



Universidade Federal de Minas Gerais

João Paulo Ramos Gomes

**Avaliação dos Impactos da
Integração da Usina Fotovoltaica do
Mineirão à Rede Elétrica Frente a
Afundamentos de Tensão.**

Dissertação de Mestrado

Belo Horizonte

2015

João Paulo Ramos Gomes

**Avaliação dos Impactos da Integração da Usina Fotovoltaica do Mineirão à
Rede Elétrica Frente a Afundamentos de Tensão**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Engenharia de Potência, da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Wallace do Couto Boaventura.

Belo Horizonte

2015

Resumo

Esta dissertação introduz uma visão geral, em termos de Brasil e do mundo, acerca do desenvolvimento da energia fotovoltaica e do impacto que a integração de sistemas de geração fotovoltaica provoca no sistema de distribuição de energia elétrica. De forma complementar, são explanadas as regulamentações nacionais e internacionais relativas à integração da geração distribuída à rede, conceitos e definições sobre afundamentos de tensão. Dentro desse contexto, o trabalho apresenta a modelagem de um sistema de distribuição composto pela Usina Solar Fotovoltaica do estádio Governador Magalhães Pinto, o Mineirão, juntamente com um Alimentador e Subestação da concessionária de energia, CEMIG. A partir desta modelagem, desenvolve-se uma ferramenta para simulações de curto circuito de forma automatizada. Através da metodologia desenvolvida, é possível alterar diversas variáveis relacionadas a este distúrbio eletromagnético durante cada simulação, tais como tipo, resistência e localização da falta. A modelagem e as simulações realizadas têm como objetivo apresentar um estudo sobre o impacto da integração de sistemas de geração fotovoltaica à rede elétrica frente a distúrbios eletromagnéticos. Os resultados deste estudo foram organizados na forma de curvas de probabilidade, através das quais é possível avaliar o impacto que a usina solar exerce sobre o grau de severidade dos afundamentos de tensão, devidos a curto-circuitos.

Palavras chave: Energia fotovoltaica, Geração distribuída, Afundamento de tensão, Sistema de distribuição.

Abstract

This work presents an overview, in terms of Brazil and the world, about the development of photovoltaic energy and the impact due to the integration of photovoltaic generation systems in power distribution systems. As a complement, national and international regulations on the integration of distributed generation to the network and concepts and definitions of voltage sags are presented. In this context, this work presents the modelling of a distribution system composed by the Solar Photovoltaic Plant Governador Magalhães Pinto stadium, the Mineirão, the connecting feeder and a substation, all from CEMIG, a major power utility in Brazil. Using these models, it is developed a tool for automated short circuit simulations. Through this methodology, it is possible to change many parameters related to this electromagnetic disturbance, during each simulation, such as type, resistance and fault location. The modelling and simulations performed aim to present a study on the impact of the integration of photovoltaic generation systems to the electric network related to the electromagnetic disturbances. The results were organized in the form of probability curves, through which it is possible to assess the impact of the solar power plant on the severity of the voltage sag, due to short-circuits.

Keywords: Photovoltaic energy, Distributed generation, Voltage sag, Distribution system.

Agradecimentos

A Deus, pelo olhar carinhoso sobre o meu viver.

A minha família, pelo porto seguro que me proporcionaram; em especial meu pai José e minha mãe Arilda.

Aos meus amigos, pelas alegrias de cada dia.

Aos meus educadores, por terem me dado a oportunidade de viajar por lugares onde jamais imaginei chegar.

Ao professor Wallace do Couto Boaventura, pelo exemplo e cultivo de um trabalho realizado com dedicação e felicidade.

A Marcela Bedeschi Faria por ter me ensinado a plenitude do amor.

A Universidade Federal de Minas Gerais pelo acesso a estrutura dos laboratórios.

A Companhia Energética de Minas Gerais e FAPEMIG pelo suporte financeiro.

“O amor é a chave que abre a porta para o caminho das possibilidades.”

Sumário

| | |
|--|-----------|
| Lista de Figuras | i |
| Lista de Tabelas | v |
| Lista de Símbolos..... | vi |
| 1 Introdução..... | 1 |
| 1.1 Perspectivas de desenvolvimento da energia fotovoltaica no mundo | 1 |
| 1.2 O projeto de P&D entre a CEMIG D e a UFMG | 5 |
| 1.3 Objetivos | 6 |
| 1.4 Organização do trabalho | 6 |
| 2 Impactos da Integração de Sistemas PV à Rede Elétrica e Normatização..... | 8 |
| 2.1 Integração de Usinas solares à rede elétrica | 8 |
| 2.2 Perdas elétricas..... | 9 |
| 2.3 Perfil de tensão | 10 |
| 2.4 Compensação de reativo | 11 |
| 2.5 Normas e regulamentações | 12 |
| 2.5.1 Tensão de operação | 13 |
| 2.5.2 Frequência..... | 16 |
| 2.5.3 Fator de potência | 16 |
| 2.5.4 Distorção harmônica | 16 |

| | | |
|-------|---|----|
| 2.5.5 | Injeção de corrente reativa | 18 |
| 2.5.6 | Injeção de potência diante de variações na frequência da rede | 19 |
| 2.6 | Considerações finais | 20 |
| 3 | Caracterização do Afundamento de Tensão | 21 |
| 3.1 | Visão geral sobre afundamento de tensão | 21 |
| 3.2 | Conceitos e definições..... | 22 |
| 3.3 | Método de Bollen para caracterização de VTDC | 25 |
| 3.4 | Origem e variáveis que influenciam no afundamento de tensão..... | 28 |
| 3.5 | Considerações finais | 29 |
| 4 | Descrição Geral da Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão | 30 |
| 4.1 | A Usina Solar | 30 |
| 4.2 | Peculiaridades da USF-Mineirão | 31 |
| 4.3 | Os Inversores Solares Ingecon Sun Smart 15TL..... | 36 |
| 4.4 | Arranjo dos painéis | 38 |
| 4.5 | Transformador de aterramento | 41 |
| 4.6 | Características do sistema elétrico interligado à Usina Solar Fotovoltaica Mineirão | 41 |
| 4.7 | Caracterização do alimentador urbano compartilhado | 44 |
| 4.8 | O PSCAD | 47 |
| 4.9 | Modelagem do sistema | 49 |

| | | |
|--------|--|----|
| 4.9.1 | Subestação..... | 49 |
| 4.9.2 | Linhas de distribuição..... | 50 |
| 4.9.3 | Cargas..... | 54 |
| 4.9.4 | Transformador da Subestação..... | 55 |
| 4.9.5 | Modelo da Usina Solar..... | 56 |
| 4.9.6 | Modelo para curto circuito..... | 60 |
| 4.9.7 | Multiple Run..... | 61 |
| 4.9.8 | Função para a escolha dos pontos de simulação..... | 62 |
| 4.9.9 | Resistência de Falta..... | 64 |
| 4.9.10 | Projeto completo do circuito no Pscad..... | 65 |
| 4.10 | Considerações finais..... | 68 |
| 5 | Metodologia das Simulações e Resultados..... | 69 |
| 5.1 | Metodologia aplicada ao estudo de caso..... | 69 |
| 5.2 | Resultados..... | 71 |
| 5.3 | Considerações finais..... | 86 |
| 6 | Conclusão..... | 87 |
| 6.1 | Propostas de continuidade..... | 88 |
| | Referências Bibliográficas..... | 90 |
| | Trabalho publicado decorrente desta dissertação..... | 97 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Segmentação da capacidade acumulada PV para alguns países europeus em 2013 (EPIA). Fonte:[1] | 3 |
| Figura 2 - Cenário global de instalações PV até 2018 (EPIA). FONTE:[1] | 4 |
| Figura 3 - Requerimentos de Low voltage ride through em diferentes países e os requerimentos de | 15 |
| Figura 4 - Princípio do suporte de tensão durante a ocorrência da falta na rede. Fonte:[24]. | 19 |
| Figura 5 - Definição de intensidade e duração do afundamento de tensão. Fonte: [37] | 23 |
| Figura 6 - Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO..... | 31 |
| Figura 7 - Painel solar da USF-MINEIRÃO. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO | 32 |
| Figura 8 – Instalaçãoda USF-Mineirão. Azul claro, segmentos com maior quantidade de painéis solares. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO | 33 |
| Figura 9 - Distribuição das salas de inversores na USF-Mineirão. | 34 |
| Figura 10 - Diagrama esquemático básico da Usina Solar. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO... .. | 35 |
| Figura 11 - Diagrama esquemático do inversor Ingecon Smart Sun 15TL. Fonte: [34]. | 37 |
| Figura 12 - Ligação das strings da USF-Mineirão com o inversor para os segmentos com 60 módulos fotovoltaicos. Fonte:[34]. | 39 |
| Figura 13 - Ligação das strings da USF-Mineirão com o inversor para os segmentos com 75 módulos fotovoltaicos. Fonte: [34]. | 40 |
| Figura 14 - Transformador de aterramento zig-zag. Fonte[33]..... | 41 |
| Figura 15 - Sistema elétrico da concessionária de energia e Usina Solar Mineirão. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO..... | 42 |

| | |
|---|----|
| Figura 16 - Alimentador BHPM07 do sistema de distribuição. | 45 |
| Figura 17 - Sistema completo utilizado na modelagem. Em amarelo, pontos escolhidos para aplicação dos curtos-circuitos. | 49 |
| Figura 18 - Fonte de tensão trifásica. | 50 |
| Figura 19 - Interface para inserir o modelo da linha de distribuição no PSCAD. | 51 |
| Figura 20 - Interfaces para a modelagem da linha de distribuição no Pscad: coordenadas geométricas dos cabos, dados da torre e dados dos cabos, fase e neutro. | 53 |
| Figura 21 - a) Cargas tipo potência ativa e reativa e b) Interfaces para a modelagem das cargas. | 54 |
| Figura 22 - Interface para modelagem de transformador trifásico disponível no Pscad. | 56 |
| Figura 23 - Fonte de tensão projetada e interface para usuário decidir o estado da máquina no Pscad | 57 |
| Figura 24 - Bloco de decisão sobre valor de pico da corrente..... | 57 |
| Figura 25 - Bloco que calcula o ângulo de defasamento entre a corrente e tensão monofásica da rede..... | 58 |
| Figura 26 - Bloco que ilustra a escolha do usuário sobre defasamento..... | 59 |
| Figura 27 - Bloco que cria o sinal senoidal de corrente. | 59 |
| Figura 28 - Fonte de corrente trifásica. | 60 |
| Figura 29 - Bloco de aplicação de curto circuito do Pscad. | 60 |
| Figura 30 - Ferramenta Multiple Run do Pscad. | 61 |
| Figura 31 - Multiple Run modelado para o projeto..... | 62 |
| Figura 32 - Função Selecciona o ponto de falta..... | 63 |

| | |
|---|----|
| Figura 33 - Diagrama que faz o cálculo do TempoPi referente ao ponto 2..... | 64 |
| Figura 34 - Diagrama para seleção do ponto 1 na simulação..... | 64 |
| Figura 35 - Projeto completo do circuito no Pscad. | 66 |
| Figura 36 - Circuito que representa parte do alimentador BHPM07 cuja barra do USF está integrada..... | 67 |
| Figura 37 - Parte do alimentador BHPM07 na qual se localiza a barra da USF. | 67 |
| Figura 38 - Circuito interno da Usina Solar Fotovoltaica. | 68 |
| Figura 39 - Afundamento de tensão durante o curto circuito no alimentador..... | 73 |
| Figura 40 - Tensão remanescente na fase A, Usina desligada, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P1..... | 74 |
| Figura 41 - Tensão remanescente na fase A, Injetando 100% da potência nominal, Com GD P, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P1. | 74 |
| Figura 42 - Tensão remanescente na fase A, Injetando 100% da potência nominal, Com GD PQ, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P1. | 75 |
| Figura 43 - Tensão remanescente na fase A, Usina desligada, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P7..... | 76 |
| Figura 44 - Tensão remanescente na fase A, Injetando 100% da potência nominal, Com GD P Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P7. | 76 |
| Figura 45 - Tensão remanescente na fase A, Injetando 100% da potência nominal, Com GD PQ, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P7. | 77 |
| Figura 46 - Potencia ativa e reativa injetada pela Usina Solar na rede elétrica..... | 77 |
| Figura 47 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% da potência nominal, Carga do alimentador 1,25 MVA..... | 78 |

| | |
|--|----|
| Figura 48 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 50% da potência nominal, Carga do alimentador 1,25 MVA..... | 79 |
| Figura 49 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% e 50% da potência nominal, Carga do alimentador 1,25 MVA. | 80 |
| Figura 50 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% da potência nominal, Carga do alimentador 3,75 MVA. | 81 |
| Figura 51 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 50% da potência nominal, Carga do alimentador 3,75 MVA. | 82 |
| Figura 52 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% e 50% da potência nominal, Carga do alimentador 3,75 MVA. | 83 |
| Figura 53 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% da potência nominal, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P7..... | 84 |
| Figura 54 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% da potência nominal, Carga do alimentador 1,75 MVA, Faltas no ponto P1..... | 85 |
| Figura 55 - Influência da resistência de falta no afundamento de tensão..... | 86 |

Lista de Tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 1 Ajustes recomendados para as proteções de tensão instaladas no acessante. Fonte:[42]. | 14 |
| Tabela 2 - Ajustes recomendados para as proteções de frequência instaladas no acessante. Fonte:[42]...... | 16 |
| Tabela 3 - Limites de Distorções harmônicas para o sistema de média tensão da Cemig Distribuição. Fonte:[42]. | 17 |
| Tabela 4 - Caracterização do afundamento de tensão segundo ONS. Fonte: [51] | 24 |
| Tabela 5 - Caracterização de VTCD de acordo com BOLLEN. Fonte [52] | 26 |
| Tabela 6 - Caracterização de VTCD de acordo com BOLLEN. Fonte [52] | 27 |
| Tabela 7 - Característicasda Subestação Maracanã. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO..... | 43 |
| Tabela 8 - Características da Subestação Maracanã. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO..... | 43 |
| Tabela 9 - Características da Subestação Pampulha. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO | 43 |
| Tabela 10 - Características da Subestação Pampulha.Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO. | 44 |
| Tabela 11 - Dimensionamento do alimentador BHPM07 | 46 |
| Tabela 12 - Versão reduzida do alimentador Pampulha BHPM07 | 51 |
| Tabela 13 - Simulações realizadas durante o estudo | 71 |

Lista de Símbolos

ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica

CEMIG D - Companhia Energética de Minas Gerais Distribuição

DPCA - Distributed Power Coalition of America

EPIA - European Photovoltaic Industry Association

EMTP - ElectroMagnetic Transients Program

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers

LVRT - Low Voltage Ride Through

Prodist - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PCC - Ponto de Conexão Comum

PAC - Ponto de Acoplamento Comum

PROREDE - Procedimentos de Rede

PV - Photovoltaic

VTCD - Variação de Tensão de Curta Duração

RMS - Root Mean Square

UNIPEDA - Associação do setor europeu de eletricidade

USF - Usina Solar Fotovoltaica

α - ângulo de fase da corrente de curto circuito

1 Introdução

De acordo com a indústria fotovoltaica europeia, a expectativa para o mercado de produtos e equipamento relacionados aos sistemas fotovoltaicos (PV) é de crescimento até 2018. Atualmente, diversos são os países que se destacam nesse processo; Alemanha e Itália, na Europa; China, na Ásia e Estados Unidos, na América. Muitos são os benefícios para o setor elétrico com a integração de tais sistemas na rede elétrica. Porém, é preciso ter cuidado com a possibilidade de prejuízos; o que requer um estudo aprofundado sobre a tecnologia de forma que a mesma possa se tornar um benefício para os consumidores e as concessionárias de energia.

1.1 Perspectivas de desenvolvimento da energia fotovoltaica no mundo

Em junho de 2014, a EPIA (European Photovoltaic Industry Association) produziu um relatório cujo objetivo era apresentar as perspectivas mundiais para a energia fotovoltaica até o ano de 2018. Mereceram destaque no mesmo, temas como: histórico do desenvolvimento do mercado PV, os mercados PV europeu e mundial em 2013 e previsões até 2018, posicionamento da Energia Fotovoltaica no Mix da geração de eletricidade [1].

De acordo com este relatório, em 2013 os países europeus com maior capacidade de energia fotovoltaica instalada eram Alemanha, com 35,715 GW; Itália, 17,928 GW; Espanha, 5,340 GW; França, 4,673 GW; Reino Unido, 3,375 GW; Bélgica com 2,983 GW; Grécia, 2,579 GW; República Tcheca, 2,175 GW. Estes países, juntamente com outros países da Europa que possuem sistemas fotovoltaicos, respondem por 81,488 GW de potência PV instalada no mundo. Apenas a título de comparação, a potência total instalada no Brasil até fevereiro de 2015 era 134,325 GW, de acordo com dados da ANEEL, significando a potência PV instalada na Europa é cerca de 60,66% de toda a potência instalada no Brasil.

O mercado de energia fotovoltaica europeu é bem diversificado, tendo como destaque os segmentos: Sistemas Montados no Chão, Aplicações Comerciais e Industriais em telhados e

Aplicações Residenciais. A natureza dos investidores (público e privado), tarifa de energia no varejo, tamanho do sistema e o contrato dos preços de eletricidade são características que diferenciam aplicações residenciais de comerciais. A expressão do “Ground mounted” é utilizada para sistemas PV construídos no solo. Os outros segmentos são aplicações de sistemas PV, em sua grande maioria, na parte superior do telhado das edificações, “rooftop” em inglês.

A Figura 1 apresenta a percentagem de cada um desses segmentos para alguns países da Europa.

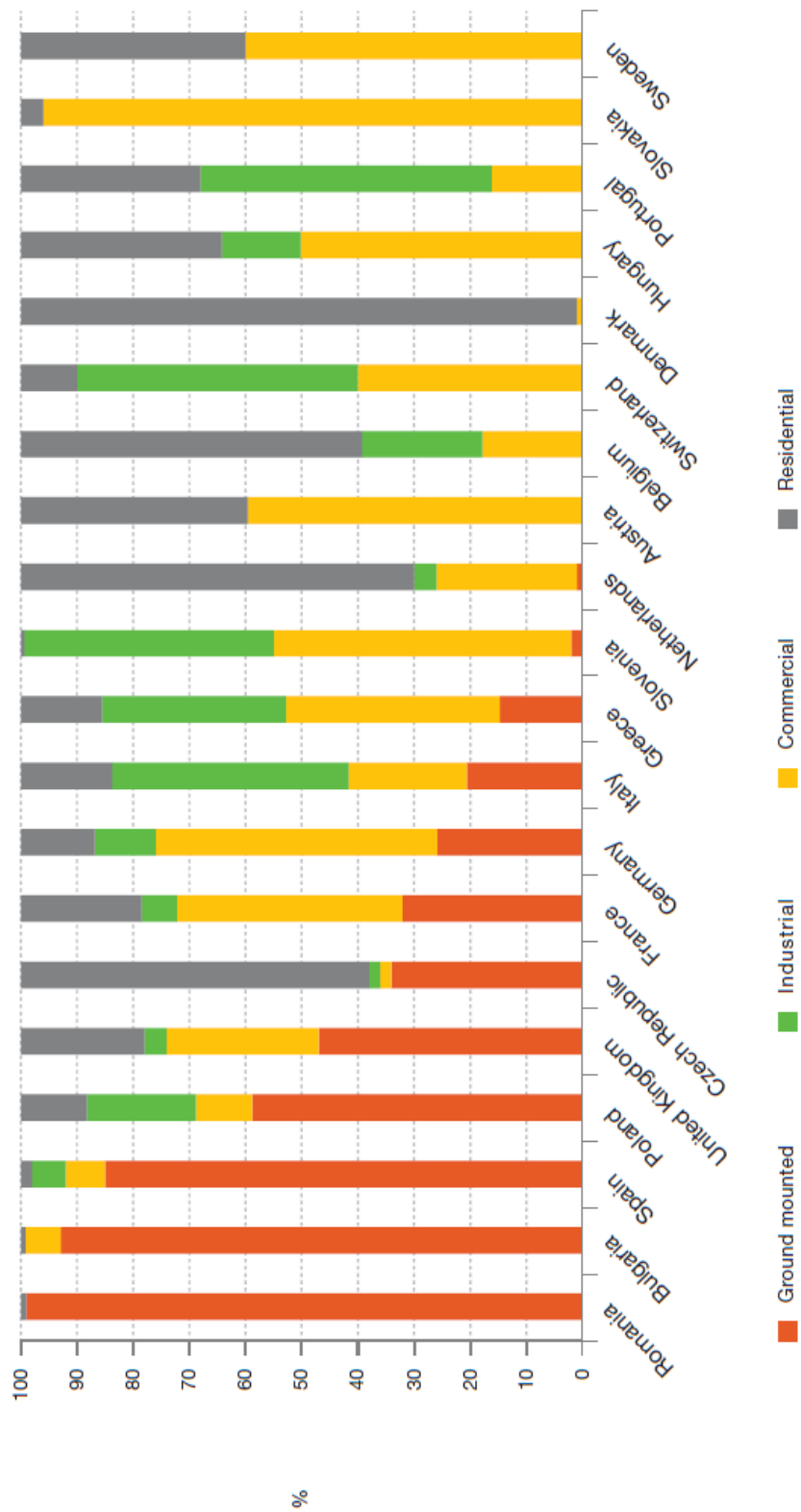


Figura 1 - Segmentação da capacidade acumulada PV para alguns países europeus em 2013 (EPIA). Fonte:[1]

Observando o gráfico acima, percebe-se que a maioria dos países europeus investem na geração solar com um foco nos segmentos Residenciais, Comerciais e Industriais. Vale ressaltar que a Alemanha e Itália possuem aproximadamente 75% e 80%, respectivamente, da sua capacidade de geração concentrada nestes três segmentos.

A Europa teve um grande avanço no mercado de energia fotovoltaica até o ano de 2013. No entanto, as previsões até o ano de 2018 são de um mercado menos competitivo quando comparado ao que a mesma vivenciou nos anos de 2011 e 2012. Mesmo assim, espera-se que a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos na Europa continue a crescer nos próximos anos.

As previsões para o mercado mundial são de crescimento até o ano de 2018, o qual vem sendo impulsionado, principalmente, pelo desenvolvimento dos mercados de países como China, Estados Unidos, Japão, Austrália e Índia. Outros países os quais se espera um rápido crescimento já em 2014 a 2016 são México, África do Sul e Chile. A Figura 2 a seguir apresenta o cenário global de instalação PV até 2018[1].

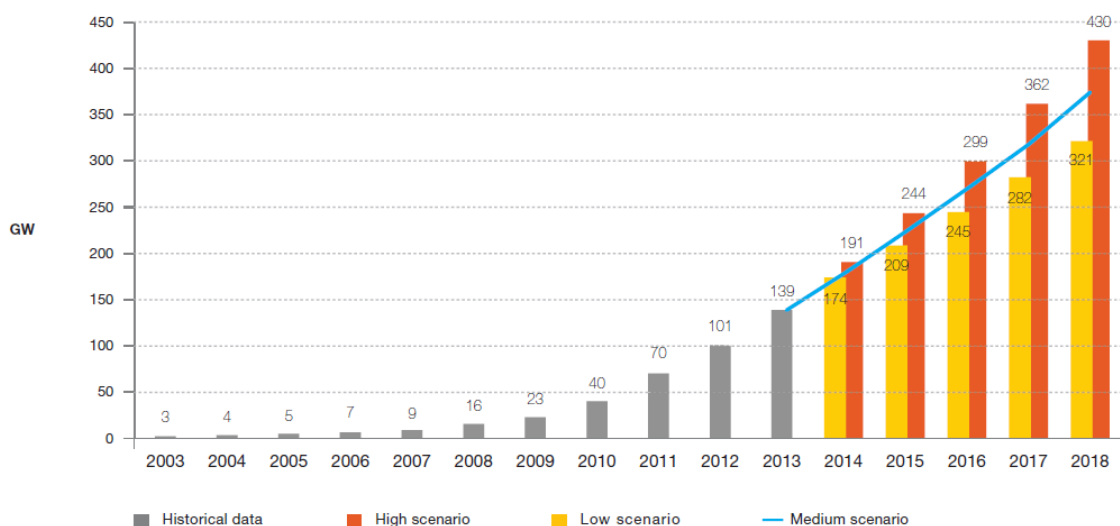


Figura 2 - Cenário global de instalações PV até 2018 (EPIA). FONTE:[1]

Os dados mostram que tanto para cenários mais otimistas, “High scenario”, quanto para os menos, “Low scenario”, a expectativa é de crescimento. Se confirmada a expectativa da Indústria Fotovoltaica, o nível de integração de sistemas fotovoltaicos nos sistemas de energia será bem expressivo, 430 GW, como mostra o gráfico acima. Vale ressaltar que uma parcela significativa dessas novas instalações está voltada para sistemas PV instalados no telhado de consumidores pertencentes aos segmentos Residencial, Comercial e Industrial. Os quais em sua maioria estão integrados aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

O alto nível de penetração de sistemas fotovoltaicos no sistema elétrico de distribuição pode trazer muitos benefícios: redução de perdas elétricas; melhoria na estabilidade e confiabilidade do sistema de distribuição; redução de custos com linha de transmissão; suporte ao curto circuito diminuindo a severidade do afundamento de tensão durante a ocorrência deste distúrbio na rede. No entanto, pode trazer problemas como fluxo bidirecional, aumento de perdas elétricas, ilhamento, dentre outros [2], [3], [4], [5], [6], [7], [8], [47], [54].

1.2 O projeto de P&D entre a CEMIG D e a UFMG

Em agosto de 2011, a Agência Nacional de Energia Elétrica criou um edital cuja proposta era desenvolver arranjos técnicos e comerciais para projetos de geração de energia elétrica através de fonte solar, de forma integrada, buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura técnica para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional.

Com o intuito de contribuir com essa iniciativa, um grupo de professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG (DEE/UFMG), e a CEMIG Distribuição S. A. (Cemig D), através do acordo firmado no projeto de P&D CEMIG D-713, criaram o projeto intitulado “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”.

A proposta do projeto é identificar gargalos técnicos e econômicos da geração solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica no Brasil. Para tanto, propõe-se a concepção e implantação de uma usina piloto de desempenho técnico-econômico otimizado e da realização de pesquisas específicas sobre o desempenho de sistemas, seus impactos positivos e negativos

na rede de distribuição e estudos complementares. Sendo que o foco está na proposição de melhorias no marco regulatório e regime tributário.

A presente dissertação é um dos frutos desse projeto e aborda o impacto da integração de uma usina solar em um alimentador urbano da concessionária de energia.

1.3 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo avaliar o impacto da integração da Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão à rede elétrica frente a distúrbios eletromagnéticos. Para tanto, pretende-se criar uma ferramenta automatizada no software PSCAD que seja capaz de auxiliar em simulações probabilísticas e determinísticas envolvendo afundamentos de tensão devido a curto circuito fase terra na rede elétrica. Os resultados serão apresentados em gráficos com curvas de probabilidade cumulativa, as quais mostram as chances da tensão no barramento estar em um determinado nível, considerando a condição do circuito elétrico simulado.

1.4 Organização do trabalho

Além deste capítulo de introdução, o texto do trabalho divide-se em outros cinco capítulos.

