dos níveis de tensão no barramento de carga. O regulador foi inserido após o secundário do transformador, logo, foi necessário criar uma barra simbólica entre os dois equipamentos, denominada 3r. O circuito adaptado é mostrado na figura 22.

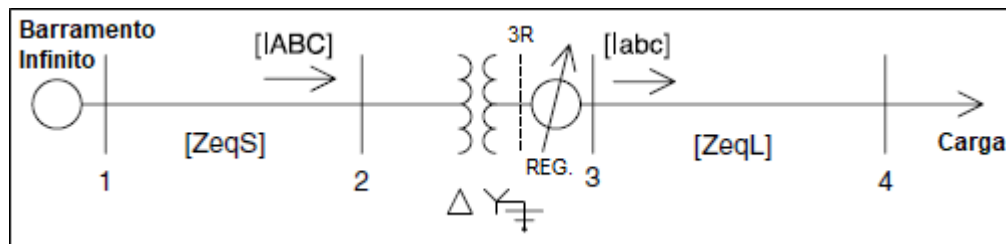


Figura 22 - Sistema “IEEE 4 Node Test Feeder” adaptado.

Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2002).

3.1.3 Características do sistema

O sistema conta com diversos dados construtivos e operativos, os quais são necessários para o desenvolvimento da modelagem da rede, confecção da curva PV e posteriores cálculos de correntes de curto circuito. Os dados serão apresentados no sentido do despacho de potência, ou seja, do alimentador até a carga.

A tensão no barramento infinito, provida pelo alimentador, é de 12,47 kV fase-fase.

A partir deste, tem-se os segmentos de linha de distribuição. O primeiro segmento faz a ligação entre as barras 1 e 2, já o segundo interliga os barramentos 3 e 4. A extensão destes segmentos é de 2000 ft. e 2500 ft., respectivamente. A construção de ambas as linhas segue a configuração abordada na figura 23, onde as fases da rede trifásica são representadas pelas letras ‘a’, ‘b’ e ‘c’ e o cabo de neutro pela letra ‘n’.

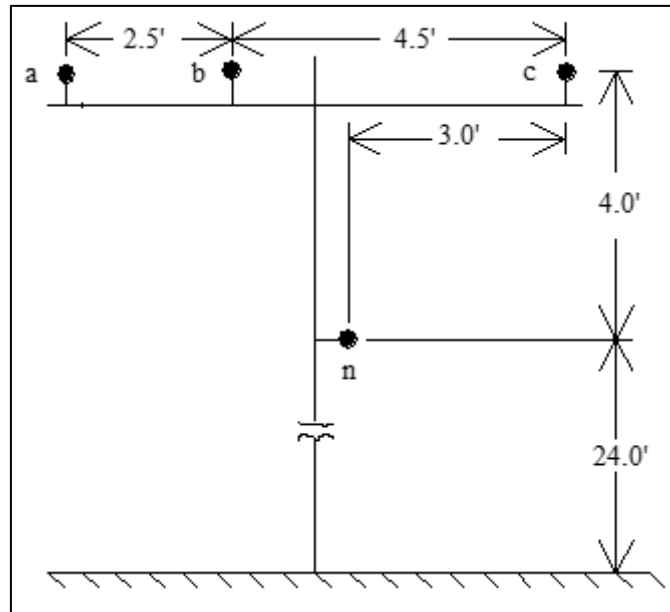


Figura 23 - Configuração dos polos do sistema.

Fonte: (IEEE, s.d.)

Além da disposição física, é necessário conhecer os dados construtivos intrínsecos dos condutores. A tabela 3 expõe estes valores.

Tabela 3 - Dados construtivos dos condutores.

Condutor de fase	Condutor de neutro
Modelo: 336,400 26/7 ACSR	Modelo: 4/0 6/1 ACSR
RMG = 0,0244 ft.	RMG = 0,00514 ft.
Resistência à 25 °C = 0,278 Ω/milha	Resistência à 25 °C = 0,445 Ω/milha
Diâmetro = 0,721 in	Diâmetro = 0,563 in

Fonte: Próprio autor.

Adiante, a função de abaixamento dos níveis de tensão é realizada por um banco de transformadores monofásicos, conectado em delta-estrela aterrada. Seus dados estão dispostos na tabela 4.

Tabela 4 - Dados construtivos do banco de transformadores.

Banco de transformadores 1Ø
Conexão: <i>step-down</i>
Potência [S] = 2000 kVA
Tensão no primário [V_p] = 12,47 kV
Tensão no secundário [V_s] = 2,4 kV
Impedância por fase [Z] = 1,0 + j6 p. u.

Fonte: Próprio autor.

Por fim, os dados da carga são preponderantes para modelagem do sistema. A carga trifásica é do tipo potência constante. Como já visto, o sistema é desbalanceado e atende fatores de potência desiguais, o que resulta em diferentes valores de potência atendida por cada fase da rede. Os respectivos valores estão descritos na tabela 5.

Tabela 5 - Dados das cargas atendidas por cada fase.

Fase A	Fase B	Fase C
Potência [S_A] = 750 kW Fator de potência [fp] = 0,85	Potência [S_B] = 1000 kW Fator de potência [fp] = 0,90	Potência [S_C] = 1230 kW Fator de potência [fp] = 0,95

Fonte: Próprio autor.

3.2 Levantamento das curvas PV

3.2.1 Algoritmo

Como forma de analisar a estabilidade do sistema em função das variações da carga atendida pela rede de distribuição, é aplicada a curva PV. O mesmo procedimento é aplicado tanto para sistemas sem a presença de dispositivos automatizados, quanto à sistemas com saída de tensão controlada por reguladores.

A sequência de passos enumerada adiante visa obter o ponto de máximo carregamento de cada estrutura de rede, por meio de sucessivos fluxos de potência, e, com os resultados obtidos, compará-las de forma que seja possível estabelecer pontos positivos de cada sistema.

Segue abaixo o algoritmo desenvolvido por meio de simulações na plataforma do Matlab®, no qual são respeitados todos os limites operativos dos equipamentos constituintes da rede de distribuição de energia elétrica.

- 1) De posse de todos os dados construtivos da rede, são estabelecidas as matrizes auxiliares trifásicas e as matrizes de impedância dos equipamentos e das linhas de distribuição, possibilitando a realização dos fluxos de potência;
- 2) Como condição inicial, o sistema é considerado sem carga. Isto faz com que a corrente inicial que flui pela rede seja igual à zero, resultando em um sistema sem perdas elétricas. Sendo assim, o primeiro fluxo de potência realizado por meio de uma varredura para frente (*Forward Sweep*) retorna sem queda de tensão em nenhum ponto. Logo, a tensão inicial do alimentador é vista até no barramento do

primário do transformador, e, por sua vez, a tensão do secundário do trafo incide até no barramento de carga;

- 3) Ao obter-se o módulo de tensão no barramento final (quatro), é aplicado o primeiro valor de carregamento no circuito, fazendo com que o circuito seja fechado e passe a circular corrente elétrica na rede;
- 4) De posse da potência requerida pela carga, é encontrada a corrente fornecida pelo sistema à carga, de forma que seja possível realizar a varredura para trás (*Backward Sweep*) encontrando as correntes que circulam em cada barramento, até chegar à corrente do alimentador;
- 5) Com esta corrente do alimentador, é possível encontrar novos valores de tensão, por meio de nova varredura para frente, visto que quedas de tensão ao longo da linha aparecem a partir da primeira varredura;
- 6) O *loop* do método *BFS* continuará até que a diferença (denominada de Erro) entre a tensão especificada e a tensão calculada no nó da fonte do alimentador seja menor que a tolerância estabelecida de 0,0001;
- 7) Se a tolerância for atingida antes de 100 iterações, significa que o sistema convergiu e a tensão no barramento de carga será um ponto da curva PV;
- 8) Sendo assim, à cada convergência de tensão, é realizado um novo fluxo de potência, aumentando a carga atendida pelo sistema em 0,1 p.u. (fator de carga) e obtendo os pontos necessários para confecção da curva em função do acréscimo de carregamento;
- 9) Caso seja atingido o número de 100 iterações e a tolerância ainda não tenha sido alcançada, é constatado que o sistema divergiu e é finalizada a curva PV, pois foi encontrado o ponto de instabilidade do sistema.

Com todos os pontos traçados de acordo com as soluções convergidas, é realizada a confecção da curva com o auxílio do Matlab[®]. O primeiro ponto convergido (inicial) é contrastado com os resultados expostos por Kersting (2002), como forma de validação do algoritmo desenvolvido. Os demais pontos são desenvolvidos até o valor de máximo carregamento. As curvas PV resultantes são analisadas segundo o tipo de sistema (automatizado ou não) e seus resultados são confrontados como forma de levantar as diferenças entre cada sistema.

3.3 Cálculo de correntes de curto circuito de acordo com o tipo de falta

Como visto no item 2.8 desta monografia, o cálculo de correntes de curto circuito é realizado por meio do circuito equivalente de Thèvenin, o qual considera a impedância equivalente do sistema até o ponto de falta e a tensão aplicada sobre este mesmo ponto. Contudo, de acordo com o tipo de falta ocorrido, é necessário realizar considerações distintas a fim de alimentar a matriz da equação (10) com valores que ajudam a simplificar e resolver a equação. Estas considerações utilizadas para o algoritmo de cálculo de correntes de falta são expostas adiante.

