



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E ENERGIA

Dirceu José Ferreira

ESTUDOS DOS IMPACTOS DA CONTRIBUIÇÃO DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS NA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DOS
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CAMPINAS
2016



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

Dirceu José Ferreira

ESTUDOS DOS IMPACTOS DA CONTRIBUIÇÃO DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS NA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DOS
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Fernanda Caseño Trindade Arioli
Coorientador: Dr. Newton José de Salles

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Dirceu José Ferreira e orientada pela professora Dr^a. Fernanda Caseño Trindade Arioli.
Assinatura da Orientadora:

CAMPINAS
2016

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): Não se aplica.

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

F413e Ferreira, Dirceu José, 1961-
Estudo dos impactos da contribuição de geradores fotovoltaicos na proteção de sobrecorrente dos sistemas de distribuição de energia elétrica / Dirceu José Ferreira. – Campinas, SP : [s.n.], 2016.

Orientador: Fernanda Caseño Trindade Arioli.

Coorientador: Newton José de Salles.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Energia elétrica - Distribuição. I. Arioli, Fernanda Caseño Trindade. II. Salles, Newton José de, 1964-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Study of the impacts of photovoltaic generators contribution in the overcurrent protection of distribution systems

Palavras-chave em inglês:

Photovoltaic generation

Electric power systems

Electricity - Distribution

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Fernanda Caseño Trindade Arioli [Orientador]

Marcos Julio Rider Flores

Geraldo Peres Caixeta

Data de defesa: 12-07-2016

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Dirceu José Ferreira RA: 928130

Data da Defesa: 12 de julho de 2016

Título da Tese: “Estudos dos Impactos da Contribuição de Geradores Fotovoltaicos na Proteção de Sobrecorrente dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”.

Profa. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli (Presidente, FEEC/UNICAMP)

Prof. Dr. Geraldo Peres Caixeta (Universidade São Francisco (USF))

Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores (FEEC/UNICAMP)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente a Deus que me preparou as condições e pessoas especiais para a realização deste trabalho, começando pela minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Fernanda Caseño Trindade Arioli, por todo apoio, estímulo, paciência e ensinamentos que tornaram possíveis a conclusão do mesmo.

Este trabalho foi idealizado a partir do projeto de P&D ANEEL PD-0063-3012/2014 da CPFL, tendo como gerente o Engenheiro Rafael Moya e o professor Walmir da Unicamp empreendedor do projeto, aos quais agradeço também pela oportunidade, confiança, incentivo e apoio que me foram dados.

Agradeço pelo apoio incondicional de minha esposa Marília, minha filha Raquel e de minha cunhada Linda que lutaram e me impulsionaram, permitindo que eu vencesse todas as circunstâncias vividas.

Colunas importantes da minha vida se fizeram presentes e participantes desta conquista como meu pai Hamilton, minha mãe Neusa, meu tio Nilton e esposa Fátima e minha tia Lia, além de meus irmãos Marília e Hamilton Filho.

Agradeço aos meus queridos primos, tios e sobrinhos espalhados por este Brasil afora que estiveram nas arquibancadas torcendo por esta conquista.

Na CPFL são muitos os que me ajudaram, a começar pelo meu co-orientador, Engenheiro Dr. Newton José de Salles e aos meus estimados colegas Engenheiros Antonio Claudinei Simões, Massayuki Suzuki e toda equipe da área de Planejamento do Sistema Elétrico. Neste contexto estendo minha gratidão ao meu coordenador Edison Bórmio que me deu as condições para pesquisa e estudos com o apoio do meu estimado chefe Evaldo Baldin e ao nobre Diretor da Engenharia, Caius Malagoli.

Se possível fosse relacionar todos os que estiveram ao meu lado neste trabalho, creio que uma centena de páginas não seria suficiente. E no silêncio da noite, recebi o terno apoio de todos os irmãos da Obra, aos quais desejo que Deus os recompense por tudo.

Como disse o grande historiador Hamilton, meu querido pai: - “Parabéns, você marcou o gol”. Em resposta, eu disse: - Sim, meu pai. Porém não poderia ter marcado se não tivesse as condições para isto: chuteira, uniforme, a bola e principalmente as condições para este feito, que foram dadas por Deus através de cada um de vocês. Obrigado!

RESUMO

A instalação de geradores fotovoltaicos distribuídos ao longo das redes secundárias de distribuição tem crescido vertiginosamente nos últimos anos motivada pela redução de custos na fabricação dos painéis solares e inversores, conscientização ambiental e necessidade de diversificação da matriz energética. No Brasil, a publicação pela ANEEL da Resolução Normativa 482/2012, revisada pela resolução 687/2015, que visa facilitar a conexão à rede de distribuição de micro ou minigeração distribuída, tem estimulado a instalação de geradores fotovoltaicos para a produção de eletricidade. Este avanço do número de solicitações para interconexão de geradores fotovoltaicos tem exigido das concessionárias a capacidade de identificar rapidamente seus impactos sobre a rede de distribuição e as possíveis adequações necessárias ao sistema. Já se conhece grande parte dos aspectos técnicos relacionados ao aumento no nível de penetração de geradores fotovoltaicos que afetam o planejamento, operação e manutenção dos sistemas de distribuição, como, por exemplo, o aumento na magnitude de tensão, desequilíbrio de tensão, sobrecarga dos condutores e transformadores, entre outros. Porém ainda há uma preocupação das distribuidoras com relação aos aspectos de proteção do sistema, visando a segurança pessoal (de eletricitistas e usuários), bem como de equipamentos. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo estudar os possíveis impactos técnicos da conexão massiva de geradores fotovoltaicos na coordenação e seletividade da proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, propõem-se critérios para o estudo desses impactos a partir de simulações computacionais tendo como referência uma rede real de distribuição.

Palavras-chave: geração fotovoltaica, impactos técnicos na proteção, sistemas de distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

The widespread of photovoltaic solar generators installed at the secondary distribution networks has grown dramatically in recent years due to the reduction of costs in the manufacturing of photovoltaic solar panels and inverters, environmental awareness and the need for diversification of energy sources. In Brazil, the publication by the ANEEL Normative Resolution 482/2012, reviewed by the Resolution 687/2015, which facilitates the connection of micro and mini generators to the distribution network, has stimulated the installation of photovoltaic generators. For this reason, the quick identification of critical scenarios and their technical impacts on the distribution network as well as the possible solutions for these impacts is crucial. Most of the technical impacts related to the increase in the penetration level of photovoltaic generators affecting the planning, operation and maintenance of the distribution systems are already known – such as the increase in voltage magnitude and imbalance, and the overload of conductors and transformers. However, there is still a concern with respect to protection aspects, due to possible problems of personal (electricians and users) security as well as damage in equipment. In this context, this work aims to study aspects of overcurrent protection of the distribution systems considering the massive installation of photovoltaic generators. Moreover, it proposes study criteria for assessing these impacts, based on computer simulations of a real distribution feeder.

Keywords: *electric power distribution system, photovoltaic generation, technical impacts on protection.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Tipos e tecnologias de geradores distribuídos. Adaptado de [5].	19
Figura 2.1: Representação de geradores no cálculo de curto-circuito.	23
Figura 2.2: Contribuição do gerador síncrono na corrente de curto-circuito (representação do valor eficaz).	25
Figura 2.3: Resposta do gerador conectado ao sistema via inversor a uma falta remota (a falta é aplicada em $t=0,75$ s, abscissa é o tempo [s]; ordenada: corrente [kA] ou tensão [kV]) (extraído de [11]).	27
Figura 2.4: Representação dos dois modos de controle dominantes durante um curto-circuito no terminal dos PFs (adaptado de [11]).	28
Figura 2.5: Contribuição de corrente de curto-circuito para inversor do fabricante #9 (extraído de [14]).	30
Figura 2.6: Diagrama da rede utilizada nos estudos de transitórios eletromagnéticos.	33
Figura 2.7: Correntes eficazes do gerador fotovoltaico (inversor monofásico) durante simulação de curto-circuito no ponto de conexão do PF (barra 6).	34
Figura 2.8: Resultados de simulação de curto-circuito trifásico no ponto de conexão do PF (barra 6).	34
Figura 2.9: Resultados de simulação de curto-circuito monofásico no ponto de conexão do PF (barra 6).	35
Figura 3.1: Parâmetros a serem ajustados no Sincal para modelagem do painel fotovoltaico.	38
Figura 3.2: Parâmetros a serem ajustados no ETAP para modelagem do painel fotovoltaico.	40
Figura 3.3: Parâmetros a serem ajustados no ETAP para modelagem do inversor.	41
Figura 3.4: Parâmetros ajustados no ETAP para modelagem do inversor durante o curto-circuito.	42
Figura 3.5: Parâmetros que podem ser ajustados no OpenDSS para modelagem do sistema fotovoltaico (aba à esquerda).	43
Figura 3.6: Dados de entrada de um gerador fotovoltaico.	45
Figura 3.7: Parâmetros a serem ajustados no Cymdist para modelagem do painel fotovoltaico.	46
Figura 3.8: Parametrização do inversor.	47
Figura 3.9: Dados de entrada de um dispositivo eletronicamente acoplado.	47
Figura 3.10: Propriedades do dispositivo eletronicamente acoplado.	48

Figura 3.11: Diagrama unifilar do sistema simulado.	49
Figura 3.12: Diagrama da rede utilizada nos estudos de transitórios eletromagnéticos.....	50
Figura 4.1: Cálculo da corrente de curto-circuito.....	53
Figura 4.2: Circuito RL.	54
Figura 4.3: Comportamento da corrente de curto-circuito.	55
Figura 4.4: Fator de assimetria K.	57
Figura 4.5: Ajuste do relé de sobrecorrente.....	59
Figura 4.6: Descrição da operação do religador da subestação.	59
Figura 4.7: Descrição da operação do religador.	60
Figura 4.8: Descrição da operação do seccionizador.....	61
Figura 4.9: Elos fusíveis protegido e protetor.	65
Figura 4.10: Coordenação relé-religador.....	67
Figura 4.11: Coordenação e seletividade entre religador e fusível.....	68
Figura 4.12: Atuação indesejada do seccionizador pela queima de um elo fusível.	70
Figura 5.1: Diagrama unifilar do sistema teste - rede primária.	73
Figura 5.2: Ajustes das curvas do religador instalado no sistema teste (característica tempo (s) x corrente (A)).	74
Figura 5.3: Ajustes das curvas do religador instalado no sistema teste (característica tempo (s) x corrente (A)).	75
Figura 5.4: Diagrama unifilar do sistema teste com a indicação dos pontos escolhidos para os estudos.	77
Figura 5.5: Corrente de sequência positiva circulante pelo religador dada a ocorrência de um curto-circuito no ponto A.	80
Figura 5.6: Efeito da injeção de PF na contribuição de corrente da subestação.....	81
Figura 5.7: Influência da injeção de PFs na seletividade entre relé e religador.....	82
Figura 5.8: Coordenação religador e elo fusível de 15K.....	85
Figura 5.9: Coordenação religador e elo fusível de 25K.....	86
Figura 5.10: Seletividade fusível-fusível do ramal escolhido considerando o critério de corrente máxima.	88
Figura 5.11: Seletividade fusível-fusível do ramal escolhido considerando o critério de 75% da corrente mínima.	88
Figura 5.12: Corrente nominal dos transformadores de distribuição e a corrente mínima de atuação dos respectivos fusíveis de proteção.	90

Figura 5.13: Impacto da inserção massiva de painéis fotovoltaicos na coordenação relé-religador.....	92
Figura 5.14: Coordenação e seletividade entre religador e fusível.....	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1: Impactos técnicos de acordo com a participação de painéis fotovoltaicos na geração [4].	17
Tabela 2.1: Inversores solares fotovoltaicos residenciais testados em [14].	29
Tabela 2.2: Respostas dos inversores solares fotovoltaicos residenciais testados em [14] à aplicação de curto-circuito (falta).	31
Tabela 2.3: Respostas dos inversores solares fotovoltaicos residenciais testados em [15] à aplicação de curto-circuito (falta).	32
Tabela 2.4: Valores dos trechos de rede utilizada nos estudos de transitórios eletromagnéticos.	33
Tabela 2.5: Proposta de apresentação da característica de contribuição dos painéis fotovoltaicos durante um curto-circuito [18].	36
Tabela 3.1: Comparação entre os modelos de geradores fotovoltaicos disponíveis no Cymdist.	49
Tabela 3.2: Contribuição de corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico instalado na barra 6.	50
Tabela 4.1: Fator de multiplicação para se determinar a corrente de <i>inrush</i> em 0,1 s.	58
Tabela 4.2: Escolha do fusível de acordo com os limites de corrente.	63
Tabela 4.3: Padronização da CPFL na escolha dos fusíveis para proteção de transformador monofásico de distribuição (lado de alta tensão do transformador).	64
Tabela 4.4: Padronização da CPFL na escolha dos fusíveis para proteção de transformador trifásico de distribuição (lado de alta tensão do transformador).	64
Tabela 4.5: Correntes máximas para seletividade entre fusíveis K e H.	65
Tabela 4.6: Correntes máximas para seletividade entre fusíveis K.	66
Tabela 4.7: Fator de segurança para multiplicação da curva rápida do religador.	69
Tabela 5.1: Transformadores e capacidade da chave fusível no sistema teste.	72
Tabela 5.2: Ajustes do disjuntor da subestação	74
Tabela 5.3: Ajustes do religador Tavrída.	75
Tabela 5.4: Correntes de curto-circuito na barra a montante do religador <i>sem PFs</i> instalados na rede (ponto A).	79
Tabela 5.5: Correntes de curto-circuito em uma barra a montante do religador <i>com 50% de nível de penetração de PFs</i> instalados na rede (ponto A).	79

Tabela 5.6: Correntes de curto-circuito na barra terminal do religador <i>sem PFs</i> instalados na rede (ponto B).....	81
Tabela 5.7: Correntes de curto-circuito na barra terminal do religador <i>com 50% de nível de penetração de PFs</i> instalados na rede (ponto B).....	82
Tabela 5.8: Correntes de curto-circuito numa barra no início de um ramal <i>sem PFs</i> instalados na rede (ponto C).	83
Tabela 5.9: Correntes de curto-circuito numa barra no início de um ramal <i>com 50% de nível de penetração de PFs</i> instalados na rede (ponto C).....	83
Tabela 5.10: Correntes de curto-circuito na barra terminal do religador <i>sem PFs</i> instalados na rede (ponto D).....	87
Tabela 5.11: Correntes de curto-circuito na barra terminal do religador <i>com 50% de nível de penetração de PFs</i> instalados na rede (ponto D).....	87
Tabela 5.12: Correntes de curto-circuito na barra mais distante da subestação <i>sem PFs</i> na rede (ponto E).....	89
Tabela 5.13: Correntes de curto-circuito na barra mais distante da subestação <i>com 50% de nível de penetração de PFs</i> instalados na rede (ponto E).	89
Tabela 5.14: Diminuição da contribuição de corrente de curto-circuito da subestação.....	91

Sumário

AGRADECIMENTOS	5
RESUMO 6	
ABSTRACT 7	
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABELAS.....	11
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1 JUSTIFICATIVAS	18
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	20
1.3 GLOSSÁRIO [6]	20
CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICA DE CONTRIBUIÇÃO DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO DOS GERADORES FOTOVOLTAICOS	23
2.1 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS DE CURTO-CIRCUITO	32
2.1.1 MODELAGEM USANDO PSCAD/EMTDC.....	33
2.1.2 MODELAGEM USANDO SIMPOWERSYSTEMS	34
2.2 COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES.....	35
CAPÍTULO 3. MODELAGEM DE GERADORES FOTOVOLTAICOS EM PROGRAMAS DE CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO	37
3.1 MODELAGEM NO PSS SINICAL®	37
3.2 MODELAGEM NO ETAP®	39
3.3 MODELAGEM NO OPENDSS®	42
3.4 MODELAGEM NO CYME®	43
3.4.1 Modelo de Geração Fotovoltaica	44
3.4.2 Modelo Electronically Coupled Generator (ECG).....	47
3.4.3 Comparação entre os Modelos de Gerador Fotovoltaico e <i>Electronically Coupled Generator</i> (ECG)	48
3.5 COMPARAÇÃO ENTRE OS PROGRAMAS.....	49
3.6 COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES.....	50
CAPÍTULO 4. PRÁTICA DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	52

4.1	CALCULO DA CORRENTE DE CURTO CIRCUITO.....	53
4.1.1	Correntes de curto-circuito assimétricas	54
4.1.2	Corrente de Energização (ou Corrente de <i>Inrush</i>)	57
4.2	FUNCIONAMENTO E ESCOLHA DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE	58
4.2.1	Disjuntor/Relé.....	58
4.2.2	Religador.....	60
4.2.3	Seccionalizador	61
4.2.4	Chave Fusível/Elo Fusível	62
4.2.5	Escolha dos Fusíveis	62
4.3	COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE	64
4.3.1	Seletividade Fusível-Fusível.....	65
4.3.2	Seletividade Relé-Elo Fusível.....	66
4.3.3	Coordenação Relé-Religador	66
4.3.3.4	Temporização	67
4.3.4	Coordenação Religador - Elo Fusível.....	67
4.3.5	Coordenação Religador - Seccionalizador - Elo Fusível.....	69
4.3.6	Coordenação e Seletividade Religador - Religador	70
4.4	COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES.....	70
CAPÍTULO 5. ESTUDO DOS IMPACTOS NA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DEVIDO A PRESENÇA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....		72
5.1	IDENTIFICAÇÃO DE POTENCIAIS PROBLEMAS CAUSADOS PELA PENETRAÇÃO MASSIVA DE PFS NA PROTEÇÃO.....	76
5.1.1	Ponto A: barra entre a subestação e o religador	78
5.1.2	Ponto B: barra terminal (lado carga) do religador.....	81
5.1.3	Ponto C: barra terminal (lado carga) de um fusível a jusante do religador	83
5.1.4	Ponto D: barra inicial de um transformador (MT) no fim do ramal escolhido no ponto C.....	86
5.1.5	Ponto E: barra mais distante da subestação	89
5.2	ESTUDO DA CONTRIBUIÇÃO DOS PAINÉIS CONECTADOS A JUSANTE DO FUSÍVEL E A INFLUENCIA DESTA CONTRIBUIÇÃO NA ATUAÇÃO INDEVIDA DOS FUSÍVELS	90
5.3	ESTUDO DA DIMINUIÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO DE CORRENTE DE CURTO CIRCUITO PROVENIENTE DA SUBESTAÇÃO	91
5.4	COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES.....	92
5.4.1	Possíveis Soluções	93

CAPÍTULO 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	95
6.1 TRABALHOS FUTUROS	95
CAPÍTULO 7. REFERÊNCIAS.....	97

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

A geração solar fotovoltaica distribuída ao longo das redes secundárias de distribuição tem crescido vertiginosamente nos últimos anos motivada pela redução de custos na fabricação dos painéis solares, conscientização ambiental e necessidade de diversificação da matriz energética. No Brasil, a publicação pela ANEEL da Resolução Normativa 482/2012 [1], revisada pela resolução 687/2015 [2], que visa facilitar a conexão à rede de distribuição de micro ou minigeração distribuída, tem sido estímulo para a instalação de geradores fotovoltaicos para a produção de eletricidade. Este avanço do número de solicitações para interconexão de geradores fotovoltaicos tem exigido das concessionárias a capacidade de identificar rapidamente seus impactos sobre a rede de distribuição e as possíveis adequações necessárias ao sistema.

A geração fotovoltaica usualmente é instalada nos sistemas de distribuição, o que traz alguns desafios técnicos, visto que estes sistemas são tradicionalmente operados de forma radial, sem a conexão de geradores. Entre os impactos técnicos destacam-se os aspectos relacionados à proteção dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Tradicionalmente, a proteção dos sistemas de distribuição baseia-se no princípio da sobrecorrente, assumindo-se fluxo unidirecional da corrente de curto-circuito (ou falta), ou seja, a corrente de curto-circuito é fornecida a partir da subestação até o local de ocorrência do defeito. Com a disseminação da geração distribuída, algumas práticas estão sendo alteradas como, por exemplo, os ajustes de tempo de religamento e instalação de dispositivo de verificação de tensão em religadores. A existência de múltiplas fontes resulta também no aumento do nível de curto-circuito dos sistemas, podendo ocasionar a perda da coordenação dos dispositivos de proteção de sobrecorrente.

Além dos fatores mencionados acima, destaca-se a variedade das tecnologias de geradores utilizados como geração distribuída. Inicialmente, as principais fontes de geração distribuída empregadas no Brasil foram as baseadas em biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas, que na grande maioria utilizam geradores síncronos conectados em redes primárias de distribuição. Em contrapartida, recentemente, o nível de penetração de geradores conectados aos sistemas de distribuição via inversor é crescente, como é o caso dos geradores fotovoltaicos. Os geradores conectados via inversor apresentam contribuição de corrente durante curtos-circuitos tipicamente menor do que os geradores síncronos. Contudo, com o aumento significativo da inserção de geradores fotovoltaicos, tal contribuição pode tornar-se considerável [3], ainda que a sua duração seja por tempo reduzido. Uma particularidade relacionada à conexão de painéis

fotovoltaicos (PFs) é que, além da possibilidade de conexão no primário do sistema de distribuição (média tensão), muitos são instalados em consumidores conectados ao secundário do sistema de distribuição (baixa tensão), resultando assim, em elevada dispersão ao longo de todo o alimentador. Por conseguinte, são necessários estudos de avaliação dos impactos da penetração massiva de geradores fotovoltaicos como os que são apresentados neste trabalho.

De acordo com [4], entre os principais aspectos a serem considerados nos estudos de impacto do aumento no nível de penetração dos painéis solares fotovoltaicos estão:

- Regulação de tensão;
- **Correntes de curto-circuito e coordenação da proteção (impacto na corrente de curto-circuito, coordenação dos dispositivos de proteção, correntes de interrupção);**
- *Ilhamento* (especialmente em situações complexas com múltiplos geradores distribuídos presentes e religamento rápido sem verificação de tensão).

Esses aspectos também são ressaltados na Tabela 1.1 [4], a qual apresenta os principais impactos técnicos de acordo com a participação dos painéis solares no total de energia fornecida ao alimentador.

Tabela 1.1: Impactos técnicos de acordo com a participação de painéis fotovoltaicos na geração [4].

Aspectos técnicos	Participação dos painéis solares no total de geração			
	<2%	<10%	<30%	100%
Cenários de penetração	I. Nível baixo	II. Nível moderado	III. Nível elevado	IV. Nível muito elevado
Impactos na rede	Muito baixos não significativos para a operação do sistema	Não crítico e pode afetar a tensão do sistema nas proximidades dos painéis	Crítico	Pode operar isolado em determinados instantes
Preocupações principais	- limites de tensão e corrente, - resposta a faltas, - ressincronização	- tempo de retomada, - ilhamento, - coordenação da proteção.	- disponibilidade - regulação - resposta a rampa	- disponibilidade - acompanhamento de carga - controle de tensão

Ressalta-se que a severidade desses impactos varia com o nível de penetração e locais dos painéis solares, e com as características elétricas da rede elétrica.

Diante do exposto, em que se destaca a necessidade das concessionárias terem num futuro próximo, subsídios para avaliar sob o aspecto de proteção, as solicitações de conexão de geração fotovoltaica e de como viabilizá-las, é que este trabalho apresenta:

- Análise da resposta dos geradores fotovoltaicos à ocorrência de curto-circuito nos sistemas de distribuição;
- Estudo dos impactos causados pela conexão massiva de geração fotovoltaica na coordenação das proteções dos sistemas de distribuição de energia elétrica;
- Uma orientação técnica para modelamento de sistema de geração fotovoltaica.

Os resultados da pesquisa destacam os aspectos que deverão ser observados nas análises de contribuição de corrente de curto-circuito, que poderão influir nas práticas de proteção.

As justificativas deste trabalho são apresentadas a seguir.

1.1 JUSTIFICATIVAS

Os geradores distribuídos podem ser máquinas elétricas rotativas (síncronas ou assíncronas – ou de indução) ou geradores conectados via inversor, classificados como não tradicionais, conforme Figura 1.1 [5]. Geradores distribuídos baseados em tecnologias como células a combustível, painéis solares fotovoltaicos, e microturbinas geralmente requerem inversores para a conexão com a rede de distribuição. Até o momento, muitos estudos foram dedicados ao entendimento da contribuição de corrente das máquinas rotativas durante curtos-circuitos e aos impactos dessa contribuição na atuação dos dispositivos de proteção. Contudo, poucos estudos foram realizados para a avaliação do impacto dos geradores conectados via inversor na corrente de curto-circuito e na atuação dos dispositivos de proteção. Isso ocorreu devido ao baixo nível de penetração desse tipo de fonte observado até alguns anos atrás. Com o crescente aumento na instalação de painéis fotovoltaicos (PFs) tanto em sistemas de distribuição de média tensão (MT) quanto de baixa tensão (BT), passa-se a ser relevante a avaliação do impacto dessas fontes na corrente de curto-circuito e na atuação dos dispositivos de proteção instalados nestes sistemas.

Além do ponto de vista tecnológico, uma diferença significativa entre a conexão de geradores síncronos e de PFs, por exemplo, é que se espera que estes últimos sejam instalados por muitos consumidores conectados ao longo de todo o sistema de distribuição devido aos incentivos financeiros (como já ocorre em países como Alemanha) e à disponibilidade de luz solar

e por não ocupar espaço adicional nas residências, já que os painéis podem ser instalados nos telhados das casas.

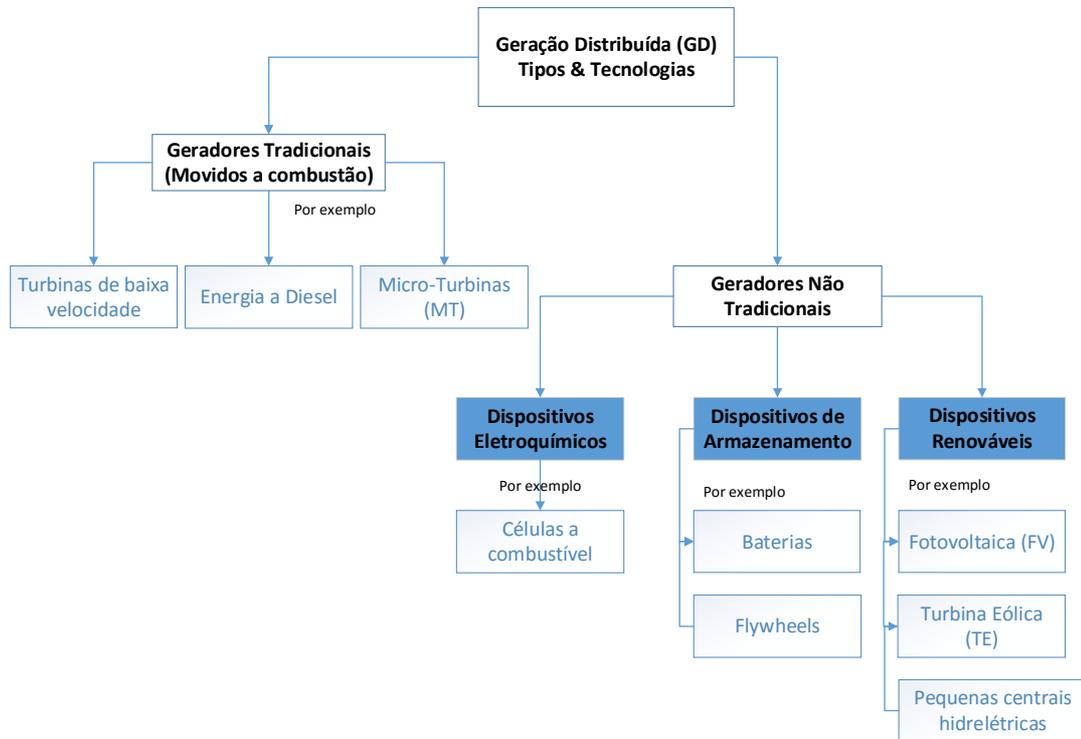


Figura 1.1: Tipos e tecnologias de geradores distribuídos. Adaptado de [5].

Os PFs, contudo não apresentam o mesmo comportamento dinâmico das máquinas rotativas (por não serem dispositivos eletromagnéticos e não existir inércia mecânica), eles possuem uma interface com o sistema elétrico via eletrônica de potência. A eletrônica de potência permite controlar a contribuição de corrente desses dispositivos. O sistema de controle dos geradores conectados via inversor podem possuir duas malhas: uma externa (controle de potência) e uma interna (controle de corrente). A malha externa mantém a potência ativa (ou tensão CC) e potência reativa dos geradores solares fotovoltaicos. A malha interna garante o limite de corrente de operação do inversor fotovoltaico.

Embora a operação dos geradores solares fotovoltaicos em regime permanente tenha sido bastante explorada na literatura, poucos trabalhos tratam da contribuição dos mesmos diante da ocorrência de curtos-circuitos no sistema de distribuição. Tal constatação deve-se parcialmente ao fato de que este fator varia de fabricante para fabricante por estar intrinsecamente relacionado com o sistema de controle e proteção. Assim, nos Estados Unidos, por exemplo, normas estão sendo discutidas com o objetivo de padronizar o comportamento dos painéis ou a especificação das características de operação diante de um curto-circuito.

Já é bem conhecida a modelagem de geradores síncronos nos programas computacionais existentes. No entanto, o modelo de PFs ainda é pouco conhecido, apontando para a necessidade de uma orientação que auxilie nas análises de proteção e de fluxo de potência. Assim, este trabalho traz como contribuição um guia de uso do programa CYME para modelamento de PFs que servirão para estas análises (em anexo).

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Os próximos capítulos deste trabalho estão divididos da seguinte forma:

- O Capítulo 2 discute sobre as características de contribuição de corrente de curto-circuito de geradores fotovoltaicos;
- O Capítulo 3 apresenta aspectos relacionados à modelagem dos painéis fotovoltaicos durante o curto-circuito, analisando os modelos propostos por softwares comerciais utilizados no cálculo de curto-circuito;
- O Capítulo 4 discorre sobre a prática de proteção de sobrecorrente dos sistemas de distribuição de energia elétrica adotada pela CPFL;
- O Capítulo 5 mostra estudos de curto-circuito em um alimentador da CPFL discutindo qualitativamente potenciais impactos na proteção de sobrecorrente das redes de distribuição mediante a prática de proteção adotada;
- As considerações finais e referências bibliográficas utilizadas são apresentadas no Capítulo 6 e Capítulo 7, respectivamente;
- Como contribuição deste trabalho, é apresentado em anexo um guia de orientação para uso do programa CYME[®] em Estudos de Conexão de Geradores Fotovoltaicos em Sistemas de Distribuição.

1.3 GLOSSÁRIO [6]

Acessada – É a concessionária ou permissionária de energia responsável pelo sistema de distribuição de energia elétrica em que o acessante conecta sua instalação [6]. Neste trabalho, trata-se da distribuidora de energia elétrica.

Acessante – É o consumidor, central geradora, distribuidora ou agente importador ou exportador de energia, com instalações que se conectam ao sistema elétrico de distribuição, individualmente ou associados [6]. No presente trabalho refere-se aos empreendimentos de geração fotovoltaica conectados ao sistema de distribuição de Baixa e Média Tensão da acessada.

Alta Tensão (AT) – Tensão entre fases (ou de linha) cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, ou casos de tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL [6].

Baixa Tensão (BT) – Tensão entre fases (ou de linha) cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV [6].

Geração distribuída – Centrais geradoras de energia elétrica com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico [6].

Geração fotovoltaica ou sistema fotovoltaico – Central geradora que transforma a energia produzida a partir da luz solar em energia elétrica. Neste trabalho, o termo “painel fotovoltaico” (PF) é usado algumas vezes substituindo o termo “geração fotovoltaica” ou “sistema fotovoltaico”.

Ilhamento – Operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada. O mesmo que operação ilhada [6].

Injeção massiva – Especificamente a este trabalho e, em acordo com [6], a injeção massiva representa uma grande quantidade de geradores fotovoltaicos conectados e fornecendo ou não energia a um determinado sistema de distribuição.

Média Tensão (MT) – Tensão entre fases (ou de linha) cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV [6].

Microgeração distribuída – “Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL,

ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” [6]. A geração fotovoltaica tratada neste trabalho está classificada como fonte renovável.

Minigeração distribuída – “Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” [6].

PRODIST – São os Procedimentos de Distribuição, constituídos por documentos elaborados pela ANEEL que regulamentam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica [6].

Proteção contra sobrecorrente – É o dispositivo ou o esquema de proteção que protege ou evita que um sistema, equipamento ou componente elétrico fique submetido a uma intensidade de corrente superior ao seu limite máximo permitido por determinado tempo.

CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICA DE CONTRIBUIÇÃO DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO DOS GERADORES FOTOVOLTAICOS

Neste capítulo são destacadas as características de operação dos geradores síncronos e fotovoltaicos, durante a ocorrência de curto-circuito no sistema de distribuição. As características de operação durante transitórios dos geradores conectados via inversor são diferentes das respostas dinâmicas dos geradores síncronos. Isso se deve ao fato dos geradores fotovoltaicos não possuírem circuitos magnéticos significativos ou massa rotativa.

Tradicionalmente, no cálculo de curto-circuito em sistemas elétricos de potência, os geradores são representados por uma fonte de tensão em corrente alternada conectada a uma barra do sistema por uma impedância série ($Z = R + jX = R + j\omega L$), conforme mostra a Figura 2.1. Neste circuito, as tensões $v_a(t)$, $v_b(t)$ e $v_c(t)$ representam a tensão induzida no estator (enrolamento de armadura), que é proporcional à variação do campo magnético provocada pelo movimento do rotor, onde o enrolamento de campo está instalado e é alimentado por corrente contínua. Em regime permanente, a reatância indutiva representa a dispersão de fluxo magnético e a reação de armadura. A resistência representa as perdas provocadas pelo efeito da temperatura de operação e pelo efeito pelicular causado pela corrente alternada que flui pelo enrolamento armadura.

