

**Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação**

Murilo Bonato Queiroz

**ANÁLISE DO BLOQUEIO DA
OPERAÇÃO DE RELIGADORES
AUTOMÁTICOS PARA MINIMIZAR
AS VARIAÇÕES DE TENSÃO
CAUSADAS PELA DESCONEXÃO DE
GERADORES DISTRIBUÍDOS**

São Carlos
2016

MURILO BONATO QUEIROZ

**ANÁLISE DO BLOQUEIO DA
OPERAÇÃO DE RELIGADORES
AUTOMÁTICOS PARA MINIMIZAR
AS VARIAÇÕES DE TENSÃO
CAUSADAS PELA DESCONEXÃO DE
GERADORES DISTRIBUÍDOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos
2016

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Q3a Queiroz, Murilo Bonato
Análise do bloqueio da operação de religadores
automáticos para minimizar as variações de tensão
causadas pela desconexão de geradores distribuídos /
Murilo Bonato Queiroz; orientador José Carlos de Melo
Vieira Júnior. São Carlos, 2016.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2016.

1. geração distribuída. 2. proteção anti-ilhamento.
3. qualidade da energia elétrica. 4. distribuição de
energia elétrica. 5. variações de tensão. 6. religador
automático. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Murilo Bonato Queiroz

Título: “Análise do bloqueio da operação de religadores automáticos para minimizar as variações de tensão causadas pela desconexão de geradores distribuídos”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 21 / 11 / 2016,

com NOTA 8,0 (oito, zero), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador - SEL/EESC/USP

Prof. Dr. Elmer Pablo Tito Cari - SEL/EESC/USP

Mestre Anna Giuglia Menechelli Moraco - Doutoranda - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a meus pais, Rubens e Aparecida, e a meu irmão, Raphael, por todo apoio, dedicação e companheirismo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pelo amor incondicional, por todas as graças que me concedeu e me concede diariamente.

Agradeço a meus pais, Rubens e Aparecida, que sempre acreditaram em mim, em meu potencial, e me privilegiaram com a oportunidade de estudar em uma universidade. Agradeço por todo o amor, carinho e educação, que me transformaram na pessoa que sou hoje.

Agradeço a meu irmão Raphael pela amizade e companheirismo, por toda a confiança que deposita em mim.

Ao meu orientador professor José Carlos de Melo Vieira Júnior, pelo auxílio, compreensão e dedicação neste trabalho.

Às amizades que fiz em São Carlos, em especial ao Granada, Fefs, Rachid, Marcus Vinícius, Meigarom e Fer, por tornar esses anos de graduação inesquecíveis.

SUMÁRIO

RESUMO	13
ABSTRACT	15
LISTA DE FIGURAS	17
LISTA DE TABELAS	19
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	21
1 INTRODUÇÃO	23
1.1 JUSTIFICATIVAS E OBJETIVOS	25
1.2 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	26
2 CONTEXTUALIZAÇÃO	27
2.1 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	27
2.2 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	28
2.3 A RELAÇÃO ENTRE REGULAÇÃO DE TENSÃO E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	30
2.4 ILHAMENTO	32
2.5 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO ORIGINADOS DA DESCONEXÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS	33
3 METODOLOGIA	38
3.1 MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO	38
3.2 MÉTODOS DE ANÁLISE	40
4 ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES	42
4.1 ANÁLISE ESTÁTICA DO SISTEMA ELÉTRICO	42
4.2 ANÁLISE DINÂMICA DO SISTEMA ELÉTRICO	43
4.3 ANÁLISE DA INTENSIDADE DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO PARA DIFERENTES NÍVEIS DE CARREGAMENTO DO SD	45

5	PROPOSTA DE SOLUÇÃO	49
5.1	SIMULAÇÕES E ANÁLISES COM RELIGADOR AUTOMÁTICO BLOQUEADO.....	50
5.2	COMPARAÇÃO ENTRE AS SIMULAÇÕES DOS CAPÍTULOS 4 E 5	64
6	CONCLUSÃO	67
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
	APÊNDICE	71
6.1	DETALHAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO	71

RESUMO

QUEIROZ, M. B. *Análise do Bloqueio da Operação de Religadores Automáticos para Minimizar as Variações de Tensão Causadas pela Desconexão de Geradores Distribuídos*. 74p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2016.

Nos últimos anos a Geração Distribuída (GD) tem atraído mais atenção devido à desregulamentação do setor de energia assim como a maior preocupação com a qualidade da energia elétrica. Com a maior ocorrência de geradores de pequeno e médio porte nos Sistemas de Distribuição (SDs) novos desafios com relação à proteção, operação e manutenção desses sistemas vem surgindo. Atualmente, quando uma falta temporária é detectada, os religadores automáticos atuam, abrindo a porção do sistema em que a falta se encontra. Entretanto, quando existem geradores distribuídos (GDs) nessa região, a sua proteção anti-ilhamento também atua, desconectando os GDs da porção isolada do SD. A desconexão dos GDs causa distúrbios relacionados à qualidade da energia elétrica, uma vez que o fluxo de potência que circula pelo alimentador é alterado e as cargas se mantêm as mesmas. Para estudar este problema, inicialmente foram realizadas simulações computacionais utilizando o *software PowerFactory* e um sistema teste. Com as simulações, tornou-se possível desenvolver o cálculo de um índice, que levava em consideração tanto as magnitudes quanto as durações dessas variações de tensão. Após as simulações e discussões dos resultados obtidos, e buscando minimizar as variações de tensão causadas por essa desconexão dos GDs foi proposta uma potencial solução para minimizar os problemas relacionados à qualidade da energia elétrica. Sendo assim, foram realizadas novas simulações e análises com a atuação dos religadores automáticos bloqueados em momentos de faltas temporárias e constatado que tal procedimento representa uma potencial solução para mitigar o problema estudado neste trabalho de pesquisa.

Palavras-chave: geração distribuída, proteção anti-ilhamento, qualidade da energia elétrica, distribuição de energia elétrica, variações de tensão, religador automático.

ABSTRACT

QUEIROZ, M. B. *Analysis of the Blocked Operation of Automatic Reclosers to Minimize the Voltage Variations Caused by Distributed Generators Disconnection*. 74p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2016.

In recent years the Distributed Generation (DG) has attracted more attention due to the power sector deregulation as well as the greatest concern with the electric power quality. With the increased occurrence of small and medium-sized generators in Distribution Systems, new challenges with respect to protection, operation and maintenance of these systems are emerging. Currently, when a temporary fault is detected, automatic reclosers operate, opening the portion of the system where the fault is. However, when there is distributed generation in this region, its anti-islanding protection also acts by disconnecting the DG from the distribution system. The disconnection of DGs causes disturbances of electricity related to the power quality, as the power flow through the feeder is changed while the loads remain the same. In order to study this problem, computer simulations were carried out initially using the PowerFactory software and an electrical system model. Considering the simulations it was possible to develop the calculation of an index, which takes into account both the magnitudes and durations of the voltage variations. After the simulations and discussions of the results, and trying to minimize the voltage variations caused by the disconnection of the distributed generators, a potential solution was proposed to minimize the problems related to the power quality. Thus, there were new simulations and analyses considering that the automatic reclosers are blocked during the temporary faults moments and it was confirmed that such procedure represents a potential solution to mitigate the problem studied in this research.

Keywords: distributed generation, anti-islanding protection, power quality, power distribution, voltage variations, automatic recloser.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Estrutura Básica de um Sistema Elétrico.	23
Figura 2.1–Curva ITIC para duração de sub e sobretensões, considerando tolerância de sistemas computacionais (adaptado de Dugan et al, 2002).	29
Figura 2.2– Gráfico genérico do comportamento da tensão em função da atuação do RAT.....	31
Figura 2.3– Topologia de sistema elétrico com religador automático e proteção anti-ilhamento.	32
Figura 2.4- Fluxo de potência em geradores distribuídos. Fonte: Nascimento (2013).....	35
Figura 2.5– Fluxo de potência sem geradores distribuídos. Fonte: Nascimento (2013).....	36
Figura 2.6–Perfil de tensão em uma linha de distribuição após o religamento da mesma e atuação do RAT.	36
Figura 3.1 – Topologia do sistema elétrico implementado no PowerFactory.....	39
Figura 4.1 – Variação da tensão na barra 12 na condição de carregamento máximo do SD após a aplicação de um curto-circuito trifásico na barra 83.	44
Figura 4.2 – Variação da tensão na barra 12 na condição de carregamento médio do SD após a aplicação de um curto circuito trifásico na barra 83.	44
Figura 4.3 – Variação da tensão na barra 12 na condição de carregamento mínimo do SD após a aplicação de um curto circuito trifásico na barra 83.....	45
Figura 4.4 – Comparação dos casos simulados com diferentes níveis de carregamento do SD.	46
Figura 5.1 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 1.....	52
Figura 5.2 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 1.	52
Figura 5.3 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 3.....	53
Figura 5.4 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 3.	53
Figura 5.5 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 5.....	54
Figura 5.6 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 5.	54
Figura 5.7 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 7.....	55
Figura 5.8 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 7.	56
Figura 5.9 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 9.....	56
Figura 5.10 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 9.....	57
Figura 5.11 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 11.	57
Figura 5.12 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 11.....	58
Figura 5.13 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 13.	59
Figura 5.14 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 13.....	60
Figura 5.15 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 15.	60

Figura 5.16 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 15.....	61
Figura 5.17 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 17.....	61
Figura 5.18 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 17.....	62
Figura 5.19 – Variação da tensão na barra de referência para os casos com ocorrência de faltas monofásicas.....	63
Figura 5.20 – Variação da frequência dos GDs para os casos com ocorrência de faltas monofásicas.....	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Faixas de tensão em regime permanente admissíveis para redes de distribuição. Fonte: ANEEL – PRODIST (2013).....	30
Tabela 2.2 - Tempo para desconexão dos GDs em relação aos níveis de tensão. Fonte: IEEE 1547 (2003).....	33
Tabela 2.3 - Tempo para desconexão dos GDs em relação às faixas de frequência. Fonte: IEEE 1547 (2003).....	33
Tabela 2.4 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração. Fonte: ANEEL - PRODIST (2013).....	34
Tabela 4.1 – Posições dos <i>taps</i> para diferentes casos.....	42
Tabela 5.1 – Representação dos diferentes cenários utilizados para as simulações.....	50
Tabela 5.2 – Resultados dos diferentes casos simulados com o religador automático bloqueado.	65
Tabela A.1 – Parâmetros dos GDs do Caso Base.	71
Tabela A.2 – Parâmetros dos transformadores de interconexão dos GDs do Caso Base.	72
Tabela A.3 – Parâmetros do regulador automático de tensão (RAT) do Caso Base.	72
Tabela A.4 – Impedância das linhas de distribuição do Caso Base.	73
Tabela A.5 – Cargas do Caso Base.	74

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

GD – Gerador Distribuído

ITIC – *Information Technology Industry Council*

MME – Ministério das Minas e Energias

OLTC – *On Load Tap Changer*

PHC – Pequena Central Hidroelétrica

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

PROGD – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

QEE – Qualidade da Energia Elétrica

RAT – Regulador Automático de Tensão

SD – Sistema de Distribuição

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

VTCD – Variação de Tensão de Curta Duração

VTLD – Variação de Tensão de Longa Duração

1 INTRODUÇÃO

No final da segunda metade do século XIX, a geração de energia elétrica perto do consumidor era uma realidade, toda a energia era produzida localmente e direcionada para a iluminação e o transporte público. Entretanto, no Brasil, o início do século XX foi marcado pelo aumento, em 800%, do número de estabelecimentos industriais. Concomitantemente com esse crescimento, a população brasileira passou de 17 milhões de habitantes em 1900 para 31 milhões em 1920, o que resultou em um aumento exponencial da demanda por energia elétrica (Gomes *et al*, 2002).

O aumento da demanda por energia, bem como a forte expansão urbana contribuíram para que, a partir da década de 1940, a energia elétrica passasse a ser gerada em grandes centrais geradoras, que alimentavam subestações de distribuição por meio de longas linhas de transmissão. Ao chegar a essas subestações distribuidoras, a energia era então distribuída, chegando, enfim, aos clientes finais. Todo este processo é o que tradicionalmente definia os sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, e pode ser representado pela topologia mostrada na figura 1.1.

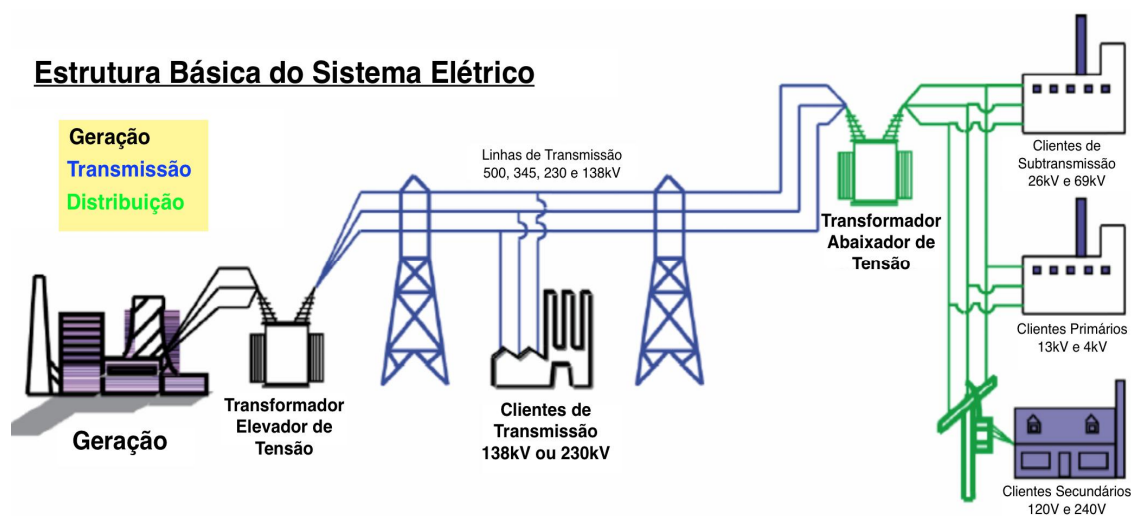


Figura 1.1 – Estrutura Básica de um Sistema Elétrico.

Fonte: Universidade Federal do Ceará (2009).

Entretanto, após quase metade de um século, no início dos anos 90, ocorreu a desregulamentação do mercado brasileiro de energia elétrica, impactando diretamente na operação e regulamentação dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição de energia (Gomes *et al*, 2002). A estrutura, explicitada na figura 1.1, que anteriormente mostrava-se a mais adequada e eficiente, passou a ser questionada, uma vez que se tornava necessário o aproveitamento de diferentes fontes de energia, visando principalmente a diversidade na geração. Além disso, as barreiras ambientais impostas na criação de grandes centrais geradoras

também agiram como fortes incentivadoras, apoiando a reformulação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Tais argumentos contribuíram para que houvesse o investimento em uma nova forma de geração, a Geração Distribuída ou Geração Dispersa.

A geração distribuída é definida como a produção descentralizada de energia no próprio local ou nas proximidades onde tal energia é utilizada. Geralmente, essa energia é gerada por meio de recursos modulares de pequeno porte, com unidades inferiores a 50 MW; por concessionárias, consumidores ou terceiros. Além disso, esse tipo de geração pode empregar uma diversidade de fontes de energia, sejam elas renováveis ou não, tais como: energia solar (fotovoltaica), eólica, turbinas a gás, turbinas a vapor (biomassa e combustíveis fósseis), geradores de combustão interna (combustíveis fósseis), pequenas centrais hidroelétricas (PCHs) e células de combustível. Segundo o Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída da ANEEL, a GD é dividida em apenas duas faixas: microgeração (Potência instalada inferior a 75 kW) e minigeração (Potência instalada entre 75 kW e 5 MW). Enquanto que, para outros autores, a GD pode ser dividida em até quatro faixas, como é feito por Ackermann *et al* (2001):

- Ø Micro GD: Sistemas com potência inferior a 75 kW;
- Ø Pequena GD: Sistemas com potência entre 1 e 30 MW;
- Ø Média GD: Sistemas com potência entre 30 e 50 MW;
- Ø Grande GD: Sistemas com potência entre 50 e 100 MW;

A geração distribuída vem crescendo no Brasil há alguns anos, principalmente após o lançamento de programas de incentivo, tais como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e o recente, Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). O PROINFA, lançado pelo governo federal no ano de 2004, pelo decreto nº 5.025, teve como objetivo aumentar a participação da energia proveniente de fontes renováveis na matriz energética brasileira, principalmente a porção de energia proveniente de usinas eólicas, biomassa e PCHs. Pelo Programa, eram previstos a instalação de uma capacidade de 3300 MW, advindos de 144 novas usinas no período de 20 anos (MME,2016). Seguindo essa mesma tendência, o ProGD, lançado recentemente, pelo governo federal em Dezembro de 2015, tem como objetivo fortalecer o antigo programa PROINFA, porém ampliando e estimulando os próprios consumidores a gerarem sua própria energia. Este Programa promete movimentar aproximadamente 100 bilhões de reais em investimentos até 2030 (MME,2016).

Os benefícios de se utilizar a geração distribuída vão além das menores barreiras ambientais, do uso de uma diversidade de fontes de energia e dos grandes investimentos. Esta forma de geração, pode ainda atuar (i) reduzindo as perdas, (ii) atendendo comunidades isoladas, (iii) reduzindo as emissões de gases poluentes, quando sua energia é proveniente de

fontes renováveis, (iv) aumentando a concorrência do mercado energético, (v) aumentando a confiabilidade do sistema interligado nacional (SIN), entre outros.

Contudo, a geração distribuída também possui impactos negativos, que resultam em eventuais problemas nos sistemas elétricos de potência (SEP). O principal fenômeno que impacta negativamente, e que merece destaque, é a ocorrência de uma situação conhecida como ilhamento. Esta situação ocorre quando as cargas de uma determinada rede elétrica são desconectadas da rede principal, alimentada pela concessionária de energia elétrica local, em função da ocorrência de alguma falta ou falha no sistema. Nessa situação, uma porção do sistema elétrico é desconectado da rede de alimentação principal, e essa parcela passa a ser alimentada apenas pelos geradores distribuídos conectados a ela.

Atualmente, ocorrências de ilhamento são indesejáveis e devem ser evitadas, uma vez que ao detectar esse fenômeno, a proteção anti-ilhamento atua desconectando os GDs da parcela do SD anteriormente isolada. Em resposta a esta desconexão dos GDs, o sistema elétrico pode passar por variações de tensão de curta duração, a depender da potência injetada pela geração distribuída e do nível de carregamento do sistema de distribuição de energia elétrica (Nascimento, 2013). Vale ressaltar que a ocorrência dessas variações de tensão pode impactar negativamente sobre os índices de qualidade de energia elétrica (QEE), e consequentemente vir a prejudicar tanto os consumidores quanto as concessionárias de energia. Assim, torna-se de suma importância, elaborar estudos focados em minimizar as variações de tensão causadas pela ação do sistema de proteção anti-ilhamento.