O **Capítulo 2** apresenta alguns dos impactos da integração de sistemas fotovoltaicos aos sistemas de energia, com um destaque para perdas elétricas, perfil de tensão e compensação de reativo. Em seguida, trata de normas e regulamentações relacionados à integração de usinas fotovoltaicas à rede de distribuição de média tensão. Alguns requisitos de qualidade de energia adotados por países como Alemanha, Itália, Japão são apresentados; além dos requisitos abordados por normas da CEMIG e Aneel.

O **Capítulo 3** faz uma caracterização dos afundamentos de tensão conforme apresentado na literatura. Traz, também, uma das origens desse distúrbio, os curto-circuitos, na rede e as variáveis que afetam as características dos mesmos.

O **Capítulo 4** apresenta uma descrição geral sobre a Usina Fotovoltaica do Mineirão, os aspectos construtivos da mesma e as peculiaridades internas que diferenciam esta usina de

outras com a mesma fonte de energia. Depois expõe a modelagem elétrica da usina realizada no software PSCAD a fim de que o leitor seja capaz de reproduzir o circuito se necessário.

O **Capítulo 5** foi dividido em duas etapas: na primeira apresenta a metodologia aplicada às simulações do circuito montado no PSCAD; na segunda, mostra os resultados encontrados juntamente com uma análise completa do que foi observado durante o estudo de caso.

As considerações finais deste trabalho estão no capítulo intitulado **Conclusão** juntamente com as proposições de trabalhos futuros.

2 Impactos da Integração de Sistemas PV à Rede Elétrica e Normatização

O presente capítulo tem o objetivo de apresentar os impactos da integração de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição de energia elétrica. Sabe-se que os mesmos afetam diversos parâmetros relacionados à qualidade da energia na rede. Um detalhamento maior desta temática exigiria uma grande quantidade de páginas; não cabe aqui alcançarmos esta abrangência. Como forma de ilustrar essa característica dos sistemas PV, foram escolhidos os seguintes temas para serem detalhados neste capítulo: as perdas elétricas, o perfil de tensão e a compensação de reativos. O aprofundamento de tensão, principal tema deste trabalho relacionado aos impactos da usina solar na rede, será tratado em um capítulo exclusivo mais a frente.

O capítulo traz, ainda, algumas normas e regulamentações acerca da integração de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição; englobando temas como a Resolução Normativa nº 482 e requisitos de qualidade de energia encontrados no Brasil e no mundo.

2.1 Integração de Usinas solares à rede elétrica

Os sistemas de distribuição são tipicamente projetados para terem características passivas. Isto, em geral, supõe um fluxo unidirecional de energia, partindo dos transformadores das subestações até as unidades consumidoras, localizadas ao longo dos alimentadores [8], [53], [54].

O advento da geração distribuída tem chamado a atenção dos profissionais envolvidos com o sistema de distribuição, pois, a inserção dessas novas unidades geradoras traz uma série de modificações, dentre elas os fluxos bidirecionais de energia, para os quais a distribuição no Brasil não foi projetada.

O impacto que a geração distribuída irá causar no sistema ao qual a mesma foi inserida depende de uma série de fatores, dentre os quais podem ser ressaltados: o ponto de conexão da

mesma com a rede, o nível de penetração da geração, as características de carregamento e configuração do próprio sistema de distribuição [8], [53].

Os sistemas fotovoltaicos se apresentam atualmente como uma das fontes de energia elétrica mais promissoras no contexto de desenvolvimento da geração distribuída. Isso se deve à grande disponibilidade de radiação solar disponível no planeta, a qual está diretamente ligada à geração de energia naqueles sistemas, e ao fato destes sistemas poderem ser instalados próximos, e até mesmo, dentro dos grandes centros de carga urbanos.

A introdução de sistemas fotovoltaicos nos sistemas de distribuição traz uma série de impactos ao setor elétrico, os quais podem se apresentar de forma negativa ou positiva, dependendo da forma como foi feito o planejamento da inserção daquela unidade geradora no sistema de distribuição. Dentre esses, podem ser citados: retardo do investimento em ampliações da geração centralizada e na construção de novas unidades, adiamento da necessidade de redimensionamento das linhas de transmissão, criação de novas oportunidades para agentes produtores de energia, redução de perdas elétricas, diminuição da severidade do afundamento de tensão durante curto circuito na rede, aumento da capacidade de transmissão. Adicionalmente, são características dos sistemas fotovoltaicos o reduzido tempo de implantação quando comparada a outras unidades geradoras e injeção de harmônicos de corrente [8], [9], [48].

Dentre os temas em que a integração de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição possui correlação, foram escolhidos para maior destaque no presente trabalho os seguintes: perdas elétricas, perfil de tensão, compensação de reativo na rede de distribuição. Estes dois últimos, em especial, por possuírem relação com afundamentos de tensão, temática de estudo desta dissertação.

2.2 Perdas elétricas

As perdas elétricas no sistema de transmissão e distribuição são da ordem de 4 a 7% da potência total transmitida [11], as quais ocorrem basicamente nas impedâncias de transformadores e alimentadores. Essa quantidade de energia que é perdida no transporte da energia da geração até as cargas pode se tornar significativa em condições de sobrecarga. A

concessionária repassa o custo associado a tais perdas elétricas para o consumidor na composição da tarifa na conta de energia. A inclusão da geração distribuída, mais especificamente os sistemas fotovoltaicos, pode reduzir as perdas elétricas na distribuição; o que é justificado pela redução do fluxo de potência resultante na introdução da nova unidade geradora ao longo do alimentador [11], [26], [30], [31]. Vale a pena ressaltar que a geração distribuída pode, também, aumentar as perdas elétricas na rede de distribuição [48].

Segundo DPCA (Distributed Power Coalition of America), o potencial de economia nos sistemas de transmissão e distribuição com a implementação de geração distribuída é de 2,34 a 3,14 US\$ economizado / MWh produzido devido à redução das perdas no sistema [10].

2.3 Perfil de tensão

O planejamento do sistema de distribuição é feito de tal forma que a energia parta dos transformadores da subestação para o final dos alimentadores. Esse projeto deve contemplar os requisitos exigidos pelas normas relacionadas com a distribuição, quais sejam de garantir que o valor da tensão seja entregue ao consumidor dentro de uma determinada faixa e em conformidade com as especificações de qualidade energia. Tal planejamento é necessário já que o valor da tensão decresce a partir da subestação, ao longo do alimentador dependendo do consumo de energia pelas diversas cargas instaladas. A garantia de limites de tensão é fundamental para que os diversos equipamentos operem devidamente [8].

A regulação do perfil de tensão nas barras dos alimentadores pode ser feita utilizando vários recursos: alteração dos TAP's dos transformadores de distribuição, utilização de reguladores de tensão e aplicação de banco de capacitores.

Os sistemas fotovoltaicos também podem atuar na regulação dos níveis de tensão ao longo dos alimentadores da distribuição. Porém, isso vai depender da correta alocação do sistema na rede elétrica, do nível de penetração¹ e fator de potência. Por outro lado, existem casos nos quais a integração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica provocou variações significativas no perfil de tensão, ultrapassando até mesmo os limites previstos por norma [8], [30], [31]. Portanto, a fim de se garantir a regulação de tensão de acordo com as normas do

sistema de distribuição é preciso um bom planejamento antes da integração dos sistemas solares.

2.4 Compensação de reativo

Os sistemas fotovoltaicos devem cessar o fornecimento de energia à rede durante condições de funcionamento anormais da mesma, por exemplo quando ocorre determinados níveis de tensão e variações de frequência. Este é um requisito estabelecido pela maioria dos países e comitês internacionais relacionados com a energia fotovoltaica [3], [12], [13]. Essas especificações são válidas quando não se tem um alto nível de penetração de sistemas PV na rede de energia elétrica. Nestas condições, o que se exige é um gerador funcionando com fator de potência unitário ou, no mínimo, fator de potência maior ou igual a 0,9 [12], [14].

Atualmente, alguns países nos quais a penetração de sistemas fotovoltaicos alcançou um valor expressivo, por exemplo Alemanha e Itália, implementaram novos padrões de acesso à rede de energia por parte dos sistemas fotovoltaicos, tais como a estratégias de “Low Voltage Ride Through² (LVRT)” e injeção de potência reativa[15], [54]. O desenvolvimento desta filosofia de integração de sistemas fotovoltaicos à rede é motivado por alguns problemas de qualidade energia, que poderão ser um desafio para os operadores dos sistemas de distribuição de energia elétrica, quais sejam: potencial sobrecarga de alimentadores, especialmente no momento em que a demanda de carga é maior que a oferta de energia; variação de tensão na rede devido ao desbalanceamento entre oferta e demanda de potência, variações de frequência da rede [12], [15], [16].

¹Nível de penetração é definido como sendo o valor percentual da potência instalada da unidade geradora em relação ao pico de demanda.

²Low Voltage Ride Trough é a capacidade do sistema suportar determinado distúrbio sem desconectar da

A capacidade de LVRT por parte dos sistemas PV possibilita aos mesmos evitarem que muitos dos impactos, anteriormente citados, aconteçam na rede de distribuição de energia elétrica. Já injeção de potência reativa por parte destes geradores proporciona atividades como compensação de reativos demandados por cargas da rede elétrica [16], [17], [18], [21], [22], [23].

Muitos são os países que já implementaram mudanças em seus códigos de rede ou estão inclinados a modificá-los, como por exemplo Alemanha, Itália, Japão [15], [18], [19], [28], [29]. No caso do Brasil, ainda não houve mudanças no código de rede com vistas a contemplar a injeção de potência reativa e a capacidade de LVRT por parte das unidades geradoras PV [20]. Dentre os que decidiram evoluir na direção dessas inovações no setor, a Alemanha é o país que possui o código de rede mais robusto [15].

As estratégias de LVRT e Injeção de potência reativa requeridas pelos sistemas PV interligados à rede estão bem fundamentas no código de rede alemão, as quais serão abordadas logo a seguir no presente trabalho.

2.5 Normas e regulamentações

No Brasil já existem normas e regulamentações dedicadas à interligação de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição. Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica publicou a Resolução Normativa nº 482, a qual estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências [43]. A R. N. 482 apresenta as seguintes definições:

- microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica,

solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

- sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

Sistemas fotovoltaicos maiores que 1 MW de potência estão submetidos às exigências dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional - Prodist [44].

A Companhia Energética de Minas Gerais criou uma norma cujo objetivo é sistematizar e concentrar as exigências quanto ao acesso a seu sistema de distribuição, tomando como base a Resolução 482 e o Prodist. Tal documento é denominado: “Requisitos para a conexão de acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Média Tensão” [42].

A seguir, serão abordados alguns tópicos relacionadas à qualidade de energia, operação e segurança dos sistemas conectados à rede de distribuição da Cemig, e, também, um comparativo com outros códigos de rede de outros países.

2.5.1 Tensão de operação

Em condições adequadas, o sistema de distribuição da Cemig deve fornecer uma tensão na faixa de 0,95 a 1,05 pu para os acessantes da média tensão [42]. Essa é a faixa para a qual a proteção da unidade geradora de energia deve ser projetada para aceitar como condição normal de funcionamento.

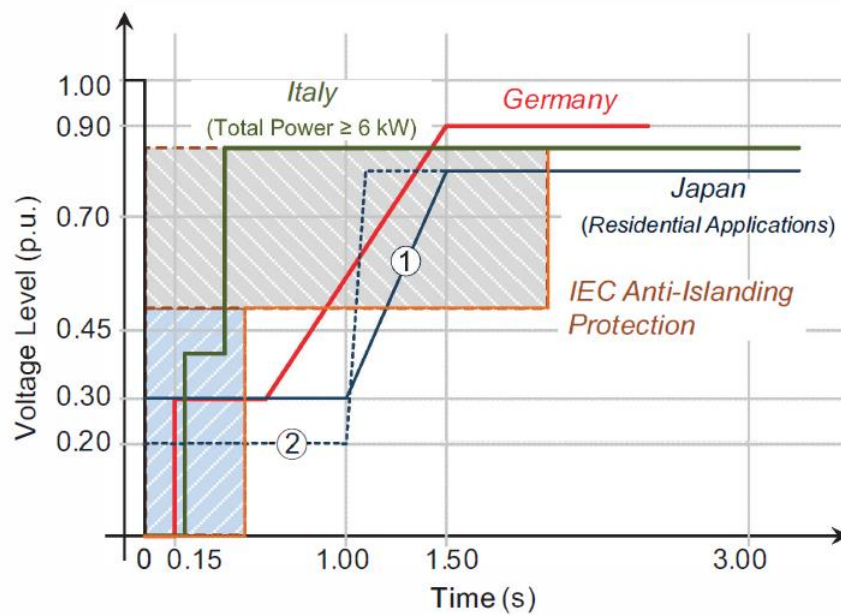
Os sistemas fotovoltaicos no Brasil não estão habilitados a regular a tensão da rede. Isto significa que a operação dos conversores pertencentes aos sistemas PV é definida pela proteção destes sistemas. Os ajustes das proteções para os produtores de energia interligados à rede da Cemig estão definidos na Tabela 1:

Tabela 1 Ajustes recomendados para as proteções de tensão instaladas no acessante. Fonte:[42].

| Subtensão | | Sobretensão | |
|-------------------|-----------|--------------------|-----------|
| Nível de tensão | tempo (s) | Nível de tensão | tempo (s) |
| 80% de V_n (3F) | 10 | 110% de V_n (3F) | 10 |
| 70% de V_n (3F) | 1,5 | 120% de V_n (3F) | 0,5 |

O projeto da proteção deve garantir que a unidade geradora não irá contribuir para qualquer evento de falta que aconteça na rede de interligação com o sistema de distribuição da companhia de energia elétrica.

Em países como Alemanha e Itália a capacidade de “Low voltage ride through” por parte de sistemas fotovoltaicos já está consolidada. Isso significa que o sistema deve ser capaz de funcionar durante um determinado tempo, mesmo em condições de falta no sistema de distribuição sem que a proteção provoque o desligamento da planta [15]. No caso do Japão, a partir de 2016 essa capacidade também já estará consolidada. A Figura 3 ilustra o modo de operação dos sistemas PV nestes países.



Nota:

- Os requerimentos de Low voltage ride through (LVRT) alemão são definidos para média e alta tensão[45].
- Os sistemas fotovoltaicos com potência total excedendo 6 KW devem ter LVRT[46].
- Os requerimentos LVRT japonês são propostos em [47]: 1 antes de 2016 e 2 depois de 2016.
- Os sistemas PV devem desligar na área sombreada para evitar a operação no modo de ilhamento de acordo com a norma da IEC [48]

Figura 3 - Requerimentos de Low voltage ride through em diferentes países e os requerimentos de anti-ilhamento de pequenas unidades PV definidas pela IEC. Fonte:[15]

No caso da Alemanha, curva com linha vermelha, os sistemas fotovoltaicos devem permanecer conectados durante uma falta, dar suporte a tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC) pelo fornecimento de potência reativa. Observe a figura 3, para a condição em que o afundamento de tensão chega a 0, a unidade geradora na rede de media tensão alemã deve permanecer conectada durante 150 ms; no caso do afundamento chegar a 0,3 pu, a permanência deve ser de 640 ms. Quando a rede de distribuição apresentar uma condição que se encontre fora da capacidade de LVRT do sistema fotovoltaico, o mesmo deve ser desconectado daquela através da proteção do relé.

2.5.2 Frequência

A frequência do sinal da rede tem um valor específico que deve ser mantido, no caso da CEMIG é 60 Hz. Os ajustes recomendados para a proteção de subfrequência e sobrefrequência são apresentados na Tabela 2:

Tabela 2 - Ajustes recomendados para as proteções de frequência instaladas no acessante. Fonte:[42].

| Subfrequência | | Sobrefrequência | |
|-----------------|-------------|-----------------|-------------|
| Frequência (Hz) | tempo (s) | Frequência (Hz) | tempo (s) |
| 58,5 | 10 | 62 | 30 |
| 57,5 | 5 | 63,5 | 10 |
| 56,5 | Instantânea | 66 | Instantânea |

No caso do código de rede alemão, a frequência padrão do sistema é de 50 Hz. A condição para a desconexão da rede é uma frequência maior que 51,5 Hz e menor que 47,5 Hz.

2.5.3 Fator de potência

O fator de potência das unidades produtoras de energia deve estar compreendido entre os valores estabelecidos nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico brasileiro.

A norma da Cemig define para o fator de potência no ponto de conexão os limites mínimos de 0,90 para geradores sobreexcitados (fornecendo energia reativa), e 0,95 para geradores sub-excitados (absorvendo energia reativa). No caso de sistemas fotovoltaicos, a norma estabelece fator de potência unitário.

2.5.4 Distorção harmônica

O desempenho de equipamentos e, por consequência, das instalações de consumidores pode ser afetado por distorções harmônicas na rede elétrica. A razão para que isto aconteça

pode estar ligada a interferências no desempenho das malhas de controle, seja pela excitação de ressonâncias existentes entre componentes indutivos e capacitivos da rede elétrica, tanto da concessionária, quanto de consumidores conectados à rede, ou mesmo do próprio acessante [42]. Os parâmetros utilizados para a avaliação das distorções harmônicas estão apresentados na Tabela 3:

Tabela 3 - Limites de Distorções harmônicas para o sistema de média tensão da Cemig Distribuição.

Fonte:[42].

| Ordem | Distorção harmônica total de tensão | | | | |
|-------------------------------------|-------------------------------------|----------------|-------------------------|---------------------------|----------------------|
| | | $V_N \leq 1kV$ | $1kV < V_N \leq 13,8kV$ | $13,8kV < V_N \leq 169kV$ | $69kV < V_N < 230kV$ |
| | | | | | |
| Ímpares não múltiplos de 3 | 5 | 7,5 | 6 | 4,5 | 2 |
| | 7 | 6,5 | 5 | 4 | 2 |
| | 11 | 4,5 | 3,5 | 3 | 1,5 |
| | 13 | 4 | 3 | 2,5 | 1,5 |
| | 17 | 2,5 | 2 | 1,5 | 1 |
| | 19 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | 23 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | 25 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | >25 | 1,5 | 1 | 1 | 1 |
| | | | | | |
| Ímpares Múltiplos de 3 | 3 | 6,5 | 5 | 4 | 2 |
| | 9 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | 15 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 21 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | >21 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | | | | | |
| | 2 | 2,5 | 2 | 1,5 | 0,5 |
| | 4 | 1,5 | 1 | 1 | 0,5 |

| | | | | | |
|------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Pares | 6 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 8 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 10 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 12 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | >12 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Distorção Total | | 10% | 8% | 6% | 3% |

2.5.5 Injeção de corrente reativa

Na Alemanha, o gerador fotovoltaico deve ser capaz de injetar corrente reativa durante a condição de falta para contribuir na regulação de tensão da rede [19,25]. De acordo com os requisitos do código de rede alemão, como mostra a Figura 4, o controle de tensão deve ser ativado quando se tem uma variação da tensão no PCC em torno de 10% com relação à tensão nominal do gerador. O controle deve garantir o fornecimento de corrente reativa no lado de baixa tensão do transformador ligado ao gerador, com uma contribuição de pelo menos 2% da corrente nominal para cada ponto percentual de queda da tensão. Por exemplo, suponha que a tensão antes de um afundamento de tensão era 1 pu e durante este distúrbio passou para 0,80. A variação foi de 20 pontos percentuais para a tensão antes e após o distúrbio, sendo assim a injeção de corrente reativa deve ser de 40% da corrente nominal do sistema PV.

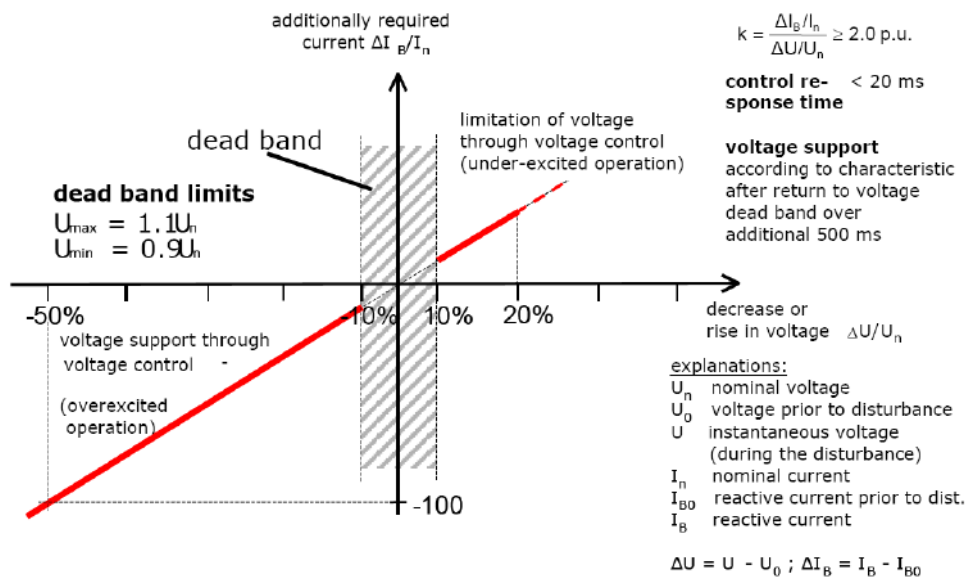


Figura 4 - Princípio do suporte de tensão durante a ocorrência da falta na rede. Fonte:[24].

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos devem ser desligados durante a condição de falta. Portanto não estão habilitados a contribuir com corrente reativa durante esse tipo de distúrbio eletromagnético.

2.5.6 Injeção de potência diante de variações na frequência da rede

A estabilidade da rede é um requisito primordial para a operação do sistema. Um desvio de frequência, seja sobrefrequência ou subfrequência, tem uma relação direta com o balanceamento entre consumo e fornecimento de energia[25]. O código de rede alemão estabelece que todos os sistemas de geração devem reduzir a potência de saída para o caso de a frequência do sistema estar acima de 50,2 Hz. Nesta condição, a potência tem que ser reduzida com um gradiente de 40%/ Hz da potência disponível instantaneamente. Depois que o evento causador da variação de frequência é eliminado, o sistema PV somente será liberado para aumentar a potência de saída quando a frequência estiver abaixo de 50,05 Hz [24]. A condição para a desconexão da rede é uma frequência maior que 51,5 Hz e menor que 47,5 Hz.

A norma para acesso ao sistema de distribuição de baixa tensão da CEMIG por sistemas fotovoltaicos possui uma semelhança muito grande com o código de rede alemão [20]. Para a conexão em média tensão, a norma estabelece que se ocorrer algum distúrbio que provoque um

desequilíbrio carga-geração na rede, as unidades geradoras devem garantir que a frequência do sistema fique na faixa entre 59,5 Hz e 60,5Hz. Se houver a necessidade de corte de geração, a frequência deve se ater aos limites preestabelecidos para a proteção de subfrequência e sobrefrequência, como explicitados anteriormente.

2.6 Considerações finais

Neste capítulo foram abordados os impactos da integração dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. As perdas elétricas, o perfil de tensão e a compensação de reativos foram os impactos que tiveram um maior destaque na abordagem realizada. Além disso, apresentou algumas normas e regulamentações relacionadas ao tema abordado.

No próximo capítulo será apresentada uma caracterização do afundamento de tensão.

3 Caracterização do Afundamento de Tensão

Este capítulo apresenta uma visão geral sobre o que é afundamento de tensão e dos problemas relacionados a este distúrbio eletromagnético na rede elétrica. Mostra, ainda, metodologias de caracterização realizadas por órgãos de renome nacional e internacional, tais como IEEE, UNIPED, ANEEL e pelo pesquisador Bollen. Este último caracteriza o afundamento de tensão considerando a assimetria e desequilíbrio dos fasores de tensão durante a ocorrência do distúrbio; ao contrário de outros que só levam em conta a intensidade e duração do distúrbio.

3.1 Visão geral sobre afundamento de tensão

Os problemas de qualidade de energia relacionados com afundamentos de tensão representam um custo alto para a indústria e comércio. Em 2002, segundo o jornal Wall Street e o Newsweek, os gastos com qualidade de energia nos Estados Unidos foram em torno de 20 bilhões de dólares; enquanto ações preventivas relacionadas a esses problemas do setor elétrico eram menos de 5% desse valor. No Brasil, de acordo com a mesma referência, os prejuízos foram cerca de 2 bilhões de dólares anuais [37].

O tipo de processo afetado e as características dos equipamentos são fatores que definem os prejuízos causados pelos afundamentos de tensão. O aumento da utilização da energia elétrica e o uso de equipamentos elétricos e eletrônicos fazem dos problemas de qualidade de energia uma preocupação constante para profissionais do setor elétrico. Isto porque consumidores comerciais e industriais são cada vez mais dependentes desses elementos [49], [55].

No caso de consumidores industriais, podem ser citados vários tipos de custos relacionados com problemas de qualidade de energia [49]:

- Custos para reiniciar a produção (mão-de-obra);

- Custos devido a danos causados a materiais;
- Custos devido a danos causados à planta industrial (equipamentos);
- Custos para o reprocessamento de materiais;
- Custos relacionados à operação de equipamentos de geração auxiliar;
- Multas devido a atrasos nas entregas do produto;
- Perda da qualidade do produto e insatisfação do cliente;

Os prejuízos causados aos consumidores de energia devido a afundamentos de tensão sinalizam para os órgãos do setor elétrico e as concessionárias de energia sobre a importância do investimento em pesquisa e desenvolvimento na área de qualidade de energia. Soluções que diminuam a intensidade do afundamento de tensão ou até mesmo evitem que o mesmo aconteça são cada vez mais procuradas.

3.2 Conceitos e definições

Os valores de magnitude e tempo de duração são os parâmetros mais comumente utilizados para caracterizar os afundamentos de tensão. No caso dos eventos trifásicos, um único valor é atribuído aos mesmos, sendo utilizado para tanto os critérios de agregação de fases. Esta metodologia significa atribuir um conjunto de parâmetros a uma ocorrência que provoca distúrbios em mais de uma fase [37], [50].

Existem diversas metodologias para a agregação de fases na literatura, dentre as quais podem ser citadas: Metodologia UNIPEDA (Europa), Metodologia da NRS-048 (África do sul), Metodologia do EPRI / ELECTROTEK (EUA) e Metodologia proposta por Bollen [37], [50]. Esta última será detalhada mais a frente.

O IEEE, através da Std IEEE 1159 (1995) define o afundamento de tensão como sendo a redução do valor eficaz da tensão para um valor entre 0,1 e 0,9 pu durante um determinado intervalo de tempo. A Figura 5 ilustra essa definição. No que diz respeito ao intervalo de tempo do afundamento de tensão, o IEEE localiza o evento dentro das seguintes definições:

- Instantâneo: entre 0,5 ciclos e 30 ciclos;
- Momentâneo: entre 30 ciclos e 3 segundos;

- Temporário: entre 3 segundos e 1 minuto.

De acordo com o IEEE, a intensidade do afundamento de tensão é definida como a menor tensão remanescente durante a ocorrência de um distúrbio. Para a situação em que a tensão adquire um valor inferior a 0,1pu, o IEEE considera o mesmo como sendo uma interrupção de curta duração [37].