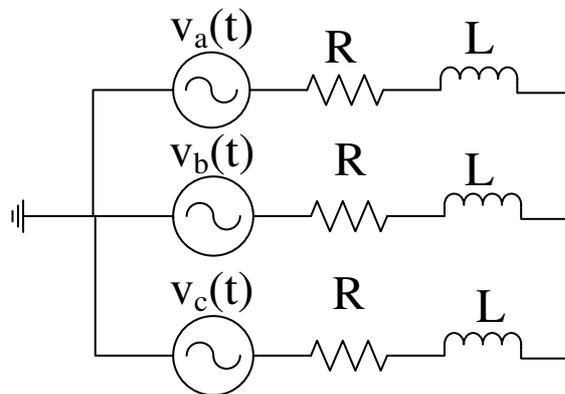


Figura 2.1: Representação de geradores no cálculo de curto-circuito.

A ocorrência de um curto-circuito nos terminais do gerador síncrono (ou próximo a eles) pode ser entendida com um degrau de tensão de um valor próximo do nominal a um valor próximo de zero. Mediante tal ocorrência, dois fenômenos são observados na corrente de curto-circuito: a existência de um nível de corrente contínua (CC) – resultando em assimetria na corrente – e uma parcela de corrente simétrica cuja amplitude varia no tempo.

O nível CC deve-se ao fato de o circuito da Figura 2.1 ser um circuito RL série e, assim, a ocorrência do degraú de tensão resulta em uma parcela de corrente contínua descrita por uma exponencial decrescente no tempo. Esta parcela CC é superposta à parcela de corrente alternada, conforme (2.1), em que se apresenta a corrente para uma das fases do gerador.

$$i(t) = \underbrace{\frac{E_{\max}}{|Z|} \text{sen}(\omega t + \phi - \theta)}_{\text{componente CA}} + \underbrace{\frac{E_{\max}}{|Z|} \text{sen}(\theta - \phi) e^{-\frac{R}{L}t}}_{\text{componente CC}} \quad (2.1)$$

sendo, E_{\max} , a tensão máxima; Z , a impedância do gerador; ω , a frequência angular da corrente, ϕ é o ângulo de fase da tensão; $\theta = \tan^{-1}(X/R)$. A duração da componente CC depende da razão L/R . Quanto menor é o valor de L/R , mais rápido esta componente se extingue. No caso dos geradores síncronos e assíncronos os valores da reatância indutiva são tipicamente elevados, apresentando razão X/R da ordem de 30 a 50 [7].

Na realidade, logo após a ocorrência do curto-circuito, o valor da reatância indutiva X das máquinas síncronas e assíncronas não é constante. Esta variação no valor de X do gerador é o fator causador da parcela de corrente simétrica com amplitude variável no tempo. No caso do gerador síncrono, o valor da reatância é dado de acordo com o período da falta que se deseja analisar, pois a contribuição de corrente destes geradores não é constante e pode ser dividida em três etapas [8], [9]:

1. Período subtransitório – período que se inicia no instante da aplicação do curto-circuito e cuja duração está associada ao valor da constante de tempo subtransitória T_d'' , que pode chegar até 0,15 s. O valor de impedância de sequência positiva a ser utilizado é o valor da reatância subtransitória de eixo direto do gerador síncrono (X_d'');
2. Período transitório – período que se inicia logo após o término do período subtransitório e cuja duração está associada ao valor da constante de tempo transitória T_d' , que pode chegar até 5,0 s. O valor de impedância de sequência positiva a ser utilizado é o valor da reatância transitória de eixo direto do gerador síncrono (X_d');
3. Regime permanente – período restante, depois de passado o transitório. Neste caso, o valor de impedância de sequência positiva é o próprio valor de reatância de eixo direto (X_d).

No caso do gerador síncrono, o valor da reatância subtransitória é menor que o valor da reatância transitória que, por sua vez, é menor que o valor da reatância de eixo direto. Portanto, sua contribuição na corrente de curto-circuito pode ser bastante elevada nos primeiros instantes

e depois diminui até atingir o valor da corrente em regime permanente (Figura 2.2). Sob o aspecto de suportabilidade do sistema, em uma análise conservativa de cálculo da corrente de curto-circuito deve-se adotar o valor da reatância subtransitória. Por outro lado, numa análise conservativa de sensibilidade da proteção, é prática usar no cálculo da corrente de curto-circuito a reatância transitória.

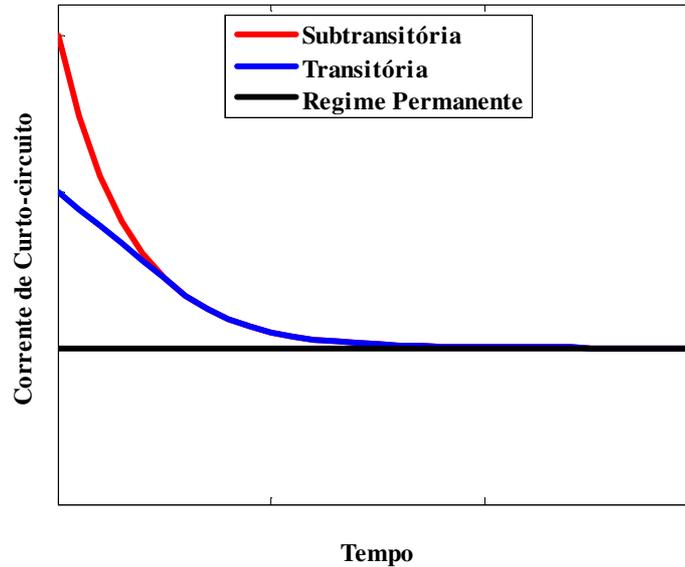


Figura 2.2: Contribuição do gerador síncrono na corrente de curto-circuito (representação do valor eficaz).

A variação nos valores da reatância utilizada na representação do gerador síncrono deve-se ao fato de que em condições normais de operação (em regime permanente), o gerador opera com a corrente apresentada em (2.2) – em que a resistência do enrolamento do estator é desprezada – e quando ocorre um curto-circuito, V_t tende a zero e \hat{I} tende a \hat{E}_f/jX , ou seja, espera-se um aumento significativo na corrente.

$$\hat{I} \cong \frac{\hat{E}_f - \hat{V}_t}{jX} \quad (2.2)$$

Este aumento na corrente de armadura resulta em um aumento no efeito desmagnetizante do fluxo pela reação de armadura. Contudo, o fluxo resultante não pode variar instantaneamente pois para conseguir tal variação de forma instantânea seria necessário aplicar energia infinita. Assim, em um primeiro momento, para manter o fluxo invariante, pela lei de Lenz, são induzidas correntes nos enrolamentos de campo e amortecedor. O efeito deste fenômeno pode ser representado matematicamente pela diminuição de X que passa então a assumir o valor de reatância subtransitória de eixo direto do gerador síncrono. Este primeiro instante refere-se ao período subtransitório.

Devido ao elevado valor da resistência do enrolamento amortecedor, a circulação de corrente neste enrolamento se extingue rapidamente, resultando na finalização do período sub-transitório e no início do período transitório. Neste período, X assume o valor da reatância transitória de eixo direto do gerador síncrono. Quando a circulação de corrente no enrolamento de campo se estabiliza, o período transitório chega ao fim e o regime permanente se inicia. Mais detalhes podem ser encontrados em [8]-[10].

Comportamento similar ao do gerador síncrono pode ser observado para as máquinas de indução.

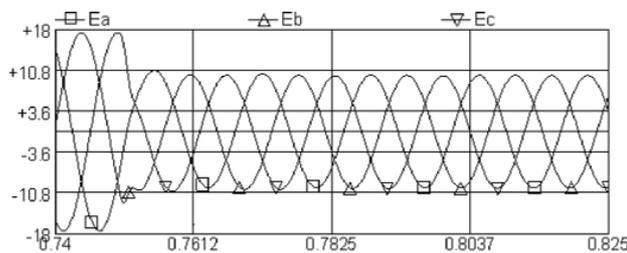
No caso do gerador fotovoltaico, a reatância série existente deve-se ao filtro de alta frequência. De forma que a relação X/R dos inversores fotovoltaicos pode assumir valores na faixa de 0,02 a 0,05. Portanto, é possível ignorar a parcela indutiva destes equipamentos [7], [8]. Nos casos em que o gerador fotovoltaico é conectado à rede elétrica utilizando-se um transformador, a relação X/R passa a ser maior. Contudo, a rápida ação do controle predomina sobre a corrente injetada.

No caso de inversores trifásicos, estes podem ser considerados uma fonte de corrente de sequência positiva. Mesmo sob condições desequilibradas de curto-circuito, o inversor trifásico fornece apenas corrente de sequência positiva. Isso porque os controles destes sistemas são projetados para suprir correntes trifásicas balanceadas independentemente do desbalanço da tensão. O controle do inversor também garante que o gerador conectado via inversor não forneça corrente contínua (ou seja, nível CC nulo). Além disso, a atuação do controlador é tão rápida que a contribuição de corrente durante o curto-circuito não se altera consideravelmente, como no caso dos geradores síncrono e de indução mostrado na Figura 2.2.

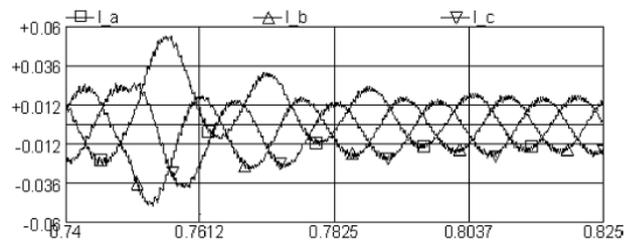
Tipicamente, o painel fotovoltaico é conectado ao sistema via um conversor CC/CC em série com um conversor CC/CA (ou seja, em dois estágios). Do ponto de vista do controle destes conversores, os objetivos são:

1. Controle do lado do painel (lado CC ou conversor CC/CC) – tem o objetivo de extrair a máxima potência para a condição de temperatura e irradiação solar a que o painel está submetido. Este controle é tipicamente realizado por algum algoritmo de MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*).
2. Controle do lado da rede (lado CA ou conversor CC/CA) – este controle pode possuir as seguintes tarefas: (a) controlar a potência ativa entregue à rede; (b) controlar a injeção/consumo de potência reativa (regulação de tensão ou fator de potência); (c) garantir alta eficiência e qualidade na potência injetada; (d) sincronização com a rede; (e) proteção anti-ilhamento.

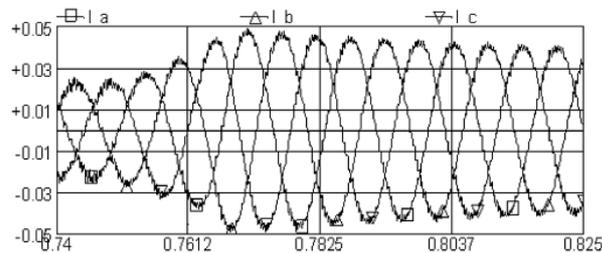
Durante transitórios como curtos-circuitos, a resposta dos geradores fotovoltaicos depende do modo de controle utilizado. No lado da conexão do gerador solar fotovoltaico com o sistema de distribuição pelo inversor pode utilizar basicamente dois tipos de controle: controle por tensão ou controle por corrente. O controle de tensão apresenta elevado *overshoot* de corrente comparado à resposta com controle de corrente. A contribuição da falta pode ser elevada durante o período transitório (primeiros ciclos) se o controle é ajustado como tensão constante, conforme mostrado na Figura 2.3, que apresenta as formas de onda de tensão e corrente para a aplicação de uma falta distante do ponto de acoplamento comum (PAC) do painel com o sistema elétrico [11].



(a) Tensão terminal do sistema fotovoltaico.



(b) Corrente de saída do sistema fotovoltaico para o modo de controle tensão constante.



(c) Corrente de saída do sistema fotovoltaico para o modo de controle corrente constante.

Figura 2.3: Resposta do gerador conectado ao sistema via inversor a uma falta remota (a falta é aplicada em $t=0,75$ s, abscissa é o tempo [s]; ordenada: corrente [kA] ou tensão [kV]) (extraído de [11]).

Para regular as potências ativa e reativa na saída, o controlador ajusta o módulo e fase da tensão sintetizada pelo inversor de acordo com a tensão terminal. Portanto, o circuito equivalente deste modo de controle é apresentado na Figura 2.4 (a), em que o controle Proporcional Integral (PI) é usado para regular a potência de saída. A principal desvantagem deste esquema é que a corrente não é diretamente controlada. A maior parte dos novos inversores utiliza o esquema de controle de corrente, ilustrado na Figura 2.4 (b) [11]. Este esquema emprega duas malhas: uma externa e uma interna. A malha externa mantém a potência ativa (ou tensão CC) e a potência reativa dos geradores solares fotovoltaicos. A malha interna garante o limite de corrente de operação do inversor fotovoltaico.

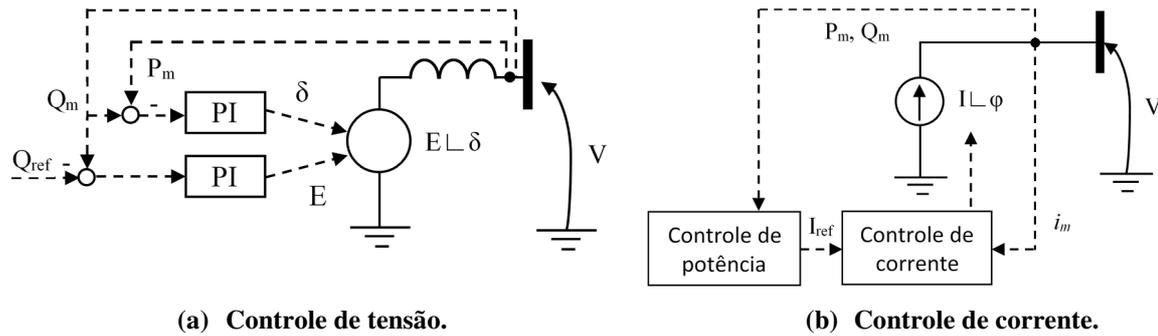


Figura 2.4: Representação dos dois modos de controle dominantes durante um curto-circuito no terminal dos PFs (adaptado de [11]).

Embora os geradores solares fotovoltaicos sejam acompanhados de eletrônica de potência e sistemas de controle de até duas malhas, os estudos de cálculo de curto-circuito com programas comerciais não são realizados com ferramentas dinâmicas. Os programas de cálculo de curto-circuito tradicionalmente utilizam uma formulação em regime permanente ($\hat{U}=\mathbf{Z}\cdot\hat{I}$), de forma que as fontes são representadas por um equivalente de Thévenin ou de Norton. Para a representação do efeito transitório da corrente de curto-circuito nas máquinas elétricas rotativas – em que as correntes são mais elevadas que em regime permanente – as normas ANSI e IEC sugerem o equivalente de Thévenin com fatores multiplicativos que variam de acordo com o instante após a ocorrência do curto-circuito que se deseja analisar [12]. Há também interesse em um modelo simplificado que represente a contribuição dos PFs à corrente de curto-circuito.

Em [13], propõe-se que mediante a ocorrência de um curto-circuito os geradores fotovoltaicos sejam modelados como uma fonte de corrente que injeta I_{ccPF} , cujo valor depende da distância do curto-circuito conforme em (2.3). O local da falta é considerado “distante”, quando a impedância da rede se torna maior que a impedância da fonte.

$$\begin{cases} I_{ccPF} \leq \frac{S_{PF}}{V}, & \text{para um curto-circuito distante do PF} \\ I_{ccPF} \leq \alpha \cdot I_{PFnom}, & \text{para um curto-circuito próximo ao PF} \end{cases} \quad (2.3)$$

Portanto, no caso específico dos PFs, é possível utilizar o equivalente de Norton com uma fonte de corrente I_{ccPF} e com uma impedância em paralelo de valor elevado para ter o efeito da corrente constante.

Na referência [13], o valor proposto para o parâmetro α é igual a 1,5. No caso do PF, admitindo representado por um equivalente de Norton com impedância elevada, é possível assumir que qualquer ponto no sistema em relação ao PF é considerado como “próximo”, podendo

assim assumir o fator multiplicativo 1,5. Contudo, esse valor varia de acordo com o fabricante. Em alguns trabalhos, assume-se que a contribuição máxima pode variar de 1 a 3 vezes o valor da corrente nominal do sistema fotovoltaico. Em [14], testaram-se 19 inversores com o objetivo de observar o comportamento de cada um deles diante da aplicação de um curto circuito na barra terminal. As características de cada inversor testado são apresentadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Inversores solares fotovoltaicos residenciais testados em [14].

Inversor #	Fabricante	V _{CA}	Fase	P _{nom} (kW)	V _{CC}	Transformador
1	1	240	1	4,0	235-550	Sim
2	1	240	1	5,0	235-550	Sim
3	2	240	1	5,1	150-400	Sim
4	3	240	1	3,9	200-550	Sim
5	3	240	1	5,3	200-550	Sim
6	4	240	1	5,0	250-600	Sim
7	4	240	1	7,0	250-600	Sim
8	2	240	1	3,8	230-500	Sim
10	6	240	1	1,5	125-400	Sim
11	2	240	1	3,0	150-400	Sim
12	4	240	1	4,0	250-600	Sim
13	6	240	1	3,5	200-510	Sim
14	6	240	1	5,0	200-510	Sim
16	7	240	1	5,2	240-450	Sim
101	8	240	1	3,3	325-500	Não
102	8	240	1	5,0	325-500	Não
103	9	240	1	3,0	200-530	Não
104	9	240	1	6,0	200-530	Não
105	4	208	1	10,0	300-480	Não

As principais conclusões obtidas com a realização destes testes são:

- A corrente máxima de contribuição dos PFs durante a ocorrência de um curto-circuito varia de 133% a 521% da corrente nominal no primeiro ciclo;
- A duração da contribuição de corrente durante um curto-circuito varia de 5,1 a 8,2 ciclos;
- O inversor do fabricante #9 produz sobre corrente instantânea e a corrente cai até que o inversor é completamente desconectado, conforme apresentado na Figura 2.5.

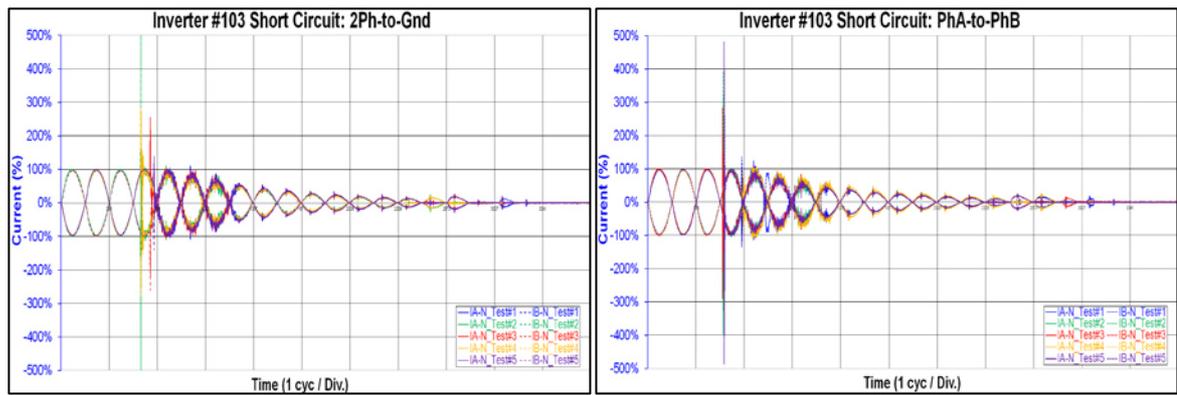


Figura 2.5: Contribuição de corrente de curto-circuito para inversor do fabricante #9 (extraído de [14]).

Um resumo das respostas dos inversores solares fotovoltaicos residenciais testados em [14], à aplicação de curto-circuito é apresentado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2: Respostas dos inversores solares fotovoltaicos residenciais testados em [14] à aplicação de curto-circuito (falta).

Inversor #	Fabricante	Tipo de falta	Máxima sobre-corrente instantânea (%)	Máxima duração de sobrecorrente, em ciclos ($I > 100\%$)	Máximo tempo até a desconexão, em ciclos
1	1	2F-T	525	0,04	0,95
2		2F-T	423	0,05	0,97
3	2(a)	2F-T	423	1,10	1,37
11		2F-T	688	3,47	3,68
8	2(b)	2F-T	555	7,37	7,68
4	3	2F-T	525	0,19	0,47
5		2F-T	406	13,32	13,75
6	4	2F-T	423	0,11	0,15
7		2F-T	310	0,78	0,81
12		2F-T	529	0,95	1,21
10	6	2F-T	600	2,39	2,39
13		2F-T	324	0,06	0,86
14		2F-T	355	0,03	0,61
16	7	2F-T	326	13,52	13,75
101	8	2F-T	255	5,7	6,2
		A-B	401	6,1	6,2
		A-T	156	5,8	6,2
		B-T	186	6,1	6,2
102		2F-T	227	5,6	5,8
		A-B	129	5,8	6,2
		A-T	140	5,5	5,8
		B-T	133	5,7	6,3
103	9	2F-T	521	0,5	7,7
		A-B	487	0,6	7,7
		A-T	207	1,9	7,5
		B-T	207	1,7	7,6
104		2F-T	265	0,1	8,0
		A-B	260	0,1	7,7
		A-T	191	1,4	8,0
		B-T	153	1,6	8,2
105	4	2F-T	256	4,7	5,1
		A-B	303	4,0	5,5
		A-T	175	1,5	6,6
		B-T	150	1,3	6,5

Em [15], testes de curto-circuito com inversores trifásicos de 30 kW de dois fabricantes diferentes foram realizados e o resultado é apresentado na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Respostas dos inversores solares fotovoltaicos residenciais testados em [15] à aplicação de curto-circuito (falta).

Tipo de falta	Inversor #	Máxima sobrecorrente instantânea (%)	Máxima duração de sobrecorrente, em ciclos ($I > 100\%$)	Máximo tempo até a desconexão, em ciclos
3F-T	1	178	<1,0	9,0
	2	120	1,0	6,0
F-T	1	200	9,0	9,0
	2	110	9,0	9,0

Alguns testes realizados em inversores projetados para atender as normas IEEE 1547 [16] e UL 1741 [17] mostraram que a corrente pode atingir valores entre 2 e 5 vezes o valor da corrente nominal por 1 a 4,25 ms. Um inversor monofásico apresentou correntes de 4 a 5 vezes o valor da corrente nominal, enquanto para o inversor trifásicos de 500 kVA esse valor foi de 2 a 3 vezes [1].

A inserção de geradores num sistema de distribuição afeta os níveis de curto-circuito e consequentemente as contribuições de corrente das diversas fontes nele inseridas. Com isto, é esperado que as influências das diversas fontes se tornem relevantes quanto maior for a capacidade de contribuição e por um tempo mínimo de exposição. Dentro deste enfoque, o fator de contribuição deve ser maior que 1, porém não maior que 6 como observado nos testes realizados. O fator de contribuição de valor 1 significa que os PFs não afetarão as proteções existentes no sistema, enquanto fator próximo de 5 ou 6, estaria representando condições extremas de contribuição.

2.1 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS DE CURTO-CIRCUITO

Neste trabalho, simulações de curto-circuito são realizadas em softwares de análise de transitórios eletromagnéticos com o objetivo de comprovar o comportamento identificado nas referências bibliográficas (discutido anteriormente neste capítulo). Um conjunto de simulações utiliza o software PSCAD/EMTDC e outro conjunto utiliza o toolbox SimPowerSystems, do Matlab. As simulações de transitórios eletromagnéticos utilizaram a rede simplificada da Figura 2.6.

O equivalente da rede de média tensão tem um nível de tensão de 11,9 kV e o transformador abaixador Δ/Y_g (11,9/0,22 kV) é de 75 kVA.

A rede secundária é representada por modelagem de componentes simétricos sendo que cada trecho entre as barras 5-6; 4-5; 3-4; 7-3 e 7-10 apresentam as mesmas configurações e comprimentos, cujos valores são mostrados na Tabela 2.4.

Um gerador fotovoltaico é instalado na barra 6 do sistema e sua potência nominal varia de acordo com o teste realizado.

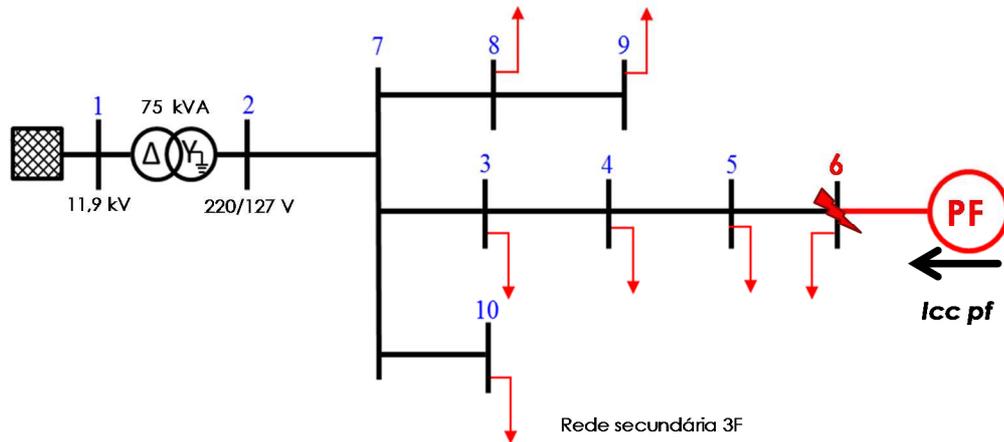


Figura 2.6: Diagrama da rede utilizada nos estudos de transitórios eletromagnéticos.

Tabela 2.4: Valores dos trechos de rede utilizada nos estudos de transitórios eletromagnéticos.

Parâmetro	Valor
Resistência de sequência zero (R0)	0,31102 Ω
Indutância de sequência zero (L0)	8,3275e-4 H
Resistência de sequência positiva (R1)	0,18954 Ω
Indutância de sequência positiva (L1)	1,8120e-4 H

2.1.1 MODELAGEM USANDO PSCAD/EMTDC

A Figura 2.7(a) e a Figura 2.7(b) apresentam os valores eficazes (em Ampere) da corrente de contribuição dos geradores fotovoltaicos resultantes das simulações realizadas com o software PSCAD/EMTDC. Estas simulações consideram a aplicação de curto-circuito monofásico e de curto-circuito trifásico no ponto de conexão do gerador fotovoltaico (barra 6 do sistema da Figura 2.6), considerando potência nominal dos geradores fotovoltaicos de 2, 5, 8 e 10 kW. Nota-se aumento mais significativo da corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico mediante a presença de curto-circuito trifásico.

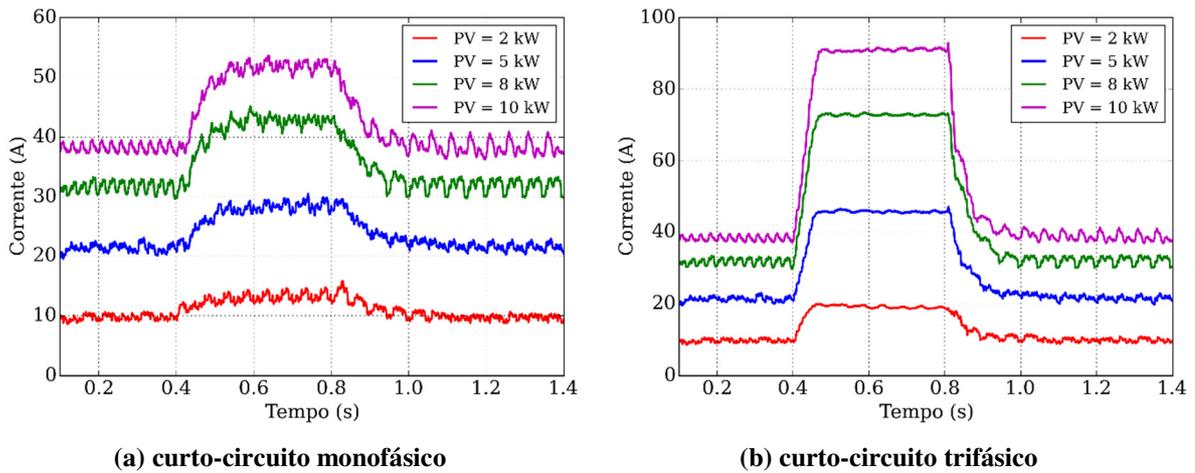


Figura 2.7: Correntes eficazes do gerador fotovoltaico (inversor monofásico) durante simulação de curto-circuito no ponto de conexão do PF (barra 6).

2.1.2 MODELAGEM USANDO SIMPOWERSYSTEMS

A Figura 2.8 e a Figura 2.9 mostram os valores eficazes (em pu) da tensão e da corrente de contribuição dos geradores fotovoltaicos durante simulações de curto-circuito realizadas utilizando-se o toolbox SimPowerSystems do Matlab [19]. Os resultados para um curto-circuito trifásico aplicado no ponto de conexão de um gerador fotovoltaico de 5 kW (barra 6 do sistema da Figura 2.6) são apresentados na Figura 2.8. Para um curto-circuito monofásico nesta mesma barra, os resultados são apresentados na Figura 2.9.

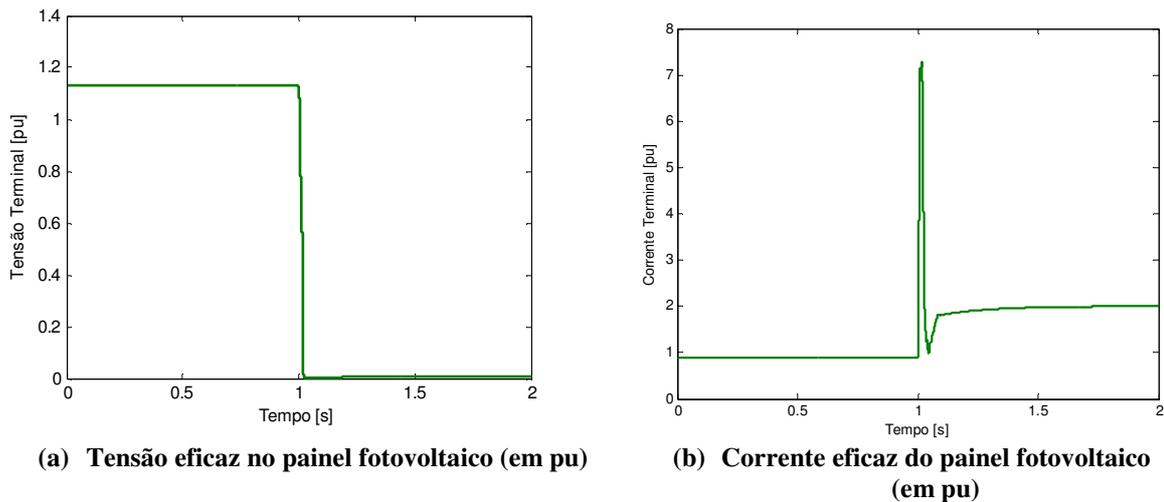


Figura 2.8: Resultados de simulação de curto-circuito trifásico no ponto de conexão do PF (barra 6).

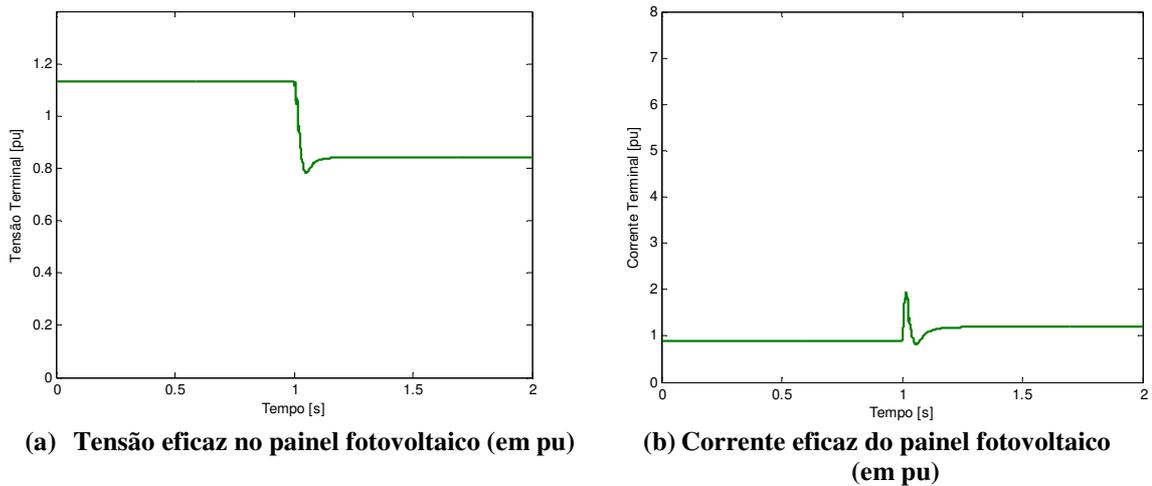


Figura 2.9: Resultados de simulação de curto-circuito monofásico no ponto de conexão do PF (barra 6).

Novamente nota-se aumento mais significativo da corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico mediante a presença de curto-circuito trifásico. Neste caso, observa-se que os maiores valores de corrente estão acompanhados pelos menores valores de tensão terminal do gerador. Observa-se que mediante a ocorrência de um curto-circuito monofásico, de resistência próxima de zero, na barra em que o gerador fotovoltaico está instalado, a tensão sobre o painel diminui cerca de 30%, enquanto durante o curto-circuito trifásico, a tensão é praticamente zero.

2.2 COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

Neste capítulo, as características de contribuição dos painéis solares fotovoltaicos foram investigadas. De acordo os resultados obtidos e com [1], é possível assumir que a corrente de curto-circuito dos geradores conectados via inversor é de 2 vezes o valor da corrente nominal do inversor. Desta forma e de acordo com as informações apresentadas nesta seção, neste trabalho, é considerado que a contribuição de corrente de um gerador solar fotovoltaico pode ser limitada em 2 pu com duração de até 10 ciclos (167 ms).