1.1 JUSTIFICATIVAS E OBJETIVOS

O que motiva este trabalho é o fato da geração distribuída ter apresentado um crescimento expressivo nos últimos anos, e ter se tornado uma realidade. Tendo em vista os aspectos citados, a GD é a alternativa que atende a muitos dos requisitos que são impostos por leis governamentais e ambientais. Entretanto, o intuito deste trabalho é focar em um dos problemas relacionados a essa expansão da geração distribuída, e principalmente, propor uma solução para o mesmo.

Por meio de simulações, este trabalho busca minimizar os impactos negativos causados pelas variações de tensão nos sistemas de distribuição, resultantes da desconexão dos GDs em situações de faltas temporárias. Para isso, promove-se a ideia inicial de bloquear os religadores automáticos, que são dispositivos de proteção, na tentativa de obter uma resposta mais rápida e estável do sistema no caso de faltas temporárias, o que poderia tornar os SDs menos susceptíveis a impactos negativos na QEE.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Este documento está organizado como se segue:

- Ø No Capítulo 2, apresenta-se uma descrição detalhada do problema abordado, apresentando uma revisão bibliográfica sobre os impactos da geração distribuída na qualidade da energia elétrica e sua relação com as variações de tensão. Neste capítulo, é destacada a forma como ocorrem os ilhamentos, bem como a forma que a rede elétrica, atualmente, responde a esse fenômeno. Por fim, caracteriza-se o problema dos afundamentos de tensão resultantes da proteção anti-ilhamento e demonstra-se a importância de seu estudo;
- Ø No Capítulo 3, apresenta-se a metodologia utilizada para analisar o problema descrito no Capítulo 2, bem como o sistema elétrico base que foi utilizado para realizar as simulações utilizando a ferramenta computacional *PowerFactory*. Por último, são descritos como a modelagem do sistema elétrico base foi realizada, seu ajuste de parâmetros e elementos;
- Ø No Capítulo 4, apresentam-se os resultados das simulações para diferentes níveis de carregamento do sistema elétrico. Sendo os resultados dessas simulações, apresentados por meio de gráficos. Neste capítulo ainda, são calculados os índices para os afundamentos de tensão ocorridos e o tempo para que o sistema elétrico retorne a sua tensão de regime permanente pós-falta.
- Ø No Capítulo 5, propõe-se uma solução por meio do bloqueio na atuação dos religadores automáticos do Sistema de Distribuição (SD) em momentos de faltas temporárias. Neste capítulo, são realizadas novas simulações com os religadores automáticos bloqueados e mantendo-se os geradores distribuídos conectados a rede elétrica mesmo após a ocorrência de faltas. Por fim, o resultado das simulações advindas desta situação, onde os religadores automáticos estão bloqueados, são comparados os das simulações do caso apresentado no Capítulo 4.
- Ø Finalmente, as principais conclusões obtidas deste trabalho a respeito do problema e a solução proposta são apresentadas no Capítulo 6.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

Neste capítulo são definidos os conceitos de geração distribuída, qualidade de energia elétrica, ilhamento e afundamentos de tensão, que serão fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho. Além disso, apresenta-se uma descrição detalhada do problema que será abordado, por meio de uma revisão bibliográfica a respeito dos impactos da geração distribuída na qualidade da energia elétrica, bem como sua relação com as variações de tensão.

2.1 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída é caracterizada pela geração de energia descentralizada, junto ou nas proximidades onde tal energia é consumida, por concessionárias, consumidores ou terceiros, sendo geralmente, fruto de recursos modulares de pequeno porte, com unidades inferiores a 50 MW (Nascimento, 2013). Este conceito, desde a desregulamentação do setor elétrico, vem crescendo cada dia mais, e tornando-se uma realidade, conforme afirmado por Valente (2013).

Tradicionalmente, a topologia do SIN se baseia em grandes centros produtores de energia que operam em regiões geográficas bem definidas, e geralmente distantes dos grandes centros consumidores. No Brasil, por exemplo, aproximadamente 61% da energia é proveniente de grandes centrais hidroelétricas (ANEEL, 2016), este fato deve-se principalmente ao grande potencial hidroelétrico brasileiro, uma vez que, dentre as opções tradicionais de geração, a hidroelétrica possui um baixo impacto ambiental e baixo custo operacional. Na sequência, existem as usinas térmicas, que utilizam como fonte de energia derivados do petróleo ou carvão, que apesar dos grandes avanços tecnológicos, ainda são extremamente prejudiciais ao meio ambiente e apresentam reservas finitas, podendo no futuro, serem extinguidas, ao invés de utilizadas como fonte bruta de energia para diversos outros processos industriais.

Atualmente, a geração dispersa, ou distribuída, mostra-se uma alternativa promissora quanto aos requisitos ambientais, econômicos, sustentáveis e sociais. Dentre os benefícios relacionados a geração distribuída, destacam-se:

- A minimização dos impactos ambientais, em função da possibilidade de utilização de energia renovável, como fonte de energia para o módulo gerador, além da redução da necessidade de grandes instalações de geração de cargas e extensas linhas de transmissão (Barbosa Filho e Azevedo, 2013);
- A redução das perdas, uma vez que a energia é gerada próxima ou junto aos consumidores;

- A inclusão de comunidades isoladas e o surgimento de um novo mercado de energia, com um número maior de produtores, resultando em uma maior competitividade econômica.
- O aumento da confiabilidade do SIN, uma vez que o mesmo não depende mais unicamente de uma fonte de alimentação;
- A versatilidade dos geradores síncronos, que injetam tanto potência ativa quanto reativa na rede, podendo servir como suporte de potência reativa em SD. Além de auxiliar em atividades de controle de tensão e estabilidade do sistema elétrico de potência.

Contudo, apesar de apresentar um grande número de vantagens, a geração distribuída pode impactar negativamente na qualidade da energia elétrica (QEE), conceito este, que nos últimos anos merece destaque, em função do crescimento expressivo de cargas não lineares nos sistemas elétricos de potência; cargas estas, que são mais susceptíveis a falhas e/ou serem danificadas por distúrbios relativos ao fornecimento de energia elétrica.

2.2 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Segundo Dugan *et al* (2002), a QEE engloba assuntos relacionados com problemas manifestados na tensão, corrente ou desvio de frequência, que resultem em falha ou má operação de equipamentos dos consumidores.

Nos últimos anos, a QEE destacou-se em função da maior ocorrência de cargas não lineares, que possuem faixas de operação menores e são mais sensíveis a distúrbios quando comparadas às cargas lineares. Estes distúrbios nos sinais das tensões, correntes e/ou frequências, distorções harmônicas, interrupções do fornecimento de energia, transitórios oscilatórios e impulsivos, além de variações de tensão de curta e longa duração (VTCD e VTLC, respectivamente) são ocorrências que atuam reduzindo os índices da QEE (Oleskovicz, 2007). Esses índices são padronizados e regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que tem o objetivo de realizar a medição e o monitoramento desses valores, certificando se os mesmos encontram-se dentro dos parâmetros definidos no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (PRODIST/ANEEL). Os distúrbios que impactam negativamente na QEE geralmente são provenientes de operações de entrada e/ou saída de grandes blocos de cargas, faltas temporárias ou permanentes, presença de cargas não lineares no sistema elétrico, ou até mesmo agentes externos como descargas atmosféricas. Dentre esses distúrbios, um dos mais

frequentes está relacionado com as VTCD, mais precisamente aos afundamentos de tensão, que correspondem a 87% das ocorrências relacionadas à QEE (Oleskovicz, 2007).

Em função da grande ocorrência desses afundamentos de tensão, e sabendo-se que os mesmos podem impactar danificando os equipamentos dos consumidores, criou-se uma curva que representa a tolerância desses equipamentos (cargas não lineares) quando sujeitos a esse distúrbio de QEE durante um determinado período de tempo. A curva recebeu o nome de ITIC (*Information Technology Industry Council*) (Dugan et al, 2012), e é representada na figura 2.1.

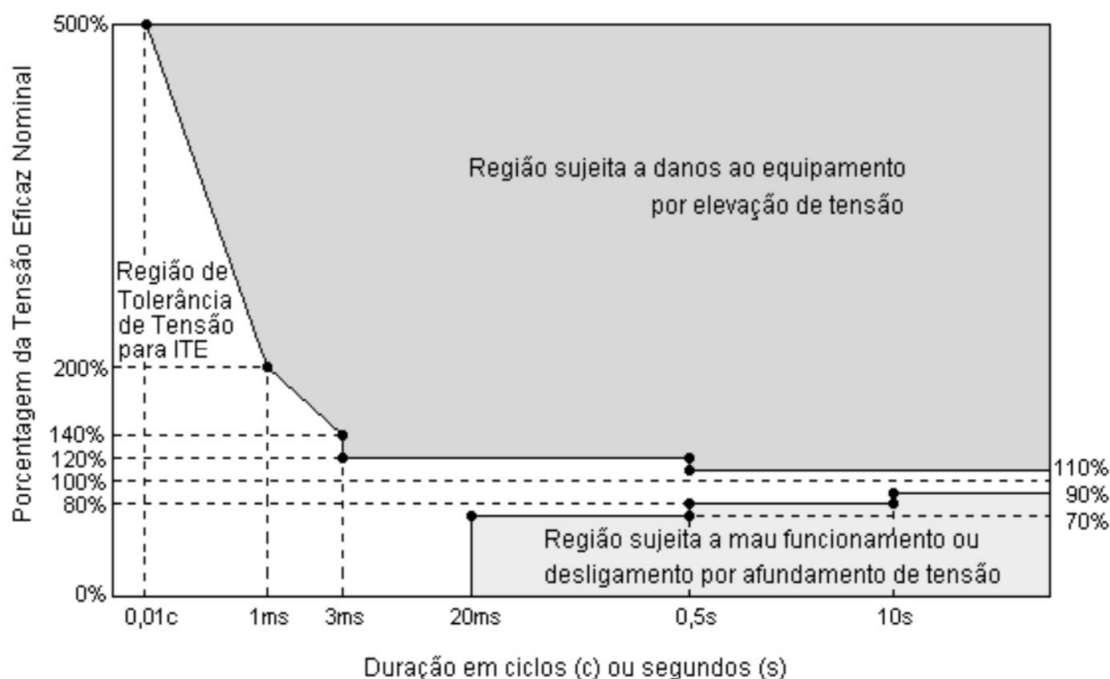


Figura 2.1–Curva ITIC para duração de sub e sobretensões, considerando tolerância de sistemas computacionais (adaptado de Dugan et al, 2002).

Pela curva, nota-se que esses equipamentos, que constituem uma grande parcela das cargas instaladas no sistema de distribuição atual, são fabricados de forma a suportarem determinados distúrbios de variação de tensão, sejam eles de curta ou longa duração, porém seus fabricantes não garantem completamente que os mesmos funcionem corretamente em tensões inferiores a 0,9 pu, podendo até serem desligados, conforme fica claro na curva ITIC representada na figura 2.1. Sendo assim, cada dia mais se faz necessário o uso de dispositivos responsáveis por manter o nível da tensão de fornecimento de energia elétrica em patamares adequados, com o intuito de não possibilitar o mau funcionamento ou desligamento dos equipamentos dos consumidores durante a ocorrência de afundamentos de tensão.

2.3 A RELAÇÃO ENTRE REGULAÇÃO DE TENSÃO E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os geradores distribuídos, quando conectados à rede de energia elétrica, atuam modificando o fluxo de potência do sistema, bem como o perfil de tensão em regime permanente ao longo da linha de distribuição. Segundo Masters (2002), GDs conectados à rede elétrica impactam elevando a tensão de regime permanente, uma vez que para injetar potência ativa no sistema, o mesmo deve apresentar uma tensão em seus terminais superior à tensão da subestação fornecedora de energia.

Alterações no fluxo de potência do sistema elétrico podem levar o mesmo a atingir patamares indesejáveis de tensão. Ao infringir os níveis de tensão definidos por norma, e fiscalizados pela ANEEL, caracterizados na tabela 2.1, a concessionária de energia está sujeita a penalidades.

Tabela 2.1 - Faixas de tensão em regime permanente admissíveis para redes de distribuição.
Fonte: ANEEL – PRODIST (2013).

Tensão de Fornecimento (em nível)	Faixa de variação de tensão (em p.u.)
Adequada	$0,93 \leq V \leq 1,05$
Precária	$0,90 \leq V \leq 0,93$
Crítica	$V \leq 0,90$ ou $V \geq 1,05$

Com o intuito de evitar que o fornecimento da energia elétrica seja realizado fora do patamar definido pela ANEEL, as concessionárias utilizam-se de dispositivos reguladores de tensão ou transformadores com ajuste manual ou automático de *taps* para realizar a regulação do nível de tensão no SD ao longo do dia. Tais dispositivos são conectados ao longo da linha e são responsáveis por manter a tensão de saída em níveis pré-estabelecidos, por meio de uma regulação que ocorre em sua tensão de entrada (Pereira, 2009).

Na prática, cada dispositivo regulador possui um número determinado de *taps* e um tempo inicial para que comece a atuar. Para este trabalho de pesquisa considerou-se um regulador automático de tensão (RAT) que possui 17 *taps*, da posição -8 a +8, proporcionando uma variação de tensão entre -10% a +10%, com tempo inicial de atuação de 30 segundos e duração de cada mudança de *tap* (*transition time*) de 3 segundos.

A figura 2.2 visa retratar o comportamento da tensão em uma barra de referência genérica de um SD em função da atuação do RAT após um falta e/ou falha ter ocorrido por volta de um tempo $t = 10$ segundos. Sendo que o valor de ΔT_R caracteriza o tempo total de operação do RAT no processo de regularização da tensão de pós-falta ao limite pré-

estabelecido, ΔT_{TAP} caracteriza o tempo inicial de atuação da primeira alteração de *tap* do regulador de tensão e ΔV_1 representa o fenômeno de afundamento de tensão resultante da variação de tensão entre os períodos de pré e pós-falta.

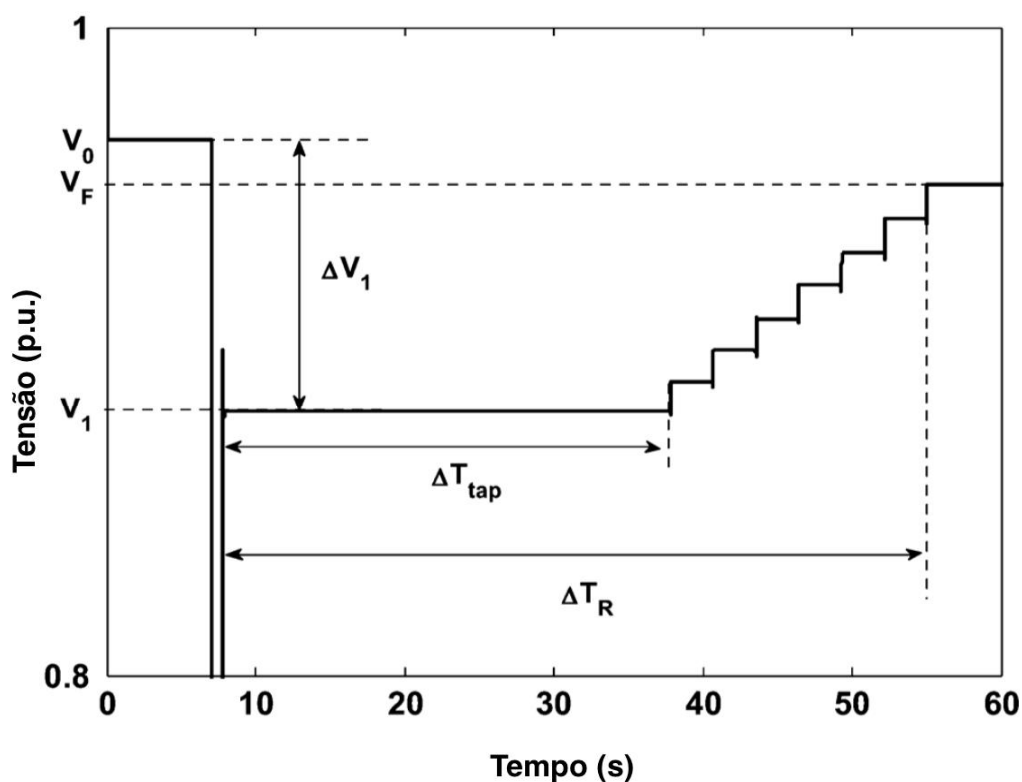


Figura 2.2– Gráfico genérico do comportamento da tensão em função da atuação do RAT.

Fonte: Trindade, Nascimento e Vieira Jr. (2013)

Por meio desta mesma figura, é possível notar que a inserção de RATs nos SDs impacta reduzindo as variações do nível de tensão, uma vez que mantém esses valores em limites pré-estabelecidos e dentro do patamar aceitável pela ANEEL.

Entretanto, deve-se ter em mente que quanto maior for a presença de GDs ao longo do SD, maior será a elevação do perfil de tensão de regime permanente, que impacta diretamente na posição do *tap* do enrolamento primário do RAT, fazendo com que o mesmo, em operação normal, seja posicionado em *taps* inferiores, o que diretamente não representa um grande problema.

Contudo, em uma situação de falta temporária ou permanente, os religadores e a proteção anti-ilhamento atuam na rede elétrica, fazendo com que a parcela onde os GDs estão conectados seja isolada. Como o fluxo de potência deve permanecer constante, a potência que era anteriormente injetada na rede pelos GDs, passa a ser suprida pela subestação, resultando em um distúrbio de afundamento de tensão. Distúrbio este, que leva o RAT a atuar, saindo de uma posição de *tap* inferior até alcançar uma posição que garanta um nível de tensão desejável.

Por serem necessárias diversas comutações no RAT, o nível de tensão pode levar um tempo considerável até se retornar a condição de pré-falta, conforme se pode novamente observar na figura 2.2. Dessa forma, as VTCDs tornam-se mais longas, o que aumenta tanto a possibilidade de danificar equipamentos de consumidores quanto a chance da concessionária de energia elétrica ser penalizada pela ANEEL.

2.4 ILHAMENTO

Segundo a IEEE Standards 929-2000 (2000), o fenômeno de ilhamento é definido como a situação em que uma porção do sistema de distribuição, que contém tanto cargas como geradores distribuídos, se mantém energizada enquanto está isolada da alimentação principal do sistema de distribuição.

A formação dessas ilhas energizadas deve-se a faltas e/ou falhas na rede elétrica, que resultam na atuação do sistema de proteção da linha. Dentre os principais elementos que atuam nessa proteção destacam-se os religadores automáticos, que tem a função de separar o local da ocorrência da falta da porção restante do SD; e a proteção anti-ilhamento, que ocorre apenas quando a porção do SD que foi isolada anteriormente for dotada de GDs. Ambos os elementos de proteção são representados na figura 2.3, pelo Religador e *relay*, respectivamente.

