UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO

MATHEUS DOS REIS BRAVIM

ESTUDO DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DE UMA INSTALAÇÃO INDUSTRIAL

VITÓRIA – ES
DEZEMBRO/2018

MATHEUS DOS REIS BRAVIM

ESTUDO DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DE UMA INSTALAÇÃO INDUSTRIAL

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Matheus dos Reis Bravim, apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof Dr. Oureste Elias Batista

VITÓRIA – ES
DEZEMBRO/2018

MATHEUS DOS REIS BRAVIM

ESTUDO DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DE UMA INSTALAÇÃO INDUSTRIAL

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Matheus dos Reis Bravim, apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 06 de Dezembro de 2018.

COMISSÃO EXAMINADORA:

_____

Prof. Dr. Oureste Elias Batista
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

_____

Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

_____

Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

VITÓRIA – ES
DEZEMBRO/2018

Dedico este Trabalho de Conclusão de Curso a minha família, por todo apoio necessário para que eu chegasse até aqui.

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades.

Aos meus professores e orientador Oureste, pela dedicação ao ensino.

Aos meus amigos, pelo apoio e amizade.

A minha família, pelo cuidado, compreensão e companheirismo.

.

.

Assim atua a graça soberana de Deus: o coração humano é transformado pelo seu poder irresistível, mas esse poder não é exercido como uma força externa imposta à vontade. Antes, quando os olhos são abertos e a pessoa é cativada pela beleza, glória e amor de Deus, quando a pessoa vê esse amor manifesto supremamente na beleza do amor sacrificial de Cristo, ela é alegremente compelida e volta-se para o amor de Deus.

Jonathan Edwards (1737)

RESUMO

Neste trabalho apresenta-se um estudo sobre os impactos da inserção de diferentes cenários de Geração Distribuída (GD) no sistema de proteção de uma instalação elétrica industrial, com enfoque na proteção de Distância das linhas de transmissão que ligam a mesma ao o Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse estudo será realizado em duas etapas: uma pesquisa na literatura relacionada ao tema e um estudo de caso através de simulação de um sistema industrial real. O estudo de caso será realizado com o auxílio do programa Power Tools for Windows (PTW), da SKM Systems Analysis Inc., para simulação de fluxo de potência e curto-circuito em diferentes cenários de GD. Os resultados demonstraram que, em diferentes cenários de GD, foi possível observar, com o aumento da quantidade de GD, elevações na tensão nos pontos de conexão, elevações nos níveis de curto-circuito, tendência a mudança na direção do fluxo de potência e mudanças na impedância vista pelos relés de distância das linhas de transmissão, correspondendo a uma alteração na zona de atuação do relé. Desta forma, percebeu-se a necessidade de revisar os esquemas de proteção mediante a adição de GD ao sistema para garantir a confiabilidade do mesmo.

Palavras chave: Geração Distribuída, Proteção de Distância, Curto-circuito, Fluxo de Potência, Instalações Elétricas.

ABSTRACT

This work presents a study about impacts of the insertion of different Distributed Generation (GD) scenarios in the protection system of an industrial electrical installation, focusing on the Distance Protection of the transmission lines that connect it wtih the National Interconnected System (SIN). This study will be carried out in two stages: a research in the related literature and a case study through simulation of a real industrial system. The case study will be carried out with the help of SKM Systems Analysis Inc.'s Power Tools for Windows (PTW) program, for simulating power flow and short circuit in different GD scenarios. The results showed that, in different GD scenarios, it was possible to observe, with the increase in the amount of GD, increases in the voltage at the connection points, increases in the short-circuit levels, tendency to change in the direction of the power flow and changes in the impedance seen by the relays of distance of the transmission lines, corresponding to a change in the zone of operation of the relay. In this way, it was noticed the need to review the protection schemes by adding GD to the system to guarantee the its reliability.

Keywords: Distributed Generation, Distance Protection, Short Circuit, Power Flow, Electrical Plant.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Exemplo de decomposição de um sistema desequilibrado. 18
Figura 2 - Conexão para curto-circuito trifásico. 19
Figura 3 - Conexão para curto-circuito bifásico-terra. 19
Figura 4 - Conexão para curto-circuito bifásico. 19
Figura 5 - Conexão para curto-circuito monofásico-terra.....20
Figura 6 - Exemplo de regiões de proteção. 24
Figura 7 - Exemplo de um relé eletromecânico de sobrecorrente. 26
Figura 8 - Exemplo de um relé eletromecânico de sobrecorrente. 27
Figura 9 Exemplo de um relé eletromecânico de sobrecorrente. 28
Figura 10 - Funcionamento da proteção de distância. 29
Figura 11 - Princípio básico do funcionamento do relé de distância eletromecânico. 31
Figura 12 - Característica R x jX do relé de impedância.....33
Figura 13 - Operação de dois relés de impedância. 34
Figura 14 - Características do relé de admitância (MHO). 36
Figura 15 - Características do elemento de reatância. 38
Figura 16 - Exemplo de zonas de atuação de um MHO. 39
Figura 17 - Temporização e retaguarda das zonas de atuação. 39
Figura 18 – Fluxo de potência em várias direções mediante a instalação de geração distribuída. 43
Figura 19 – Comportamento da tensão do sistema com e sem geração distribuída. 44
Figura 20 - Impacto da geração distribuída na proteção de distância. 46
Figura 21 – Esquema simplificado do sistema elétrico de 138kV e CTE’s da indústria siderúrgica. 48
Figura 22 – Esquema da ocorrência do efeito *Outfeed*. 56

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Cenários de Simulação.....51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Ocorrência dos tipos de curto-circuito nos sistema de geração e transmissão brasileiro. 18
Tabela 2 - Causas de interrupções nos sistema de geração e transmissão brasileiro 21
Tabela 3 - Origem de interrupções nos sistema de geração e transmissão brasileiro 21
Tabela 4 - Duração de interrupções nos sistema de geração e transmissão brasileiro. 22
Tabela 5 - Custo de interrupções para consumidores industriais nacionais em US$/MWh. 22
Tabela 6 – Tensão nas barras B1, B2 e B3. 52
Tabela 7 – Fluxo de potência e corrente na linha LT1. 52
Tabela 8 – Fluxo de potência e corrente na linha LT2. 52
Tabela 9 – Corrente de falta e tensão na LT1. 54
Tabela 10 - Corrente de falta e tensão na LT2. 54
Tabela 11 – Impedância vista pelo relé para faltas na LT1. 55
Tabela 12 - Impedância vista pelo relé para faltas na LT2. 56

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13
1.1 Objetivos 15
1.1.1 Objetivo Geral 15
1.1.2 Objetivos Específicos 15
2 METODOLOGIA 16
2.1 Estudo Teórico 16
2.2 Estudo de Caso 16
3 REVISÃO DE CONCEITOS 17
3.1 Curto-Circuito 17
3.2 Proteção de Sistemas Elétricos 20
3.2.1 Falhas em um Sistema de Potência 21
3.2.2 Filosofia de Proteção 23
3.2.3 Relés de Proteção 25
3.3 Geração Distribuída 40
3.3.1 Definição de Geração Distribuída 41
3.3.2 Geração Distribuída no Brasil 41
4 IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO 43
4.1 Alterações nos Níveis Tensão e Fluxo de Potência 43
4.2 Aumentos dos Níveis de Curto-Circuito 44
4.3 Ilhamentos não intencionais 45
4.4 Impactos na Proteção de Distância 46
5 ESTUDO DE CASO NA INDÚSTRIA 48
5.1 Caracterização do Sistema 48
5.2 Simulações 50
5.2.1 PTW 50
5.2.2 Cenários 50
5.2.3 Fluxo de Potência 51
5.2.4 Curto-Circuito 53
5.2.5 Impedância vista pelos Relés 55
6 CONCLUSÃO 58

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 60
APÊNDICE A – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES NO PTW 63

1 INTRODUÇÃO

O modelo atual de distribuição de energia elétrica é marcado por plantas centralizadas, tipicamente hidrelétricas ou termoelétricas, que requerem a transmissão da energia em alta tensão ao longo de grandes distâncias para o abastecimento dos consumidores. Esse modelo apresenta desvantagens, como perda de potência nas linhas de transmissão, ineficiência, dentre outros. Problemas que podem ser amenizados com o emprego da geração distribuída (GD), que consiste na geração realizada junto ao consumidor. (MATOS, 2015; SILVA JUNIOR, 2017)

Os sistemas elétricos ao redor do mundo estão passando por um aumento na quantidade de utilização de GD. Essa mudança é alavancada pela busca de fontes de energia mais limpa, melhor aproveitamento da energia disponível e maior flexibilização, além de avanços tecnológicos e uma maior liberação do mercado. (ANTONOVA, *et al.*, 2012)

A GD ocorre em dois níveis: o nível local e o nível de ponto final. As usinas de geração de energia em nível local geralmente incluem tecnologias de energia renovável que são específicas de sua localidade, como turbinas eólicas, produção de energia geotérmica, sistemas solares (fotovoltaicos e de combustão) e usinas termoelétricas. Essas plantas tendem a ser menores e menos centralizadas e geram menos danos ambientais do que as plantas do modelo tradicional. Na GD em nível de ponto final, o consumidor final pode aplicar algumas dessas mesmas tecnologias em menor escala, funcionando como uma retaguarda da rede elétrica local (CONSORTIUM ON ENERGY RESTRUCTURING, 2007).

Mediante a essa nova realidade trazida pelo crescente uso de GD e seus benefícios, surgem questionamentos a respeito dos impactos da mesma no comportamento de um sistema elétrico e, em especial, no comportamento de suas proteções. Uma vez que grande parte dos sistemas de proteção em funcionamento nos dias de hoje foram projetados em um tempo onde a a presença de GD era nenhuma ou muito pequena. Desta forma, estudar as influências da inserção da GD na proteção de sistemas

elétricos é de extrema importância para garantir a confiabilidade dos sistemas de proteção.

Portanto, este trabalho tem o objetivo de estudar os impactos da inserção de diferentes cenários de geração distribuída na proteção de distância de linhas de transmissão em uma instalação industrial real. Este estudo será realizado através de uma pesquisa na literatura relacionada e por meio de simulações, utilizando o programa PTW, onde serão estudadas diferentes configurações de GD nessa planta, no que diz respeito a fluxo de potência, níveis de tensão e corrente de curto-circuito.

A primeira parte deste trabalho consiste em uma revisão de conceitos sobre temas relacionados, como cálculo de curto-circuito, proteção de sistema elétricos e GD. Em relação ao estudo dos impactos da geração distribuída na proteção de um sistema elétrico, será realizada uma pesquisa para levantar quais são esses impactos no comportamento do sistema, bem como em seu sistema de proteção. Por fim, será feito um estudo de caso, por meio de simulação computacional, sobre os impactos na proteção de um sistema elétrico de uma indústria siderúrgica localizada em Vitória, no Espírito Santo, a fim de comparar os resultados obtidos com o que foi levantado na pesquisa literária.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo geral investigar os impactos da inserção de diferentes cenários de GD na proteção de uma instalação industrial, com foco na proteção de distância de linhas de transmissão.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Estudo teórico sobre as influências da GD na proteção de sistemas elétricos;
- Estudo de caso de uma planta industrial real analisando o comportamento do sistema elétrico e suas proteções, com foco na proteção de distância de linhas de transmissão, mediante diferentes configurações de GD.

2 METODOLOGIA

2.1 Estudo Teórico

Realizou-se uma pesquisa na literatura científica, com busca de artigos, teses, dissertações e livros didáticos. Buscou-se informações sobre Geração Distribuída, Proteção de Sistemas Elétricos, Curto-Circuito, Fluxo de Potência e Instalações Elétricas, para investigar os impactos da inserção de GD na proteção de sistemas elétricos.

Inicialmente, foi realizada uma revisão dos conceitos introdutórios ao assunto do trabalho. Posteriormente foi realizado um estudo específico sobre os impactos da GD no sistema de proteção de uma instalação elétrica, com foco na proteção de distância de linhas de transmissão.

2.2 Estudo de Caso

Em um segundo momento, foi realizado um estudo de caso por meio de simulação computacional, para analisar os impactos da inserção de diferentes cenários de GD na proteção de uma instalação industrial real, enfatizando a proteção de distância das linhas de transmissão. A fim de comparar os resultados obtidos com o que foi levantado na pesquisa literária.

Para tal fim, foi utilizado o programa de estudos e simulação aplicados a Engenharia Elétrica, PTW. A planta simulada, consiste em um sistema industrial fornecido e já existente, representando o sistema elétrico de uma indústria siderúrgica localizada em Serra, no Espírito Santo.

Este estudo de caso se baseou no estudo realizado em (MATOS, 2015).

3 REVISÃO DE CONCEITOS

3.1 Curto-Circuito

Os curto-circuitos são elevações extremas da corrente em um circuito elétrico devido a uma drástica redução da impedância do caminho pela qual ela percorre. Pode causar danos térmicos, proporcionais a intensidade da corrente e ao tempo de duração, e danos mecânicos, devido as elevadas forças magnéticas envolvidas.

As causas de curto-circuito vão desde falhas no isolamento de equipamentos, a rompimentos de condutores por influências externas (como ventos e quedas de árvores), surtos de chaveamento e consequências de descargas atmosféricas.

A determinação da corrente de curto-circuito é fundamental para o dimensionamento e coordenação de relés de proteção, determinação da capacidade de interrupção de disjuntores e da suportabilidade de corrente de equipamentos de um sistema elétrico, bem como para o cálculo de esforços mecânicos e estruturais que podem surgir durante uma falha no sistema elétrico. (SOUZA, 2010)

Os curto-circuitos podem ser equilibrados ou desequilibrados. Um curto-circuito é denominado equilibrado, ou simétrico, quando há uma completa simetria entre suas fases antes e após a ocorrência do defeito. Assim, as impedâncias, os módulos das tensões e correntes de curto-circuito são iguais para as três fases, permitindo a representação monofásica do sistema em falha. Um curto-circuito é denominado desequilibrado, ou simétrico, quando as impedâncias, tensões e correntes de curto-circuito não são iguais nas três fases. Nesse caso, não é possível aplicar a representação monofásica do sistema em curto. O curto-circuito trifásico é o único tipo de curto-circuito equilibrado. Os demais tipos de curto-circuito (bifásico, bifásico-terra e monofásico-terra) são do tipo desequilibrado. (SANTOS, 2009)

A Tabela 1 a seguir traz informações sobre a ocorrência dos diferentes tipos de curto-circuito no sistema elétrico brasileiro.