- Faltas trifásicas

As três fases da rede de distribuição apresentam um ponto em comum. Como toda a corrente do sistema fica concentrada no ponto de falta, cria-se uma ligação em estrela, na qual as correntes se somam em um único ponto e seu resultado é nulo. Sendo assim:

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (13)$$

$$V_{ax} = V_{bx} = V_{cx} = 0 \quad (14)$$

- Faltas fase-fase (assumindo um falta i - j com uma fase k sem falta)

Trata-se de uma falta bifásica, isto é, duas fases se encontram acidentalmente, produzindo um caminho de baixa impedância. As correntes se encontrarão apenas nas fases com a falta elétrica, possuindo módulos iguais e sinais inversos, e resultando em corrente nula para a fase restante, de forma que a tensão nas fases com falta será nula. Logo:

$$I_k = 0 \quad (15)$$

$$I_i + I_j = 0 \quad (16)$$

$$V_{ix} = V_{jx} = 0 \quad (17)$$

- Faltas fase-fase para a terra (assumindo um falta $i-j$ com uma fase k sem falta)

Análoga à falta acima, porém com fuga de corrente para a terra (*ground*). As equações deste tipo demonstram esta semelhança:

$$I_k = 0 \quad (18)$$

$$V_{xg} = 0 \quad (19)$$

$$V_{ix} = V_{jx} = 0 \quad (20)$$

- Faltas entre fase e terra (assumindo falta na fase k sem falta nas fases $i-j$)

Se trata da falta mais comum, já que consiste somente do fechamento de curto circuito entre uma das fases da rede e a terra. Como a corrente do circuito apresentará fuga neste ponto, as demais correntes do sistema se zerarão e a tensão no ponto de falta também será nula. Assim sendo:

$$I_i = I_j = 0 \quad (21)$$

$$V_{kx} = V_{xg} = 0 \quad (22)$$

3.4 Métodos de controle de correntes de curto circuito

Após a obtenção das correntes de curto circuito no barramento de carga do sistema teste, é necessário prever maneiras de controle e atenuação de tais correntes. Haja visto que as correntes em sistemas de distribuição podem assumir um comportamento dinâmico, são desenvolvidos três métodos que contemplam esta característica dinâmica da corrente ao seu processo de atuação da proteção.

3.4.1 Redespacho de potência reativa

O primeiro método consiste no redespacho de reativos para a rede de distribuição no momento da falta elétrica, como forma de atenuação da magnitude das correntes de curto. Esta prática é comum em sistemas de transmissão para alívio de sobrecargas, como mostra o estudo de Hoji (2011). Quanto mais o sistema opera em regime de sobrecarga, maior será o impacto

de um distúrbio na rede, ou seja, as amplitudes das correntes de curto serão maiores à medida que a sobrecarga aumenta.

A alternativa então; trata-se da redução imediata dos níveis de potência entregue à carga no momento da falta. Porém, neste circuito simulado, a carga é do tipo potência constante, fator que impossibilita qualquer ação que altere a potência aparente despachada para o barramento de carga.

Contudo, é possível alterar outros parâmetros sem que a potência aparente seja afetada. Por meio da análise do triângulo das potências, vide figura 24, fica mais fácil a compreensão de como realizar a alteração sobredita.

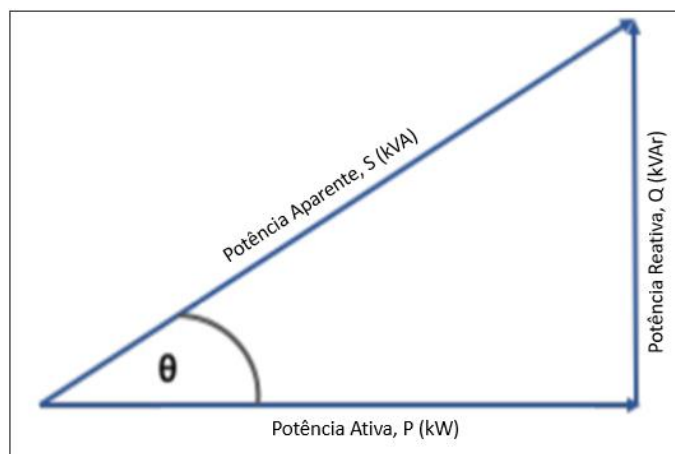


Figura 24 - Triângulo das potências.

Fonte: MotionControlTips (2018).

Logo, a equação da potência aparente, baseada no Teorema de Pitágoras, pode ser descrita por:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (23)$$

Uma vez que S é constante, só é possível realizar alterações em P e Q . Por meio da equação abaixo é estabelecida outra afirmação:

$$P = \frac{V^2}{R} \quad (24)$$

A potência ativa é resultado da razão entre o quadrado da tensão e a resistência. No caso do circuito simulado, a tensão corresponde à fornecida pela fonte de alimentação do circuito, e por sua vez, a resistência é parâmetro intrínseco dos equipamentos e dos cabos, podendo ser considerada constante.

Baseado nesta afirmação, evidencia-se que, basta a diminuição dos níveis da fonte para que a potência ativa seja restringida, fazendo com que o nível de potência fornecida no momento da falta diminua também.

No entanto, ao realizar a redução da tensão, a equação (23) estaria desbalanceada caso não fosse tomada nenhuma medida para garantir que a carga permaneça com a potência constante. Neste contexto é inserido o redespacho de potência reativa.

Por meio do redespacho de reativos, a potência reativa Q se eleva, equilibrando a equação (23) novamente. Esta ação é feita mediante a inserção de capacitores *shunt* na rede.

Para fins de simulação, a tensão do alimentador é reduzida – também foi elevada para fins de comprovação que a redução é o procedimento correto – e em seguida, verificado o valor de potência ativa fornecida à carga. Como a potência aparente é conhecida, será possível encontrar o valor de potência reativa por meio de uma modificação na fórmula (23), exposta na equação (25).

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (25)$$

O resultado da equação (25) será a potência reativa necessária para ser despachada à carga para que a potência aparente se mantenha constante, de tal modo que a tensão da fonte não necessite de ser reduzida para atenuar os níveis de corrente de curto circuito do sistema.

3.4.2 Inserção de reator em série com o circuito

Este segundo método também faz uso de dispositivo não-linear no sistema, assim como os capacitores abordados na proposta anterior. Por sua vez, os reatores representam uma reatância indutiva, responsável pela oposição oferecida ao fluxo de corrente alternada que circula pela rede de distribuição.

Segundo a Interfase (2019) e a Siemens (2019) – as quais correspondem à fornecedores dos equipamentos – o reator limitador de corrente aumenta a impedância à jusante do seu ponto de inserção, limitando de forma efetiva a corrente de falta e por consequência, melhorando a resposta do sistema à fenômenos transitórios.

Seu funcionamento é regido pela fórmula apresentada pela equação (26) a seguir.

$$X_L = 2 \times \pi \times f \times L \quad (26)$$

onde X_L é a reatância nominal do reator, f é a frequência da rede estabelecida e L é a indutância nominal do dispositivo.

Como a unidade de medida da reatância é dada em *ohms* (Ω), o seu valor pode ser simplesmente acrescido à impedância própria da rede de distribuição no momento da falta, realizando uma atenuação na magnitude da corrente de curto circuito. A matriz de impedâncias da rede no lado do secundário do transformador se tornará como a matriz apresentada na equação (27).

$$[Z_{eq\ abc}] = \begin{bmatrix} Z_{P_a} + jX_L & Z_{M_{ab}} & Z_{M_{ac}} \\ Z_{M_{ba}} & Z_{P_b} + jX_L & Z_{M_{bc}} \\ Z_{M_{ca}} & Z_{M_{cb}} & Z_{P_c} + jX_L \end{bmatrix} \quad (27)$$

onde Z_P é a impedância própria de cada fase, Z_M é a impedância mútua de cada fase e a , b e c correspondem às fases do sistema.

Visto que se trata de um sistema que trabalha com um nível alto de potência despachada, o valor nominal de indutância (L) do reator para simulações deve atender sem problemas, a potência no barramento de carga até no ponto de máximo carregamento obtido pela curva PV.

Dos modelos disponíveis no mercado para reatores, são mais comuns os reatores de barramento, poliméricos PTC e de núcleo de ar. Este último apresenta a configuração mais antiga e mais barata para a realização do controle de correntes de curto circuito, fato este que justifica a sua maior utilização em relação aos demais (ZANETTA JR. *et al.*, 2007).

Enfim, assim como é utilizado um banco de capacitores monofásicos para controle do sistema no primeiro método, para o segundo também se opta pela introdução de um reator para cada fase. Sua configuração é análoga à da figura 25, após o secundário dos transformadores.

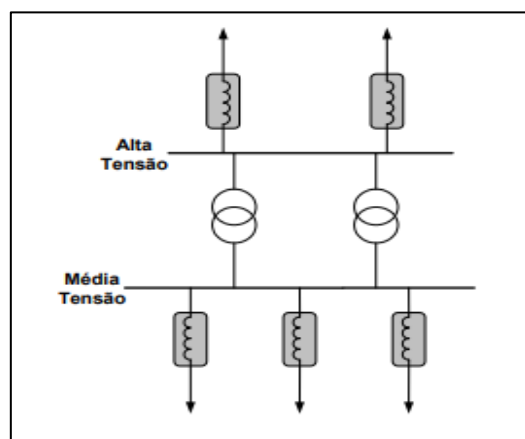


Figura 25 - Instalação de reatores em uma subestação.