Devido à elevada diferença na contribuição de corrente dos painéis fotovoltaicos para a corrente de curto-circuito, em [18], ressalta-se a importância da realização de testes de curto-circuito nos inversores comerciais e da disponibilização desses resultados. Os autores sugerem a disponibilização dos resultados em forma de tabela ou com uma formulação matemática que permita representar as características do inversor durante o curto-circuito. A Tabela 2.5 apresenta uma proposta de apresentação das características de contribuição dos painéis fotovoltaicos durante um curto-circuito, sugerida em [18].

Tabela 2.5: Proposta de apresentação da característica de contribuição dos painéis fotovoltaicos durante um curto-circuito [18].

Duração (ciclos)	Tensão no terminal dos inversores durante a queda de tensão (%) (corrente é mostrada em pu do valor RMS de saída)									
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
½	2,5	2,5	2,0	1,9	1,8	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1
1	0	0	0	1,8	1,7	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1
2	0	0	0	0	1,7	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1
4	0	0	0	0	0	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1
8	0	0	0	0	0	0	1,3	1,3	1,2	1,1
16	0	0	0	0	0	0	1,3	1,3	1,2	1,1
32	0	0	0	0	0	0	1,3	1,2	1,1	1,1
64	0	0	0	0	0	0	1,3	1,1	1,1	1,1

CAPÍTULO 3. MODELAGEM DE GERADORES FOTOVOLTAICOS EM PROGRAMAS DE CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO

Este capítulo apresenta uma discussão sobre o modelo dos geradores fotovoltaicos adotado por softwares de análise de sistemas de distribuição. Dentre os softwares mais utilizados pelas concessionárias, estavam disponíveis para avaliação nos estudos de cálculo de curto-circuito o PSS Sincal[®] [20], ETAP[®] [21], OpenDSS [22] e o CYME[®] [23].

3.1 MODELAGEM NO PSS SINCAL[®]

Para modelar o gerador fotovoltaico nos estudos realizados no software Sincal, é possível utilizar um elemento chamado *DC-Infeeder*. De acordo com o manual do Sincal, este elemento é empregado para modelar os seguintes equipamentos:

- Célula a combustível;
- Bateria;
- Fontes renováveis;
- Microturbinas;
- Painéis solares fotovoltaicos.

Os parâmetros ajustados são apresentados na Figura 3.1.

Figura 3.1: Parâmetros a serem ajustados no Sincal para modelagem do painel fotovoltaico.

O modelo *DC-Infeeder* é o de corrente constante e a corrente é dada pela equação (3.1).

$$\hat{I}_{cte} = \left(\frac{P_{Ntotal} + jQ_{Ntotal}}{\hat{V}} \right)^* \quad (3.1)$$

sendo P_{Ntotal} e Q_{Ntotal} definidos por:

$$P_{Ntotal} = P + \frac{P_{ctrl}}{1000} \quad (3.2)$$

$$Q_{Ntotal} = |P| \cdot \frac{q}{100} \quad (3.3)$$

em que,

$$P = P_{dc} \cdot fPdc \cdot \left(1 - \frac{pldc}{100} \right) \cdot \frac{\eta}{100} \quad (3.4)$$

e P_{ctrl} é a potência do controlador em W; q é a potência reativa do inversor em %; P_{dc} é a potência instalada do lado CC; $fPdc$ é um fator que multiplica a potência CC (*factor DC power*); $pldc$ representa as perdas até o inversor; e η , o rendimento do inversor.

Assim, para modelar uma contribuição de corrente igual a 2,0 pu em estudos de curto-circuito, necessita-se ajustar a potência P_{dc} em duas vezes o valor nominal; o fator de potência fP_{dc} em 1,0; e ignorar as perdas ($pl_{dc} = 0$ e $\eta = 100\%$). Contudo, esta modelagem faz com que a injeção de corrente pelo painel durante o curto-circuito independa da tensão em seus terminais, ou seja, da distância do painel ao local do curto-circuito, constituindo assim uma representação conservadora.

Devido ao fato de o Sincal representar o painel como uma fonte do tipo corrente constante, independente do teste realizado, a corrente é mantida em 1,0 pu, caso a potência nominal ajustada em P_{dc} seja 5 kW; e em 2,0 pu, caso a potência nominal ajustada em P_{dc} seja 10 kW, com o objetivo de representar a injeção de 2 vezes o valor da corrente nominal.

3.2 MODELAGEM NO ETAP®

Esta seção trata da apresentação dos modelos que podem ser empregados em simulações de curto-circuito em regime permanente utilizando o software ETAP. Para modelar o gerador fotovoltaico nos estudos realizados no software ETAP utiliza-se um elemento chamado *PV Array*, que representa o conjunto de painéis e o inversor. Neste caso, o painel é modelado como trifásico pelo fato de que a versão do ETAP empregada não apresenta a possibilidade de escolha do número de fases do painel. Os parâmetros a serem ajustados para o painel e para o inversor são apresentados na Figura 3.2 e na Figura 3.3, respectivamente.

PV Array Editor - PVA1

Info | PV Panel | PV Array | Inverter | Physical | Remarks | Comments

MFR	Kyocera	Type	Multi-crystalline	# of Cells	36
Model	KC40T	Size	40	Vdc	600

Info

ID: PVA1

Bus: Bus13 | 0,22 kV

Equipment

Tag #:

Name:

Description:

Data Type: Estimated | Priority: Critical

Revision Data

Base

Condition

Service: In Out

State: As-built

Figura 3.2: Parâmetros a serem ajustados no ETAP para modelagem do painel fotovoltaico.

The screenshot shows the 'PV Array Editor - PVA1' window with the following data:

Parameter	Value
MFR	Kyocera
Type	Multi-crystalline
# of Cells	36
Model	KC40T
Size	40
Vdc	600

Section	Parameter	Value
PV Array - Total Rated	Volts,dc	176.1
	kW,dc	4.881
	Amps,dc	27.72
Inverter (DC)	kW	5
	V	220
	FLA	22.73
	%EFF	90
Inverter (AC)	kVA	4.5
	kV	0.22
	FLA	11.81
	%PF	100

Figura 3.3: Parâmetros a serem ajustados no ETAP para modelagem do inversor.

Na Figura 3.3, observa-se o botão “Inverter Editor...”, o qual permite ajustar as características particulares do inversor. Dentre essas características, a Figura 3.4 mostra que é possível ajustar um fator K relacionado à contribuição do painel em estudos de curto-circuito. O valor *default* é 150%. O valor máximo da corrente fornecida pelo painel é automaticamente calculado e identificado na mesma janela como I_{sc} ($I_{sc} = K \cdot FLA$, sendo FLA sigla para *Full Load Amps*). Assim, para modelar uma contribuição de corrente limitada em 2,0 pu nos estudos de curto-circuito, necessita-se ajustar um valor de K igual a 200%.

Figura 3.4: Parâmetros ajustados no ETAP para modelagem do inversor durante o curto-circuito.

3.3 MODELAGEM NO OPENDSS®

Esta seção trata da apresentação dos testes referentes a simulações de curto-circuito em regime permanente utilizando o software OpenDSS. Para modelar o gerador fotovoltaico nos estudos realizados no software OpenDSS pode-se empregar um elemento chamado *PVSystem*, que representa o conjunto de painéis e o inversor, ou uma fonte de corrente constante. Os parâmetros a serem ajustados para o gerador fotovoltaico são apresentados na Figura 3.5. Nota-se a possibilidade de três modelos diferentes: (1) potência ativa fixa e fator de potência especificado; (2) admitância constante (este caso não se refere a estudos de curto-circuito); e (3) injeção de carga computada por um modelo definido pelo usuário, na forma de um DLL. O parâmetro “LimitCurrent” da aba esquerda da Figura 3.5 permite a especificação da corrente máxima que o gerador fotovoltaico pode injetar diante da ocorrência de um curto-circuito.

Este modelo é semelhante ao proposto pelo ETAP e permite, portanto, limitar a corrente em 2,0 pu, por exemplo.

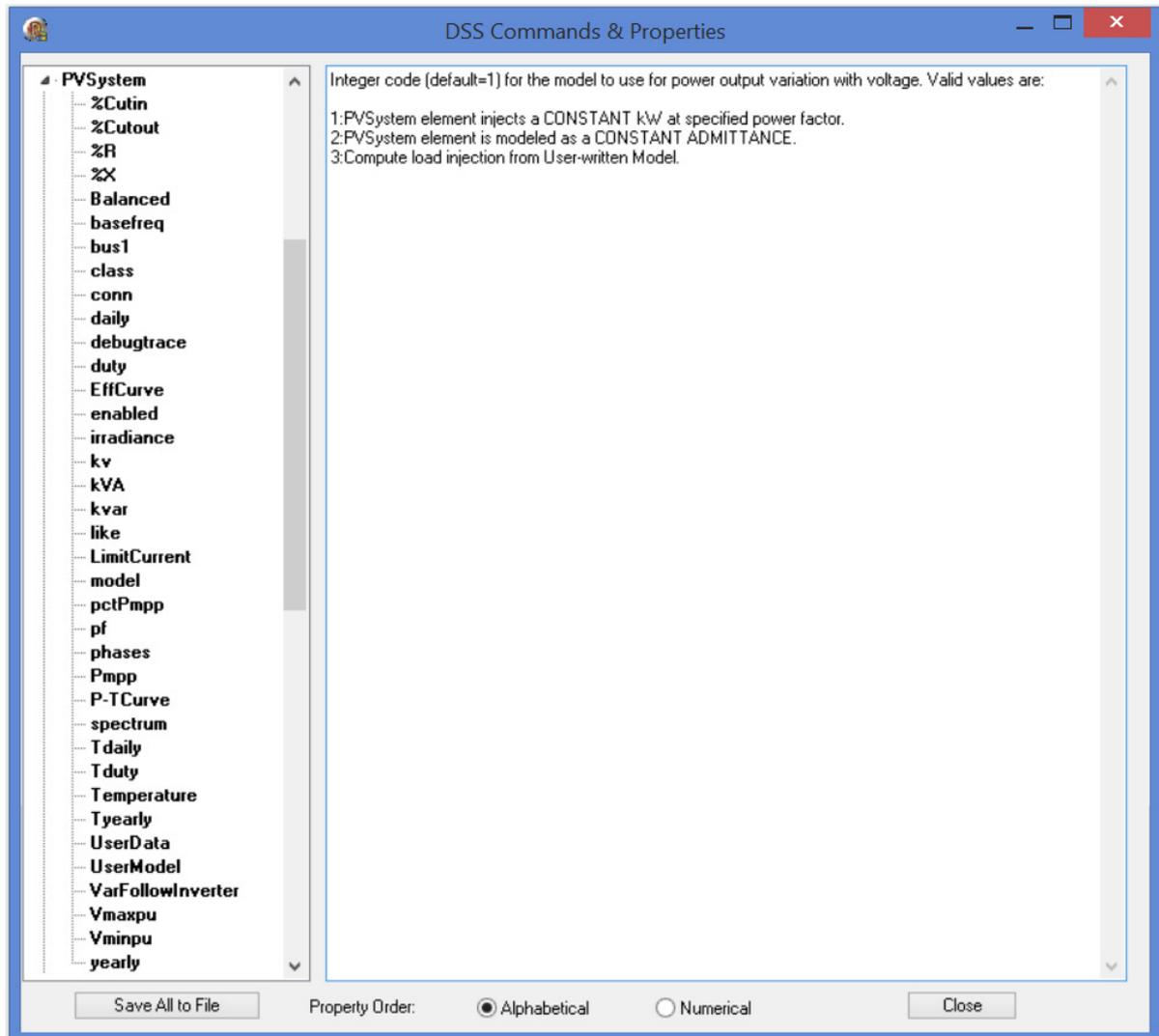


Figura 3.5: Parâmetros que podem ser ajustados no OpenDSS para modelagem do sistema fotovoltaico (aba à esquerda).

3.4 MODELAGEM NO CYME®

Conforme [23], para simulação de curto-circuito no software CYME, são disponibilizados alguns modelos de geração distribuída (*DG Models*). As configurações do *DG Model* estão relacionadas às seguintes opções de fontes de geração:

- Fotovoltaica;
- Microturbina;
- *Solid Oxide Fuel Cell* (SOFC);
- Eólica;
- Geradores Conectados por Eletrônica (ou *Electronic Coupled Generator*);

Para qualquer uma destas fontes existem duas opções:

- **Fonte de tensão em série com uma impedância (equivalente de Thevenin):** é a única opção disponível em estudos de curto-circuito no modo “*short-circuit*”. Uma fonte de tensão e impedância equivalente são calculados de forma a gerar a corrente nominal quando ocorre um curto-circuito no ponto de interconexão.
- **Fonte de corrente:** está disponível apenas em estudos de curto-circuito no modo “*fault flow*”¹. Uma corrente pré-ajustada é diretamente injetada no sistema elétrico.

Especificamente para o sistema fotovoltaico, podem ser usados os modelos de fonte Fotovoltaica e de Geradores Conectados por Eletrônica, detalhados nos itens que seguem. Mais detalhes sobre o uso do software CYME para análise de sistemas de distribuição com geradores fotovoltaicos podem ser encontrados no Anexo.

3.4.1 Modelo de Geração Fotovoltaica

Da mesma maneira que todos os equipamentos são modelados, há necessidade prévia de que o painel fotovoltaico esteja cadastrado na biblioteca de equipamentos do CYME. No caso do modelo de geração fotovoltaica, os dados de entrada são os mostrados na Figura 3.6.

¹ Tanto o modo “*short-circuit*” quanto o modo “*fault flow*” estão relacionados a cálculos de curto-circuito. O modo “*short-circuit*” dá resultados de corrente de curto-circuito total em todos os nós (barras). Já no modo “*fault flow*”, o usuário define o nó em que quer calcular o curto-circuito e o programa fornece as contribuições de todas as fontes inseridas. Este último é o que se utiliza para avaliar as contribuições de cada fonte.

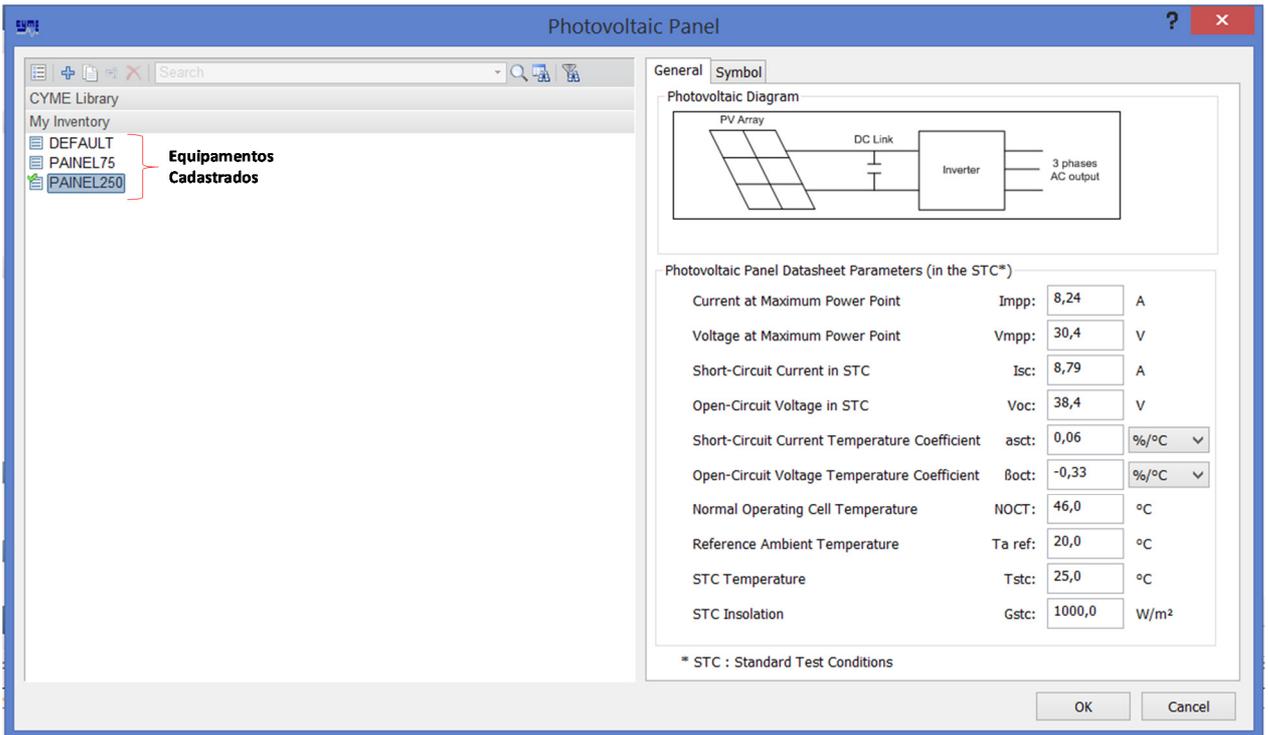


Figura 3.6: Dados de entrada de um gerador fotovoltaico.

Os dados solicitados são os mesmos fornecidos pelos fabricantes de painéis. Os dados de tensão e corrente afetam apenas a configuração do sistema fotovoltaico em função da configuração adotada (elementos em série e paralelo). Os demais dados são usados nas análises das grandezas variando no tempo, as quais são disponibilizadas em módulo específico do programa. Nestas análises, é possível avaliar, por exemplo, o comportamento da geração em função da radiação solar, passagem de nuvens, etc.

A Figura 3.7 apresenta detalhes do modelo do Sistema Fotovoltaico. Observa-se que a contribuição de corrente de curto-circuito do painel é ajustada pelo usuário em porcentagem da corrente nominal ou em Amperes.

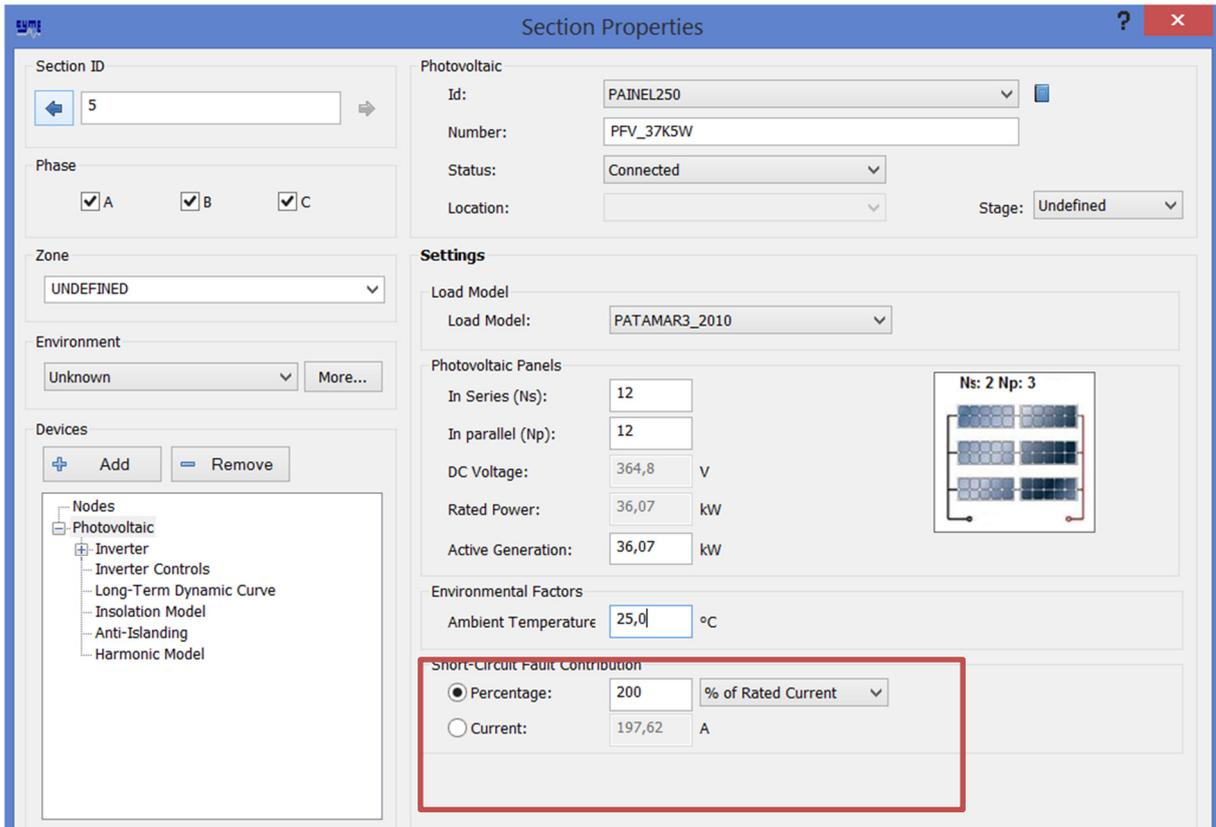


Figura 3.7: Parâmetros a serem ajustados no Cymdist para modelagem do painel fotovoltaico.

A parametrização do inversor é mostrada na Figura 3.8. Na modelagem do inversor, é possível ajustar o número de fases nos campos “*Phase*”. O inversor usa como tensão de saída CA, a tensão nominal da rede, no caso, 220 V ou 127 V, dependendo do modelo.

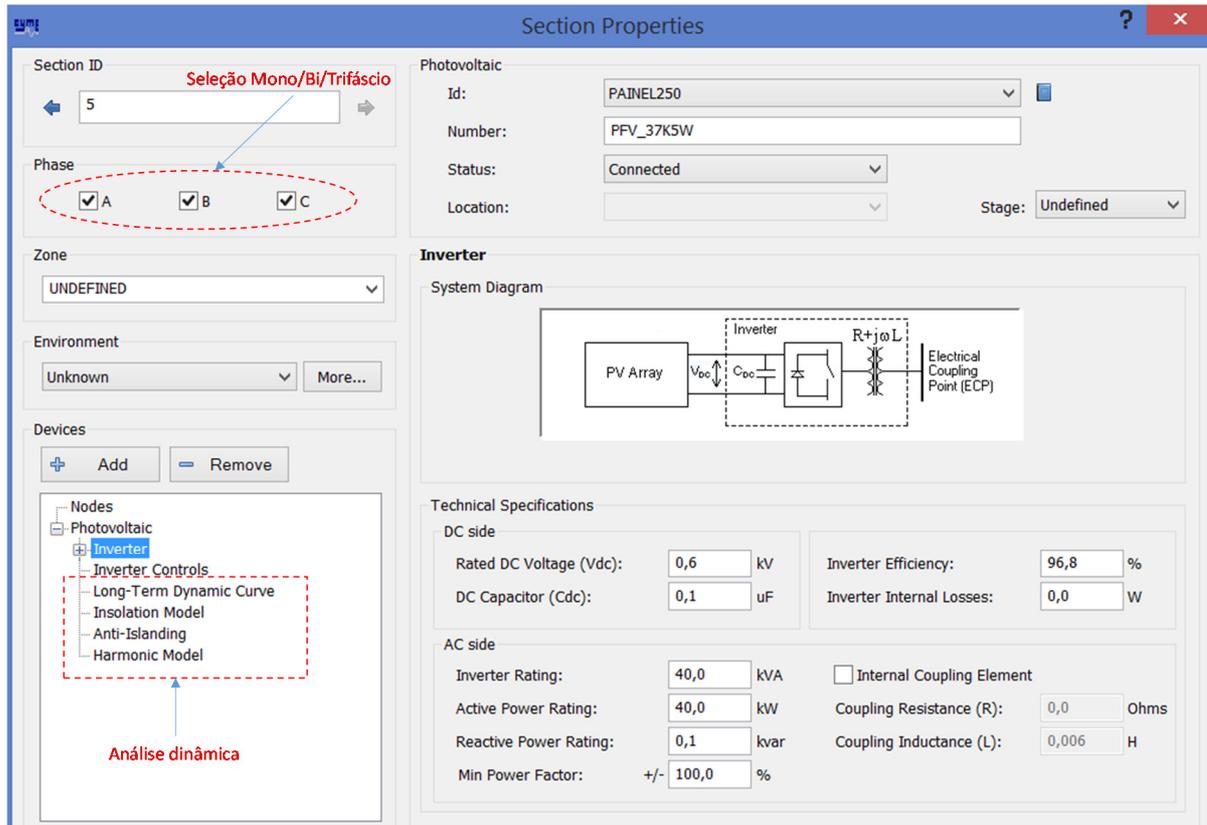


Figura 3.8: Parametrização do inversor.

3.4.2 Modelo Electronically Coupled Generator (ECG)

Este é um modelo mais simplificado em relação ao *Photovoltaic*, uma vez que as características dinâmicas não são necessárias na análise de curto circuito e fluxo de potência. O processo a ser realizado para a simulação é o mesmo, ou seja, há necessidade prévia de que o dispositivo *Electronically Coupled Generator* (ECG) esteja cadastrado na biblioteca interna de equipamentos do CYME.

A Figura 3.9 mostra os detalhes para a parametrização do dispositivo eletronicamente acoplado.

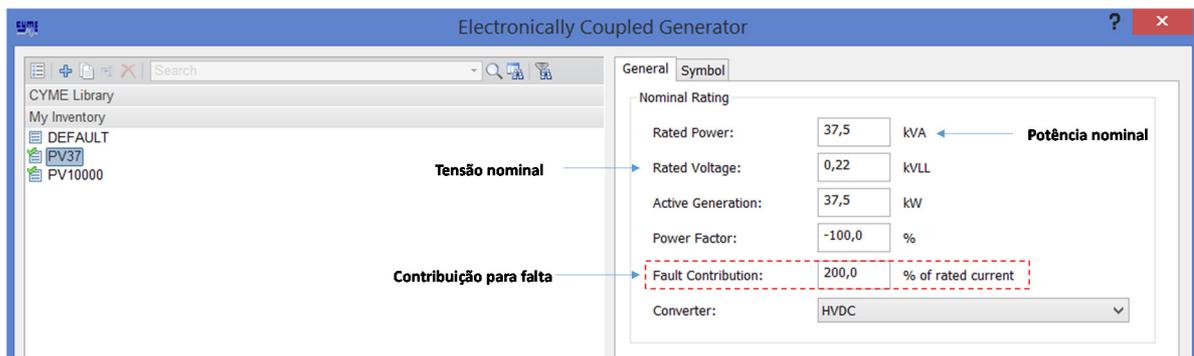


Figura 3.9: Dados de entrada de um dispositivo eletronicamente acoplado.

Verifica-se neste modelo a simplicidade dos dados de entrada, em que são ajustados os valores desejados de potência, tensão e contribuição para falta, conforme mostrado na Figura 3.10.

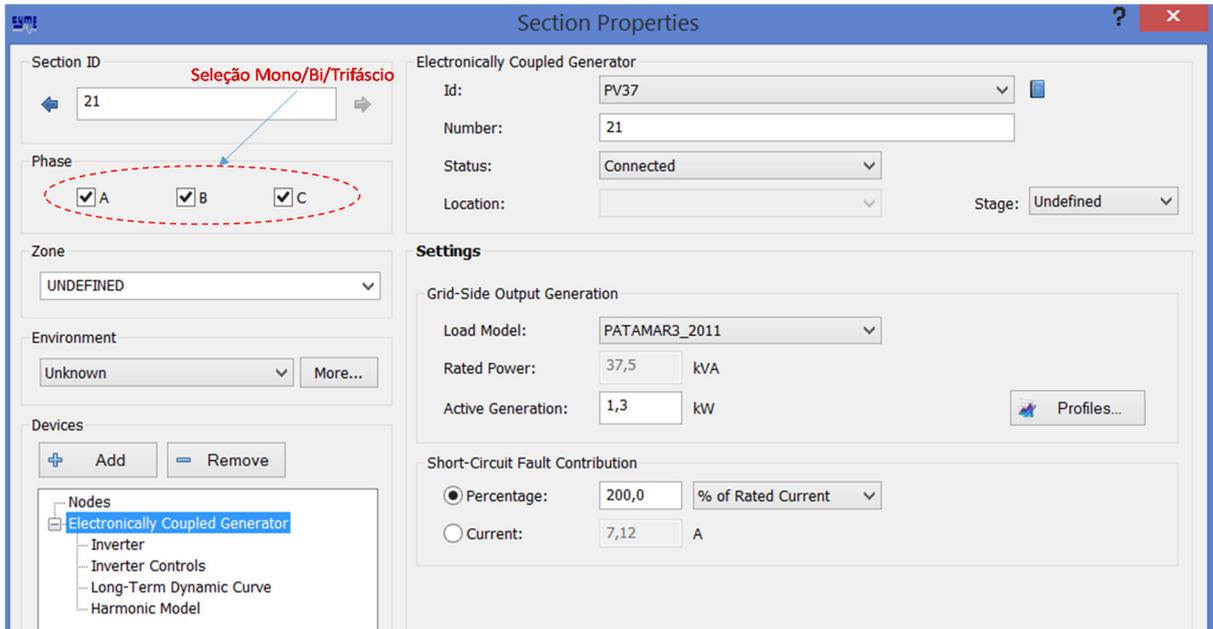


Figura 3.10: Propriedades do dispositivo eletronicamente acoplado.

3.4.3 Comparação entre os Modelos de Gerador Fotovoltaico e *Electronically Coupled Generator* (ECG)

Entre os dois modelos apresentados é preciso avaliar os resultados obtidos em cada modelo para análise de curto-circuito. Desta forma, foi modelada uma rede de baixa tensão suprida por um transformador de 75 kVA, na qual é instalado um gerador fotovoltaico (trifásico) de 37,5 kW_p constituído pelos dois modelos abordados. A Figura 3.11 ilustra o esquema da instalação. O terminal secundário do transformador é identificado pelo ponto A, enquanto o gerador fotovoltaico é identificado pelo ponto B, distante 90 metros de A. Uma falta é aplicada no ponto C, distante 30, 60 e 90 metros do ponto A, e as contribuições do PF são mostradas na Tabela 3.1. Pelos resultados apresentados verifica-se que para as simulações de curto-circuito, qualquer um dos dois modelos pode ser utilizado.

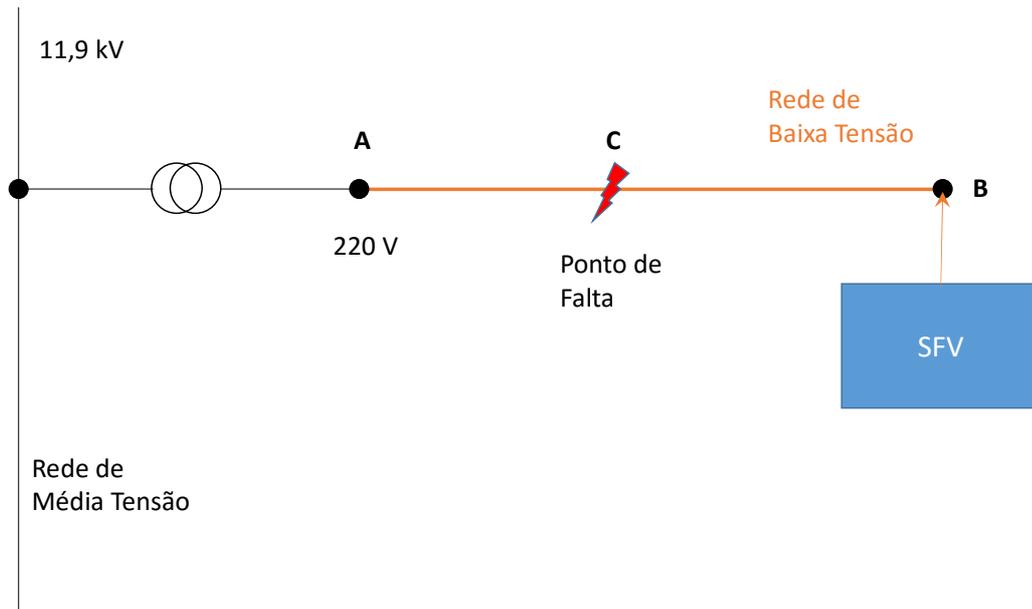


Figura 3.11: Diagrama unifilar do sistema simulado.

Tabela 3.1: Comparação entre os modelos de geradores fotovoltaicos disponíveis no Cymdist.

Distância entre o gerador e o curto-circuito	Tipo de curto-circuito	Contribuição de corrente durante o curto-circuito (A)	
		<i>Gerador Fotovoltaico</i>	<i>Electronically Coupled Generator</i>
30 m	Trifásico	197,5 (~200%)	197,5 (~200%)
	Bifásico	97,9	97,9
	Monofásico	43,0	43,0
60 m	Trifásico	197,5 (~200%)	197,5 (~200%)
	Bifásico	97,1	97,1
	Monofásico	42,0	42,0
90 m	Trifásico	197,5 (~200%)	197,5 (~200%)
	Bifásico	96,3	96,3
	Monofásico	41,3	41,3

3.5 COMPARAÇÃO ENTRE OS PROGRAMAS

Neste item são apresentados os resultados entre os programas ETAP[®] [21], OpenDSS [22] e o CYME[®] [23], utilizando a rede simplificada da Figura 2.6, reproduzida na Figura 3.12. O programa PSS Sincal[®] [20] não foi incluído nesta avaliação pelo fato do modelo disponível ser apenas por corrente constante.

As características da rede de baixa tensão e equivalente do sistema supridor são os mesmos já mencionados no item 2.1.

O PF é representado conectado à barra 6, fases A, B e C, com potência nominal de 5 kW e tensão entre fases de 220 V.

Foram realizadas simulações de curto-circuito trifásico nas barras 6, 10 e 1 mostradas na Figura 3.12, sendo que os resultados obtidos de cada programa são apresentados na Tabela 3.2.