Tabela 1 - Ocorrência dos tipos de curto-circuito nos sistema de geração e transmissão brasileiro.

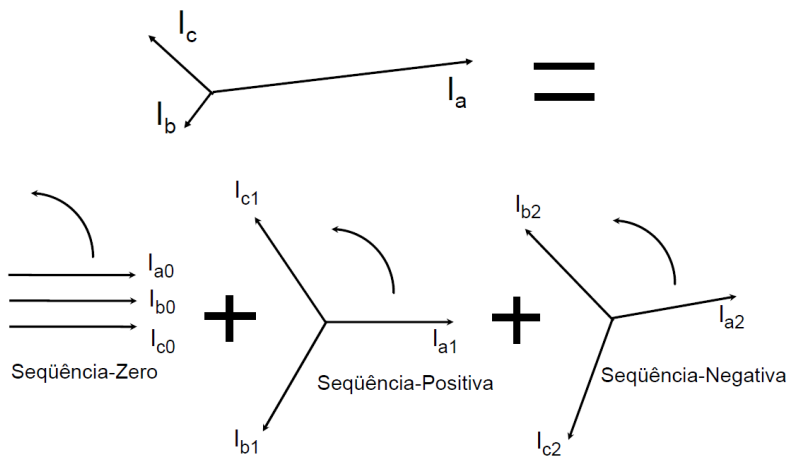
Tipo de Curto-circuito	
Curto-circuito trifásico	8%
Curto-circuito bifásico	14%
Curto-circuito fase-terra	78%

Fonte: (MAMEDE, 2013)

Pela sua própria natureza, envolvendo três fases simultaneamente, o curto-circuito trifásico é o mais raro. Em contrapartida, o curto-circuito monofásico à terra é o mais comum. Isso se deve ao fato de que as condições para sua ocorrência são mais simples, bastando um contato de um galho de árvore a uma fase energizada para que ele seja formado. Todavia, a quase totalidade dos curto-circuitos monofásicos à terra são temporários, enquanto uma ínfima minoria são permanentes. (KINDERMANN, 1997)

O método básico para a determinação das correntes de curto-circuito simétricos e assimétricos se baseia na utilização do Teorema de Fortescue para a decomposição de um sistema trifásico desequilibrado em três sistemas equilibrados. Esses sistemas são denominados componentes simétricos de sequência positiva, negativa e zero, conforme Figura 1.

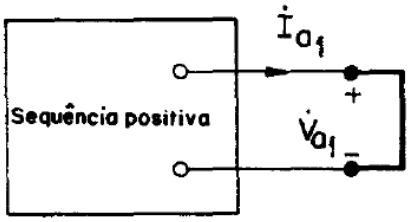
Figura 1 – Exemplo de decomposição de um sistema desequilibrado.



Fonte: (SEL, 2006) modificado.

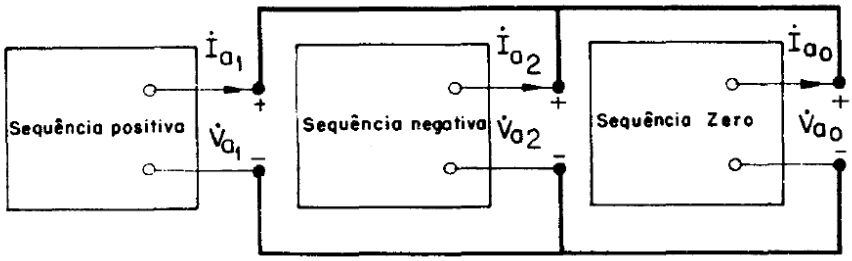
A partir dessa decomposição, obtém-se o Equivalente de Thévenin do sistema em falta para cada sequência. Em seguida, as sequências são conectadas de acordo com a características de cada tipo de curto-circuito, como pode ser visto nas figuras 2 a 5. A corrente equivalente de curto-circuito é calculada através da aplicação da Lei de Ohm. (SEL, 2006; KINDERMANN,1997)

Figura 2 - Conexão para curto-circuito trifásico.



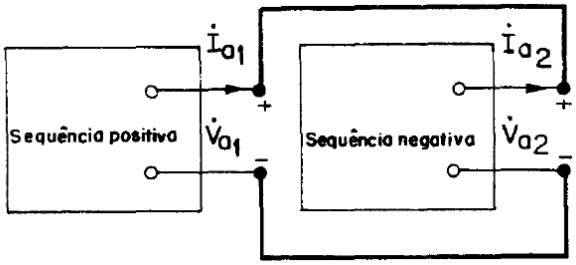
Fonte: (KINDERMANN, 1997).

Figura 3 - Conexão para curto-circuito bifásico-terra.



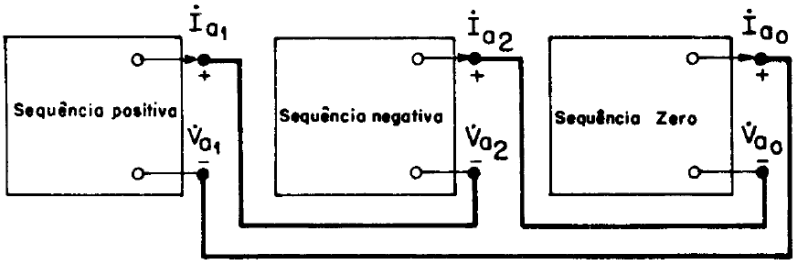
Fonte: (KINDERMANN, 1997).

Figura 4 - Conexão para curto-circuito bifásico.



Fonte: (KINDERMANN, 1997).

Figura 5 - Conexão para curto-circuito monofásico-terra.



Fonte: (KINDERMANN, 1997).

Além do método apresentado, existem outros métodos para o cálculo de curto-circuito. Dentre eles, estão os métodos ANSI (norte americana), IEC (europeia), VDE (alemã), Compreensivo ou por Impedância e kVA. Os métodos mais utilizados são os métodos segundo as normas ANSI e IEC. Esses institutos de normalização são mundialmente conhecidos devido a relevância de suas normas, que servem de referência para normas de diversos países, como é o caso do Brasil (SANTOS, 2009; MATOS, 2015).

3.2 Proteção de Sistemas Elétricos

A principal função de um sistema de proteção é assegurar a desconexão de toda parte do sistema elétrico submetida a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos. Em segundo lugar, o sistema de proteção tem a função de fornecer as informações necessárias à sua operação, de modo a facilitar a identificação dos defeitos e a sua consequente recuperação. (MAMEDE, 2013)

Neste item, serão abordados os principais itens relacionados a proteção de sistemas elétricos, com enfoque no funcionamento do relé de proteção de distância.

3.2.1 Falhas em um Sistema de Potência

A seguir, nas Tabelas 2 a 5, são apresentados alguns dados médios a respeito de interrupções dos sistemas de geração e transmissão brasileiro.

Tabela 2 - Causas de interrupções nos sistema de geração e transmissão brasileiro

Causas das interrupções	
Fenômenos naturais	48%
Falhas em materiais e equipamentos	12%
Falhas humanas	9%
Falhas diversas	9%
Falhas operacionais	8%
Falhas na proteção e medição	4%
Objetos estranhos sobre a rede	4%
Condições ambientais	6%

Fonte: (MAMEDE, 2013).

Tabela 3 - Origem de interrupções nos sistema de geração e transmissão brasileiro

Origem das interrupções	
Linha de transmissão	68%
Rede de distribuição	10%
Barramento de subestação	7%
Transformador de potência: 6%.	6%
Gerador	1%
Próprio sistema	4%
Consumidor	4%

Fonte: (MAMEDE, 2013).

Tabela 4 - Duração de interrupções nos sistema de geração e transmissão brasileiro.

Duração das interrupções (T) em minutos	
1 < T ≤ 3	57%
3 < T ≤ 15	21%
15 < T ≤ 30	6%
30 < T ≤ 60	4%
60 < T ≤ 120	3%
T > 120	9%

Fonte: (MAMEDE, 2013).

Tabela 5 - Custo de interrupções para consumidores industriais nacionais em US$/MWh.

Horário	Duração da interrupção (D) em minutos			
	0 ≤ D < 3	3 ≤ D < 15	15 ≤ D < 30	30 ≤ D < 60
0-8h	2,87	1,23	1,07	0,90
8-18h	2,73	1,26	1,20	0,95
18-24h	2,80	1,14	1,06	0,83

Fonte: (MAMEDE, 2013).

Com base nos dados acima, pode-se observar que a maior parte das interrupções são causadas por fenômenos naturais, tendo como origem linhas de transmissão e tempo de interrupção de aproximadamente 3 minutos. Ainda, as interrupções ocorridas durante a manhã são as que trazem maior prejuízo financeiro para os consumidores industriais.

Assim, é notório que a proteção de linhas de transmissão deve ser foco de atenção por parte da engenharia de proteção, visto que aproximadamente 70% das interrupções originam-se a partir delas. Outro fator agravante, é que, por serem causadas por fenômenos naturais, aproximadamente 50% das interrupções apresentam um fator de imprevisibilidade, obrigando a engenharia de proteção trabalhar de forma preventiva para assegurar o correto funcionamento do sistema de proteção. Caso contrário, as consequências das interrupções refletirão em uma perda de competitividade da indústria. Pois além do impacto financeiro direto das

interrupções, existe o impacto na imagem da indústria nacional como um todo no que diz respeito a sua competitividade, prejudicando a captação de investimentos externos.

3.2.2 Filosofia de Proteção

Um sistema de proteção precisa possibilitar a operação segura do sistema elétrico, garantindo a segurança de pessoas e equipamentos. Ainda, ele deve prevenir que o sistema elétrico, ou grande parte dele, fique sem energia em decorrência de falhas que possam surgir durante sua operação. Isso difere da proteção de equipamentos, que tem como tarefa principal isolar o equipamento com defeito (ANDERSON, 2012):

A filosofia de proteção consiste em uma combinação de princípios operacionais do sistema de proteção que visa otimizar a proteção do sistema elétrico. A filosofia de proteção é algo muito peculiar a realidade de cada sistema elétrico. (MATOS, 2015)

Entretanto, durante a concepção de um sistema de proteção alguns requisitos para a obtenção de um bom desempenho são seguidos (GEIDL, 2005; SEL, 2006):

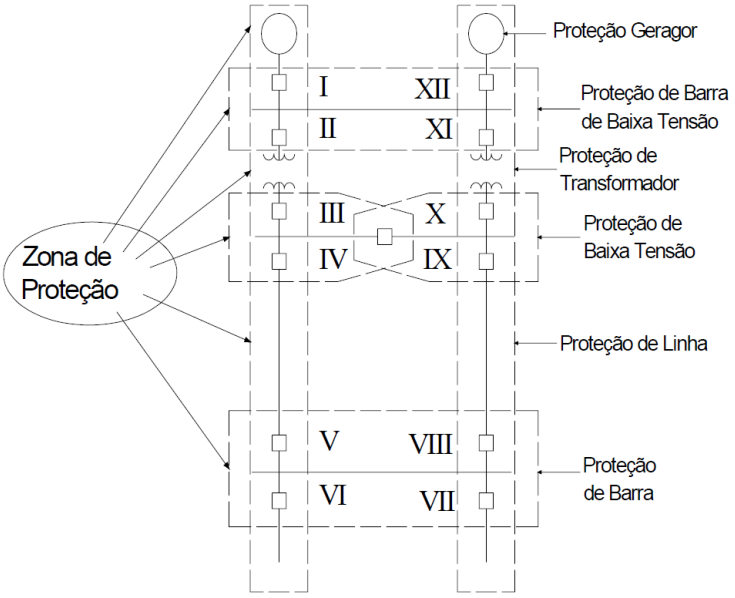
- Confiabilidade: é a capacidade do sistema de proteção operar corretamente, atuando quando solicitado, trazendo confiança, e não atuando quando não for solicitado, trazendo segurança;
- Seletividade: é a capacidade do sistema de proteção eliminar a falta no menor tempo possível, desconectando o menor número possível de componentes do sistema.
- Velocidade: é a capacidade do sistema operar rapidamente após o início de uma falta;
- Sensibilidade: é a capacidade do sistema de proteção detectar, inclusive, faltas com valores reduzidos de corrente dentro da zona de proteção;
- Simplicidade: o sistema de proteção deve ser o mais simples possível para evitar erros humanos durante a operação da proteção;
- Economia: um fator muito importante, onde deve-se equilibrar o nível de proteção e o custo da proteção.

Para que uma filosofia de proteção seja bem-sucedida, é imprescindível a divisão da proteção do sistema elétrico em regiões conhecidas como Zona de Proteção. Em cada uma dessas zonas, deve-se garantir que as funções de proteção principais nela instaladas sejam capazes de detectar e atuar sobre defeitos ocorridos apenas dentro da própria zona. Salvo os casos de proteção de retaguarda (*backup*), onde as funções de proteção ajustadas detectam e atuam sobre defeitos em zonas adjacentes. O papel da proteção de retaguarda é atuar somente em situações de anormalidade, em que a proteção principal da zona adjacente não entrou em atuação.

A Figura 6 ilustra a divisão de um sistema em zonas de proteção. Em cada zona deve-se ter ao menos um disjuntor. Ele é responsável por isolar a zona do restante do sistema elétrico, em caso de defeito, e também por delimitá-la. Associado a cada disjuntor deve ser instalado um relé de proteção para realizar a proteção adequada.

Para uma falta em qualquer uma dessas zonas, o sistema de proteção deve atuar somente nos disjuntores mais próximos da falta de modo a interromper o fornecimento de energia para ela (COTOSCK, 2007; MATOS, 2015):

Figura 6 - Exemplo de regiões de proteção.