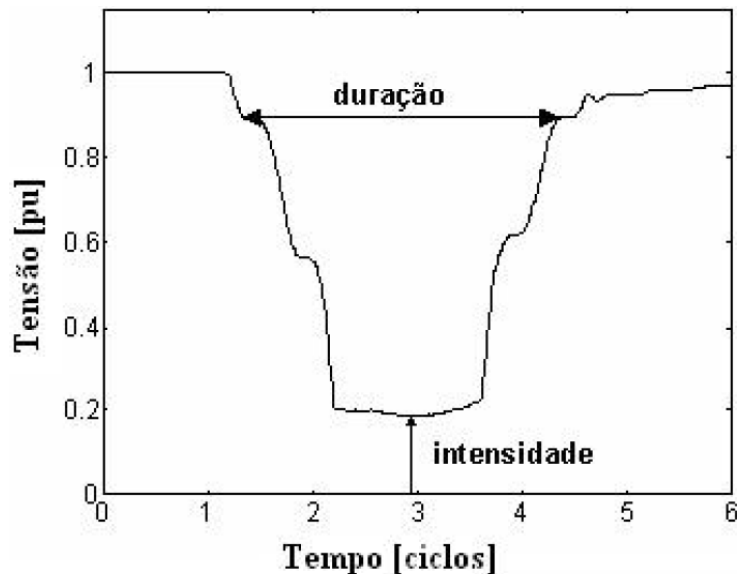


Figura 5- Definição de intensidade e duração do afundamento de tensão. Fonte: [37]

Conforme definido pelo Operador Nacional do Sistema no Procedimentos de Rede (PROREDE), o afundamento de tensão é um desvio significativo na amplitude da tensão por um curto intervalo de tempo, também denominado Variação de Tensão de Curta Duração, VTCD [51].

A Tabela 4 apresenta as classificações das Variações de Tensão de Curta Duração segundo o documento Procedimentos de Rede:

Tabela 4 - Caracterização do afundamento de tensão segundo ONS. Fonte: [51]

| Classificação | Denominação | Duração da Variação | Amplitude da Tensão (RMS) |
|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------|----------------------------------|
| Variação Momentânea de Tensão | Interrupção Momentânea de Tensão | $t \leq 3s$ | $V < 0,1pu$ |
| | Afundamento Momentâneo de Tensão | $1ciclo \leq t \leq 3s$ | $0,1pu \leq V < 0,9pu$ |
| | Elevação Momentânea de Tensão | | $V > 1,1 pu$ |
| Variação Temporária de Tensão | Interrupção Temporária de Tensão | $3s \leq t \leq 1 min$ | $V < 0,1pu$ |
| | Afundamento Temporária de Tensão | | $0,1pu \leq V < 0,9pu$ |
| | Elevação Temporária de Tensão | | $V > 1,1 pu$ |

Os Procedimentos de Rede estabelecem que a amplitude da VTCD é o menor valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado na medição. O intervalo de tempo em que o valor eficaz fica abaixo de determinado limite, e o instante em que o mesmo volta a ficar acima desse limite é definido como a duração do afundamento. A severidade da VTCD, de acordo com o PROREDE, em cada fase deve ser avaliada considerando-se, não só a sua amplitude e duração, mas também a frequência de ocorrência em um dado período de tempo.

A Agência Nacional de Energia Elétrica criou um documento denominado Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist), por volta de 2005. O objetivo era que o Prodist se tornasse uma referência em termos de normas, regulamentações e padronizações para possibilitar aos usuários a conexão elétrica ao sistema de distribuição, garantido a eles qualidade de energia semelhante aos padrões conhecidos mundialmente.

O módulo 8 do Prodist contempla o tema qualidade de energia e tem como um de seus tópicos o assunto Caracterização da Variação de Tensão de Curta Duração. Como este módulo teve como referência o PROREDE, a classificação dada às VTCDs foi idêntica à apresentada na Tabela 4 anteriormente citada.

3.3 Método de Bollen para caracterização de VTDC

A metodologia proposta por Bollen para caracterização de VTCD considera a assimetria e o desequilíbrio dos fasores de tensão durante a ocorrência do distúrbio, o que vai além de outras metodologias que consideram apenas a intensidade e a duração do evento. Através dessa nova definição, evita-se desconsiderar efeitos importantes associados aos parâmetros que Bollen considera, tornando o estudo de equipamentos sensíveis a tais variáveis mais completo [37], [52].

A metodologia proposta por Bollen tem como base a teoria das componentes simétricas, e considera os diversos tipos de faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas; as conexões estrela e delta das cargas utilizadas nos equipamentos elétricos, e todos os tipos de conexões dos transformadores. Além disso, considera que as impedâncias de sequência positiva e negativa

das fontes são iguais. O tipo A é devido às faltas trifásicas; os tipos B, C e D às faltas bifásicas e monofásicas; e os tipos E, F e G às faltas bifásicas para terra. As definições de Bollen para os afundamentos são apresentados nas Tabela 5 e 6; vale ressaltar que a caracterização apresentada nas mesmas é para um sistema com neutro solidamente aterrado.

Tabela 5 - Caracterização de VTCD de acordo com BOLLEN. Fonte [52]

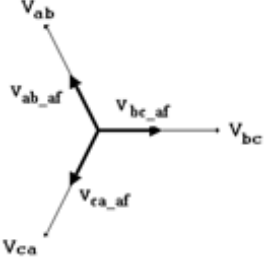
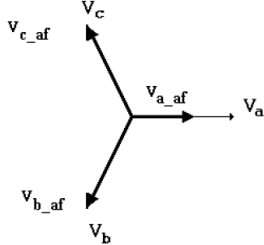
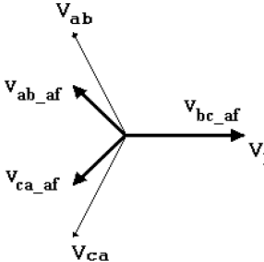
| Tipo de carga | Ligação da carga | Esquema das tensões |
|--------------------|--|---|
| Trifásicas | Estrela ou triângulo Tipo A |  |
| Monofásicas | Estrela Tipo B |  |
| | Triângulo Tipo C |  |

Tabela 6 - Caracterização de VTCD de acordo com BOLLEN. Fonte [52]

| Tipo de carga | Ligação da carga | Esquema das tensões |
|--------------------------|-----------------------------------|---------------------|
| Bifásicas | Estrela Tipo C | |
| | Triângulo Tipo D | |
| Bifásicas à terra | Estrela Tipo E | |
| | Triângulo Tipo F | |
| | Triângulo Tipo G | |

3.4 Origem e variáveis que influenciam no afundamento de tensão

Um das principais causas de afundamento de tensão no sistema elétrico são as faltas que ocorrem nas linhas de transmissão e distribuição [37]. Isso se justifica devido ao comprimento das linhas aéreas existentes, as quais estão sujeitas a diversos fenômenos naturais, tais como descargas atmosféricas. Outros pontos que podem influenciar na ocorrência de curto-circuito na rede são as queimadas em plantações, vendavais, contatos com animais e aves, contaminação de isoladores, falhas humanas, falhas de equipamentos, etc. Vale ressaltar ainda que as faltas trifásicas provocam afundamento de tensão mais severos; já aqueles associados a faltas monofásicas são mais brandos, no entanto estas últimas são mais frequentes [41].

Os vários tipos de falta são um dos fatores que influenciam nas características dos afundamentos de tensão. No entanto, outros podem ser aqui citados:

- Localização da falta;
- Resistência de falta;
- Tensão pré-falta;
- Conexão dos transformadores entre o ponto de falta e a carga;
- Desempenho do sistema de proteção;
- Taxas de falta de linhas de transmissão e distribuição;
- Bitolas dos cabos envolvidos;
- Sistemas aéreos e/ou subterrâneos;
- Nível de curto-circuito do PAC;

O conhecimento dos fatores que influenciam as VTCDs é muito importante. Isto porque a manutenção da qualidade de energia, no que se refere a afundamento de tensão depende deles. A fim de que os profissionais do setor elétrico possam garantir uma tensão adequada aos consumidores das concessionárias, é necessário que eles conheçam cada vez mais tais fatores.

3.5 Considerações finais

Neste capítulo foi apresentada uma visão geral sobre afundamento de tensão. Várias metodologias de caracterização do fenômeno eletromagnético foram discutidas, para tanto tomou-se como base órgãos nacionais e internacionais relacionados ao setor elétrico. Adicionalmente, considerou-se a metodologia proposta por Bollen. Além disso, foram apresentados diversos fatores que dão origem ao afundamento de tensão.

No próximo capítulo será apresentada uma descrição geral da Usina Solar do Mineirão juntamente com o sistema de distribuição ao qual a mesma está interligada.

4 Descrição Geral da Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão

O capítulo 4 apresenta uma descrição geral da Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão, destacando as principais características elétricas da mesma. Além disso, traz algumas peculiaridades construtivas que são inerentes a esta Usina, as quais a diferenciam de muitas outras com o mesmo princípio de funcionamento.

Além disso, mostra a modelagem elétrica da USF-Mineirão e do alimentador BHPM07 interligado a mesma; ambos propostos e desenvolvidos no software PSCAD pelo autor desta dissertação.

4.1 A Usina Solar

A Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão (USF-Mineirão) foi construída pela CEMIG na cobertura do Estádio Governador Magalhães Pinto. Localiza-se no município de Belo Horizonte, na região denominada Pampulha, próxima às coordenadas geodésicas 19°51'56"S e 43°58'16"O, respectivamente (UTM - Córrego Alegre: (23) 607733 -7803038).

As principais características elétricas da usina são:

- Potência instalada: 1,42 MW
- Conexão à rede elétrica de distribuição através de 2 transformadores de 750kVA (13,8 kV/ 0,380 kV)
 - Constituída por 88 inversores Ingecon Sun Smart 15TL (15kW/ 0,380 kV)
 - 5910 módulos de silício policristalino 240W
 - 2 bancos de capacitores (9,0kVAr)
 - Carga total 2,7 MW
 - 2 transformadores zig-zag 75 kVA
 - 2 transformadores serviços auxiliares 5 kVA

Ainda que todas as usinas solares fotovoltaicas apresentem o mesmo princípio de funcionamento, a citada no presente trabalho apresenta uma série de peculiaridades que a diferencia de muitas outras. A Figura 6 mostra a usina solar do Mineirão.

A título de curiosidade, vale a pena ressaltar o tamanho da área ocupada pelos painéis da usina solar, 9.763,32 m², onde considera-se as dimensões dos painéis utilizados como: 1652 x 1000 x 45 mm.



Figura 6 Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO

4.2 Peculiaridades da USF-Mineirão

Observando as características elétricas da usina, percebe-se um grande número de inversores para a construção da mesma. A justificativa para esta escolha se deve à arquitetura do Estádio, a qual promove o sombreamento de grandes áreas de painéis. Isto provoca o menor aproveitamento de energia por parte da Usina. A Figura 7 possibilita a aferição dessa característica.



Figura 7 - Pannel solar da USF-MINEIRÃO. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO

As condições de sombreamento nas quais os painéis estão submetidos motivaram a instalação dos inversores do tipo “string inverter”, ou seja, inversores de pequena potência, comumente utilizados em instalações comerciais de menor porte. O objetivo desta escolha foi o de maximizar o aproveitamento de energia solar, pois a associação de um grande número de painéis em grandes strings conectados a inversores de elevada potência implicaria em uma limitação da máxima potência gerada, devido às condições de sombreamento apresentadas pelo sistema no Estádio.

A Figura 8 apresenta a arquitetura da instalação da USF-Mineirão:

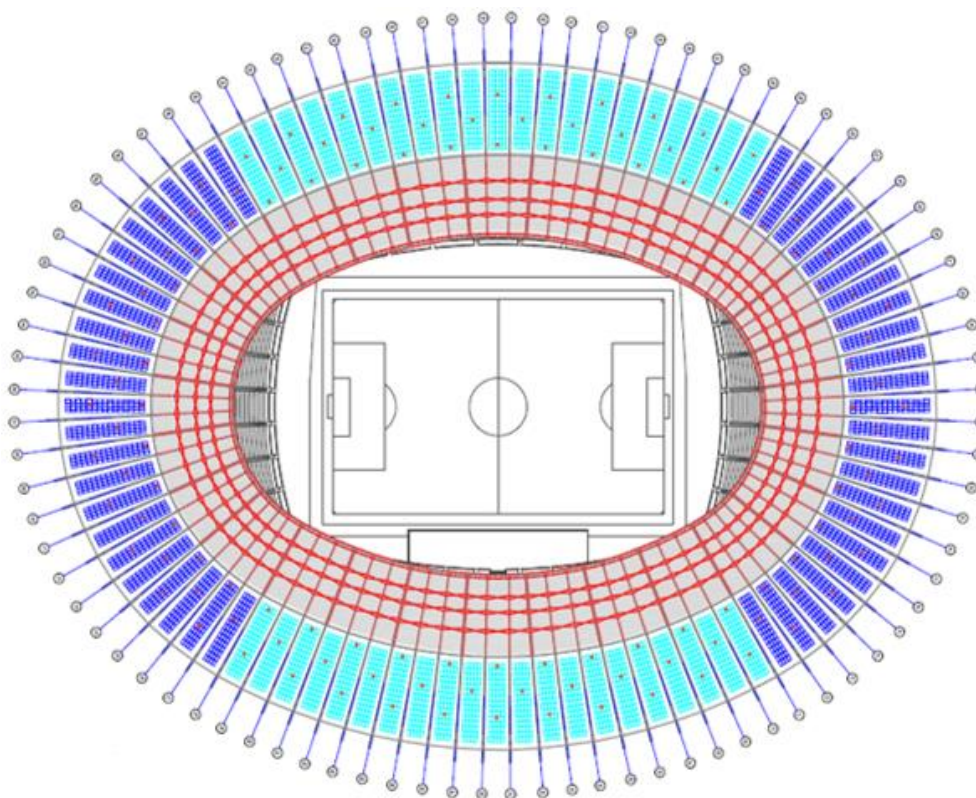


Figura 8 - Instalação da USF-Mineirão. Azul claro, segmentos com maior quantidade de painéis solares. Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO

O modo de operação desequilibrado dos inversores Ingecon Sun Smart 15TL é outra importante peculiaridade no projeto desta usina. Estes dispositivos eletrônicos possuem três sistemas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT – maximum power point tracker) independentes, sendo um para cada fase. Esta escolha possibilitou ao sistema elétrico da usina trabalhar com a máxima potência de cada fase. Embora os inversores operem individualmente em desequilíbrio, o conjunto dos mesmos tendem a uma operação razoavelmente equilibrada, devido ao elevado número de inversores (88).

A USF-MINEIRÃO é conectada à rede de distribuição da CEMIG por meio da Subestação Minas Arena por dois transformadores YnD11 aterrados 750 kVA/13,8 kV. A potência gerada por dois grupos de painéis solares ligados a 44 inversores ($44 \times 15 \text{ kW} = 660 \text{ kW}$) é injetada na rede de distribuição por cada um desses transformadores.

Os 88 inversores estão distribuídos em oito salas elétricas ao longo das instalações do Mineirão, sendo que cada uma possui 11 inversores. No caso dos transformadores, os mesmos

estão em duas subestações fotovoltaicas internas denominadas SFV1 e SFV2. A Figura 9 ilustra a distribuição:

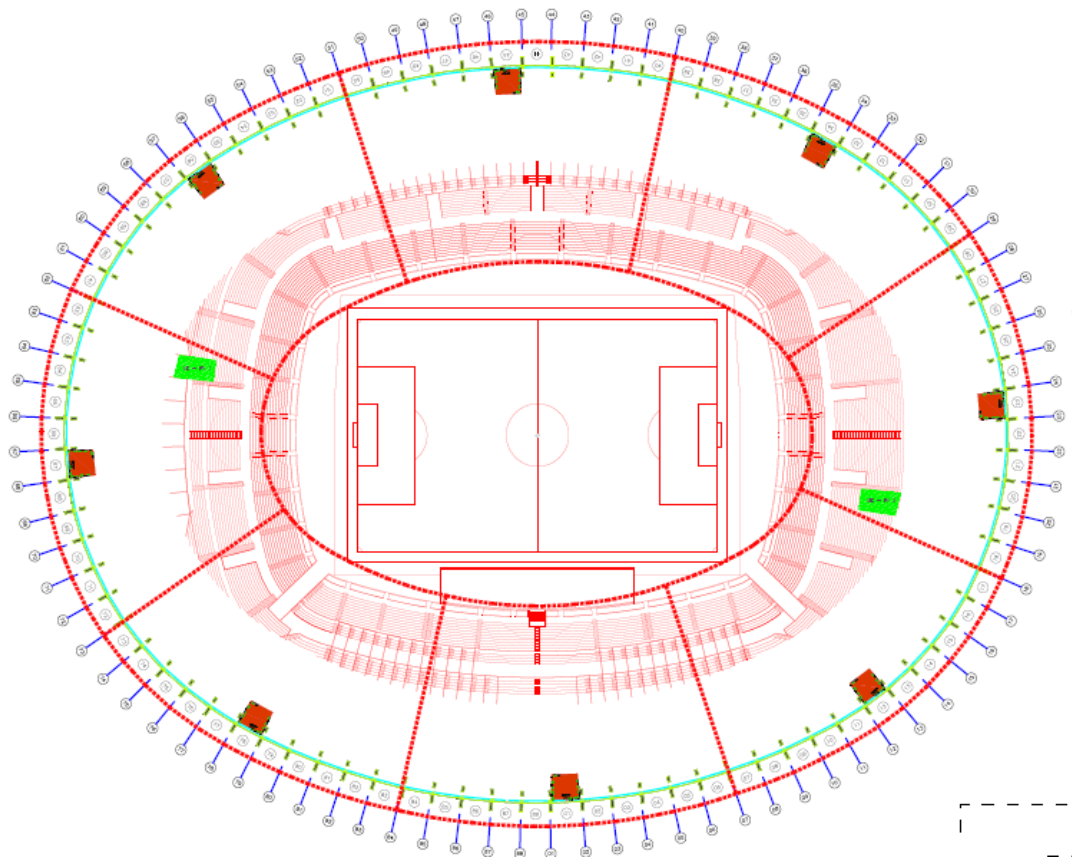


Figura 9 - Distribuição das salas de inversores na USF-Mineirão.

■ Sala de inversor, ▨ Subestação Fotovoltaica. Fonte: 34.

Um diagrama esquemático básico da USF-Mineirão é apresentado na Figura 10:

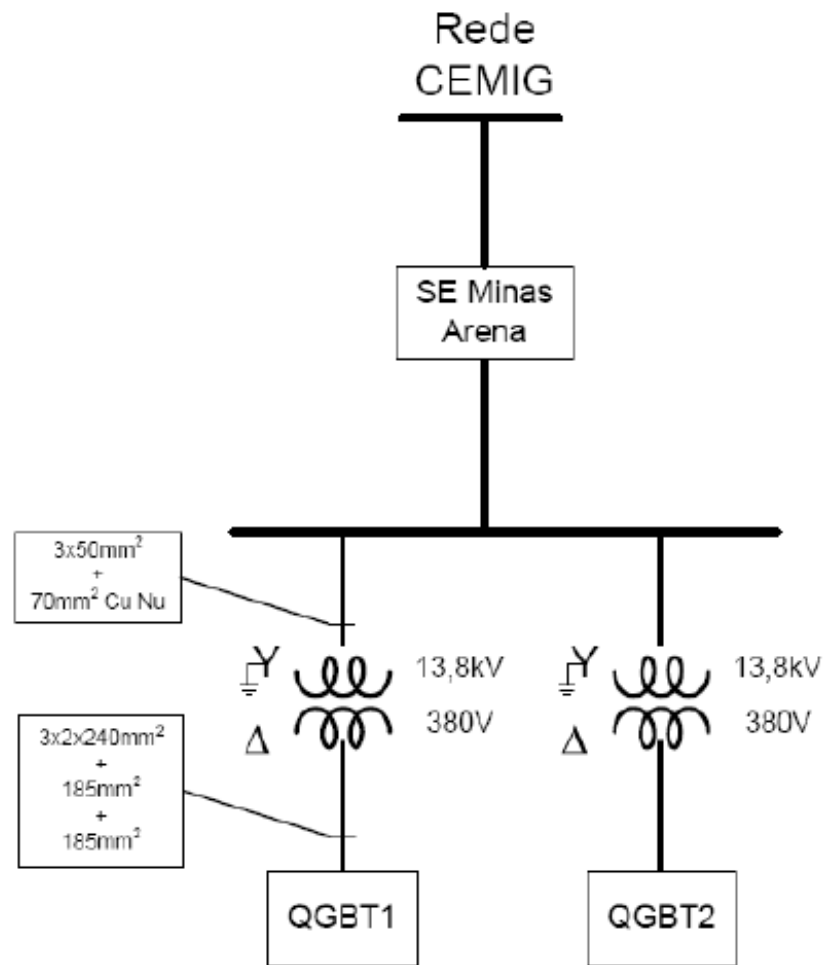


Figura 10 - Diagrama esquemático básico da Usina Solar.

Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO.

De acordo com a norma ND 5.31 - Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição CEMIG – Conexão em Média Tensão (CEMIG, 2011), o acessante deverá fornecer uma referência de terra no lado da distribuição (estrela-aterrada), e uma ligação em delta do lado da geração. Este requisito justificou a escolha dos transformadores como ilustrado na figura 9 anteriormente exposta.

4.3 Os Inversores Solares Ingecon Sun Smart 15TL

As características básicas dos inversores Ingecon Sun Smart 15 TL utilizados na Usina Solar Fotovoltaica Mineirão são listadas a seguir:

- Potência nominal: 15kW
- Número de MPPT: 3
- Tecnologia do conversor: transformerless
- Tipo de sistema: operam em redes trifásicas a 4 fios (necessitam de neutro)
- Podem injetar correntes desequilibradas (sequência positiva, negativa e zero)

A Figura 11 apresenta o diagrama esquemático do inversor. Note, pelo exposto, a independência dos arranjos e painéis de cada fase e conexão de saída em estrela com o terminal de neutro. Conforme indicação do fabricante, além da necessidade do terminal de neutro, este último deve ser aterrado para a correta operação dos inversores Ingecon Sun Smart 15 TL.

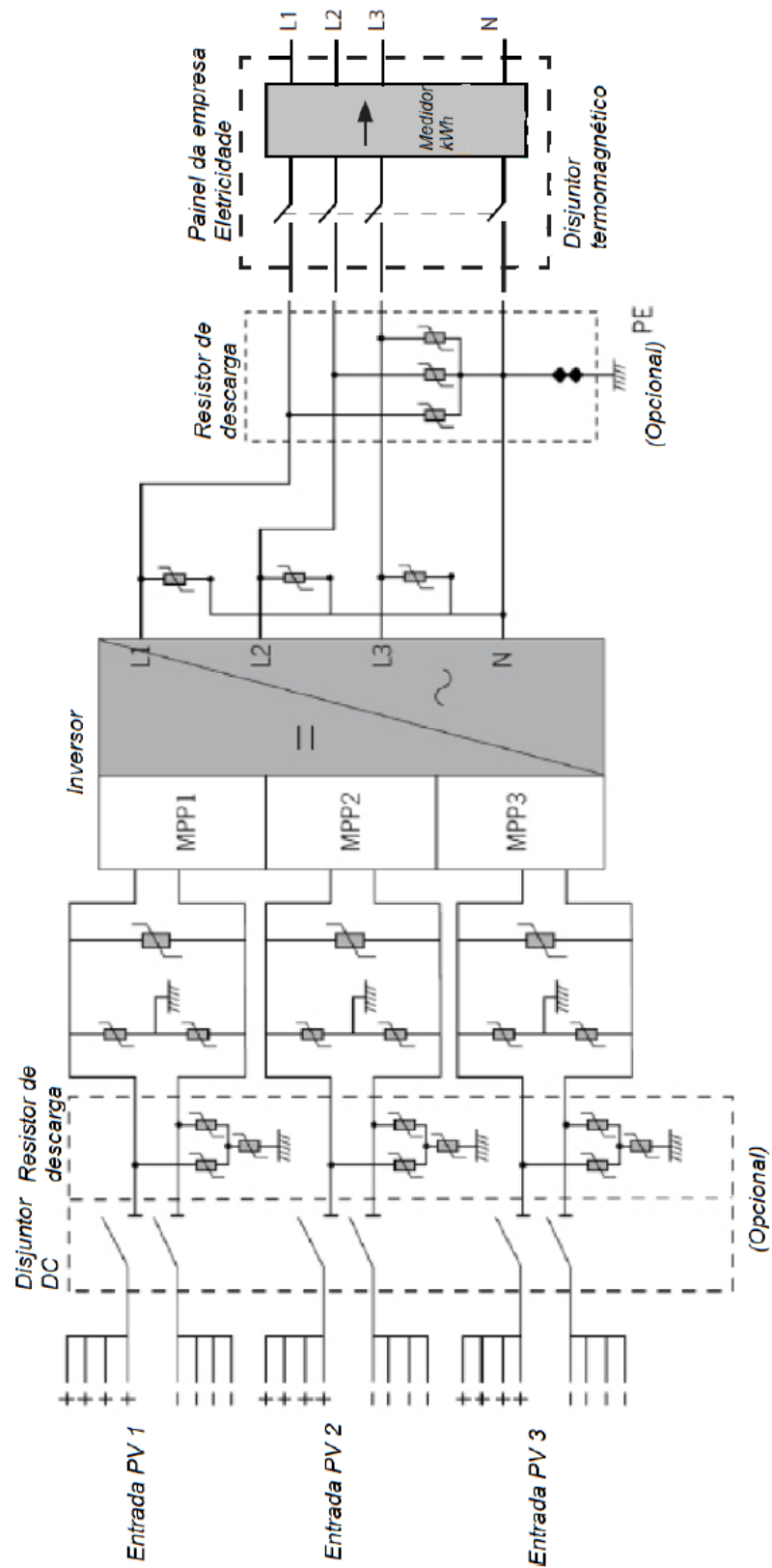


Figura 11 - Diagrama esquemático do inversor Ingecon Smart Sun 15TL. Fonte: [34].