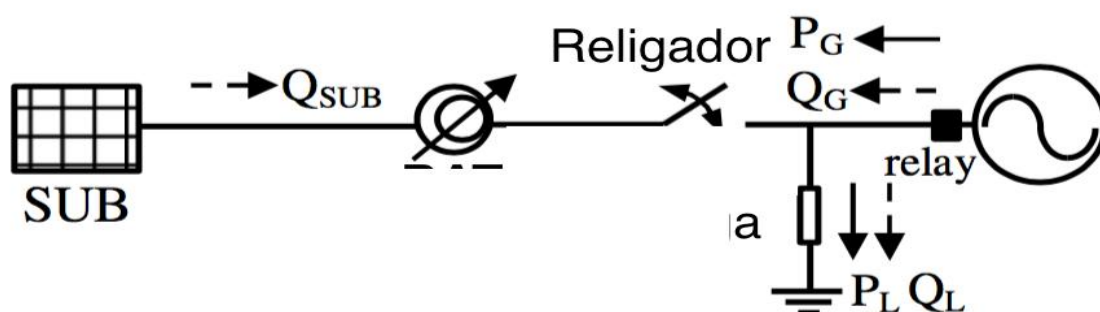


Figura 2.3– Topologia de sistema elétrico com religador automático e proteção anti-ilhamento.

Fonte: Trindade, Vieira Jr. e Freitas (2015).

A operação ilhada pode ocasionar vários distúrbios no fornecimento de energia e impactar diretamente nos índices de QEE. Dentre os distúrbios associados, estão: variações de tensão e frequência, falhas no sistema de aterramento e detecção de faltas, e por fim, riscos às equipes de manutenção e consumidores finais, uma vez que o fluxo de energia dentro da ilha continua existindo mesmo com a desconexão dessa porção do SD (Nascimento, 2013).

Com o intuito de regularizar a atuação de GDs junto aos SDs, foi criada em 2003 a norma internacional IEEE 1547; onde são apresentados os critérios e requisitos técnicos para a instalação de geradores distribuídos, tais como: desempenho, testes, operação, segurança e manutenção desse acoplamento GD-SD.

Para a IEEE 1547 (2003), todos os geradores distribuídos devem ser desconectados da rede elétrica quando ocorrerem variações de tensão ou corrente ao longo da mesma. Dessa forma, as tabelas 2.2 e 2.3 trazem os tempos de desconexão dos GDs da rede por meio do sistema de proteção anti-ilhamento com relação aos níveis tensão e faixas de frequência, respectivamente.

Tabela 2.2 - Tempo para desconexão dos GDs em relação aos níveis de tensão.
Fonte: IEEE 1547 (2003).

Faixa de Tensão (% em relação à tensão nominal de base)	Tempo para desconexão dos GDs (em segundos)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Tabela 2.3 - Tempo para desconexão dos GDs em relação às faixas de frequência.
Fonte: IEEE 1547 (2003).

Potência do Gerador Distribuído	Faixa de Frequências (Hz)	Tempo para desconexão dos GDs(em segundos)
≤ 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< 59,3$	0,16
> 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< (59,8 - 57)$	Ajustável entre 0,16 a 300
	$< 57,0$	0,16

Vale ressaltar que no caso de ilhamento não-intencional, a recomendação do IEEE determina que o sistema de proteção detecte o ilhamento e desconecte os GDs presentes na área em até 2 segundos desde a formação da ilha.

Após desconectar os GDs da rede elétrica, faz-se necessário aguardar a atuação dos reguladores de tensão, para que a reinserção dos geradores seja feita apenas quando o nível de tensão retornar aos valores pré-estabelecidos pela concessionária de energia elétrica. Esses períodos de tempo para reconexão dos GDs variam de acordo com as concessionárias, partindo de um tempo mínimo de 2 minutos, e podendo chegar a até 60 minutos (Nascimento, 2013).

2.5 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO ORIGINADOS DA DESCONEXÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS

Afundamentos de tensão, de acordo com o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (PRODIST) (ANEEL, 2013), são caracterizados como variações de tensão de curta duração (VTCDs), apresentando valores de tensão que variam na faixa entre 0,1 p.u. e 0,9 p.u. em relação à tensão de referência, e podendo ser classificados em afundamentos momentâneos ou temporários, conforme mostrado na tabela 2.4 extraída do documento citado.

Tabela 2.4 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.
Fonte: ANEEL - PRODIST (2013).

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u.
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u.

Os afundamentos de tensão, geralmente são originados de faltas temporárias ou permanentes, operações de entrada e/ou saída de grandes blocos de cargas, e até mesmo da desconexão abrupta de GDs do SD. Esse distúrbio de tensão é caracterizado como sendo um fenômeno indesejado uma vez que, como já citado no início deste trabalho, impacta negativamente nos índices de QEE. Dessa forma, este trabalho de pesquisa estudará a relação existente entre a desconexão dos geradores distribuídos da rede elétrica, por meio da atuação de dispositivos de proteção tais como religadores e proteção anti-ilhamento e as variações de tensão.

Com o intuito de caracterizar o problema a ser estudado neste trabalho, tomou-se o exemplo de um sistema utilizado em (Nascimento, 2013), que inicialmente, opera em condições normais com uma carga total de 5 MW a jusante do regulador e com geradores distribuídos fornecendo 3 MW ao sistema, sendo assim, tem-se o fluxo de potência indicado na figura 2.4.

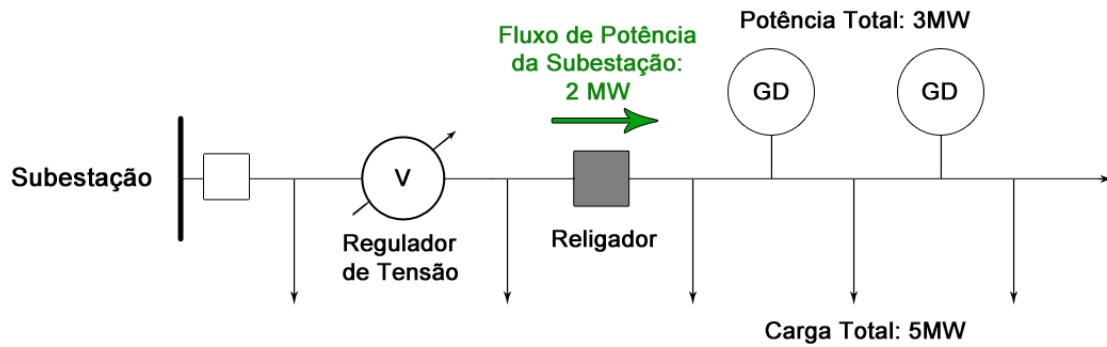


Figura 2.4- Fluxo de potência em geradores distribuídos.
Fonte: Nascimento (2013).

Neste caso, como as perdas nas linhas de distribuição são desconsideradas, a subestação fica responsável por fornecer apenas 2 MW para as cargas, uma vez que os GDs atuam suprindo os 3 MW restantes da demanda total. Nesse cenário, o *tap* do RAT do alimentador encontra-se em uma posição apropriada para manter o perfil de tensão exigido pelas normas regulamentadoras. Esta situação pode ser caracterizada pela equação (1) mostrada na sequência, em que os valores de potências fornecidas pela subestação e geradores distribuídos são especificados como $(P_{SUB} + jQ_{SUB})$ e $P_G + jQ_G$, respectivamente, enquanto que o valor de $(P_L + jQ_L)$ representa o valor de potência consumida pela carga.

$$P_{SUB} + jQ_{SUB} = (P_L + jQ_L) - (P_G + jQ_G) \quad (1)$$

Considerando, agora, que ocorra uma falta no sistema elétrico. Primeiramente, o dispositivo religador se abriria, e por sua vez, os GDs seriam desconectados pelos requisitos da proteção anti-ilhamento. Na sequência, com o religamento do SD (fechamento do dispositivo religador), o fluxo de potência sobre o religador sofreria um aumento significativo, uma vez que no intervalo entre a desconexão dos GDs e o fechamento do dispositivo religador, a subestação passou a alimentar a carga total de 5 MW de maneira integral, não contando mais com a parcela de 3 MW fornecida anteriormente pelos GDs, conforme mostrado na figura 2.5. Esta situação pode ser caracterizada pela equação (2) mostrada na sequência, em que o valor de potência fornecida pela subestação é especificado como $(P_{SUB}' + jQ_{SUB}')$, enquanto que o valor de $(P_L + jQ_L)$ representa o valor de potência consumida pela carga. Vale ainda ressaltar, que nesta situação, o termo $(P_G + jQ_G)$ é nulo, não sendo representado na equação, uma vez que os GDs encontram-se desconectados do SD.

Essa mudança abrupta de potência de fornecimento impacta no aparecimento de um afundamento de tensão, cuja duração está relacionada com o tipo de falta, temporária ou permanente; e com a operação do RAT, a qual pode ser longa em função da lentidão de atuação desse dispositivo no processo de regularização da tensão elétrica fornecida aos

consumidores. Ainda na sequência, a figura 2.6, extraída de Nascimento (2013), exemplifica a resposta da tensão na linha de distribuição durante o a atuação do RAT após o processo de religamento.

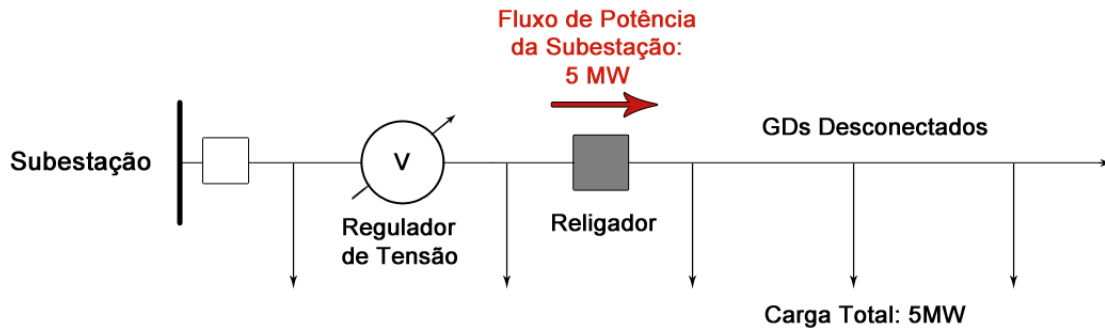


Figura 2.5– Fluxo de potência sem geradores distribuídos.
Fonte: Nascimento (2013).

$$P_{SUB} + jQ_{SUB} = (P_L + jQ_L) \quad (2)$$

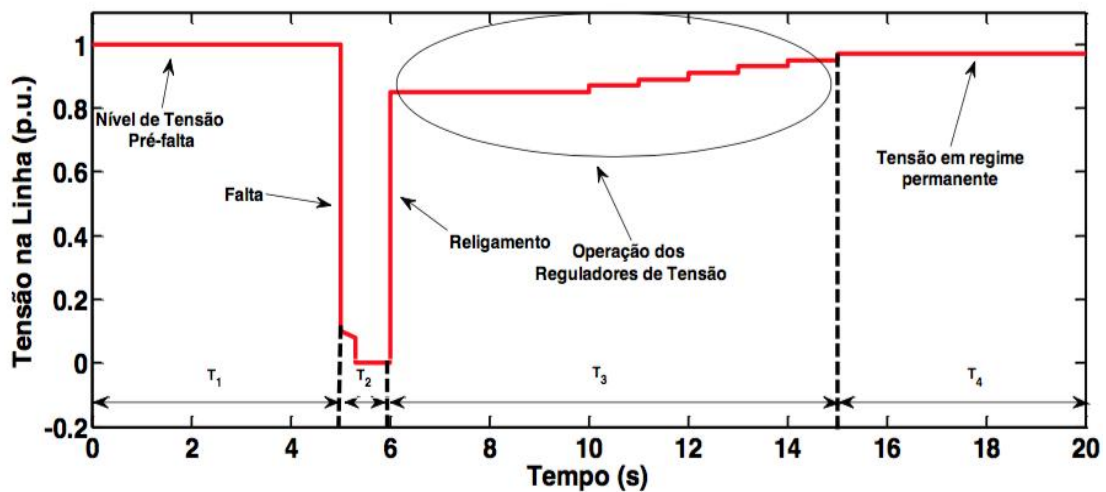


Figura 2.6–Perfil de tensão em uma linha de distribuição após o religamento da mesma e atuação do RAT.

Fonte: Nascimento (2013).

Analisando o comportamento ilustrado na Figura 2.6, pode-se afirmar que a desconexão dos GDs do sistema de distribuição, devido à atuação do sistema de proteção anti-ilhamento, caracteriza um problema grave de variação de tensão que impacta diretamente reduzindo os índices de QEE, e, portanto, merece ser analisado detalhadamente para que soluções eficazes possam ser propostas.

Segundo Trindade, Vieira Jr. e Freitas (2015), analiticamente, a tensão na barra de carga (V_L) da topologia do sistema representado na figura 2.3 deste trabalho, pode ser representada pela equação (3), em que se considera que o ângulo de fase entre V_L e V_S é desprezível.

$$V_L \approx V_S + \frac{R.(P_G - P_L) + X.(Q_G - Q_L)}{V_L} \quad (3)$$

Na equação, V_S é a magnitude de tensão sobre o regulador de tensão, P_G e Q_G representam nesta sequência, as potências ativa e reativa geradas pelos GDs. P_L e Q_L são as potências ativa e reativa consumidas pelas cargas, respectivamente. E a resistência e reatância da linha de distribuição que conectam o regulador de tensão (RAT) a barra de carga são representadas por R e X , respectivamente.

Analisando a equação (3), nota-se que as variações de tensão tornam-se críticas quando o valor de V_L diminui, principalmente em situações resultantes de variações abruptas de potência ativa e/ou reativa geradas pelos GDs conectados ao longo da linha de distribuição, termos P_G e Q_G . Dessa maneira, este trabalho de pesquisa visa impedir que o SD fique sujeito a situações de variações abruptas de potência durante sua operação; para isso propõe-se o bloqueio da atuação dos religadores automáticos ao longo do SD, uma vez que estes, em momentos de faltas e/ou falhas no sistema elétrico, são os primeiros a atuarem, levando a atuação subsequente da proteção anti-ilhamento que atuam desconectando os GDs do SD.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentadas as características do sistema elétrico a ser analisado, partindo da modelagem do sistema elétrico base, bem como o ajuste dos seus componentes e parâmetros. Para realizar as simulações do presente trabalho de pesquisa fez-se uso do programa *PowerFactory*, desenvolvido pela companhia alemã DIgSILENT GmbH. Por meio desta ferramenta computacional torna-se possível a realização de análises estáticas e dinâmicas, além de implementações de reguladores de tensão, transformadores com ajuste automático de *taps* e religadores, que neste trabalho são essenciais.

3.1 MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO

O modelo do sistema elétrico, denominado Caso Base foi o mesmo estudado como Sistema-teste 02 em Nascimento (2013), porém como a versão educacional do programa apresenta limite de operação de 50 barras, o sistema elétrico foi reduzido. Vale ressaltar, que apesar da minimização no número de barras do sistema elétrico base, o mesmo ainda faz referência a um sistema elétrico real.

O diagrama mostrado na figura 3.1 representa o modelo do sistema elétrico Caso Base analisado no *PowerFactory*, sendo que os parâmetros e valores de todos os elementos encontram-se no apêndice.

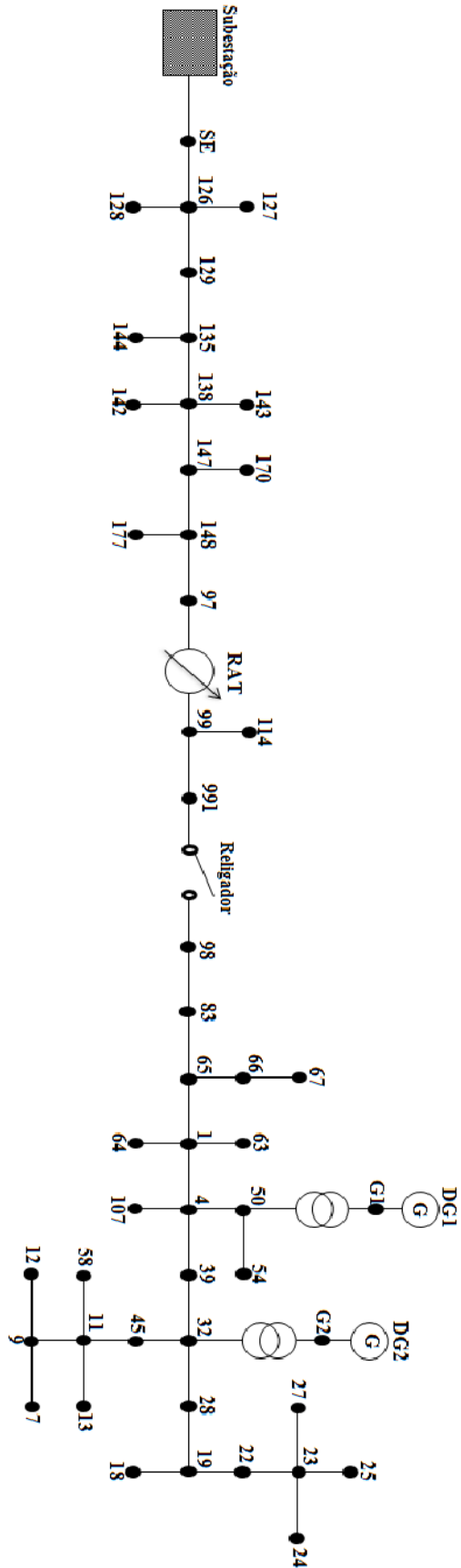


Figura 3.1 – Topologia do sistema elétrico implementado no *PowerFactory*.

3.2 MÉTODOS DE ANÁLISE

Inicialmente, a metodologia de análise aplicada a este trabalho de pesquisa foi dividida em duas grandes etapas. A primeira delas é responsável por caracterizar o problema das variações de tensão causadas pela desconexão de geradores distribuídos da rede elétrica devido à proteção anti-ilhamento, fenômeno este que pode impactar negativamente sobre os índices de QEE. Já a segunda metodologia de análise propõe um método que visa minimizar essas variações de tensão indesejadas por meio da inibição da atuação dos religadores automáticos.

Vale ressaltar que para todos os casos analisados, buscou-se ajustar os blocos de simulação, tais como: Subestação, Transformadores, RAT, Religador e GDs para que suas respectivas respostas se assemelhassem às de um sistema elétrico real.

3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Sendo assim, em um primeiro momento considerou-se que as simulações realizadas utilizando-se o sistema elétrico Caso Base foram conduzidas com os religadores automáticos funcionamento normalmente. Nesta situação, foram realizadas duas análises distintas, sendo uma estática e outra dinâmica.