Fonte: (COTOSCK, 2007)

3.2.3 Relés de Proteção

Os relés de proteção são dispositivos que oferecem proteção aos sistemas elétricos nas mais diversas formas: sobrecarga, curto-circuito, sobretensão, subtensão etc. Cada tipo de relé é identificado pelas características técnicas que o definem para exercer diferentes funções de proteção dentro dos esquemas de proteção e coordenação, para cada sistema elétrico em particular (IEEE, 2002; MAMEDE, 2013).

Basicamente, um relé é um dispositivo que constantemente recebe informações, entradas, provenientes do sistema elétrico e gera comandos, saídas, com base em parâmetros, ou ajustes, pré-estabelecidos. Essas entradas podem ser correntes, tensões, impedâncias, temperaturas, etc. E as saídas vão desde um comando de liga/desliga de um disjuntor até indicativos de alarmes visuais, mecânicos ou na tela de um computador. A entradas são provenientes de instrumentos de medição, que convertem essas informações para um formato que o relé possa utilizá-las. Exemplos de instrumentos de medição ligados aos relés de proteção são os transformadores de corrente (TC), os transformadores de potencial (TP), termoresitências (RTD), dentre outros. De posse dessas entradas, um processo interno de tomada de decisão acontece no relé com base em suas parametrizações, também denominadas de ajustes ou *pick-up.* (LITTELFUSE, 2018).

O primeiro relé de proteção a surgir foi um relé eletromecânico de proteção de sobrecorrente em 1901. Pouco tempo depois, por volta de 1908, foi desenvolvido o princípio da proteção diferencial de corrente, seguido, em 1910, das proteções direcionais. A proteção de distância foi desenvolvida somente em 1930. Desde então, os relés passam por constante evolução. (MAMEDE, 2013)

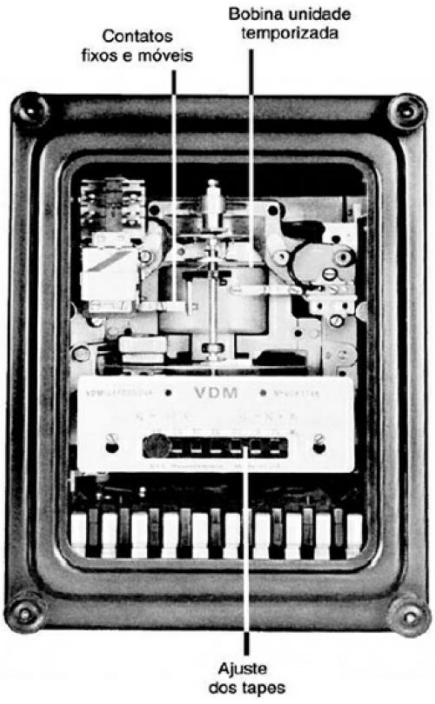
Atualmente, podem ser encontrados relés construídos sobre três tipos diferentes de tecnologias: (MAMEDE, 2013)

- Relés eletromecânicos de indução.

Como pode ser visto na Figura 7, são dotados de bobinas, disco de indução molas e contatos fixos e móveis que lhes proporcionam uma grande robustez. Porém, devido a essas características, consomem uma elevada potência das fontes de alimentação em relação aos outros tipos de relés. Seus ajustes são realizados através de diais instalados sobre sua tampa externa e a sinalização operacional é do tipo mecânica, através de bandeirolas que indicam a operação da unidade.

Atualmente, não são mais fabricados. Porém, ainda existem muitos desses dispositivos instalados nas subestações pelo país devido ao seu tempo de vida útil longo. Normalmente, esses dispositivos são substituídos somente quando alguma grande intervenção nos equipamentos e sistemas de proteção das subestações é realizada.

Figura 7 - Exemplo de um relé eletromecânico de sobrecorrente.

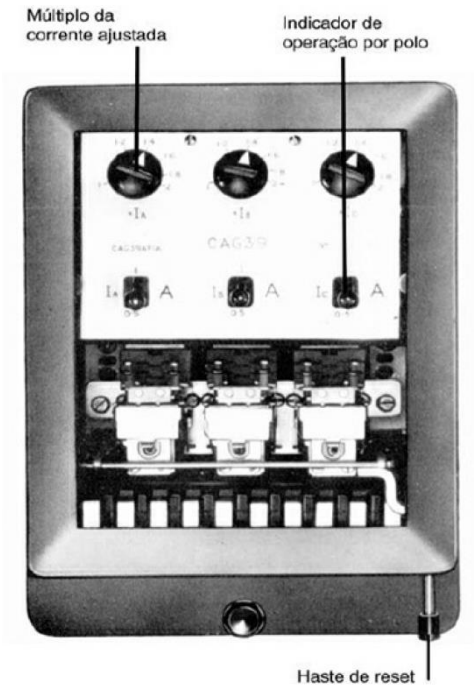


Fonte: (MAMEDE, 2013).

- Relés eletrônicos

Esses relés apresentam dimensões mais reduzidas que seus antecessores relés eletromecânicos. São constituídos de circuitos integrados dedicados a cada função desempenhada. Seus ajustes também são através de diais na parte frontal do relé (Figura 8) e cada dial ajusta uma determinada função de proteção, como corrente, tempo, tensão, etc. A sinalização é feita através de LED's na parte frontal do relé e consomem pequena potência das fontes de alimentação. Por fim, apresentam elevada precisão e velocidade de operação, além da simplicidade nos ajustes.

Figura 8 - Exemplo de um relé eletromecânico de sobrecorrente.



Fonte: (MAMEDE, 2013).

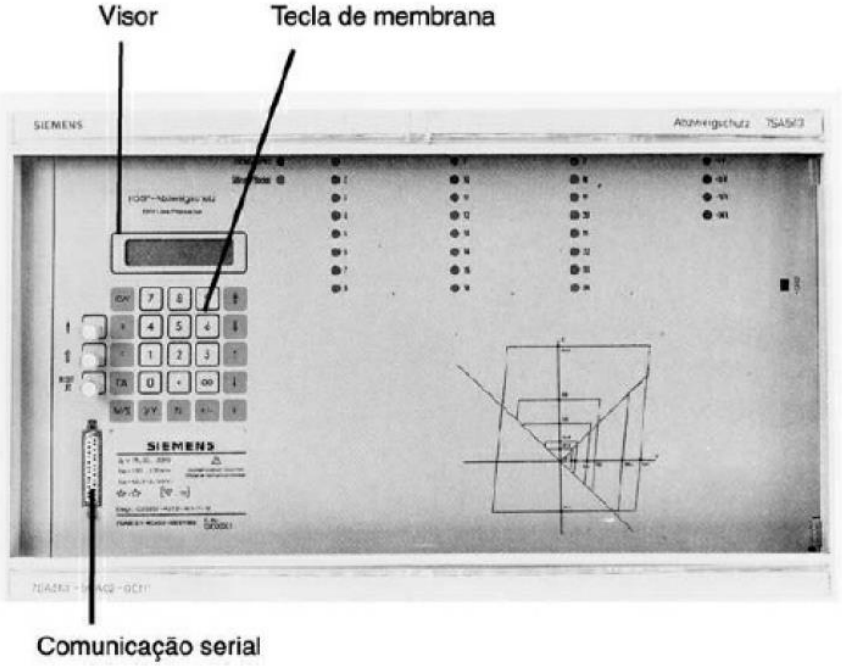
- Relés digitais

Devido à nova realidade de forte automação dos sistemas elétricos industriais e de potência, os relés digitais passaram a ser elementos obrigatórios nos esquemas de proteção e dominam totalmente o mercado. São constituídos de circuitos eletrônicos providos de chips de alta velocidade de processamento e funcionam através de programas dedicados que processam as informações provenientes dos transformadores de medida. Seus ajustes são efetuados na parte frontal do relé através de teclas e displays LCD ou através de um microcomputador conectado ao relé por meio de uma comunicação serial RS 232.

Os relés digitais revolucionaram os esquemas de proteção, oferecendo vantagens impossíveis de serem obtidas pelos seus antecessores. Dentre elas, além das funções de proteção propriamente ditas, os relés digitais são capazes de desempenhar funções de comunicação, medidas elétricas, controle, sinalização remota, acesso remoto etc.

A Figura 9 mostra um relé digital de proteção de distância.

Figura 9 Exemplo de um relé eletromecânico de sobrecorrente.



Fonte: (MAMEDE, 2013).

3.2.3.1 Funções de Proteção

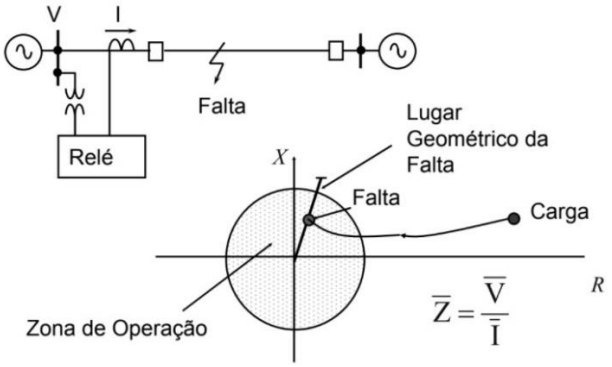
Os diferentes tipos de proteção são chamados de funções de proteção de um relé e são identificados através números e sufixos em letras. Essa identificação é utilizada em diagramas, livros, especificações, dentre outros, e pode ser encontrada na Tabela ANSI / IEC 61850, com a padronização ANSI (American National Standards Insititute) e IEC (International Electrotechnical Commission) seguida no Brasil e em grande parte dos países. (IEEE, 1996)

Um relé pode ser fabricado para atuar somente na ocorrência de um determinado tipo de evento, respondendo de uma única forma. Ou o relé pode ser fabricado para atuar na ocorrência de diferentes tipos de evento, respondendo a esses de eventos de diferentes formas. (SEL, 2006; MAMEDE, 2013)

3.2.3.2 Proteção de Distância (21)

Os relés de distância determinam a impedância de sequência positiva compreendida entre o ponto de falta e o local onde o relé foi instalado e são identificados pelo número 21 pela norma ANSI. Através de medições de corrente e tensão, atuam quando a impedância vista pelo relé se localizar dentro zona de atuação parametrizada, como pode ser visto na Figura 10 (SILVA JUNIOR, 2017). Essa impedância é proporcional à distância em linhas de transmissão, dando origem ao nome do relé.

Figura 10 - Funcionamento da proteção de distância.



Fonte: (SEL, 2006) modificado.

Historicamente, a proteção de distância era mais cara que a proteção de sobrecorrente, mais comum, devido a necessidade de um TP adicional, além do próprio custo maior dos relés de distância. Com a redução do custo ao longo do tempo, a proteção de distância começou a ser mais utilizada (NIKOLADIS, *et al.*, 2016).

O ajuste e a coordenação dos relés de sobrecorrente são significativamente afetados por variações na geração e configuração de um sistema elétrico. Isso implica num problema em relação à operação do sistema que está sempre fazendo manobras para garantir a continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica. O relé de distância é menos suscetível a esse problema e produz uma proteção mais fácil de ajustar e coordenar (KINDERMANN, 2005)

3.2.3.2.1 Tipos de Relés de Distância

Relés de distância representa uma classe de relés que são conhecidos por (SOUZA, 2010):

- Relé de impedância.
- Relé de admitância ou MHO.
- Relé de reatância.

A aplicação de um ou outro relé de distância está condicionada à característica do sistema no qual irá operar. O relé de impedância é indicado para linhas de transmissão consideradas de comprimento médio para o seu nível de tensão. O relé de reatância é indicado para a proteção de linhas de curtas pela sua eficácia na proteção contra arcos elétricos durante uma falta. Por fim, o relé de admitancia é indicado para a proteção de linhas longas (MAMEDE, 2013, LÚCIO 2016).

3.2.3.2.2 Equacionamento Matemático

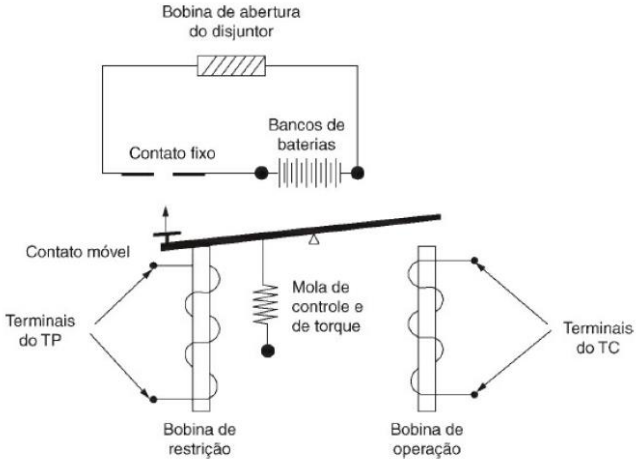
A parametrização de um relé de distância eletrônico ou digital utilizam os mesmos princípios da parametrização de um relé de distância eletromecânico. Assim, é o entendimento do equacionamento do relé de distância eletromecânico é de fundamental importância.

A Figura 11 mostra o princípio básico de funcionamento de um relé de distância eletromecânico. De um modo geral, as grandezas que agem no braço (balanço) do relé são (KINDERMANN, 2005):

- Tensão: é a grandeza de restrição e produz troque no sentido anti-horário, restringindo o fechamento do circuito de acionamento do relé;
- Corrente: é a grandeza de operação e produz torque no sentido horário, favorável ao fechamento do contato de operação do relé.

O ajuste do relé de distância deverá ser realizado de forma a se obter torque positivo para valores de impedância abaixo do valor ajustado, normalmente tomado como percentagem do comprimento da linha de transmissão.

Figura 11 - Princípio básico do funcionamento do relé de distância eletromecânico.



Fonte: (MAMEDE, 2013).