4.4 Arranjo dos painéis

Os arranjos dos painéis solares foram realizados de forma a contornar o problema de sombreamento ocorrido na usina. A organização dos painéis para cada um dos inversores foi feita de duas maneiras. Na primeira, os painéis foram organizados em grupos de 60, com vinte painéis para cada uma das fases, sendo duas strings em paralelo com 10 painéis em série. Na segunda, os painéis foram organizados em grupos de 75, com duas fases com 24, sendo duas strings em paralelo com 12 painéis em série. Na terceira fase, um conjunto de 27 painéis são distribuídos nas três fases, com 9 por fase e em série. As figuras 12 e 13 ilustram a organização dos arranjos dos painéis descrita:

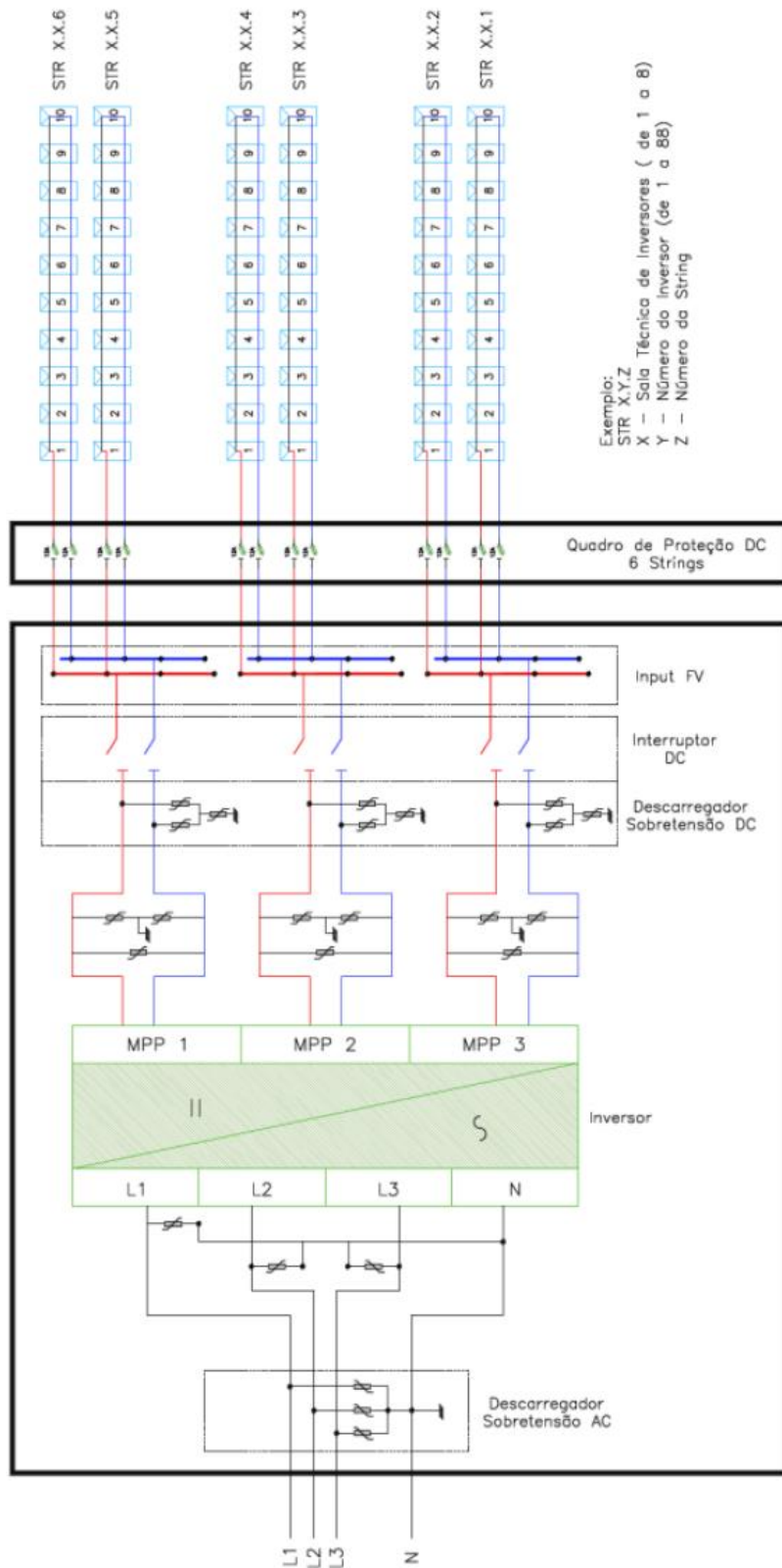


Figura 12 - Ligação das strings da USF-Mineirão com o inversor para os segmentos com 60 módulos fotovoltaicos. Fonte:[34].

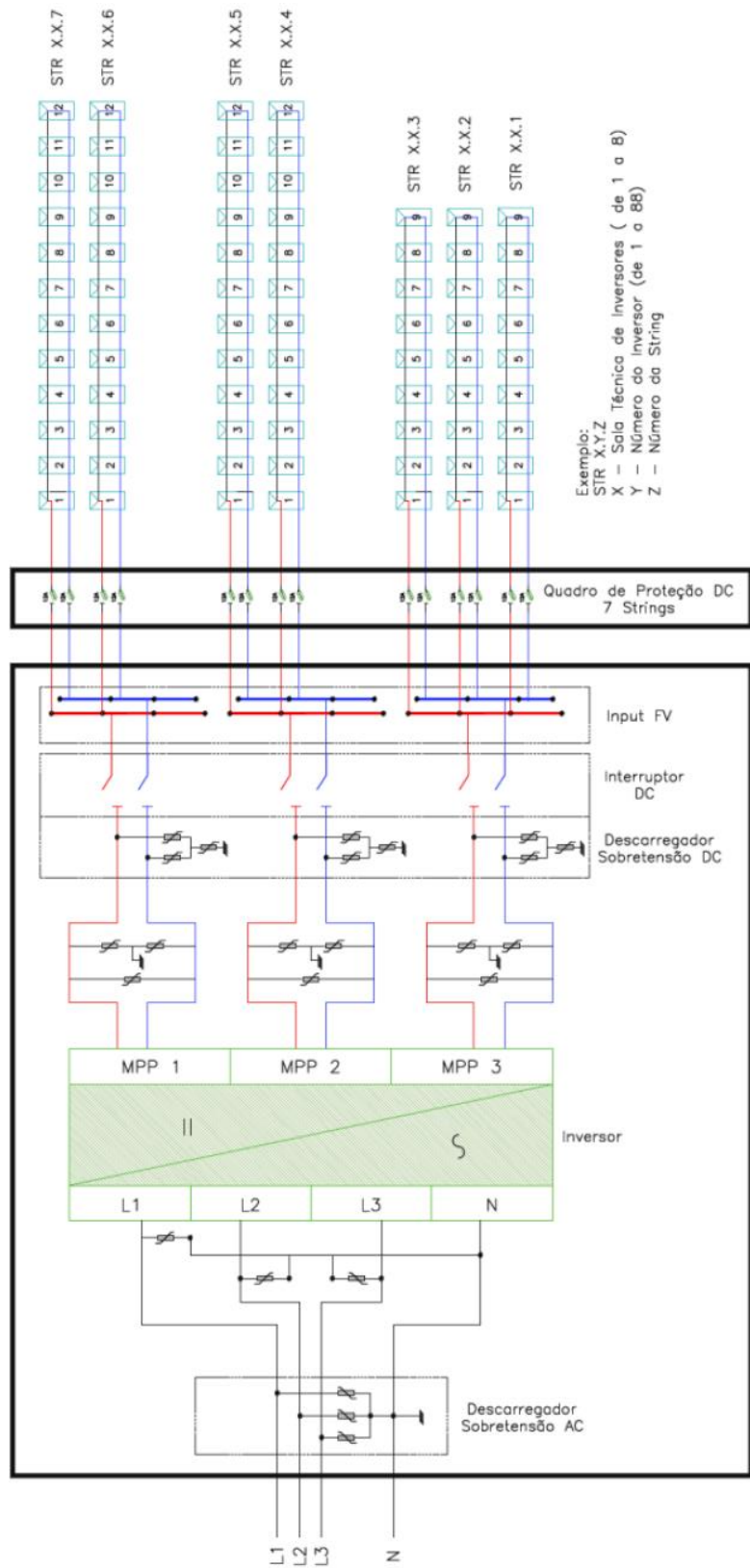


Figura 13 - Ligação das strings da USF-Mineirão com o inversor para os segmentos com 75 módulos fotovoltaicos. Fonte: [34].

4.5 Transformador de aterramento

De acordo com critérios de projeto, o terminal de neutro dos inversores precisa ser conectado a um terminal de neutro na instalação da USF-Mineirão. Como já foi dito anteriormente, o lado de baixa dos transformadores 750 kVA/13,8 kV das subestações fotovoltaicas está em delta, na barra de 380V do lado da geração. Sendo assim, houve a necessidade da criação de uma referência de neutro para esta última barra, com vistas a correta operação dos inversores. A alternativa escolhida para resolver essa demanda foi a introdução de um transformador zig-zag na barra de 380V. A Figura 14 mostra este transformador.

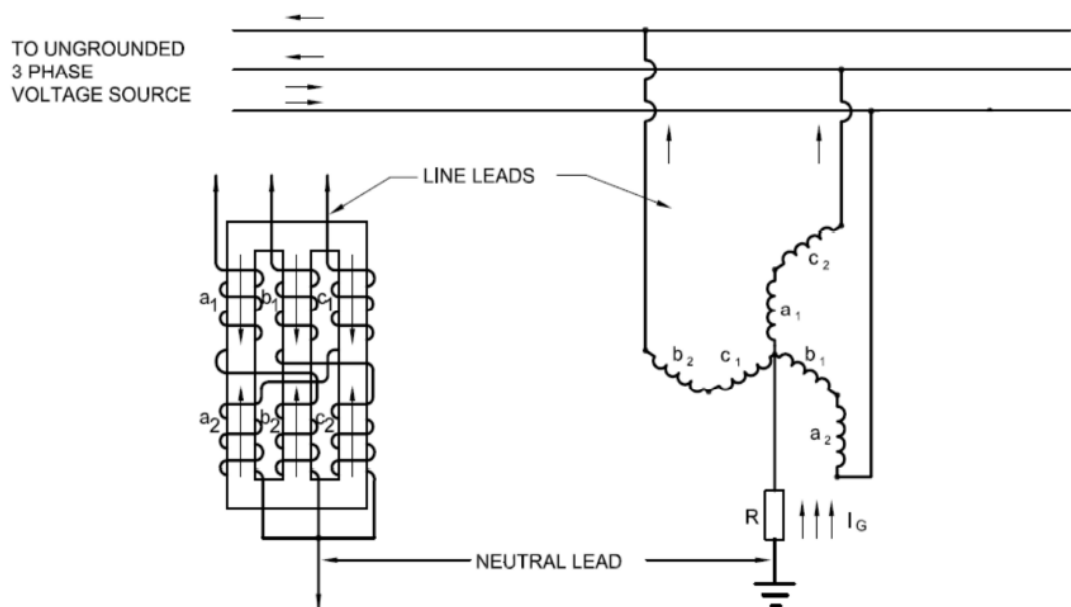


Figura 14 - Transformador de aterramento zig-zag. Fonte[33].

4.6 Características do sistema elétrico interligado à Usina Solar Fotovoltaica Mineirão

A Figura 15 apresenta o sistema elétrico da concessionária de energia e Usina Solar do Mineirão. Através da mesma é possível identificar duas formas possíveis de interligação da usina solar à rede de distribuição da Cemig, as quais são representadas por alimentadores: BHMR-NOVO, alimentador proveniente da Subestação Maracanã, BHPM-NOVO,

alimentador da Subestação Pampulha. Além destas, existe uma terceira possibilidade, não identificada nesta figura, o alimentador urbano BHPM 07.

Os alimentadores BHMR-NOVO e BHPM-NOVO foram projetados para serem exclusivos e atenderem às cargas do Mineirão. No entanto, o primeiro é utilizado em condições normais de funcionamento do sistema de distribuição, já o segundo para regimes de contingência. O Alimentador urbano da Subestação **Pampulha** é uma terceira opção, já que localiza-se perto do Mineirão.

Dentre as três possibilidades de integração da usina solar à rede, será dado um destaque ao alimentador não exclusivo, BHPM 07, o qual fará parte do objetivo de estudo desta dissertação.

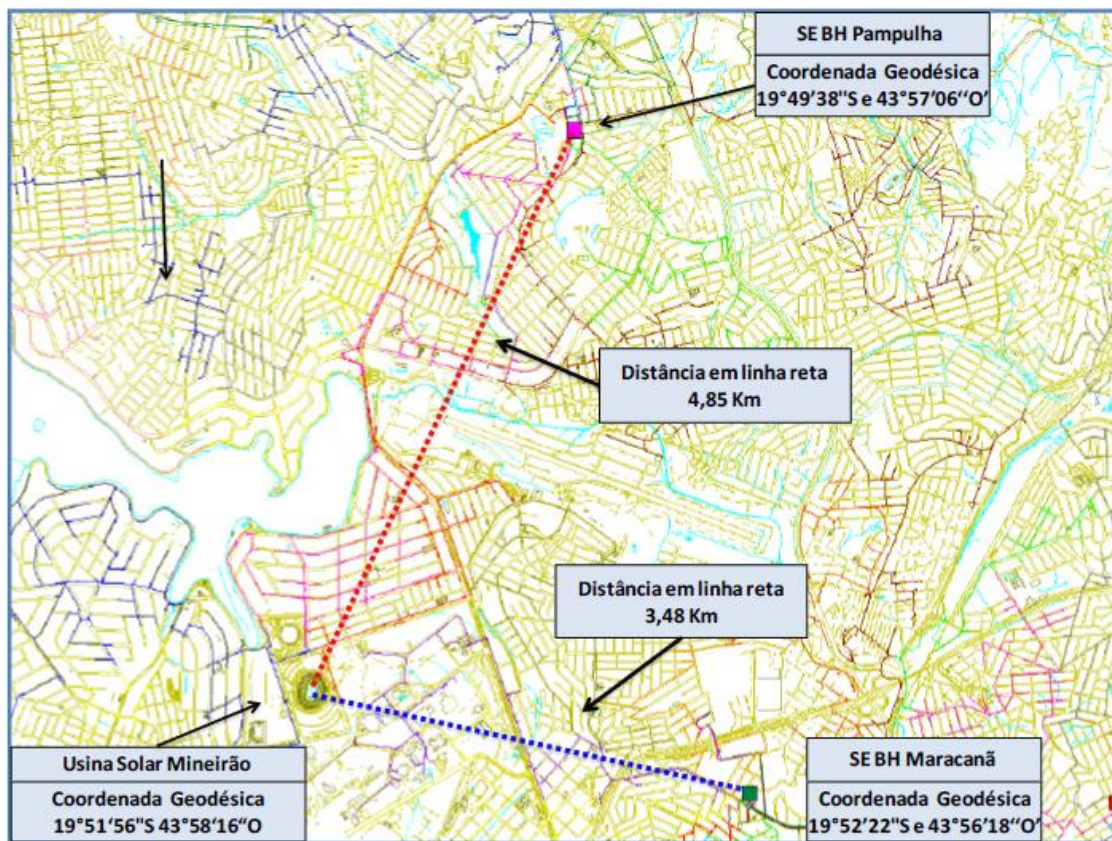


Figura 15 - Sistema elétrico da concessionária de energia e Usina Solar Mineirão.

Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO.

Algumas das características da Subestação Maracanã são apresentadas na Tabelas 7 e 8:

Tabela 7 - Características da Subestação Maracanã.

Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO

| Barra 3 da Subestação Maracanã | | |
|--------------------------------|----------|----------|
| Curto-circuito | Corrente | α |
| Trifásico | 5277 | 278° |
| Fase-Terra máx | 5399 | 277° |
| Fase-Terra min | 205 | 358° |

Tabela 8 - Características da Subestação Maracanã.

Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO

| Barra 3 da Subestação Maracanã | | | | | | | | |
|--------------------------------|-------|--------------|-------|------|-----------------|----------------|------|----------------|
| Carga | Barra | Carregamento | | | Corrente (A) | Tensão (pu) | FP | Perdas (kW) |
| | | kVA | kW | kVAr | | | | |
| Média | Barra | 15040 | 13780 | 6030 | 612 | 1,04 | 0,92 | 147 |

As Tabelas 9 e 10 apresentam algumas características da Subestação Pampulha.

Tabela 9 - Características da Subestação Pampulha.

Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO

| Barra 3 da Subestação Pampulha | | |
|--------------------------------|----------|----------|
| Curto-circuito | Corrente | α |
| Trifásico | 5677 | 279° |
| Fase-Terra máx | 5759 | 278° |
| Fase-Terra min | 205 | 358° |

Tabela 10- Características da Subestação Pampulha.

Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO.

| Barra 3 da Subestação Pampulha | | | | | | | | |
|--------------------------------|-------|--------------|-------|------|-----------------|----------------|------|----------------|
| Carga | Barra | Carregamento | | | Corrente (A) | Tensão (pu) | FP | Perdas (kW) |
| | | kVA | kW | kVAr | | | | |
| Média | Barra | 20420 | 18680 | 8260 | 845 | 1,04 | 0,92 | 264 |

4.7 Caracterização do alimentador urbano compartilhado

O alimentador BHPM07 pertence à Subestação Pampulha. Através do software da CEMIG integrado ao Google Earth foi possível identificar as dimensões do mesmo ao longo do sistema de distribuição de energia elétrica. A Figura 16 apresenta uma foto do alimentador juntamente com a Subestação Pampulha e o Estádio do Mineirão.



Figura 16 - Alimentador BHPM07 do sistema de distribuição.

As dimensões do alimentador foram medidas considerando o tronco principal do alimentador desde a Subestação até o Estádio do Mineirão e, também, as ramificações até os transformadores na média tensão. A Tabela 11 abaixo apresenta esses valores medidos em metros:

Tabela 11- Dimensionamento do alimentador BHPM07

| Alimentador BHPM07 | | | | |
|---------------------------|--|----------------------|------|----------------------|
| Ponto inicial | | Ponto chegada | | Distância (m) |
| Subestação | | 1 | | 759,61 |
| 1 | | 2 | ramo | 582,75 |
| 1 | | 3 | | 120,76 |
| 3 | | 4 | | 290,07 |
| 4 | | 5 | | 247,52 |
| 4 | | 6 | ramo | 393,87 |
| 3 | | 7 | | 254,01 |
| 7 | | 8 | | 253,56 |
| 8 | | 9 | ramo | 211,97 |
| 8 | | 10 | | 1238,92 |
| 10 | | 11 | | 683,39 |
| 10 | | 12 | | 294,68 |
| 12 | | 13 | ramo | 223,26 |
| 12 | | 14 | ramo | 540,4 |
| 12 | | 15 | | 491,5 |
| 15 | | 16 | ramo | 209,03 |
| 15 | | 17 | | 1965,30 |
| 17 | | 18 | ramo | 395,7 |
| 17 | | 19 | | 117,73 |
| 19 | | 20 | ramo | 355,4 |
| 19 | | 21 | | 546,53 |

| | | | | | |
|----|--|----|-----------------|---------|--|
| 21 | | 22 | | 229,63 | |
| 22 | | 23 | | 122,56 | |
| 23 | | 24 | ramo | 694,75 | |
| 23 | | 25 | | 122,02 | |
| 25 | | 26 | ramo | 298,3 | |
| 25 | | 27 | | 121,8 | |
| 27 | | 28 | | 221,64 | |
| 28 | | 29 | ramo | 443,84 | |
| 28 | | 30 | ramo | 688,72 | |
| 27 | | 31 | ramo | 271,75 | |
| 22 | | 32 | | 308,1 | |
| 32 | | 33 | ramo | 634,08 | |
| 32 | | 34 | | 138,99 | |
| 34 | | 35 | ramo | 397,56 | |
| 34 | | 36 | | 239,83 | |
| 36 | | 37 | ramo | 1390,39 | |
| 36 | | 38 | Mineirão | 367,78 | |

A Tabela 11 serviu de base para a modelagem da rede elétrica, atividade esta que será tratada mais a frente nesta dissertação, na parte de modelagem elétrica da linha de distribuição do sistema a ser estudado.

4.8 O PSCAD

Os programas de transitórios no domínio do tempo (EMTP) são aqueles nos quais a resposta transitória é calculada diretamente no domínio do tempo. A solução de um determinado circuito é calculada para cada instante de tempo Δt . Neste tipo de programa, mudanças súbitas na configuração do sistema e a representação de elementos não-lineares não representam uma limitação, podendo ser modelados sem muita dificuldade [36]. Os programas no domínio do tempo são capazes de fazer uma modelagem de impedâncias (ou admitâncias) equivalentes e fontes de corrente (ou tensão) históricas, obtidas por meio de modelos matemáticos quando uma dada técnica de integração numérica é aplicada.

No início da década de 60 do século XX, H. W. Dommel começa a primeira versão de um programa do tipo EMTP no instituto de Tecnologia de Munique. Em conjunto com Scott Meyer, o programa continuou a ser desenvolvido Bonneville Power Administration (BPA), sendo aprimorado posteriormente na Universidade de British Columbia (UBC) e na BPA.

O Power Systems Computer Aided Design, também conhecido como PSCAD/EMTDC é um software comercial. O mesmo possui uma interface gráfica que permite ao usuário construir circuitos esquematicamente, fazer uma simulação, analisar os dados e gerenciar os resultados obtidos na simulação. Funções para controlar, medir e plotar gráficos de variáveis do circuito são incluídas, permitindo ao usuário alterar alguns parâmetros durante a simulação e, além disso, verificar os efeitos no circuito enquanto a simulação está em progresso.

A seguir, temos uma lista de estudos nos quais o Pscad pode ser aplicado:

- Estudos de contingência das redes AC consistindo de máquinas rotativas excitatrizes, turbinas, transformadores, linhas de transmissão, cabos e cargas;
- Efeitos da saturação do transformador;
- Coordenação de isolamento de transformadores e chaves;
- Ressonância sub-síncrona (SSR) em estudos de rede com máquinas e linhas de transmissão e sistemas HVDC;
- Avaliação de design de filtro e análise harmônica;
- Design de sistemas de controle e coordenação de FACTS e HVDC; incluindo STATCOM, VSC e cicloconversores;
- Design ótimo de parâmetros de controle;
- Investigação de novos circuitos e conceitos de controle;
- Descargas atmosféricas, faltas ou operação de disjuntores;
- Projeto de embarcação naval eletrônica;
- Investigação dos efeitos pulsantes de motores diesel e turbinas de vento em redes elétricas;

4.9 Modelagem do sistema

Neste item será apresentada a modelagem de todos os componentes elétricos necessários à construção do sistema de distribuição juntamente com a Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão. Além destes, também serão apresentadas as ferramentas existentes no Pscad que serviram para construir o estudo de caso desta dissertação. A Figura 17 apresenta o sistema a ser estudado juntamente com pontos nos quais serão aplicados curtos-circuitos.

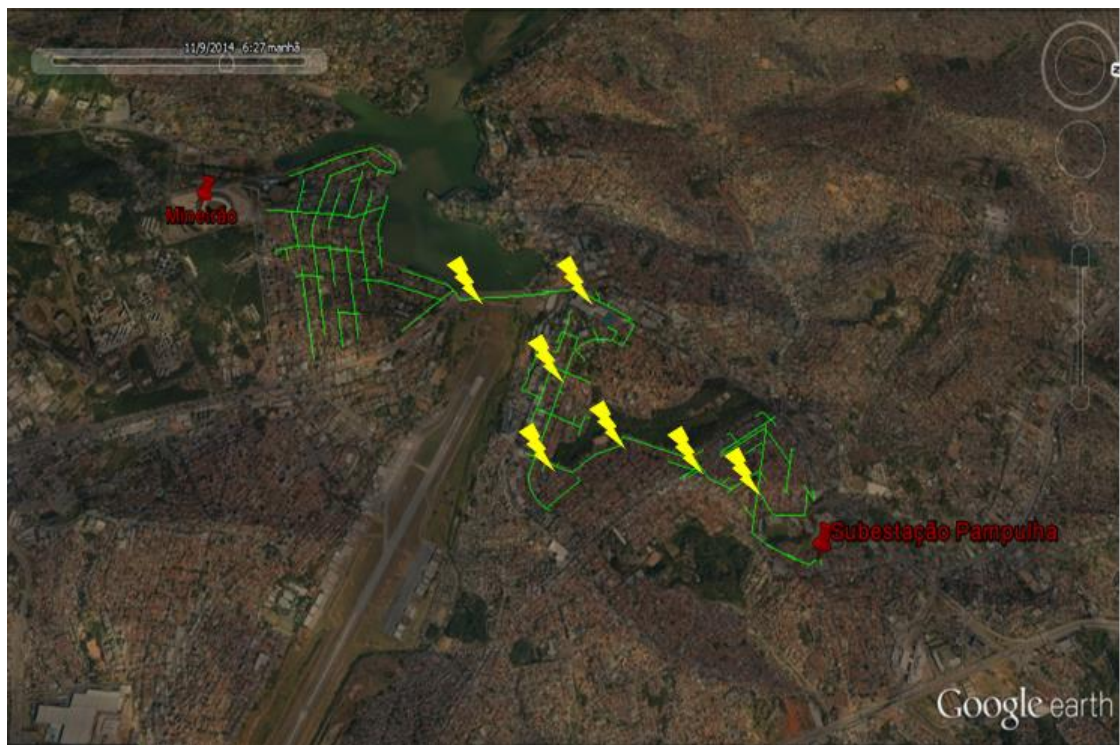


Figura 17 - Sistema completo utilizado na modelagem. Em amarelo, pontos escolhidos para aplicação dos curtos-circuitos.

4.9.1 Subestação

De acordo com a literatura, a modelagem de geradores para estudos de curto circuito pode ser feita através de uma fonte de tensão atrás de uma impedância [37]. Como a subestação representa uma unidade geradora de energia para o sistema como um todo, tomou-se a decisão de modelar a subestação através de um fonte de tensão trifásica, frequência de 60 Hz, impedância de 0,001 ohm, nível de tensão 69 kV. O equivalente Thevenin da subestação é

baseado no nível de curto-circuito real da subestação e a frequência escolhida é baseada no parâmetro definido pela concessionária de energia. O software Pscad possui um componente através do qual foi feita a modelagem da subestação, a Figura 18 ilustra o mesmo:

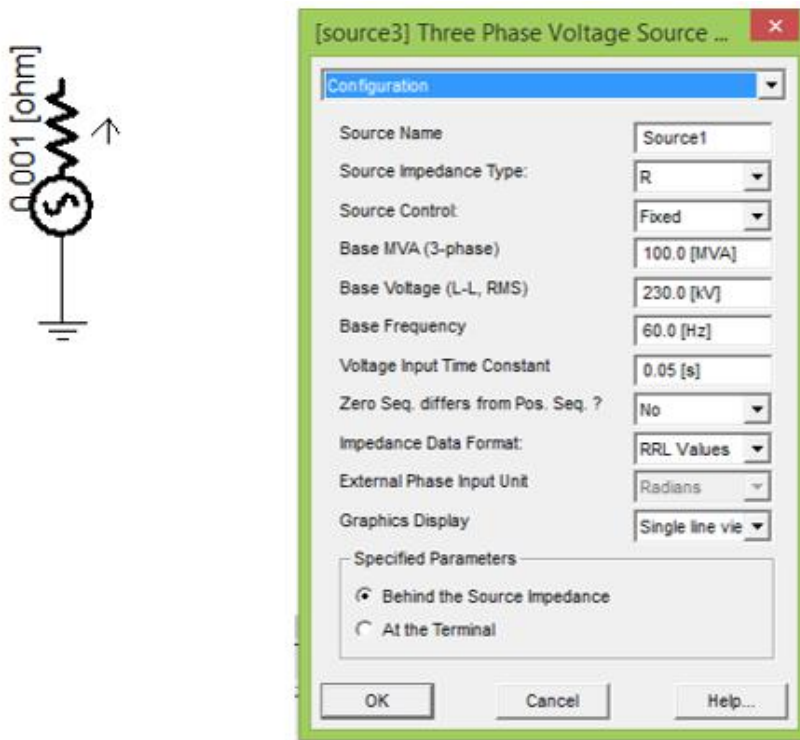


Figura 18 - Fonte de tensão trifásica.