A análise estática teve como intuito avaliar a extensão das variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento dos geradores distribuídos, ou seja, a variação de tensão resultante da desconexão dos GDs do SD. Para isso, utilizou-se o programa *PowerFactory* para calcular fluxos de potência em seis situações distintas, sendo duas para cada nível de carregamento. Nestas simulações, o fluxo de potência foi calculado sem a presença dos GDs e posteriormente com a presença dos mesmos.

A análise dinâmica teve como objetivo verificar a resposta do sistema elétrico Caso Base, no domínio do tempo, quando o mesmo foi submetido a diferentes cenários. Nesta etapa, foram contabilizados 3 cenários distintos, em que se alterou o nível de carregamento do SD (carga pesada, carga média e carga leve). Quando submetido a alguma falta e/ou falha o religador automático atua isolando a porção faltosa do sistema elétrico, que posteriormente, passava pela desconexão dos geradores distribuídos devido à atuação de sua proteção anti-ilhamento. Logo após a desconexão desses geradores, os religadores automáticos atuam realizando a reconexão da porção isolada ao SD. Entretanto, nesse momento, a injeção de potência ativa e reativa na rede passa a ser inferior, uma vez que os GDs ainda encontram-se desconectados da rede elétrica, sendo assim as tensões nodais de pós-falta são inferiores as de pré-falta, o que caracteriza um distúrbio de afundamento de tensão, conforme representado anteriormente na figura 2.6 da seção 2.5 deste trabalho.

Ainda considerando-se a análise dinâmica, utilizou-se para as simulações a barra 12, uma vez que esta é caracterizada por ser a barra com menor valor de tensão em regime permanente de todo o sistema elétrico, representando assim, o caso mais crítico.

3.2.2 VALIDAÇÃO DA PROPOSTA DE SOLUÇÃO

Em um segundo momento, após a caracterização do problema enfrentado e simulado na primeira etapa da metodologia de análise, criou-se condições para a aplicação da solução proposta para minimizar as variações de tensão causadas pela desconexão dos GDs do sistema de distribuição, sendo assim promoveu-se o bloqueio da operação dos religadores automáticos e novas simulações foram realizadas.

Na busca pela validação da solução proposta serão considerados os mesmos cenários da simulação com os religadores automáticos funcionando normalmente, com exceção da duração da falta, que deverá ser ajustada de forma a não extrapolar o limite suportável pelos GDs presentes na rede elétrica.

Para essas simulações, que serão detalhadas no capítulo 5 deste trabalho de pesquisa, foram variados os mesmos parâmetros do capítulo 4, além da variação da duração da falta, que foi ajustada para expor o sistema de teste à condição mais crítica.

4 ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES

Neste capítulo, estão explicitados os resultados das simulações estáticas e dinâmicas realizadas a partir do Caso Base considerando-se os diferentes cenários descritos no capítulo anterior. Os resultados obtidos nas simulações serão expostos neste capítulo sob a forma de gráficos e analisados detalhadamente na seção 4.3, onde serão realizados cálculos para caracterizar a intensidade dos afundamentos de tensão, considerando-se como fator principal, o tempo necessário para que o RAT atue levando o sistema elétrico à sua tensão de regime permanente no período de pós-falta.

4.1 ANÁLISE ESTÁTICA DO SISTEMA ELÉTRICO

Como proposto, inicialmente, foi realizada uma análise estática a partir do sistema elétrico representado na figura 3.1. Essa análise teve como intuito avaliar a extensão das variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento dos geradores distribuídos, para isso, foram realizadas duas simulações para cada nível de carregamento.

Primeiramente, sem a presença dos GDs, foi determinado o *tap* de operação do RAT para que a tensão de regime permanente na barra de referência (barra 12) respeitasse os valores dos patamares definidos pela agência reguladora de energia elétrica. Na sequência, o mesmo procedimento foi realizado, porém com a presença dos geradores distribuídos ao longo do SD. A tabela 4.1 caracteriza as respectivas posições do *tap* de operação do RAT para os seis diferentes casos.

Tabela 4.1 – Posições dos *taps* para diferentes casos.

Nível de Carregamento dos GDs	Caso considerado	Posição do <i>tap</i> do RAT
Máximo	Sem a presença dos GDs	-7
	Com a presença dos GDs	0
Médio	Sem a presença dos GDs	-7
	Com a presença dos GDs	-4
Mínimo	Sem a presença dos GDs	-7
	Com a presença dos GDs	-3

4.2 ANÁLISE DINÂMICA DO SISTEMA ELÉTRICO

Após finalizar as simulações relativas a análise estática do sistema, foram realizadas novas simulações no domínio do tempo, o que proporcionou uma análise dinâmica do problema estudado neste trabalho de pesquisa. Por meio destas simulações, tornou-se possível verificar a resposta do sistema elétrico estudado quando o mesmo é submetido a diferentes situações, conforme detalhado na seção 3.2 do capítulo 3.

Para as simulações considerou-se a seguinte sequência de eventos:

- $t = 0$ segundos: a simulação é iniciada com todo o sistema elétrico conectado e em regime permanente;
- $t = 10$ segundos: ocorre um curto-circuito trifásico na barra 83.
- $t = 10,116$ segundos: o religador atua (abre) isolando a porção do sistema que contém os GDs do restante;
- $t = 10,333$ segundos: todos os GDs à jusante do religador são desconectados por meio de suas respectivas proteções anti-ilhamento;
- $t = 10,633$ segundos: O religador atua (fecha) novamente realizando a reconexão da porção isolada anteriormente ao SD principal;
- $t = 10,753$ segundos: a falta é eliminada e a tensão reestabelecida, porém, neste momento, os GDs encontram-se desconectados da rede e assim permaneceram até o fim da simulação;
- $t = 70$ segundos: fim da simulação.

Com relação ao regulador automático de tensão (RAT), foi considerado o citado no item 2.3 do Capítulo 2 deste documento, com tempo inicial de atuação de 30 segundos e duração de cada mudança de *tap* (*transition time*) de 3 segundos. As figuras 4.1, 4.2 e 4.3 retratam os gráficos dos comportamentos do nível de tensão na barra 12 durante a atuação do dispositivo RAT para três diferentes níveis de carregamento do SD: máximo, médio e mínimo, respectivamente, logo após o sistema ter sido submetido a um curto-circuito trifásico na barra 83.

4.2.1 CARREGAMENTO MÁXIMO

Na condição de carregamento máximo, considera-se que a carga total do sistema elétrico representado na figura 3.1 é igual a 100% do valor especificado no apêndice deste trabalho de pesquisa.

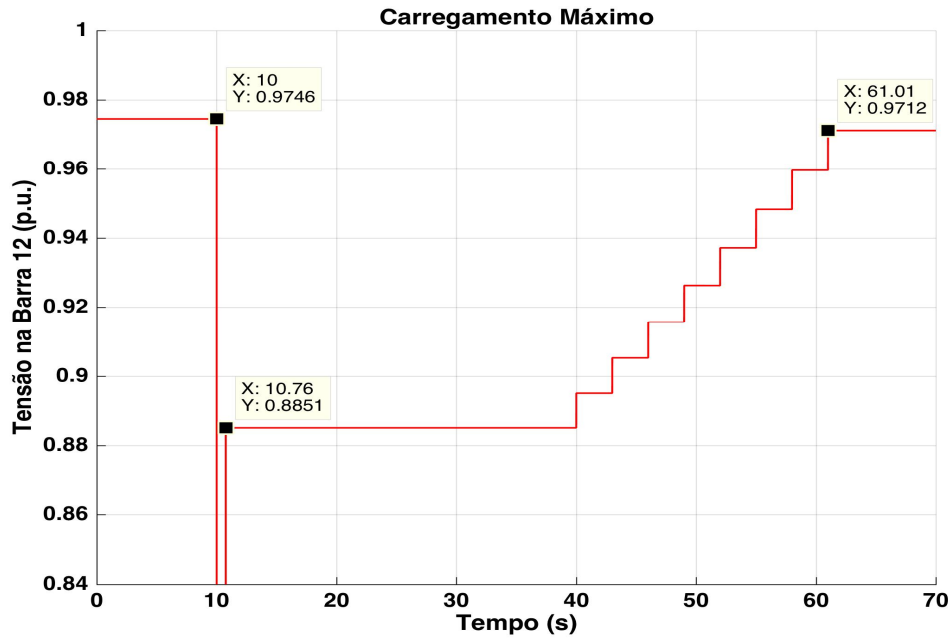


Figura 4.1 – Variação da tensão na barra 12 na condição de carregamento máximo do SD após a aplicação de um curto-circuito trifásico na barra 83.

4.2.2 CARREGAMENTO MÉDIO

Por outro lado, na condição de carregamento médio, considera-se que a carga total do sistema elétrico representado na figura 3.1 é igual a 75% do valor especificado no apêndice deste trabalho de pesquisa.

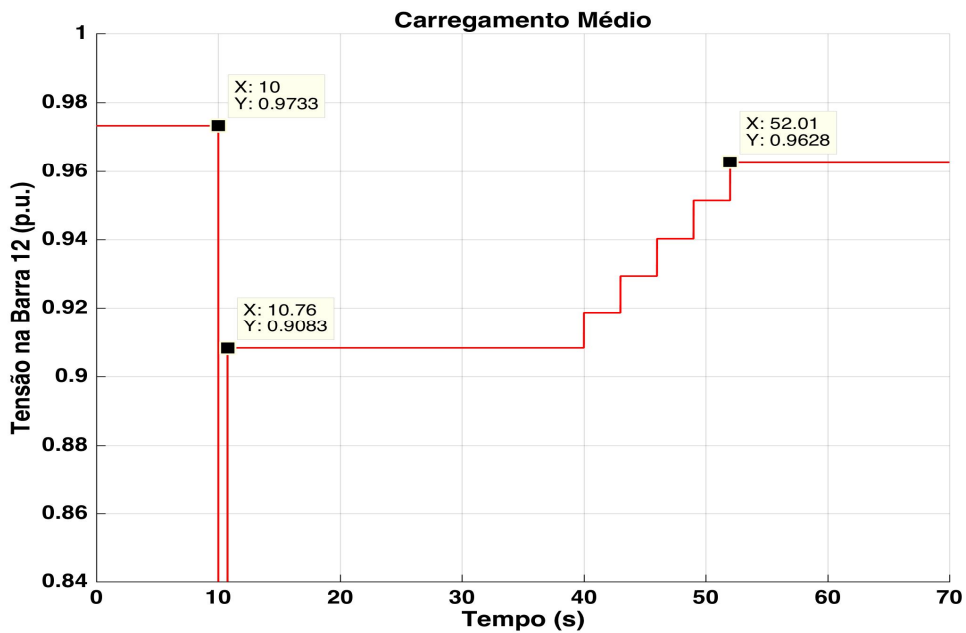


Figura 4.2 – Variação da tensão na barra 12 na condição de carregamento médio do SD após a aplicação de um curto circuito trifásico na barra 83.

4.2.3 CARREGAMENTO MÍNIMO

Por fim, na condição de carregamento mínimo, considera-se que a carga total do sistema elétrico representado na figura 3.1 é igual a 50% do valor especificado no apêndice deste trabalho de pesquisa.

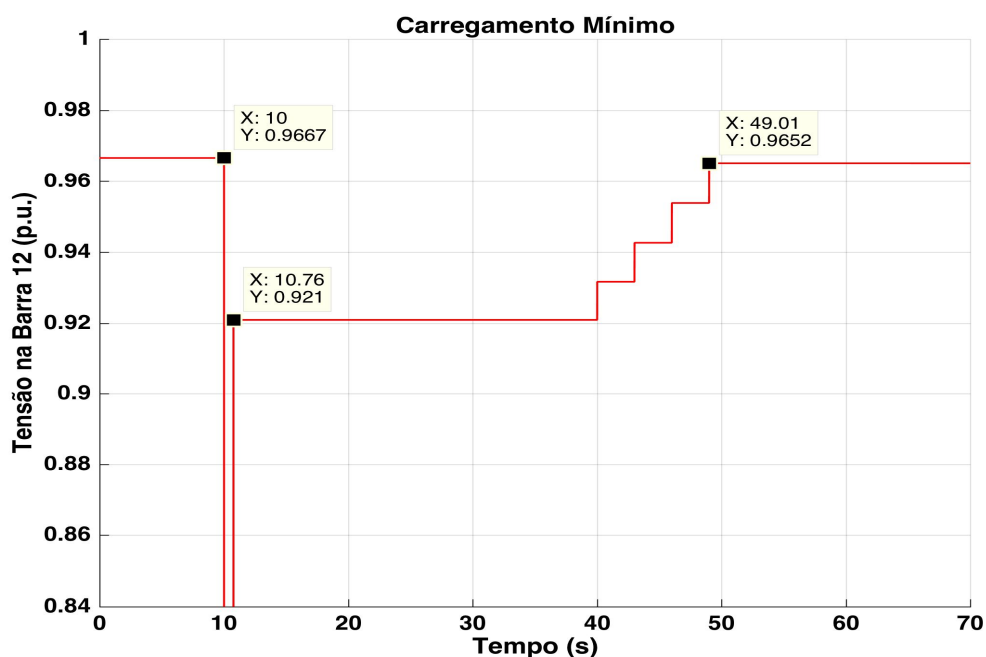


Figura 4.3 – Variação da tensão na barra 12 na condição de carregamento mínimo do SD após a aplicação de um curto circuito trifásico na barra 83.

4.3 ANÁLISE DA INTENSIDADE DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO PARA DIFERENTES NÍVEIS DE CARREGAMENTO DO SD

Analisando detalhadamente os gráficos da seção 4.2 para os diferentes níveis de carregamento do sistema de distribuição, pode-se notar que o comportamento de todos os casos é semelhante. No início da simulação, a tensão na barra de referência é igual ao seu valor de regime permanente até o momento em que a falta ocorre ($t = 10$ segundos), neste momento independentemente do nível de carregamento do sistema, a tensão sofre a mesma oscilação, o que resulta na desconexão de uma porção do sistema elétrico devido à atuação dos religadores automáticos, e que posteriormente, ocasiona a desconexão dos geradores distribuídos em função da proteção anti-ilhamento. Após o período de 753 ms a falta é finalmente eliminada, e a tensão no SD é reestabelecida, porém neste momento, sem a presença dos geradores distribuídos, resultando em diferentes níveis de variações de

tensão. É neste exato momento que, buscando corrigir essas variações de tensão, o RAT começa a atuar realizando a comutação de seus *taps* até que o sistema retorne a um novo valor de tensão de regime permanente.

Para os três diferentes níveis de carregamento, pode-se realizar uma análise considerando tanto a intensidade da variação tensão na barra de referência (barra 12) quanto o tempo necessário para o reestabelecimento da tensão de regime permanente, sendo este último diretamente relacionado ao número de comutações executadas pelo RAT, conforme exemplificado na figura 4.4.

Vale ressaltar que de todos os níveis de carregamento, o sistema de teste Caso Base apresentou afundamento de tensão apenas para a condição de carga pesada (100% da carga especificada no apêndice), uma vez que a tensão na barra de referência atingiu o valor de 0,8851 pu. Para os níveis de carregamento médio e leve, a tensão na barra de referência não chegou a atingir valores que caracterizariam o fenômeno de afundamento de tensão de acordo com o PRODIST (2013), que se encontra especificado na tabela 2.4 deste trabalho. Entretanto, por apresentarem valores de tensão inferiores a 0,93 pu são caracterizados como um nível precário de tensão de fornecimento de acordo com a tabela 2.1.

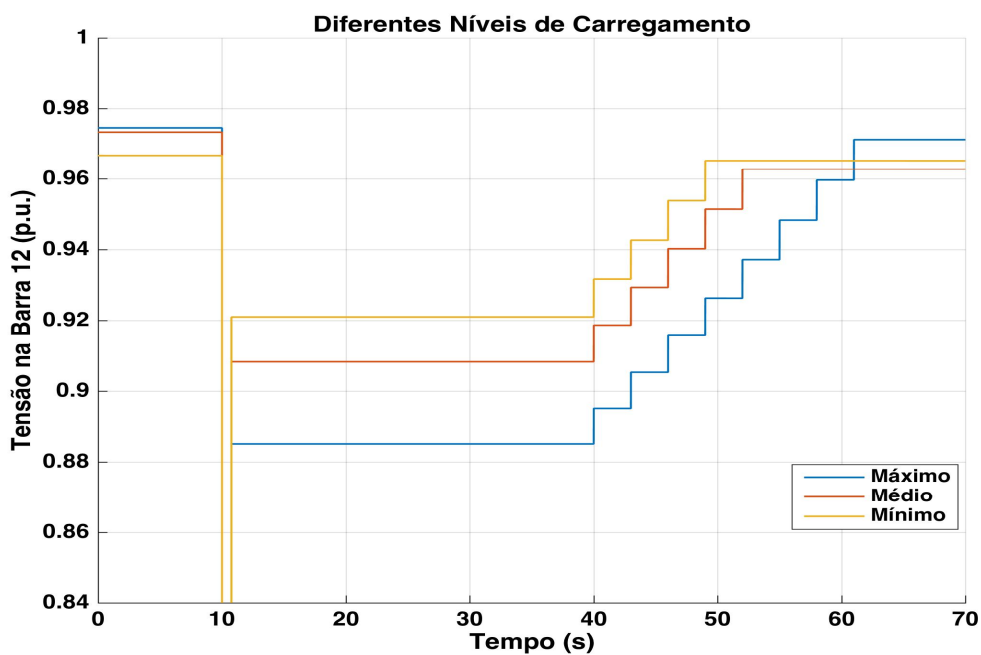


Figura 4.4 – Comparação dos casos simulados com diferentes níveis de carregamento do SD.

Buscando caracterizar a intensidade das variações de tensão para os diferentes níveis de carregamento do sistema elétrico, serão calculados índices genéricos, que levam em consideração, prioritariamente, o tempo necessário para que o RAT atue completamente, levando a tensão de linha

na barra de referência à sua nova tensão de regime permanente no período de pós-falta. Para isso, devem-se considerar os parâmetros mostrados na figura 2.2, localizada no capítulo 2 deste documento.

Considerando-se a figura 2.2, dois índices devem ser observados: ΔT_{TAP} e ΔT_R , sendo que o primeiro deles caracteriza o tempo até a ocorrência da primeira alteração de *tap* do RAT, que neste trabalho especificou-se como possuindo duração de 30s, enquanto que o último reflete o tempo total de duração do fenômeno da variação de tensão.

Analisando os gráficos simulados para os três diferentes níveis de carregamento do SD exemplificados nas figuras 4.1, 4.2 e 4.3, e considerando-se os marcadores numéricos representados nos mesmos, pode-se realizar o cálculo de ΔT_R para os três casos simulados, uma vez que este índice é calculado por meio da diferença entre o instante de tempo que a tensão na barra de referência atinge o seu novo valor de regime permanente pós-falta em relação ao instante em que a falta é completamente extinguida.

Os resultados de ΔT_R para cada um dos casos simulados são apresentados na sequência.