Assim, a formulação geral do torque de um relé de distância é expressa pela Equação (1). (MAMEDE 2013)

$$T = \pm K_1 \times V^2 \pm K_2 \times I^2 \pm K_3 \times V \times I \times cos\,(f - q) \pm K_4 \qquad (1)$$

Onde I é a corrente do circuito, V a tensão do sistema, f o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente, q o ângulo de projeto do relé (cujo valor é constante e estabelecido no projeto e construção do relé), K_1, K_2, K_3 são constantes que estão relacionadas com o projeto e a construção dos relés e K_4 a constante da mola de restrição.

Observa-se que no limiar de operação, o torque resultante é nulo. A parcela $K_1 \times V^2$ é diretamente proporcional ao quadrado da tensão nos terminais do relé, enquanto a parcela $K_2 \times I^2$ é diretamente proporcional ao quadrado da corrente circulante; já a parcela $K_3 \times V \times I \times cos\,(f - q)$ é diretamente proporcional à tensão, à corrente circulante e ao cosseno da diferença angular $(f - q)$. A característica operacional de cada tipo classe do relé de distância é definida pela presença de um ou mais torques no projeto do relé. (KINDERMANN, 2005; MAMEDE, 2013)

3.2.3.2.3 Relé de Impedância

O torque do relé de impedância pode ser determinado a partir da Equação (1), atribuindo às constantes de projeto e construção do relé os seguintes valores (MAMEDE, 2013):

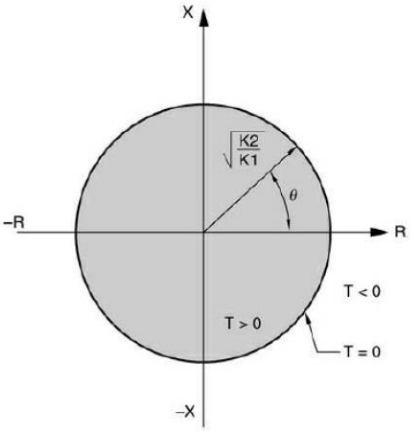
- $K_1 < 0$
- $K_2 > 0$
- $K_3 = 0$
- $K_4 = 0$ – valor da constante de restrição da mola que é anulada quando o relé está no estado de equilíbrio ($T = 0$).

Fazendo as devidas manipulações, tem-se:

$$\frac{V}{I} = Z = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \tag{2}$$

A Equação (2) apresenta um círculo com centro na origem cuja representação gráfica está mostrada na Figura 12.

Figura 12 - Característica R x jX do relé de impedância.



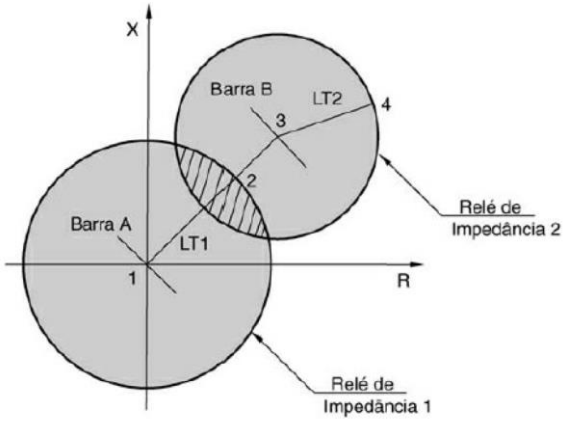
Fonte: (MAMEDE, 2013).

Variando o valor de K_2 e K_1 obtém-se uma família de circunferências concêntricas de acordo com o ajuste de impedância de atuação pretendido.

Os relés de impedância não são direcionais, pois atuam para defeitos antes (a montante) e depois (a jusante) de seu ponto de instalação. Com base a Figura 13, observa-se que o relé 3 instalado na barra B tem seu raio de atuação para defeitos definido pelos pontos 2 e 4. Já o relé 1 instalado na barra A atua para num raio definido pelo ponto 1. Porém, ambos os relés atuaram para um defeito na LT1 dentro da área hachurada, o que é indesejado.

Para resolver esse problema, os relés de impedância devem ser complementados por uma unidade de direcional, função 67, o que lhes confere maior flexibilidade de operação (KINDERMANN, 2005).

Figura 13 - Operação de dois relés de impedância.



Fonte: (MAMEDE, 2013).

O torque da unidade direcional do relé de impedância pode obtida a partir da Equação (1), atribuindo as seguintes constantes de projeto e construção (MAMEDE, 2013):

- $K_1 = 0$;
- $K_2 = 0$;
- $K_3 > 0$;
- $K_4 = 0$ – valor da constante de restrição da mola que é anulada quando o relé está no estado de equilíbrio ($T = 0$).

Para que o relé opere (T > 0) e fazendo as devidas manipulações, tem-se:

$$T = 0 \times V^2 + 0 \times I^2 \pm K_3 \times V \times I \times cos\,(f - q) \pm 0 \qquad (3)$$

Logo:

$$K_3 \times V \times I \times cos\,(f - q) > 0 \qquad (4)$$

Isso equivale a:

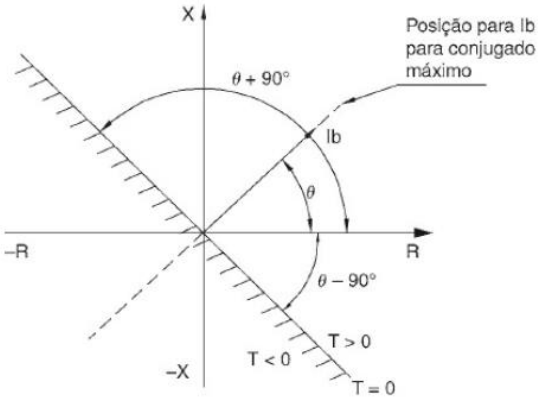
$$cos\,(f\ -\ q) > 0 \tag{5}$$

Segundo o princípio dos relés direcionais, para que $T > 0$, o ângulo $(f\ -\ q)$ deve estar compreendido entre $(-90, +90°)$, ou seja:

$$90°\ >\ cos\,(f\ -\ q) > -90° \tag{6}$$

A Figura 14 descreve essa situação, onde o ângulo θ corresponde a $(f\ -\ q)$.

Figura 14 - Característica de acoplamento das funções de distância e direcional.



Fonte: (MAMEDE, 2013).

3.2.3.2.4 Relé de Admitância (MHO)

A formulação do relé de admitância, ou MHO, pode ser obtida a partir da Equação (1), atribuindo as seguintes constantes de projeto e construção (MAMEDE, 2013):

- $K_1 < 0$;
- $K_2 = 0$;
- $K_3 > 0$;
- $K_4 = 0$ – valor da constante de restrição da mola que é anulada quando o relé está no estado de equilíbrio ($T\ =\ 0$).

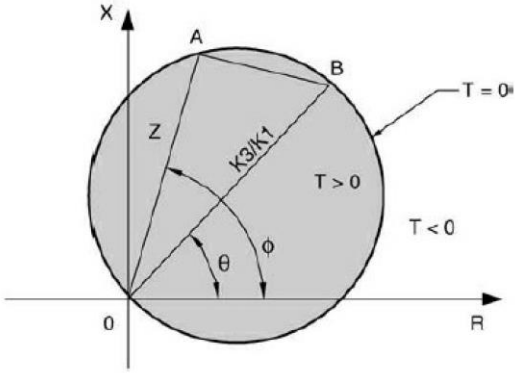
Fazendo as devidas manipulações matemáticas, tem-se:

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{K_3}{K_1} \times \cos(f - q) \tag{7}$$

Esta equação descreve uma expressão polar de uma circunferência, conforme mostrado na Figura 15. Na figura, o ângulo θ corresponde ao ângulo de projeto q e o ângulo ϕ corresponde ao ângulo de defasagem entre a tensão e corrente f.

Como pode ser observado, os relés de admitância são relés direcionais por natureza, dispensando o recurso da unidade direcional. Variando o valor de q (θ) e mantendo constante os valores de K_1 e K_3, obtém-se uma família de circunferências formada pela rotação da circunferência original em torno da origem (MAMEDE, 2013; SEL, 2006).

Figura 14 - Características do relé de admitância (MHO).



Fonte: (MAMEDE, 2011).

3.2.3.2.5 Relé de Distância de Reatância

O relé de reatância utiliza a reatância medida entre o seu local de instalação e o ponto da falta. Eles são empregados na proteção contra arcos elétricos com grande variação de resistência. Porém, eles não são capazes de detectar, por si só, uma falta no sistema, sendo empregados sempre em conjunto com unidades MHO.

Os arcos elétricos possuem natureza predominantemente resistiva e sua resistência é significativamente grande em relação a resistência de uma linha de transmissão. Como será visto, o relé de reatância não leva em consideração a componente resistiva da falta. Ideal para a proteção contra arcos elétricos (SILVA JUNIOR, 2017; MAMEDE, 2013).

A formulação do relé de reatância, ou MHO, pode ser obtida a partir da Equação (1), atribuindo as seguintes constantes de projeto e construção (MAMEDE, 2013):

- $K_1 = 0$;
- $K_2 > 0$;
- $K_3 > 0$;
- $K_4 = 0$ – valor da constante de restrição da mola que é anulada quando o relé está no estado de equilíbrio ($T = 0$);
- $q = 90°$.

Fazendo as devidas manipulações, tem-se:

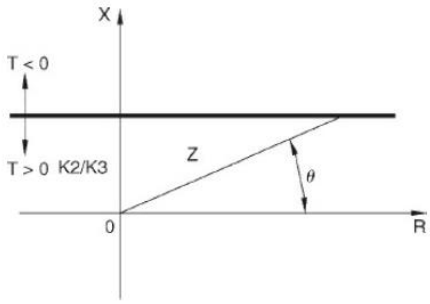
$$\frac{K_2}{K_3} \times \cos(f - 90) \tag{8}$$

Como $\cos(f - 90) = sen(f)$, chega-se a:

$$\frac{K_2}{K_3} \times \mathrm{sen}(f) = X \tag{9}$$

A Equação (9) descreve a seguinte região apresentada na Figura 16, onde θ corresponde ao ângulo f de defasagem entre a tensão e a corrente:

Figura 15 - Características do elemento de reatância.



Fonte: (MAMEDE, 2013).

O relé de reatância funciona com base na relação entre a componente indutiva da queda de tensão na linha, devido à ocorrência do curto-circuito, e a corrente de defeito correspondente, cuja reatância pode é dada por (MAMEDE, 2013):

$$X = \Delta V \times \frac{sen(f)}{Icc} \tag{10}$$

Onde Icc corresponde ao módulo da corrente de curto-circuito e ΔV a queda de tensão correspondente.

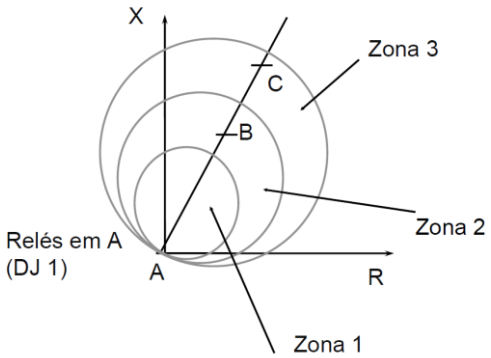
3.2.3.2.6 Zonas de Atuação de um Relé de Impedância

A coordenação dos relés de distância é realizada de modo que as zonas de atuação sejam sequenciadas, de um barramento a outro. O relé de distância pode apresentar mais de uma zona de proteção, geralmente são três como pode ser observado na Figura 16. A primeira zona é a proteção primária ou de operação instantânea, enquanto a segunda e terceira zonas são temporizadas e são utilizadas para proteção de retaguarda, como pode ser observado na Figura 17.

Devido aos erros de medição presentes em todos os relés, torna-se necessário fazer mudanças no alcance nas zonas de proteção. Para esse entendimento, será tomado como base um relé localizado no início da linha 1-2. A proteção primária normalmente tem alcance reduzido, com valores típicos entre 75-90% da linha de transmissão. Isso assegura que o relé não dispare instantaneamente para uma falta que deveria ser

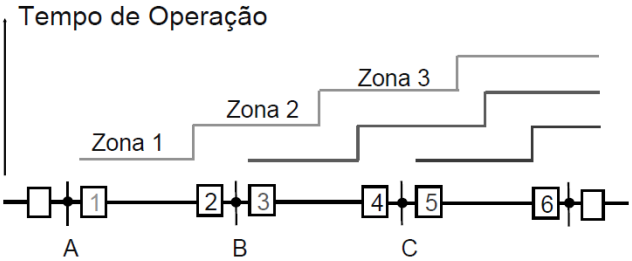
seccionada pelo relé do barramento a jusante. A segunda zona deve ter um alcance maior que a linha protegida, protegendo 100% da linha 1-2 e 50% da linha 3-4, com um atraso de coordenação entre 0,2 e 0,3 segundos. A Terceira zona de atuação protege a totalidade das linhas 1-2 e 3-4, além de 25% da linha 5-6, com um atraso de coordenação entre 0,5 e 3 segundos. (SEL 2006; ROSOŁOWSKI, 2017;)

Figura 16 - Exemplo de zonas de atuação de um MHO.



Fonte: (SEL, 2006).

Figura 17 - Temporização e retaguarda das zonas de atuação.



Fonte: (SEL, 2006).

3.2.3.2.7 Impedância Secundária

A impedância secundária é a impedância vista pelo relé através dos transformadores de instrumentos, TC e TP. Como já mencionado, a função do TP e do TC é converter os valores de tensão e corrente do sistema a níveis que o relé possa utilizá-los. O relé é ajustado com base no valor da impedância secundária e, não, pela impedância real do sistema. A impedância secundária vista por um relé é dada através da seguinte relação:

$$Zsec = \frac{\frac{Vprim}{RTP}}{\frac{Iprim}{RTC}} = Zprim\frac{RTC}{RTP} \tag{11}$$

Onde $Zsec$ é a impedância secundária vista pelo relé, $Vprim$ é a tensão de primário do TP, RTP é a relação de transformação entre o primário e o secundário do TP, $Iprim$ é a tensão de secundário do TC, RTC é a relação de transformação entre o primário e o secundário do TC e $Zprim$ é a impedância primária do sistema. (SEL, 2006)

3.3 Geração Distribuída

Devido à crescente demanda por energia dos centros consumidores, existe uma constante necessidade de expansão da capacidade de transmissão e distribuição do sistema elétrico de potência nacional. Entretanto, a criação de novas linhas de transmissão enfrenta problemas relacionados as concessões ambientais e ao alto custo envolvido na sua construção. (PAZ, 2015)

Os sistemas de energia elétrica possuíam uma topologia marcada por grandes unidades de geração de energia centralizadas, uma rede de transmissão de alta tensão para escoamento da energia e redes de distribuição de média e baixa tensão para levar a energia aos centros consumidores. Nenhuma fonte de energia estava conectada à rede de distribuição. Essa configuração trazia uma série de desvantagens como, por exemplo, elevadas perdas na transmissão e uma forte dependência dos centros geradores.