Fonte: (ZANETTA JR. *et al.*, 2007).

3.4.3 Comutação eletrônica de *taps* do regulador

Este terceiro método utiliza-se do princípio de funcionamento do regulador de tensão, mais especificamente do chaveamento do comutador, para execução do controle dos níveis de corrente de curto circuito.

Com base na equação (2) desta monografia, percebe-se que à cada comutação do *tap*, o regulador altera a sua impedância em um fator de 0,625%. Caso a função exercida pelo regulador seja de aumento da tensão no barramento de carga, este fator será acrescido à impedância associada do regulador à cada chaveamento realizado até que a tensão esteja no nível pré-determinado.

No entanto, assim como em todo dispositivo chaveado, existe um limite máximo de posições que o comutador pode assumir. A maioria dos reguladores possui 32 degraus de *tap*, proporcionando assim, um aumento de até 20% em relação ao valor nominal intrínseco de impedância do regulador.

Logo, quão maior for a posição do *tap* no momento da falta, menor será o valor de corrente de curto circuito, já que a mesma percorrerá um sistema com a impedância mais elevada.

Baseando-se neste fato, independentemente de qual degrau de *tap* o sistema esteja trabalhando, se fosse possível elevá-lo para seu ponto máximo, o próprio regulador seria capaz de amenizar a amplitude da corrente no momento da falta elétrica, de forma simples, barata e eficaz.

Contudo, os reguladores com comutadores eletromecânicos não são capazes de realizar alterações repentinas nos seus degraus à ponto de chavear o *tap* ao mesmo tempo que ocorre o curto circuito, bem como alterar mais de um degrau por vez, o que impossibilitaria esta aplicação para todos os pontos que são atendidos até na 30ª posição de *tap* do enrolamento série.

Desta forma, para solucionar estes dois entraves, foi encontrado um dispositivo que contempla a solução para ambos. Proposto por Aredes *et al.* (2009), trata-se de um comutador eletrônico de *taps*, que substitui os comutadores eletromecânicos, comumente utilizados.

Este comutador eletrônico exposto por Aredes *et al.* (2009) foi desenvolvido para compensar VTCDs que ocorrem em redes de distribuição, contudo, seu funcionamento também pode ser aplicado no conceito de atuação rápida para atenuação de correntes de curto circuito devido à estrutura do dispositivo.

Composto por semicondutores do tipo tiristor, o equipamento consegue realizar a mesma função do comutador eletromecânico, porém, de forma muito mais rápida, pois a

dinâmica de comutação de tiristores é de $\frac{1}{2}$ ciclo de onda, equivalente à cerca de 8 ms. Este, ainda opera de forma não sequencial, saltando de um nível mais baixo para o mais alto de forma direta, sem necessidade de excursionar por todos os níveis intermediários de *tap* (AREDES *et al.*, 2009).

Sendo assim, basta implementar um dispositivo para informar ao comutador que houve fuga de corrente e enviar o comando para que seja feito o deslocamento para o *tap* máximo (de maior impedância). Como o sistema de distribuição exige uma certa robustez, um CLP pode ser implantado para esta tarefa, e, com a leitura contínua da corrente, para qualquer alteração abrupta, o comando é enviado para o comutador. Este tempo de instrução binária é de 1 μ s e não compromete em nada no processo.

Tendo em vista os expostos acima, percebe-se que a substituição do comutador eletromecânico pelo eletrônico faz com que o regulador esteja apto a realizar o terceiro método de controle de correntes de falta variáveis. Portanto, para fins de simulação, serão feitos os cálculos de curto circuito aplicando a impedância do regulador em seu ponto operativo de acordo com o fator de carga no momento da falta, e, comparando o resultado com a corrente de curto do regulador com seu comutador no último degrau de *tap* para o mesmo fator de carga.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com base na metodologia apresentada anteriormente, este capítulo visa a apresentação dos resultados obtidos, bem como a análise sobre os valores relevantes para a compreensão da proposta estabelecida por este trabalho.

4.1 Curva PV

Para realizar os fluxos de potência necessários para confecção das curvas, foram consideradas todas as características construtivas dos sistemas testes, dispostas na metodologia. É salientado que ambos sistemas seguiram os mesmos procedimentos adotados.

4.1.1 Sistema teste “IEEE 4 Node Test Feeder”

O sistema em questão não apresenta compensadores, estabilizadores e/ou reguladores em sua estrutura, portanto, a tensão no ponto de entrega tende a se alterar conforme o carregamento varie. Com o auxílio do Matlab[®], é traçada a curva PV na figura 26, após a realização de sucessivos fluxos de potência, a fim de verificar a estabilidade deste dado sistema. Os valores mais significativos são expostos pela tabela 6 posteriormente.

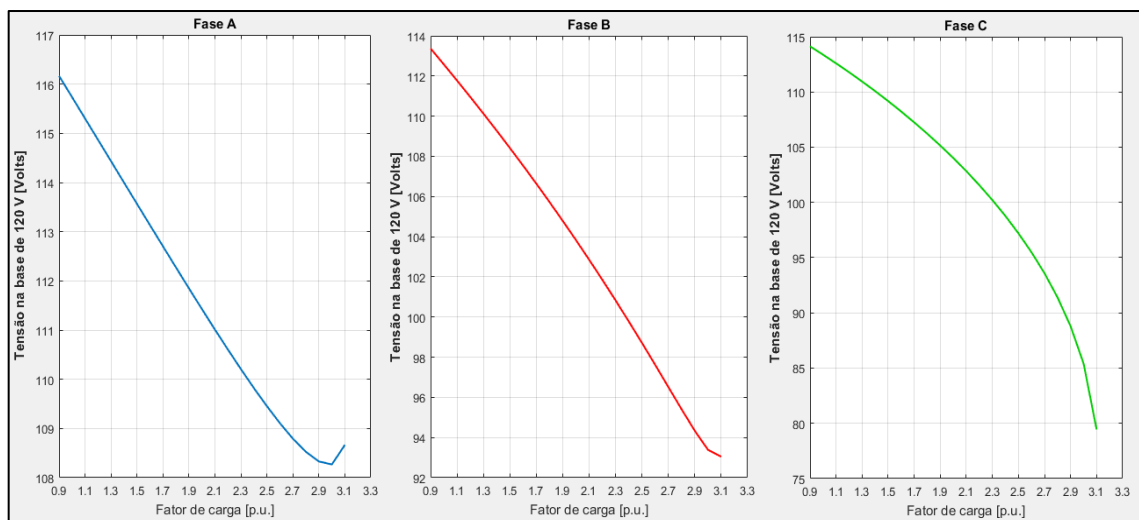


Figura 26 - Comparativo das curvas PV para as três fases do sistema sem regulador.

Fonte: Próprio autor.

Tabela 6 - Tensão na carga de acordo com o carregamento do sistema.

Tensão no barramento de carga em função do carregamento [Volts]								
Carga leve (0,9 p.u.)			Carga moderada (1,7 p.u.)			Carga máxima (3,1 p.u.)		
Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
116,2	113,4	114,1	112,7	106,6	107,2	108,7	93,05	79,44

Fonte: Adaptado de Kersting (2012).

Ao contrastar os dados obtidos por meio da simulação, com os dados expostos no exemplo 10.2 de Kersting (2002), verifica-se que o comportamento da tensão no ponto nominal do fator de carga é muito semelhante, validando assim, o processo de realização dos demais fluxos de potência.

Sendo assim, pela disposição dos dados, verifica-se que, na prática, o sistema é totalmente inviável do ponto de vista de estabilidade e qualidade de energia, e por consequência, econômico. O nó 4 opera com a tensão nominal na base de 120 V, ou seja, o mínimo aceitável deve ser este valor de base, lido pelo TP, de 120 V. Entretanto, nenhum ponto operativo do sistema consegue entregar este nível requerido de tensão.

Esta situação é indesejável, uma vez que o PRODIST Módulo 8 (2018) define que para tensões de regime permanente entre 1 kV e 69 kV, níveis abaixo de 90% da tensão de referência (barramento de carga) são considerados críticos.

Portanto, sendo o secundário do TP o valor de referência (120 V), temos que o valor limite para que a tensão não chegue à níveis críticos é de:

$$V_{CRÍTICA} = 0,9 \times V_{REF} \quad (28)$$

$$V_{CRÍTICA} = 0,9 \times 120 = 108 \text{ V} \quad (29)$$

Sendo assim, analisando o gráfico da figura 26, nota-se que a fase A não atinge níveis críticos de tensão, operando apenas em pontos de tensão de atendimento precária (entre 90% e 95% da tensão nominal).

Por outro lado, as fases B e C, as quais atendem cargas de potência maior, sofrem maiores alterações. Quanto maior for a potência atendida, maior será o esforço do sistema, e em virtude disto, maior será a queda do nível de tensão. Logo, as fases B e C atingem níveis críticos de tensão em um fator de carga de 1,6 p.u.

Todavia, por não possuir dispositivos automatizados, o sistema terá menos equipamentos exercendo influência sobre ele, afetando diretamente no ponto de máximo carregamento do sistema. Examinando a figura 26 encontra-se que para todas as fases, o sistema consegue operar até 3,1 p.u. de carga, antes que entre em colapso e se desligue totalmente.