Ø Nível de carregamento máximo:

$$\Delta T_R = 61,01 - 10,76 = 50,25 \text{ s}$$

Ø Nível de carregamento médio:

$$\Delta T_R = 52,01 - 10,76 = 41,25 \text{ s}$$

Ø Nível de carregamento mínimo:

$$\Delta T_R = 49,01 - 10,76 = 38,25 \text{ s}$$

Levando em consideração os índices calculados, é possível observar que quanto maior o carregamento do SD, maior é o tempo necessário para que a tensão na barra de referência atinja seu novo valor de regime permanente no período de pós-falta. Além disso, em todos os cenários considerados houve violação dos níveis de tensão de regime permanente na barra de referência (barra 12), sendo que no caso de carregamento máximo do SD, a tensão nesta barra ficou dentro da faixa especificada pela ANEEL (2013) de 0,1 pu a 0,9 pu durante um tempo superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos, o que caracteriza um fenômeno de afundamento de tensão, resultando em um problema de qualidade de energia elétrica. Sendo assim, torna-se necessário elaborar uma alternativa para

mitigar esse fenômeno decorrente da atuação da proteção anti-ilhamento. Uma potencial solução para este problema é apresentada no capítulo 5.

5 PROPOSTA DE SOLUÇÃO

Neste capítulo, propõe-se uma solução para o problema demonstrado no capítulo anterior. A análise realizada pelas simulações apresentadas anteriormente mostrou que a atuação dos religadores automáticos e posterior ação da proteção anti-ilhamento ocasiona problemas de QEE, uma vez que ocorrem variações de tensão ao longo do SD, que contribuem para que o nível de tensão na barra de referência permaneça abaixo do patamar definido pela ANEEL durante um determinado intervalo de tempo, caracterizando o fornecimento como nível precário ou até mesmo crítico. Sendo assim, com o intuito de mitigar esse fenômeno indesejado, propõe-se que os religadores automáticos tenham sua atuação inibida, ou seja, sejam bloqueados durante a ocorrência de uma falta no sistema de distribuição de energia.

O bloqueio da ação desses religadores automáticos surge como uma alternativa que visa mitigar o fenômeno da variação de tensão ao longo do sistema elétrico no período de pós-falta. Esse bloqueio faria com que o sistema retornasse a tensão de regime permanente de maneira mais rápida, não dependendo da atuação de dispositivos RAT e nem da atuação desnecessária da proteção anti-ilhamento dos GDs, o que resultaria em uma melhoria dos índices previamente calculados no capítulo 4 deste trabalho.

Buscando validar a solução proposta, consideraram-se os mesmos cenários da simulação com os religadores automáticos funcionando normalmente, bem como a mesma sequência de ações. A única alteração foi em relação à duração da falta, que foi variada visando verificar os limites suportáveis pelos geradores distribuídos acoplados ao longo do sistema elétrico de potência, sendo que os valores máximos permitidos que não resultam em perda da estabilidade dos GDs ou na atuação da proteção interna dos mesmos são mostrados na tabela 5.1 deste trabalho. Vale ressaltar ainda, que durante todas as análises realizadas as potências ativa e reativa dos geradores distribuídos foram mantidas constantes em 4,6 MW e 1,8 MVar, respectivamente.

Tendo isso em mente, foram simulados 18 casos distintos, especificados na tabela 5.1, sendo que para cada um dos casos, foram monitoradas a tensão na barra de referência (barra 12) do SD e a frequência de ambos os geradores distribuídos presentes no sistema de teste Caso Base. Na sequência dos gráficos, que representam cada um dos cenários simulados, é realizada uma análise mais detalhada sobre os diferentes comportamentos encontrados.

Tabela 5.1 – Representação dos diferentes cenários utilizados para as simulações.

Caso considerado	Local da Falta	Tipo da Falta	Nível de Carregamento do SD [%]	Duração da Falta [ms]
Caso 1	Barra 83	Trifásica.	100	80
Caso 2		Monofásica.	100	> 1000
Caso 3		Trifásica.	75	110
Caso 4		Monofásica.	75	> 1000
Caso 5		Trifásica.	50	150
Caso 6		Monofásica.	50	> 1000
Caso 7	Barra 32	Trifásica.	100	80
Caso 8		Monofásica.	100	> 1000
Caso 9		Trifásica.	75	100
Caso 10		Monofásica.	75	> 1000
Caso 11		Trifásica.	50	140
Caso 12		Monofásica.	50	> 1000
Caso 13	Barra 24	Trifásica.	100	130
Caso 14		Monofásica.	100	> 1000
Caso 15		Trifásica.	75	220
Caso 16		Monofásica.	75	> 1000
Caso 17		Trifásica.	50	480
Caso 18		Monofásica.	50	> 1000

5.1 SIMULAÇÕES E ANÁLISES COM RELIGADOR AUTOMÁTICO BLOQUEADO

A escolha das barras 83, 32 e 24 teve o intuito de expor o sistema elétrico Caso Base a três cenários completamente distintos, uma vez que cada uma dessas barras localiza-se em uma determinada região. A barra 83 foi escolhida por ser a mais próxima do religador automático, a barra

32 por ser a mais próxima da barra de referência e a barra 24 por ser a mais distante tanto do religador automático quanto da barra de referência.

Com o intuito de verificar a resposta do sistema elétrico quando exposto a diferentes tipos de falta, foram simuladas faltas monofásicas (fase-terra) e trifásicas (falta plena) que resultaram em comportamentos da tensão na barra 12 (barra de referência) e da frequência dos geradores distribuídos (GD1 e GD2) completamente distintos, sendo assim optou-se por dividir os casos em duas seções 5.1.1 e 5.1.2.

Por meio dos diferentes cenários considerados nas simulações com o religador automático bloqueado, pode-se notar por meio da tabela 5.1 que o tipo da falta constitui um fator considerável que está diretamente relacionado com a duração máxima da falta suportável pelo SD para que não ocorra perda de sincronismo de seus geradores distribuídos durante o período de pós falta. Vale ainda ressaltar, que a localização da falta e o nível de carregamento do sistema elétrico também são fatores que podem alterar o tempo máximo suportável de duração da falta, porém de uma maneira mais sutil. Considerando a tabela 5.1, nota-se que a duração máxima da falta suportável pelo SD torna-se menor ao passo que a falta se aproxima da barra de referência e o carregamento do sistema elétrico aumenta. Tendo isto em mente, a análise dos casos levará em consideração esses três parâmetros: tipo da falta, localização da falta e nível de carregamento do SD.

5.1.1 SIMULAÇÕES PARA OS CASOS DE FALTAS TRIFÁSICAS

5.1.1.1 CURTO-CIRCUITO NA BARRA 83

Para os casos de 1, 3 e 5 considerou-se uma falta trifásica ocorrida na barra 83. As figuras 5.1, e 5.2, 5.3 e 5.4, 5.5 e 5.6 representam esses três casos, respectivamente, sendo que durante todas essas simulações, o religador automático foi mantido bloqueado.

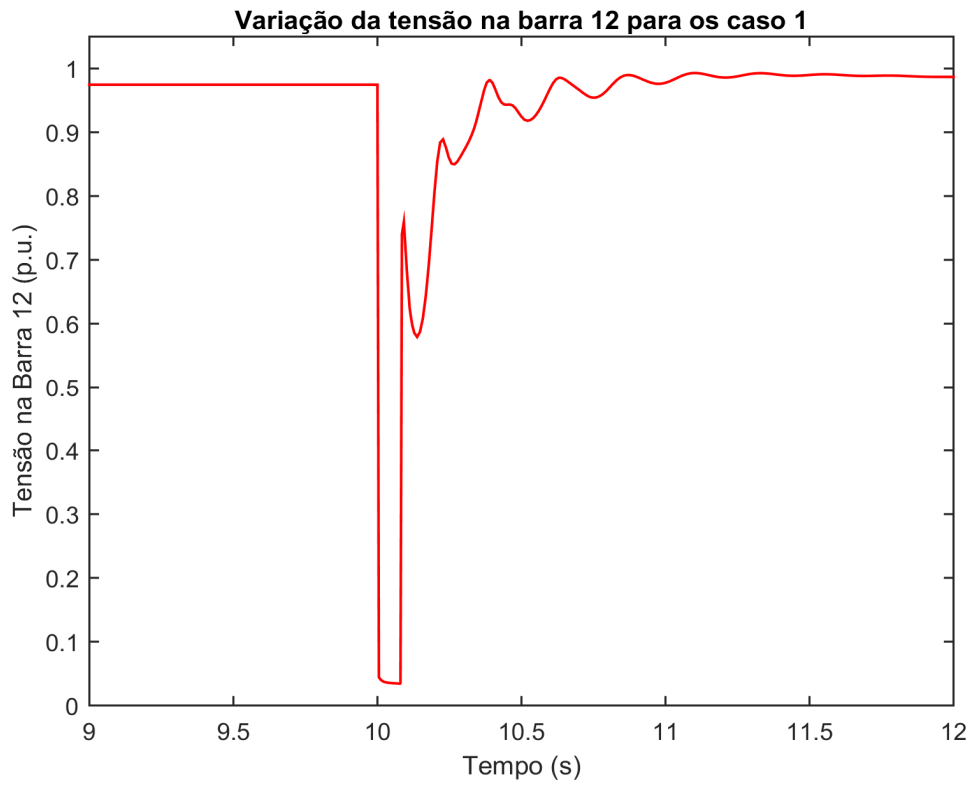


Figura 5.1 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 1.

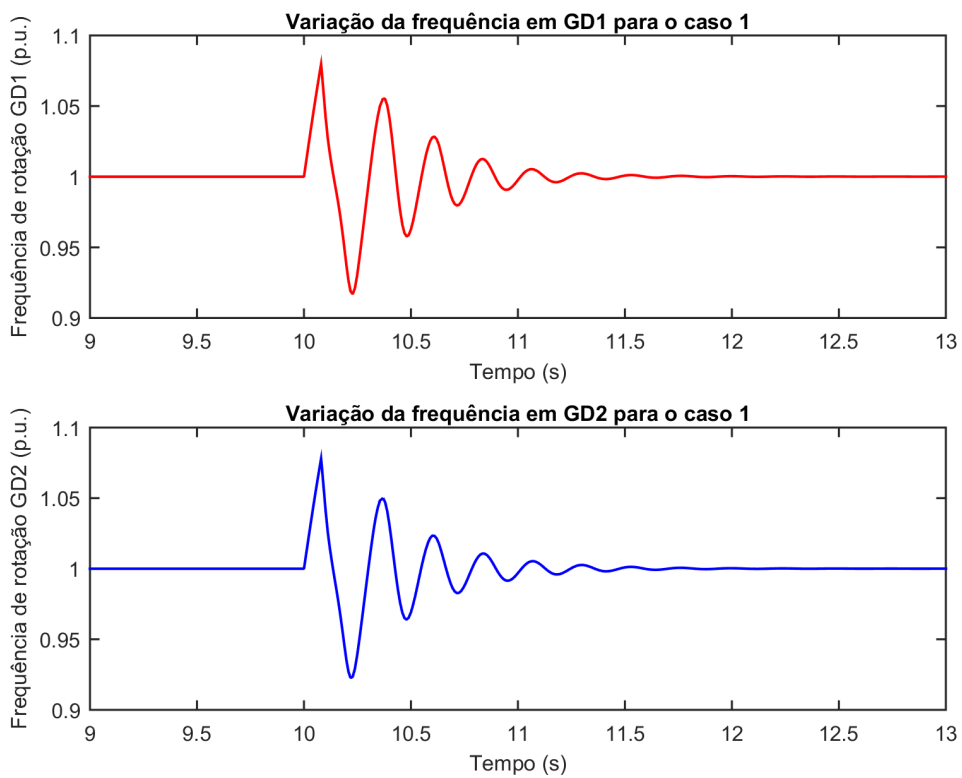


Figura 5.2 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 1.

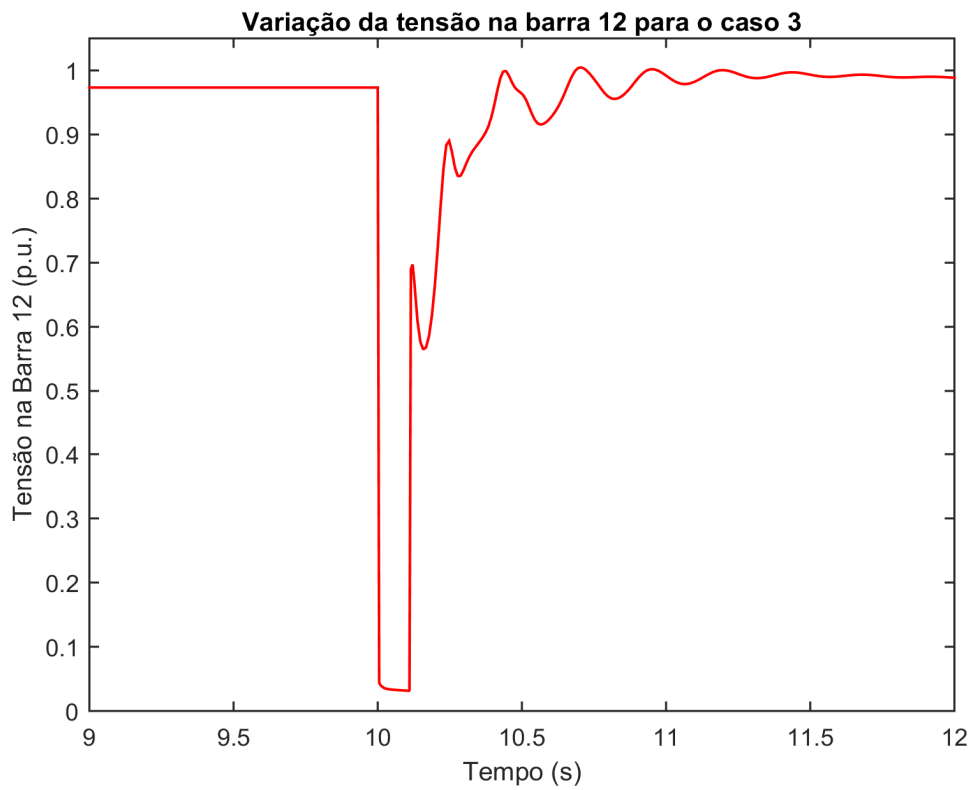


Figura 5.3 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 3.

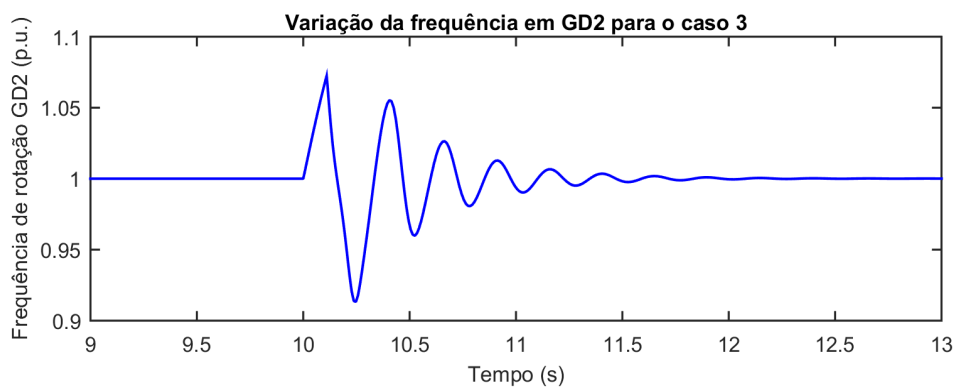
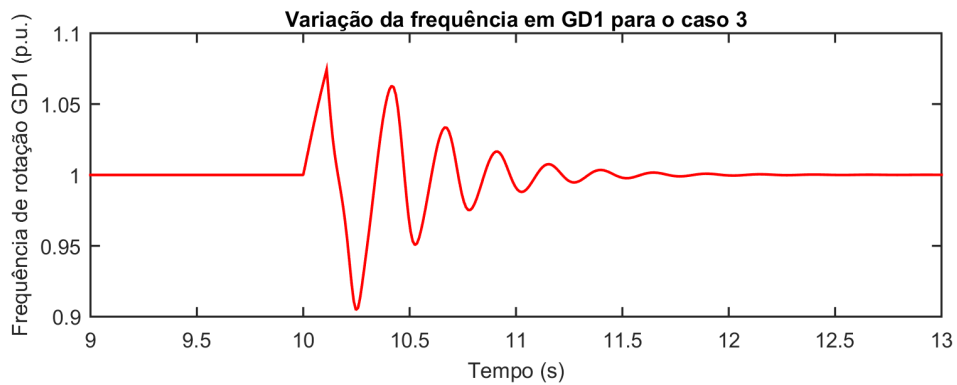


Figura 5.4 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 3.

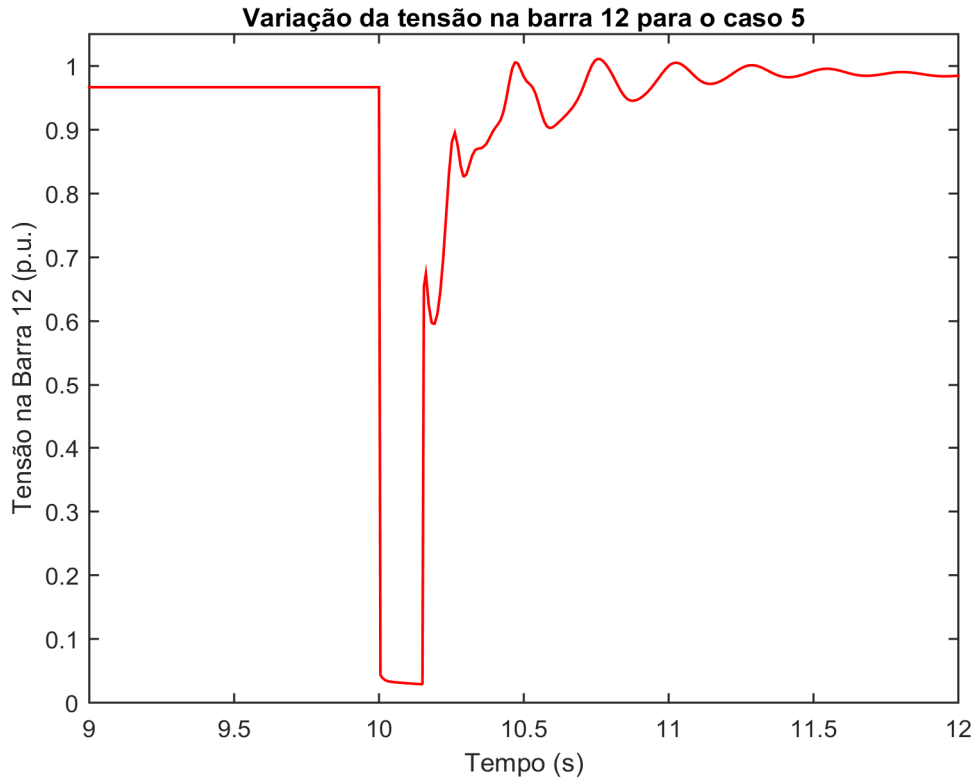


Figura 5.5 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 5.