Sendo assim, a GD tem se apresentado como uma alternativa de flexibilização desse modelo, podendo reduzir perdas e diminuir a necessidade de investimentos em ampliação da rede de transmissão (JENKINS, 1995).

3.3.1 Definição de Geração Distribuída

A GD pode ser definida como a geração realizada dentro da rede de distribuição ou no lado do consumidor, sendo a potência e a tecnologia empregada pouco relevantes para a definição (ACKERMANN *et al*., 2000). A seguir estão alguns tipos de geração que podem ser considerados GD (Instituto Nacional de Eficiência Energética, 2018):

- Cogeradores (indústrias);
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação em horários de ponta;
- Geradores eólicos locais;
- Painéis solares-fotovoltaicos;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's).

3.3.2 Geração Distribuída no Brasil

No Brasil, a soma das principais fontes de geração distribuída corresponde a aproximadamente 18% da matriz elétrica do país (ANEEL, 2017). Através da Resolução Normativa ANEEL número 484/2012, o consumidor pode gerar sua própria energia através de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente de geração para a rede de distribuição. Ainda, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL número 687/2015, a GD no Brasil se divide em dois tipos (NUNES, 2017):

- Microgeração distribuída: consiste em uma central geradora de energia elétrica, de potência instalada de até 75 kW, que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL. Ou fontes renováveis de energia elétrica conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

- Minigeração distribuída: consiste em uma central geradora de energia elétrica, de potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para fontes hídricas, ou menor ou igual a 5 MW, para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL. Ou demais fontes renováveis de energia elétrica conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

4 IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO

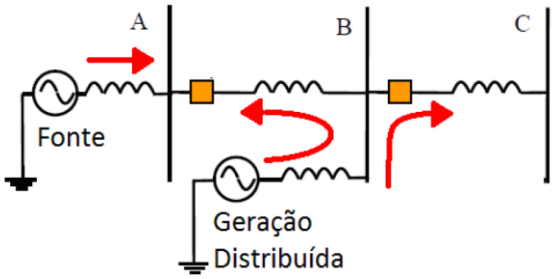
Dentre os impactos da inserção de GD em um sistema elétrico, pode-se listar (SILVA JUNIOR, 2017):

- Alterações dos níveis de tensão e fluxo de potência;
- Aumento dos níveis curto-circuito;
- Ocorrência de ilhamentos não intencionais.

4.1 Alterações nos Níveis Tensão e Fluxo de Potência

Geralmente, o fluxo de energia do sistema flui da planta geradora até o cliente final em uma única direção. Nesse caso, diz-se que o fluxo de potência é unidirecional pois tem um único sentido. Com a conexão da GD, essa configuração é alterada pois, devido a inserção de geradores dentro da rede, o fluxo de potência não segue mais um único sentido, sendo identificado como bidirecional. Essa situação pode ser ilustrada na Figura 18. Num primeiro momento, o fluxo tem apenas a direção da barra A (fonte) para as barras B e C (cargas). Esse comportamento não se mantém após a inserção de GD.

Figura 18 – Fluxo de potência em várias direções mediante a instalação de geração distribuída.

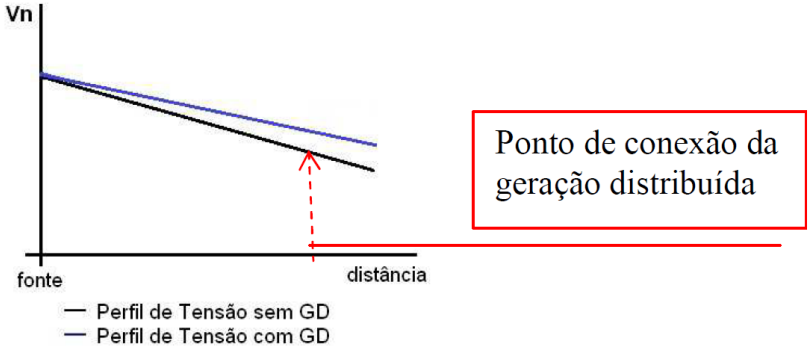


Fonte: (MATOS, 2015).

Para que o fluxo de potência possa ter direção da barra de geração para as barras de carga, a tensão na barra de geração, de maneira geral, deve ser superior a tensão na barra de carga. Entretanto, a inserção de GD no lado da carga provoca um aumento

na tensão no ponto de conexão, como pode ser observado pela Figura 19. Esse aumento é proporcional a quantidade de GD inserida no sistema podendo levar, em casos extremos, a mudança de sentido do fluxo de potência (SILVA JUNIOR, 2017; MATOS, 2015). Ainda, a tensão dos consumidores próximos desse ponto de conexão também irá aumentar, podendo acarretar em operações indevidas dos sistemas de mudança automática do *tap* de transformadores (LOPES, 2002; BARKER, MELO, 2000).

Figura 19 – Comportamento da tensão do sistema com e sem geração distribuída.



Fonte: (MATOS, 2015).

Outra mudança é que, após a inserção de GD, as correntes do sistema passam a circular em várias direções que não a direção fonte principal-carga. A GD também pode provocar efeitos transitórios nos níveis de tensão. Uma variação brusca na corrente da carga em uma unidade de GD tem um efeito na tensão do alimentador.

Essas mudanças no comportamento natural do sistema, podem levar a descoordenações e atuações indevidas no sistema de proteção, gerando grandes prejuízos a operação do sistema elétrico e trazendo riscos à segurança corpo técnico operacional.

4.2 Aumentos dos Níveis de Curto-Circuito

Quando a GD é conectada à rede de distribuição, ocorre uma diminuição da impedância equivalente de Thévenin do sistema vista a partir de um de falta. Como a corrente de curto-circuito é inversamente proporcional à essa impedância, os níveis de curto-circuito irão aumentar. Os níveis inesperados de curto-circuito associados as

múltiplas direções assumidas pela corrente de curto circuito após a inserção de GD, podem levar descoordenações graves dos sistemas de proteção existentes. (GONÇALVES, 2004; SILVA JUNIOR, 2017)

Portanto, após a conexão da GD em um sistema existente, é necessário readequar o atual sistema de proteção, revendo esquemas de atuação, parametrização dos relés e até mesmo acrescentando novas funções de proteção para que a integridade do sistema elétrico seja garantida. Ainda, deve-se garantir que os dispositivos de seccionamento possuam capacidade de isolamento a falta adequada aos novos níveis de curto-circuito (BRITTO *et al*., 2004).

4.3 Ilhamentos não intencionais

O ilhamento é uma situação em que uma porção do sistema elétrico com cargas e pelo menos um gerador distribuído permanece operando isolada do restante do sistema, seja intencionalmente ou não. Essa situação pode ser muito útil, devido a possibilidade de manter cargas prioritárias alimentadas, mesmo que o restante do sistema esteja desenergizado (GONÇALVES, 2004). Entretanto, o ilhamento pode trazer problemas quando o sistema de proteção não está preparado para operar nesse tipo de situação. Alguns desses problemas são listados a seguir (SILVA JUNIOR, 2017):

- Comprometimento da segurança do pessoas, uma vez que parte da rede pode permanecer energizada sem o conhecimento dos responsáveis;
- Perda de coordenação dos dispositivos de proteção localizados dentro da ilha, devido a mudança significativa das correntes de curto-circuito;
- Perda de sincronismo da GD feita através de geradores síncronos, comprometendo a integridade física dos próprios geradores e do sistema como um todo;
- Comprometimento da qualidade da energia na área ilhada, e fora do controle da concessionária de energia, uma vez que os geradores distribuídos normalmente não pertencem a ela;

- O subsistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado para a sua operação, ocasionando em uma perda de referência para o sistema.

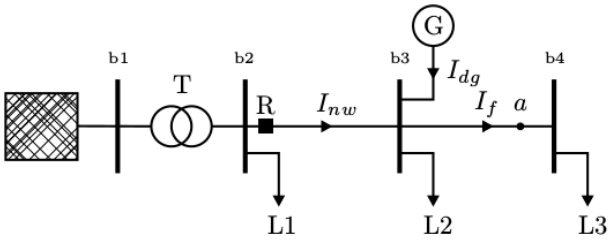
4.4 Impactos na Proteção de Distância

Como já mencionado neste trabalho, os relés de distância determinam a impedância de sequência positiva entre o ponto de falta e o local de falta através de medições de corrente e tensão provenientes dos instrumentos de medição (TC's e TP's). Um dos impactos da inserção da GD num sistema é o efeito conhecido é a saturação dos transformadores de corrente.

Esse efeito provoca distorções na medição do TC que podem causar atuações indevidas no relé de distância. A saturação de TC pode ser provocada pelo aumento dos níveis de curto-circuito, provocados pela entrada de GD na rede. Outro fator seria a alteração da frequência natural da rede devido a oscilações eletromecânicas provenientes dos eixos das turbinas de geradores síncronos, tornando a frequência natural da rede igual a soma da frequência síncrona com a frequência torsional do eixo (PAL, CHAUDHURI, 2006).

Outro problema provocado pela inserção de GD é o efeito denominado *infeed*. Quando uma falta ocorre a jusante da GD, a impedância medida pelo relé a montante será maior que a impedância real da falta. Isso pode resultar em uma ação retardada ou ainda em uma falta de atuação da proteção de distância. Esse efeito pode ser melhor entendido através da situação representada na Figura 20 (SILVA JUNIOR, 2017).

Figura 20 - Impacto da geração distribuída na proteção de distância.



Fonte: (SILVA JUNIOR, 2017)

A tensão vista pelo relé R durante uma falta simétrica é dada pela Equação 12.

$$\hat{U}_r = \hat{I}_{nw} Z_{23} + \left(\hat{I}_{nw} + \hat{I}_{dg}\right) Z_{3a} \tag{12}$$

Onde $\hat{U}_r$ é a tensão secundária do TP no ponto de instalação do relé, Z_{23} a impedância da linha entre os barramentos 2 e 3 e Z_{3a} é a impedância entre o barramento do relé 2 e o ponto de falta a.

A partir da Equação (12), pode-se notar que a tensão vista pelo relé sem a presença de GD ($\hat{I}_{dg} = 0$) seria dependente apenas da impedância antes da conexão da GD ($Z_{23} + Z_{3a}$). Após a conexão da GD, devido ao efeito de *infeed* no barramento 3, a tensão vista pelo relé será maior. Assim, nova impedância medida pelo relé com devido a conexão da GD é dada por:

$$Z'_r = Z_r + \frac{\hat{I}_{dg}}{\hat{I}_{nw}} Z_{3a} \tag{13}$$

Onde Z'_r é a nova impedância vista pelo relé após a conexão da GD e Z_r a impedância vista pelo relé antes da entrada da GD ($Z_{23} + Z_{3a}$).

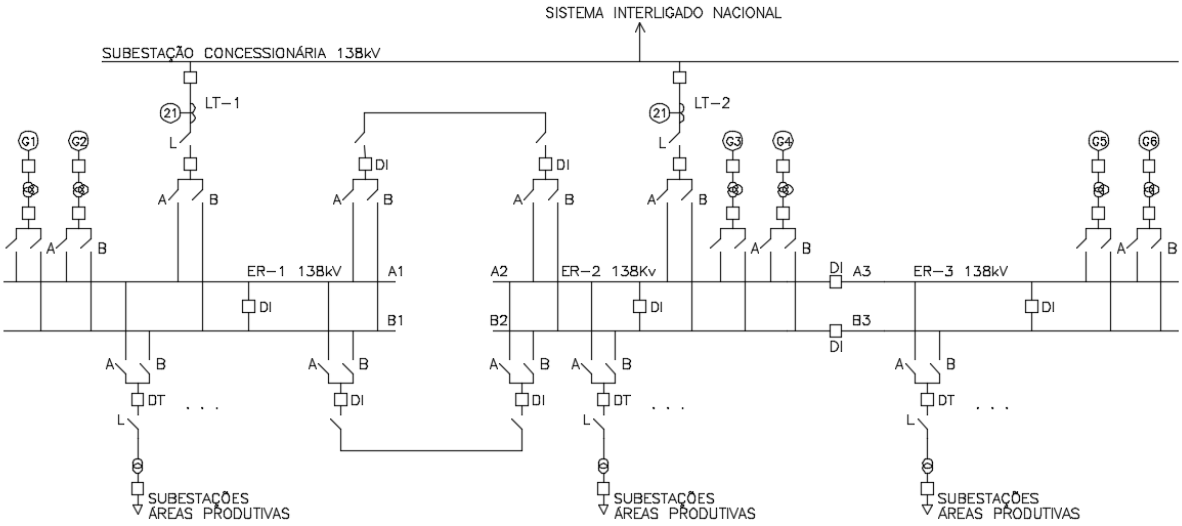
Assim, com base nessas duas equações, observa-se que a impedância vista pelo relé após a conexão da GD é maior que a impedância real. Isso acarreta na possibilidade de o relé de distância atuar fora da zona de proteção inicialmente ajustada.

5 ESTUDO DE CASO NA INDÚSTRIA

5.1 Caracterização do Sistema

A Figura 21 mostra um esquema simplificado do sistema elétrico de 138kV e centrais termoelétricas (CTE's) de uma indústria siderúrgica localizada em Vitória, Espírito Santo. Também está representada a subestação de 138kV da concessionária de energia local e as linhas de transmissão (LT1 e LT2) que a interliga às estações recebedoras (ER, ER2 e ER3) de 138kV da indústria.