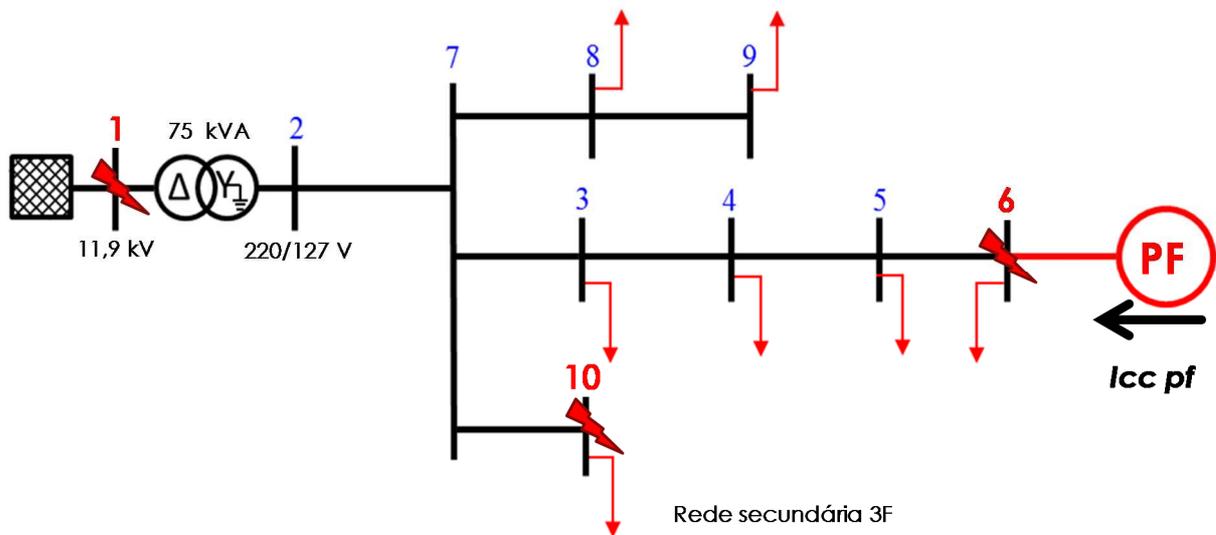


Figura 3.12: Diagrama da rede utilizada nos estudos de transitórios eletromagnéticos.

Tabela 3.2: Contribuição de corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico instalado na barra 6.

Software	Contribuição de corrente do painel fotovoltaico instalado na barra 6 (pu)		
	Barra 1	Barra 10	Barra 6
ETAP	1,70	0,92	2,00
OpenDSS	1,70	0,92	2,00
CYME	1,72	0,96	2,00

3.6 COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

De acordo com o levantamento dos modelos de geradores fotovoltaicos nos softwares comerciais utilizados para o cálculo de curto-circuito, identifica-se que existem diferentes formas de modelar estes geradores, mas em todos os casos é possível ajustar o limite máximo de corrente. Ressalta-se que devido ao fato de que pouco se conhece sobre a contribuição dos

geradores fotovoltaicos e que cada modelo/marca de inversor apresenta uma contribuição diferente, o valor do limite máximo é ajustado pelo usuário do software.

CAPÍTULO 4. PRÁTICA DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em geral, a prática de proteção adotada pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica nos seus alimentadores é principalmente baseada em sobrecorrente. Neste capítulo utiliza-se como referência a prática de proteção adotada pela CPFL, detalhada na norma GED-2912 [24].

Para a proteção de sobrecorrente, utilizando-se os seguintes equipamentos:

- Chave Fusível/Elo fusível;
- Disjuntor/Relé;
- Religador;
- Seccionalizador.

Estes dispositivos são dimensionados a partir de estudos de cálculo de curto-circuito realizados no sistema que se deseja proteger. Após a obtenção dos valores de corrente de curto-circuito, os dispositivos de proteção são escolhidos e os ajustes são selecionados (no caso de dispositivos ajustáveis) de forma que a coordenação e a seletividade de atuação sejam respeitadas. A coordenação consiste na operação de dois ou mais equipamentos de proteção instalados em série na sequência de operação pré-estabelecida. Já a seletividade consiste na capacidade do equipamento de proteção mais próximo da falta atuar antes do equipamento de retaguarda, desligando a menor parte da rede possível.

De acordo com [24], o termo coordenação é empregado quando se trata de equipamentos que possuem duas curvas de atuação consecutivas com bloqueio automático após uma sequência de operação (como no caso do religador). Já o termo seletividade é usado nos casos com equipamentos de apenas uma curva de operação, como os fusíveis e disjuntores.

De acordo com a norma GED-2912, o projeto de proteção das redes da CPFL deve obedecer às premissas que são discutidas ao longo deste capítulo. Ressalta-se que sempre que a rede apresentar configuração relacionada à operação normal, todos os trechos devem ter alguma forma de proteção. Pelo fato de grande parte dos alimentadores da CPFL possuírem flexibilidade quanto à transferência de carga, todas as configurações devem ser consideradas no projeto de proteção para que não haja nenhuma condição sem proteção.

4.1 CALCULO DA CORRENTE DE CURTO CIRCUITO

Os esquemas de proteção contra os danos causados pelos curtos-circuitos são divididos em proteção de fase e proteção de neutro e/ou terra. A proteção de fase atua na ocorrência de curtos-circuitos bifásicos ou trifásicos, enquanto a proteção de neutro/terra atua na ocorrência de defeitos em que há circulação de corrente no neutro como é o caso dos curtos-circuitos mais comuns: fase-terra. Para o ajuste dos dispositivos de proteção de fase, utilizam-se as correntes mínimas e máximas de curto-circuito trifásico e bifásico. De forma geral, definida a zona de proteção do dispositivo, tem-se que a corrente máxima é a corrente observada dada a ocorrência de um curto-circuito no terminal do dispositivo (início da zona de proteção) e o valor mínimo está associado à corrente dada a ocorrência de um curto-circuito no ponto mais distante do equipamento pertencente à zona de proteção (fim da zona de proteção), conforme Figura 4.1. Os valores das correntes de curtos-circuitos trifásicos e bifásicos são calculados assumindo-se a impedância de curto-circuito (falta) nula. Já as correntes de curto-circuito fase-terra devem ser calculadas com impedância de contato igual a zero (curto-circuito fase-terra máximo) para dimensionamento de equipamentos e com impedância de contato igual a 40 ohms (curto-circuito fase-terra mínimo) para verificações de coordenação e seletividade entre os dispositivos.

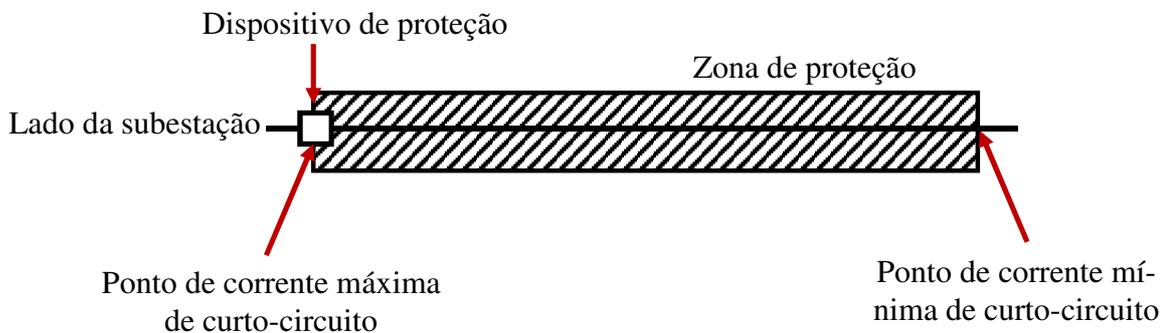


Figura 4.1: Cálculo da corrente de curto-circuito.

Assim, para cada zona de proteção, são contabilizados os seguintes valores de corrente de curto-circuito em regime permanente:

1. Corrente de curto-circuito trifásico no início da zona de proteção (máxima);
2. Corrente de curto-circuito trifásico no fim da zona de proteção (mínima);
3. Corrente de curto-circuito bifásico no início da zona de proteção (máxima);
4. Corrente de curto-circuito bifásico no fim da zona de proteção (mínima);
5. Corrente de curto-circuito monofásico mínima no início da zona de proteção (resistência de falta igual a 40 Ω);

6. Corrente de curto-circuito monofásico mínima no fim da zona de proteção (resistência de falta igual a 40Ω);
7. Corrente de curto-circuito monofásico máxima no início da zona de proteção (resistência de falta igual a 0Ω);
8. Corrente de curto-circuito monofásico máxima no fim da zona de proteção (resistência de falta igual a 0Ω).

Todos esses valores estão relacionados à corrente de curto-circuito em regime permanente. Contudo, durante o período transitório, pode haver assimetria na corrente de curto-circuito provocada por um nível em corrente contínua (nível CC). Mais detalhes sobre a assimetria da corrente de curto-circuito e como estimá-la são apresentados a seguir.

4.1.1 Correntes de curto-circuito assimétricas

Com o objetivo de facilitar o entendimento da assimetria da corrente de curto-circuito, o sistema de potência é representado por uma fonte de tensão senoidal ideal conectada a uma impedância RL, em série com uma chave, conforme a Figura 4.2. O curto-circuito é representado pelo fechamento da chave cc da figura abaixo.

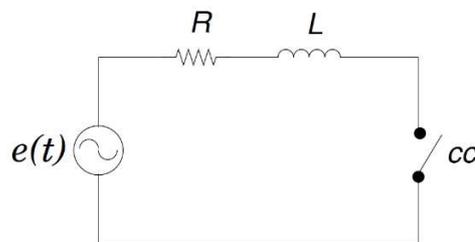


Figura 4.2: Circuito RL.

O comportamento da corrente $i(t)$ no circuito RL da Figura 4.2, quando a chave cc é fechada no instante $t = 0$ é descrito pela equação diferencial:

$$e(t) = L \frac{di(t)}{dt} + Ri(t) \quad (4.1)$$

em que $e(t) = E_{\max} \cdot \text{sen}(\omega t + \phi)$, E_{\max} é o valor de pico da forma de onda senoidal, $\omega = 2\pi f$ e ϕ é o ângulo de fase da tensão em $t = 0$ (no instante de fechamento da chave).

A solução da equação (4.1) resulta em (4.2).

$$i(t) = \frac{E_{\max}}{|Z|} \text{sen}(\omega t + \phi - \theta) + \frac{E_{\max}}{|Z|} \text{sen}(\theta - \phi) e^{-\frac{R}{L}t} \quad (4.2)$$

em que $\theta = \tan^{-1}(X/R)$, $Z = R + j\omega L$.

A primeira parcela da corrente em (4.2) está associada à corrente em regime permanente (componente em corrente alternada – componente CA), e é a parcela calculada pelos métodos tradicionais de cálculo de curto-circuito. A segunda parcela da corrente em (4.2) é transitória (componente em corrente contínua – componente CC) e não é obtida diretamente pelos programas de curto-circuito. As principais normas propõem o emprego de fatores multiplicativos a serem utilizados para obter valores mais próximos da corrente transitória, ou seja para incluir a influência da componente CC.

A composição da corrente de curto-circuito durante o transitório é apresentada na Figura 4.3. O nível CC é maior, quanto maior for a relação L/R e quanto mais próximo de zero for o ângulo da onda da tensão ϕ no instante da ocorrência do curto-circuito ($t = 0$). Além do valor de pico máximo, outro parâmetro importante é a constante de tempo do circuito RL dada pela razão L/R (quanto maior o valor de L/R , mais lento é o decaimento do nível CC).

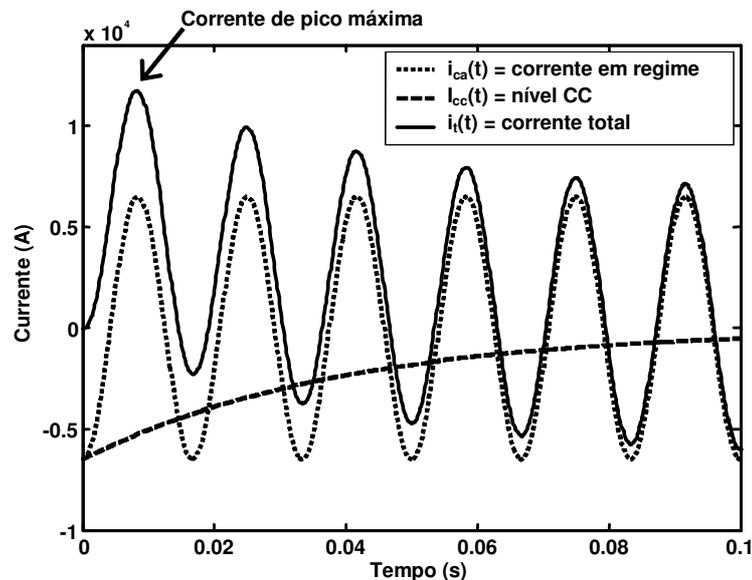


Figura 4.3: Comportamento da corrente de curto-circuito.

O valor do pico máximo da corrente de curto-circuito assimétrica define a característica dinâmica dos equipamentos enquanto que o valor eficaz da corrente simétrica define a característica térmica.

O roteiro para a especificação das correntes de curto-circuito de disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente, capacitores série e filtros de onda deve obedecer aos seguintes passos:

1. Obter as correntes que circularão através dos equipamentos em condições de curto-circuito para configurações previstas em um horizonte da ordem de 30 anos. Esta estimativa deve seguir a padronização das normas CPFL;

2. Determinar a relação X/R da rede e a constante de tempo da componente contínua da corrente de curto-circuito;
3. Obter o fator de assimetria (K);
4. Calcular o valor do pico máximo da corrente assimétrica de curto-circuito;
5. Estimar o valor da componente contínua no instante da separação dos contatos do disjuntor.

Sempre que a informação estiver disponível, deve-se calcular a corrente de curto-circuito assimétrica utilizando-se a relação X/R do ponto onde se deseja calcular a corrente de curto-circuito. A obtenção desses valores é dada pelas equações (4.3) e (4.4), em acordo com [24].

$$I_{\text{ass(eficaz)}} = K \cdot I_{\text{regime(eficaz)}} \quad (4.3)$$

$$K = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2t}{\tau}}} \quad (4.4)$$

em que $\tau = L/R = X/(\omega R)$ e o valor de X e R dependem do tipo de curto-circuito conforme abaixo:

- Curto-circuito trifásico ou curto-circuito bifásico:

$$\frac{X}{R} = \frac{X_+}{R_+} \quad (4.5)$$

em que X_+ e R_+ são a reatância e resistência de sequência positiva, respectivamente.

- Curto-circuito monofásico:

$$\frac{X}{R} = \frac{2X_+ + X_0}{2R_+ + R_0 + R_f} \quad (4.6)$$

em que X_0 e R_0 são a reatância e resistência de sequência zero, respectivamente; e R_f é a resistência de falta, que tipicamente é desconhecida.

De acordo com (4.4), o fator de assimetria (K) depende da constante de tempo (τ) e do instante considerado (t). Assim, para um determinado valor de t , é possível obter o fator K a partir da relação X/R . A Figura 4.4 mostra a curva utilizada para a obtenção de K conforme as recomendações da norma GED-2912 [24] da CPFL para um determinado instante.

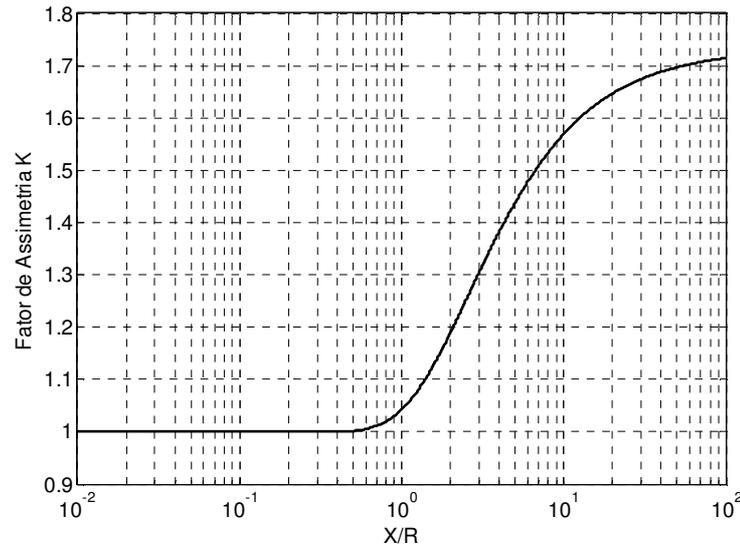


Figura 4.4: Fator de assimetria K.

Se o valor de X/R não for conhecido pode-se usar 1,35 como fator de assimetria, para curtos-circuitos até 2 ou 3 km da subestação; para pontos mais distantes o valor do fator de assimetria será 1,00. A duração da corrente de curto-circuito também deve ser especificada e corresponde ao tempo máximo que o equipamento pode ser submetido à corrente de curto-circuito. Esse valor normalmente é especificado entre 1 e 3 segundos.

4.1.2 Corrente de Energização (ou Corrente de *Inrush*)

No ajuste dos dispositivos de proteção, deseja-se que eles operem para as correntes de curto-circuito estimadas conforme descrito acima e que eles **não** operem durante a operação normal do sistema. Contudo, alguns fenômenos que fazem parte da operação normal provocam correntes elevadas por um determinado intervalo de tempo, como é o caso da energização dos transformadores. A corrente requerida na energização dos transformadores é chamada de corrente de *inrush*.

A CPFL recomenda considerar o número de transformadores energizados pelo fechamento de um determinado dispositivo e aplicar o fator de multiplicação apresentado na Tabela 4.1. Este fator de multiplicação deve ser aplicado à corrente nominal do grupo de transformadores energizados e fornece uma estimativa do valor da corrente de *inrush* com a duração de 0,1 s.

Tabela 4.1: Fator de multiplicação para se determinar a corrente de *inrush* em 0,1 s.

Número de transformadores	Fator de multiplicação
1	12,0
2	8,3
3	7,6
4	7,2
5	6,8
6	6,6
7	6,4
8	6,3
9	6,2
10	6,1
>10	6,0

4.2 FUNCIONAMENTO E ESCOLHA DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE

A escolha dos equipamentos e dos respectivos ajustes é realizada dos ramais mais distantes da saída do alimentador até a subestação. Na média tensão, os pontos mais distantes estão associados aos transformadores de distribuição, que tipicamente são protegidos por fusíveis. Da montante para a jusante, a ordem dos equipamentos de proteção é dada por:

Disjuntor/relé - religador - seccionalizador - fusível

Nessa ordem, o processo de escolha desses equipamentos conforme norma CPFL é descrito.

4.2.1 Disjuntor/Relé

Os relés de sobrecorrente são empregados na saída da subestação, ou seja, no início do alimentador. Os relés de sobrecorrente tipicamente possuem as funções de fase (50/51), de neutro (50N/51N) e de terra sensível (função 51GS), com religamento automático feito através de relé de religamento. A curva de atuação dos relés de sobrecorrente pode ser visualizada na Figura 4.5(a), sendo que as zonas de atuação/proteção da unidade instantânea e da unidade temporizada são apresentadas na Figura 4.5(b).

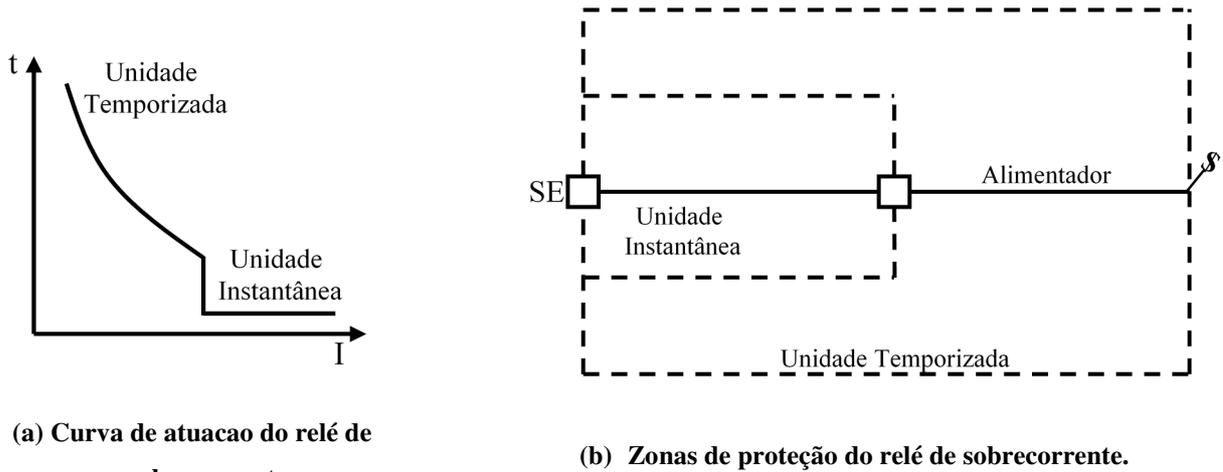


Figura 4.5: Ajuste do relé de sobrecorrente.

A CPFL recomenda utilizar a função 51GS na saída de todos os alimentadores de média tensão de classe 15 kV e 24,2 kV com o objetivo de garantir a detecção de faltas a terra de alta impedância que não podem ser detectadas pela função 51N. A função de sobrecorrente de terra sensível (função 51GS) deve ser ajustada com uma corrente de pick-up tão baixa quanto possível; considerando-se que o relé não deve atuar diante dos desequilíbrios naturais de corrente produzidos pelas cargas.

Quanto à função de religamento, quando o equipamento religador é sensibilizado pela passagem de corrente de curto-circuito, ele atua abrindo os contatos por intervalos de tempo pré-determinados e, em seguida, fechando os contatos conforme a sequência de operação ajustada. Referente aos ajustes de religamento do disjuntor instalado na saída da subestação, normalmente, os intervalos usados atualmente na CPFL são de 5 s para o primeiro religamento e de 60 s para o segundo religamento, entretanto esses valores estão sendo mudados para 5 s e 30 s para o primeiro e segundo intervalo respectivamente, conforme Figura 4.6.

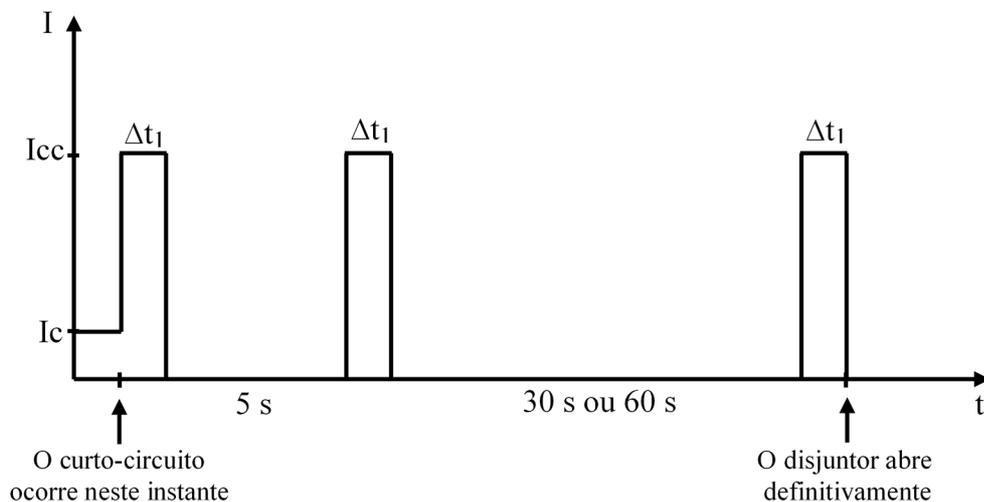


Figura 4.6: Descrição da operação do religador da subestação.

4.2.2 Religador

Os religadores são usados tanto para a proteção da saída de alimentadores (conforme mencionado acima), como para a proteção de linhas, ao longo do alimentador. Todos os religadores podem efetuar até quatro desligamentos, podendo ter todas as operações temporizadas; todas as operações rápidas; ou um número escolhido de operações rápidas, seguindo por outra quantidade escolhida de operações temporizadas. Após o religador efetuar o número de aberturas ajustado em sua programação, ele permanecerá aberto, exigindo a presença de um electricista para a sua operação. No caso dos religadores ao longo do alimentador, recomenda-se escolher uma sequência de operações com duas operações rápidas e duas operações temporizadas para diminuir a quantidade de queimas de elos fusíveis durante defeitos transitórios. A operação do religador conforme recomendação da CPFL é descrita na Figura 4.7.

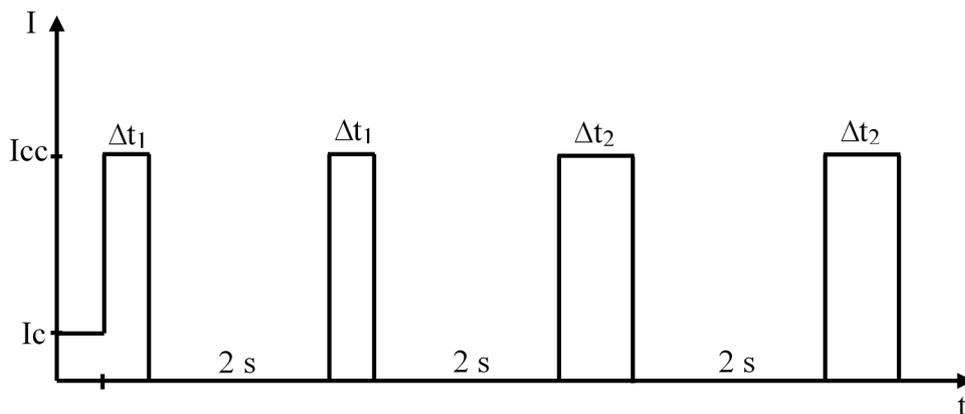


Figura 4.7: Descrição da operação do religador.

Para a escolha dos ajustes do religador, têm-se as seguintes recomendações:

- Curva rápida – quando houver a possibilidade de ajuste da curva rápida, deve-se escolher a mais rápida entre as curvas disponíveis para permitir uma melhor coordenação com elos fusíveis.
- Curva temporizada – deve-se dar preferência à curva lenta mais próxima da curva rápida, desde que isso não prejudique a coordenação e seletividade com outros dispositivos.

De forma geral, observa-se que as recomendações são para que entre as possibilidades, deve-se escolher a que permitir uma maior flexibilidade no ajuste de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção.

4.2.3 Seccionalizador

Os equipamentos seccionalizadores, quando empregados, são instalados a montante de elo-fusíveis e a jusante de religadores. O funcionamento desses equipamentos consiste em registrar a quantidade de atuações do dispositivo religador e, durante uma das aberturas, abrir os contatos de forma a desenergizar a porção a jusante do seccionalizador antes que o religador bloqueie seus contatos no modo aberto, conforme Figura 4.8.

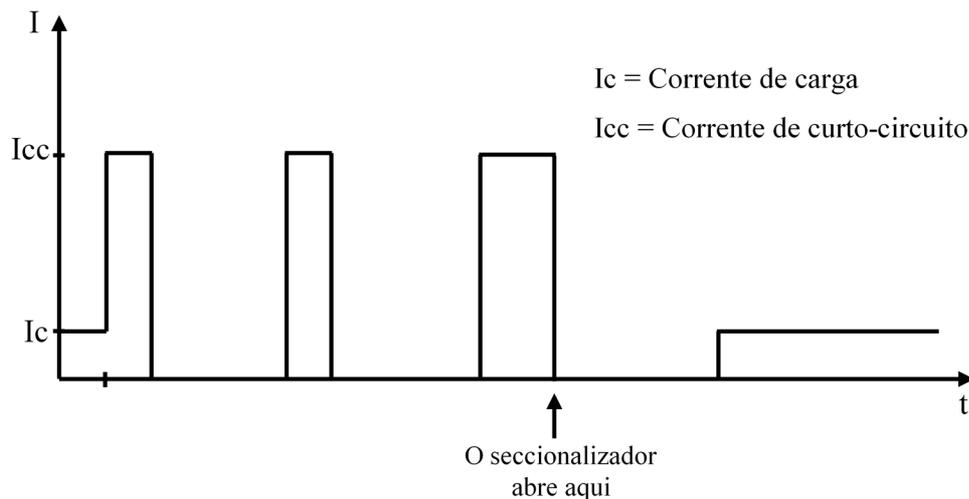


Figura 4.8: Descrição da operação do seccionalizador.

Os seccionalizadores apresentam duas diferenças principais em comparação com religadores: não possuem capacidade de interromper a corrente de curto-circuito, não possuem curva de atuação tempo x corrente. Tipicamente, estes dispositivos são empregados:

- Em pontos da rede em que a corrente é muito alta para a utilização de elos fusíveis.
- Em pontos onde a coordenação com elos fusíveis não é suficiente para o objetivo pretendido.
- Em ramais longos e problemáticos.
- Após consumidores que podem suportar as operações dos religadores, mas não suportam longas interrupções, no caso do bloqueio do religador.

Um seccionalizador, quando instalado em substituição a uma chave fusível, apresenta as seguintes vantagens:

- a. coordenação efetiva em toda a faixa comum com religador de retaguarda.
- b. abertura das três fases simultaneamente.
- c. pode ser usado como chave de manobra sob carga.
- d. ajustes independentes para operação de fase e de terra.

Ressalta-se, contudo, que os seccionizadores praticamente não são mais empregados pela CPFL devido ao custo comparável com o dos religadores e ao fato de as funções serem mais limitadas que as dos religadores.

4.2.4 Chave Fusível/Elo Fusível

A chave fusível é o dispositivo mais empregado em saídas de ramais devido ao seu baixo custo. De acordo com a prática da CPFL, alguns critérios devem ser considerados na escolha desses dispositivos:

- Devem ter capacidade nominal de corrente de 100 A;
- Os cartuchos devem ter capacidade de interrupção superior à máxima corrente de curto-circuito disponível no ponto de instalação, sendo que a capacidade de interrupção deve ser de 10,0 kA assimétrico (7,1 kA simétrico).
- O número de chaves fusíveis em série não deverá ultrapassar a quatro, incluindo a chave de entrada do consumidor.
- As chaves fusíveis devem ser instaladas somente em ramais com mais de 3 transformadores ou mais de 300 m.
- Na zona protegida pela unidade instantânea dos relés dos alimentadores, deve-se evitar o uso de elos fusíveis, pois, com defeitos transitórios, haveria a queima de elo e ainda uma operação automática do disjuntor.
- Os elos fusíveis empregados nas chaves fusíveis são do tipo K e as curvas tempo x corrente de interrupção estão definidas na NBR-5359. As capacidades nominais usadas pela CPFL são 10 A, 15 A, 25 A, 40 A e 65 A.
- O menor elo fusível a ser usado na rede de distribuição será o elo 10K na zona rural e o elo 15K na zona urbana.

4.2.5 Escolha dos Fusíveis

Os elos fusíveis empregados em sistemas de distribuição de energia elétrica são designados como tipos H, K e T, conforme indicado a seguir:

- a. Tipo H – elos fusíveis de alto surto, com alta temporização para correntes elevadas;
- b. Tipo K – elos fusíveis rápidos com relação de rapidez variando entre 6 (para elo fusível de corrente nominal 6 A) e 8,1 (para elo fusível de corrente nominal 200 A);

- c. Tipo T – elos fusíveis lentos com relação de rapidez variando entre 10 (para elo fusível de corrente nominal 6 A) e 13 (para elo fusível de corrente nominal 200 A).

Os termos “rápido” e “lento” são utilizados apenas para indicar a rapidez relativa entre os elos fusíveis K e T. Existe uma métrica de relação de rapidez que é a relação entre os valores da corrente mínima de fusão, a 0,1 s e a 300 s para valores nominais até 100 A, ou a 0,1 s e a 600 s para valores acima de 100 A.

O procedimento de escolha dos fusíveis deve ser o seguinte:

1. A corrente nominal do elo fusível deve ser maior que a corrente de carga prevista para o horizonte do estudo (3 a 5 anos).
2. O elo fusível deve ser capaz de suportar a corrente de *inrush* do momento de energização do circuito, considerando-se um tempo de 0,13 s.
3. A corrente para o tempo de 300 s na curva de tempo máximo de interrupção deve ser menor que a menor corrente de curto-circuito fase-terra mínima do trecho onde o elo fusível é a proteção de retaguarda.
4. Deve-se escolher o menor elo fusível que atenda às condições anteriores e que atenda ainda os requisitos de coordenação e seletividade com outros equipamentos instalados a jusante ou montante.

As recomendações para escolha dos fusíveis são apresentadas desde a Tabela 4.2 à Tabela 4.4.

Tabela 4.2: Escolha do fusível de acordo com os limites de corrente.

Elo	Corrente de carga máxima (A)	Corrente de curto-circuito Fase-terra mínima I_{300} (A)	Corrente de “<i>Inrush</i>” máxima $I_{0,13}$ (A)
10 K	10	23	110
15 K	15	37	190
25 K	25	60	315
40 K	40	85	510
65 K	65	150	800

Tabela 4.3: Padronização da CPFL na escolha dos fusíveis para proteção de transformador monofásico de distribuição (lado de alta tensão do transformador).

Potência nominal kVA	Tensão nominal do sistema				
	6,6 kV	11,9 kV	13,8 kV	23 kV	
				1F	2F*
10	2H	-	2H	1H	1H
25	5H	-	5H	3H	2H
50	10K	-	10K	5H	3H
100	20K	-	15K	10K	6K

* 2F – significa que o transformador monofásico está conectado entre duas fases

Tabela 4.4: Padronização da CPFL na escolha dos fusíveis para proteção de transformador trifásico de distribuição (lado de alta tensão do transformador).

Potência nominal kVA	Tensão nominal do sistema			
	6,6 kV	11,9 kV	13,8 kV	23 kV
15	2H	1H	1H	1H
30	5H	2H	2H	1H
45	5H	3H	3H	2H
75	8K	5H	5H	3H
112,5	12K	6K	6K	5H
150	20K	8K	8K	5H
225	25K	12K	12K	8K
300	40K	20K	20K	10K
15//15*		2H	2H	
15//30*		3H	3H	
15//45*		5H	5H	
30//30*		5H	5H	
30//45*		5H	5H	
45//45*		6K	6K	
30//75*		6K	6K	
75//75*		8K	8K	
112,5//112,5*		12K	12K	
150//150*		20K	20K	

* o símbolo // significa “em paralelo”.