4.9.2 Linhas de distribuição

O Pscad apresenta uma biblioteca para a modelagem de linhas de distribuição. Através da mesma, é possível modelar um componente no qual se definem as características da linha que se deseja representar. O primeiro passo tem início com o preenchimento dos dados de frequência nominal da linha, comprimento e número de condutores. Esses parâmetros são definidos na interface do modelo de linha.

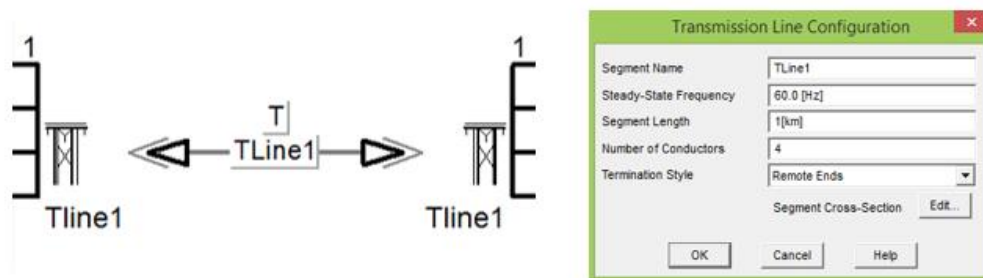


Figura 19 - Interface para inserir o modelo da linha de distribuição no PSCAD.

No presente trabalho, a frequência nominal da linha é 60 Hz, o número de condutores é quatro, pois o sistema é trifásico com neutro multi-aterrado. A medida do comprimento da linha vai depender de qual trecho do alimentador está sendo modelado. Isso se deve aos vários trechos e ramificações presentes na modelagem das dimensões do alimentador, conforme apresentado na Tabela 12.

Durante a modelagem do alimentador foi necessário tomar uma decisão quanto ao número de trechos do alimentador a ser modelado, devido a limitações do software acerca da quantidade de torres por arquivo de simulação. Sendo assim, os dados da Tabela 11 foram agregados produzindo os dados da Tabela 12:

Tabela 12 - Versão reduzida do alimentador Pampulha BHPM07

| Alimentador BHPM07 | | | | |
|---------------------------|--|----------------------|------|----------------------|
| Ponto inicial | | Ponto chegada | | Distância (m) |
| Subestação | | 1 | | 1678,01 |
| 1 | | 2 | ramo | 718,055 |
| 1 | | 3 | ramo | 718,055 |
| 1 | | 4 | | 1108,495 |
| 4 | | 5 | | 1108,495 |
| 5 | | 6 | ramo | 972,69 |
| 5 | | 7 | | 491,5 |
| 7 | | 8 | ramo | 395,7 |
| 7 | | 9 | | 1490,875 |

| | | | | | |
|-----------|--|----|-----------------|----------|--|
| 9 | | 10 | | 1490,875 | |
| 10 | | 11 | ramo | 1091,355 | |
| 10 | | 12 | ramo | 1091,355 | |
| 10 | | 13 | | 773,56 | |
| 13 | | 14 | ramo | 1346,89 | |
| 13 | | 15 | ramo | 1346,89 | |
| 13 | | 16 | Mineirão | 746,6 | |

No processo de redução do sistema, manteve-se o comprimento das linhas de distribuição, com o objetivo de contemplar os efeitos elétricos e magnéticos relacionados a essa variável, como por exemplo perdas elétricas. O comprimento dos trechos eliminados foi adicionado aos novos trechos. Essa alternativa foi uma busca de se aproximar o modelo reduzido da versão completa do sistema.

A escolha da bitola dos condutores foi feita considerando pesquisa junto a operadores do sistema de distribuição da concessionária de energia. No caso do presente trabalho, para os trechos mais próximos da subestação, cabos de alumínio com bitola de 170 mm², para os mais distantes, 150 mm². A geometria da linha de transmissão foi escolhida tomando-se como base modelos típicos do sistema de distribuição da CEMIG, alguns exemplos podem ser encontrados na referência [38].

Após a escolha das características físicas e elétricas da linha de distribuição, o próximo passo para realizar a modelagem da mesma é definir o arranjo dos condutores. É escolher uma geometria preexistente disponível no software ou definir uma própria, inserindo as coordenadas de cada um dos condutores, fase ou neutro. Os dados requeridos são raio médio geométrico, resistência CC, profundidade da flecha a meio vão da rede, condutância shunt. A Figura 20 mostra a interface para a modelagem da linha de distribuição no PSCAD.

| Tower: 3H5 Conductors: 170 mm ² | | | | Tower Centre 0 [m] | | Ground_Wires: ASCR4 | |
|---|----------------------|-----------------------|--------------|--------------------|----------------------|-----------------------|--------------|
| Cond. # | Connection Phasing # | X (from tower centre) | Y (at tower) | GW. # | Connection Phasing # | X (from tower centre) | Y (at tower) |
| 1 | 1 | -1.1 [m] | 10 [m] | 1 | 4 | -0.2[m] | 8.85 [m] |
| 2 | 2 | 0 [m] | 10 [m] | | | | |
| 3 | 3 | 1.1[m] | 10 [m] | | | | |

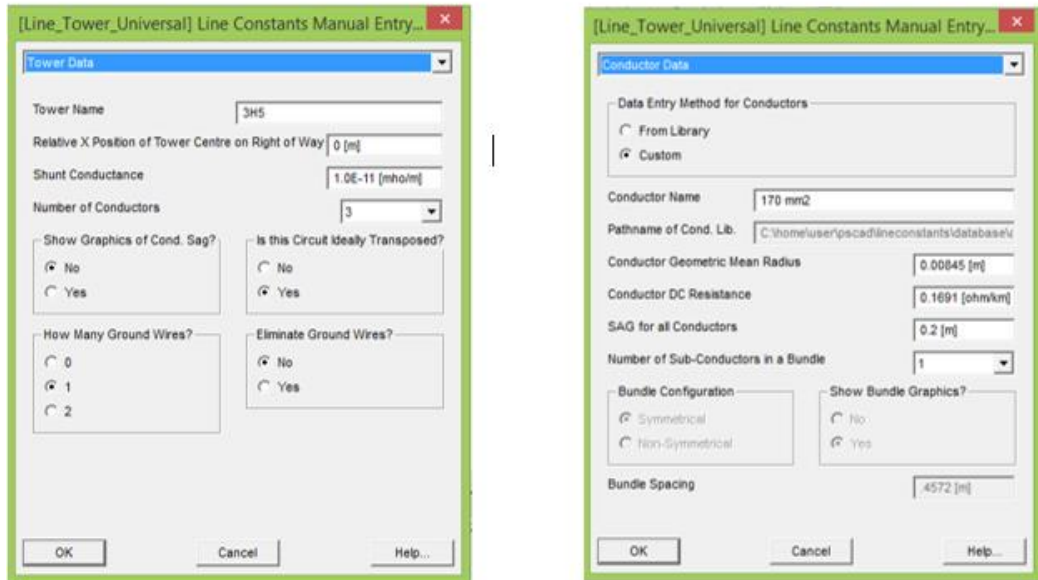


Figura 20 - Interfaces para a modelagem da linha de distribuição no Pscad: coordenadas geométricas dos cabos, dados da torre e dados dos cabos, fase e neutro.

O último passo para finalizar a modelagem das linhas de distribuição é a escolha do modelo matemático para a resolução das equações de onda, para o qual o software possui três opções:

- Modelo Bergeron: O fenômeno da propagação de ondas é representado por meio de indutância e capacitância distribuída ao longo de diversas seções, e a resistência por parâmetros concentrados.
- Modelo no domínio dos modos: O fenômeno da propagação de ondas é representado por meio de indutância, capacitância e resistência distribuída utilizando técnicas de transformação modal. Este modelo incorpora a dependência de todos os parâmetros com a frequência. A interface entre software e usuário exige que se defina a frequência da matriz de transformação e a faixa de frequência para qual será realizada a síntese das funções racionais

polinomiais aproximadas, bem como o número de pólos a ser utilizado para a obtenção da impedância característica $Z_c(w)$ e o fator de propagação $A(w)$.

- **Modelo no domínio das fases:** O fenômeno da propagação de ondas é representado diretamente no domínio das fases. Neste, a modelagem das linhas também é feita por meio de parâmetros distribuídos tais como a indutância, capacitância e resistência; além de incorporar a dependência dos mesmos com a frequência. O usuário deve determinar a faixa de frequência para a qual será realizada a síntese de funções racionais polinomiais aproximadas, bem como o número de pólos e resíduos a ser utilizado na determinação da admitância característica $Y_c(w)$ e o fator de propagação $A(w)$.

Vale ressaltar que o **Modelo no domínio das fases** é um dos mais precisos numericamente e um dos mais robustos modelos de linha/cabo disponível. Sendo assim, escolheu-se para representação das linhas de distribuição do alimentador este último modelo. Finaliza-se, após esta escolha, o último passo para a modelagem de linhas no software Pscad.

4.9.3 Cargas

As cargas foram modeladas para se ter uma potência ativa e reativa constantes, com fator de potência indutivo 0,92. No software esta opção está disponível através de modelos de carga do tipo potência ativa pura e potência reativa indutiva pura como representado na figura 21:

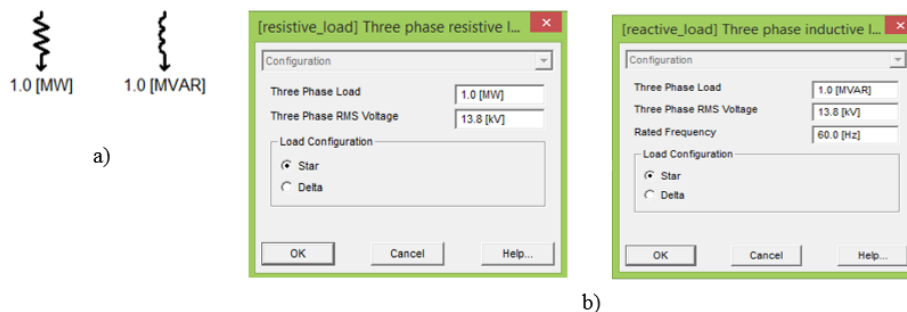


Figura 21 - a) Cargas tipo potência ativa e reativa e b) Interfaces para a modelagem das cargas.

As cargas foram instaladas ao longo do alimentador com valores de potência fixados em 300 kVA e 50 kVA. A demanda total requerida na simulação era alcançada utilizando várias cargas espalhadas pelo alimentador. Além disso, vale ainda ressaltar que foram colocadas na média tensão. Nesta dissertação, dois valores para a demanda do alimentador durante as simulações foram escolhidos; um de 1,250 MVA e outro de 3,750 MVA. No primeiro, foram utilizadas 7 cargas de 50 kVA e três de 300 kVA. No segundo, três cargas de 50 kVA e 12 de 300 kVA.

4.9.4 Transformador da Subestação

A modelagem do transformador pode ser dividida em duas partes: a representação dos enrolamentos e a representação do núcleo de ferro. Ambas são dependentes da frequência, sendo a primeira linear e a segunda não linear. A relevância de cada uma delas dependerá do estudo ao qual o transformador estará envolvido. Por exemplo, no caso de simulações envolvendo a ferroressonância, a representação do núcleo é essencial. Entretanto, em estudos de curto-circuito e fluxo de carga, a representação não linear é usualmente negligenciada [40]. A modelagem do transformador realizada neste trabalho considerou esta última.

O Pscad possui uma biblioteca com transformadores típicos do sistema de distribuição. O transformador da subestação foi modelado com potência de 5MVA (1/5 de 25 MVA), frequência 60 Hz, perdas no cobre de 0,01 pu, tensão de linha dos enrolamentos primário e secundário 69 kV/13.8 kV, reatância de dispersão de 0,05 pu.

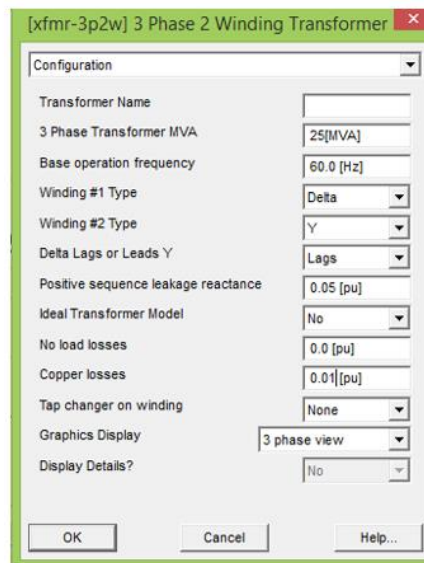
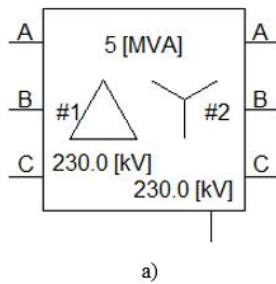


Figura 22 - Interface para modelagem de transformador trifásico disponível no Pscad.

4.9.5 Modelo da Usina Solar

O Pscad permite que o usuário desenvolva componentes próprios utilizando outros disponíveis na própria biblioteca do software. Através dessa alternativa foi proposto um modelo para USF-Mineirão. Para tanto, utilizou-se uma fonte com potência máxima de saída igual a usina solar, 1,42 MVA, considerou-se que a barra na qual a mesma foi integrada é de 13,8 kV.

A fonte foi projetada para ter nove entradas e uma saída:

- pha, phb, phc são as fases do sinal de tensão na barra em que a fonte é integrada;
- Va, Vb, Vc é o valor RMS do sinal de tensão na barra em que a fonte é integrada;
- Vref é o valor de pico do sinal de corrente monofásico;
- P/Q é a entrada que define se o sistema injeta potência ativa pura ou potência ativa e reativa;
- On/Off é a entrada que define se a Usina está ligada a barra do sistema de distribuição ou não;
- Out é a saída da fonte cujo sinal é a corrente trifásica da Usina Solar;

A fonte possui uma interface na qual o usuário pode definir o estado de funcionamento da Usina solar, ligada ou desligada, injetando somente potência ativa ou também reativa. A Figura 22 mostra a fonte trifásica que representa a Usina Solar Fotovoltaica Mineirão.

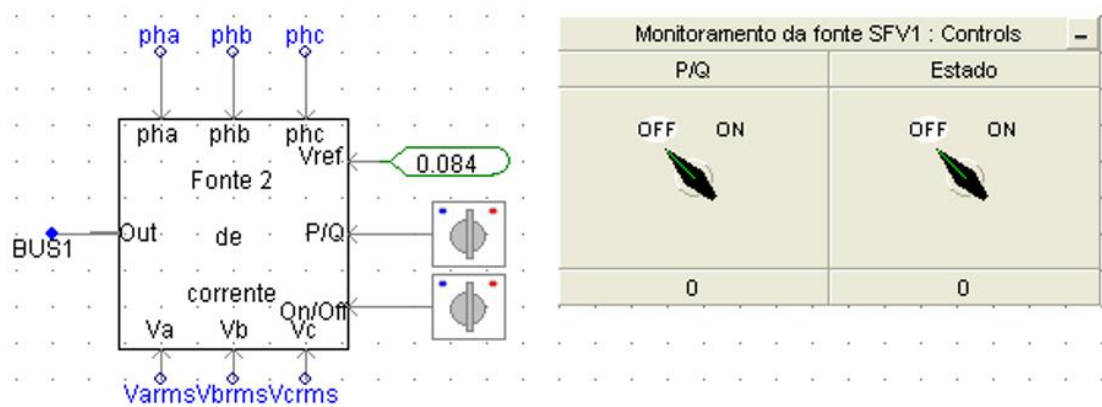


Figura 23 - Fonte de tensão projetada e interface para usuário decidir o estado da máquina no Pscad.

As Figuras 24 a 28 ilustram o circuito interno da fonte. A metodologia de funcionamento da fonte modelada será apresentada a seguir:

- Através das variáveis On/Off, o usuário define se a fonte está ligada ou não ao sistema de distribuição. Um bloco de decisão utiliza esta variável para definir o valor de pico do sinal de corrente que será construído, como ilustra a Figura 24.

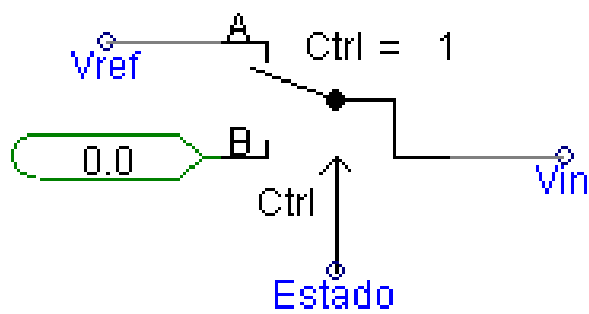


Figura 24 - Bloco de decisão sobre valor de pico da corrente.

- As variáveis de tensão V_a , V_b e V_c são utilizadas para definir o ângulo de defasamento entre a tensão e corrente. Com isto, o objetivo é ter a correta injeção de potência ativa e ou reativa no circuito. O processo de injeção de potência foi pautado no código de rede alemão conforme referência [24], o qual estabelece que para cada ponto percentual em pu que a tensão da rede diminuir a partir de 0,9 pu, a corrente reativa da fonte deve aumentar 2% em relação à corrente nominal da mesma. Por exemplo, se a tensão cair para 0,8 pu, o percentual de corrente reativa na corrente injetada deve ser de 40%. No caso de a tensão remanescente no afundamento ser 50% ou abaixo disso, a corrente reativa total a ser injetada deve ser 100% do valor de corrente nominal. Este processo é feito através do defasamento entre a tensão e a corrente. Logo, para que se tenha um determinado nível de reativo de corrente requerido, é preciso provocar o defasamento entre a tensão e corrente na fase em que ocorreu o afundamento. O bloco que define o ângulo do sinal criado é apresentado na Figura 25:

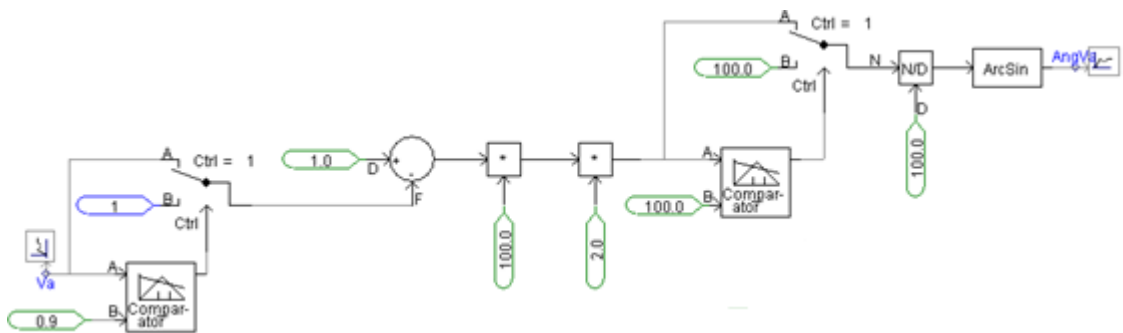


Figura 25 - Bloco que calcula o ângulo de defasamento entre a corrente e tensão monofásica da rede.

Uma vez que a fonte é trifásica, um bloco como esse deve ser desenvolvido para cada uma das fases do circuito.

Depois que o ângulo de defasamento é calculado, um novo bloco atua dentro do sistema. Este depende daquele que foi definido pelo usuário, em termos de injeção de potência. Se o mesmo decidiu injetar potência ativa pura, o valor de “Habilita PQ” será 0, caso tenha decidido o contrário, esta variável assume valor 1. O defasamento só existirá se a segunda opção for escolhida. A Figura 26 ilustra esta atividade:

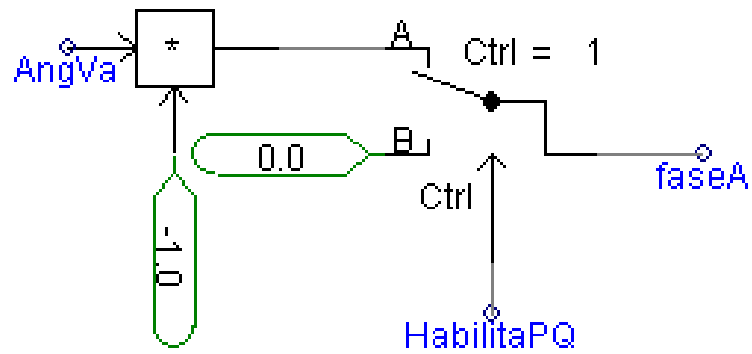


Figura 26 - Bloco que ilustra a escolha do usuário sobre defasamento.

Os blocos supracitados calcularam o ângulo de defasamento de acordo com os valores de afundamento de tensão na rede, guardaram as decisões de injeção de potência ativa e ou reativa na rede e definiram o valor do pico do sinal de corrente monofásico a ser desenvolvido, obedecendo, em todos os casos, a decisão do usuário. O próximo passo agora é desenvolver o sinal de corrente, a Figura 27 apresenta isso:

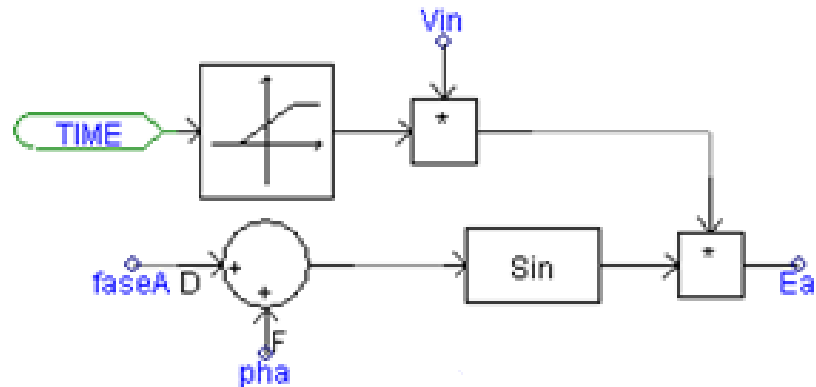


Figura 27 - Bloco que cria o sinal senoidal de corrente.

O circuito que modela um sinal senoidal variável no tempo. Aquele será utilizado para representar as fontes monofásicas de corrente para cada uma das fases da usina solar. A Figura 28 ilustra a injeção de potência realizada pela USF-Mineirão nas três fases do sistema de distribuição.

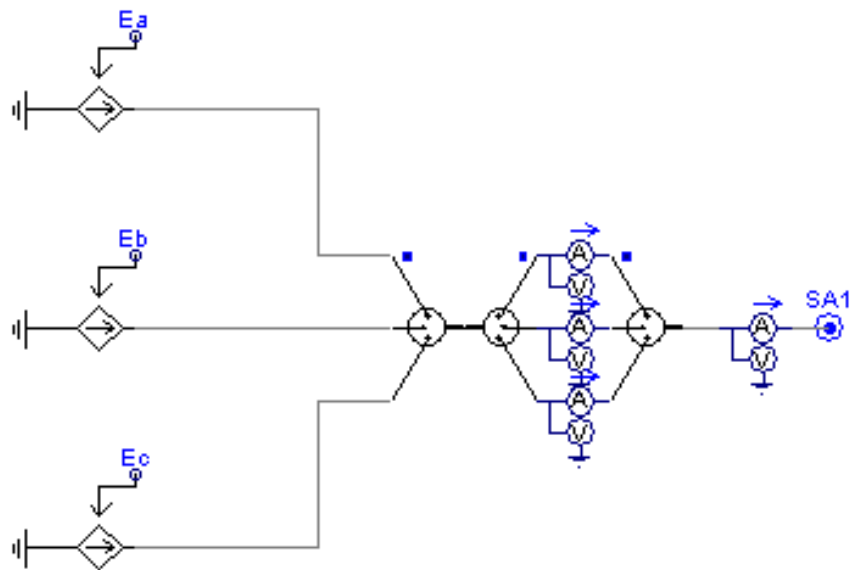


Figura 28 - Fonte de corrente trifásica.

4.9.6 Modelo para curto circuito

O Pscad possui um bloco através do qual é possível escolher o tipo de falta que se deseja aplicar ao sistema de distribuição, o início e tempo de duração da falta. Para esta dissertação, o tipo de falta escolhido foi fase A para terra, tipo número 1 conforme bloco do Pscad ilustrado na Figura 29. Este tipo foi escolhido por ser o mais frequente no sistema de distribuição [41].

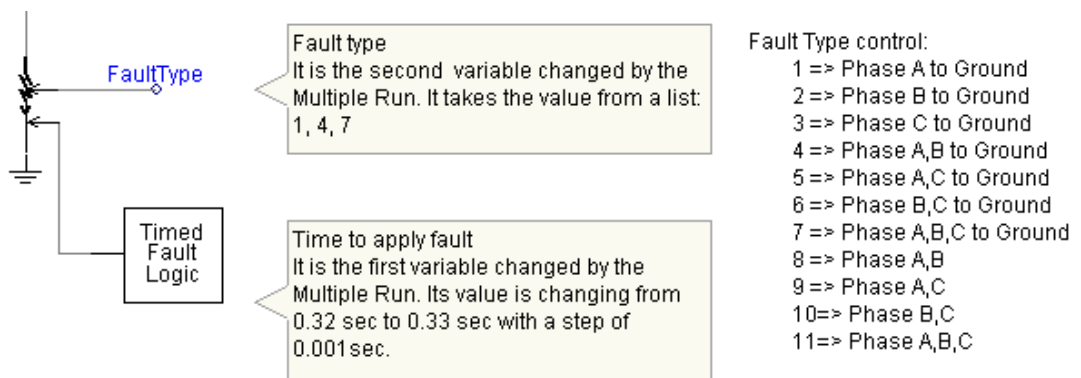


Figura 29 - Bloco de aplicação de curto circuito do Pscad.

4.9.7 Multiple Run

Multiple Run é uma ferramenta do Pscad através do qual é possível modificar variáveis em um circuito projetado no software, gerando com isso uma quantidade de até 10 mil simulações automatizadas. Outra característica importante dessa ferramenta é a possibilidade de gravar o valor de variáveis medidas no circuito, tais como corrente e tensão, em um instante de tempo preestabelecido da simulação. Os dados são gravados em um arquivo de saída e, posteriormente, podem ser processados. Seis é o número de variáveis que podem ser gravadas e a mesma quantidade pode ser modificada no circuito. Apenas um bloco desse componente pode ser usado em cada simulação. A Figura 30 ilustra a ferramenta.

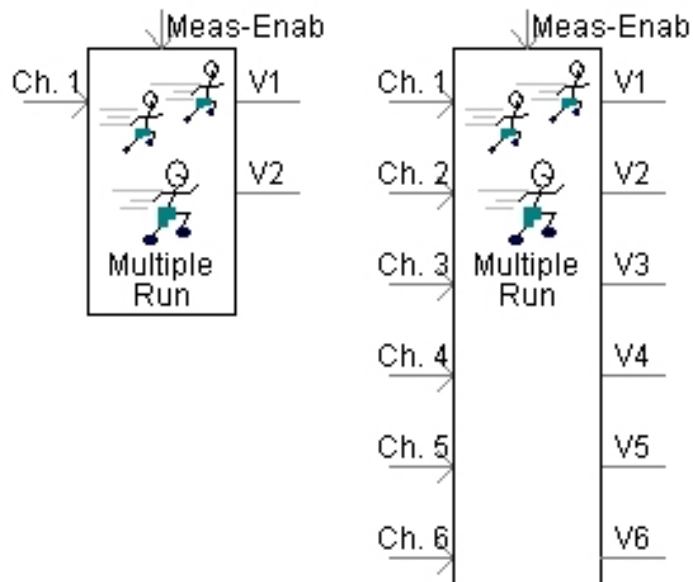


Figura 30 - Ferramenta Multiple Run do Pscad.