Figura 21 – Esquema simplificado do sistema elétrico de 138kV e CTE's da indústria siderúrgica.



Fonte: Própria.

O sistema de distribuição é composto por:

- 3 subestações recebedoras em 138kV de barra dupla;
- 6 subestações geradoras;
- 14 subestações abaixadoras conectadas em 138kV;

A subestações abaixadoras alimentam todas as cargas que fazem parte do processo produtivo, sendo treze distribuindo em 13,8kV e uma distribuindo em 34,5kV. As CTE's, identificadas por G1, G2, G3, G4, G5 e G6, são interligadas ao sistema elétrico

de 138kV por meio de transformadores exclusivos. Este sistema possui 280MW de carga instalada e uma geração média de 420MW.

A importância do sistema de geração de energia elétrica da indústria siderúrgica não está apenas na geração de energia, mas está também na reciclagem de gases gerados pelo próprio processo produtivo. Esses gases são utilizados na produção de energia nas CTE's, trazendo um importante ganho ambiental.

Como já mencionado, o sistema elétrico de distribuição em 138kV da indústria siderúrgica consiste em um esquema em barra dupla (A e B) das estações recebedoras. Essa configuração não resulta no desligamento completo da estação recebedora em caso de falhas em um dos barramentos, conferindo uma maior confiabilidade ao sistema. Essas falhas podem ser de natureza externa, perturbações provenientes do Sistema Interligado Nacional (SIN), ou de natureza interna, perturbações provenientes do próprio sistema elétrico da indústria.

Cada circuito alimentador de cargas (subestações de unidades produtoras) e cada circuito das linhas de transmissão possuem três chaves (A, B e L) e um disjuntor de transferência (DT). A chave A é conectada na barra A, a chave B é conectada na barra B. As duas se conectam ao disjuntor em série com a chave L. Essa configuração permite: maior flexibilidade com ambas as barras (A e B) em operação, facilidade para uma das barras ser isolada para manutenção, facilidade para de transferência de carga entre barras.

Entretanto, uma falha que venha a ocorrer no disjuntor DT enquanto há uma situação de paralelismo (chaves A e B fechadas), pode interromper a operação da subestação de 138kV. Para proteger contra esse tipo situação, existem os disjuntores de interligação de barras (DI) para isolar o defeito.

As linhas de transmissão LT1 e LT2 são protegidas por zonas de proteção que contém elementos de proteção de Subfrequência (81), Subtensão (27) e Distância (21).

5.2 Simulações

5.2.1 PTW

O PTW é um programa de estudos e simulação aplicado a Engenharia Elétrica amplamente utilizado no mercado. Esse programa possui diferentes módulos, cada um destinado a realização de estudos específicos. Neste trabalho, foi utilizado o módulo DAPPER. Ele permite a elaboração de diagramas unifilares, com a utilização de uma ampla biblioteca de equipamentos, e a realização de estudos de demanda, dimensionamento de transformadores e alimentadores, cálculo de fluxo de potência e queda de tensão, bem como o cálculo de curto-circuito trifásico, bifásico, bifásico-terra e monofásico-terra, equilibrados e desequilibrados, por diferentes métodos. (MATOS, 2015)

Nas simulações será utilizado um sistema industrial fornecido e já existente, representando o sistema elétrico da indústria siderúrgica e que é utilizado na realização de estudos referentes a planta industrial real.

O método utilizado para o cálculo de curto-circuito é o método Compreensivo. Um resumo dos resultados obtidos nas simulações encontra-se no Anexo A.

5.2.2 Cenários

Foram realizadas simulações de diferentes cenários de inserção de GD na planta em questão. Os cenários se diferem apenas pela quantidade de geradores distribuídos conectados à rede de estudo, mantendo as outras características do sistema. Os cenários de estudo foram baseados nos cenários utilizados na planta real, no qual o número de geradores conectados ao sistema varia de acordo com a demanda produtiva da planta. Salienta-se que, sob condições normais de operação, a planta real não opera com menos de quatro geradores conectados ao sistema. Todavia, esses cenários foram utilizados para a obtenção de uma melhor percepção das mudanças de comportamento do sistema mediante a inserção de GD. Outra informação importante é que as potências de geração dos geradores foram mantidas constantes ao longo do estudo, bem como a demanda das cargas do sistema. O Quadro 1 apresenta esses cenários.

Quadro 1 – Cenários de simulação.

Cenário	G1	G2	G3	G4	G5	G6
Base	Desligado	Desligado	Desligado	Desligado	Desligado	Desligado
G1	Ligado	Desligado	Desligado	Desligado	Desligado	Desligado
G1G2	Ligado	Ligado	Desligado	Desligado	Desligado	Desligado
G1G2G3	Ligado	Ligado	Ligado	Desligado	Desligado	Desligado
G1G2G3G4	Ligado	Ligado	Ligado	Ligado	Desligado	Desligado
G1G2G3G4G5	Ligado	Ligado	Ligado	Ligado	Ligado	Desligado
G1G2G3G4G5G6	Ligado	Ligado	Ligado	Ligado	Ligado	Ligado

5.2.3 Fluxo de Potência

Primeiramente, foram realizadas simulações de fluxo de potência no sistema para cada cenário com o objetivo de obter as condições iniciais de regime permanente, ou seja, as tensões (pré-falta) e correntes nas barras e os fluxos de potência ativa e reativa na rede. A barra de referência adotada para as simulações foi a barra de 138kV da subestação da concessionária, que representa a interface entre o sistema elétrico da indústria e o Sistema Interligado Nacional.

As Tabela 6 a 8 a seguir destacam a mudança no comportamento dos valores da tensão nas barras B1, B2 e B3 (pontos de conexão da GD e primário dos alimentadores das subestações abaixadoras), bem como o fluxo de potência e corrente nas linhas LT1 e LT2 nos diferentes cenários de GD.

Tabela 6 – Tensão nas barras B1, B2 e B3.

Cenário	V_{B1} (V)	V_{B2} (V)	V_{B3} (V)
Base	126173,4	125248,8	125248,8
G1	128905,8	127732,8	127719
G1G2	131238	129913,2	129913,2
G1G2G3	131845,2	130479,0	130479,0
G1G2G3G4	132314,4	130962,0	130962,0
G1G2G3G4G5	133073,4	131762,4	131762,4
G1G2G3G4G5G6	133584,0	132286,8	132286,8

Tabela 7 – Fluxo de potência e corrente na linha LT1.

Cenário	I-LT1 (A)	S-LT1 (kVA)	P-LT1 (kW)	Q-LT1 (kVAr)
Base	924,34	210752,67	176475,31	115209,19
G1	788,62	182256,53	155545,73	94989,28
G1G2	591,33	138253,22	110633,6	82910,55
G1G2G3	497,91	116748,02	82609,12	82497,47
G1G2G3G4	453,00	106460,88	69182	80918,27
G1G2G3G4G5	382,51	90212,6	44468,86	78490,98
G1G2G3G4G5G6	336,56	79532,47	16103,91	77885,03

Tabela 8 – Fluxo de potência e corrente na linha LT2.

Cenário	I-LT2 (A)	S-LT2 (kVA)	P-LT2 (kW)	Q-LT2 (kVAr)
Base	1045,92	238288,50	204562,83	122210,73
G1	959,48	221535,75	193572,78	107738,90
G1G2	834,45	194892,19	169327,30	96494,71
G1G2G3	680,14	159311,47	123520,67	100612,05
G1G2G3G4	607,88	142715,66	101408,81	100419,17
G1G2G3G4G5	499,20	117620,78	60740,26	100723,72
G1G2G3G4G5G6	446,23	105348,27	14347,76	104366,66

A partir da Tabela 6, pode-se observar que à medida que a quantidade de GD aumenta, maior é a tensão no ponto de conexão e, consequentemente, no sistema de distribuição. Tomando como referência o cenário Base, o a elevação de tensão total, para o cenário G1G2G3G4G5G, é de aproximadamente 6% em cada barra (B1, B2 e B3). Isso deve ser visto com cuidado pois, para elevações de tensão maiores, os regulares automáticos de *tap* dos transformadores podem não conseguir normalizar a tensão, de maneira que os relés de sobretensão venham a atuar de forma indevida.

Ainda, o fluxo de potência que flui do SIN para a rede da indústria siderúrgica através das LT's 1 e 2 diminui à medida que o número de geradores ligados ao sistema aumenta. A redução total no fluxo de potência ativa recebida do SIN, tomando como referência o cenário Base, é de aproximadamente 91% para a LT 1 e 93% para a LT 2. A redução da potência reativa recebida é de aproximadamente 32% para a LT 1 e 15% para a LT 2. O mesmo acontece com a corrente, com uma redução de aproximadamente 63% na corrente da LT 1 e 57% da corrente da LT 2. Isso mostra uma tendência à mudança de direção do fluxo de potência com o aumento da quantidade de GD presente no sistema, o que foi previsto no Item 4.1. Ainda, pode-se perceber que, considerando a demanda das cargas do sistema fixa, o sistema se aproxima de um estado de autossuficiência em potência ativa quando opera com seis geradores. O mesmo não ocorre com a potência reativa, no qual o sistema ainda se mostra mais dependente do SIN para suprir a sua demanda de reativos.

5.2.4 Curto-Circuito

Foram realizadas simulações de curto-circuitos trifásicos, não simultâneos, a 90% da LT1 e LT2. Este ponto foi escolhido por ser usualmente o limite do ajuste dos relés 21 em linhas de transmissão, servindo como um bom parâmetro no estudo do comportamento da impedância vista pelo relé em diferentes cenários de GD.

As simulações foram realizadas assumindo como configuração dois relés, um instalado próximo a barra A1 e outro próximo a barra A2. Desta forma, cada relé recebe a tensão de sua respectiva barra através dos TP's e a corrente das linhas LT1 e LT2 através dos respectivos TC's. A falta ocorre a 90% das LT's 1 e 2, tomando

como ponto de partida as barras A1 e A2, respectivamente, em direção a barra da concessionária. As Tabelas 9 e 10 a seguir mostram os valores obtidos.

Tabela 9 – Corrente de falta e tensão na LT1.

Cenário	I_{falta}-LT1 (A)	θ_{LT1}(graus)	V_{barra}A1 (V)
Base	18980,28	-89,12	126187,2
G1	19859,71	-88,62	128905,8
G1G2	20676,57	-87,52	131238
G1G2G3	21210,75	-86,34	131845,2
G1G2G3G4	21740,70	-85,78	132314,4
G1G2G3G4G5	22382,70	-84,76	133073,4
G1G2G3G4G5G6	22989,18	-83,58	133584

Tabela 10 - Corrente de falta e tensão na LT2.

Cenário	I_{falta}-LT2 (A)	θ_{LT2}(graus)	V_{barra}A2(V)
Base	18934,23	-89,13	125262,6
G1	19745,51	-88,64	127732,8
G1G2	20495,41	-87,56	129913,2
G1G2G3	21073,52	-86,34	130479
G1G2G3G4	21651,34	-85,76	130975,8
G1G2G3G4G5	22353,07	-84,70	131762,4
G1G2G3G4G5G6	23021,74	-83,47	132286,8

A partir das Tabelas 9 e 10 pode-se observar que a medida que a quantidade de GD aumenta, maiores são os níveis de curto-circuito do sistema. Tomando com referência o cenário Base, o aumento total das correntes de curto-circuito foi de aproximadamente 21% para uma falta na LT 1 e 22% para uma falta na LT2. Conforme visto no Item 4.2, o aumento nos níveis de curto-circuito ocorre devido a diminuição da impedância equivalente de Thevenin do sistema provocada pela entrada das impedâncias dos geradores síncronos e seus transformadores na composição em paralelo da impedância equivalente. Esse aumento se mostra preocupante pois pode

trazer riscos a integridade de equipamentos. Uma vez que esses são especificados com base na capacidade de interrupção de curto-circuito, uma elevação de 20% pode ocasionar em danos permanentes aos equipamentos e riscos a operação do sistema e a segurança de pessoas.

5.2.5 Impedância vista pelos Relés

Para o cálculo da impedância de secundário vista pelo relé de distância (21), foi utilizada a Equação (11) para um TP de relação de transformação 138000:115V e um TC de relação de transformação 800:5A. Dessa forma, o RTP será 1200 e o RTC será 240. As Tabelas 11 e 12 apresentam os valores de impedâncias obtidos.

Tabela 11 – Impedância vista pelo relé para faltas na LT1.

Cenário	Z-LT1 (Ω)	θ_{LT1}(graus)
Base	1,33	89,12
G1	1,30	88,62
G1G2	1,27	87,52
G1G2G3	1,24	86,34
G1G2G3G4	1,22	85,78
G1G2G3G4G5	1,19	84,76
G1G2G3G4G5G6	1,16	83,58

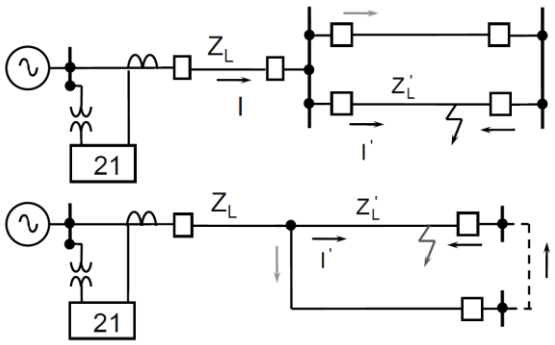
Tabela 12 - Impedância vista pelo relé para faltas na LT2.

Cenário	Z-LT2 (Ω)	θ_{LT2}(graus)
Base	1,32	89,13
G1	1,29	88,64
G1G2	1,27	87,56
G1G2G3	1,24	86,34
G1G2G3G4	1,21	85,76
G1G2G3G4G5	1,18	84,70
G1G2G3G4G5G6	1,15	83,47

A partir das Tabelas 11 e 12, pode-se observar que, à medida que a quantidade de geradores aumenta, há uma alteração na impedância vista pelo relé para uma falta num mesmo ponto da linha de transmissão. Este comportamento pode estar associado ao efeito denominado *Outfeed*, mais associado a topologia da rede, embora se esperasse observar o efeito *Infeed*, já mencionado no Item 4.4 e diretamente associado a inserção de GD.