4.3 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Os ajustes dos equipamentos de proteção devem ser feitos na seguinte ordem:

- a. Dimensionamento dos elos fusíveis, começando pelos elos mais distantes da SE.

- b. Ajuste dos equipamentos existentes no alimentador (reliador, seccionalizador).
- c. Ajuste dos equipamentos da subestação (saída do alimentador).

Após a escolha dos ajustes e dimensionamento dos equipamentos deve-se montar um relatório com todos os ajustes e dados dos equipamentos de proteção.

Conforme discutido anteriormente, na norma GED-2912 [24], o termo coordenação é empregado quando se trata de equipamentos que possuem duas curvas de atuação consecutivas com bloqueio automático após uma sequência de operação (como no caso do relíador). Já o termo seletividade é usado nos casos com equipamentos de apenas uma curva de operação, como os fusíveis e disjuntores. Detalhes de como ajustar ou escolher os dispositivos de proteção são apresentados a seguir.

4.3.1 Seletividade Fusível-Fusível

A seletividade entre dois elos fusíveis em série, Figura 4.9, é garantida se o tempo de interrupção do elo fusível protetor (o que está instalado mais longe da subestação e que deverá fundir em caso de defeito) for no máximo 75% do mínimo de fusão do elo protegido (aquele mais próximo da subestação e que não deverá fundir como proteção principal para um defeito a jusante do fusível protetor).

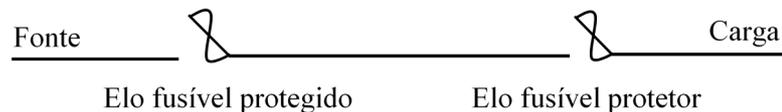


Figura 4.9: Elos fusíveis protegido e protetor.

Os valores de corrente máxima que garante a seletividade entre fusíveis do tipo K e H e entre fusíveis do tipo K são apresentados na Tabela 4.5 e na Tabela 4.6, respectivamente.

Tabela 4.5: Correntes máximas para seletividade entre fusíveis K e H.

Elo fusível protetor	Elo fusível protegido				
	10 K	15 K	25 K	40 K	65 K
1 H	100	200	400	650	1000
2 H	40	180	350	650	1000
3 H	40	180	350	650	1000
5 H	40	180	350	650	1000

Tabela 4.6: Correntes máximas para seletividade entre fusíveis K.

Elo fusível protetor	Elo fusível protegido				
	10 K	15 K	25 K	40 K	65 K
6 K	90	230	420	700	1.200
10 K	-	130	370	700	1.200
15 K	-	-	220	640	1.200
25 K	-	-	-	350	1.100
40 K	-	-	-	-	700

4.3.2 Seletividade Relé-Elo Fusível

Na seletividade entre o relé de sobrecorrente (ou apenas relé) e o elo fusível (ou apenas fusível), espera-se que o último interrompa o defeito antes que o relé opere para que a menor parte do sistema seja afetada para a proteção do defeito. Para garantir que isso ocorra, de acordo com a prática da CPFL, o tempo de interrupção máximo do elo fusível deverá ser no máximo 75% do tempo de atuação da unidade temporizada do relé para as correntes no trecho comum. Com o objetivo de verificar a seletividade com a unidade instantânea, recomenda-se considerar que na região de atuação da unidade instantânea o disjuntor associado ao relé irá atuar em 8 ciclos (0,133 s) – independente do valor da corrente de curto-circuito. Assim, para garantir a seletividade entre o relé e o fusível, o fusível deve fundir-se em tempo inferior a 0,133 s para valores de corrente acima da corrente de pick-up da unidade instantânea.

Em alguns casos, não é possível garantir a seletividade para a proteção de fase e de terra simultaneamente. Assim, nesses casos, deve-se dar preferência à seletividade para a proteção de terra, já que a grande maioria dos defeitos é fase-terra.

4.3.3 Coordenação Relé-Religador

Na coordenação entre relé e religador, ilustrada na Figura 4.10, espera-se que o religador opere antes do relé. Assim, as seguintes condições devem ser obedecidas:

1. As correntes de pick-up do religador devem ser menores que as correntes de pick-up dos respectivos relés de fase ou terra.

2. A soma dos avanços relativos do contato móvel do relé, devido aos religamentos do religador, deve ser inferior ao avanço total para a atuação do relé, independentemente da corrente de curto-circuito na zona de proteção. O termo avanço está relacionado ao relé de indução.

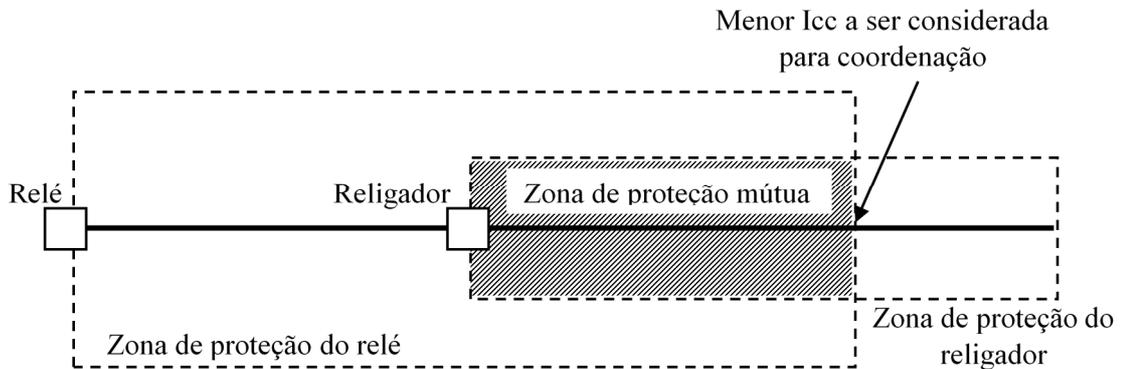


Figura 4.10: Coordenação relé-religador.

4.3.3.4 Temporização

A temporização da coordenação relé-religador é obtida considerando-se $t_{\text{religador}}$ o tempo que o religador leva para atuar para a corrente crítica nas operações temporizadas; $t_{\text{relé}}$ o tempo que o relé leva para atuar para a corrente crítica; e a corrente crítica como sendo o valor de corrente que corresponde ao ponto de maior aproximação da curva temporizada do religador e da curva do relé. Assim, deve-se garantir que:

$$\frac{1,1 \cdot t_{\text{religador}}}{0,9 \cdot t_{\text{relé}}} < 0,35 \quad (4.7)$$

4.3.4 Coordenação Religador - Elo Fusível

A operação dos religadores é caracterizada por uma sequência de operações rápidas, seguida de uma sequência de operações temporizadas e finalizada pelo bloqueio do equipamento (abertura permanente dos contatos). A ideia principal é que não haja interrupções sustentadas para curtos-circuitos temporários. Com tal finalidade, a coordenação entre um religador e um fusível é satisfatória quando o fusível não fundir enquanto o religador realiza as suas operações rápidas, mas fundir durante a primeira operação temporizada do religador. A lógica empregada deve garantir que o religador esteja ajustado para operar na curva rápida e a seguir na curva temporizada.

Os religadores são instalados a montante dos fusíveis, tanto na saída de alimentadores, como para a proteção de linhas ao longo do alimentador. Assim como no caso dos disjuntores, os religadores possuem unidades de proteção de fase e terra independentes. Tipicamente a CPFL ajusta uma sequência de operação do religador com 2 operações rápidas, seguidas de 2 operações temporizadas.

De acordo com as recomendações da CPFL, a coordenação entre o religador e o elo fusível deverá ser verificada para os valores de curto-circuito fase-terra mínimo do trecho protegido pelos dois dispositivos. Dessa forma, há coordenação para defeitos com correntes maiores que a corrente mínima (ponto A da Figura 4.11) e menores que a corrente máxima (ponto B da Figura 4.11). Para correntes menores que a mínima não haverá nem coordenação nem seletividade uma vez que o religador deverá completar a sua sequência de operação antes da queima do fusível. Já para as correntes maiores que a máxima haverá somente seletividade, isto é, o elo fusível queimará antes que o religador possa realizar a sua operação rápida; podendo ocorrer, ainda, a queima do elo fusível enquanto o religador realiza a sua primeira operação rápida.

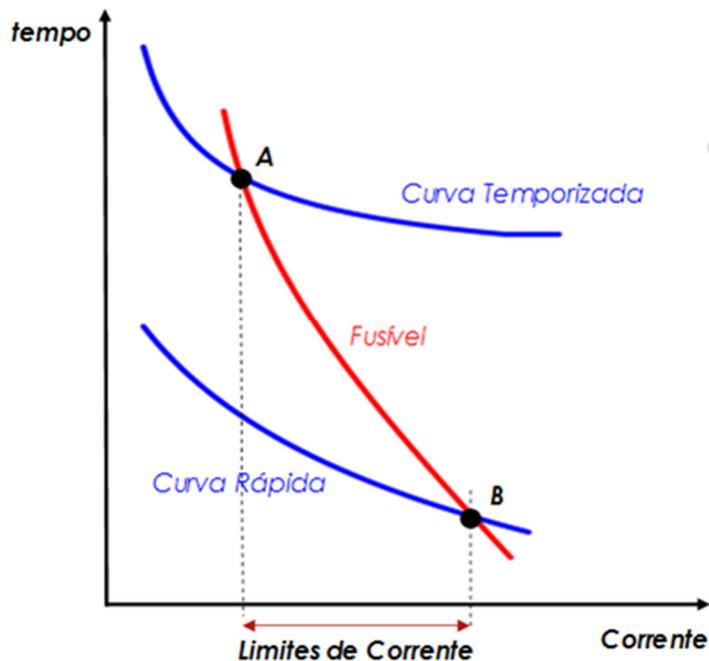


Figura 4.11: Coordenação e seletividade entre religador e fusível.

Para obter o valor da corrente máxima (ponto B da Figura 4.11), cujo valor garante a coordenação entre o elo fusível e o religador, utiliza-se a curva de fusão mínima do elo fusível com a curva rápida do religador, multiplicada por um fator de segurança K , especificado na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Fator de segurança para multiplicação da curva rápida do religador.

Tempo de religamento	Uma operação rápida	Duas operações rápidas
< 0,5 s	1,25	1,80
> 0,5 s e < 5,0 s	1,25	1,35

4.3.5 Coordenação Religador - Seccionalizador - Elo Fusível

Para a instalação do seccionalizador deve-se observar que:

- A corrente de curto-circuito trifásica (simétrica ou assimétrica) disponível no ponto de instalação deve ser menor que a capacidade suportável da bobina ou sensor de corrente do seccionalizador.
- Toda a zona de proteção do seccionalizador deve estar contida na zona de proteção do equipamento de retaguarda.
- O seccionalizador possui unidades independentes de fase e terra. Ambas as unidades devem ser ajustadas para operarem com no máximo 80% dos respectivos ajustes de corrente do equipamento de retaguarda. Deve-se observar que no caso dos seccionalizadores OYS da Reyrolle a corrente de atuação é de 1,6 vezes a corrente nominal da bobina.
- Quanto ao ajuste do número de contagens para abertura, deve-se ajustar uma operação a menos que o equipamento de retaguarda ou menor.

Um dos problemas que pode ocorrer com o seccionalizador é que a queima de um elo fusível pode ser entendida como uma operação do religador e provocar a abertura de seus contatos (Figura 4.12). Para evitar que isso ocorra, é possível utilizar um seccionalizador com restritor de corrente (no caso da CPFL, o GN3E), sendo que a corrente de carga do seccionalizador deve ser maior que 3,5 A, após a queima do elo fusível. Basicamente, o restritor de corrente impede que os contatos do seccionalizador se abram mediante a passagem de um determinado valor de corrente.

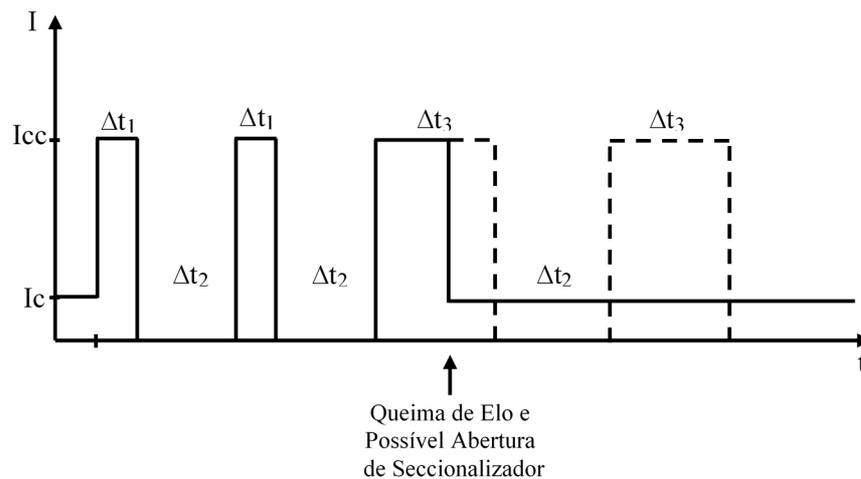


Figura 4.12: Atuação indesejada do seccionizador pela queima de um elo fusível.

4.3.6 Coordenação e Seletividade Religador - Religador

Entre dois religadores instalados em série poderá haver coordenação ou seletividade. A condição para haver coordenação é que quando dois religadores quaisquer estiverem em série, ambos devem operar juntos na curva instantânea, mas não na temporizada. Haverá seletividade se o religador protegido (o mais próximo da subestação) estiver com a sequência de coordenação ativada, quando então o religador protetor fará a sua sequência de operação, que será acompanhada pelo religador protegido.

Para qualquer das técnicas acima, coordenação ou seletividade, deve-se assegurar que:

- As curvas do equipamento protegido, multiplicadas por 0,9, devem ser 12 ciclos (200 ms) mais lentas que as curvas do equipamento protetor, multiplicada por 1,1.
- Os pick-ups do equipamento protetor devem ser iguais ou menores que os pick-ups do equipamento protegido.

4.4 COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou as principais práticas de proteção de sobrecorrente adotada nos sistemas de distribuição de energia elétrica, tomando como referência a filosofia adotada pela CPFL e o conteúdo foi baseado na norma GED-2912 [24]. Os principais equipamentos empregados são os relés (na subestação), os religadores (ao longo do alimentador principal), fusíveis (no início de ramais e no primário dos transformadores de distribuição) e os seccionizadores, que estão sendo substituídos por religadores a medida em que se necessita realizar a troca destes

equipamentos, dado a maior relação benefício/custo dos religadores. Destaca-se que para outras concessionárias de energia elétrica pode haver algumas diferenças na prática de proteção, mas tipicamente os alimentadores de distribuição de energia elétrica são protegidos principalmente utilizando-se proteção de sobrecorrente.

CAPÍTULO 5. ESTUDO DOS IMPACTOS NA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DEVIDO A PRESENÇA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Neste capítulo, pretende-se analisar qualitativamente os impactos da penetração massiva de geração fotovoltaica no sistema de distribuição na coordenação e seletividade da proteção de sobrecorrente. Os estudos de coordenação e seletividade na presença de painéis solares fotovoltaicos são realizados em um alimentador de uma concessionária brasileira, cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 5.1. Os níveis de curto-circuito trifásico e monofásico na subestação deste alimentador são 159,33 MVA e 162,42 MVA, respectivamente ($X_1/R_1 = 55,64$ e $X_0/R_0 = 81,87$, sendo X_1 e R_1 , a reatância e resistência de sequência positiva, respectivamente; e X_0 e R_0 , a reatância e resistência de sequência zero, respectivamente). Este alimentador possui 159 transformadores de distribuição distribuídos de acordo com a Tabela 5.1. O dimensionamento dos fusíveis é realizado conforme descrito no item 4.2.5.

A referida rede de distribuição possui tensão nominal na rede primária de 11,9 kV; tensão nominal na rede secundária de 220/127 V; 159 transformadores de distribuição; e 4.382 consumidores.

Tabela 5.1: Transformadores e capacidade da chave fusível no sistema teste.

Capacidade da chave (A)	Potência nominal de cada transformador (kVA)	Quantidade de transformadores
50	30	10
	45	19
	75	8
	112,5	2
100	15	1
	30	7
	45	20
	75	40
	112,5	25
	150	15
	225	5
	300	2
	750	1
	1000	2
	1500	2

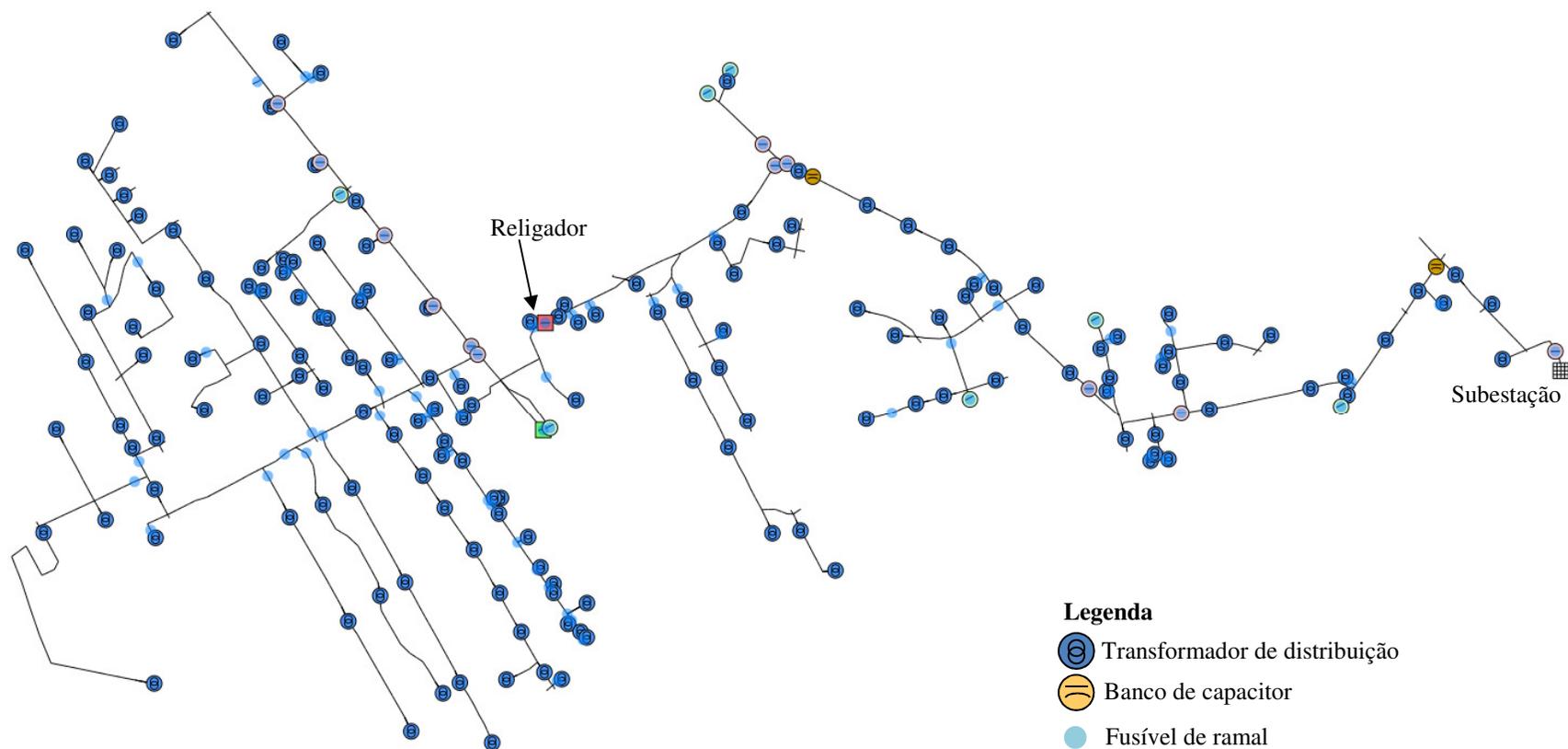


Figura 5.1: Diagrama unifilar do sistema teste - rede primária.

Os ajustes de proteção do disjuntor da subestação do alimentador são mostrados na Figura 5.2 e na Tabela 5.2.

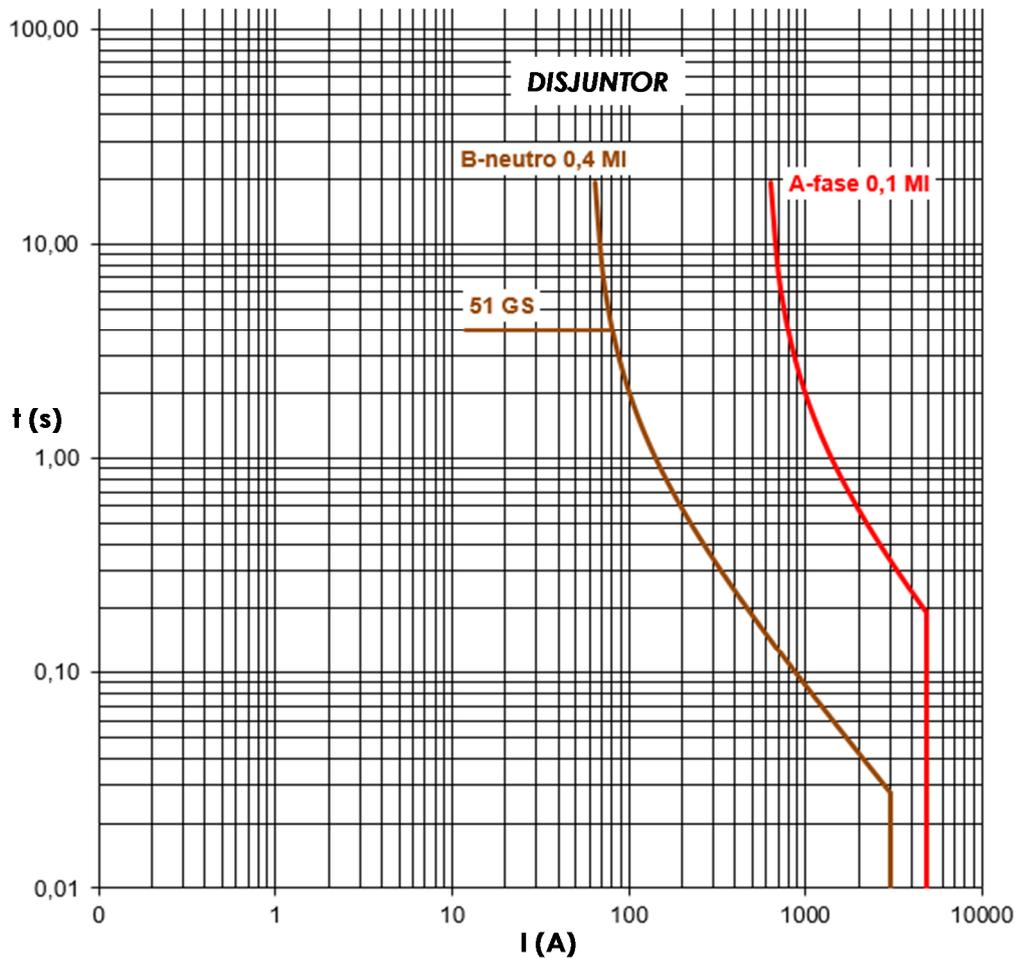


Figura 5.2: Ajustes das curvas do religador instalado no sistema teste (característica tempo (s) x corrente (A)).

Tabela 5.2: Ajustes do disjuntor da subestação

	Fase	Neutro	GS
Pick-up (A)	600	60	12
Curva (seg)	0,1	0,4-VI	4 s
Característica da curva	IEC-VI	IEC-VI	Tempo definido
Pick-up Instantâneo	4800 A	3000 A	-

O religador apresentado na Figura 5.1 está ajustado para uma operação instantânea e duas temporizadas, com intervalos de 5 e 20 segundos, respectivamente. Os ajustes de tempo e corrente de atuação são mostrados na Figura 5.3 e Tabela 5.3.

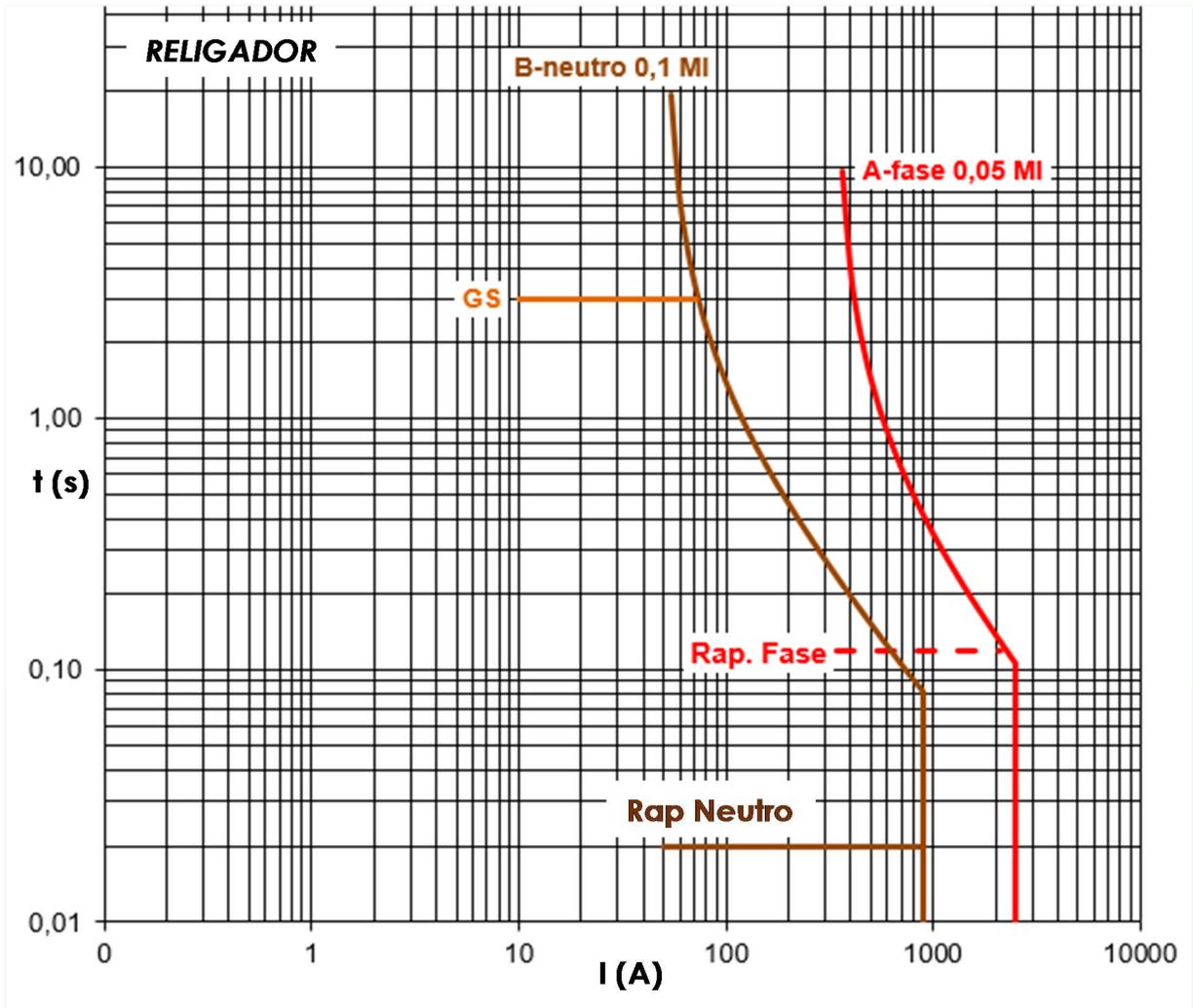


Figura 5.3: Ajustes das curvas do religador instalado no sistema teste (característica tempo (s) x corrente (A)).

Tabela 5.3: Ajustes do religador Tavrída.

Atuação rápida	Fase	Neutro	GS
Pick-up (A)	340	50	10
Curva (seg)	0,12	0,02	3,00
Característica da curva	Tempo definido	Tempo definido	Tempo definido
Pick-up instantâneo	2500 A	900 A	-
Atuação temporizada	Fase	Neutro	GS
Pick-up (A)	340	50	10
Curva (seg)	0,05	0,10	3,00
Característica da curva	IEC - VI	IEC - VI	Tempo definido
Pick-up instantâneo	2500 A	900 A	-

5.1 IDENTIFICAÇÃO DE POTENCIAIS PROBLEMAS CAUSADOS PELA PENETRAÇÃO MASSIVA DE PFS NA PROTEÇÃO

Esta seção trata de identificar os potenciais problemas causados pela penetração massiva de PFS na proteção. Com este objetivo, são simulados alguns casos **extremos** de contribuição de PFS para o curto-circuito de forma que as piores situações sejam identificadas. Estes estudos partem da premissa que, tendo-se considerado que para os casos extremos de contribuição de corrente de curto-circuito pelos painéis não se tenha identificado nenhum problema de coordenação e seletividade, não é necessário estudar outros cenários de contribuição para esses casos. Assim, escolheram-se os seguintes pontos para a realização dos estudos de curto-circuito (também apresentados na Figura 5.4):

- Ponto A – barra entre a subestação e o religador;
- Ponto B – barra terminal (lado carga) do religador;
- Ponto C – barra terminal (lado carga) de um fusível de ramal;
- Ponto D – barra inicial (primário) de um transformador (MT) do ramal escolhido no ponto C;
- Ponto E – barra mais distante da subestação.

Para cada ponto escolhido, foram realizados os seguintes estudos:

- Caso 1 – cálculo da corrente de curto-circuito desprezando todas as cargas, sem geradores fotovoltaicos instalados.
- Caso 2 – cálculo da corrente de curto-circuito desprezando todas as cargas, assumindo-se que os geradores fotovoltaicos injetam a corrente nominal dos transformadores. Isso significa que a contribuição dos geradores foi representada como injeção trifásica da corrente nominal do transformador durante o curto-circuito, conforme equação abaixo.

$$I_{PFI} = \frac{Strafo_kVA_i}{\sqrt{3} \cdot Vtrafo_kV_i} \quad (5.1)$$

sendo, I_{PFI} a corrente de contribuição dos painéis na barra i (em A); $Strafo_kVA_i$ a potência nominal do transformador (em kVA); $Vtrafo_kV$ a potência nominal do transformador em (kV).

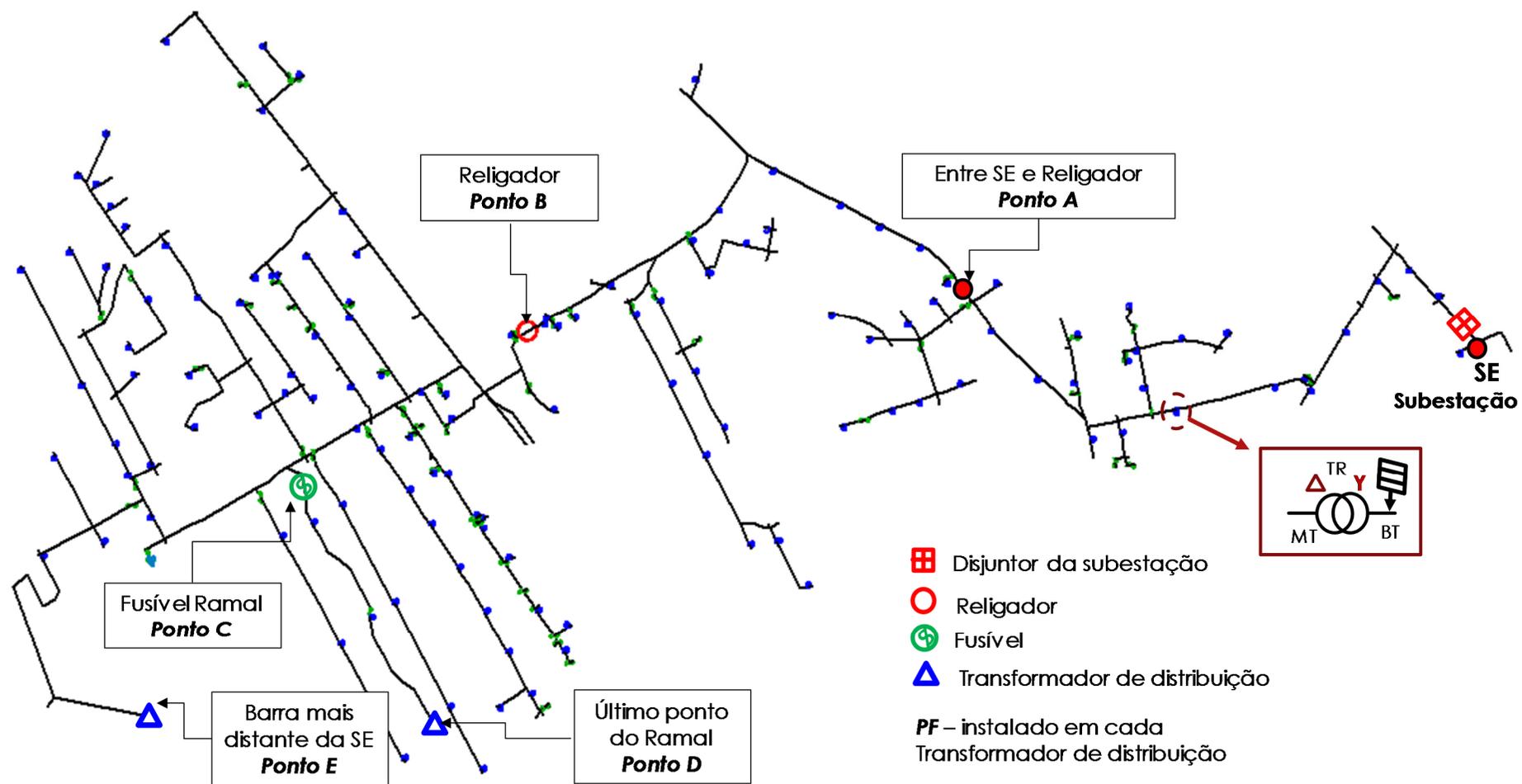


Figura 5.4: Diagrama unifilar do sistema teste com a indicação dos pontos escolhidos para os estudos.