4.1.2 Sistema teste “IEEE 4 Node Test Feeder” adaptado

A adaptação do sistema anterior se deve ao fato de que o mesmo não atende às especificações de qualidade de energia impostas atualmente. Uma maneira de contornar esta situação é adicionar um dispositivo autônomo na rede de distribuição, capaz de fazer a leitura do estado de tensão na carga e realizar a correção de forma automática, neste caso, aplicando um regulador de tensão. Ao adicioná-lo no circuito, o comportamento da curva mudou completamente, e seu resultado é apresentado a seguir pela figura 27, bem como os valores mais relevantes são dispostos na tabela 7.

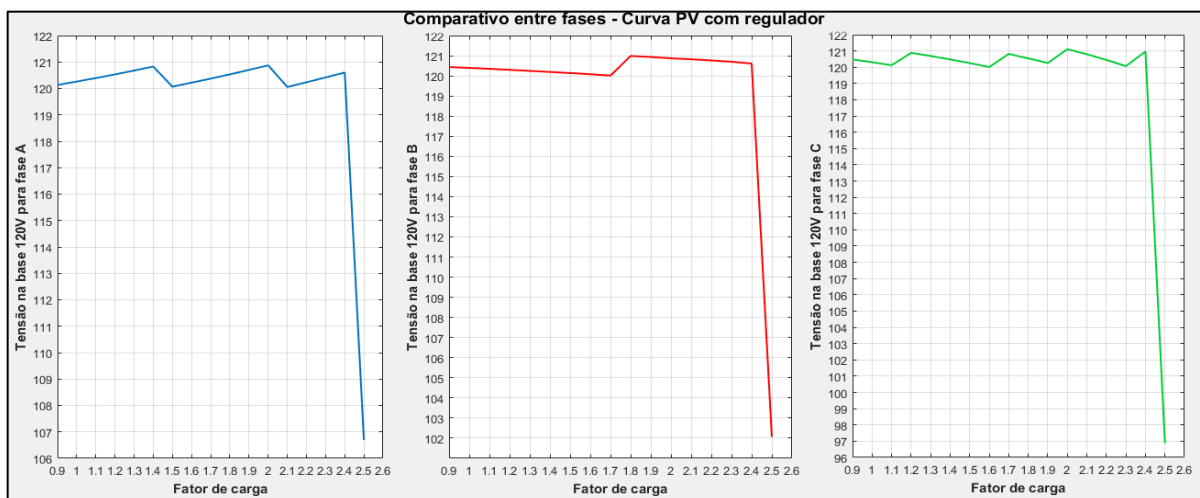


Figura 27 - Comparativo das curvas PV para as três fases do sistema, com regulador inserido.

Fonte: Próprio autor.

Tabela 7 - Tensão na carga de acordo com o carregamento do sistema.

Tensão no barramento de carga em função do carregamento [Volts]								
Carga leve (0,9 p.u.)			Carga moderada (1,7 p.u.)			Carga máxima (2,4 p.u.)		
Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
120,13	120,44	120,48	120,37	120,02	120,82	120,61	120,62	120,96

Fonte: Próprio autor.

Com estes valores, comprova-se a eficácia da inserção de reguladores de tensão no sistema, posto que, em todos os níveis de carregamento menores que o valor de máximo carregamento, a tensão no barramento estará com níveis adequados, não apresentando nenhum ponto que ultrapasse o limite mínimo de 120 V.

Como já visto, este comportamento só é possível devido à mudança de *taps* do regulador. A tabela 8 aborda o número de mudanças de *tap* feitas em cada fase, até que fosse atingida a tensão nominal de referência, para os três pontos de carga analisados na tabela 7.

Tabela 8 - Quantidade de mudanças de *tap* para cada fase.

Valores de <i>taps</i> para manter a tensão pré-estabelecida na carga								
Carga leve (0,9 p.u.)			Carga moderada (1,7 p.u.)			Carga máxima (2,4 p.u.)		
Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
8	10	11	15	18	21	21	26	30

Fonte: Próprio autor.

A tabela 8 demonstra o fato de que o esforço do sistema aumenta à medida que o carregamento se eleva. Para os pontos onde foi simulado um fator de carga leve, a mudança de *taps* é bem menor, pois o regulador precisa de menos ajustes para conseguir fornecer a tensão desejada.

Ao passo que a potência do barramento de carga se eleva, a corrente para supri-la também aumenta. Como o regulador de passo de tensão faz a leitura da queda de tensão na linha entre o regulador de tensão e o centro de carga, o fato de circularem correntes de maior amplitude faz com que a queda seja cada vez maior, gerando maiores esforços do equipamento. Desta forma, o limite máximo de operação será menor se comparado ao sistema I, sendo este máximo carregamento de valor igual à 2,4 p.u.

A partir desse ponto, o regulador não conseguirá entregar a tensão requerida pela carga, pois o erro associado ao valor de tensão no centro de carga (nó 4) sempre será maior do que a tolerância estipulada (0,0001%).

Analisando a última coluna da tabela 8 percebe-se também que foi atingido a posição 30 do *tap*. Como o regulador trata-se de um autotransformador, grande parte dos equipamentos disponíveis no mercado apresentam 32 degraus de *tap* (BURATTI, 2016). Portanto, para um fator de carga de 2,5 p.u., o regulador esgotaria suas posições de *tap* e mesmo assim não conseguiria manter a tensão em níveis adequados. Devido à isto, o gráfico apresenta esta queda brusca neste ponto em questão, para todas as três fases, visto que o regulador de tensão trifásico

faz o ajuste médio das impedâncias das três linhas de transmissão, e, caso uma das fases não atenda a condição de “ $erro < tolerância$ ”, representará uma condição de falha para o regulador.

4.2 Correntes de curto circuito

A análise de corrente de curto circuito é feita a fim de compreender a relação entre carregamento do sistema e magnitude da corrente de falta, e, partindo do pressuposto que os sistemas de alta confiabilidade são controlados por reguladores, foi verificada a presença de reguladores afeta na amplitude da corrente.

4.2.1 Análise de curto circuito para o sistema “IEEE 4 Node Test Feeder”

A primeira análise é feita para o sistema não-automatizado, a fim de comparar a metodologia implementada neste trabalho com a exposta na obra de Kersting (2002), além de mostrar o comportamento da corrente quando não há presença de dispositivos reguladores de tensão na rede. Os resultados obtidos são apresentados a seguir pela tabela 9.

Tabela 9 - Correntes de curto circuito para o sistema “IEEE 4 Node Test Feeder”.

Correntes de curto circuito entre as fases A e B [A]								
Carga leve (0,9 p.u)			Carga moderada (1,7 p.u)			Carga máxima (2,4 p.u)		
Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
4194,7	4194,7	0	4194,7	4194,7	0	4194,7	4194,7	0

Fonte: Próprio autor.

Estes dados mostram que sistemas onde não há presença de reguladores de tensão ou estabilizadores, o carregamento não exerce influência sobre a corrente de curto circuito. Isto deve-se ao fato de que, se a falta elétrica ocorre antes do barramento de carga, a corrente do sistema tende a percorrer o caminho de menor impedância, fazendo com que não exista fluxo de corrente para a carga. Deste modo, como a impedância de Thèvenin (Z_{TH}) permanece a mesma para todos os pontos, as correntes de curto circuito serão de mesma amplitude. É salientado que a corrente da fase C é igual a zero devido à falta elétrica simulada ser entre as fases A e B. Sendo assim, os valores foram comparados aos do exercício 10.3 de Kersting (2002) e expostos na tabela 10 abaixo.

Tabela 10 - Comparação de resultados.

Correntes de curto circuito entre as fases A e B [A]		
Fase	Simulação	Literatura
A	4194,7 $\angle - 69,68^\circ$	4193,7 $\angle - 69,7^\circ$
B	4194,7 $\angle 110,32^\circ$	4193,7 $\angle 110,3^\circ$
C	0	0

Fonte: Próprio autor.

Em virtude da proximidade dos resultados obtidos, a metodologia implementada foi validada e utilizada para o cálculo das demais simulações.

4.2.2 Análise de curto circuito para o sistema “IEEE 4 Node Test Feeder” adaptado

Tendo em vista os resultados do subitem anterior, foi realizada a inserção do método de controle automático de tensão no barramento de carga (nó 4). O valor das correntes de curto circuito para uma falta entre as fases A-B para esta configuração de rede é disposto a seguir pela tabela 11.

Tabela 11 - Correntes de curto circuito para o sistema “IEEE 4 Node Test Feeder” adaptado.

Correntes de curto circuito entre as fases A e B [A]								
Carga leve (0,9 p.u.)			Carga moderada (1,7 p.u.)			Carga máxima (2,4 p.u.)		
Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
565,81	565,81	0	570,74	570,74	0	576,73	576,73	0

Fonte: Próprio autor.

A partir desta tabela, é possível verificar o comportamento da corrente de curto após o regulador ser inserido. Primeiramente, evidencia-se que o carregamento passa a influenciar, mesmo que indiretamente, na corrente de curto circuito, pois existe uma variação na amplitude que não era visualizada no sistema sem regulador. Como o sistema desta monografia trata-se apenas de um segmento de um sistema de distribuição, a variação não possui uma grande diferença entre o menor ponto analisado (FC = 0,9) e o maior (FC=2,4). Contudo, em segmentos consideravelmente maiores, esta diferença aumenta e acompanha este comportamento, podendo apresentar dezenas de Ampères de diferença. Este fato só comprova o quão necessário é cobrir uma faixa de valores de correntes de curto circuito, não somente um valor fixo, uma vez que o carregamento do sistema é totalmente dinâmico, e em um determinado período, um dia por exemplo, ocorrem inúmeras variações no fator de carga.