O efeito *outfeed* é o provocado quando há dois ou mais caminhos de circulação da corrente posteriormente a detecção da mesma pelo relé. Uma condição para a ocorrência de *outfeed* é a conexão em paralelo de duas ou mais linhas adjacentes como pode ser observado na Figura 22.

Figura 22 – Esquema da ocorrência do efeito *Outfeed*.



Fonte: (SEL, 2006).

Para a rede da Figura 22, a impedância vista pelo relé sem do efeito *outfeed* é dada por $Z_L + Z_L{}'$, onde Z_L é a impedância da linha na qual o relé está instalado e $Z_L{}'$ é a impedância da linha em falta. Quando o efeito *outfeed* a impedância da linha em falta vista pelo relé é reduzida por um fator I'/I , onde I é a corrente de falta na linha na qual o relé está instalado e I' é a parcela da corrente de falta I que se dividiu no paralelo e alimenta a linha sobre falta. A razão I' / I é conhecida como fator do efeito *outfeed* e possui valor menor que 1, o que faz o relé enxergar uma impedância menor que a impedância real. Isso provoca o sobrealcance do relé.

Com base nos valores das impedâncias das Tabelas 11 e 12, sabendo que as linhas LT1 e LT2 estão conectadas em paralelo e as faltas simuladas nas mesmas foram faltas trifásicas não simultâneas, pode-se indicar a predominância do efeito *Outfeed* sobre o comportamento das impedâncias vistas pelo relé em relação ao efeito Infeed. Ainda, percebe-se que, à medida que a quantidade de GD aumenta, a redução das impedâncias aumenta. Mostrando que a GD agrava o problema de subestimação da impedância causado pelo efeito *outfeed* e, consequentemente, aumenta o sobrealcance do relé.

Esse comportamento implica na necessidade de uma avaliação criteriosa dos ajustes da proteção de distância das linhas de transmissão, em função dos cenários de geradores conectados ao sistema, para verificar se a parametrização se mantém adequada face a configuração de GD vigente. Caso contrário, o relé poderá operar de forma indevida, além dos limites de suas zonas de proteção e inicialmente definidos sem a presença de GD, devido ao efeito de sobrealcance causado pelo *outfeed*, trazendo insegurança operacional ao sistema.

6 CONCLUSÃO

Os impactos da inserção de diferentes cenários de geração distribuída (GD) na proteção de uma instalação elétrica industrial foi o tema proposto para este trabalho. Estudar as influências da inserção de GD na proteção de sistemas elétricos é fundamental para garantir uma a confiabilidade dos sistemas de proteção, já que o uso de GD tem se tornado uma realidade nos sistemas elétricos ao redor do mundo. Todavia, grande parte dos sistemas de proteção em funcionamento nos dias de hoje foram projetados com base em topologias predominantemente radiais, onde a presença de GD é muito pequena ou inexistente.

Assim, caso a proteção não esteja corretamente parametrizada, o sistema fica suscetível a descoordenações e atuações indevidas, trazendo insegurança operacional, prejuízos financeiros e até mesmo colocando a vida de pessoas em risco.

Foram investigados os impactos da GD na proteção de um sistema elétrico, enfatizando a proteção de Distância de Linhas de Transmissão. Para isso, foi realizado um estudo teórico sobre as influências da GD na proteção de sistemas elétricos. Também, foi realizado um estudo de caso, através de simulação computacional, em uma planta industrial real analisando o comportamento do sistema elétrico e suas proteções em diferentes configurações de GD.

Os resultados do estudo teórico realizado através de pesquisa na literatura indicam que o uso da GD pode gerar alterações na regulação de tensão, no fluxo de potência, nos níveis de curto-circuito e nos ajustes dos relés de proteção e a possibilidade da ocorrência prejudicial de ilhamentos.

O estudo de caso realizado através da simulação de uma planta industrial real, com o auxílio do programa PTW, apresentou resultados condizentes com o estudo teórico. Através das simulações, para diferentes cenários de GD, foi possível observar, aumentando a quantidade de GD, elevações na tensão nos pontos de conexão, elevações nos níveis de curto-circuito, tendência a mudança na direção do fluxo de potência e diminuição na impedância vista pelos pelos relés de distância das linhas

de transmissão, correspondendo a uma alteração na zona de atuação do relé. Essas mudanças expressivas em relação ao comportamento natural do sistema elétrico, salientam a necessidade do estudo dos impactos da inserção de diferentes cenários de GD na proteção de sistemas elétricos.

O presente trabalho não realizou estudos de coordenação e seletividade dos relés de proteção de Distância (21) das linhas de transmissão em conjunto com os relés de proteção de Subfrequência (81) e Subtenção (27), também presentes nas linhas. O que seria interessante, uma vez que essas funções de proteção trabalham em conjunto para proteger o sistema industrial em questão e o Sistema Interligado Nacional contra problemas oriundos dos dois sentidos das linhas de transmissão que os interligam. Fatores que contribuíram para a não realização desse estudo mais abrangente, estão relacionados a delimitação do objetivo do trabalho e as dificuldades em relação a utilização do programa PTW, por se tratar de um programa não vinculado a grade curricular de graduação e mais voltado ao mercado de trabalho. Sendo esse um fator limitante a pesquisa como também uma sugestão para futuros trabalhos.

Ainda assim, o trabalho se mostra útil para a compreensão dos impactos da GD na proteção de um sistema elétrico. Uma vez que evidenciou as mudanças no comportamento das variáveis monitoradas, com resultados condizentes com a literatura. Contribuindo para o desenvolvimento do estudo da Proteção de Sistemas Elétricos atrelado a Geração Distribuída, como também contribuindo para formação profissional do aluno no que diz respeito ao conhecimento de um programa de grande relevância no mercado de trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SöDER, L. **Distributed generation: a definition**. ELSEVIER, v. 1, n. 1, 2000.

ANDERSSON, G. **Power System Analysis**. Zurich, Set. 2012.

ANEEL. **Matriz de energia elétrica**: banco de informações de geração. 2017. Disponível em: <http: //www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm> Acesso em: 21 de out. 2018.

ANTONOVA, G.; NARDI, M.; SCOTT, A.; PESIN, M. **Distributed generation and its impact on power grids and microgrids protection**. IEEE. v. 1, n. 1, 2012.

BARKER, P. P.; MELLO, R. W. **Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems**: Part 1 - Radial Distribution Systems. Power Engineering Society Summer Meeting. IEEE, v.3, p.1645–1656, 2000.

BRITTO, T. M.; MORAIS, D. R.; MARIN, M. A.; ROLIM, J. G.; ZURN, H. H.; BUENDGENS, R. F. **Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks**. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America. IEEE/PES, p. 623–628, 2004.

CONSORTIUM ON ENERGY RESTRUCTURING. **Introduction to distributed generation**. Virginia Tech, 2007. Disponível em: <http://www.dg.history.vt.edu/ch1/introduction.html> Acesso em: 18 de set. 2018.

COTOSCK, K. R. **Proteção de Sistemas Elétricos:** uma abordagem Técnico-Pedagógica. Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica, UFMG. Belo Horizonte, 2007.

GEIDL, M. **Protection of Power Systems with Distributed Generation:** State of the Art. Swiss Federal Institute of Technology. Zurich, jul. 2005.

GONÇALVES, L. F. **Contribuições para o estudo teórico e experimental de sistemas de geração distribuída**. Escola de Engenharia, UFRGS. Porto Alegre, 2004.

IEE (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS). **Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**. 2002.

IEE (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINNERS). **Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations**. 1996. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4639522?tp=&arnumber=4639522&queryText=IEEE%20Std%20C37.2%E2%84%A2-2008> Acesso em: 9 de out. 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **O que é Geração Distribuída**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd> Acesso em: 20 de out. 2018.
JENKINS, N. **Embedded generation**. Power Engineering Journal. v. 9, n. 3, p. 145–150, 1995.

KINDERMANN, G. **Curto Circuito**. 2. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1997.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** 2. ed. Florianópolis- SC: Edição do autor, 2005.

LITTELFUSE. **What is a Protection Relay.** 2018.
Disponível em: <https://www.littelfuse.com/products/protection-relays-and-controls/protection-relays/protection-relay-pages/what-is-a-protection-relay.aspx> Acesso em: 8 de ago. 2018.

LOPES, J. P. **Integration of dispersed generation on distribution networks:** impact studies. Power Engineering Society Winter Meeting. IEEE, v. 1, p. 323–328, 2002.

LÚCIO, R. I. A. **Behavior of distance protections near wind farms**. 2016. Disponível em: < https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395143996730/Artigo_Rita.pdf> Acesso em: 15 de out. 2018.

MAMEDE, J. F. **Proteção de Sistemas Elétricos**. Rio de Janeiro, 2013.

MATOS, S. P. S**. "Análise do Impacto da Geração Distribuída na Proteção dos Sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica".** UFES. Vitória, 2015.

NIKOLAIDIS, V.; ARSENOPOULOS, C.; SAFIGIANNI, A.; VOURNAS, C. D. **A distance based protection scheme for distribution systems with distributed generators**. Power Systems Computation Conference. IEEE p. 1–7, 2016.

NUNES, M.T.L. **Impacto da localização de geração distribuída nos dispositivos de proteção de um sistema.** UNIPAMPA. Bagé, 2017.

PAL, B.; CHAUDHURI, B. **Robust control in power systems:** Springer Science & Business Media. 2006.
Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=UXh1o196-McC&oi=fnd&pg=PR5&dq=Robust+control+in+power+systems:+Springer+Science+%26+Business+Media&ots=JLhGf7lgPM&sig=FwxWOG7TW6mkrLcNGpzphSx3Vho#v=onepage&q=Robust%20control%20in%20power%20systems%3A%20Springer%20Science%20%26%20Business%20Media&f=false>. Acesso em: 30 out. 2018.

PAZ, R.; CRUZ, M. **Contribuição para proteção de distância em linhas compensadas com dispositivos UPFC**. UFRGS, 2015.

ROSOIOWSKI, E. **Protection and control of distributed energy resources**, 2017. Disponível em: < http://www.rose.pwr.wroc.pl> Acesso em: 20 de out. 2018.

SANTOS, V. M. **Estudo de caso de curto-circuito em um sistema elétrico industrial**. Escola de Engenharia de São Carlos, USP. São Carlos, 2009.
(SEL) SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES UNIVERSITY. **Introdução a Proteção de Sistema Elétricos**. 2006.

SILVA JUNIOR; CARVALHO, E. **Geração distribuída:** uma revisão bibliográfica das formas de acesso e dos impactos na proteção. Juazeiro, 2017.

SOUZA, M. P. M.G. **Coordenação da proteção de um sistema elétrico de potência interligado utilizando relés de sobrecorrente e de distância**. Escola Politécnica, UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