Conforme a descrição do Caso 2, a corrente total que flui por cada transformador de distribuição mediante um curto-circuito na média tensão corresponde à corrente nominal deste transformador. Portanto, de acordo com o modelo dos geradores fotovoltaicos durante o curto-circuito (contribuição de corrente de 2,0 pu), é possível assumir que este cenário representa 50% de nível de penetração de geradores fotovoltaicos. Assim, é como se a potência nominal de todos os geradores fotovoltaicos conectados a uma rede de baixa tensão fosse igual a 50% do valor da potência nominal deste transformador e, nas simulações, a contribuição de todos os geradores é representada por uma única injeção de corrente no ponto de conexão do transformador de distribuição. Ressalta-se que 50% de nível de penetração é um valor extremamente conservador e, para muitas redes de distribuição, o valor máximo de nível de penetração possível é estritamente menor que 50% devido à violação dos limites da tensão.

Para a realização dos estudos, utilizou-se a ferramenta OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) [22] que consiste em um software de análise de sistemas de distribuição de energia elétrica. O OpenDSS é uma ferramenta de simulação de sistemas de distribuição produzida pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*), gratuita e de código aberto [18]. Este software pode ser utilizado como um executável (*stand-alone*) ou utilizado por outros programas através de sua interface COM (*Component Object Model*). Foi originalmente concebido para suportar análises de sistemas de distribuição, porém seu uso pode ser expandido dado que o mesmo pode ser facilmente modificado para suprir necessidades futuras. Neste trabalho, o OpenDSS é utilizado para realizar cálculos de curto-circuito. Como nas análises clássicas de curto-circuito, todas as cargas foram desprezadas.

Os resultados para todos os casos propostos são apresentados a seguir.

5.1.1 Ponto A: barra entre a subestação e o religador

Este estudo considera uma situação de ocorrência de curto-circuito entre a subestação e o ponto em que o religador está instalado. Os resultados sem a existência de PFs, Caso 1, estão apresentados na Tabela 5.4 enquanto os resultados considerando a contribuição dos PFs estão apresentados na

Tabela 5.5. A contribuição proveniente da subestação sofre pouca alteração quando os PFs são inseridos. Contudo, a corrente de sequência positiva que circula pelo religador passa de valores nulos para mais de 700 A, devido à contribuição dos painéis localizados a jusante do religador. Considerando-se que a contribuição dos painéis dure até 100 ms, por exemplo, o

religador não atuaria, conforme ilustrado pelo **X verde** na Figura 5.5. Contudo, algumas referências assumem duração de até 167 ms (10 ciclos), o que levaria à atuação do religador, conforme ilustrado pelo **X vermelho** na Figura 5.5. No caso de ocorrência de um curto-circuito no início de um ramal próximo ao ponto A, o fusível também queimaria.

Tabela 5.4: Correntes de curto-circuito na barra a montante do religador *sem PFs* instalados na rede (ponto A).

Tipo de curto-circuito	Ramo a montante da barra sob curto-circuito			Ramo a jusante da barra sob curto-circuito			Corrente de falta (A)
	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	
Trifásico	15,92	4.571,42	103,70	-	-	-	4.507,37
Bifásico (A-B)	0,00	2.309,80	2.310,31	-	-	-	4.001,14
Monofásico (A-terra) 0 Ohms	859,59	859,04	859,60	-	-	-	2.578,44
Monofásico (A-terra) 40 Ohms	56,51	56,48	56,48	-	-	-	169,52

Tabela 5.5: Correntes de curto-circuito em uma barra a montante do religador *com 50% de nível de penetração de PFs* instalados na rede (ponto A).

Tipo de curto-circuito	Ramo a montante da barra sob curto-circuito			Ramo a jusante da barra sob curto-circuito			Corrente de falta (A)
	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	
Trifásico	15,92	4.604,00	103,74	0,00	702,56	0,00	4.787,92
Bifásico (A-B)	0,00	2.267,15	2.451,22	0,00	702,63	0,27	4.245,18
Monofásico (A-terra) 0 Ohms	913,99	944,64	913,99	0,12	702,66	0,13	2.741,60
Monofásico (A-terra) 40 Ohms	60,08	642,99	60,05	0,00	702,66	0,04	180,24

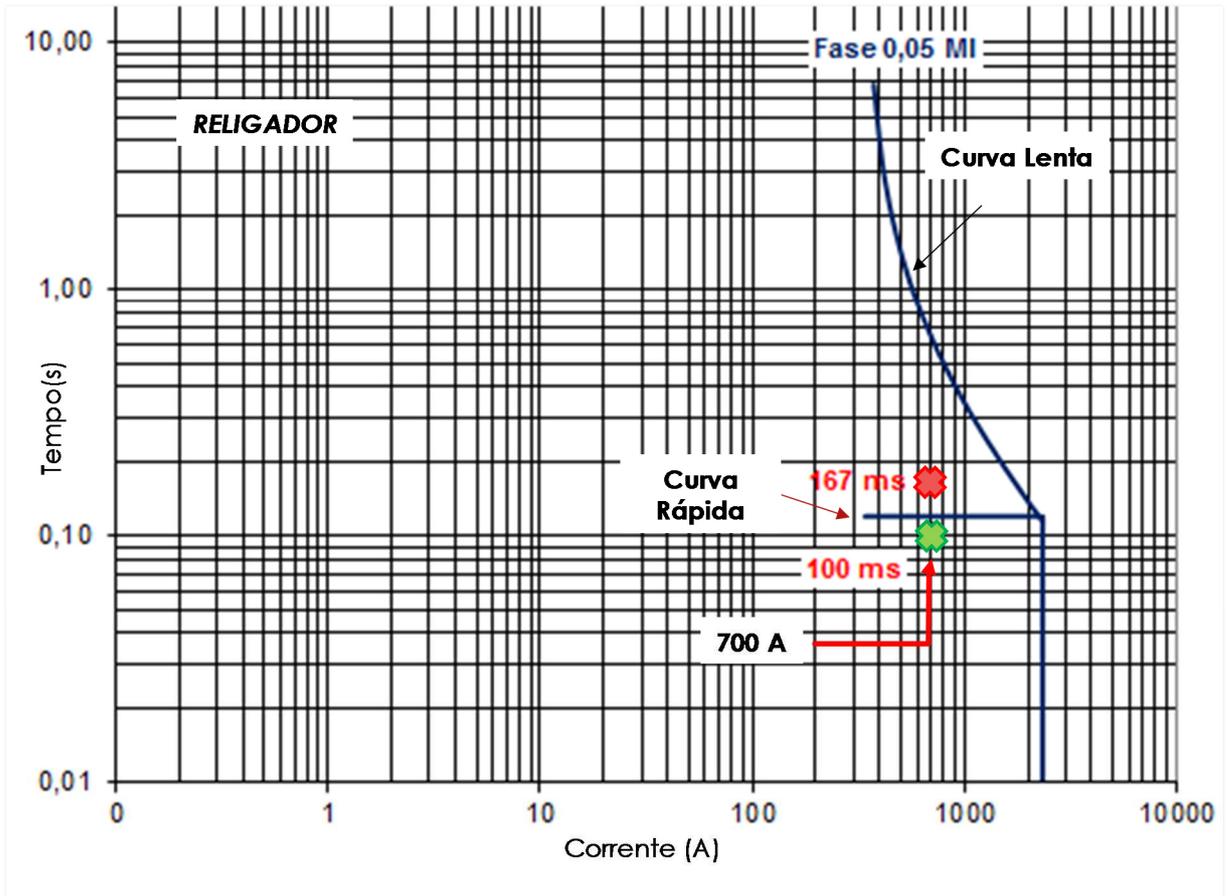


Figura 5.5: Corrente de sequência positiva circulante pelo religador dada a ocorrência de um curto-circuito no ponto A.

Como informado, a contribuição de corrente proveniente da subestação praticamente não sofre influência. No entanto, em determinados casos pode ser que esta contribuição seja reduzida, elevando o tempo de atuação da proteção do disjuntor do alimentador, como mostrado na Figura 5.6. Neste caso, deve ser avaliado se a injeção de PFs afeta ou não a sensibilidade das proteções existentes.

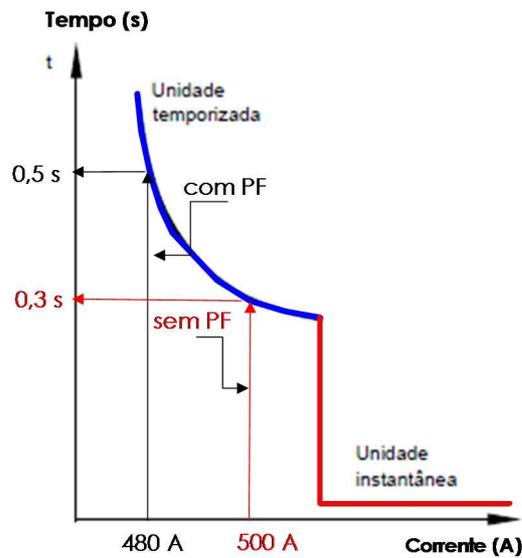


Figura 5.6: Efeito da injeção de PF na contribuição de corrente da subestação.

5.1.2 Ponto B: barra terminal (lado carga) do religador

Este estudo considera uma situação de ocorrência de curto-circuito na barra terminal (lado carga) do religador. Os resultados sem a existência de PFs estão apresentados na Tabela 5.6, enquanto os resultados considerando a contribuição dos PFs estão apresentados na Tabela 5.7. Neste caso, alterações são observadas na corrente de curto-circuito do Caso 1 para o Caso 2. No caso do curto-circuito trifásico, por exemplo, a corrente varia de 3.285 A para 3.607 A. Apesar de manter-se acima do valor de pick-up do religador, este aumento pode favorecer, em determinados casos, a melhoria da coordenação entre religador e disjuntor/relé da subestação. Mais detalhes sobre este aspecto são discutidos na Seção 5.4.

Tabela 5.6: Correntes de curto-circuito na barra terminal do religador *sem PFs* instalados na rede (ponto B).

Tipo de curto-circuito	Ramo a montante da barra sob curto-circuito			Corrente de falta (A)
	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	
Trifásico	18,44	3.371,90	131,36	3.285,6
Bifásico (A-B)	0	1.715,40	1.715,80	2.971,6
Monofásico (A-terra) 0 Ohms	593,62	593,18	593,61	1.780,4
Monofásico (A-terra) 40 Ohms	55,97	55,94	55,95	167,86

Tabela 5.7: Correntes de curto-circuito na barra terminal do religador com 50% de nível de penetração de PFs instalados na rede (ponto B).

Tipo de curto-circuito	Ramo a montante da barra sob curto-circuito			Corrente de falta (A)
	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	
Trifásico	18,49	3419,5	131,73	3.607,6
Bifásico (A-B)	0	1.674,0	1.879,0	3.254,2
Monofásico (A-terra) 0 Ohms	653,02	696,37	653,01	1.958,8
Monofásico (A-terra) 40 Ohms	61,58	57,17	61,55	184,71

Um ponto de atenção é que faltas a jusante do religador promove o aumento da corrente passante pelo religador, mantendo, porém, a contribuição vinda da subestação e que passa pelo disjuntor do alimentador. Nesta situação, espera-se até uma melhoria na garantia da seletividade entre relé e religador. A Figura 5.7 ilustra este caso.

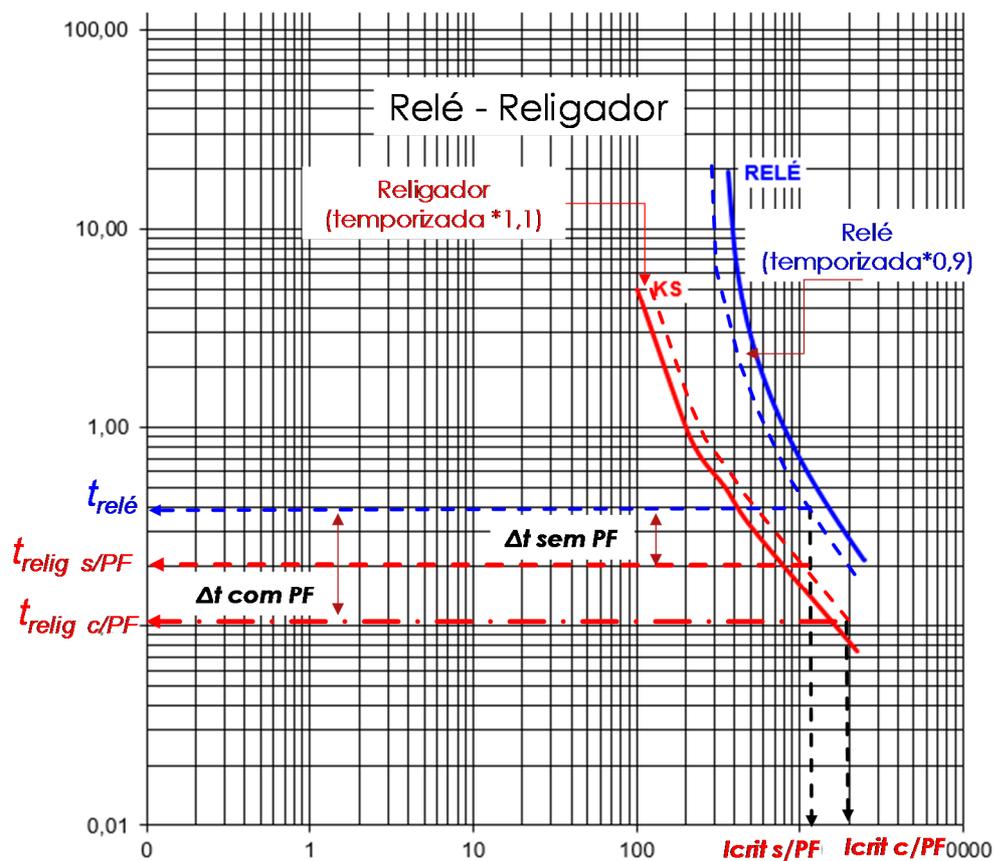


Figura 5.7: Influência da injeção de PFs na seletividade entre relé e religador.

5.1.3 Ponto C: barra terminal (lado carga) de um fusível a jusante do religador

Este estudo considera uma situação de ocorrência de curto-circuito no início de um ramal a jusante do religador, logo a jusante do fusível instalado no início desse ramal. Os resultados sem a existência de PFs estão apresentados na Tabela 5.8 enquanto os resultados considerando a contribuição dos PFs estão apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.8: Correntes de curto-circuito numa barra no início de um ramal sem PFs instalados na rede (ponto C).

Tipo de curto-circuito	Ramo a montante da barra sob curto-circuito			Corrente de falta (A)
	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	
Trifásico	17,67	2.876,4	130,36	2.788,4
Bifásico (A-B)	0	1.467,2	1.467,2	2.541,3
Monofásico (A-terra) 0 Ohms	493,33	493,31	493,33	1.480,0
Monofásico (A-terra) 40 Ohms	55,59	55,59	55,59	166,77

Tabela 5.9: Correntes de curto-circuito numa barra no início de um ramal com 50% de nível de penetração de PFs instalados na rede (ponto C).

Tipo de curto-circuito	Ramo a montante da barra sob curto-circuito			Corrente de falta (A)
	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	
Trifásico	17,76	3.157,1	130,97	3.097,1
Bifásico (A-B)	0	1.617,9	1.624,4	2.813,6
Monofásico (A-terra) 0 Ohms	549,13	543,84	549,13	1.647,4
Monofásico (A-terra) 40 Ohms	61,87	49,25	61,87	185,64

Este estudo visa considerar a curva de atuação do fusível no início de ramal e a coordenação e seletividade deste fusível com o religador (a montante). Neste caso, ressalta-se que as correntes de curto-circuito para este alimentador são consideravelmente elevadas e que para casos de curto-circuito bifásico e trifásico com resistência de falta (R_f) nula, considerando-se os ajustes e equipamentos de proteção instalados, os fusíveis a jusante do religador queimam antes que o religador atue na operação instantânea (política de queima do fusível, ou *fuse blowing*).

Nos casos de curto-circuito monofásico, considerando-se a faixa da corrente mínima ($R_f = 40$ Ohms) e máxima ($R_f = 0,0$ Ohm), a contribuição dos PFs pode afetar a coordenação religador - elo fusível. Para a proteção do curto-circuito monofásico, a unidade de neutro atua em 20 ms. A perda de coordenação entre o religador e o elo fusível de 15K (localizado no início do ramal) ocorre a partir de cerca de 500 A (corrente de fase), conforme mostra a Figura 5.8. Ressalta-se que a função de neutro do religador atua sobre a corrente de sequência zero, \hat{I}_0 , do ramal em que ele está instalado ($\hat{I}_0 = \hat{I}_A + \hat{I}_B + \hat{I}_C$) enquanto o fusível é sensibilizado pelo próprio valor da corrente de fase. Embora os painéis instalados no secundário do transformador conectado em delta do lado de média tensão e em estrela do lado de baixa tensão possam não contribuir com corrente de sequência zero, a corrente de fase, que circula pelos fusíveis sofre um aumento, podendo levar uma atuação que originalmente seria corretamente coordenada, a uma atuação descoordenada.

A Figura 5.8 mostra a curva de atuação do fusível 15K em rosa, e em linha vermelha, apresenta-se um esboço da atuação da função de neutro do religador. De acordo com esta figura, observa-se que a faixa de corrente de sequência zero em que a coordenação é garantida consiste de 50 A até cerca de 500 A de corrente de fase, conforme mostra a Figura 5.8. De acordo com os estudos de cálculo de curto-circuito monofásico, a corrente de sequência zero pelo religador para curtos-circuitos a jusante deste varia de 56 a 549 A (ou, simplificada, 167 a 1647 A de corrente de fase). Ou seja, a coordenação é garantida em uma faixa de 20% entre os valores de corrente mínima e máxima.

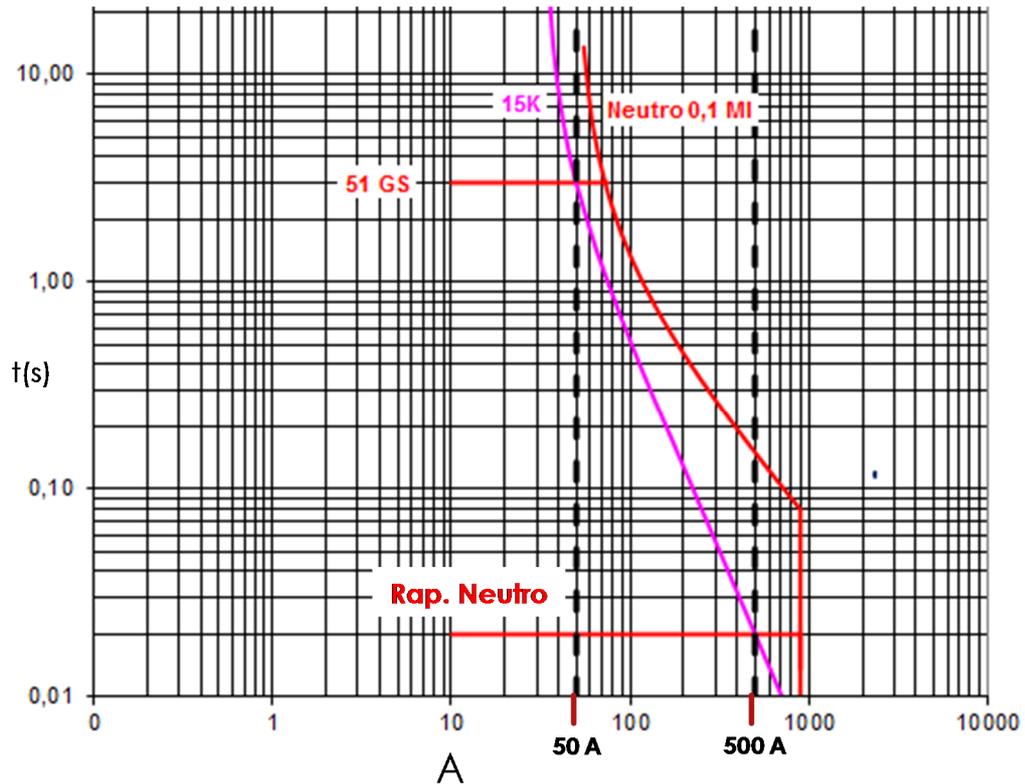


Figura 5.8: Coordenação religador e elo fusível de 15K.

De acordo com a prática da concessionária, os fusíveis de ramal são sempre de 15K ou 25K. A perda da coordenação entre religador e fusível nos casos de fusíveis de ramal do tipo 25K é menor que no caso do elo fusível 15K dado que o fusível atua antes do religador a partir de aproximadamente 800 A. A Figura 5.9 mostra a curva de atuação do fusível 25K em cor magenta, e em linha vermelha, apresenta-se um esboço da atuação da função de neutro do religador.

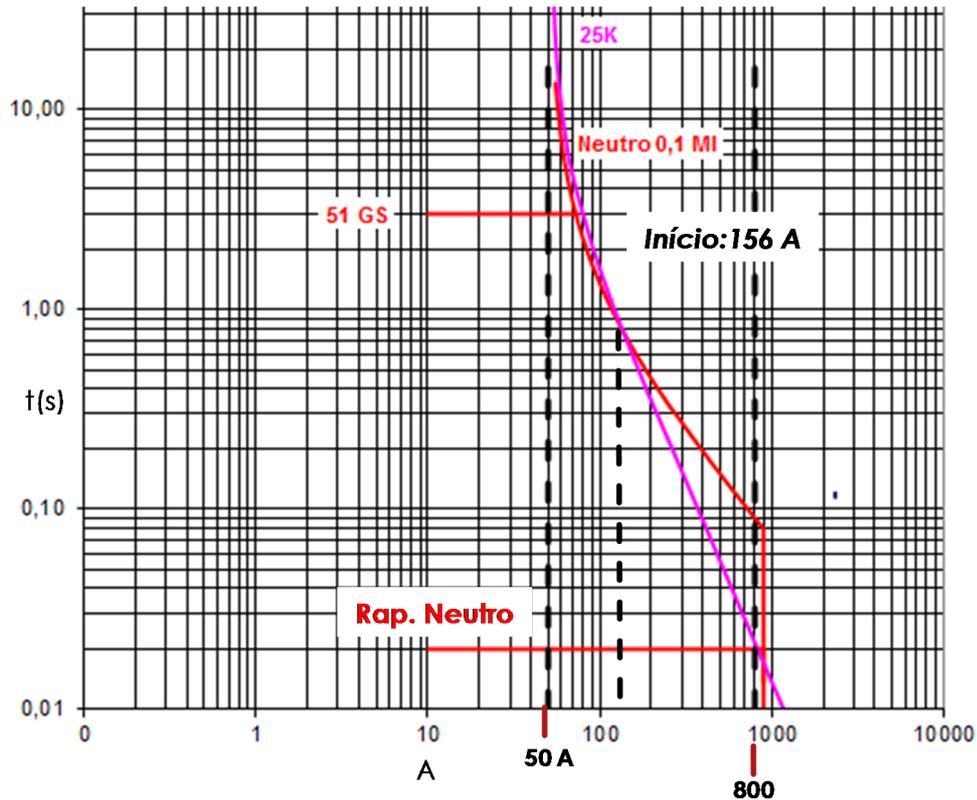


Figura 5.9: Coordenação religador e elo fusível de 25K.

Para fusíveis de mesma capacidade instalados ainda mais a jusante, a coordenação ocorre para uma faixa menor, dado que a curva de atuação se desloca para a esquerda (correntes menores).

5.1.4 Ponto D: barra inicial de um transformador (MT) no fim do ramal escolhido no ponto C

Este estudo considera uma situação de ocorrência de curto-circuito no fim de um ramal a jusante do religador, logo a jusante do fusível instalado no início desse ramal. Os resultados sem a existência de PFs, Caso 1, estão apresentados na Tabela 5.10 enquanto os resultados considerando a contribuição dos PFs estão apresentados na Tabela 5.11.

Tabela 5.10: Correntes de curto-circuito na barra terminal do religador *sem PFs* instalados na rede (ponto D).

Tipo de curto-circuito	Ramo a montante da barra sob curto-circuito			Corrente de falta (A)
	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	
Trifásico	14,31	2.554,8	110,25	2.473,4
Bifásico (A-B)	1.329,3	1301,4	1301,4	2.254,1
Monofásico (A-terra) 0 Ohms	427,85	427,85	427,85	1.283,6
Monofásico (A-terra) 40 Ohms	55,03	55,03	55,03	165,08

Tabela 5.11: Correntes de curto-circuito na barra terminal do religador *com 50% de nível de penetração de PFs* instalados na rede (ponto D).

Tipo de curto-circuito	Ramo a montante da barra sob curto-circuito			Corrente de falta (A)
	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	
Trifásico	14,06	2.807,8	108,33	2.748,1
Bifásico (A-B)	0	1.438,2	1.441,4	2.496,6
Monofásico (A-terra) 0 Ohms	476,42	473,94	476,42	1.429,3
Monofásico (A-terra) 40 Ohms	61,27	55,85	61,27	183,82

Como proteção do transformador instalado no fim do ramal escolhido, utilizam-se fusíveis do tipo 6K para cada uma das fases. A Figura 5.10 mostra a curva do fusível protetor (6K) e do fusível protegido (15K). Adotando-se a norma de proteção da CPFL, mostrado na Tabela 4.6, a seletividade entre esses fusíveis é mantida até 230 A (que neste caso corresponde ao ponto de intersecção entre a curva do fusível 6K e o eixo x). Adicionalmente, a seletividade entre dois elos fusíveis em série é garantida se o tempo de interrupção do elo fusível protetor (o que está instalado mais longe da subestação e que deverá fundir em caso de defeito) for no máximo 75% do mínimo de fusão do elo protegido (aquele mais próximo da subestação e que não deverá fundir como proteção principal para um defeito a jusante do fusível protetor), conforme Figura 5.11.

Neste caso, a presença dos geradores pode fazer com que uma situação em que a seletividade é garantida (sem PFs) passe a apresentar perda de seletividade devido ao aumento da corrente que circula no ramal, devido à adição das contribuições dos geradores fotovoltaicos.

O prejuízo à seletividade causado pela contribuição dos painéis é tanto maior quanto menor for o nível de curto-circuito na subestação de média para baixa tensão.

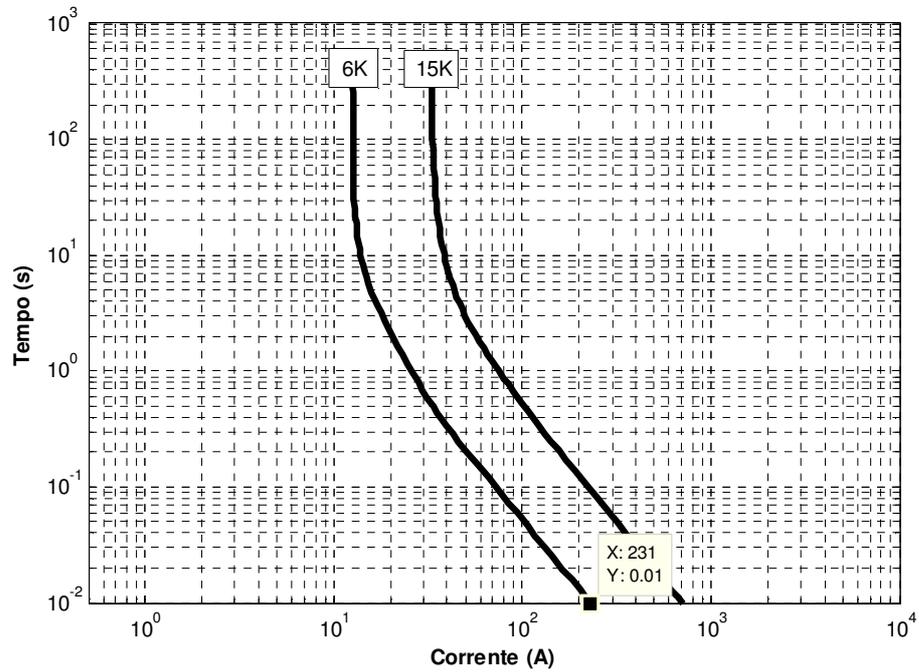


Figura 5.10: Seletividade fusível-fusível do ramal escolhido considerando o critério de corrente máxima.

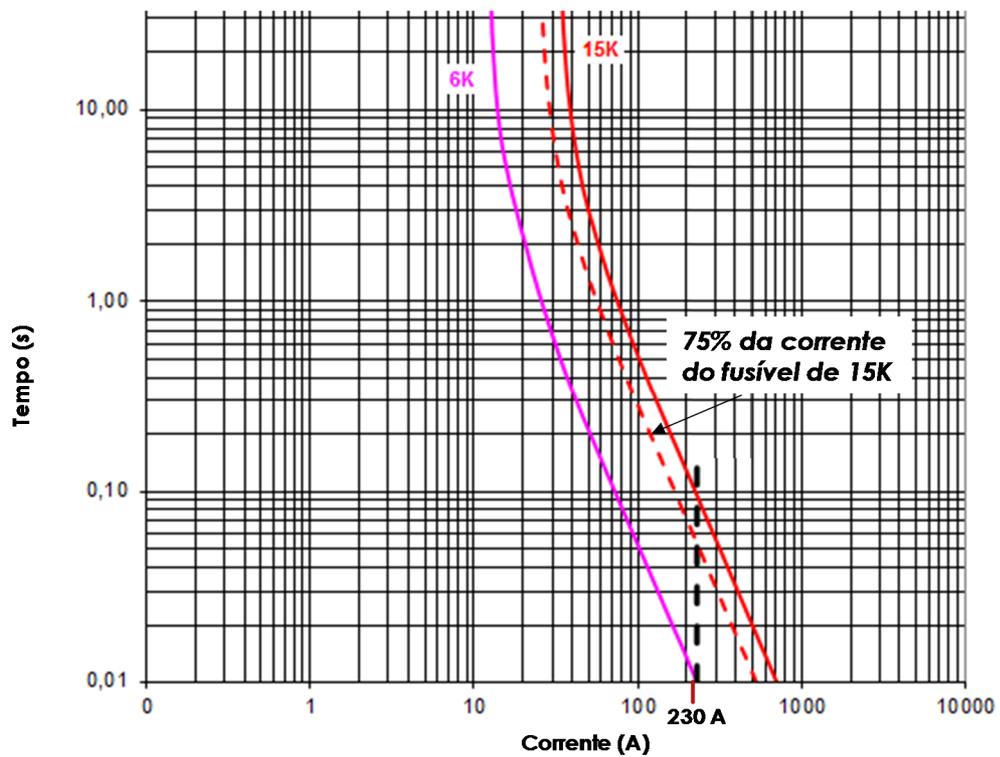


Figura 5.11: Seletividade fusível-fusível do ramal escolhido considerando o critério de 75% da corrente mínima.

5.1.5 Ponto E: barra mais distante da subestação

Este estudo considera uma situação de ocorrência de curto-circuito no fim de um ramal a jusante do religador, logo a jusante do fusível instalado no início desse ramal. Os resultados sem a existência de PFs, Caso 1, estão apresentados na Tabela 5.12 enquanto os resultados considerando a contribuição dos PFs estão apresentados na Tabela 5.13.

Tabela 5.12: Correntes de curto-circuito na barra mais distante da subestação *sem PFs* na rede (ponto E).

Tipo de curto-circuito	Ramo a montante da barra sob curto-circuito			Corrente de falta (A)
	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	
Trifásico	12,83	1.896,56	85,76	1821,9
Bifásico (A-B)	0	964,82	964,82	1.671,1
Monofásico (A-terra) 0 Ohms	352,50	352,50	352,50	1057,5
Monofásico (A-terra) 40 Ohms	53,49	53,49	53,49	160,48

Tabela 5.13: Correntes de curto-circuito na barra mais distante da subestação *com 50% de nível de penetração de PFs* instalados na rede (ponto E).

Tipo de curto-circuito	Ramo a montante da barra sob curto-circuito			Corrente de falta (A)
	I ₀ (A)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	
Trifásico	12,16	2.092,2	81,28	2.030,8
Bifásico (A-B)	0	1.071,9	1.071,9	1.856,6
Monofásico (A-terra) 0 Ohms	393,76	393,76	393,76	1.181,3
Monofásico (A-terra) 40 Ohms	59,75	59,75	59,75	179,26

Na barra mais distante da subestação existe um transformador protegido por um fusível do tipo 2H. A seletividade fusível-fusível do fusível do transformador com o do início do ramal (15K) é garantida até 180 A, de acordo com as normas da CPFL reproduzida na Tabela 4.5.

5.2 ESTUDO DA CONTRIBUIÇÃO DOS PAINÉIS CONECTADOS A JUSANTE DO FUSÍVEL E A INFLUENCIA DESTA CONTRIBUIÇÃO NA ATUAÇÃO INDEVIDA DOS FUSÍVEIS

Esta seção visa estudar o impacto da contribuição dos painéis instalados no secundário de um transformador de distribuição (MT:BT) na atuação dos fusíveis de proteção desse transformador dada a ocorrência de um curto-circuito a montante deste fusível. Portanto, analisa-se apenas a corrente no sentido jusante-montante. A Figura 5.12 mostra, para cada nível de tensão nos alimentadores primários da concessionária, a corrente nominal dos transformadores trifásicos (I_{nom} transformador) para diferentes valores nominais de potência. Em cada gráfico, mostra-se também a corrente mínima de atuação do fusível indicado pela norma da CPFL (Tabela 4.4) para o respectivo transformador (I_{min} fusível).