Além de realizar todas as atividades supracitadas, o Multiple Run é capaz de fazer um tratamento estatístico das variáveis gravadas calculando a densidade de probabilidade das mesmas.

No presente trabalho, foi realizada a programação do Multiple Run para que três variáveis fossem gravadas: os valores da tensão remanescente em cada uma das fases do sistema de distribuição durante eventos de curto-circuito na rede; aqui denominadas V_{aPV} , V_{bPV} e V_{cPV} . As variáveis TipoFalta, PontoFalta e Rf foram programadas para sofrerem modificações

em pontos específicos do circuito durante as simulações realizadas. O Multiple Run foi projetado para gravar os dados após a parte transitória do afundamento de tensão, em 0,72 segundos.

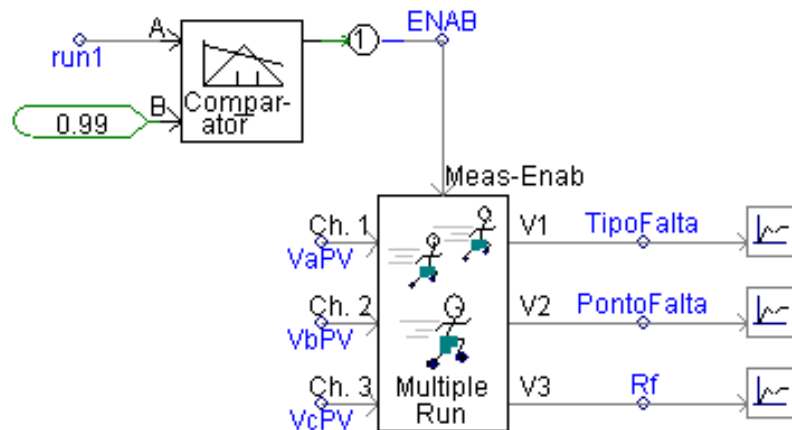


Figura 31 - Multiple Run modelado para o projeto.

A variável TipoFalta recebe os valores que definirão os tipos de falta a serem aplicados ao longo do alimentador, para esta simulação o valor é 1, falta fase A para terra. PontoFalta é o nome da variável que recebe o ponto no qual se deseja aplicar a falta, neste trabalho pode assumir valores de 1 a 7. Rf é a variável que representa a resistência de falta, assumindo valores de 1 a 5 ohm.

4.9.8 Função para a escolha dos pontos de simulação

A função “Seleciona ponto de falta” define o instante de ocorrência da falta em um determinado local do sistema de distribuição, denominado ponto de falta. Esta função foi criada para que acontecesse o curto circuito em apenas um local a cada simulação do circuito.

O bloco do Pscad que aplica a falta no circuito tem como variável de entrada o tempo de aplicação desejado para a falta. Um bloco desse tipo foi instalado em cada um dos locais do circuito nos quais se desejava ter a ocorrência da falta. A função “Seleciona ponto de falta” define a variável tempo de aplicação para esse bloco de acordo com o ponto escolhido.

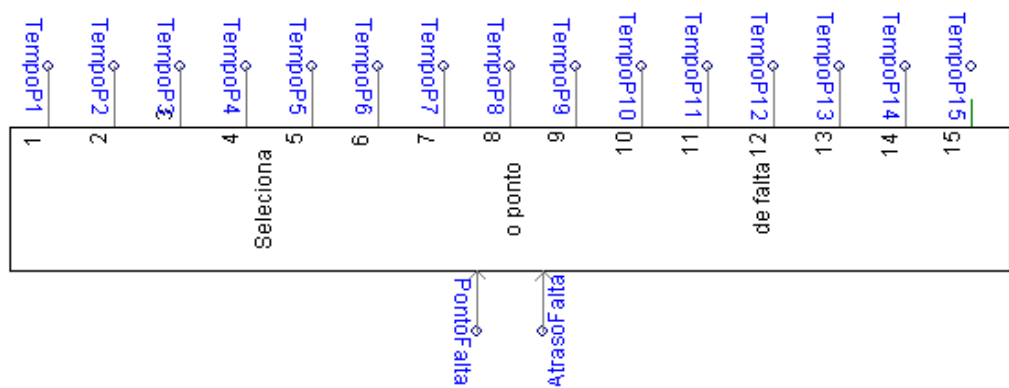


Figura 32 - Função Seleciona o ponto de falta.

As entradas são “PontoFalta” e “AtrasoFalta”. A primeira é o local onde deverá ocorrer a falta, já a segunda representa um atraso de tempo no instante preestabelecido para ocorrência do distúrbio eletromagnético. O atraso de falta permite ao usuário verificar o impacto da ocorrência da falta em diferentes instantes da forma de onda do sinal de tensão, por exemplo quando o sinal de tensão está com valor de pico ou com valor nulo.

Para entender o princípio de funcionamento desta função vamos considerar o seguinte:

- O ponto 2 é o local escolhido para aplicação da falta
- O atraso de falta possui um valor de 8ms
- O instante inicial de referência para a ocorrência da falta foi de 0,3s

Dentro da função existe um bloco que faz a seguinte conta matemática: $(2 - 1,7 + 0,02 + 0,008 = 0,328s)$. Assim a variável de saída TempoP2 assumirá esse valor. As outras variáveis de saída assumirão valores fora da faixa de tempo da simulação. Sendo assim, apenas um local de falta é escolhido a cada simulação. O cálculo genérico para as variáveis de saída é: $TempoPi = PontoFalta - [(PontoFalta - 0,3)] + 0,02 + AtrasoFalta$. O diagrama que modela a conta matemática para o ponto 2 está representado na Figura 33. Vale ainda ressaltar que cada um dos 15 pontos possui um diagrama que modela a equação de TempoPi.

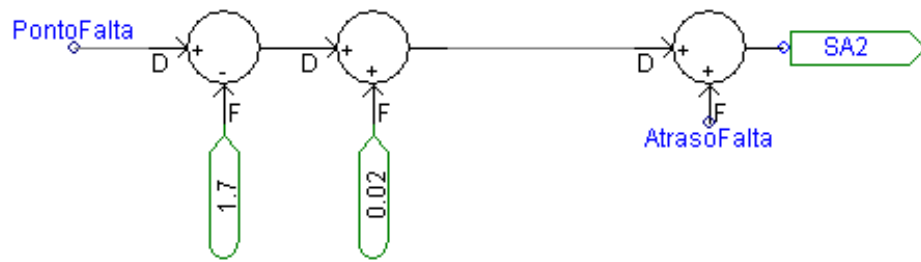


Figura 33 - Diagrama que faz o cálculo do TempoPi referente ao ponto 2.

A Figura 34 apresenta o diagrama para o ponto 1. Observe que quando o valor de PontoFalta for 2, a saída desse bloco será 1,728 segundos. Esse valor será introduzindo no bloco de aplicação de falta que se encontra no ponto 1. Escolhendo-se um tempo de simulação de 1 segundo, o curto-circuito não será aplicado no ponto 1 durante a simulação. Já a saída do diagrama da figura 34 será 0,328 segundos, o que significa que o bloco de curto-circuito aplicará o distúrbio no ponto 2.

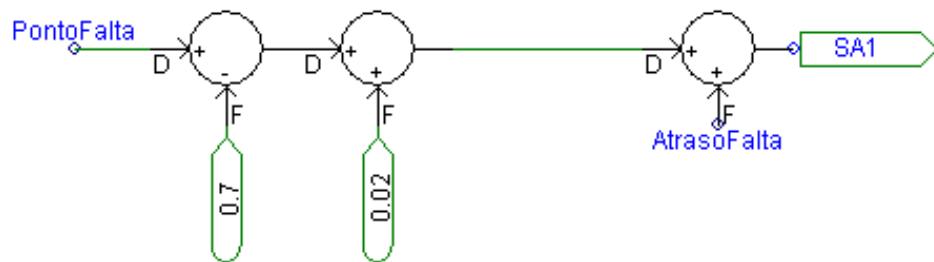


Figura 34 - Diagrama para seleção do ponto 1 na simulação.

4.9.9 Resistência de Falta

O estudo do curto-circuito no sistema de distribuição necessita da modelagem da resistência de falta. Esta envolve a combinação dos seguintes elementos [41]:

- No caso de falta fase-terra, resistência do arco elétrico entre o condutor e a terra;
- No caso de falta entre fases, resistência do arco entre dois ou mais condutores;
- Resistência de contato no local de falta;
- Resistência do pé-de-torre para defeitos englobando a terra;

Valores de resistência da ordem de 1 a 5 ohm são citados na literatura [41]. Sendo assim, estes valores foram escolhidos para o presente trabalho.

4.9.10 Projeto completo do circuito no Pscad

A seguir será apresentado o projeto completo do circuito no Pscad. A Figura 35 apresenta a tela principal do Pscad com o diagrama do circuito. A seta vermelha em destaque indica um componente disponível no software através do qual é possível desenvolver um circuito elétrico internamente. Dentro do mesmo foi modelada uma parte do alimentador, onde a barra da USF está incluída.

A Figura 36 apresenta a parte do alimentador que foi citada na Figura 35. Nesta foi destacado mais um módulo, o qual abriga o circuito elétrico com a barra da usina solar juntamente com a modelagem da mesma.

A Figura 37 apresenta uma pequena parte do alimentador juntamente com a barra na qual a USF foi integrada. Além disso, apresenta o módulo no qual foi desenvolvido o circuito elétrico da unidade geradora fotovoltaica; em destaque através da seta vermelha.

Na Figura 38 está o circuito elétrico desenvolvido para modelar a Usina Solar Fotovoltaica.

Os circuitos representados nas Figuras 35 a 38 modelam o alimentador com carga de 1,25 MVA. No caso do carregamento de 3,75 MVA, outro circuito foi implementado, a diferença está apenas na localização e potência das cargas.

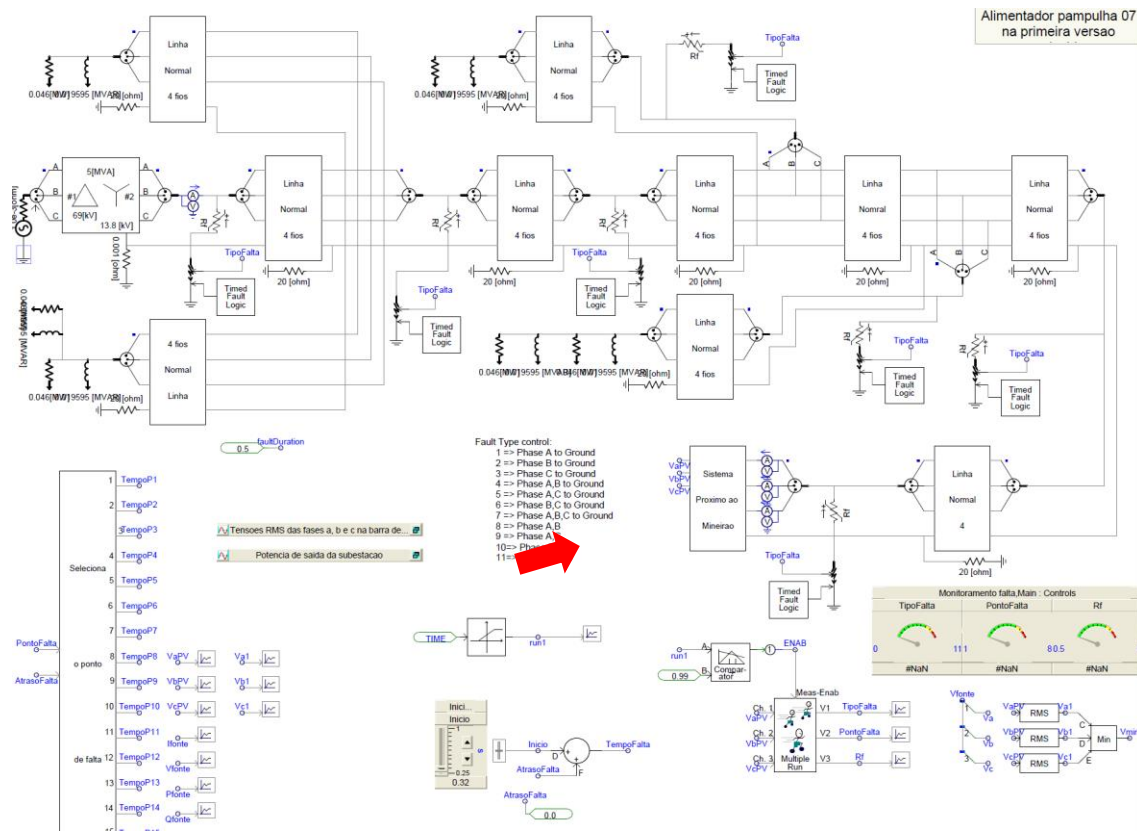


Figura 35 - Projeto completo do circuito no Pscad.

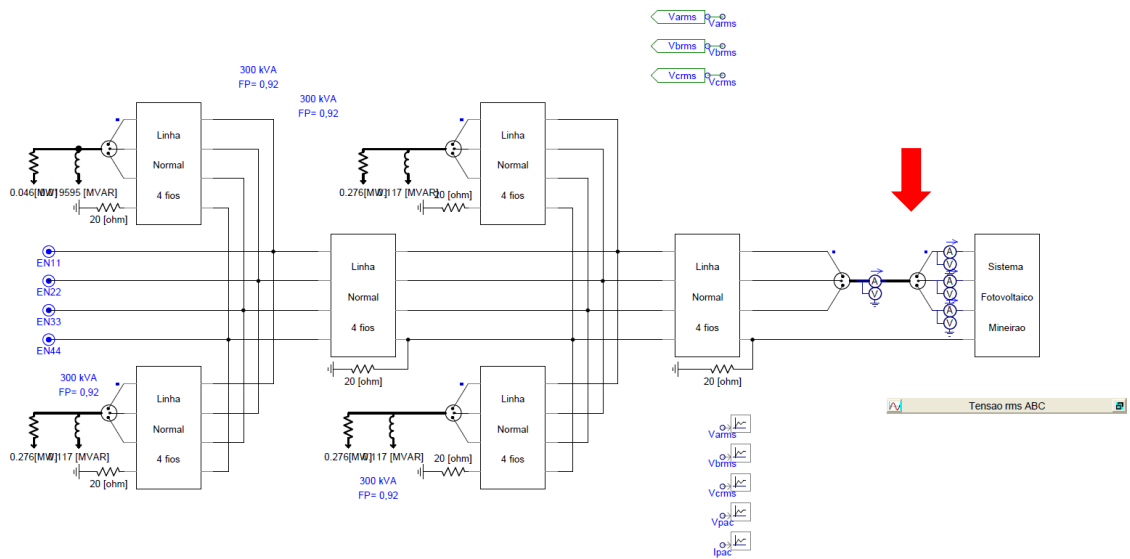


Figura 36 Circuito que representa parte do alimentador BHPM07 cuja barra do USF está integrada.

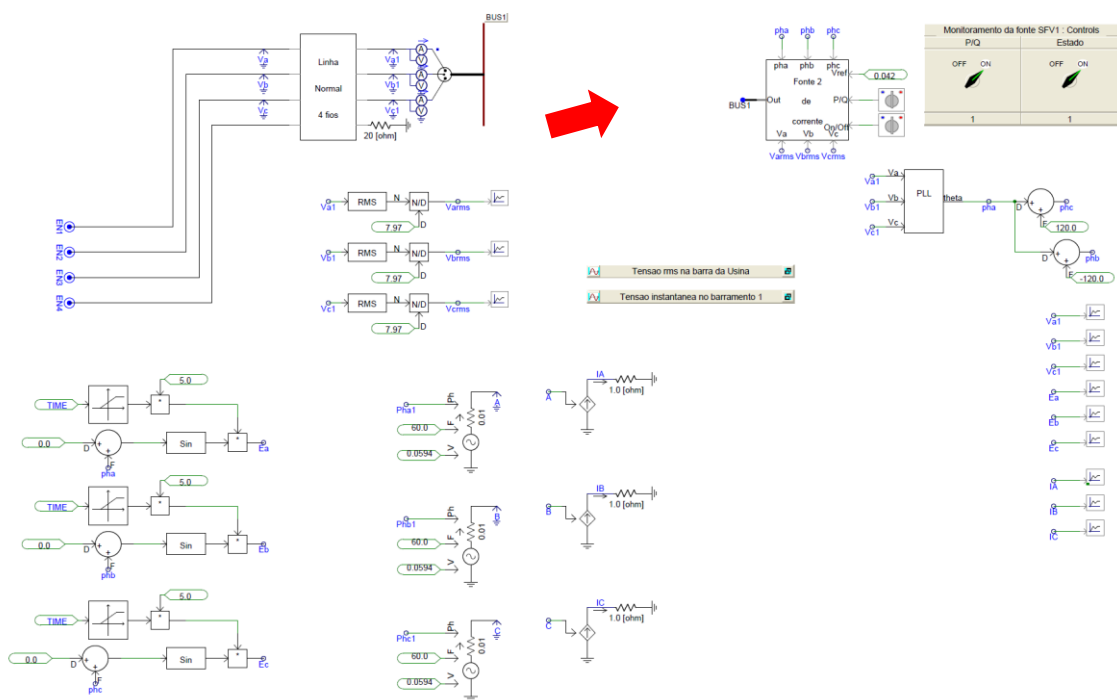


Figura 37 Parte do alimentador BHPM07 na qual se localiza a barra da USF.

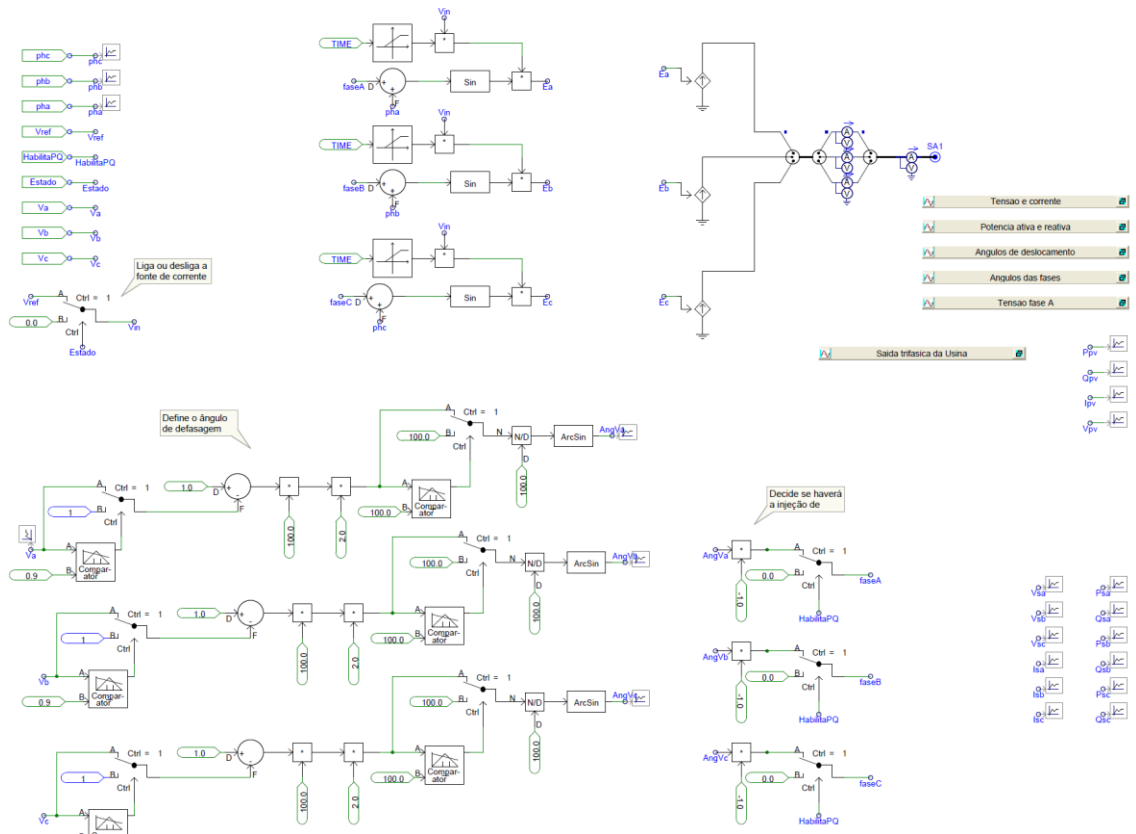


Figura 38 Circuito interno da Usina Solar Fotovoltaica.

O passo de cálculo, “time step”, utilizado nas simulações foi de 1,32 microsegundos. Este valor está associado ao tempo de propagação de onda na linha de distribuição. A razão desse valor ser muito pequeno se deve ao fato de que os comprimentos das linhas são pequenos e a velocidade de propagação de onda é muito grande (velocidade da luz).

4.10 Considerações finais

Neste capítulo foi apresentada uma descrição da USF-Mineirão e do sistema de distribuição ao qual a mesma está integrada. Logo em seguida, foi explanada a modelagem elétrica de do sistema completo, usina solar e sistema de distribuição, no software Pscad.

No próximo capítulo serão apresentadas a metodologia utilizada para o estudo de caso dessa dissertação e os resultados.

5 Metodologia das Simulações e Resultados

O capítulo 5 foi dividido em duas etapas: na primeira, apresenta a metodologia aplicada às simulações realizadas no PSCAD; na segunda, expõe todos os resultados em gráficos com subsequente análise de cada um deles.

5.1 Metodologia aplicada ao estudo de caso

O trabalho proposto tem como objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta automatizada no Pscad. Sendo que a principal função da mesma é avaliar o impacto da integração da Usina Solar Fotovoltaica à rede de distribuição da CEMIG. Depois de realizada a modelagem elétrica do sistema, o passo seguinte é estabelecer a metodologia de estudo.

A avaliação do impacto da usina solar na rede é baseada em simulações. Através destas é possível avaliar o nível de tensão na barra do PAC. A metodologia empregada possui as peculiaridades a seguir:

- Três variáveis foram controladas pela ferramenta Multiple Run do Pscad, as quais denominam-se: Tipo, Ponto e Resistencia de falta.
- O distúrbio escolhido para ser aplicado ao sistema foi a falta monofásica fase-terra, cuja frequência na rede de distribuição é mais expressiva. No caso deste trabalho, a fase A foi a escolhida como alvo.
- Os pontos de falta foram distribuídos em sete ao longo do tronco principal do alimentador, sendo nomeados P1, P2, P3, P4, P5, P6 e P7. O ponto P1 é o mais distante e o P7 é mais próximo da Usina Solar. A variação dos pontos nos quais serão aplicados os distúrbios é feita de forma determinística e sequencial. A sequência vai do ponto mais próximo da Usina Solar ao mais distante. Os pontos estão marcados na Figura 16.

- Os valores para resistência de falta foram estabelecidos entre 1 e 5 Ohms. A variação dos mesmos pela ferramenta do Pscad durante a simulação obedeceu a dois critérios: no primeiro, 100 valores para resistência foram gerados por uma função geradora com distribuição uniforme (Random-flat); os valores estão dentro dessa faixa de resistência; no segundo, os valores foram determinados sequencialmente, começando de 1,25 até 5 (1,25; 2,5; 3,75; 5). O software também possui uma função de geração com distribuição normal (Random-normal), mas esta não foi utilizada nas simulações.

- A integração da usina solar à rede foi feita de três maneiras distintas: A primeira, a mesma não injeta nenhuma potência, com a seguinte nomenclatura “Sem GD”, o termo GD vem de geração distribuída; a segunda, injetando somente potência ativa, “Com GD P”, a terceira, injetando ativo e reativo, “Com GD PQ”. A potência total injetada pela usina assumiu duas condições, na primeira injetando 100% e na segunda, 50% da potência nominal.

- A carga do sistema de distribuição foi estabelecida levando em consideração a potência do transformador de 5MVA. No primeiro caso, a carga foi de 1,250 MVA, no segundo 3,750. Ou seja, 25% e 75% da potência do transformador da subestação.

- Os valores de tensão das fases foram medidos na barra onde a usina solar foi integrada.

Considerando as condições impostas ao circuito implementado no Pscad, foram definidas as simulações conforme Tabela 13:

Tabela 13 Simulações realizadas durante o estudo

| Injeção de potencia | Carga do alimentador | Integração da USF | Pontos de falta | Variação resistência | Simulações |
|---------------------|----------------------|-------------------|-----------------|----------------------|------------|
| Usina desligada | 25% | Sem GD | P1 a P7 | 100 | 1 |
| | 75% | Sem GD | P1 a P7 | 100 | 2 |
| 50% | 25% | Com GD P | P1 a P7 | 100 | 3 |
| | | Com GD PQ | P1 a P7 | 100 | 4 |
| | 75% | Com GD P | P1 a P7 | 100 | 5 |
| | | Com GD PQ | P1 a P7 | 100 | 6 |
| 100% | 25% | Com GD P | P1 a P7 | 100 | 7 |
| | | Com GD PQ | P1 a P7 | 100 | 8 |
| | | Com GD P | P1 | 100 | 9 |
| | | Com GD PQ | P1 | 100 | 10 |
| | | Com GD P | P7 | 100 | 11 |
| | | Com GD PQ | P7 | 100 | 12 |
| | 75% | Com GD PQ | P1 a P7 | 4 | 13 |
| | | Com GD P | P1 a P7 | 100 | 14 |
| | | Com GD PQ | P1 a P7 | 100 | 15 |

O tempo de simulação para um tipo de injeção de potência, um nível de carregamento do alimentador, um tipo de integração da usina, um ponto de falta e um valor de resistência é 120 segundos. O tempo gasto para realizar todas as 15 simulações da Tabela 13 é 241 horas. O computador utilizado foi um DELL INSPIRON 14.

5.2 Resultados

A seguir, serão apresentados os resultados das simulações realizadas no PSCAD para o estudo proposto. A forma de apresentação escolhida foi gráfico de probabilidade cumulativa. Através dos mesmos é possível avaliar quais as condições, dentre os cenários propostos, são

mais interessantes para diminuir a severidade do afundamento de tensão durante o curto-circuito no alimentador.

Inicialmente, serão apresentados os gráficos das simulações com as curvas de tensão instantânea e valores RMS no domínio do tempo. A Figura 39 mostra o valor instantâneo da tensão na barra da USF durante o curto-circuito no alimentador. Um destaque foi dado para o instante em que se inicia o distúrbio e o momento em que o mesmo é finalizado.

A duração do curto circuito foi de 0,5 segundos para todas as simulações. Esse valor foi escolhido por que durante as simulações percebeu-se que a malha do circuito demorava 0,3 segundos para atingir a estabilidade. Logo, com 0,5 segundos, era possível gravar o valor de regime permanente do afundamento, com todos os parâmetros do fluxo de carga já estabilizados.