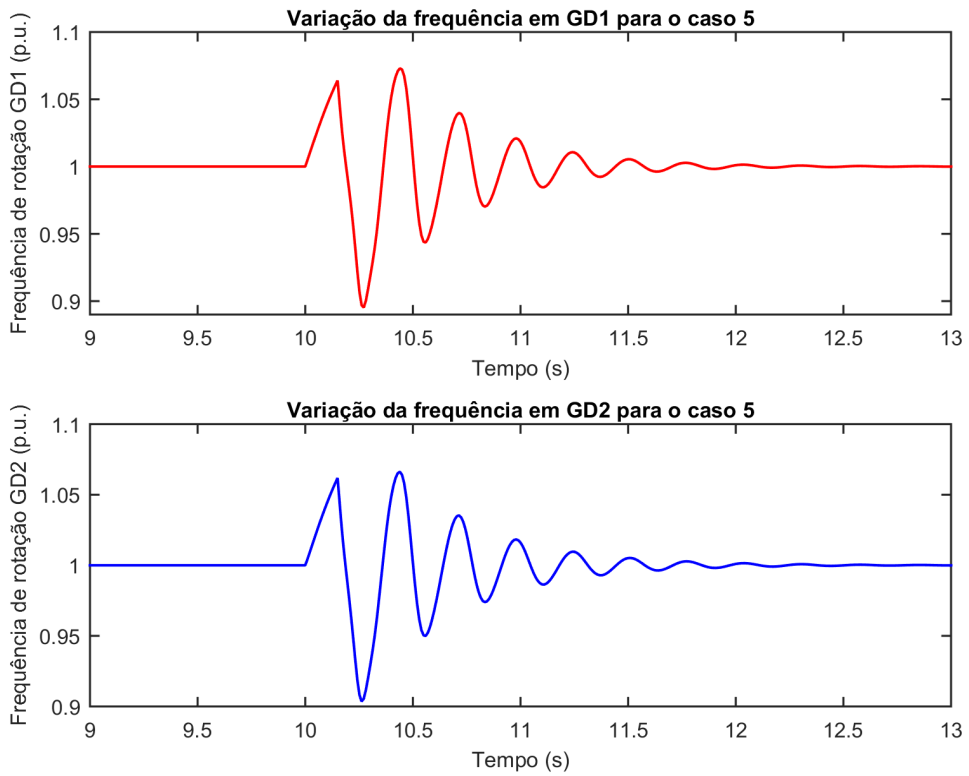


Figura 5.6 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 5.

Considerando-se os casos 1, 3 e 5, em que a falta trifásica foi simulada na barra 83, pode-se notar que o tempo máximo de duração da falta encontra-se entre 80 ms e 150 ms a depender do caso em estudo. Ainda para esses casos, para todos os níveis de carregamento do SD a tensão da barra de referência apresentou uma grande oscilação durante a ocorrência da falta, sempre retornando ao seu valor de regime permanente em um tempo inferior a 2s, entretanto este comportamento pode ser classificado como um fenômeno de interrupção de tensão seguido por um afundamento momentâneo de tensão, sendo representado nas figuras 5.1, 5.3 e 5.5. Com relação à variação de frequência dos geradores distribuídos 1 e 2 para os casos 1,3 e 5, pode-se notar que para os casos que possuem nível de carregamento pesado e médio essa variação foi superior a 5% porém inferior a 10% do valor nominal de operação dos mesmos, conforme representado nas simulações das figuras 5.2 e 5.4. Já para o nível de carregamento leve, caso 5, a variação de frequência pode chegar a até 11% do valor nominal de operação dos geradores distribuídos, conforme especificado na figura 5.6.

5.1.1.2 CURTO-CIRCUITO NA BARRA 32

Para os casos de 7, 9 e 11 considerou-se uma falta trifásica ocorrida na barra 32. As figuras 5.7, e 5.8, 5.9 e 5.10, 5.11 e 5.12 representam esses três casos, respectivamente, sendo que durante todas essas simulações o religador automático foi mantido bloqueado.

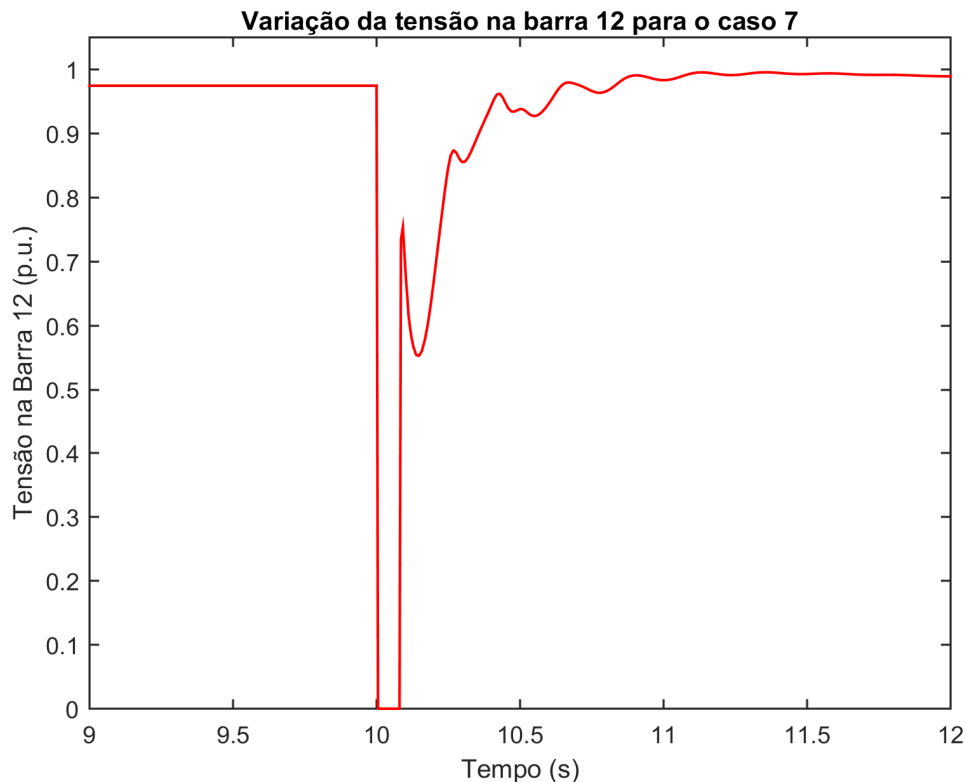


Figura 5.7 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 7.

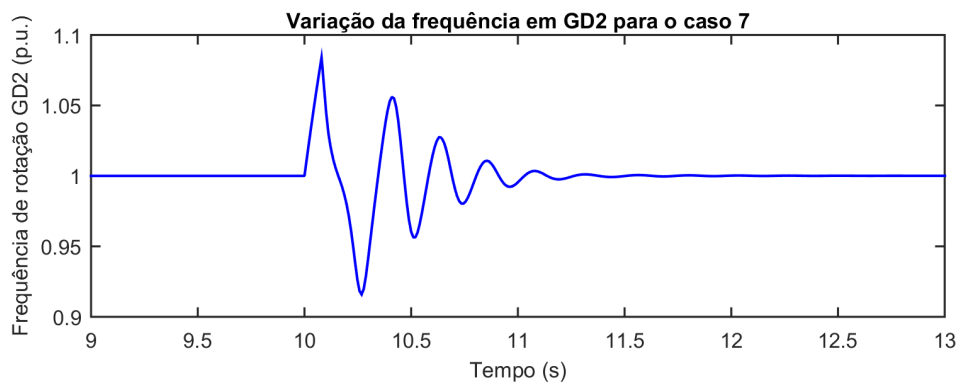
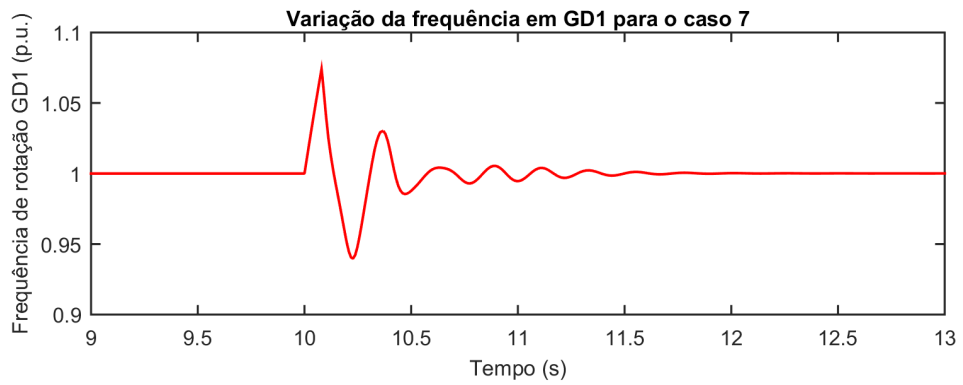


Figura 5.8 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 7.

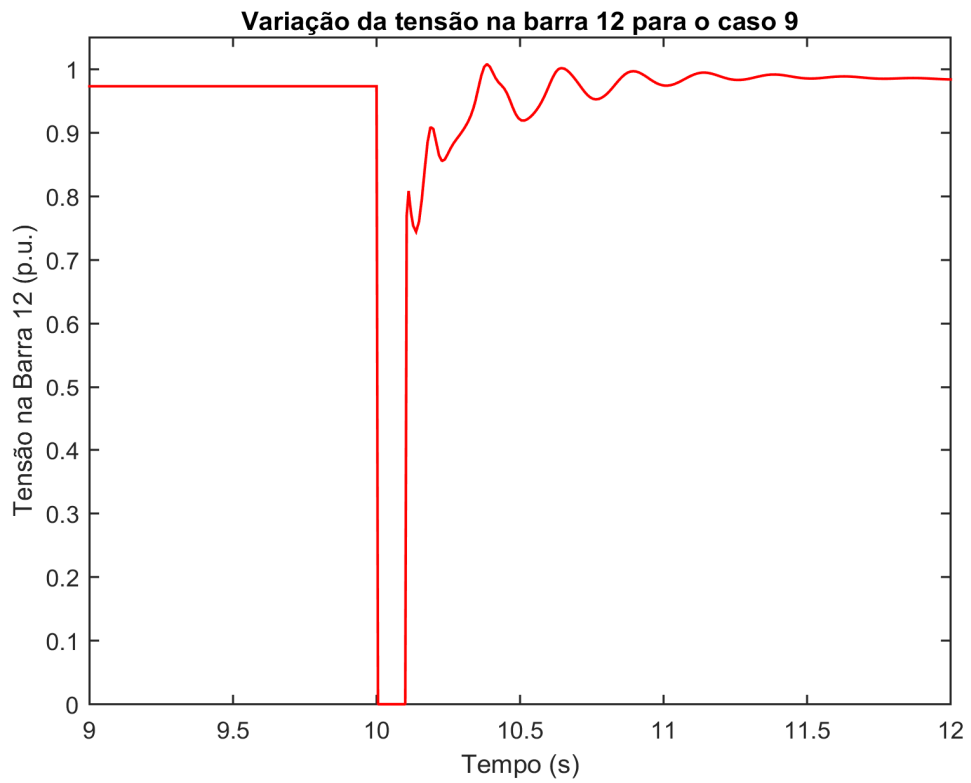


Figura 5.9 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 9.

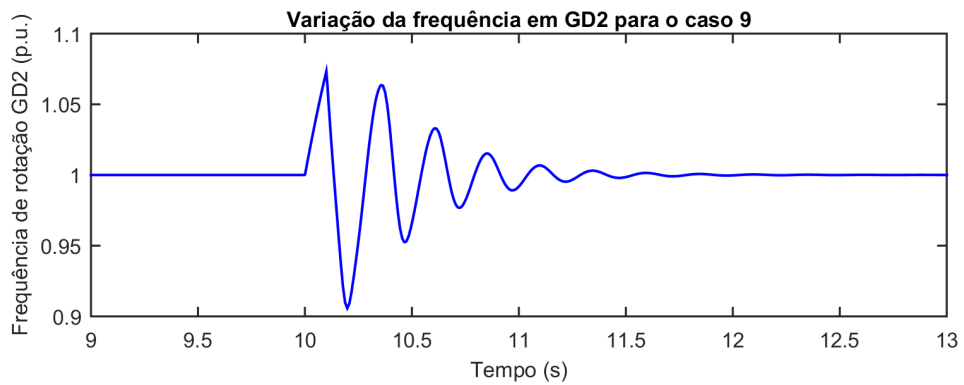
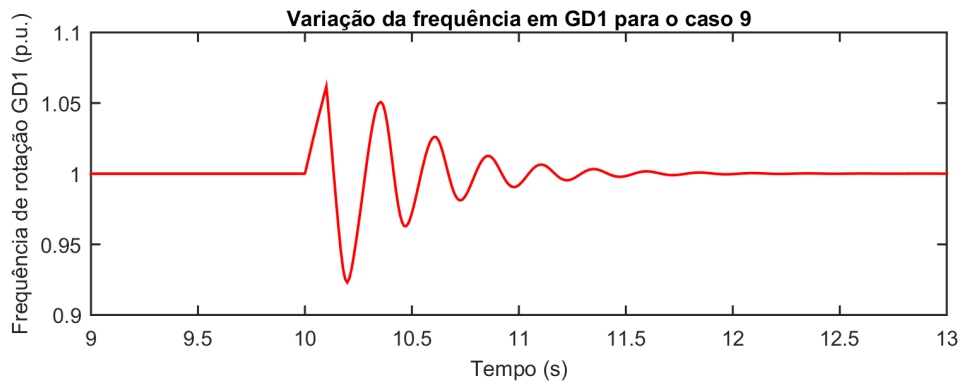


Figura 5.10 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 9.

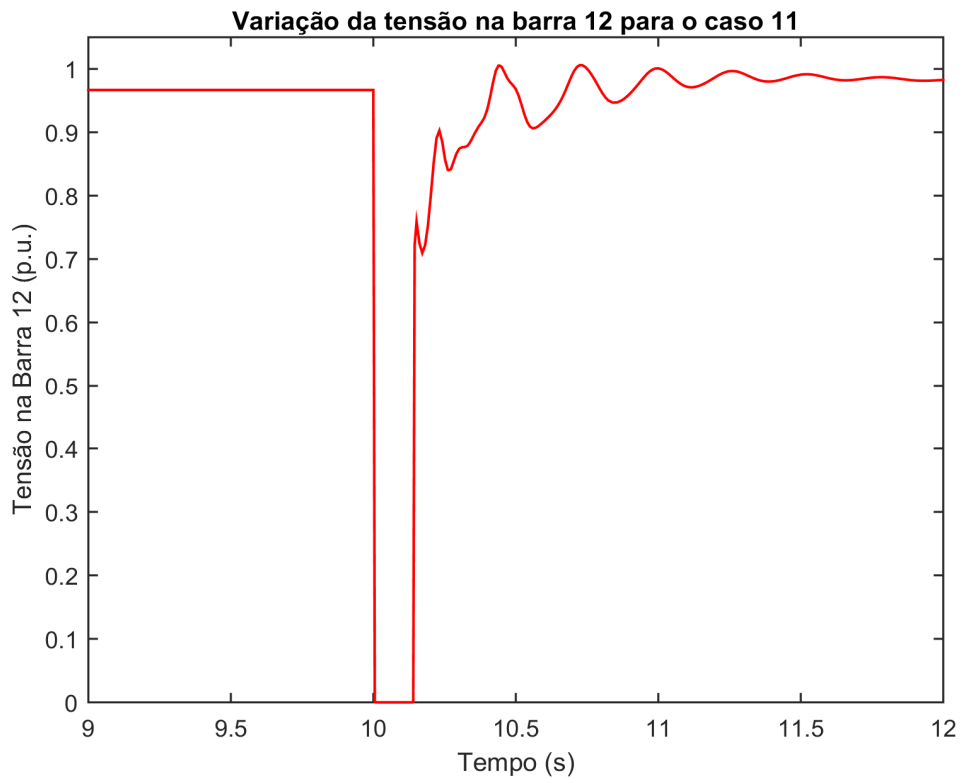


Figura 5.11 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 11.

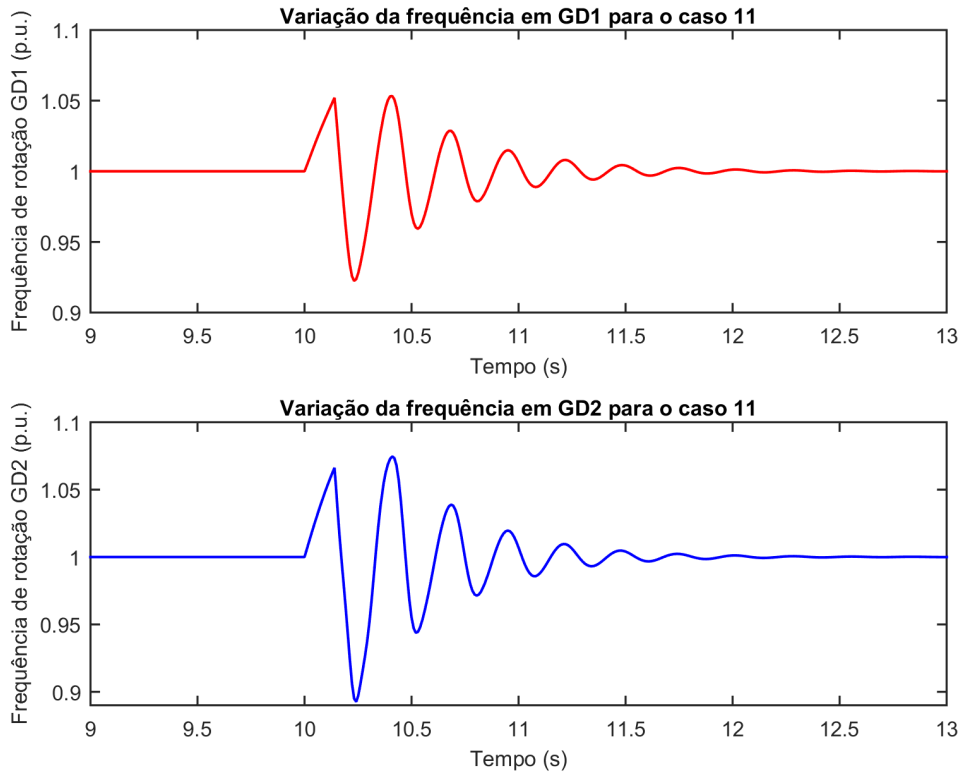


Figura 5.12 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 11.