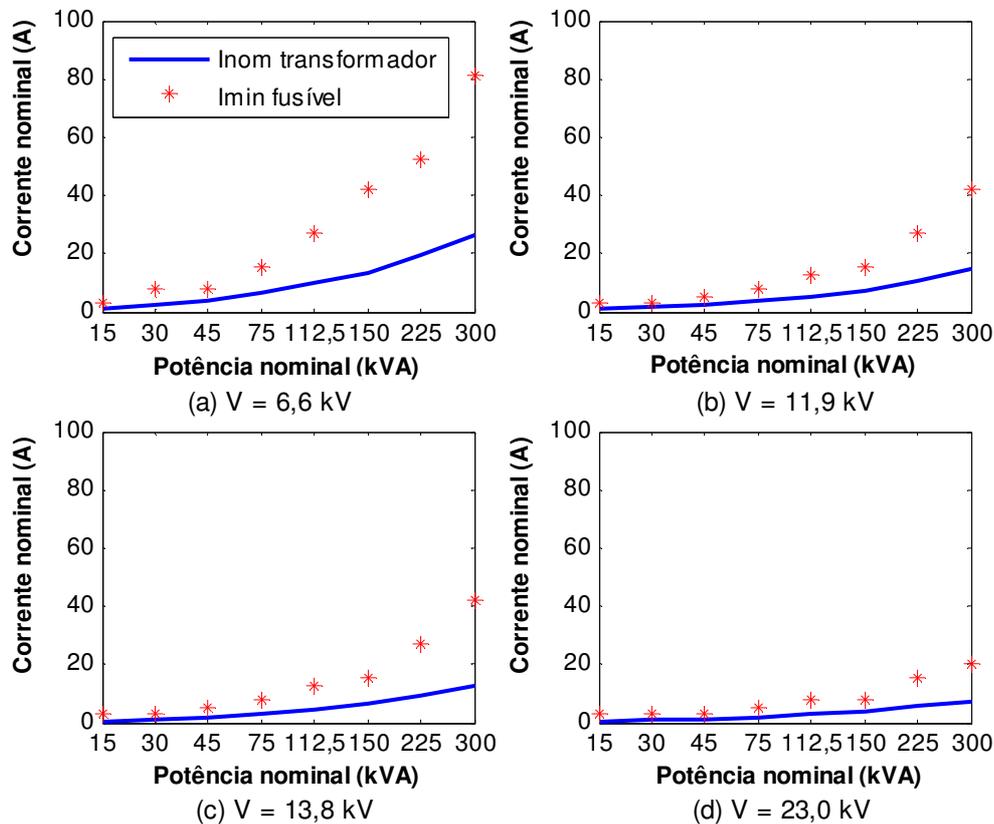


Figura 5.12: Corrente nominal dos transformadores de distribuição e a corrente mínima de atuação dos respectivos fusíveis de proteção.

Observa-se que mesmo que os painéis contribuam com a corrente nominal do transformador, os fusíveis não atuam. Casos extremos em que a contribuição dos painéis pode assumir o dobro do valor da corrente nominal do transformador (o que seria equivalente a ter uma potência total gerada pelos painéis fotovoltaicos igual à potência nominal do transformador) também foram estudados e, ainda assim, não foi identificado problema considerando-se este critério

em específico. Ressalta-se que, para que o fusível atue, a corrente deve permanecer no valor mínimo de atuação dos fusíveis ($I_{\text{min fusível}}$) por dezenas ou centenas de segundos, enquanto a contribuição de corrente de curto-circuito dos painéis tipicamente permanece por, no máximo, até 167 ms.

5.3 ESTUDO DA DIMINUIÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO DE CORRENTE DE CURTO CIRCUITO PROVENIENTE DA SUBESTAÇÃO

Outro fator importante que deve ser avaliado é a diminuição na contribuição de corrente de curto-circuito proveniente da subestação dado que parte da corrente de curto-circuito passa a ser fornecida pelos painéis fotovoltaicos. Para avaliar este caso, entre os pontos analisados (pontos A e E), são apresentados os valores de contribuição de corrente de curto-circuito de sequência positiva proveniente da subestação para curto-circuito trifásico no ponto A e no ponto E (não simultaneamente). Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 5.14.

Tabela 5.14: Diminuição da contribuição de corrente de curto-circuito da subestação.

Local	Corrente de sequência positiva fornecida pela subestação diante de um curto-circuito (kA)		Diminuição Relativa (%)
	Sem PFs	Com 50% de nível de penetração de PFs	
Ponto A	4,57	4,56	0,32
Ponto E	1,89	1,54	18,46

Observa-se que a diminuição na contribuição da subestação para o ponto do alimentador mais distante desta chega a 18,46%. Enquanto a contribuição da subestação pouco se altera, a corrente que circula pelo religador tende a aumentar devido à adição da contribuição de corrente dos painéis. Tal fato pode favorecer a coordenação entre relé e religador como ilustrado na Figura 5.13, em que a corrente que circula pelo relé da subestação e pelo religador mediante a ocorrência de um curto-circuito a jusante do religador é dada por $I_{\text{sem PF}}$; o intervalo de tempo de coordenação relé-religador é dado por $\Delta t_{\text{sem PFs}}$. Considerando a inserção massiva de painéis fotovoltaicos, a corrente que circula pelo relé diminui, assumindo o valor $I_{\text{sem PF}} - \Delta I_1$ e a corrente que circula pelo religador aumenta, assumindo o valor $I_{\text{sem PF}} + \Delta I_2$. Tal condição resulta no aumento do intervalo de tempo de coordenação relé-religador para $\Delta t_{\text{com PFs}}$.

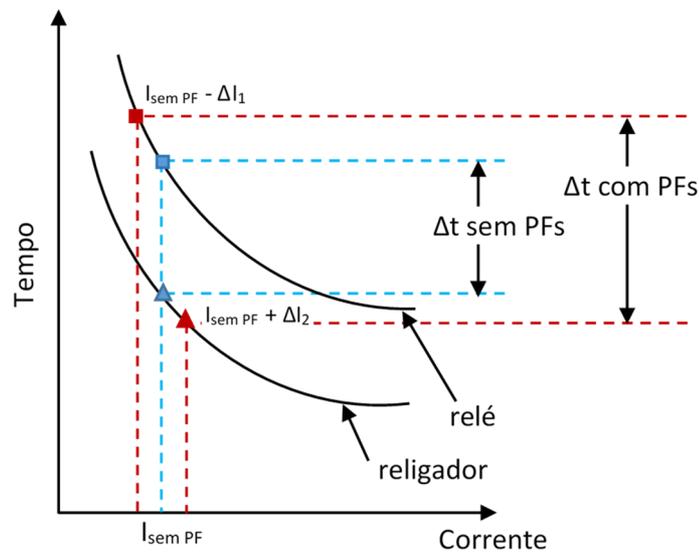


Figura 5.13: Impacto da inserção massiva de painéis fotovoltaicos na coordenação relé-religador.

Esta situação é possível de ocorrer em alguns casos desde que haja uma concentração relevante de PFs entre a subestação e o religador.

5.4 COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma análise qualitativa sobre os potenciais impactos da contribuição de corrente proveniente dos painéis fotovoltaicos na coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção instalados nos alimentadores de distribuição de energia elétrica.

As principais conclusões obtidas com as análises realizadas são:

- Curtos-circuitos em uma barra entre a subestação e o religador – é possível haver a atuação indesejada do religador caso não haja informação de direcionalidade.
- Curtos-circuitos em barra terminal (lado carga) do religador – um aumento é observado na corrente de curto-circuito devido à massiva penetração dos painéis fotovoltaicos. Apesar de manter-se acima do valor de pick-up do religador, este aumento pode favorecer, em determinados casos, a melhoria da coordenação entre religador e disjuntor/relé da subestação, conforme explicação da Seção 5.3.
- Curtos-circuitos em barra terminal (lado carga) de um fusível de ramal – neste caso, o aumento da corrente de curto-circuito pode fazer com que alguns casos de curto-circuito que apresentariam uma corrente menor que B, na Figura 5.14, passe a apresentar corrente maior que B, resultando na perda de coordenação e seletividade religador - fusível. Contudo, como tipicamente as correntes de curto-circuito nos alimentadores da CPFL já são elevadas, pouco impacto observa-se neste aspecto.

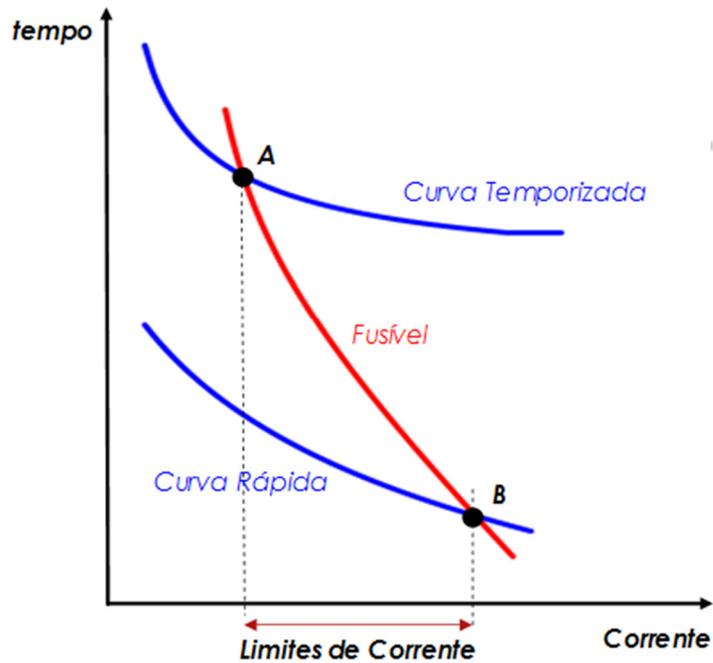


Figura 5.14: Coordenação e seletividade entre religador e fusível.

- Curtos-circuitos em barra inicial de um transformador de distribuição (lado de MT) – análogo ao observado para coordenação e seletividade religador-fusível, é possível que em alguns casos, a seletividade fusível-fusível seja perdida.

Ressalta-se que o seccionizador não foi explorado por ser um equipamento que não é muito utilizado atualmente. Antigamente usava-se pelo atrativo de custo em relação ao religador. Porém com o uso mais intenso do religador, e evolução tecnológica, o custo do religador se aproximou muito do seccionizador. Os que existem estão sendo retirados pouco a pouco. Em virtude disto, tem-se preferido o uso de religadores naqueles locais onde existiam seccionizadores.

5.4.1 Possíveis Soluções

Como possíveis soluções para os problemas mencionados neste capítulo, caso existam, destacam-se:

- Utilização da função de sobrecorrente direcional, principalmente no religador;

- No caso do fusível de proteção do transformador de distribuição, o uso de fusíveis limitadores de corrente pode prevenir maiores danos nos transformadores.

Algumas referências discutem o uso de fusíveis possivelmente controlados eletronicamente para os ramais laterais, permitindo melhor coordenação mediante a variação da corrente de falta devido a mudanças na quantidade de painéis conectados. Outra solução, apesar de elevar o custo de implantação, é o uso de teleproteção.

CAPÍTULO 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados obtidos neste trabalho mostram que o tipo de curto-circuito mais preocupante é o curto-circuito trifásico, em que a corrente de contribuição dos painéis fotovoltaicos durante o curto-circuito pode chegar a 2 pu, ou seja, duas vezes seu valor nominal. A duração desta contribuição pode ser de até 10 ciclos, ou seja, 167 ms. Quanto ao curto-circuito monofásico, os resultados do Capítulo 2 mostram que a contribuição é consideravelmente menor.

No Capítulo 5, os estudos apresentados são extremamente conservadores, com 50% de penetração de painéis fotovoltaicos (com relação à potência nominal dos transformadores de distribuição), contribuição de corrente igual a 2 pu, por 167 ms, para todos os tipos de curto-circuito. De forma geral, os resultados obtidos são qualitativos e o resumo dos possíveis impactos técnicos é apresentado a seguir.

O aumento na magnitude da corrente de curto-circuito pode:

- Prejudicar a coordenação religador - elo fusível;
- Diminuir a vida útil de condutores e/ou transformadores de distribuição mediante a ocorrência de curtos-circuitos;
- Resultar em níveis de corrente que excedam a capacidade de interrupção do equipamento.

A alteração na direção da corrente de curto-circuito ou adição de novos fluxos não existentes antes da adição dos PFs pode:

- Causar atuação indesejada de religadores ou disjuntores;
- Dessensibilizar os relés de fase.

O aumento no tempo de contribuição dos PFs e outros geradores distribuídos comparado à contribuição da subestação apenas pode:

- Aumentar os danos aos condutores e equipamentos;
- Resultar em eliminações de faltas temporárias menos eficientes.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho foi elaborado a partir de um sistema de distribuição de características predominantemente urbana e com nível de curto-circuito relativamente alto. Foi verificado que a conexão massiva de PFs neste sistema pouco afeta a contribuição suprida pelo sistema existente. É esperado que o comportamento seja o mesmo para sistemas de distribuição semelhantes.

Como trabalhos futuros é possível realizar testes análogos em outros alimentadores mais longos, com menor nível de curto-circuito, de forma a avaliar o quanto a contribuição do sistema existente para corrente de curto-circuito afeta a sensibilização da proteção do alimentador (relé). Estas avaliações permitirão complementar o trabalho atual.

A partir de um certo momento, haverá necessidade da concessionária de energia ter um eficiente gerenciamento das conexões de PFs no sistema de distribuição visando acompanhar a performance das proteções existentes. Assim, recomenda-se a pesquisa e desenvolvimento de um método de gerenciamento centralizado para o controle e supervisão das proteções de todo o sistema (PFs e do sistema de distribuição) para tomada de decisões. Este estudo deve sinalizar por exemplo, a partir de que montante de geração por PF haverá necessidade de alterações nas proteções existentes.

Outra proposta seria estudar a padronização de resposta de contribuição para correntes de curto-circuito de inversores, em função da tensão de operação, a exemplo do sugerido em [18].

CAPÍTULO 7. REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012” [Online]. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015” [Online]. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- [3] J. Keller and B. Kroposki, “Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources” [Online]. Disponível em: <www.nrel.gov/docs/fy10osti/46698.pdf>.
- [4] M. Coddington, B. Kroposki, and T. Basso, K. Lynn, C. Herig, W. Bower, “High-Penetration Photovoltaic Standards and Codes Workshop,” *Workshop Proceedings*, Denver, Colorado, May 20, 2010.
- [5] T. K. Abdel-Galil, A. E. B. Abu-Elanien, E. F. El-Saadany, A. Girgis, Y. A.-R. I. Mohamed, M. M. A. Salama, H. H. M. Zeineldin, “Protection Coordination Planning with Distributed Generation”, *Natural Resources Canada Report*, Jun. 2007.
- [6] Glossário de Termos Técnicos do PRODIST, Procedimentos de Distribuição, Módulo 1, revisão 9.
- [7] Advanced Energy. “Neutral Connections and Effective Grounding”. [Online]. Disponível em: <http://solarenergy.advanced-energy.com/upload/File/White_Papers/ENG-TOV-270-01%20web.pdf>.
- [8] N. Tleis, *Power System Modelling and Fault Analysis, Theory and Practice*, Oxford: Newnes, 2008.
- [9] F. Sato, W. Freitas, *Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica* (1 ed.). Elsevier, 2015.
- [10] P. C. Sen, *Principles of Electric Machines and Power Electronics*, 3rd Edition, 640 p., September 2013.
- [11] M. E. Baran, I. El-Markaby, “Fault analysis on distribution feeders with distributed generators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1757-1764, Nov. 2005.

- [12] A. J. Rodolakis, "A comparison of North American (ANSI) and European (IEC) fault calculation guidelines," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, no. 3, pp. 515-521, May/June 1993.
- [13] L. Wei, Y. Guosheng, Z. Zexin, L. Qingmian, D. Dingxiang, L. Yu, "Impact of the distributed photovoltaic on the current protection of 10kV distribution network," 2013 *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, vol., no., pp.1,4, 8-11 Dec. 2013.
- [14] R. Bravo, S. Robles, "Transformerless Solar PV Inverters Test Reports," *Advanced Technology, Engineering & Technical Services*, SCE. [Online]. Disponível em: <<http://eetd.lbl.gov/sites/all/files/transformerless-solar-pv-inverters.pdf>>.
- [15] R. J. Bravo, R. Yinger, S. Robles, "Three phase solar photovoltaic inverter testing", *Proceedings 2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp.1-5, 2013.
- [16] "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," in *IEEE Std 1547-2003*, vol., no., pp.1-28, July 28 2003.
- [17] UL Standard 1741, "Inverters, Converters, and Controllers for Use in Independent Power Systems", 2002.
- [18] M. McGranaghan, T. Ortmeyer, D. Crudele, T. Key, J. Smith, P. Barker, "Renewable Systems Interconnection Study: Advanced Grid Planning and Operations". *Sandia Report SAND2008-0944 P*, 2008.
- [19] Mathworks®, SimPowerSystems: Model and Simulate Electrical Power Systems. [Online]. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/products/simpower/>>.
- [20] PSS® Sincal, Integrated Power System Engineering Software. [Online]. Disponível em: <<http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/software-solutions/planning-data-management-software/planning-simulation/pss-sincal/pages/pss-sincal.aspx>>.
- [21] ETAP®, Electrical Power Systems Design and Analysis Software. [Online]. Disponível em: <<http://etap.com/electrical-power-system-software/etap-products.htm?lang=en-US>>.
- [22] Roger C. Dugan, Reference Guide the Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Operation Manual V7.4.3, 2012.

- [23] CYME[®], CymDist: Distribution System Analysis. [Online]. Disponível em: <<http://www.cyme.com/software/cymdist/>>.
- [24] CPFL. GED-2912 – Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente. [Online]. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/atendimento-a-consumidores/orientacoes-tecnicas/publicacoes-tecnicas/Paginas/normas-tecnicas.aspx>>.

ANEXO

Guia de Orientação para uso do Software CYME[®] em Estudos de Conexão de Geradores Fotovoltaicos no Sistema de Distribuição da CPFL

GUIA DE USO DO PROGRAMA CYME®

Estudo da Conexão de Geradores Fotovoltaicos no Sistema
de Distribuição da CPFL

CPFL - Planejamento do Sistema Elétrico – REP
UNICAMP

Maio 2016

ÍNDICE

1. OBJETIVO.....	3
2. MOTIVAÇÃO.....	3
3. PREPARAÇÃO DOS DADOS.....	4
3.1. EXPORTAÇÃO DE REDE DO GISD PARA O CYME®	4
3.2. PARAMETRIZAÇÃO DA SE	5
3.3. CONSTRUÇÃO DE REDE	6
3.4. INSTALAÇÃO DE NOVOS EQUIPAMENTOS	7
3.4.1. Transformador de Distribuição	9
3.4.2. Rede de Distribuição	9
3.4.3. Gerador Fotovoltaico	11
4. ANÁLISES.....	12
4.1. PERFIL DE TENSÃO	12
4.2. CARREGAMENTO DE ALIMENTADORES.....	17
5. CURTO-CIRCUITO	17
6. CRITÉRIOS PARA INDICAÇÃO DE OBRAS	19
6.1. TENSÃO	19
6.2. CARREGAMENTO DE ALIMENTADORES	20
6.3. CURTO-CIRCUITO	20
7. RESPONSÁVEL.....	20
8. CONTROLE DE ALTERAÇÕES	20

1. OBJETIVO

Orientar o uso do programa CYME® para estudos de proteção de sobrecorrente e de fluxo de potência em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores fotovoltaicos (PFs).

2. MOTIVAÇÃO

No grupo CPFL são usadas 2 ferramentas computacionais para análises de planejamento do sistema elétrico de média tensão.

Para o planejamento do sistema das empresas do grupo CPFL Energia é usado o programa Rede, desenvolvido pela CPFL Paulista. Na RGE usa-se o programa Interplan, desenvolvido pela empresa Daimon.

Contudo, o programa Rede não permite a análise de conexão de geradores e a única ferramenta disponível comum a todas as empresas do grupo é o programa CYME®.

Com a crescente solicitação de geração solar fotovoltaica no sistema de distribuição de baixa e média tensão, há necessidade de que o corpo técnico da CPFL esteja preparado para os casos em que uma análise mais detalhada se mostre necessária.

Assim, deseja-se configurar ou customizar algumas funções do programa CYME® para que a análise seja de maneira simples com o menor tempo possível.

Desta forma, é desejado que o programa CYME® proporcione as seguintes funcionalidades:

- a) Ajuste dos parâmetros do sistema de distribuição sob análise (impedância equivalente da subestação, tensão operativa, parâmetros de rede, etc.);
- b) Procedimentos para avaliar os resultados do fluxo de potência (tensão ao longo do sistema, fluxos de potência ativa e reativa, perdas, etc.);
- c) Procedimentos para avaliar as contribuições de corrente de curto-circuito das diversas fontes inseridas no sistema.

3. PREPARAÇÃO DOS DADOS

Nos itens que seguem, onde estiver escrito Cymdist, entenda-se CYME®.

3.1. Exportação de rede do GISD para o CYME®

Um modo de exportação pode ser conforme segue:

- a) No GISD ⁽¹⁾, acionar o comando “Simulação Cymdist”

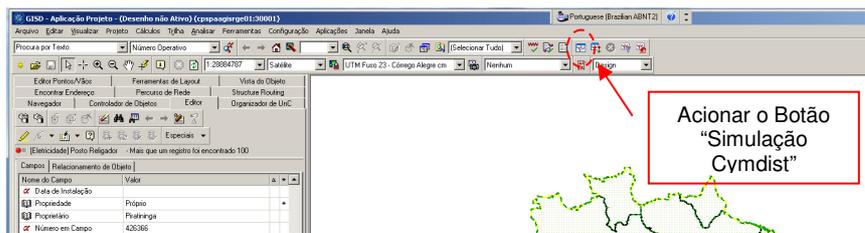


Figura 1 - Menu de exportação

- b) Na caixa de comando “Interface de Simulação do Cymdist”, habilitar as funções “Filtrar rede; Ir para a rede; Iniciar Cymdist” e selecionar os alimentadores do sistema em análise.

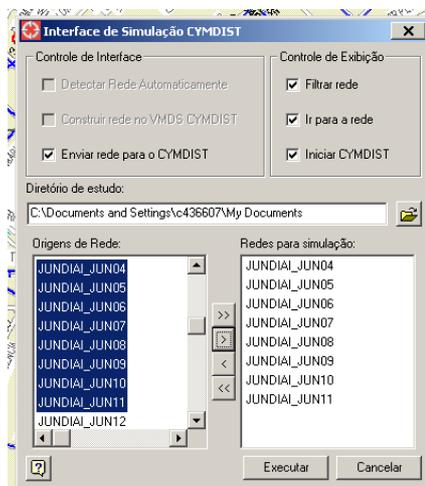


Figura 2 - Escolha dos alimentadores

- c) Acionar o comando “Executar”.

O programa Cymdist é executado após o último comando, mostrando a rede selecionada.

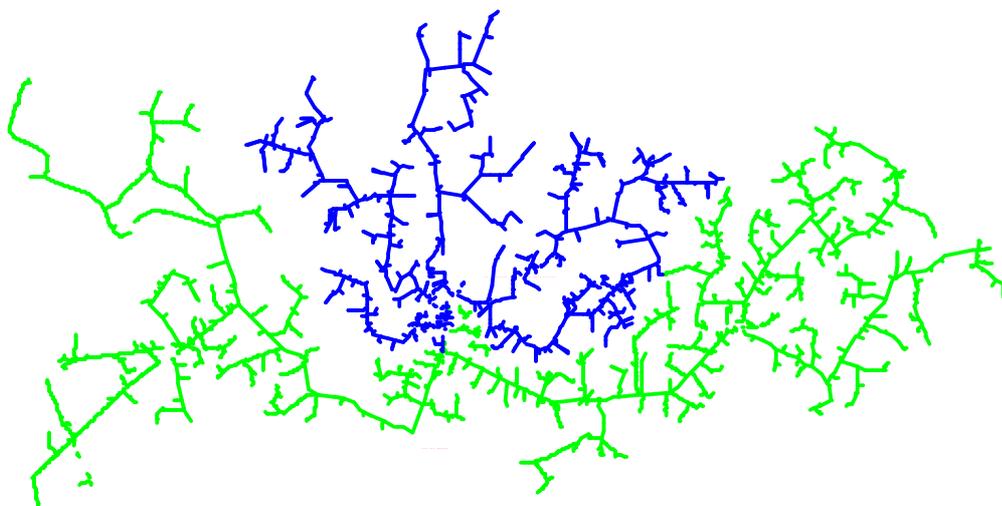


Figura 3 - Rede exportada

Obs.: Foi observado que elementos não cadastrados corretamente no GISD, tiveram as propriedades alteradas para os valores de “default” do Cymdist. Estes elementos são identificados com algum atributo de violação pelo Cymdist, após rodar o fluxo de potência. Por exemplo, podem existir cabos que estão sem arranjo no GISD (indicação "?") e no Cymdist a impedância vem com "99.9999".

3.2. Parametrização da SE

Geralmente na exportação do GISD para o CYME®, as impedâncias equivalentes do lado de média tensão não acompanham os dados da SE.

Toda saída de alimentador deverá estar atrelada à respectiva fonte criada.

Os passos que seguem mostram os procedimentos para a criação da nova fonte:

- a) Acessar o menu “Equipment/Source”;
- b) Em Equipment List, acionar o botão “+”. Será aberta uma janela para inserir o nome da fonte. Por exemplo “DISJ13_CJU”, significando disjuntor de 13,8 kV da SE Cajuru;
- c) Inserir os valores em cada campo:
 - Tensão Nominal: 13,8 kV
 - Tensão de Operação: 13,68 kV
 - Impedâncias Equivalentes: Z1 e Z0 (Ohms)
- d) Configuração: Estrela Aterrada.

3.3. Construção de Rede

Geralmente há necessidade de construção de rede (BT ou MT) a partir de determinado ponto até o local de instalação da geração PF.

Nestes casos, recomenda-se seguir os seguintes passos:

- Edit/Add Network;
- Posicionar o ponteiro do mouse onde se deseja iniciar a construção de rede e acionar o botão esquerdo do mouse 2 vezes;
- Na janela seguinte, em Line Id, escolher a configuração de rede desejada.

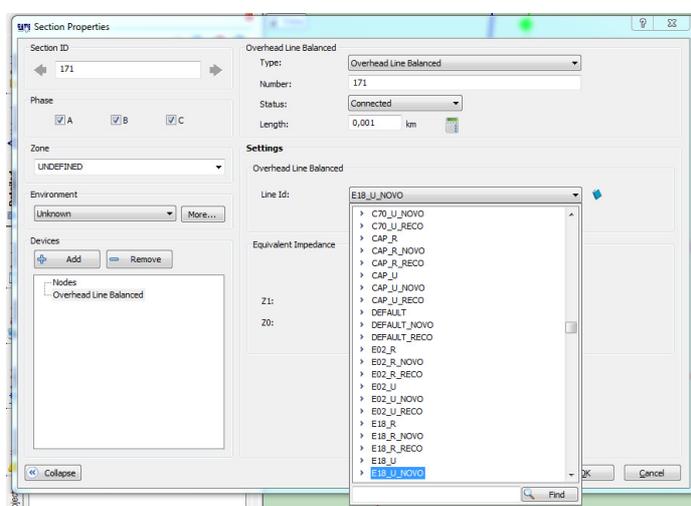


Figura 4 - Modelamento de rede

Quando se inserem trechos, automaticamente o programa calcula o seu comprimento. Caso a extremidade do trecho seja deslocada, o programa mantém o comprimento original e se precisar atualizar o comprimento, deve-se acionar o comando "Calculate Length".

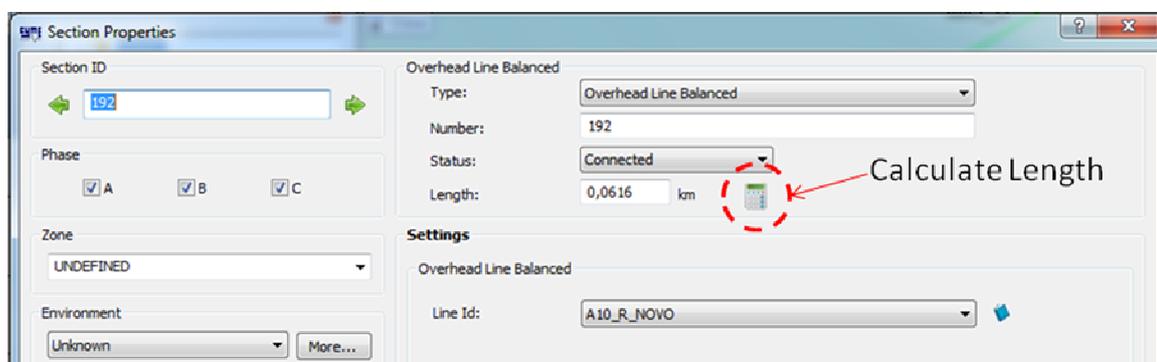


Figura 5 - Redimensionamento de rede

3.4. Instalação de Novos Equipamentos

Um procedimento para inserir novos equipamentos é descrito a seguir:

- a) Selecionar o trecho de rede em que se deseja instalar o equipamento;
- b) Com o botão direito, selecionar “*Properties*”;
- c) Em “*Devices*” acionar o botão “+ *Add*”;

Neste momento uma relação de equipamento é mostrada e pode-se então escolher aquele desejado conforme a Figura 6.

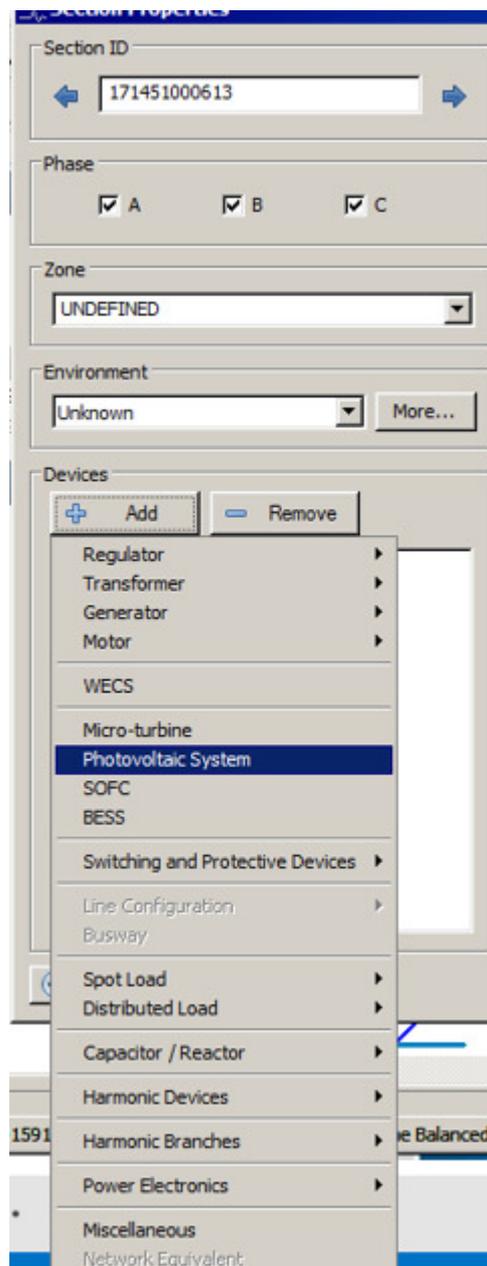


Figura 6 - Escolha de equipamento

Todos os equipamentos do sistema de distribuição são disponibilizados, podendo assim escolher qualquer um, desde que previamente cadastrado. Caso não exista um determinado equipamento, deverá ser criado um novo através do menu “*Equipment*”.

Alguns equipamentos essenciais e específicos de cada instalação deverão ser criados, como:

- Transformador de distribuição, quando for necessário simular PFs na rede de baixa tensão;

- Redes de distribuição de baixa tensão;
- Gerador fotovoltaico (PF).

3.4.1. Transformador de Distribuição

Para cadastrar um transformador deve se ter os dados básicos, como:

- Potência (kVA);
- Tensão primária/secundária (kV ou V);
- Impedância (%);
- Configuração de ligação.

Exemplo de um transformador de 75 kVA:

The screenshot shows a software window with the following configuration details:

Category	Parameter	Value	Unit
Nominal Data	Transformer Type	Three Phase	
	Insulation Type	Liquid-filled	
	Winding Type	Core Form	
	Nominal Rating	75	kVA
	Primary Voltage	13,8	kVLL
	Secondary Voltage	0,22	kVLL
	No Load Losses	0,0	kW
	Reversible	<input checked="" type="checkbox"/>	
Sequence Impedances	Z1	7,0	%
	Z0	7,0	%
	X1/R1	40,0	
	X0/R0	40,0	

Configuration options on the right side of the window include:

- Primary:
- Secondary:
- Phase Shift: Dyn1

Figura 7 - Escolha do transformador

3.4.2. Rede de Distribuição

As redes de distribuição existentes estão disponíveis através do menu:

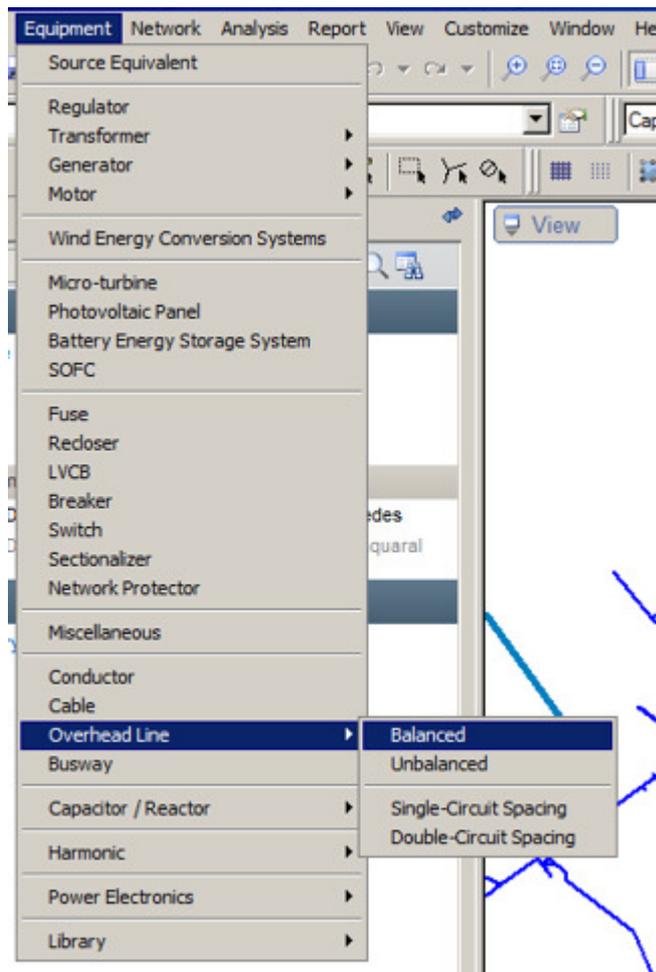


Figura 8 - Escolha da rede de distribuição

Neste processo são mostradas todas as configurações disponíveis e havendo necessidade de uma diferente, usa-se o mesmo processo para cadastrar transformador.