Também nota-se que houve uma diminuição da magnitude da corrente de curto circuito em comparação com a tabela 9. Este fato ocorre devido ao módulo da impedância do regulador ser muito maior do que as impedâncias do sistema anterior. Logo, como todos os equipamentos estão dispostos em série, o regulador gera um acréscimo significativo à impedância equivalente de Thèvenin, mostrada pela equação (30):

$$Z_{TH} = Z_{TH_{3R}} + Z_{REG} + Z_{eq_{LINHA}} \quad (30)$$

onde,

$Z_{TH_{3R}}$ é a impedância equivalente do sistema até o secundário do transformador [Ω];

$Z_{eq_{LINHA}}$ é a impedância própria da linha de transmissão entre o nó 3 e o nó 4 [Ω];

Z_{REG} é a impedância ajustada pelo regulador para compensar as quedas de tensão [Ω].

Com a análise destes parâmetros, percebe-se que somente a Z_{REG} varia, enquanto as demais são intrínsecas aos componentes do sistema. A tabela 12 mostra o crescimento do módulo da impedância do regulador até que seja alcançada a tensão de referência (120V), tomando como exemplo no ponto onde o fator de carga é de 0,9, e posteriormente, a comparação destes valores com o módulo de $Z_{TH_{3R}}$ e $Z_{eq_{LINHA}}$.

Tabela 12 - Variação da impedância do regulador conforme a mudança de posição dos *taps*.

Módulo da impedância do regulador de tensão [Ω]										
TAP 0	TAP 1	TAP 2	TAP 3	TAP 4	TAP 5	TAP 6	TAP 7	TAP 8	TAP 9	TAP 10
0	3,2005	3,2687	3,3369	3,4051	3,4733	3,5415	3,6097	3,6779	3,7461	3,8143

Fonte: Próprio autor.

Os valores de módulo das impedâncias próprias equivalentes do sistema e da linha são, respectivamente de:

$$Z_{TH_{3R}} = 0,1931 \Omega$$

$$Z_{eq_{LINHA}} = 0,5328 \Omega$$

Logo, percebe-se que partindo do *tap* 0 – regulador inicialmente sem impedância associada – até alcançar o ponto ideal para manter a tensão na carga no valor pré-estabelecido, são realizados diversos chaveamentos, onde cada mudança de posição resulta na soma de uma pequena parcela no módulo de impedância equivalente do dispositivo. Com isto, o módulo desta

impedância resultante é muito maior do que as demais impedâncias apresentadas acima, fazendo com que a impedância equivalente de Thèvenin, vide equação 28, se eleve, resultando em valores de correntes de curto circuito muito menores.

4.2.3 Influência do tipo de falta elétrica nas correntes de curto circuito

No subitem anterior foi demonstrado que a automação de redes de distribuição ocasiona na variação das correntes de curto circuito. Assim como este fato, o tipo da falta elétrica que ocorre na linha também pode fazer com que a magnitude das correntes se altere. Baseado nisto, são feitas simulações considerando diferentes tipos de faltas, tendo como base o sistema “*IEEE 4 Node Test Feeder*” adaptado, e, lembrando que em 4.2.2 foi considerado um curto circuito entre as fases A e B. Estas simulações são apresentadas adiante.

4.2.3.1 Falta entre as fases B e C

Como condições de contorno, têm-se que as tensões entre as fases B e C e o ponto X (ponto de falta) são nulas, assim como a corrente na fase A não existe, pois seu módulo é zero. A soma das correntes I_B e I_C é igual a zero, ou seja, suas amplitudes devem ser iguais.

Tabela 13 - Correntes de curto circuito para uma falta fase-fase.

Correntes de curto circuito entre as fases B e C [A]								
Carga leve (0,9 p.u.)			Carga moderada (1,7 p.u.)			Carga máxima (2,4 p.u.)		
Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
0	565,09	565,09	0	571,59	571,59	0	578,06	578,06

Fonte: Próprio autor.

Pela análise destes dados é possível dizer que mesmo o comportamento sendo análogo ao da falta entre as fases A-B, o módulo da corrente de curto se altera um pouco, uma vez que se trata de um sistema desequilibrado. Com isto, o *gap* de corrente entre o ponto de carga leve e o ponto de carga máxima já é maior do que na primeira análise.

4.2.3.2 Falta fase A para a terra

Segundo Kindermann (1997), é o tipo de curto circuito mais comum. Logo, é importante compreender a influência da fuga para a terra, do ponto de vista da amplitude da corrente, e assim, compará-la à falta sem “ground”. Suas condições iniciais são: $V_{ax} = 0$, $V_{xg} = 0$, $I_B = I_C = 0$.

Tabela 14 - Correntes de curto circuito para uma falta fase-terra.

Correntes de curto circuito da fase A para a terra [A]								
Carga leve (0,9 p.u.)			Carga moderada (1,7 p.u.)			Carga máxima (2,4 p.u.)		
Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
613,82	0	0	620,34	0	0	625,64	0	0

Fonte: Próprio autor.

Portanto, evidencia-se que a falta para a terra aumenta consideravelmente a amplitude da corrente de curto circuito, fazendo com que a proteção tenha que atuar para valores bem acima dos obtidos quando consideradas apenas as faltas entre fases.

4.2.3.3 Falta dupla fase (fases A e B) para a terra

Como visto na análise anterior, o ponto de fuga de corrente pode ser a terra (*ground*). Contudo, a falta analisada é a fase-fase-terra, visto que as condições iniciais se alteram, sendo estas: $V_{ax} = 0$, $V_{bx} = 0$, $V_{xg} = 0$, $I_C = 0$.

Tabela 15 - Correntes de curto circuito para uma falta dupla fase-terra.

Correntes de curto circuito entre as fases A e B para a terra [A]								
Carga leve (0,9 p.u.)			Carga moderada (1,7 p.u.)			Carga máxima (2,4 p.u.)		
Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
624,20	638,25	0	627,25	641,13	0	629,66	643,36	0

Fonte: Próprio autor.

Nota-se que as correntes de curto circuito entre as fases deixam de ser simétricas. Este fato mostra que a proteção das fases deve ser dinâmica, pois uma fase pode apresentar

comportamento desigual à de outra fase, e com dispositivos de proteção iguais para as três fases, pode resultar em falhas e/ou danos ao sistema.

4.2.3.4 Falta trifásica

Este tipo de falta consiste no fechamento simultâneo das três fases do sistema. É uma falta incomum, mas que pode acarretar grandes danos ao sistema se não for prevista e a proteção não conseguir proteger os dispositivos inseridos na rede no momento da sua ocorrência. Suas condições iniciais de contorno são: $V_{ax} = 0$, $V_{bx} = 0$, $V_{cx} = 0$ e $I_A + I_B + I_C = 0$.

Tabela 16 - Correntes de curto circuito para uma falta trifásica.

Correntes de curto circuito entre as fases A, B e C [A]								
Carga leve (0,9 p.u.)			Carga moderada (1,7 p.u.)			Carga máxima (2,4 p.u.)		
Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
640,54	649,43	639,71	643,62	652,55	642,72	646,03	654,99	645,07

Fonte: Próprio autor.

A fim de validar os resultados, foram somadas as três correntes na sua forma retangular, e o resultado sendo igual à zero, atende às condições da falta. Logo, tendo as correntes no ponto de carga máxima como exemplo, chega-se à:

$$(-45,5237 - j644,4222) + (-539,1622 + j371,9261) + (584,6858 + j272,4960) = -0,0001 - j0,0001 \approx 0$$

Portanto, com os resultados verificados, pode-se afirmar que o curto circuito trifásico é o que apresenta o maior valor de amplitude, logo, o mais danoso ao sistema.

Sendo assim, o resultado mostra que não somente o carregamento do sistema causa variação na amplitude das correntes de curto circuito; o tipo de falta elétrica também deve ser considerado ao dimensionar um sistema de proteção com ajuste dinâmico.

4.3 Métodos de controle e atenuação de correntes de curto circuito variáveis

Após a exposição dos dados até então obtidos, pode-se afirmar que os sistemas de distribuição de energia elétrica atuais (automatizados) necessitam de proteções com comportamento dinâmico, as quais cobrem uma faixa de valores e não somente um valor específico, visto que as correntes elétricas assumem comportamento variável em sistemas com

a presença de reguladores de tensão, assim como podem alterar sua amplitude de acordo com o tipo de falta ocorrida.

Logo, proteções convencionais podem ser ineficazes, já que uma proteção que cobre o maior valor de corrente pode ser superdimensionada e não atuar para valores menores de correntes de curto. Em contrapartida, proteções que já atuam para o primeiro valor de corrente de curto; podem desarmar erroneamente com correntes nominais em fatores de carga elevados.

Sendo assim, foram propostos três métodos dinâmicos para análise da sua eficácia no controle e atenuação destas correntes de curto circuito variáveis. Feito isto, será feita a comparação entre os métodos e as considerações sobre cada um.