Considerando-se os casos 7, 9 e 11, em que a falta trifásica foi simulada na barra 32, pode-se notar que o tempo máximo de duração da falta encontra-se entre 80 ms e 140 ms a depender do caso em estudo. Ainda para esses casos, para todos os níveis de carregamento do SD a tensão da barra de referência apresentou uma grande oscilação durante apenas a ocorrência da falta, sempre retornando ao seu valor de regime permanente em um tempo inferior a 2s, entretanto este comportamento pode ser classificado como um fenômeno de interrupção de tensão seguido por um afundamento momentâneo de tensão, sendo representado pelas figuras 5.7, 5.9 e 5.11. Com relação à variação de frequência dos geradores distribuídos 1 e 2 para os casos 7, 9 e 11, pode-se notar o mesmo comportamento do caso onde a falta trifásica foi simulada sobre a barra 83. Ou seja, para os casos em que o nível de carregamento do SD é médio (75% da carga total) ou pesado (100% da carga total) a variação de frequência dos GDs foi superior a 5% porém inferior a 10% do valor nominal de operação dos mesmos, sendo este comportamento especificado nas simulações representadas nas figuras 5.8 e 5.10. Já para o caso 11, que possui nível de carregamento leve, a variação da frequência dos GDs foi similar à apresentada no caso 5, podendo chegar a 11% do valor nominal de operação dos mesmos, conforme demonstrado na figura 5.12.

5.1.1.3 CURTO-CIRCUITO NA BARRA 24

Por fim, para os casos de 13, 15 e 17 considerou-se uma falta trifásica ocorrida na barra 24. As figuras 5.13, e 5.14, 5.15 e 5.16, 5.17 e 5.18 representam esses três casos, respectivamente, sendo que durante todas essas simulações o religador automático foi mantido bloqueado.

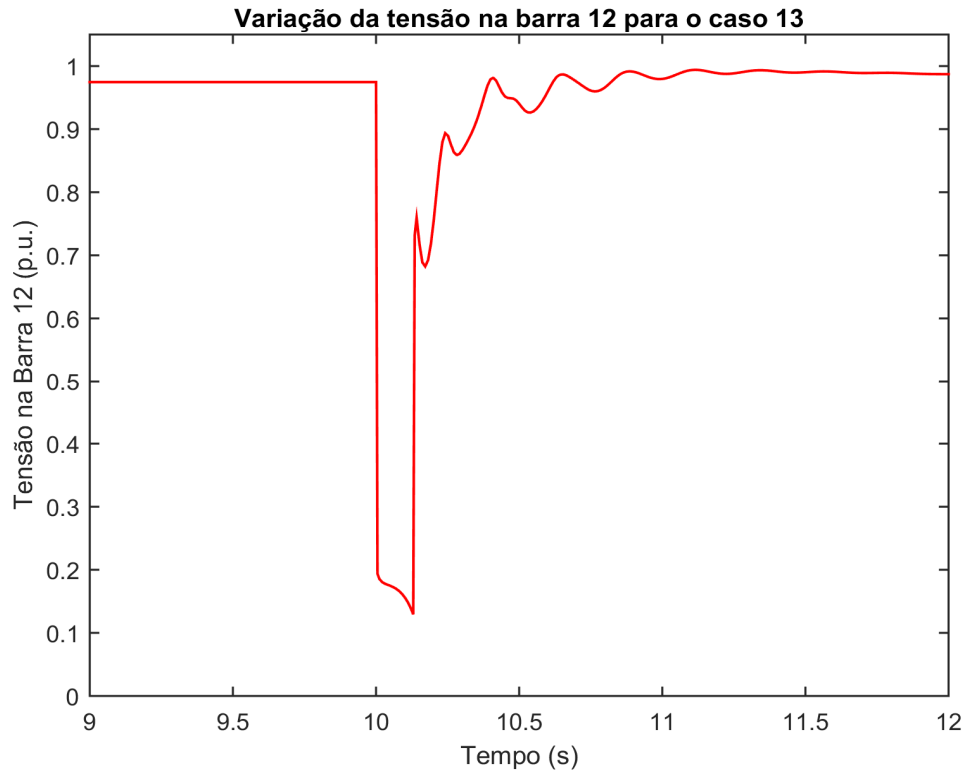


Figura 5.13 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 13.

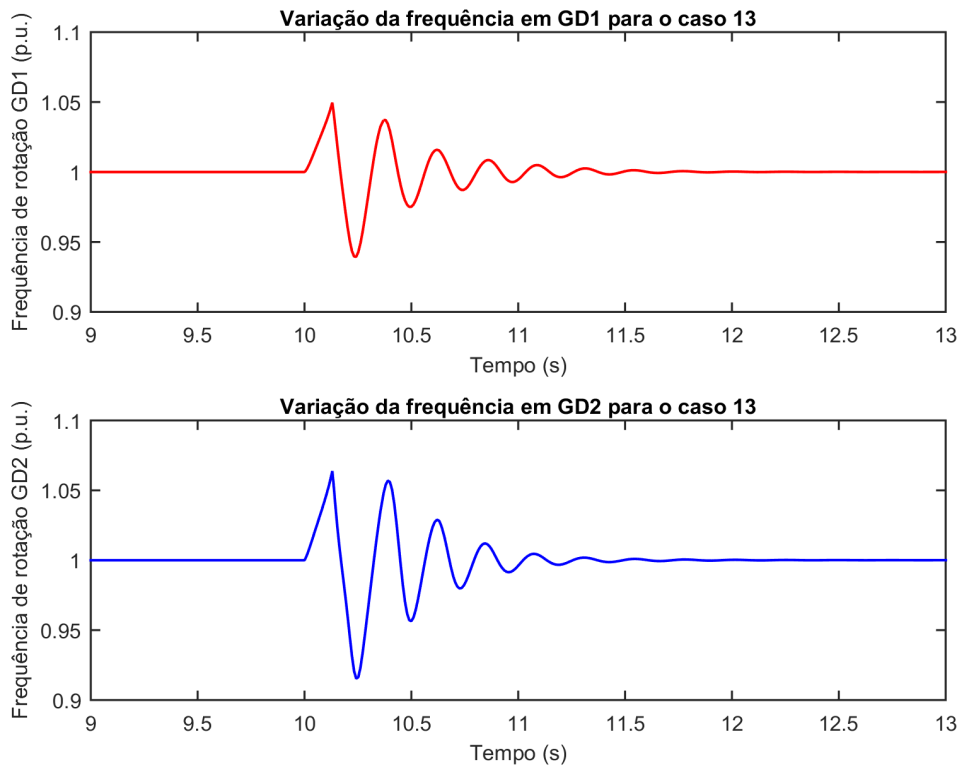


Figura 5.14 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 13.

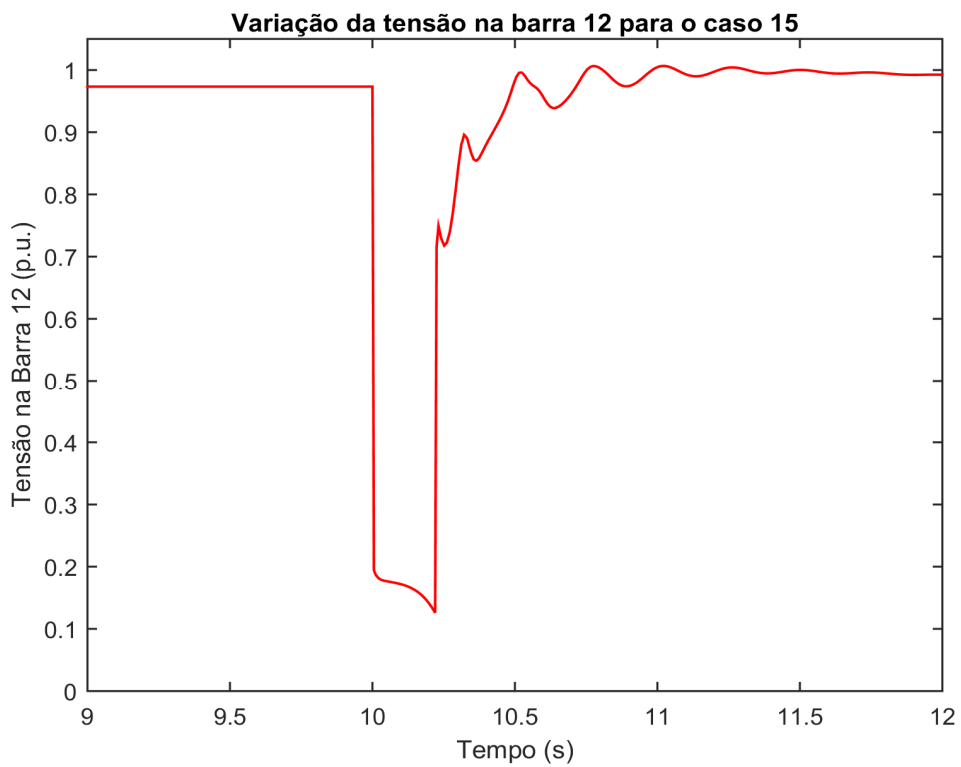


Figura 5.15 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 15.

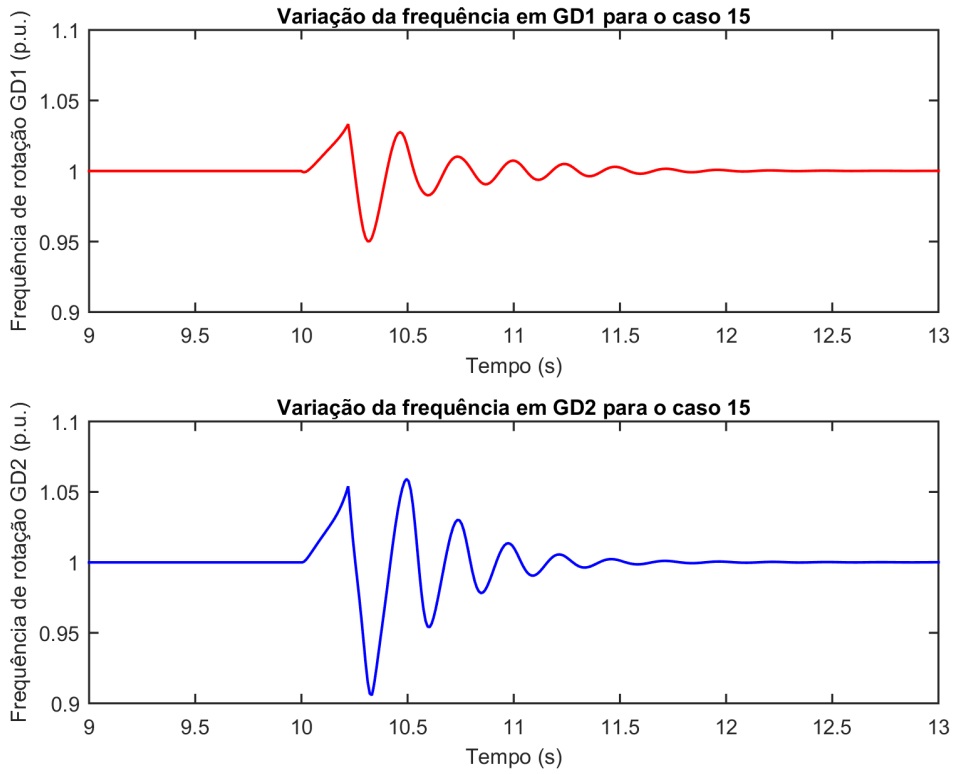


Figura 5.16 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 15.

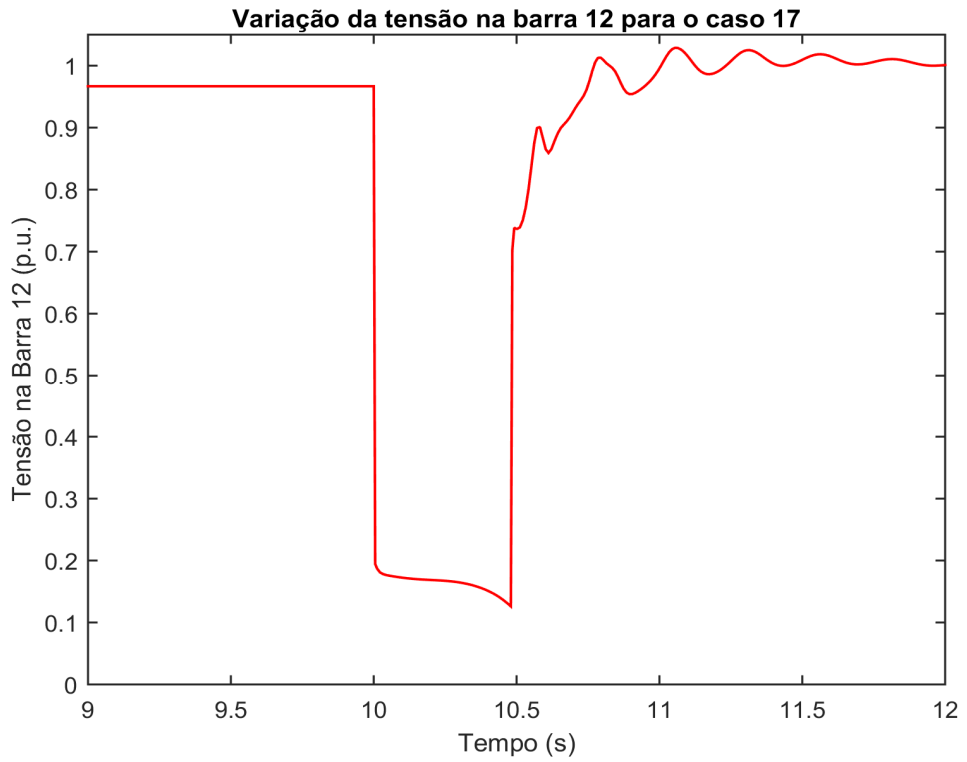


Figura 5.17 – Variação da tensão na barra de referência considerando o caso 17.

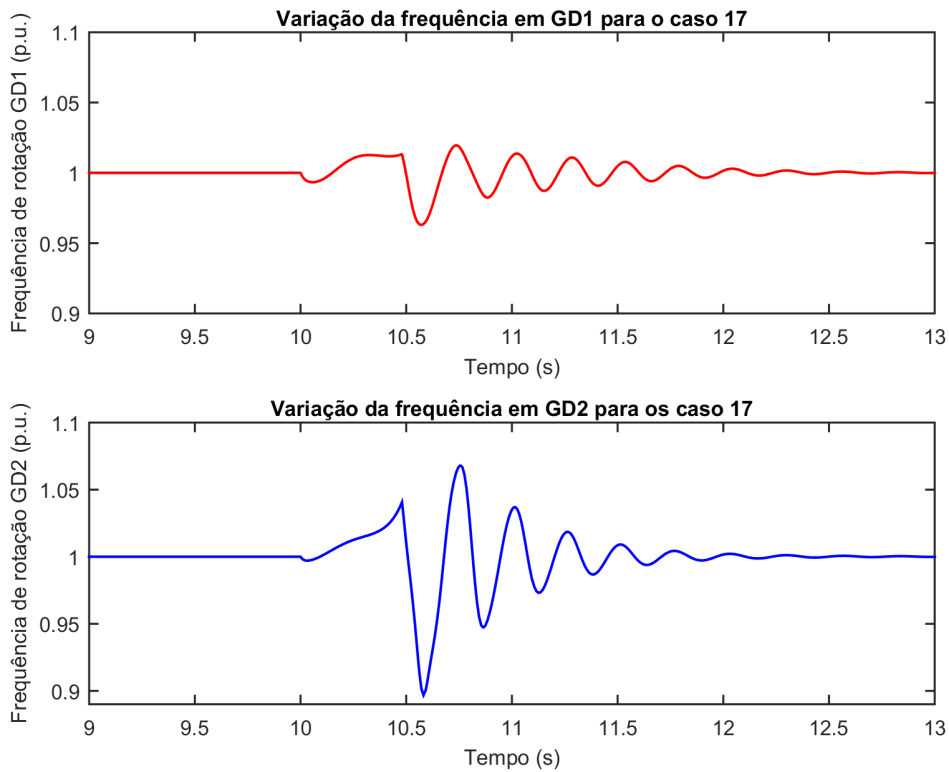


Figura 5.18 – Variação da frequência dos GDs considerando o caso 17.

Por fim, considerando-se os casos 13, 15 e 17, em que a falta trifásica foi simulada na barra 24, pode-se notar que o tempo máximo de duração da falta aumentou consideravelmente, podendo chegar a um valor máximo de 480 ms no caso 17, conforme retratado na figura 5.17. Apesar do aumento significativo da duração da falta, o comportamento da tensão na barra de referência do SD apresentou a mesma resposta dos casos anteriores. Sendo assim, e ainda para esses casos, para todos os níveis de carregamento do SD a tensão da barra de referência apresentou uma grande oscilação durante apenas a ocorrência da falta, sempre retornando ao seu valor de regime permanente em um tempo inferior a 2s, entretanto, e como nos casos anteriores, este comportamento pode ser classificado como um fenômeno de interrupção de tensão seguido por um afundamento momentâneo de tensão, sendo representado pelas figuras 5.13, 5.15 e 5.17. Com relação à variação de frequência dos geradores distribuídos 1 e 2 para os casos 13,15 e 17, pode-se notar um comportamento diferente dos casos anteriores, uma vez que um deles apresentou uma variação de frequência superior ao outro. Enquanto a variação da frequência de GD1 para todos os casos foi superior a 2% porém inferior a 5%, conforme representado nas figuras 5.14, 5.16 e 5.18; a variação da frequência de GD2 foi superior a 6% e inferior a 10% de seu valor nominal de operação para os casos onde o nível de carregamento do SD é médio (75% da carga total) ou pesado (100% da carga total), ou seja, nas simulações

representadas pelas figuras 5.14 e 5.16. Já para o caso 17, a variação de frequência de GD2 pode chegar até 11% de seu valor nominal de operação, conforme ilustrado na figura 5.18.

5.1.2 SIMULAÇÕES PARA OS CASOS DE FALTAS MONOFÁSICAS (FASE-TERRA)

Para os casos de 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16 e 18 foram consideradas a ocorrência de faltas monofásicas (fase-terra) nas mesmas três barras dos casos anteriores (barra 83, 32 e 24). Entretanto tanto o comportamento da tensão na barra de referência quanto a variação de frequência observada nos geradores distribuídos foram expressivamente distintas se comparadas com os casos onde foi simulada uma falta plena. Na ocorrência dessas faltas monofásicas o sistema apresentou uma tolerância elevada com relação à duração da falta, suportando tempos superiores a 1 segundo para todos os casos. Por este motivo, e de forma geral, pode-se representar a resposta do sistema elétrico pelas simulações realizadas para o caso 2, conforme mostrado nas figuras 5.19 e 5.20.