Exemplo de uma rede primária com cabo 336 MCM.

Equivalent Impedances

Computed from conductors and spacing
 User defined

	R ohms/km	X ohms/km	G $\mu\text{S}/\text{km}$	B $\mu\text{S}/\text{km}$
Positive Sequence:	0,1876	0,3872	0,0	0,0
Zero Sequence:	0,4609	1,317	0,0	0,0

Block impedance update

Calculated At

Frequency: 60,0 Hz

Temperature: 25,0 °C

Figura 9 - Parametrização de rede específica

3.4.3. Gerador Fotovoltaico

São disponibilizados alguns modelos de geração distribuída (*DG Models*). As configurações do *DG Model* incluem as seguintes opções de fontes de geração:

- a) *Photovoltaic*;
- b) *Micro-turbine*;
- c) *Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)*;
- d) *Wind Energy Conversion System (WECS)*;
- e) *Electronically coupled generator (ECG)*.

As opções “a” e “e” são as mais indicadas para simulação com geração fotovoltaica.

A opção “*Photovoltaic*” é um modelo dinâmico que pode considerar a influência de passagem de nuvens, dos inversores e dos arranjos e características dos painéis fotovoltaicos.

Já o modelo “*Electronically coupled generator*” é bem mais simples, necessitando apenas da potência nominal, tensão operativa e contribuição para a corrente de curto-circuito do sistema fotovoltaico.

Exemplo de um sistema de 5 kW/220 V:

Nominal Rating		
Rated Power:	5	kVA
Rated Voltage:	0,22	kVLL
Active Generation:	5	kW
Power Factor:	100	%
Fault Contribution:	200	% of rated current

Figura 10 - Modelo ECG

Simulações realizadas entre os dois modelos mencionados, verificou-se que os resultados foram iguais e como não há necessidade de análise dinâmica, é adotado o modelo ECG neste manual.

Assim, da mesma maneira para todos os equipamentos, há necessidade prévia de que o painel fotovoltaico esteja cadastrado na biblioteca interna de equipamentos do CYME®.

4. ANÁLISES

O programa permite uma série de avaliações, porém para a conexão de geradores fotovoltaicos recomenda-se ao menos 3 análises:

- a) Perfil de tensão no sistema de distribuição;
- b) Carregamento de alimentadores;
- c) Curto-circuito.

As duas primeiras análises são executadas através da opção *Analysis/Load Flow*, enquanto a terceira pela opção *Analysis/Fault Analysis/Short Circuit*.

4.1. Perfil de Tensão

Geralmente as análises de planejamento envolvem um horizonte de até 5 anos, mas as situações mais severas em termos de tensão e perdas ocorrem quando a carga é a mínima registrada, ou período de carga leve. Portanto, é suficiente a análise no ano corrente e no período de carga leve.

Uma vez modelado o sistema a ser avaliado conforme item 3, pode-se executar o programa acionando a opção *“load flow”*:

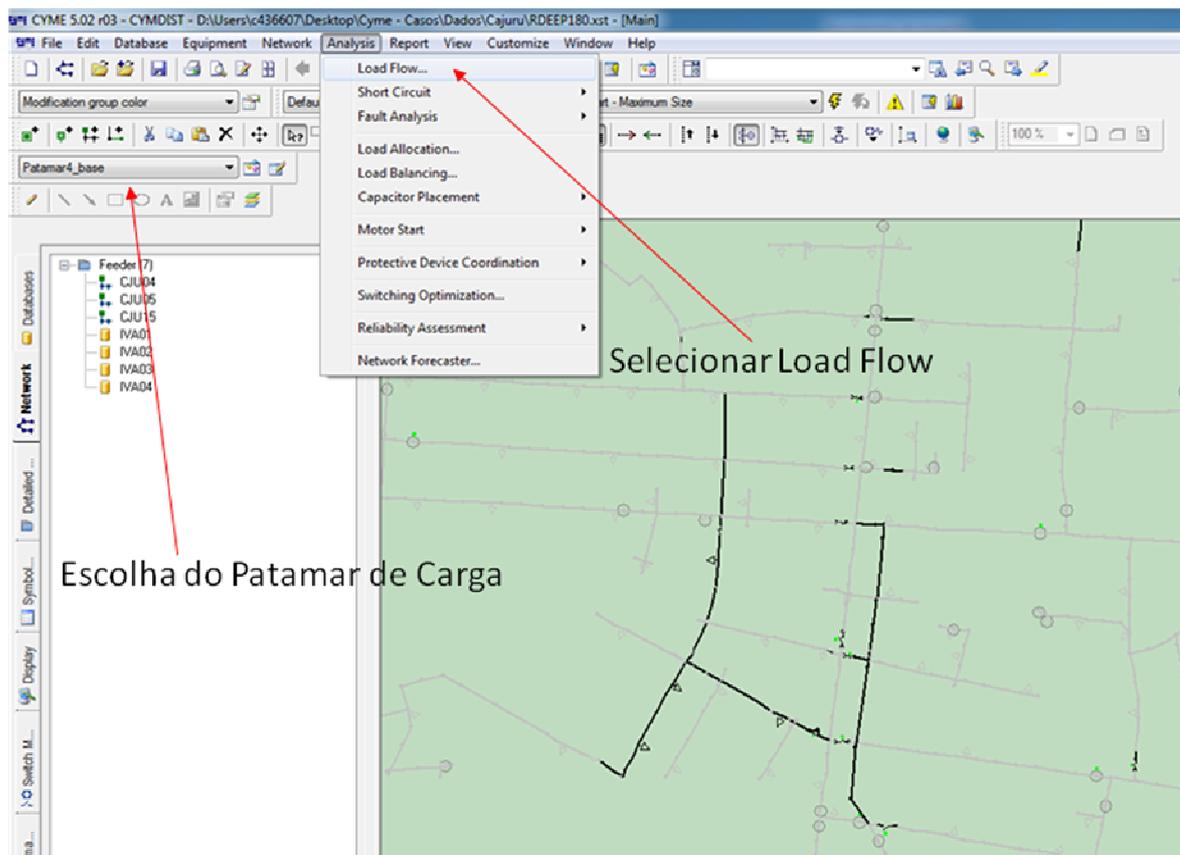


Figura 11 - Execução de "load flow"

Na próxima janela que surge, acionar o botão "Run" para executar os cálculos de fluxo de potência. Os resultados em cada trecho podem ser visualizados através do comando "Ctrl V", quando surgirá uma caixa de texto.

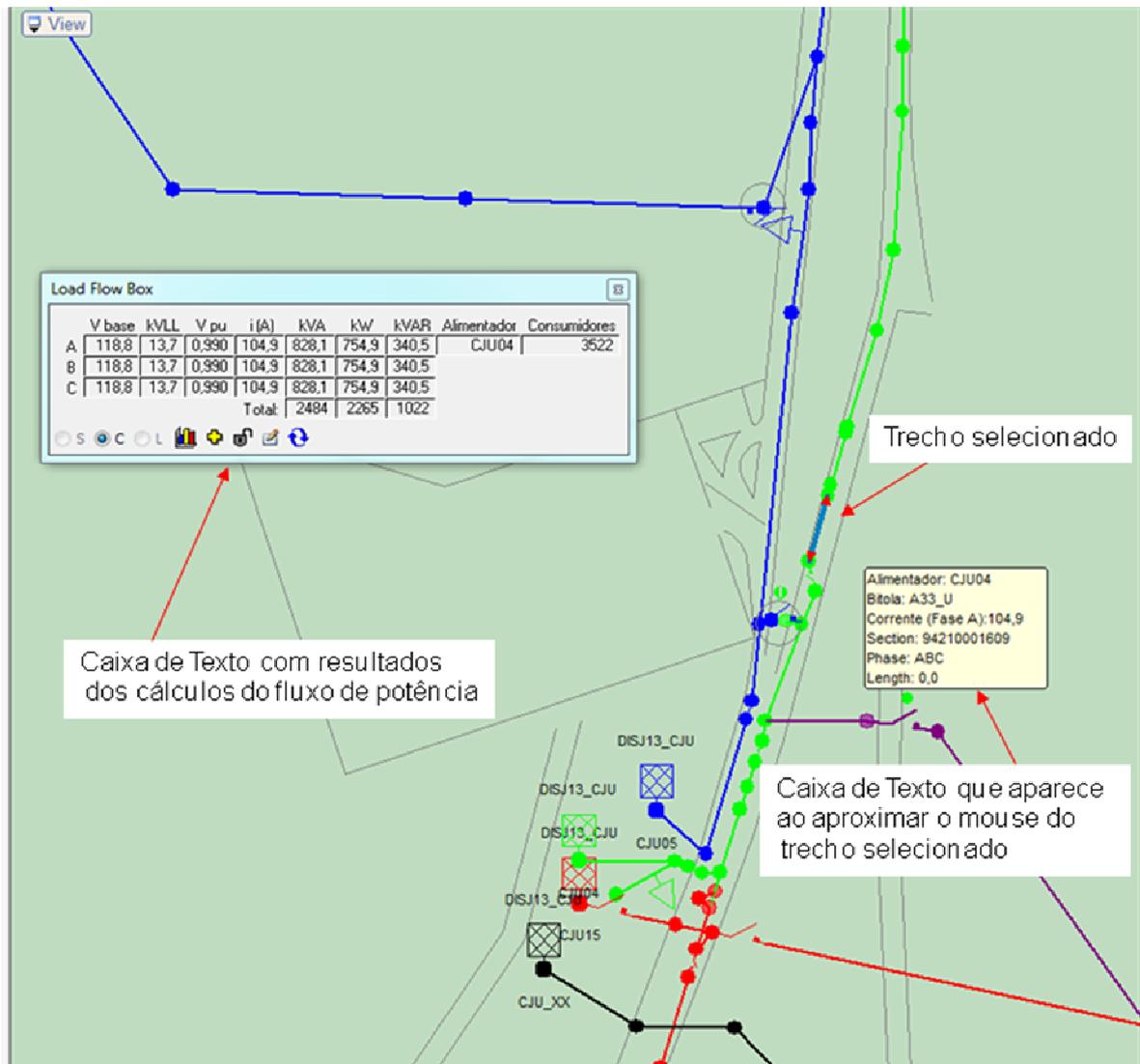


Figura 12 - Visualização dos resultados

É possível formatar a caixa de texto com outras informações. No exemplo da figura, foi inserida a identificação do alimentador e a quantidade de consumidores a jusante do trecho selecionado.

O perfil de tensão pode ser visto acionando na caixa de texto o botão "Chart Selection". No caso, foi configurado o gráfico para mostrar a tensão entre fases.

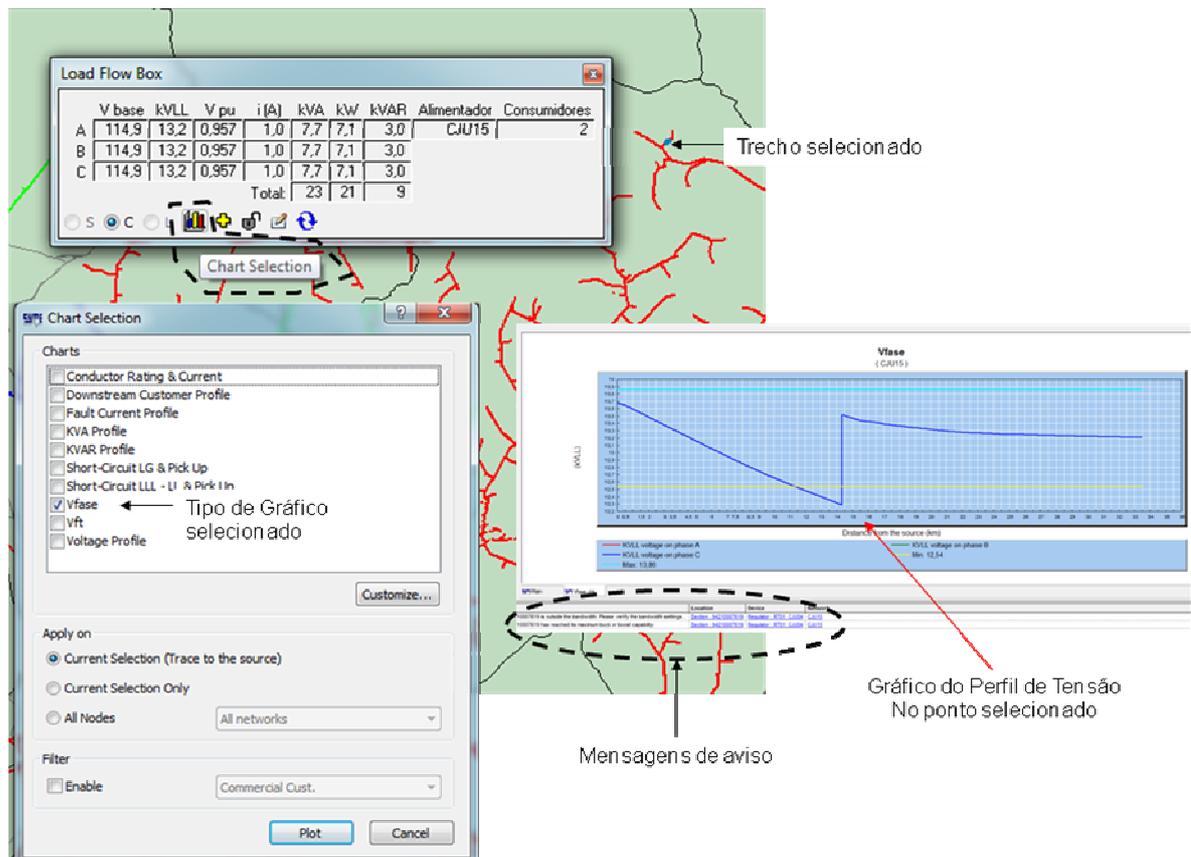


Figura 13 - Gráfico de perfil de tensão

No caso da instalação de geração fotovoltaica em um determinado ponto como na figura abaixo, é possível avaliar a variação de tensão sem a geração e com a geração:

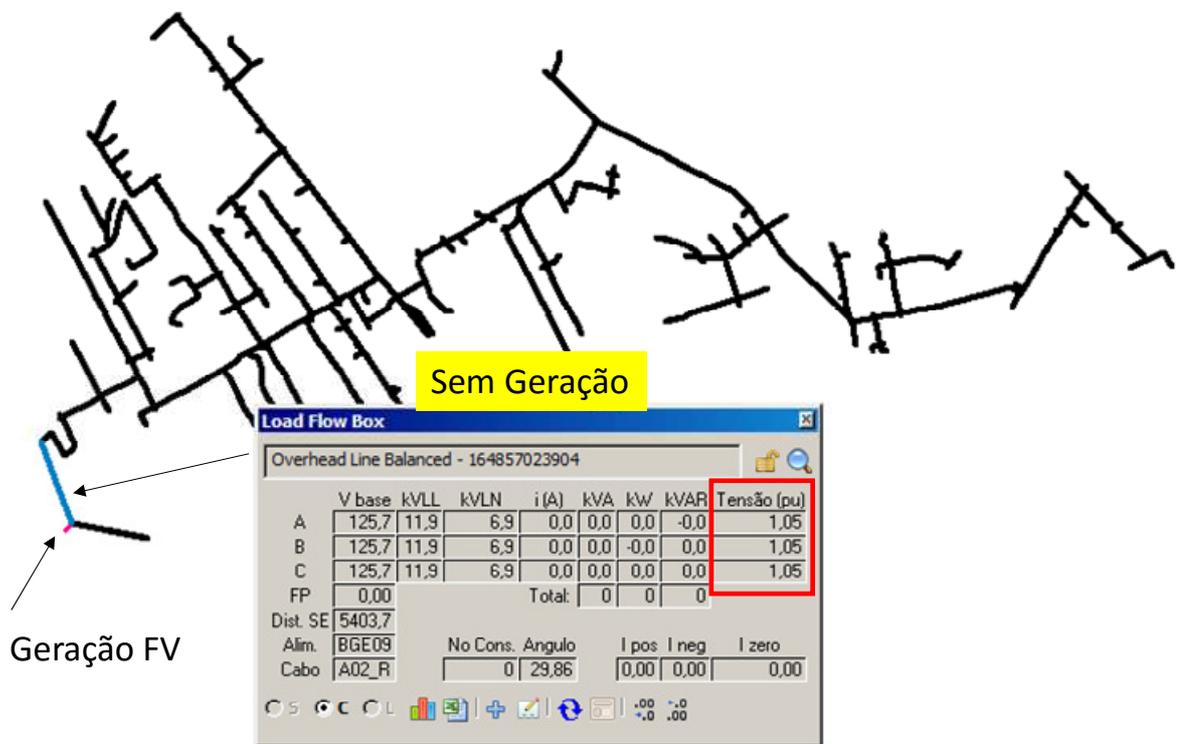


Figura 14 - Análise de tensão sem a geração fotovoltaica

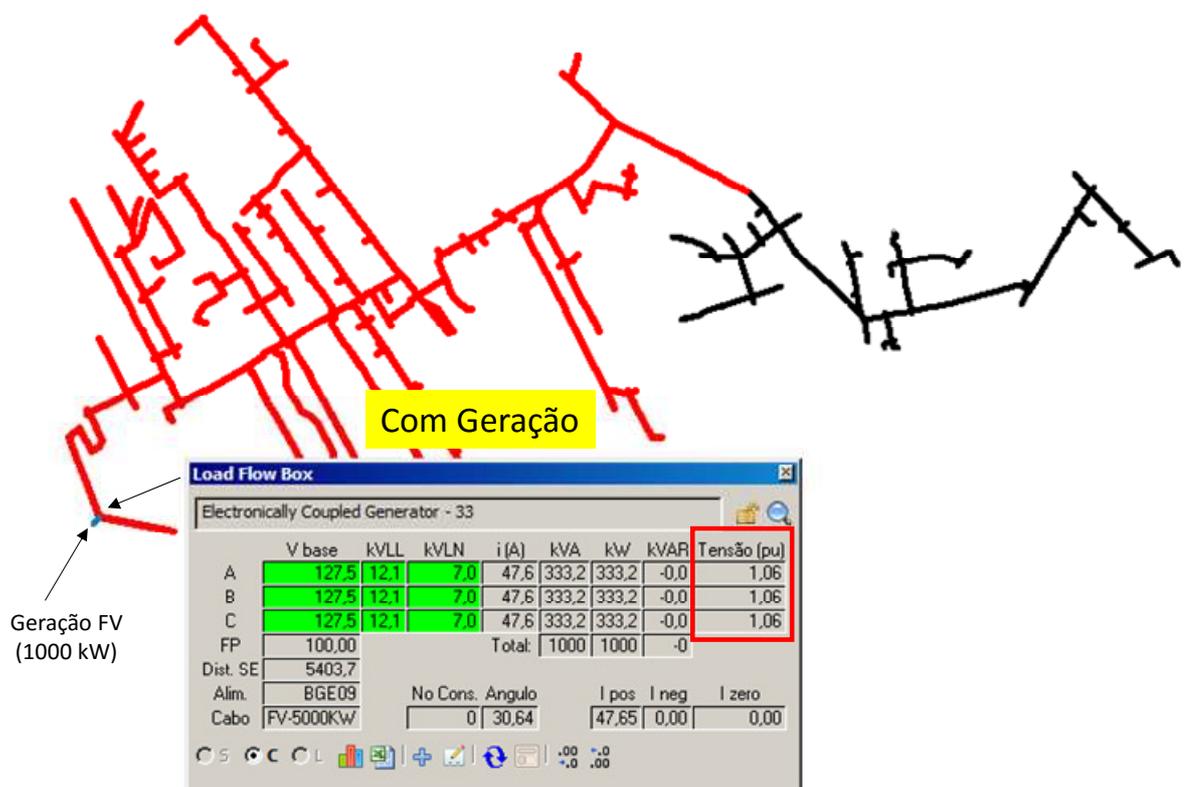


Figura 15 - Análise de tensão com a geração fotovoltaica

Nos resultados apresentados acima, nota-se que a instalação de uma fonte de geração fotovoltaica, concentrada em um ponto pode elevar a tensão em 1%. A cor vermelha no diagrama unifilar indica os locais afetados pela sobretensão.

4.2. Carregamento de Alimentadores

O carregamento dos alimentadores pode ser verificado, selecionando a saída do seu disjuntor. Se quiser o carregamento de determinado trecho, basta selecioná-lo.

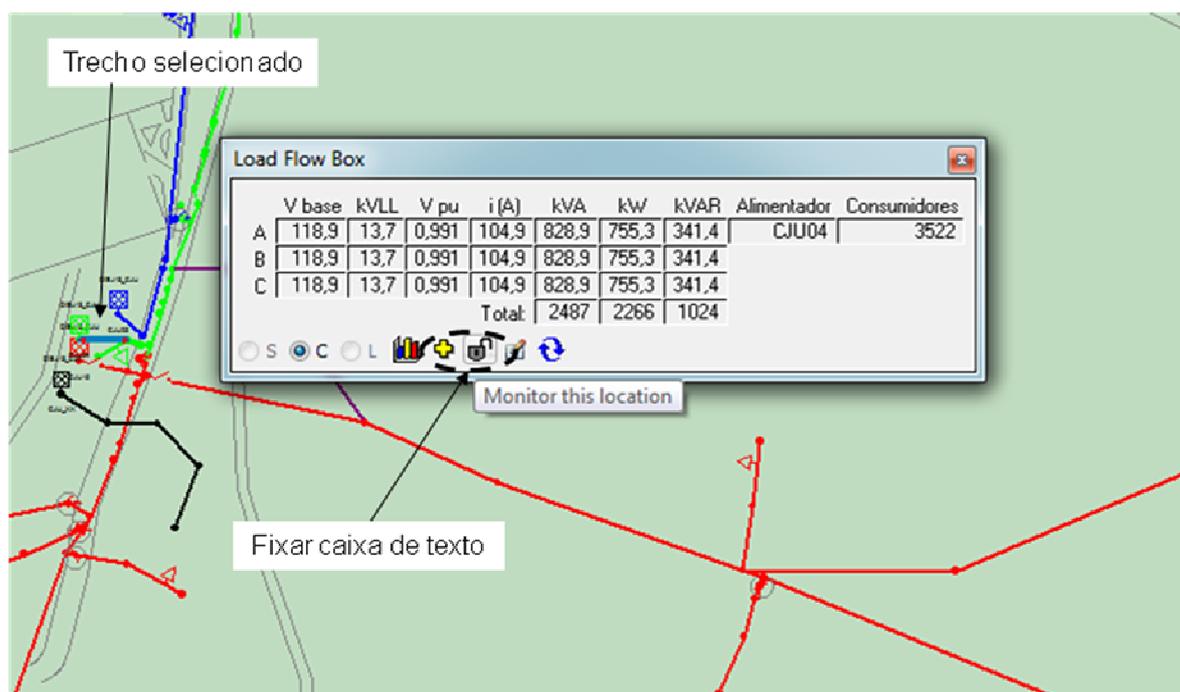


Figura 16 - Carregamento do alimentador

5. CURTO-CIRCUITO

A análise de curto circuito é realizada como mostrado na Figura 17.

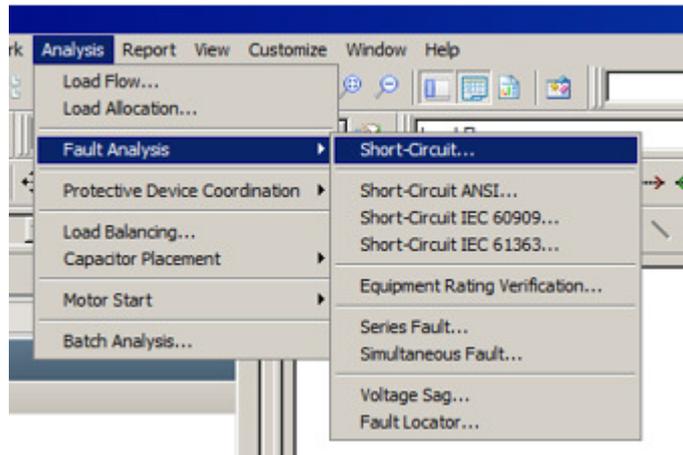
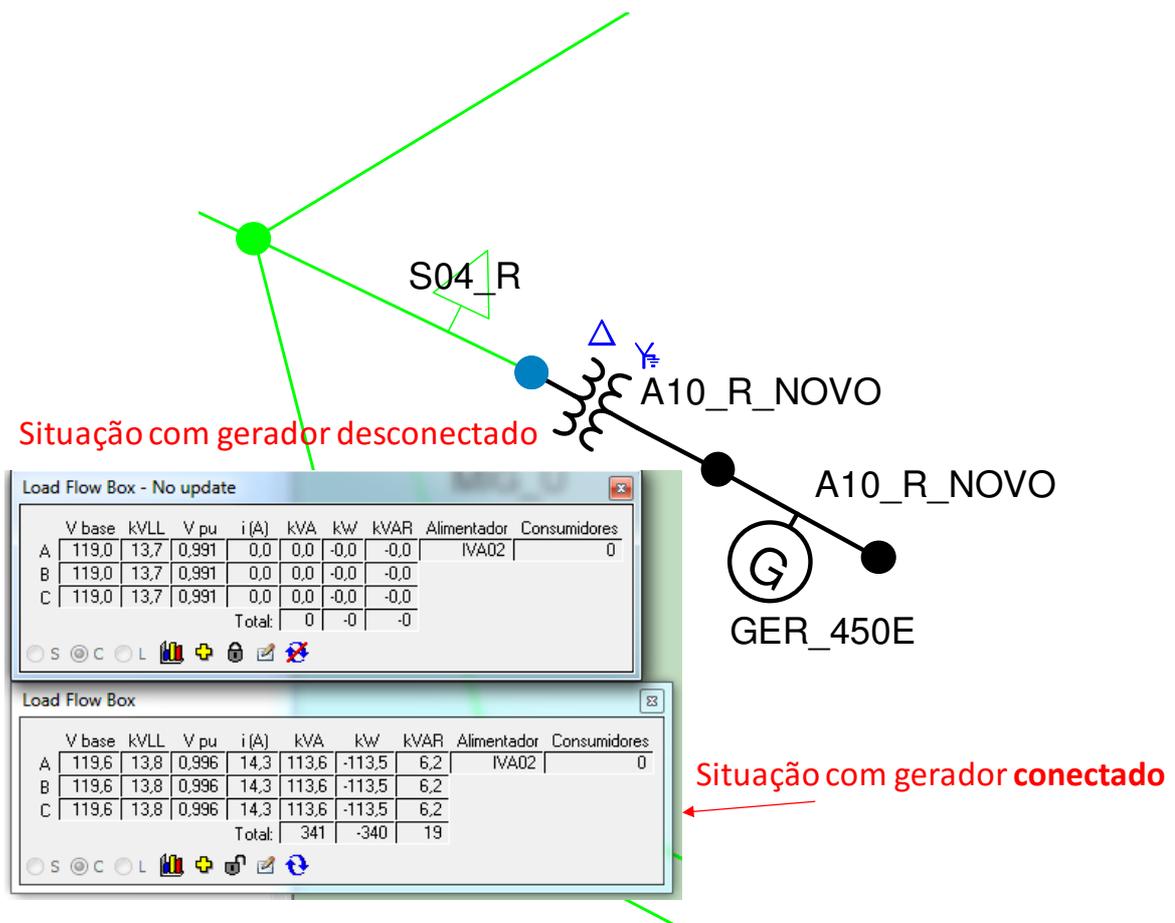


Figura 17 - Análise de curto-circuito

Para exemplificar, foi modelada uma geração fotovoltaica, concentrada em uma instalação com montante de 450 kVA em 440 V, instalado no alimentador IVA 02. A Figura 17 mostra num só procedimento, os resultados da influência da geração no ponto de conexão.



É possível monitorar vários pontos simultaneamente e com este recurso saber as contribuições para as correntes de curto-circuito das diversas fontes envolvidas.

Para isto, usa-se o recurso: *Analysis/Fault Analysis – Shunt Fault*. Usando-se o comando “Ctrl+V”, são mostradas as correntes pelos disjuntores da SE e da geração fotovoltaica e o total no ponto de falta.

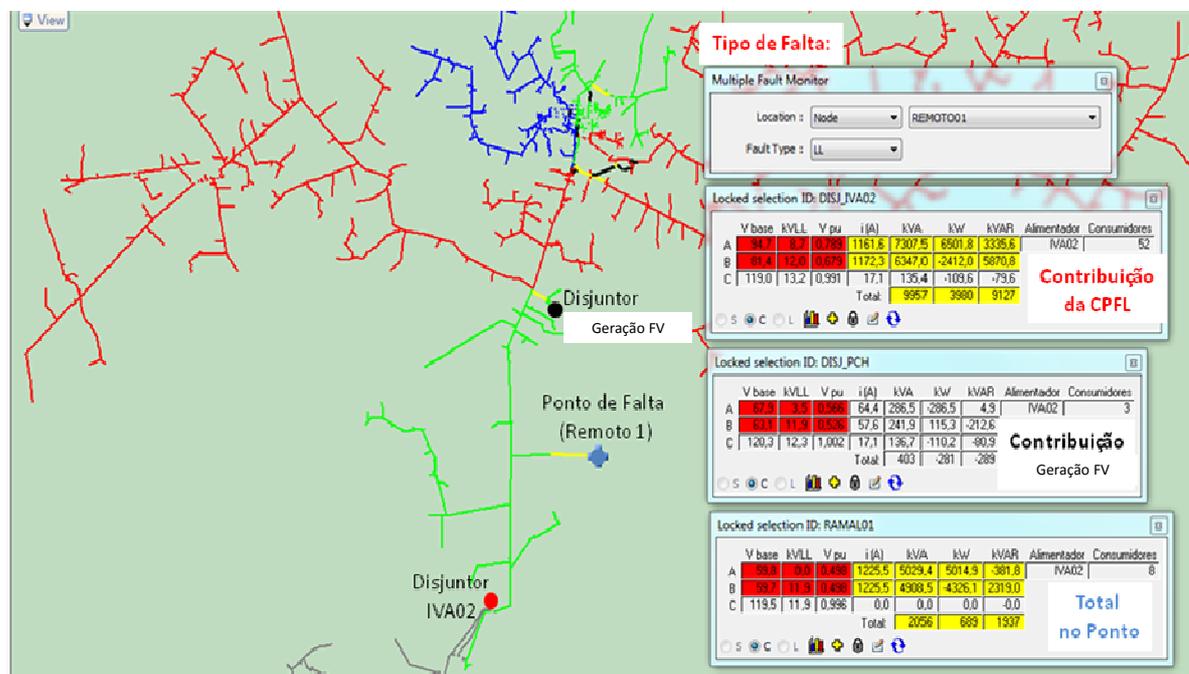


Figura 18 - Contribuições das fontes

O ponto de ocorrência de maior valor de curto circuito é na saída do alimentador no qual está ligada a geração fotovoltaica. O valor de curto circuito total (Sistema e Geração fotovoltaica) deve ser comparado com o valor máximo permitido para o sistema.

6. CRITÉRIOS PARA INDICAÇÃO DE OBRAS

São apresentados a seguir os limites que podem indicar a necessidade de adequações no sistema, para viabilizar a conexão de geradores fotovoltaicos.

6.1. Tensão

Quando a tensão em algum ponto da rede de distribuição superar 5% da tensão de fornecimento local, podem ser aplicadas as seguintes soluções:

- Recondutoramento de rede;
- Inserção de cargas, através de manobras entre redes. Esta solução é recomendável apenas em redes de MT;
- Reguladores de tensão em redes de MT;
- Redução da tensão operativa na SE. Esta solução deve ser evitada e aplicada somente em último caso.

6.2. Carregamento de alimentadores

Quando em situação que a geração cause carregamento de algum trecho de rede superior à capacidade admitida, deve ser previsto o recondutoramento.

Quando a tensão em algum ponto da rede de distribuição superar 5% da tensão de fornecimento local, podem ser aplicadas as seguintes soluções:

6.3. Curto-Circuito

Quando o maior valor de corrente de curto-circuito no sistema superar 10 kA simétrico, uma solução deverá ser adotada para sua redução. Uma solução é verificar a possibilidade de transferir geração para outro alimentador de outra subestação. Ou, se tratar de geração concentrada em um ponto, avaliar o uso de reator de limitação.

7. RESPONSÁVEL

Este manual foi elaborado em 23/05/2016, em complemento ao trabalho de mestrado “Injeção Massiva de SFV em redes de Distribuição”, sob a orientação da Dr^a. Fernanda Caseño Trindade Arioli.

Dirceu José Ferreira

Engenheiro de Planejamento

8. CONTROLE DE ALTERAÇÕES

Versão	Revisado por:	Data	Obs
1			