4.3.1 Método I

O método de redespacho de potência reativa foi implementado na rotina de simulação de correntes de curto circuito. Como já mencionado no item 3.4.1 deste trabalho, este método consiste na alteração dos níveis de tensão do alimentador a fim de se encontrar a potência reativa necessária para injeção no momento da falta elétrica. Com o propósito de verificar qual o comportamento do alimentador atende à finalidade de redução dos níveis de corrente, o valor da tensão no barramento foi alterado em $\pm 10\%$ do valor nominal. Ressalta-se que os pontos de carregamento foram alterados, pois a margem de carga com tensão reduzida passou de 2,4 p.u. para 2 p.u. Os resultados encontrados estão dispostos na tabela 17.

Tabela 17 - Correntes de curto-circuito de acordo com a tensão aplicada pelo alimentador.

Correntes de curto circuito entre as fases A e B [A]									
Tensão	Carga leve (0,9 p.u.)			Carga média (1,5 p.u.)			Carga elevada (2 p.u.)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Nominal: 12,47 kV	565,81	565,81	0	570,74	570,74	0	576,73	576,73	0
Elevada: 13,717 kV	667,79	667,79	0	672,54	672,54	0	677,24	677,24	0
Reduzida: 11,223 kV	471,29	471,29	0	473,07	473,07	0	475,82	475,82	0

Fonte: Próprio autor.

Com base nestes resultados, fica evidente que a redução dos níveis de tensão é o adequado a se fazer visando a atenuação das correntes de curto circuito. Com a redução de 10% da tensão do alimentador, foi possível reduzir em mais de 100A da corrente sob carga elevada.

No entanto, as normas de fornecimento de energia não permitem variações tão grandes em alimentadores e/ou fontes de tensão, pois causam afundamentos de tensão na rede, afetando o funcionamento de diversos equipamentos e afetando os padrões de qualidade de energia.

Para contornar essa situação, foi encontrada a potência reativa que seria fornecida pelo alimentador no ponto de tensão reduzida e comparada com a fornecida em seu funcionamento em regime nominal. O resultado desta diferença corresponde ao valor do banco de capacitores que realizará o redespacho de potência reativa. Sendo assim, a tabela comparativa é exposta abaixo.

Tabela 18 - Redespacho de potência reativa pela fonte de tensão do sistema.

Potência reativa fornecida ao sistema pelo alimentador [kVAR]									
Tensão	Carga leve (0,9 p.u.)			Carga média (1,5 p.u.)			Carga elevada (2 p.u.)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Nominal: 12,47 kV	353,09	401,02	571,56	646,68	790,92	1054,42	930,73	1196,1	1525,1
Reduzida: 11,223 kV	359,46	417,23	584,51	666,15	837,88	1094,20	970,63	1286,1	1599,4

Fonte: Próprio autor.

Com base nos dados acima, o banco de capacitores terá que atender ao pior caso, conseguindo suprir qualquer situação que não seja excedida pelo seu valor máximo. Logo, o banco de capacitores monofásicos terá seu módulo igual ao da fase C no ponto de carga elevada (2 p.u.). Seu módulo será de:

$$Q_{BC} = 1599,4 - 1525,1 = 74,3 \text{ kVAr} \quad (32)$$

Portanto, em valores comerciais, o banco de capacitores será composto de 3 módulos de 75 kVAr por fase. De tal forma, o banco terá a capacidade de atuar de forma instantânea ao momento da falta, atenuando a magnitude das correntes, em uma faixa de valores de acordo com a potência despachada, tendo seu ponto máximo, o valor nominal do banco.

4.3.2 Método II

Este método consiste na especificação de reatores em série com o circuito, a fim de limitar as correntes de curto circuito. Para simular a inserção deste dispositivo na rede de distribuição foi necessário estabelecer um valor de indutância nominal. Em consulta ao manual do fabricante Trench (2017), é possível encontrar diversos valores de reatores que contemplam

potências reativas de 250 kVAr até 30 MVar, bem como sistemas de tensão de até 24 kV. Para ambos valores, o sistema simulado está dentro dos limites.

Deste modo, para fins de simulação, foi escolhido um valor comercial já aplicado em sistemas de distribuição, como forma apenas de verificar a influência do mesmo no sistema. Este valor pode ser modificado em trabalhos futuros. Os reatores monofásicos têm como valor de indutância nominal $L = 0,58 \text{ mH}$.

Com isto, o valor foi inserido na equação (26) a fim de fornecer a reatância indutiva do mesmo. O resultado obtido é mostrado abaixo na equação (33).

$$X_L = 2 \times \pi \times 60 \times (0,58 \times 10^{-3}) = 0,22 \Omega \quad (33)$$

Esta reatância obtida foi somada à impedância de Thèvenin para a obtenção das novas correntes de curto circuito. A falta elétrica simulada foi entre fases A e B. Sendo assim, é feita a comparação do sistema com a inserção do reator em série com a rede e antes de inseri-lo ao sistema “*IEEE 4 Node Test Feeder*” adaptado, tendo os resultados expostos a seguir, por meio da tabela 19.

Tabela 19 - Influência de reator em série sobre correntes de curto circuito.

Correntes de curto circuito entre as fases A e B [A]									
Circuito	Carga leve (0,9 p.u.)			Carga média (1,7 p.u.)			Carga máxima (2,4 p.u.)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Sem reator	565,81	565,81	0	570,74	570,74	0	576,73	576,73	0
Com reator	537,02	537,02	0	541,49	541,49	0	547,01	547,01	0

Fonte: Próprio autor.

Com base na tabela acima, é possível afirmar que a corrente sofreu uma redução, porém não tão considerável no ponto de vista de proteção de sistemas elétricos. Sendo assim, o princípio é válido, porém o valor de reator não atende plenamente à função exigida. O superdimensionamento do valor do reator pode ser considerado neste caso.

4.3.3 Método III

Por fim, este método tem como intuito o chaveamento instantâneo dos *taps* do regulador de tensão, como forma de aumentar a impedância vista pela corrente no momento da falta elétrica. O método é realizado por meio de um comutador eletrônico de *taps* (CET), o que torna possível esta aplicação na prática.

Para fins de simulação, a rotina computacional considera o ganho de impedância a cada chaveamento, uma vez que é conhecida a impedância base.

Assim sendo, a impedância no *tap* 0 é apenas um condutor no qual permite a passagem de corrente sem realizar qualquer alteração na tensão de saída, logo, sua impedância é desprezada e adotada como zero. Por sua vez, ao realizar o primeiro chaveamento, a impedância do regulador equivale à $3,2005 \Omega$, e esta é considerada a impedância base do regulador.

Por meio das simulações foi obtido que à cada acréscimo de *tap*, o regulador aumentava $0,0682 \Omega$, sendo este, o ganho de impedância. É um ganho muito pequeno por *tap*, porém, quando se considera uma linha de transmissão da qual sua impedância associada é muito baixa, um aumento considerável de degraus faz com que o aumento de impedância do regulador cause impacto na impedância própria da rede. Com isto, a posição atual é deslocada para o *tap* máximo no momento do curto circuito, e ao restabelecer o sistema, a posição anterior retorna para a que estava antes da falta, com um simples auxílio de uma memória *flash*.

Os resultados obtidos com esta metodologia são dispostos da seguinte maneira: a tabela 20 mostra a posição de *tap* em cada fase no instante da falta e o ganho de impedância ao enviá-lo para o degrau máximo. Já a tabela 21 é responsável por comparar as correntes de curto circuito sem a adoção do método e sua respectiva corrente após atuação do CET.

Tabela 20 - Ganho de impedância de acordo com a posição do *tap*.

Ganho de impedância de acordo com a posição do <i>tap</i>						
Fases	Carga leve (0,9 p.u.)		Carga média (1,7 p.u.)		Carga máxima (2,4 p.u.)	
	TAP	Ganho [Ω]	TAP	Ganho [Ω]	TAP	Ganho [Ω]
Fase A	8	1,6368	15	1,1594	21	0,7502
Fase B	10	1,5004	18	0,9548	26	0,4092
Fase C	11	1,4322	21	0,7502	30	0,1364

Fonte: Próprio autor.

Tabela 21 - Influência do comutador eletrônico de *taps* sobre correntes de curto circuito.

Correntes de curto circuito entre as fases A e B [A]									
Circuito	Carga leve (0,9 p.u.)			Carga média (1,7 p.u.)			Carga máxima (2,4 p.u.)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Sem CET	565,81	565,81	0	570,74	570,74	0	576,73	576,73	0
Com CET	453,86	453,86	0	494,30	494,30	0	535,09	539,09	0

Fonte: Próprio autor.

A partir das tabelas 20 e 21, nota-se que o método opera melhor em condições onde o fator de carga não é tão elevado. Fato este que já era esperado, uma vez que em situações onde

o nível de carregamento é alto, o *tap* já está situado em degraus elevados e que possuem alta impedância em relação aos *taps* iniciais, não sendo possível crescer uma impedância considerável. No entanto, para situações de carga mediana para baixa, o método se mostra eficaz, haja visto pela condição de carga leve, na qual foram reduzidos 111,95A.

4.3.4 Considerações sobre os métodos

Apresentados os resultados obtidos por cada método simulado, é possível estabelecer pontos positivos e negativos de cada metodologia, além de comparar a sua eficácia e analisar suas respectivas aplicabilidades em situações reais.