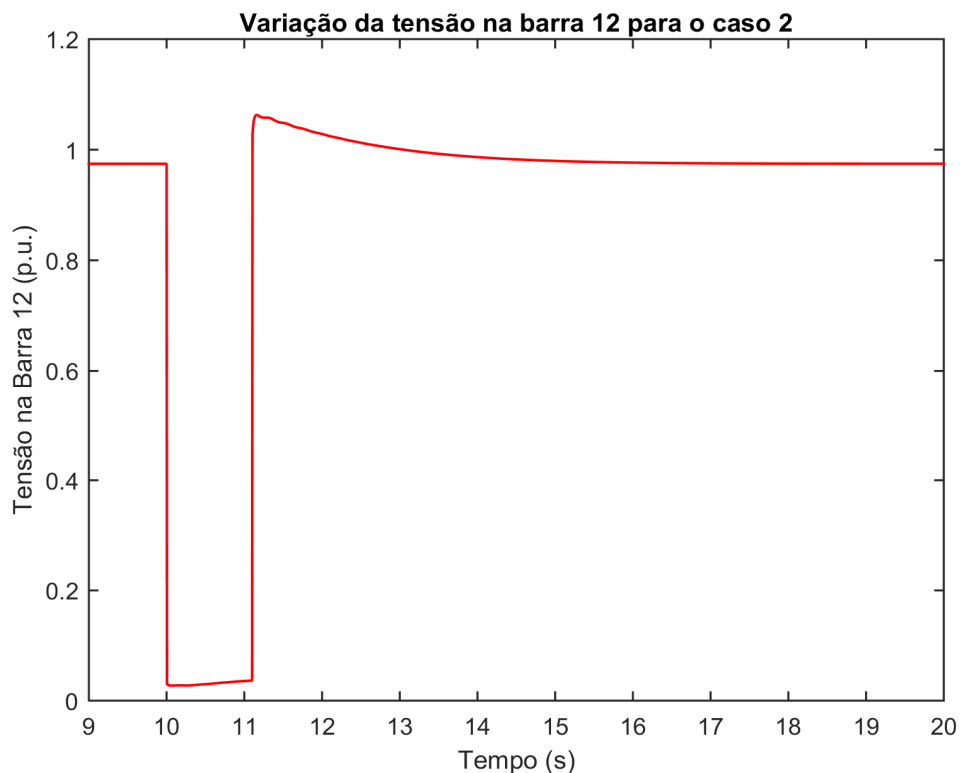


Figura 5.19 – Variação da tensão na barra de referência para os casos com ocorrência de faltas monofásicas.

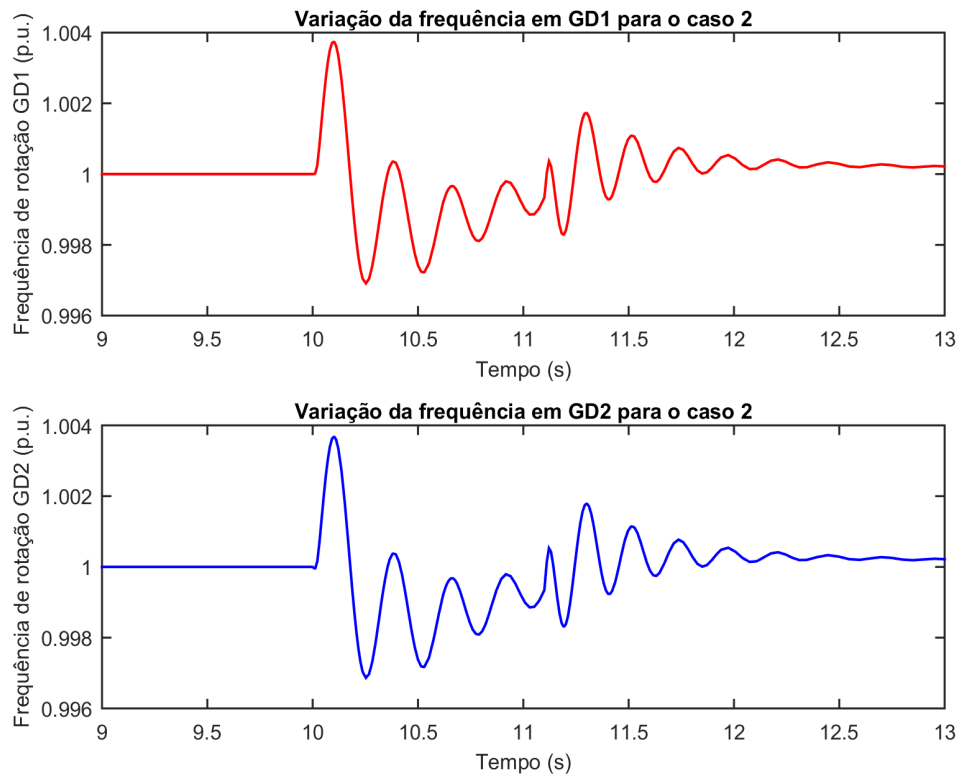


Figura 5.20 – Variação da frequência dos GDs para os casos com ocorrência de faltas monofásicas.

Considerando-se todos os casos em que a falta simulada foi do tipo fase-terra (casos 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16 e 18), pode-se notar tanto na tabela 5.1 quanto na 5.2, que o tempo máximo de duração da falta aumenta expressivamente, chegando a valores superiores a 1 segundo. Nesses casos, o comportamento da tensão apresentou uma oscilação inferior se comparada com os casos em que foi simulada a ocorrência de um curto-circuito trifásico, sendo que a tensão sempre retornou ao seu valor de regime permanente em um tempo inferior a 1 segundo.

5.2 COMPARAÇÃO ENTRE AS SIMULAÇÕES DOS CAPÍTULOS 4 E 5

Visando realizar uma análise comparativa entre a solução proposta e o problema identificado no capítulo 4 deste trabalho de pesquisa, calculam-se alguns índices com relação ao comportamento da tensão na barra de referência (barra 12) do sistema de teste Caso Base para os 18 casos anteriormente simulados. Esses valores são calculados conforme realizado anteriormente na seção 4.3 do capítulo 4, sendo que os mesmos são índices que caracterizam o tempo total necessário para que o sistema retorne a sua nova tensão de regime permanente (ΔT_R).

Tabela 5.2 – Resultados dos diferentes casos simulados com o religador automático bloqueado.

Casos considerados	Local da Falta	Nível de Carregamento do SD [%]	Duração máxima da Falta [ms]	Instante t em que a falta foi eliminada [s]	Instante t que a tensão na barra de referência voltou ao regime permanente [s]	ΔT_R [s]
Caso 1	Barra 83	100	80	10,08	12	1,92
Caso 2		100	> 1000	11,10	12	0,90
Caso 3		75	110	10,11	12	1,89
Caso 4		75	> 1000	11,10	12	0,90
Caso 5		50	150	10,15	12	1,85
Caso 6		50	> 1000	11,10	12	0,90
Caso 7	Barra 32	100	80	10,08	12	1,92
Caso 8		100	> 1000	11,10	12	0,90
Caso 9		75	110	10,11	12	1,89
Caso 10		75	> 1000	11,10	12	0,90
Caso 11		50	150	10,15	12	1,85
Caso 12		50	> 1000	11,10	12	0,90
Caso 13	Barra 24	100	80	10,08	12	1,92
Caso 14		100	> 1000	11,10	12	0,90
Caso 15		75	110	10,11	12	1,89
Caso 16		75	> 1000	11,10	12	0,90
Caso 17		50	150	10,15	12	1,85
Caso 18		50	> 1000	11,10	12	0,90

Comparando-se os índices de ΔT_R calculados na tabela 5.2, onde os religadores automáticos têm sua ação inibida, com os casos onde este dispositivo funciona normalmente (seção 4.3), nota-se que o tempo até o sistema retornar a sua tensão de regime permanente é expressivamente menor para os casos que consideram a solução proposta. Tomando-se como referência os casos de 1 a 6, que tiveram seus índices de ΔT_R calculados para os religadores automáticos funcionando normalmente

(seção 4.3), nota-se que para os três níveis de carregamento do SD: pesado, médio e leve os valores dos índices calculados apresentaram valores em torno de 50 s, 41 s e 38 s, respectivamente. Já para os casos onde os religadores automáticos foram bloqueados todos os índices apresentaram valores inferiores a 2 segundos.

Entretanto, para que esses valores calculados sejam respeitados e a solução proposta seja uma alternativa viável, a duração das faltas e/ou falhas que ocorrem no SD não devem exceder a máxima especificada na tabela 5.2, caso contrário, os GDs acoplados ao longo da linha de distribuição perdem seu sincronismo, não sendo capazes de retornar a sua frequência nominal de forma autônoma. Além disso, antes de afirmar que a solução proposta mostra-se eficaz, torna-se necessário a realização de um estudo mais detalhado sobre a atuação da proteção interna dos geradores distribuídos presentes na rede de energia elétrica, uma vez que é provável que variações de frequência superiores a 10% do valor nominal acionem este tipo de proteção, isolando-os do SD. Por fim, deve-se ter conhecimento a respeito da proteção via fusíveis empregada próxima aos geradores distribuídos, uma vez que com o intuito de manter os religadores automáticos bloqueados durante a ocorrência de uma falta e/ou falha no SD, deve-se empregar o conceito de *fuse blowing*, que realiza a proteção das cargas independentemente da atuação desses dispositivos religadores. Essa filosofia difere-se da mais utilizada em SD, conhecida como *fuse saving*, que visa impedir que o fusível se danifique na ocorrência de faltas temporárias por meio da abertura dos religadores automáticos.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho propôs o bloqueio dos religadores automáticos em períodos de faltas ao longo do SD visando minimizar as variações de tensão causadas pela desconexão da geração distribuída, pela atuação da proteção anti-ilhamento.

Ao final das simulações realizadas para os diferentes cenários, constatou-se que desde que o tempo de duração máximo da falta e/ou falha no sistema elétrico seja respeitado, que a proteção interna dos geradores distribuídos não atue para variações de frequência inferiores a 10% de seu valor nominal e que a proteção das cargas do sistema elétrico seja realizada seguindo a filosofia de *fuse blowing*, o bloqueio da atuação dos religadores automáticos é suficiente para reduzir expressivamente o tempo de fornecimento de energia ao consumidor, em nível precário ou crítico, pela concessionária de energia.

Por outro lado, considerando-se a variação da magnitude de tensão fornecida e não mais o tempo de reestabelecimento da nova tensão de regime permanente, pode-se destacar duas situações distintas. A primeira delas ocorre quando o nível de carregamento do sistema é máximo, neste cenário, a solução proposta atuou convertendo um afundamento temporário de tensão em uma interrupção momentânea seguida de um afundamento momentâneo de tensão, sendo ambos causados pelas oscilações provenientes da resposta do controle do sistema de excitação dos geradores distribuídos diante da situação de falta. Considerando, porém, a segunda situação onde o nível de carregamento do sistema de teste considerado é médio ou leve, as variações de tensão observadas quando o religador opera normalmente não são suficientes para classificá-las como afundamentos, uma vez que as mesmas não violam os limites especificados pelo PRODIST. Entretanto, ao se promover o bloqueio dos religadores automáticos, fenômenos como interrupções de tensão seguidas de afundamentos momentâneos passam a ocorrer, e caracterizam-se, portanto, como um impacto resultante da solução proposta.

Além disso, destaca-se que a solução proposta mostrou-se ser uma alternativa com vantagens e desvantagens, que depende, principalmente, do cenário considerado para a realização dos estudos. Portanto, sugere-se que novas análises investigativas sejam realizadas em trabalhos futuros, tais como:

- Investigações sobre como a variação de carregamento dos GDs impacta na solução proposta neste trabalho;
- Investigações sobre a relação existente entre o bloqueio na atuação dos religadores automáticos em momentos de faltas e a confiabilidade da rede de distribuição, que pode vir a diminuir, devido ao emprego da filosofia de *fuse blowing*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G., SODER, L. What is Distributed Generation?. **International Symposium on Distributed Generation: Power System and Market Aspects**. Estocolmo, Suécia, Jun., 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Cadernos Temáticos. Micro e Minigeração Distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc**, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica, p.62, 2013.

Banco de informações de geração – BIG. Desenvolvido por Agência Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 20 mar. 2016.

BARBOSA FILHO, W. P.; DE AZEVEDO, A. C. S. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. **II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia**, 2013.

DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A.. Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica. **Campinas: UNICAMP**, 2010.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. Electrical Power Systems Quality. **McGraw-Hill Professional**. 2nd Edition, 2002.

GOMES, A. C. S. et al. O setor elétrico. **BNDES. BNDES**, v. 50, p. 1964-1973, 2002.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**. IEEE Std. 929-2000, 2000.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. IEEE Std. 1547.p.1-27, June, 2003. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. IEEE Std 1547.2-2008, p.1-207, April, 2009.

LEÃO, R. GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. **Apostila da Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica**, 2009.

MASTERS, C. L. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. **Power Engineering Journal**, vol. 16, n. 1, p. 5-12, Feb., 2002.

MCCARTHY, C. A.; MEISINGER, M. J. Intelligent fuse-saving. In: **Developments in Power Systems Protection, 2012. DPSP 2012. 11th International Conference on**. IET, 2012. p. 1-5.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>> Acesso em: 19 mar. 2016.

NASCIMENTO, K. V. **Metodologia de análise de variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. 2013. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

OLESKOVICZ, M. “Apostila do Curso de Qualidade de Energia Elétrica”. **São Carlos – SP: EESC – USP**, 2007.

O'MEALLY, Craig A.; BURKE, James. A Fuse-Blow Scheme. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 16, n. 5, p. 37-42, 2010.

PEREIRA, P. R. S. **Métodos para otimização dos ajustes dos reguladores de tensão e zonas de tap em sistemas de distribuição**. 2009. 149 f. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. 2009.

TRINDADE, F. C. L.; NASCIMENTO, K. V.; VIEIRA JR, J. C. M. Investigation on voltage sags caused by DG anti-islanding protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 2, p. 972-980, 2013.

TRINDADE, Fernanda C. L.; VIEIRA JR, J. C. M.; FREITAS, W. Potential Solutions for Minimizing Voltage Sags Caused by DG Anti-Islanding Protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 5, p. 2242-2251, 2015.

VALENTE, V. O. **Análise de Problemas de Qualidade da Energia Elétrica Causados pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos**. 2013. 54p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

APÊNDICE

6.1 DETALHAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

Os dados do sistema elétrico modelado, baseado em Nascimento (2013), e representado na figura 3.1 deste trabalho de pesquisa são apresentados a seguir.

- Dois geradores síncronos distribuídos de 4,6 MW e 1,8 Mvar com tensão e frequência nominais de 480 V e 60 Hz, respectivamente.
- Dois transformadores elevadores de interconexão dos geradores distribuídos a rede elétrica.
- Um religador automático.
- Um regulador automático de tensão (RAT).

Na sequência, todos os parâmetros dos geradores, transformadores, regulador, cargas e linhas são representados.

Ø Geradores distribuídos

Tabela A. 1 – Parâmetros dos GDs do Caso Base

Máquina / Tipo do rotor	Síncrono / Polos Salientes
Potência Nominal (MVA)	5
Tensão Nominal (kV)	0,48
Frequência Nominal (Hz)	60
$X_d ; X_d' ; X_d''$ (p.u.)	2,081 ; 0,295 ; 0,193
$X_q ; X_q' ; X_q''$ (p.u.)	1,144 ; 0,183 ; 0,1
$T_{d0} ; T_{d0}' ; T_{d0}''$ (s)	3,007 ; 0,0152 ; 0,0081
R_s (p.u.)	0,003
Número de Pares de Polos	3
Coefficiente de Inércia (s)	0,4182
Conexão	Y Aterrado

Ø Transformadores de Interconexão

Tabela A. 2 – Parâmetros dos transformadores de interconexão dos GDs do Caso Base

Potência Nominal (MVA)	5,25
Tensão Nominal (kV)	25:0,48
Frequência Nominal (Hz)	60
Conexão	$\Delta : Yg$
R1 e R2 (p.u.)	0
L1 e L2 (p.u.)	0,02
Lm1 e Lm2 (p.u.)	500
Número de Pares de Polos	3
Coefficiente de Inércia (s)	0,4182
Conexão	Y Aterrado

Ø Regulador Automático de Tensão (RAT)

Tabela A. 3 – Parâmetros do regulador automático de tensão (RAT) do Caso Base

Potência Nominal (MVA)	15
Tensões Nominiais	25 kV / 25 kV
Impedância	9%
Número de Taps	17 posições (-8 a +8)
Varição por Tap	0,0125 p.u.
Tensão de Referência	0,97
Atraso de Tempo para atuar	30 segundos
Tempo de transição de mudanças de Tap	3 segundos
Barra controlada	12
Banda Morta	0,0167

Ø Impedância das linhas de distribuição

Tabela A. 4 – Impedâncias das linhas de distribuição do Caso Base

Origem	Destino	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Origem	Destino	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
Subestação	126	0,237	0,3367	39	32	0,1276	0,0463
138	147	0,1075	0,2103	32	45	0,0514	0,0652
147	170	0,1117	0,2375	45	11	0,1791	0,1864
147	148	0,1406	0,2988	11	58	0,2341	0,0911
148	177	0,0653	0,1387	11	13	0,0687	0,0267
148	97	0,5265	1,1081	126	129	0,0098	0,0102
99	114	0,2633	0,5596	11	9	0,0446	0,0467
99	991	0,098	0,1026	9	12	0,0759	0,0189
991	98	0,125	0,126	9	7	0,0451	0,0434
98	83	0,6394	1,29	28	32	0,9	0,326
83	65	0,1429	0,3038	28	19	0,1512	0,0493
126	127	0,0489	0,0122	19	18	0,89	0,3339
65	66	0,0263	0,0086	19	22	0,1034	0,0337
66	67	0,2333	0,076	22	23	0,1103	0,036
65	1	0,0489	0,0676	23	25	0,1161	0,0378
1	63	0,2455	0,1139	129	135	0,0804	0,0841
1	64	0,2709	0,0956	27	23	0,3507	0,1143
1	4	0,1179	0,1227	24	23	0,0273	0,0089
126	128	0,0167	0,0042	144	135	0,0025	0,001
4	107	0,4139	0,1965	135	138	0,1165	0,1218
4	50	0,015	0,012	138	142	0,0031	0,0012
50	54	0,0836	0,0757	138	143	0,0597	0,0148
4	39	0,1414	0,1166				

Ø Cargas

Tabela A. 5 – Cargas do Caso Base

Carga	P (kW)	Q (kvar)	Carga	P (kW)	Q (kvar)
39	5,1	2,4	58	76,1	36,5
66	15,2	7,3	7	101,4	48,6
107	25,4	12,2	13	169	81
114	25,4	12,2	54	169	81
18	25,4	12,2	12	253,6	121,5
22	25,4	12,2	142	530	256
27	25,4	12,2	164	551,9	267,3
63	25,4	12,2	177	700	200
64	25,4	12,2	167	1000	300
67	25,4	12,2	144	1103,8	534,6
28	38	18,2	170	1108,9	214
127	50,7	24,3	129	1409	682
128	50,7	24,3	165	1690	810
143	50,7	24,3	168	1690	810
16	50,7	24,3	45	2110	1020
24	50,7	24,3	42	3160	1530
25	50,7	24,3			