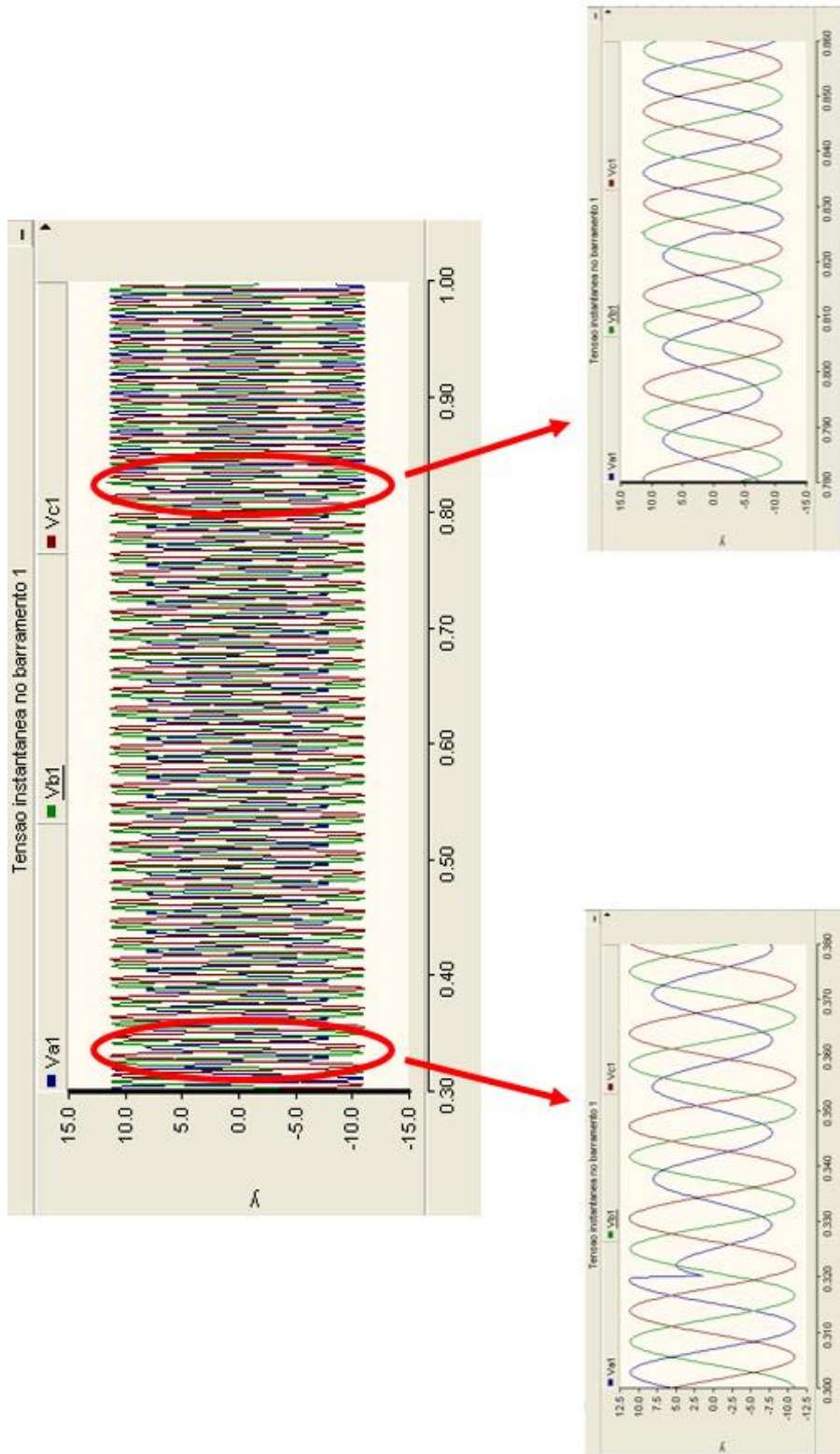


Figura 39 - Afundamento de tensão durante o curto circuito no alimentador.

A seguir serão apresentados gráficos com simulações no domínio do tempo mostrando o nível de tensão, valor RMS, na barra da USF-Mineirão.

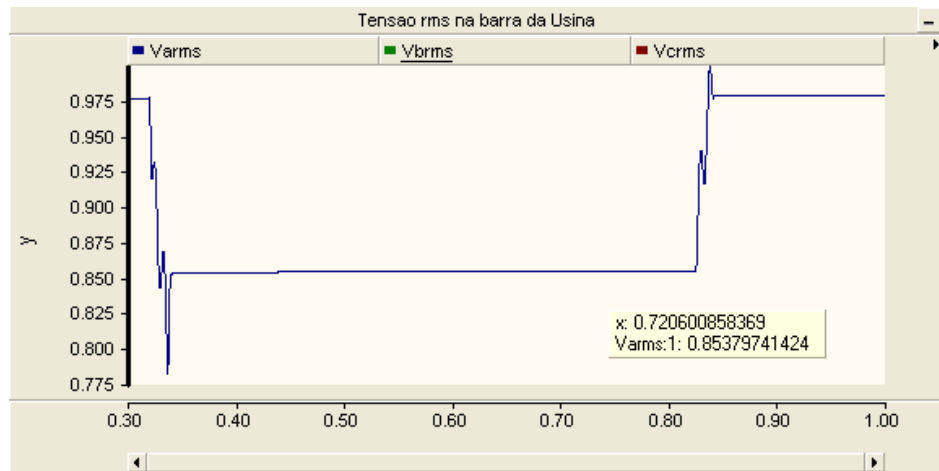


Figura 40- Tensão remanescente na fase A, Usina desligada, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P1.

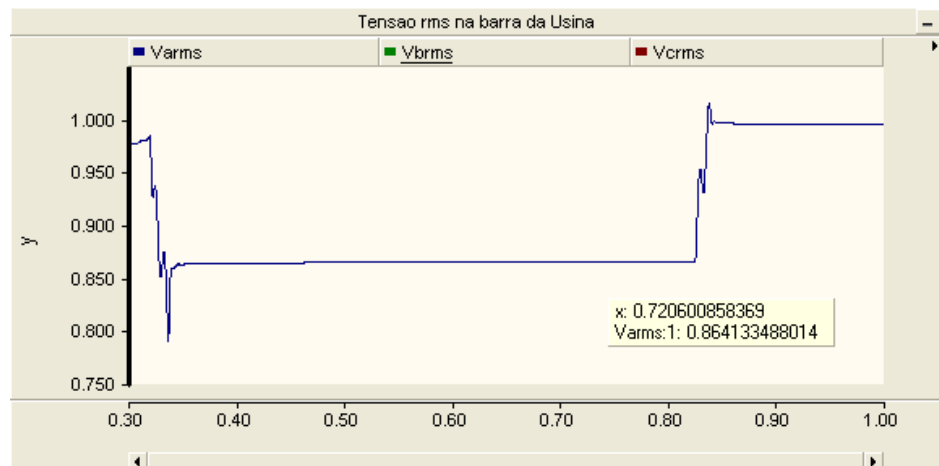


Figura 41- Tensão remanescente na fase A, Injetando 100% da potência nominal, Com GD P, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P1.

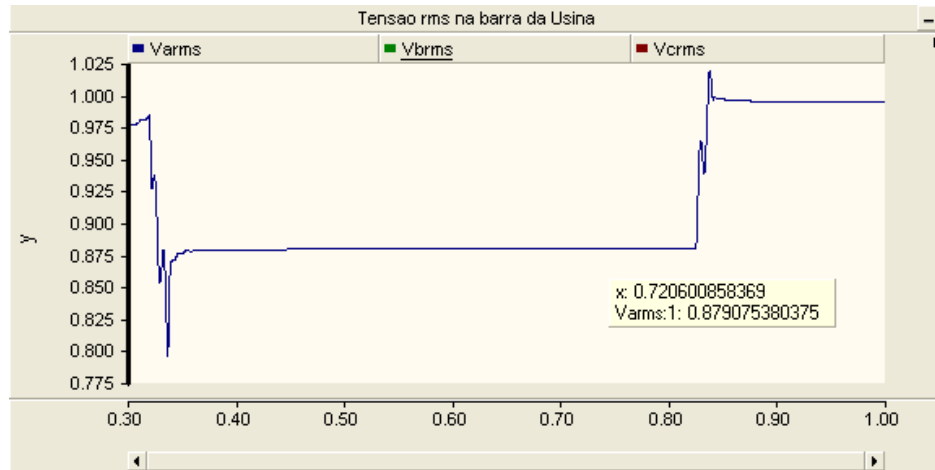


Figura 42 - Tensão remanescente na fase A, Injetando 100% da potência nominal, Com GD PQ, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P1.

Os gráficos das Figuras 40, 41 e 42 mostram claramente o impacto da integração da Usina no alimentador. Perceba que a severidade do afundamento de tensão diminui na medida em que a forma de integração da usina é modificada. Quando a USF está desligada o afundamento é 0,853 pu; quando a USF injeta apenas potência ativa, o valor aumenta para 0,864pu; para a USF injetando potência ativa e reativa, o valor é de 0,879pu. Uma comparação entre o caso em que a usina está desligada e a integração injetando potência ativa e reativa mostra que a tensão elevou o nível em 3,04% para o a integração na forma “Com GD PQ”. Se considerarmos a injeção na forma “Com GD P”, elevação foi um pouco menor, 1,28%. Os resultados mostram que a melhor forma de integração, para diminuir a severidade do afundamento de tensão, foi aquela na qual a injeção de potência ativa e reativa, “Com GD PQ”.

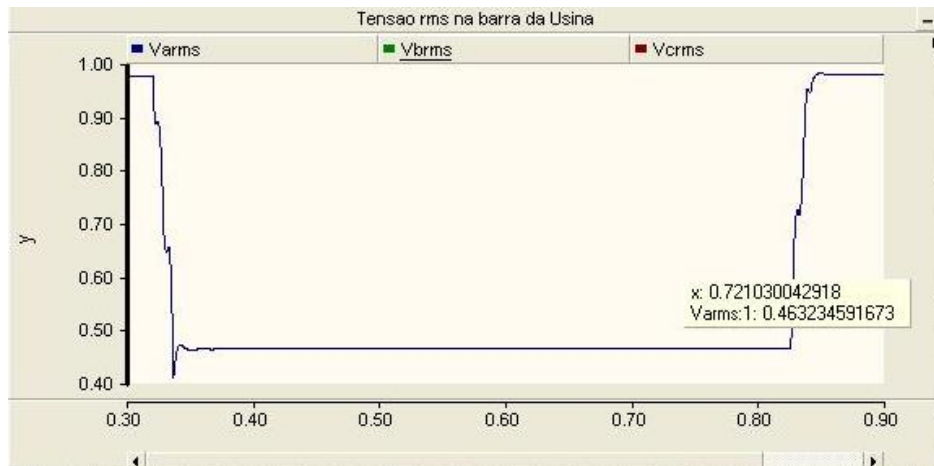


Figura 43 - Tensão remanescente na fase A, Usina desligada, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P7.

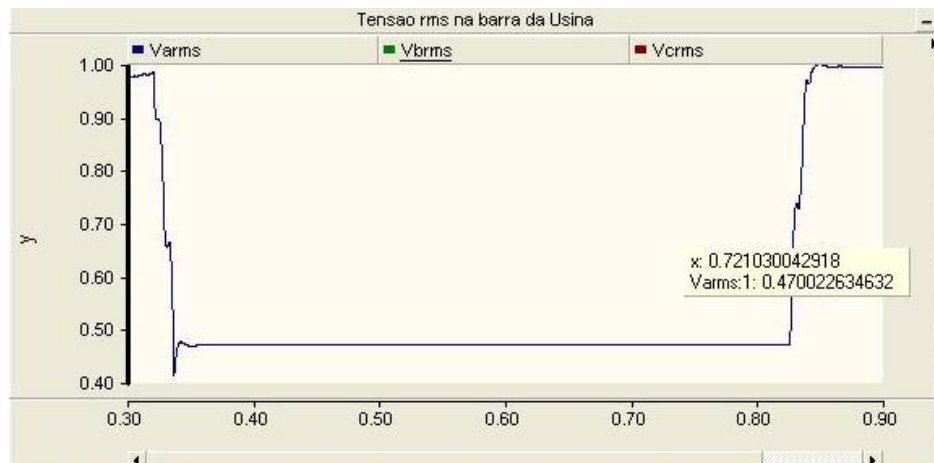


Figura 44 - Tensão remanescente na fase A, Injetando 100% da potência nominal, Com GD P Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P7.

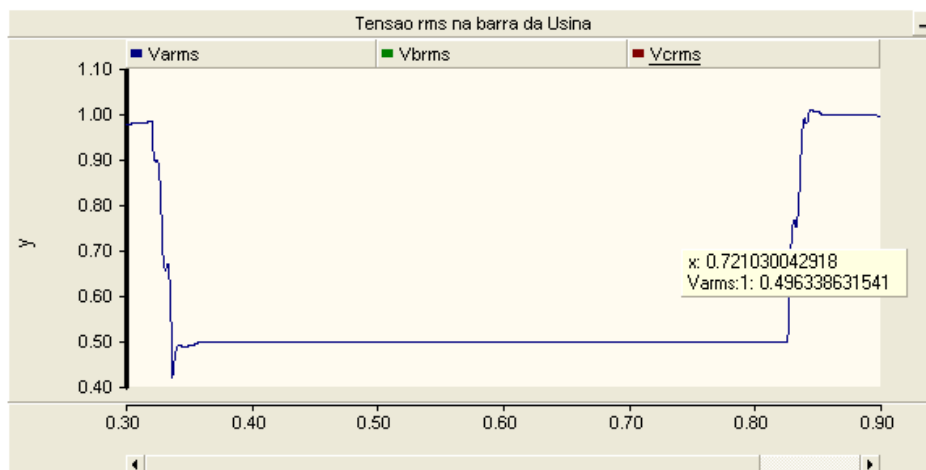


Figura 45 - Tensão remanescente na fase A, Injetando 100% da potência nominal, Com GD PQ, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P7.

Os resultados das Figuras 43 a 45, correspondentes às simulações para o curto-circuito no ponto P7 são semelhantes àqueles para o ponto P1. A diferença reside apenas no valor do afundamento, dado que a localização da falta ao longo do alimentador influencia na magnitude do afundamento. O ponto P7 é mais próximo da usina solar que o ponto P1.

O gráfico da Figura 46 apresenta a potência trifásica injetada pela usina solar na rede elétrica de distribuição. A USF injeta potencia ativa e reativa durante o afundamento. Assim que o curto-circuito na rede termina, a usina solar não mais injeta reativo, passando a injetar apenas potencia ativa na rede.

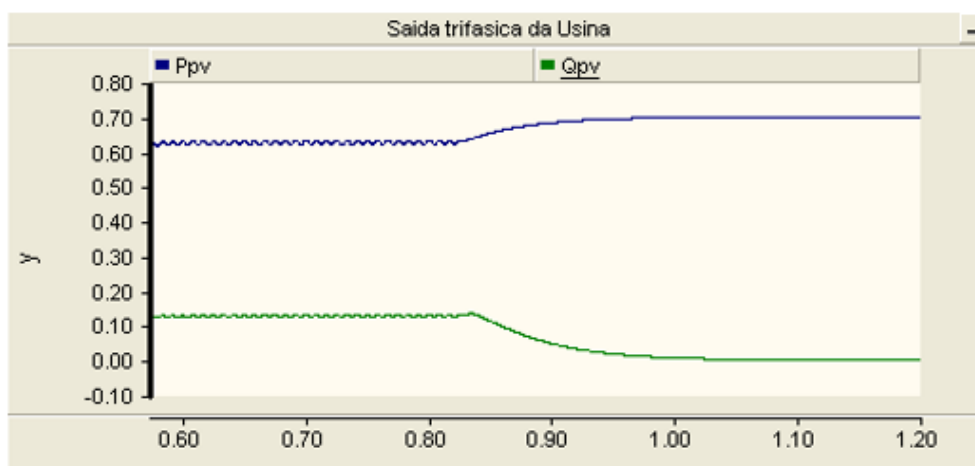


Figura 46 Potencia ativa e reativa injetada pela Usina Solar na rede elétrica

O gráfico da Figura 47 apresenta um comparativo entre as curvas de probabilidade cumulativa para a fase A, com a Usina solar injetando potência total e o alimentador com carga de 1,25 MVA. Os resultados obtidos mostram que para a integração da Usina Solar injetando potência reativa, “Com GD PQ”, há menos afundamentos de maior severidade quando comparado às situações, “Sem GD”, e injetando somente potência ativa, “Com GD P”. Sendo assim, a probabilidade, como exposta na Figura 47, para o caso “Com GD PQ” é menor quando comparada aos outros dois casos.

Note pelo gráfico que para um afundamento de 0,6 pu, a probabilidade para o caso em que se injeta potência ativa e reativa é cerca de 78%; já para o caso em que a usina injeta apenas potência ativa ou está desligada, a probabilidade é cerca de 83%. Isso significa que para a situação “Com GD PQ” houve um número menor de casos em que o afundamento de tensão foi menor que 0,6 pu. Para a construção do gráfico da Figura 47 foram necessárias as simulações 1, 7 e 8.

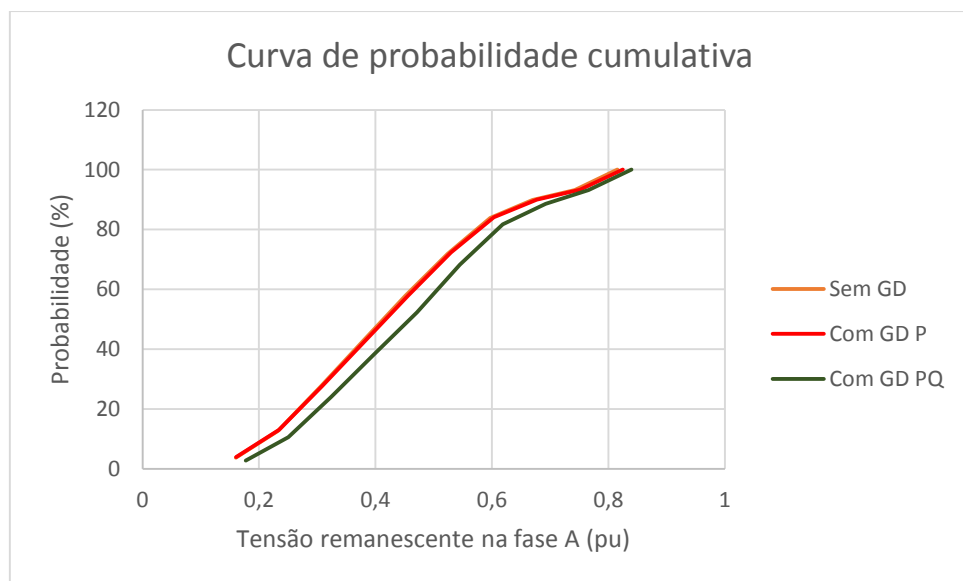


Figura 47 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% da potência nominal, Carga do alimentador 1,25 MVA.

O gráfico da Figura 48 é também um comparativo para as diversas formas de integração de USF MINEIRÃO, com uma diferença no nível de injeção de potência; nesse caso é de 50% da potência nominal. Para a construção desse gráfico foram utilizadas as simulações 1, 3 e 4.

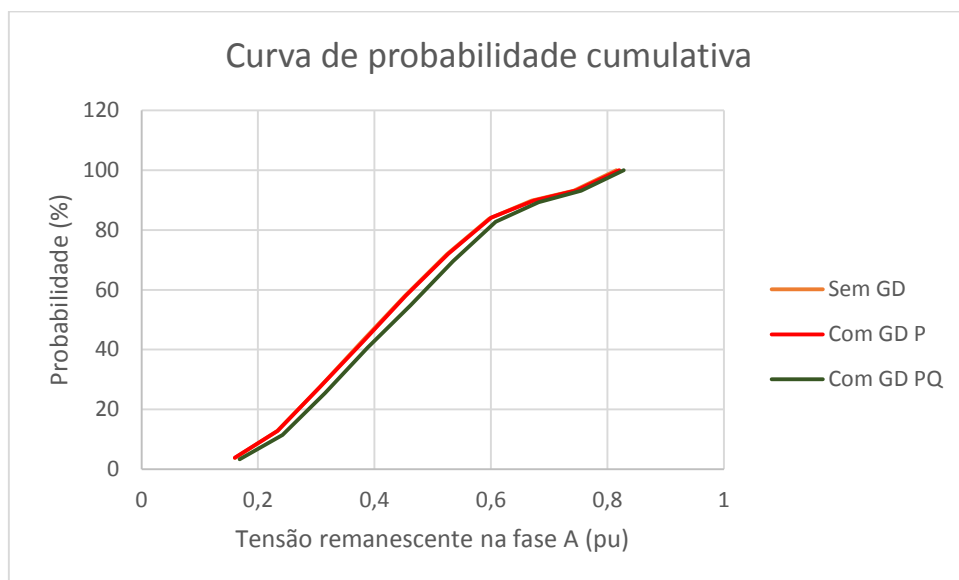


Figura 48 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 50% da potência nominal, Carga do alimentador 1,25 MVA.

A curva de probabilidade cumulativa da Figura 48 mostra que o impacto da integração da usina solar para os três casos em destaque, “Sem GD”, “Com GD P” e “Com GD PQ” se tornam mais semelhantes para o caso em que se injetou metade da potência nominal da usina. Isso mostra que a diminuição da potência injetada afeta o impacto sobre a severidade dos afundamentos de tensão.

A Figura 49 apresenta um comparativo entre as curvas de probabilidade cumulativa para dois casos: No primeiro a usina injeta 100% da potência nominal; no segundo, apenas 50%. Em ambas as situações o alimentador possui uma carga de 1,25 MVA e o sistema injetando potência ativa e reativa na rede. Os resultados destacam o que foi encontrado para os dados das Figuras 47 e 48. Para este gráfico, foram utilizadas as simulações 4 e 8.

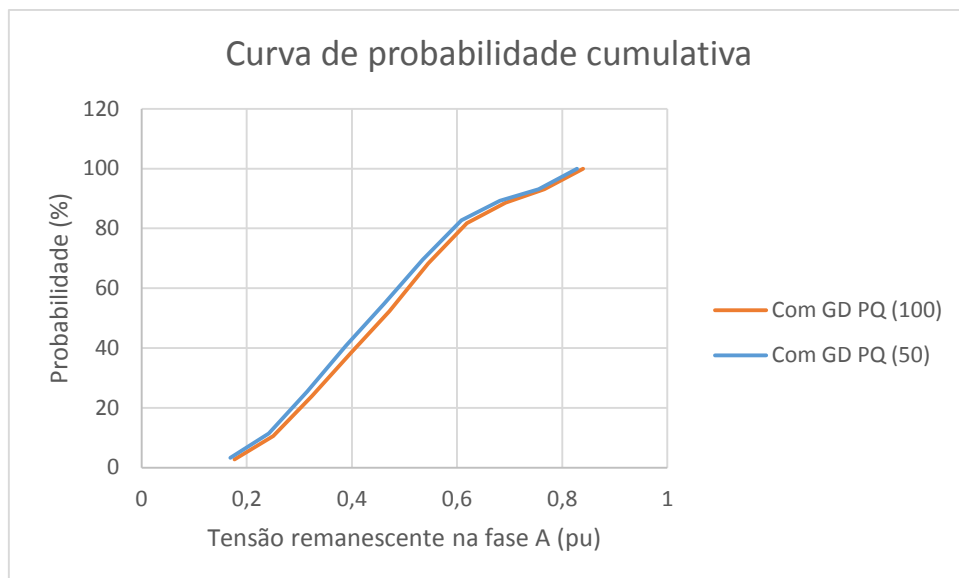


Figura 49 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% e 50% da potência nominal, Carga do alimentador 1,25 MVA.

A Figura 50 apresenta um comparativo similar ao apresentado na Figura 47, com a diferença de que neste caso a carga do alimentador é de 3,75 MVA. Note que o comportamento das curvas é muito semelhante. Neste resultado, a integração “Com GD PQ”, também, foi a que apresentou maior impacto na diminuição da severidade do afundamento na barra da USF. Utilizaram-se as simulações 2, 14 e 15 para construir este gráfico.

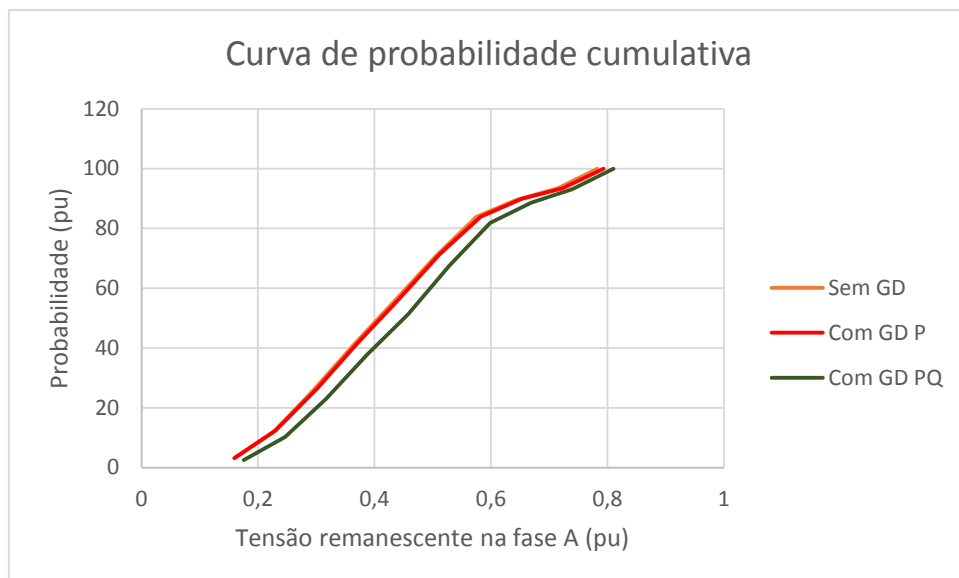


Figura 50 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% da potência nominal, Carga do alimentador 3,75 MVA.

O comparativo entre as curvas de probabilidade da Figura 51 mostra mais uma vez que a injeção de potência ativa e reativa contribui para diminuir a severidade do afundamento de tensão. Além disso, apresentou um comportamento semelhante ao que fora apresentado no comparativo das curvas da Figura 48. Para construir a Figura 51 foram utilizadas as simulações 2, 5 e 6.

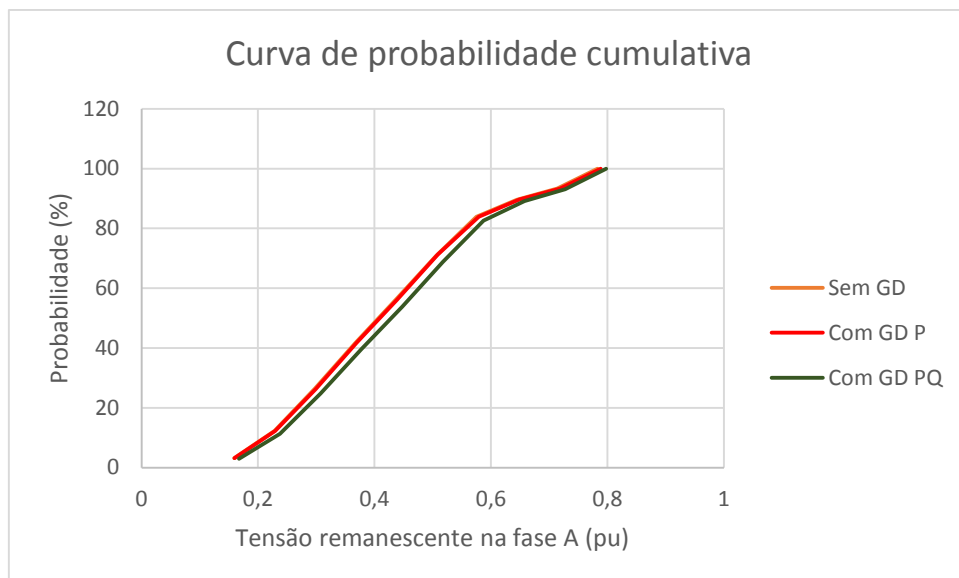


Figura 51 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 50% da potência nominal, Carga do alimentador 3,75 MVA.