A fim de verificar a capacidade de atenuação das correntes de curto circuito, foram comparadas as simulações de falta elétrica entre as fases A e B para os três métodos em forma de porcentagem de redução para cada nível de carregamento. A tabela 22 mostra este comparativo, onde o método I corresponde ao redespacho de potência reativa por meio de banco de capacitores, o método II está relacionado ao reator em série com a rede e o método III é a utilização do comutador eletrônico de *taps* para elevação da impedância da rede. Os pontos de carga média e alta foram utilizados de acordo com o método I devido à sua margem de carga ser 2 p.u. e não 2,4 p.u. como os demais.

Tabela 22 - Atenuação de corrente de curto circuito de acordo com a metodologia implantada.

Porcentagem de redução de corrente de curto circuito entre fases A-B								
Carga leve (0,9 p.u.)			Carga média (1,5 p.u.)			Carga alta (2 p.u.)		
Mét. I	Mét. II	Mét. III	Mét. I	Mét. II	Mét. III	Mét. I	Mét. II	Mét. III
16,7%	5,09%	19,79%	17,11%	5,38%	15,37%	17,49%	5,29%	10,46%

Fonte: Próprio autor.

Tendo como referência a tabela 22 supracitada, tem-se os métodos I e III conseguem realizar uma atenuação da magnitude das correntes de forma mais eficaz.

Independentemente do valor de carga, o comportamento do método I permaneceu estável na casa dos 17%, com uma variação de $\pm 0,5\%$. Como se trata de um banco de capacitores, é possível realizar um acréscimo no valor de cada módulo monofásico, aumentando assim, a potência reativa despachada no momento da falta, conseguindo resultados ainda mais expressivos quanto à redução da amplitude das correntes. A utilização do banco de capacitores de ação instantânea torna o método aplicável, uma vez que não seria possível realizar a redução do valor da tensão no barramento infinito por motivos já mencionados anteriormente. Apesar dos bons resultados, o método apresenta um alto valor de investimento, visto que bancos de

capacitores apresentam um preço elevado em relação aos dispositivos convencionais, que pode representar um entrave na aplicação do sistema do ponto de vista econômico.

O método II se mostrou pouco efetivo, já que a sua redução máxima foi de 5,38%. Assim como o banco de capacitores, é possível aumentar o valor da sua indutância para obter uma melhoria de performance, ou até mesmo associações com mais de um reator por fase. No entanto, este método visa apenas a redução da corrente de curto circuito para o valor de capacidade de interrupção dos disjuntores de ajuste fixo (IBT, s.d.). Sendo assim, sua proposta é de apenas realizar uma baixa redução na corrente, e o aumento do valor de indutância para reduções elevadas pode aumentar consideravelmente o custo de implantação desta metodologia, representando uma inviabilidade econômica.

Por fim, o método III apresenta algumas particularidades, como são vistas a seguir. Este método é o que apresentou a maior porcentagem de redução de corrente (19,79%), quando submetido à um fator de carga leve. Porém, com o aumento do carregamento, o método foi perdendo sua capacidade de redução de corrente, uma vez que o *tap* já se situava em posições elevadas. Logo, sua capacidade de atenuação foi verificada, mas sua aplicabilidade fica muito restrita à sistemas automatizados que não excedam seus pontos de carregamento médio, podendo ser aplicados em sistemas de área rural, por exemplo, uma vez que o comutador representa um custo de implementação baixo em relação aos demais.

Feitas as considerações, é disposta a tabela 23 como forma de destacar os principais pontos favoráveis e desfavoráveis de cada método proposto.

Tabela 23 - Principais vantagens e desvantagens de cada método proposto.

Pontos relevantes de cada metodologia simulada		
Método	Vantagens	Desvantagens
I	<ul style="list-style-type: none"> • Consegue atenuar as correntes de curto circuito independentemente do fator de carga • Seu fator de redução apresenta pouca variação 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo de implementação
II	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil implementação • Método já sendo encontrado em aplicações práticas 	<ul style="list-style-type: none"> • Baixa atenuação dos níveis de corrente • Para reduções consideráveis é necessário realizar associações de reatores, aumentando o custo de implementação
III	<ul style="list-style-type: none"> • Apresenta altas reduções de corrente para baixos fatores de carga • Baixo custo de implementação 	<ul style="list-style-type: none"> • Perde eficácia à medida que o carregamento aumenta • Não pode ser implementado em sistemas que atendem à um grande número de cargas (urbanos, por exemplo)

Fonte: Próprio autor.

Ressalta-se que todos os métodos propostos não visam a substituição de dispositivos de proteção que cessam as correntes de curto circuito, mas sim, uma ação conjunta com os mesmos, permitindo dinamizar um sistema constituído, originalmente, por ajustes fixos (disjuntores, relés, fusíveis, etc.). Uma vez que todos os métodos possuem um *range* de atuação, a falta elétrica poderá ocorrer em qualquer ponto dentro dos limites dos respectivos métodos, pois esta corrente de curto circuito será reduzida para o valor de atuação pré-estabelecido da proteção convencional e interrompida sem causar danos ao sistema.

Porém o conceito de ajuste dinâmico não fica restrito apenas a estes métodos. Ainda se trata de um tema pouco abordado no Brasil, porém as *smart grids* podem tornar este conceito comum, visto que dispositivos eletromecânicos de proteção tendem a perder espaço para dispositivos eletroeletrônicos à medida que as *smart grids* forem se intensificando. Estes dispositivos eletroeletrônicos propiciam ajustes dinâmicos ao sistema de proteção, oferecendo critérios de seletividade e coordenação à proteção conforme seja a carga atendida e o tipo de falta elétrica ocorrida, mostrando que independentemente do método utilizado, o conceito de ajuste dinâmico é, cada vez mais, preponderante para sistemas de distribuição de energia elétrica.

5. CONCLUSÕES

Por meio deste trabalho foi verificado que o conceito de ajuste fixo para proteção dos sistemas de distribuição de energia elétrica atuais não é mais aplicável, em função do emprego de dispositivos automatizados na rede de distribuição, mais especificamente os reguladores de tensão, os quais se fazem necessários para garantir a qualidade de energia, mantendo a tensão em níveis adequados para os consumidores, principalmente, à grande quantidade de cargas não-lineares que o sistema atende.

A curva PV desenvolvida permitiu a visualização do comportamento do sistema após a inserção dos reguladores de tensão. O sistema “*IEEE 4 Node Test Feeder*” adaptado passou a atender todos os pontos de carregamento sem perder os níveis de tensão considerados adequados, até atingir sua margem de carregamento, fato que era inviável até então para o sistema sem regulador.

Com isto, os cálculos de correntes de curto circuito demonstraram que as correntes passam a variar conforme o nível de carga que o sistema está atendendo, assim como interfere o tipo da falta elétrica ocorrida, mostrando que projetos os quais consideram um valor fixo de corrente de curto circuito podem acarretar em sérios riscos à estrutura e aos seres vivos próximos a ela.

Logo, foram propostos métodos para atenuação destas correntes de curto circuito variáveis como forma de oferecer uma faixa dinâmica de operação ao sistema convencional de proteção (ajuste fixo), evitando casos de superdimensionamento da proteção, ou até mesmo, pontos cegos onde o sistema não consegue atuar.

Os resultados mostraram que todos os métodos conseguiram realizar a redução da amplitude das correntes, no entanto, o redespacho de potência reativa e o comutador eletrônico de *taps* apresentaram resultados mais significativos, mostrando que podem ser soluções simples e eficazes ao que lhe foram propostas.

Sendo assim, a escolha por um método específico fica a cargo do sistema o qual a metodologia irá operar. O redespacho de potência se mostrou o método mais eficaz, contudo, apresenta os maiores custos de implementação. O reator em série apresenta baixa redução de corrente, porém é o único método que já se encontra em aplicação, pois é de simples implementação e atende à sua função proposta. Por fim, o comutador eletrônico de *taps* mostrou-se um sistema de fácil implementação e baixo custo, porém só consegue operar em sistemas com baixos níveis de carregamento.

5.1 Trabalhos futuros

A mesma metodologia utilizada para realização dos fluxos de potência trifásicos para obtenção da curva PV pode ser utilizada em sistemas maiores, inserindo reguladores de tensão à sistemas-teste como o *IEEE 123 Bus Radial Distribution Feeder*, ou até mesmo em alimentadores reais. Além do mais, o conceito de ajuste dinâmico do sistema de proteção pode ser inserido no conceito de redes elétricas inteligentes (*smart grids*), bem como na proteção de sistemas com a presença de geração distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, A. B. *et al.* **Probabilistic voltage stability assessment considering renewable sources with the help of the PV and QV curves.** IET Renewable Power Generation, v. 7, n. 5, p. 521-530, 2013.

ANEEL. **Plano de Dados Abertos 2016/2017.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/15191813/DD_IG_2_1.pdf/b7e5ff1d-0d29-8570-682d-e06d337ae945>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2019.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica.** Revisão, v. 10, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>. Acesso em: 18 de fevereiro de 2019.

ANEEL. **Regulação dos serviços de distribuição.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>>. Acesso em: 16 de fevereiro de 2019.

ANEEL. **Resolução Nº 505, de 26 de novembro de 2001.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bres2001505.pdf>>. Acesso em 15 de fevereiro de 2019.