APÊNDICE A – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES NO PTW

Component	Field	Base Project	G1	G1G2	G1G2G3	G1G2G3G4	G1G2G3G4G5	G1G2G3G4G5G6
BARRA A2	LF Voltage(%) (%)	90,77	92,56	94,14	94,55	94,91	95,48	95,86
BARRA A2	LF kVA (kVA)	255046,73	247023,19	234200,58	188926,75	167996,63	129115,64	73724,17
BARRA A2	LF kW (kW)	225495,28	220477,16	208898,67	150046,48	121612,95	95225,18	73043,90
BARRA A2	LF kVAR (kVAR)	119166,77	111401,44	105883,22	114801,45	115901,49	87195,27	-9992,07
BARRA A2	LF Current (A)	1175,60	1116,55	1040,78	835,97	740,58	565,73	321,77
BARRA A3	LF Voltage(%) (%)	90,76	92,56	94,14	94,55	94,90	95,48	95,86
BARRA A3	LF kVA (kVA)	48537,78	48187,11	47888,29	47812,01	47746,38	48043,16	48023,47
BARRA A3	LF kW (kW)	38799,10	38784,84	38773,18	38769,54	38766,75	43244,93	43247,46
BARRA A3	LF kVAR (kVAR)	29164,12	28596,05	28105,68	27980,55	27872,12	-20928,97	-20878,48
BARRA A3	LF Current (A)	223,73	217,81	212,82	211,56	210,48	210,50	209,60
BARRA B2	LF Voltage(%) (%)	90,76	92,56	94,14	94,55	94,90	95,48	95,86
BARRA B2	LF kVA (kVA)	167202,11	167078,13	167005,44	162273,48	157823,50	157816,05	145240,53
BARRA B2	LF kW (kW)	143117,78	143527,91	143901,45	140291,03	136831,53	136971,81	139389,95
BARRA B2	LF kVAR (kVAR)	86451,39	85526,82	84753,69	81554,32	78647,27	78387,68	-40807,51
BARRA B2	LF Current (A)	770,73	755,23	742,20	718,05	695,74	691,50	633,92
BARRA B3	LF Voltage(%) (%)	90,76	92,55	94,14	94,55	94,90	95,48	95,86
BARRA B3	LF kVA (kVA)	40500,73	40227,68	39994,12	39935,99	39885,30	39801,42	74765,23
BARRA B3	LF kW (kW)	35910,94	35895,42	35882,59	35880,19	35877,78	35872,33	74556,30
BARRA B3	LF kVAR (kVAR)	18727,37	18159,98	17662,65	17535,55	17424,74	17243,22	-5585,58
BARRA B3	LF Current (A)	186,69	181,84	177,74	176,72	175,83	174,40	326,32
BARRA-A1	LF Voltage(%) (%)	91,44	93,41	95,10	95,54	95,88	96,43	96,80
BARRA-A1	LF kVA (kVA)	202019,86	176079,89	134417,59	113707,76	103819,77	88165,91	58808,31
BARRA-A1	LF kW (kW)	173809,63	153605,42	109542,68	81835,67	68541,77	44012,38	20676,89
BARRA-A1	LF kVAR (kVAR)	102967,13	86078,46	77900,52	78945,41	77978,01	76394,62	55053,46
BARRA-A1	LF Current (A)	924,34	788,62	591,33	497,91	453,00	382,51	254,17
BARRA-B1	LF Voltage(%) (%)	91,43	93,41	95,10	95,54	95,88	96,43	96,80
BARRA-B1	LF kVA (kVA)	173666,75	179480,33	190391,52	178582,91	172608,78	161825,48	142715,59
BARRA-B1	LF kW (kW)	149215,38	154535,16	166404,78	152531,61	145874,19	133607,13	124429,81
BARRA-B1	LF kVAR (kVAR)	88853,31	91280,20	92511,52	92876,03	92274,13	91305,10	69892,50
BARRA-B1	LF Current (A)	794,64	803,86	837,58	781,99	753,16	702,09	616,82
BUS-LT1	LF Voltage(%) (%)	95,39	96,69	97,82	98,10	98,32	98,67	98,87
BUS-LT1	LF kVA (kVA)	210752,67	182256,53	138253,22	116748,02	106460,88	90212,60	79532,47
BUS-LT1	LF kW (kW)	176475,31	155545,73	110633,60	82609,12	69182,00	44468,86	16103,91
BUS-LT1	LF kVAR (kVAR)	115209,19	94989,28	82910,55	82497,47	80918,27	78490,98	77885,03
BUS-LT1	LF Current (A)	924,34	788,62	591,33	497,91	453,00	382,51	336,56
BUS-LT2	LF Voltage(%) (%)	95,32	96,60	97,71	98,00	98,22	98,58	98,77
BUS-LT2	LF kVA (kVA)	238288,50	221535,75	194892,19	159311,47	142715,66	117620,78	105348,27
BUS-LT2	LF kW (kW)	204562,83	193572,78	169327,30	123520,67	101408,81	60740,26	14347,76
BUS-LT2	LF kVAR (kVAR)	122210,73	107738,90	96494,71	100612,05	100419,17	100723,72	104366,66
BUS-LT2	LF Current (A)	1045,92	959,48	834,45	680,14	607,88	499,20	446,23
GER-1 ER1	LF Voltage(%) (%)	87,02	92,82	94,37	94,77	95,09	95,59	95,93
GER-1 ER1	LF kVA (kVA)	0,00	40588,67	40588,67	40588,67	40588,67	40588,67	40588,67
GER-1 ER1	LF kW (kW)	0,00	31000,00	31000,00	31000,00	31000,00	31000,00	31000,00
GER-1 ER1	LF kVAR (kVAR)	0,00	26200,00	26200,00	26200,00	26200,00	26200,00	26200,00
GER-1 ER1	LF Current (A)	0,00	2019,71	1986,57	1978,08	1971,61	1961,23	1954,30
GER-2 ER1	LF Voltage(%) (%)	87,02	88,90	93,22	93,63	93,95	94,46	94,81
GER-2 ER1	LF kVA (kVA)	0,00	0,00	70976,13	70976,13	70976,13	70976,13	70976,13
GER-2 ER1	LF kW (kW)	0,00	0,00	68100,00	68100,00	68100,00	68100,00	68100,00
GER-2 ER1	LF kVAR (kVAR)	0,00	0,00	20000,00	20000,00	20000,00	20000,00	20000,00
GER-2 ER1	LF Current (A)	0,00	0,00	3516,71	3501,17	3489,35	3470,37	3457,72
GER-3 ER2	LF Voltage(%) (%)	86,38	88,09	89,59	89,25	89,60	90,16	90,53
GER-3 ER2	LF kVA (kVA)	0,00	0,00	0,00	73000,00	73000,00	73000,00	73000,00
GER-3 ER2	LF kW (kW)	0,00	0,00	0,00	73000,00	73000,00	73000,00	73000,00
GER-3 ER2	LF kVAR (kVAR)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GER-3 ER2	LF Current (A)	0,00	0,00	0,00	3422,07	3408,74	3387,29	3373,60
GER-4 ER2	LF Voltage(%) (%)	86,38	88,09	89,59	89,98	90,33	90,89	91,24
GER-4 ER2	LF kVA (kVA)	0,00	0,00	0,00	0,00	35200,00	35200,00	35200,00
GER-4 ER2	LF kW (kW)	0,00	0,00	0,00	0,00	35200,00	35200,00	35200,00
GER-4 ER2	LF kVAR (kVAR)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GER-4 ER2	LF Current (A)	0,00	0,00	0,00	0,00	1799,77	1788,85	1781,86
GER-5 ER3	LF Voltage(%) (%)	85,38	87,11	88,64	89,04	89,38	90,04	90,40
GER-5 ER3	LF kVA (kVA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65000,00	65000,00
GER-5 ER3	LF kW (kW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65000,00	65000,00
GER-5 ER3	LF kVAR (kVAR)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GER-5 ER3	LF Current (A)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3020,25	3008,22
GER-6 ER3	LF Voltage(%) (%)	86,38	88,09	89,59	89,98	90,32	90,87	91,27
GER-6 ER3	LF kVA (kVA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	74800,00
GER-6 ER3	LF kW (kW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	74800,00
GER-6 ER3	LF kVAR (kVAR)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GER-6 ER3	LF Current (A)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3428,71

Component	Field	Base Project	G1	G1G2	G1G2G3	G1G2G3G4	G1G2G3G4G5	G1G2G3G4G5G6
BARRA A2	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	18995,70	18995,70	18995,70	18995,70	18995,70	18995,70
BARRA A2	InitSymRMS 3P (A)	14438,00	15256,23	16026,68	17080,07	18221,30	19713,38	21306,60
BARRA A2	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-93,09	-92,56	-91,22	-89,41	-88,71	-87,27	-85,57
BARRA A2	InitSymRMS SLG (A)	16535,03	17359,14	18120,33	19011,20	20025,66	21191,69	22374,10
BARRA A2	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-93,47	-92,91	-91,53	-89,69	-88,95	-87,44	-85,66
BARRA A3	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	18993,70	18993,70	18993,70	18993,70	18993,70	18993,70
BARRA A3	InitSymRMS 3P (A)	14426,92	15244,12	16013,55	17065,20	18204,42	19696,79	21287,02
BARRA A3	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-93,05	-92,52	-91,18	-89,37	-88,67	-87,23	-85,52
BARRA A3	InitSymRMS SLG (A)	16525,33	17348,66	18109,12	18998,88	20012,02	21178,86	22359,64
BARRA A3	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-93,44	-92,88	-91,51	-89,66	-88,92	-87,41	-85,63
BARRA B2	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	18982,80	18982,80	18982,80	18982,80	18982,80	18982,80
BARRA B2	InitSymRMS 3P (A)	14432,80	15250,70	16020,85	17074,95	18216,95	19707,24	21301,87
BARRA B2	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-93,07	-92,55	-91,21	-89,40	-88,70	-87,26	-85,56
BARRA B2	InitSymRMS SLG (A)	16530,35	17354,24	18115,25	19006,88	20022,18	21186,98	22370,67
BARRA B2	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-93,46	-92,90	-91,53	-89,68	-88,94	-87,43	-85,65
BARRA B3	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	18981,20	18981,20	18981,20	18981,20	18981,20	18981,20
BARRA B3	InitSymRMS 3P (A)	14421,78	15238,65	16007,79	17060,13	18200,14	19687,67	21282,69
BARRA B3	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-93,04	-92,51	-91,17	-89,36	-88,66	-87,21	-85,52
BARRA B3	InitSymRMS SLG (A)	16520,71	17343,83	18104,10	18994,62	20008,61	21171,86	22356,54
BARRA B3	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-93,43	-92,87	-91,50	-89,65	-88,91	-87,39	-85,62
BARRA ESCELSA0	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	43033,70	43033,70	43033,70	43033,70	43033,70	43033,70
BARRA ESCELSA0	InitSymRMS 3P (A)	21047,66	21963,85	22811,96	23416,89	24019,79	24748,74	25440,34
BARRA ESCELSA0	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-89,37	-88,90	-87,87	-86,73	-86,19	-85,20	-84,06
BARRA ESCELSA0	InitSymRMS SLG (A)	24009,33	24916,78	25741,14	26259,27	26807,72	27407,36	27959,90
BARRA ESCELSA0	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-89,80	-89,34	-88,31	-87,19	-86,66	-85,69	-84,57
BARRA-A1	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	8062,90	8062,90	8062,90	8062,90	8062,90	8062,90
BARRA-A1	InitSymRMS 3P (A)	13689,50	14976,85	16259,70	16814,96	17367,46	18054,66	18719,50
BARRA-A1	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-92,22	-91,66	-90,11	-88,64	-88,05	-86,84	-85,42
BARRA-A1	InitSymRMS SLG (A)	14962,14	16122,61	17233,60	17659,46	18102,86	18605,36	19073,37
BARRA-A1	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-92,68	-92,07	-90,46	-88,97	-88,33	-87,08	-85,61
BARRA-B1	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	8065,90	8065,90	8065,90	8065,90	8065,90	8065,90
BARRA-B1	InitSymRMS 3P (A)	13687,53	14975,19	16258,45	16813,64	17366,07	18053,18	18717,94
BARRA-B1	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-92,21	-91,66	-90,11	-88,64	-88,05	-86,84	-85,42
BARRA-B1	InitSymRMS SLG (A)	14960,48	16121,27	17232,67	17658,51	18101,87	18604,33	19072,32
BARRA-B1	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-92,68	-92,07	-90,46	-88,97	-88,33	-87,07	-85,61
BUS-LT1	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BUS-LT1	InitSymRMS 3P (A)	18980,28	19859,71	20676,57	21210,75	21740,70	22382,70	22989,18
BUS-LT1	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-89,12	-88,62	-87,52	-86,34	-85,78	-84,76	-83,58
BUS-LT1	InitSymRMS SLG (A)	20619,48	21422,36	22151,92	22568,54	23005,39	23485,82	23924,25
BUS-LT1	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-89,15	-88,64	-87,53	-86,36	-85,81	-84,79	-83,62
BUS-LT2	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	30763,60	30763,60	30763,60	30763,60	30763,60	30763,60
BUS-LT2	InitSymRMS 3P (A)	18934,23	19745,51	20495,41	21073,52	21651,34	22353,07	23021,74
BUS-LT2	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-89,13	-88,64	-87,56	-86,34	-85,76	-84,70	-83,47
BUS-LT2	InitSymRMS SLG (A)	20526,75	21268,99	21941,40	22390,34	22864,91	23386,23	23865,77
BUS-LT2	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-89,11	-88,61	-87,53	-86,32	-85,74	-84,69	-83,48
GER-1 ER1	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	695,30	695,30	695,30	695,30	695,30	695,30
GER-1 ER1	InitSymRMS 3P (A)	24641,80	45951,60	46994,80	47317,10	47589,55	47973,83	48270,09
GER-1 ER1	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-65,67	-62,62	-60,94	-59,40	-58,69	-57,37	-55,84
GER-1 ER1	InitSymRMS SLG (A)	0,00	7,72	7,85	7,88	7,91	7,95	7,98
GER-1 ER1	InitSymRMS SLG Angle (deg)	21,90	25,65	27,38	28,94	29,67	31,01	32,55
GER-2 ER1	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	695,30	695,30	695,30	695,30	695,30	695,30
GER-2 ER1	InitSymRMS 3P (A)	24754,25	25551,45	46544,48	46871,23	47147,02	47536,84	47836,72
GER-2 ER1	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-65,66	-64,87	-57,43	-55,92	-55,23	-53,96	-52,45
GER-2 ER1	InitSymRMS SLG (A)	0,00	0,00	7,75	7,78	7,81	7,85	7,88
GER-2 ER1	InitSymRMS SLG Angle (deg)	21,90	22,77	30,88	32,41	33,11	34,41	35,93
GER-3 ER2	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	6371,10	6371,10	6371,10	6371,10	6371,10	6371,10
GER-3 ER2	InitSymRMS 3P (A)	19300,24	19768,82	20185,74	38734,59	39037,42	39455,66	39779,95
GER-3 ER2	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-97,11	-96,41	-94,92	-83,46	-82,63	-81,06	-79,22
GER-3 ER2	InitSymRMS SLG (A)	0,00	0,00	0,00	8,98	9,01	9,07	9,11
GER-3 ER2	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-8,81	-8,07	-6,55	3,95	4,82	6,42	8,30
GER-4 ER2	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	5771,00	5771,00	5771,00	5771,00	5771,00	5771,00
GER-4 ER2	InitSymRMS 3P (A)	28680,37	29422,06	30083,73	30498,02	49762,29	50420,54	50959,72
GER-4 ER2	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-96,52	-95,83	-94,36	-92,44	-89,19	-87,57	-85,68
GER-4 ER2	InitSymRMS SLG (A)	0,00	0,00	0,00	0,00	8,23	8,28	8,31
GER-4 ER2	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-8,82	-8,07	-6,55	-4,57	-0,79	0,87	2,80
GER-5 ER3	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	6427,30	6427,30	6427,30	6427,30	6427,30	6427,30
GER-5 ER3	InitSymRMS 3P (A)	34790,39	35757,99	36622,65	37210,76	37776,42	62232,79	63013,37
GER-5 ER3	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-96,31	-95,60	-94,11	-92,18	-91,31	-86,72	-84,84
GER-5 ER3	InitSymRMS SLG (A)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,48	8,51
GER-5 ER3	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-9,53	-8,76	-7,21	-5,23	-4,29	1,22	3,14
GER-6 ER3	InitFaultBusVoltage 3P (V)	0,00	6372,90	6372,90	6372,90	6372,90	6372,90	6372,90
GER-6 ER3	InitSymRMS 3P (A)	33755,18	34690,60	35527,69	36120,22	36691,77	37416,07	62090,27
GER-6 ER3	InitSymRMS 3P Angle (deg)	-95,60	-94,92	-93,45	-91,53	-90,67	-89,04	-83,72
GER-6 ER3	InitSymRMS SLG (A)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,59
GER-6 ER3	InitSymRMS SLG Angle (deg)	-8,83	-8,08	-6,56	-4,58	-3,64	-1,94	4,28