A Figura 52 apresenta um comparativo entre as curvas de probabilidade cumulativa em duas condições, 100% e 50% de injeção de potência da usina solar assim como na Figura 49, com a diferença que neste caso a carga do alimentador é 3,75 MVA. Os resultados para ambas as formas de integração da USF são muito próximos. Neste caso, as simulações 6 e 15 foram utilizadas.

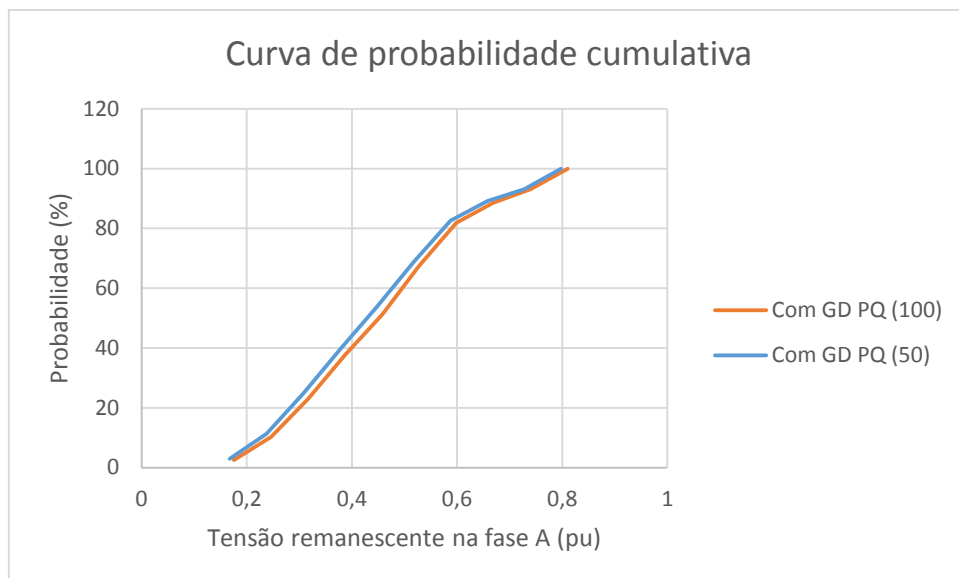


Figura 52 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% e 50% da potência nominal, Carga do alimentador 3,75 MVA.

A Figura 53 apresenta um comparativo entre as curvas de probabilidade, para as três formas de integração da USF, com carga de 1,25 MVA. No entanto, a condição de falta ocorre apenas para o ponto 7 do alimentador, o qual localiza-se mais próximo da USF. Percebe-se uma diferença mais expressiva entre os resultados das curvas para as diferentes formas de integração da usina. Para construir este gráfico foram utilizadas as simulações 1, 11 e 12.

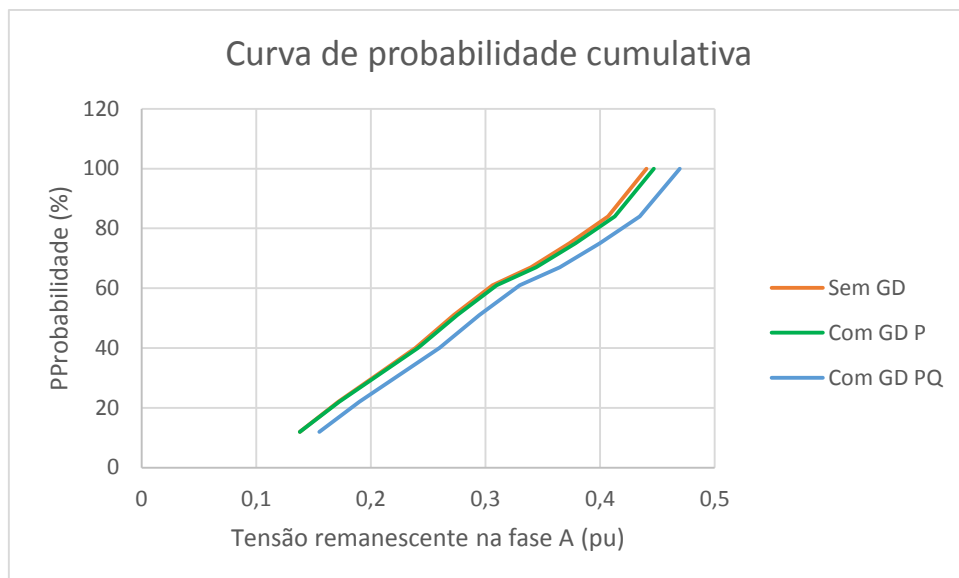


Figura 53 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% da potência nominal, Carga do alimentador 1,25 MVA, Faltas no ponto P7.

O gráfico da Figura 54 apresenta um comparativo nas mesmas condições apresentadas na Figura 53, no entanto apresenta uma diferença no ponto de falta. Neste caso, o ponto escolhido foi P1, o mais próximo da subestação e mais distante da usina. Os resultados desse gráfico mostram que a integração “Com GD PQ” possui maior impacto na redução da severidade do afundamento de tensão em relação aos outros dois casos. Para a Figura 54, foram utilizadas as simulações 1, 9 e 10.

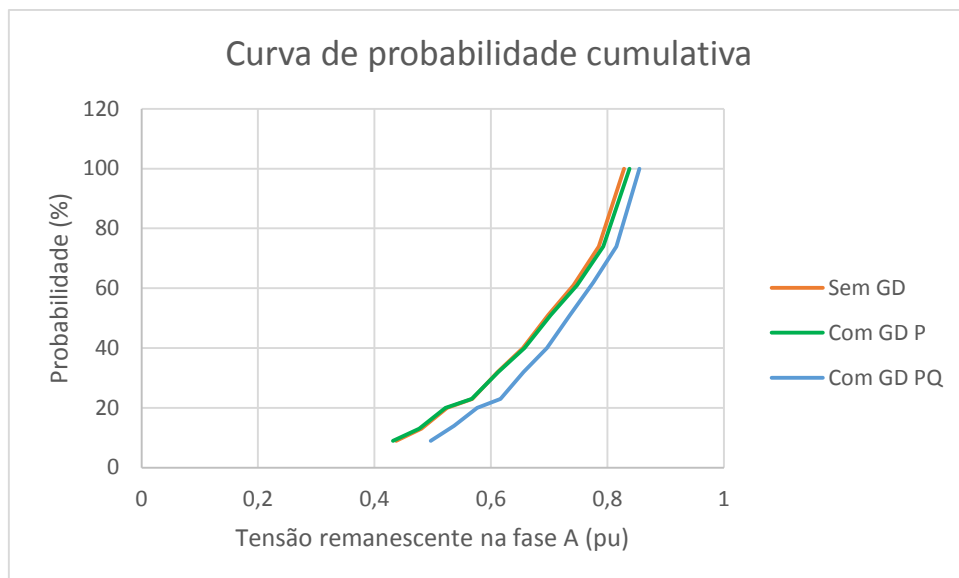


Figura 54 - Curva de probabilidade cumulativa da fase A, Injeção de 100% da potência nominal, Carga do alimentador 1,75 MVA, Falhas no ponto P1.

Além disso, considerando, ainda, as Figuras 53 e 54, vale ressaltar que o nível de tensão na barra da usina durante o afundamento é maior se comparado ao caso em que o ponto de falta escolhido foi P7. Isso acontece pois a medição do afundamento é feita na barra da usina, a qual está localizada em um ponto mais próximo de P7. Outro fator importante a considerar é o fato de que durante o curto-circuito no ponto P1, a unidade geradora mais próxima é a subestação; já para o distúrbio no ponto P7, a unidade geradora mais próxima é a USF, a qual possui uma robustez muito menor quando comparada a subestação.

Ainda é importante destacar que as curvas de probabilidade cumulativa apresentam uma diferenciação maior entre 0,2pu e 0,5pu, no caso do gráfico da Figura 53. Já no gráfico da Figura 54, essa diferenciação acontece entre 0,4 e 0,85pu. Sendo que nas simulações considerando os sete pontos de falta, a faixa de maior contraste entre as curvas foi 0,4 e 0,6pu.

Os gráficos apresentados anteriormente são resultados de simulações nas quais foram considerados eventos probabilísticos, já que os valores de simulações foram gerados aleatoriamente. A seguir será apresentado o resultado de simulações que foram feitas deterministicamente, já que todas as variáveis utilizadas no processo foram geradas em sequência, sem a necessidade de uma função para gerar dados aleatórios. A Figura 55 mostra um gráfico que relaciona o valor da resistência de falta a um determinado nível de afundamento.

Para tanto, foram considerados sete pontos de falta ao longo do alimentador. Além disso, a USF está injetando 100% da potência nominal, no estilo “GD PQ”, e a carga do alimentador é de 1,75 MVA. A simulação 13 foi utilizada para construir o gráfico da Figura 55.

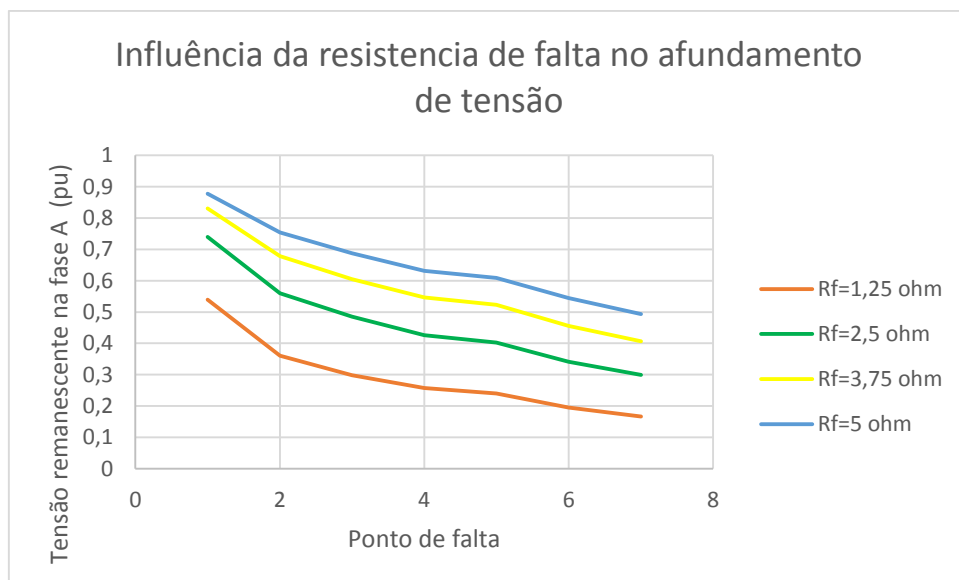


Figura 55 - Influência da resistência de falta no afundamento de tensão.

Observando o gráfico da Figura 55, percebe-se que quanto maior a resistência de falta maior é a tensão remanescente na fase A, independente do ponto de falta. No caso desta última variável, quanto mais distante da subestação menor a tensão remanescente na fase A da barra da USF.

5.3 Considerações finais

O presente capítulo abordou a metodologia implementada para o desenvolvimento do estudo de caso proposto. Além disso, os resultados das simulações envolvendo curtos-circuitos na fase A do alimentador foram expostos. Vários gráficos de curvas de probabilidade cumulativa foram apresentados. Através destes, explicou-se o impacto da integração de usina solar na rede de distribuição.

6 Conclusão

O presente trabalho teve como objetivo principal avaliar o impacto da integração de Usina Solar do Mineirão à rede elétrica frente a afundamentos de tensão. Para tanto, foi desenvolvida uma ferramenta automatizada no ambiente de simulação do software Pscad. Através desta, é possível simular curtos-circuitos ao longo do alimentador e variar, simultaneamente, os valores de resistência de falta, ponto de falta, tipo de falta e padrão de injeção de potência pela Usina. Os padrões estudados foram: a usina desligada, injeção apenas de potência ativa e injeção de potência ativa e reativa. Os resultados obtidos mostram o benefício promovido pela integração da usina solar com a possibilidade de injeção de potência reativa, este padrão de operação é realizado na Alemanha e Itália, mas ainda não acontece no Brasil.

Inicialmente, para uma visão geral acerca do tema, foram apresentados dados do relatório da EPIA sobre as tendências da energia solar no Brasil e no mundo, discutidos de forma geral os impactos da usina solar em sistemas de energia, e apresentadas diversas normas sobre a integração de produtores de energia, no Brasil e no mundo. Foram discutidas as diversas formas de caracterização do afundamento de tensão, apresentada a modelagem adotada para a USF MINEIRÃO e o alimentador. Foi proposta uma metodologia para a análise probabilística, por meio de simulações computacionais, do impacto da integração de uma usina fotovoltaica na severidade dos afundamentos de tensão causados por faltas fase-terra.

Baseado na metodologia proposta, as simulações foram realizadas considerando eventos de falta fase-terra em diferentes pontos do alimentador, os quais incluíram a variação aleatória de diferentes valores para as impedâncias de falta. Focando no impacto da integração da usina fotovoltaica na severidade dos afundamentos de tensão, comparando-se as diferentes formas de integração da USF MINEIRÃO na rede, usina desligada, usina com injeção de potência ativa apenas e usina com injeção de potência ativa e reativa, pôde-se mostrar que a integração da usina injetando, também, potência reativa apresentou um impacto benéfico no perfil de tensão, diminuindo a severidade dos afundamentos.

Mostrou-se ainda que a integração da USF MINEIRÃO injetando potência ativa e reativa apresentou melhores resultados para o nível de tensão quando comparado ao caso em que a usina injeta apenas potência ativa. No primeiro caso, a melhoria foi de 3%, já no segundo, foi 1,28%. Os resultados parecem pequenos, mas se considerarmos a grande quantidade de cargas que deixariam de desligar por causa dessa melhoria no nível de tensão da rede, essa melhoria torna-se bastante relevante. Isso indica para as concessionárias de energia que esta estratégia de injeção da Usina Solar Fotovoltaica deve ser considerada, objetivando a melhoria do perfil de tensão na rede durante a ocorrência de afundamentos de tensão.

Quanto às diversas simulações de curto-circuito realizadas, alguns resultados merecem destaque. O ponto de aplicação da falta afetou o valor do afundamento de tensão na barra da usina. Quanto mais próximo da subestação ocorre a falta, maior é a tensão remanescente na barra durante o afundamento. A resistência de falta também possui impacto no nível de tensão. Quanto maior a resistência de falta maior a tensão remanescente na barra durante o afundamento, como era de se esperar.

O desenvolvimento de simulações probabilísticas, como fora realizado no presente trabalho, se mostrou necessário e relevante, uma vez que a natureza de muitos dos distúrbios eletromagnéticos que atingem a rede de distribuição possui origens em fenômenos aleatórios.

Finalizando, considerando os resultados encontrados no presente trabalho, conclui-se que a integração da usina de geração fotovoltaica em uma rede de distribuição promove uma melhoria quanto à severidade dos afundamentos de tensão no caso de curto-circuito fase-terra.

6.1 Propostas de continuidade

Diversas são as propostas de trabalho futuro, as quais poderão tomar como base o que fora apresentado nesta dissertação.

No que tange a geração de energia pela Usina Solar, uma modelagem que contemple a variabilidade de geração provocada pelos diferentes níveis de radiação de energia seria muito relevante, uma vez que a melhoria no perfil de tensão durante o curto-circuito é afetada pela potência injetada pela usina. Seria importante, também, a modelagem dos inversores

considerando diferentes técnicas de controle a fim de se alcançar uma injeção de potência mais rápida e eficiente, buscando a diminuição da duração do afundamento de tensão

Quanto aos distúrbios eletromagnéticos que afetam a rede de energia, outros distúrbios poderiam ser estudados, tais como curto circuito trifásico, trifásico a terra, bifásico e bifásico para terra. Considerando o caso em que se tenha um sistema desbalanceado, um estudo abordando a simulação de falta fase terra em diferentes fases do circuito seria importante.

Por parte das concessionárias de energia, seria importante o desenvolvimento de estações de controle nas quais fosse possível controlar a integração das usinas solares à rede elétrica. Essas unidades de controle atuariam de forma a estabelecer um impacto ótimo da geração distribuída na rede, no que diz respeito às perdas elétricas, compensação de reativo, controle de fluxo, controle de frequência e severidade dos afundamentos de tensão.

Referências Bibliográficas

- [1] Masson, Gaëtan.;Orlandi, Sinead.; Rekinger, Manoël. Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018. Brussels, 2014. 60p. (Report of the European Photovoltaic Industry Association).
- [2] Special Report, World Energy Investment Outlook. Paris, 2014. 8p.(Report of the International Energy Association).
- [3] de Almeida, P. M. Modelagem e controle de conversores estáticos fonte de tensão utilizados em sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição. Abril de 2011. Dissertação de Mestrado. Juiz de Fora, Minas Gerais, Abril de 2011.
- [4] Jardim, C. S. “A inserção da geração solar fotovoltaica em alimentadores urbanos enfocando a redução do pico de demanda diurno.”2007. (Tese de doutorado) -Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.
- [5] Chiradeja, P. “Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis.”IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China, 2005.
- [6] Liu, H. Jin. L. Le, D. Chowdhury, A.A.“Impact of High Penetration of Solar Photovoltaic Generation on Power System Small Signal Stability”IEEE International Conference on Power System Technology, 2010.
- [7] Guedes, L.M. Santos, E.C. Oliveira, M.A.G. “Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais Considerando Análise de Curva de Carga.” Décimo Terceiro Encontro Regional Iberoamericano de Cigré, 24 a 28 de 2009.
- [8] Braun-Grabolle, P. A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana. 2010. 260 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. Santa Catarina.

- [9] Guedes, L.M. Santos, E.C. Oliveira, M.A.G. “Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais Considerando Análise de Curva de Carga.” Décimo Terceiro Encontro Regional Iberoamericano de Cigré, 24 a 28 de Maio de 2009.
- [10] DPCA, Distributed Power Coalition of America, Benefits of Distributed Power to Utilities. Disponível em <<http://www.distributedgeneration.com/dpca/utilities.html>>, Novembro, 2005.
- [11] Revista Brasileira de Energia, Vol 11, Num 2, Sociedade Brasileira de Planejamento Energético.
- [12] Yang, Y. Wang, H. Blaabjerg, F., “Reactive Power Injection Strategies for Single-Phase Photovoltaic Systems Considering Grid Requirements.” Applied Power Electronics Conference (APEC), 2014, Twenty-Ninth Annual IEEE.
- [13] Villalva, M.G. Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica. 2010. 292f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Universidade Estadual de Campinas. Campinas.
- [14] Y. Yang, F. Blaabjerg, and Z. Zou, “Benchmarking of grid fault modes in single-phase grid-connected photovoltaic systems,” IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 49, no. 5, pp. 2167–2176, Sept./Oct. 2013.
- [15] Yang, Y. Wang, H. Blaabjerg, F. Enjeti, P. Suggested Grid Code Modifications to Ensure Wide-Scale Adoption of Photovoltaic Energy in Distributed Power Generation Systems. Industry Applications Society Annual Meeting, 2013 IEEE.
- [16] W, Yong-Sih. C, Chia-Hsi. C, Yaow-Ming. L, Chih-Wen. C, Yung-Ruei. “The Current Control of PV Inverter for Low Voltage Ride Through.” 15th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2012 ECCE Europe, Novi Sad, Serbia.
- [17] Hossain, M. K. Ali, M. H. “Low Voltage Ride Through Capability Enhancement of Grid Connected PV System by SDBR.” T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES

- [18] Islam, G. M. S. Al-Durra, A. Muyeen, S.M. Tamura, J. “Low Voltage Ride Through Capability Enhancement of Grid Connected Large Scale Photovoltaic System” IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society.
- [19] Troester, E. “ New Grid Codes for Connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid.” 2nd International Workshop Concentrating Photovoltaic Power Plants, Optical Design, Production, Grid Connection.
- [20] CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, Manual de distribuição “Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Baixa tensão.” Minas Gerais, Brasil. 30 de novembro de 2012.
- [21] Frías, J.A.V. Alba, J.M.C. Núñez, J.V. Hernández, E.R. “PV inverter requirement updated for LVRT capabilities under recent grid codes legislation.” PCIM Europe 2014, 20 – 22 May 2014, Nuremberg, Germany.
- [22] Bao, X. Tan, P. Zhuo, F. Yue, F. “Low Voltage Ride Through Control Strategy for High-Power Grid-Connected Photovoltaic Inverter.” Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2013 Twenty-Eighth Annual IEEE.
- [23] “Technical guideline – generating plants connected to the medium voltage network,” Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW, Jun. 2008.
- [24] “Transmission Code 2007 – Network and System Rules of the German Transmission System Operators, Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, Berlin, 2007.
- [25] Crăciun, B. Bogdan-Ionuț. Kerekes, T. Séra, D. Teodorescu, R. “Overview of Recent Grid Codes for PV Power Integration.” Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), 2012 13th International Conference on 24-26 May 2012.s
- [26] Khadkikar , V. Kirtley, J. L. K, Jr. Interline Photovoltaic (I-PV) Power System – A Novel Concept of Power Flow Control and Management. Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE.

- [27] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and AV. Timbus, "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 5, pp. 1398-1409, Oct. 2006.
- [28] E.ON GmbH, "Grid Code-high and extra high voltage," 2006.
- [29] <http://www.eon.com/de.html>
- [30] Khadkikar, V. Kirtley, J. L. K. "Interline Photovoltaic (I-PV) Power System – A Novel Concept of Power Flow Control and Management." Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE.
- [31] Yang, W. C. Huang, W. T. "A Load Transfer Scheme of Radial Distribution Feeders Considering Distributed Generation." *Cybernetics and Intelligent Systems (CIS)*, 2010 IEEE Conference on Singapore.
- [32] TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. Photovoltaic Invert Structures. In: TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. edition first. ed. New Delhi, India: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- [33] IEEE Std. 142-2007. IEEE Recommended practice for grounding in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Green Book. 2007.
- [34] MARTIFER SOLAR. Usina Solar Fotovoltaica USF-Mineirão. MARTIFER SOLAR. Belo Horizonte - MG, p. 147. 2013. (16102-MTS-DE).
- [35] Milagre, T. F. L. "Modelagem a Parâmetros Distribuídos de Cabos de Potência Utilizados em Acionamentos Elétricos." Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. Minas Gerais. Dezembro de 2006.
- [36] A. E. A. de Araújo and W. L. A. Neves, *Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia*. Editora UFMG, 2005.

- [37] Mendes, W. R. “Influência das Conexões dos Transformadores de Potência na Propagação dos Afundamentos de Tensão pelo Sistema Elétrico.” Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia. Minas Gerais. Agosto de 2008.
- [38] Teixeira, F. B. “Estudo da Aplicação do Aterramento Ressonante em Redes de Distribuição com Ramais Monofásicos e Bifásicos.” Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. Minas Gerais. Março de 2012.
- [39] Cravo, A. C. “Modelagem em Frequência de Transformadores de Potência.” Trabalho de Conclusão de Curso. Escola de Engenharia. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. Rio Grande do Sul.
- [40] J. A. Martinez and B. A. Mork, “Transformer Modeling for Low- and Mid-frequency Transients—A review,” IEEE Trans. Power Del., vol. 20, no. 2, pt. 2, pp. 1625–1632, Apr. 2005.
- [41] Leborgne, R. C. “Uma Contribuição à Caracterização da Sensibilidade de Processos Industriais Frente a Afundamento de Tensão”. Dissertação de Mestrado. Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. Minas Gerais. Maio de 2003.
- [42] CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, Manual de distribuição “Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Média Tensão.” Minas Gerais, Brasil. Julho de 2011.
- [43] BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acessado em janeiro de 2015.

- [44] BRASIL. ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Disponível :< <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acessado em janeiro de 2015.
- [45] E. ON GmbH, "Grid Code - High and extra high voltage." [Online]. Available: <http://www.eon-netz.coml>.
- [46] Comitato Elettrotecnico Italiano, "CEI 0-21: Reference technical rules for connecting users to the active and passive LV distribution companies of electricity." [Online]. Available: <http://www.ceiweb.itl>.
- [47] H. Kobayashi, "Fault ride through requirements and measures of distributed PV systems in Japan," in Proc. of IEEE-PES General Meeting, pp.I-6, 22-26 Jul. 2012.
- [48] Gomes, J. P. R., Araújo, T. F., Sardeiro, B. S., Uturbey, W., Boaventura, W. C., Silva, S. R., Cardoso, E. N., Lopes, B. M. "VALORAÇÃO MONETÁRIA DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NAS PERDAS EM UM SISTEMA RADIAL DE DISTRIBUIÇÃO." Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife. 31 a 03 abril, 2014.
- [49] Silva, S. M., Estudo e Projeto de um Restaurador Dinâmico de Tensão. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. Minas Gerais. 1999.
- [50] Silva, J. A. M., Análise Comparativa de Resultados de Simulação de Afundamentos de Tensão Utilizando Programas de Curto-circuito e de Transitórios Eletromagnéticos. Dissertação de Mestrado. Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. Minas Gerais. 2004.
- [51] ONS – Procedimentos de Rede, Submódulo 2.2 – “Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações”. Disponível em: www.ons.org.br.
- [52] BOLLEN, M. H. J., Understanding Power Quality – Voltages Sags and Interruptions. Editora IEEE Press Series on Power Engineering, EUA – 1999.

[53] Gomes, J. P. R., Boaventura, W. C., Silva, S. R., Cardoso, E. N., Lopes, B. M. “Impact of integrating a solar power plant in a distribution feeder considering short circuit events.” International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’15). La Coruña (Spain), 25th to 27th March, 2015.

[54] Appen, J. V., Braun, M., Stetz, T., Diwold, K., Geibel, Dominik. “Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid.” Power and Energy Magazine, IEEE. March-April 2013.

[55] Lopes, Bruno Marciano. “Compensadores série de baixa tensão: Topologia, Técnicas de projeto e Viabilidade Econômica”. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. Minas Gerais. 2006.

Trabalho publicado decorrente desta dissertação

Gomes, J. P. R., Araújo, T. F., Sardeiro, B. S., Uturbey, W., Boaventura, W.C., Silva, S. R., Cardoso E. N., LOPES, B. M.. **“Valoração Monetária do Impacto da Geração Fotovoltaica nas Perdas em um Sistema Radial de Distribuição”**. Em: V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014, Recife. Anais do V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014.

Artigo a ser submetido em congresso da área

Gomes, J. P. R., Boaventura, W. C., Silva, S. R., Cardoso, E. N., Lopes, B. M. **“Impact of integrating a solar power plant in a distribution feeder considering short circuit events”**.