ANEEL. **Sistema de geração de energia.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fhome%3Fp_auth%3Dw00VxLjZ%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=15056195&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=sistema-de-geracao-de-energia&inheritRedirect=true>. Acesso em: 14 de fevereiro de 2019.

ANSI/IEEE. **C57.15-1986 – IEEE Standart Requirements, Terminology, and Test Code for Step-Voltage and Induction-Voltage Regulators.** Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/29098>>. Acesso em 18 de fevereiro de 2019.

AREDES, M. *et al.* **Regulador de Tensão com Computador Eletrônico de Taps para a Compensação de Variações de Tensão de Curta Duração.** In: VIII CBQEE-Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, p. 1-5, Blumenau, 2009.

ASAKURA, T. *et al.* **Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration e generation of construction plans.** IEEE transactions on Power Systems, 18(3)1196-1204, 2003.

BHALADHARE, S. B.; TELANG, A. S.; BEDEKAR, P. P. *PV, QV Curve – A Novel Approach for Voltage Stability Analysis*. In: National Conference on Innovative Paradigms in Engineering & Technology (NCIPET-2013), International Journal of Computer Applications (IJCA), p. 31-35, 2013.

BONFIM, M. A. D. **Resolução 505/2001 ANEEL: Melhoria da Qualidade**. SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2008. Disponível em: <http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/01/Resoluc%CC%A7a%CC%83o-505_2001-ANEEL-Melhoria-da-Qualidade.pdf>. Acesso em: 18 de fevereiro de 2019.

BRAGA JUNIOR, M. F. **Impacto da Geração Distribuída na Proteção de Sistema de Distribuição**. Universidade Federal de Itajubá, 154 p., 2017.

BURATTI, R. P. **Reguladores de tensão em redes elétricas com alta penetração de cargas não lineares**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira – UNESP, 2016.

CABRAL, M. M. C. **Blecautes em sistemas de energia elétrica: um levantamento das principais causas**. Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2018.

CAMINHA, A. C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. Editora Blucher, 1977.

CARSON, John R. *Wave propagation in overhead wires with ground return*. The Bell System Technical Journal, v. 5, n. 4, p. 539-554, 1926.

CARVALHO, M. R. **Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Carlos, São Carlos, 2006.

CEMIG. **Modulação de Carga**. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/nossos_negocios/energia/Paginas/Modulacao_de_Carga.aspx>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2019.

CEMIG. **Norma de Distribuição 5.1: Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária – Rede de Distribuição Aérea – Edif. Individuais**. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/nd5_1_000001p.pdf>. Acesso em 18 de fevereiro de 2019.

CIRIC, R. M.; OCHOA, L. F.; PADILHA, A. *Power flow in distribution networks with earth return*. International journal of electrical power & energy systems, v. 26, n. 5, p. 373-380, 2004.

CONDEGA, S. Y. C. **Metodologia para determinação da margem de estabilidade de tensão sob a perspectiva da expansão e da operação de sistemas de potência**. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFMG, 2013.

DE ALMEIDA, J. C. **Comparação entre métodos e análise de correntes de curto circuito.** Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2012.

DE ARAÚJO, L. R. **Uma Contribuição ao Fluxo de Potência Ótimo Aplicado a Sistemas de Potência Trifásicos usando o Método dos Pontos Interiores.** Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, COPPE, 2005.

DE SOUZA, A. C. Z.; QUINTANA, V. H. *Identification of voltage collapse margins in power systems.* In: Proceedings of Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. IEEE, 1993. p. 933-937.

DECANINI, J. G. M. S. **Detecção e classificação de faltas de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia elétrica usando lógica nebulosa.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira – UNESP, 2008.

DECOURT, P. C. K. **Facilidades do programa ANAFAS para estudos de curto-circuito e proteção de sistemas de energia elétrica.** Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

DEOTTI, L. M. P.; GOMES, F. V. **Sistemas Elétricos de Potência.** Disponível em: <<https://avant.grupont.com.br/dirVirtualLMS/arquivos/arquivosPorRange/0000000664/texto/24efa8b6deaf554f46c5dc05684d262f.pdf>>. Acesso em 18 de fevereiro de 2019.

DOS REIS, C. S. M. M. **Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão.** Mestrado (Dissertação), Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2005.

DOS SANTOS, G. G.; DOS SANTOS, A. C.; OLIVEIRA, T. L.; TAVARES, C. E. **Aplicativo computacional para cálculo de curto circuito e estudos de afundamentos de tensão.** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia – UFU. Uberlândia, 2015.

ELETROBRÁS. **Coleção Distribuição de Energia Vol. 2.** Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição. 1ª. ed. Rio de Janeiro: Campus/Eletróbrás, 1982.

FURINI, M. A.; ARAUJO, P. B. de. **Melhora da estabilidade dinâmica de sistemas elétricos de potência multimáquinas usando o dispositivo facts "thyristor-controlled series capacitor-TCSC".** Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, v. 19, n. 2, p. 214-225, 2008.

GENESINI. **Chave fusível.** Disponível em: <<http://genesinidistribuidora.com.br/produto/chave-fusivel-porcelana-25-kv/>>. Acesso em: 24 de fevereiro de 2019.

GERS, J. M., HOLMES, E. J. *Protection of Electricity Distribution Networks.* Power and Energy Series 28, The Institution of Electrical Engineers - IEE, Reino Unido, 2005.

GROSS, C. A., *Power System Analysis*. 2nd Ed., New York, Wiley, 1986.

GUIMARÃES, P. *et al. QV and PV curves as a planning tool of analysis*. In: Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on. IEEE, p. 1601-1606, 2011.

HOJI, E. S. **Redespacho de reativos como ação corretiva para alívio de sobrecargas em redes de transmissão**. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira – UNESP, 2011.

IBT. **Reatores**, Indústria Brasileira de Transformadores. Disponível em: <<http://www.ibt.com.br/reatores.pdf>>. Acesso em: 28 de março de 2019.

INSTITUTO DE ENGENHARIA. **Conheça o Sistema Interligado Nacional**. Disponível em <<https://www.institutodeengenharia.org.br/site/2009/11/13/conheca-o-sistema-interligado-nacional/>>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2019.

INTERFASE. **Reator limitador de corrente de curto circuito**. Disponível em: <<https://www.interfase.com.br/reator-limitador-corrente-curto-circuito>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

KAGAN, N.; DE OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. Ed, São Paulo: Blucher, 2000.

KERSTING, W. H. *Distribution system modeling and analysis*. CRC Press, 2nd ed., New York, USA, 2002.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito**, 2ª. Ed. Sagra Luzzatto, Porto Alegre, 1997.

KUNDUR, P. *et al. Definition and classification of power system stability*. IEEE transactions on Power Systems, v. 19, n. 2, p. 1387-1401, 2004.

LOPES, B. I. L.; DE SOUZA, A. C. Z. *On multiple tap blocking to avoid voltage collapse*. Electric Power Systems Research, v. 67, n. 3, p. 225-231, 2003.

LUIZ, C. M. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, Escola de Engenharia, Belo Horizonte, 2012.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J.; BUMBY, J. **Power system dynamics: stability and control**. John Wiley & Sons, 2011.

MEDEIROS, M. F.; PIMENTEL, M. C. **Localização ótima de bancos trifásicos de reguladores de tensão em alimentadores radiais de distribuição**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA-CBA. 2002.

MOHN, F. W.; DE SOUZA, A. C. Z. *Tracing PV and QV curves with the help of a CRIC continuation method*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 3, p. 1115-1122, 2006.

MONTEMEZZO, J. F. *Influência dos Parâmetros e Modelos de Linha na Solução do Fluxo de Carga de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 124 f., Dissertação (Mestrado em Sistemas Dinâmicos e Energéticos) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2016.

ONS. **O que é o SIN**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2019.

OSORIO, E. A. A.; PAN, A. C. **Dimensionamento de um sistema de aterramento em uma usina solar**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Faculdade de Física da Pontifícia Universidade Católica - Rio Grande do Sul, Gramado, 2018.

PEREIRA, C. A. N. **Alocação Ótima de reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação – UNICAMP, Campinas, 2009.

SIEMENS. *Shunt reactors and series reactors*. Disponível em: <<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/high-voltage/transformers/reactors.html>>. Acesso em 12 de abril de 2019.

TAYLOR, C. W.; BALU, N.; MARATUKULAM, D. *Power system voltage stability*. Electric power research institute power system engineering. New York: McGraw-Hill, 1994.

TINNEY, W. F., HART, C. E. *Power Flow Solution by Newton's Method*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-86, n. 3, 1967.

TRENCH. *Iron Core Reactors*. Disponível em: <http://www.trenchgroup.com/en/Products-Solutions/Coil-Products/Iron-Core-Reactors/node_731>. Acesso em 28 de março de 2019.

UMARJI, H. **Cálculo de parâmetros de linhas aéreas para redes de distribuição**. Instituto Superior Técnico. Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa, 2007.

VERGILIO, A. H. B. **Alocação ótima de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica trifásicas e desbalanceadas**. 92 f., Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP, 2016.

ZANETTA JUNIOR, L. C. *et al.* **Aplicação de Dispositivos para Limitação de Correntes de Curto-Circuito**. Projeto 0068-012/2007, PEA – Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2007.

ZEFERINO, C. L. **Estudo do máximo carregamento em sistemas de energia elétrica via método da barreira modificada**. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo - USP, 2006.