

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

MURILO CASTILHO DA SILVA

**Análise da elevação de tensão momentânea decorrente
de situações de curtos-circuitos e da alta penetração de
energia solar fotovoltaica em um sistema de distribuição**

São Carlos

2017

MURILO CASTILHO DA SILVA

Análise da elevação de tensão momentânea decorrente de situações de curtos-circuitos e da alta penetração de energia solar fotovoltaica em um sistema de distribuição

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Área de concentração: Qualidade de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Mário Oleskovicz

**São Carlos
2017**

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

S586 a SILVA, MURILO CASTILHO DA
Análise da elevação de tensão momentânea decorrente
de situações de curtos-circuitos e da alta penetração
de energia solar fotovoltaica em um sistema de
distribuição / MURILO CASTILHO DA SILVA; orientador
Mário Oleskovicz. São Carlos, 2017.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2017.

1. energia solar fotovoltaica. 2. qualidade da
energia elétrica. 3. geração distribuída. 4. energias
renováveis. 5. RTDS. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Murilo Castilho da Silva

Título: “Análise de problemas de elevação de tensão momentânea decorrentes da alta penetração da energia solar fotovoltaica”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 28 / 11 / 2017,

com NOTA 9,5 (nove , cinco), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado Mário Oleskovicz - Orientador - SEL/EESC/USP

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

Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

Dedico este trabalho à minha família, amigos e a todos que de alguma forma me apoiaram durante toda minha trajetória.

AGRADECIMENTOS

A toda minha família, em especial aos meus pais Norberto e Marcela, e ao meu irmão Caio, que sempre estiveram ao meu lado me apoiando nos momentos difíceis e me incentivando para que eu pudesse chegar neste momento. Sou grato por ter aprendido tanto com eles e ter me tornado quem sou hoje.

À turma da Automação 012. Uma das turmas mais unidas do campus, que me proporcionou uma graduação cheia de risadas, momentos inesquecíveis e também muito aprendizado. Obrigado meus amigos.

Aos amigos do laboratório LSEE, em especial ao Renan Furlan e Rodrigo Pavanello, que me auxiliaram no desenvolvimento deste trabalho com seus conhecimentos.

Ao professor e orientador Mário Oleskovicz por ter me dado a oportunidade de desenvolver este trabalho com os recursos do laboratório e ter contribuído ao longo do desenvolvimento do mesmo.

A todas as outras pessoas que foram e são importantes na minha vida e que sempre me estenderam a mão nos momentos difíceis e sorriram comigo nos momentos felizes. Em especial aos amigos Weber Daas e Lucas Castilho. Agradeço aqui também à Thaissa Bollis por ter me acompanhado boa parte deste caminho cheio de dificuldades e sempre ter me ajudado a superá-las.

RESUMO

DA SILVA, M. C. **Análise da elevação de tensão momentânea decorrente de situações de curtos-circuitos e da alta penetração de energia solar fotovoltaica em um sistema de distribuição.** 2017. 103p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

Nos últimos anos, muito tem se falado em desenvolvimento sustentável e energia renovável. A energia solar fotovoltaica é destaque dentre as tecnologias de geração de energia limpa e renovável, e, no Brasil, o modelo de geração distribuída (GD) fotovoltaica *on grid*, ou conectada à rede em baixa tensão, tem crescido muito nos últimos anos. Este modelo de geração possui diversos pontos favoráveis ao sistema de distribuição no contexto da qualidade da energia elétrica, mas pode apresentar problemas quando a potência da geração distribuída passa a ser expressiva. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo analisar as situações de elevação de tensão momentânea decorrentes de situações de falta fase-terra seguida de ilhamento quando existe alta penetração de GD, além de instigar futuras pesquisas sobre o tema. Para tal, um sistema elétrico com parcela de geração solar fotovoltaica foi modelado via o software RSCAD® e simulado no RTDS® (Real Time Digital Simulator). As elevações de tensão de curta duração foram observadas em decorrência das situações de falta fase-terra aplicadas, seguidas da situação de ilhamento. A análise foi realizada observando a resposta do sistema mediante as diferentes características das faltas aplicadas (distância, ângulo de fase e resistência da falta) considerando três níveis de carga. Os resultados obtidos mostraram que as características da falta aplicada não têm muita influência sobre o sistema modelado e permitiram apontar conclusões importantes sobre o problema analisado. Por fim, foi implementada uma das possíveis soluções presentes na literatura visando mitigar o problema abordado, sendo esta baseada em uma alteração no software do inversor capaz de restringir a elevação de tensão por meio do índice de modulação.

Palavras-chaves: energia solar fotovoltaica, qualidade da energia elétrica, geração distribuída, energias renováveis, *RTDS*.

ABSTRACT

DA SILVA, M. C. **Analysis of the temporary overvoltage caused by short-circuit situations and high penetration of solar photovoltaic energy in a distribution system.** 2017. 103p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

In recent years, much has been said about sustainable development and renewable energy. The photovoltaic solar energy is a highlight among renewable and clean energy technologies, and in Brazil, the photovoltaic distributed generation model (DG) connected to the grid has grown considerably in recent years. This generation model has several points of service to the distribution system within the context of power quality, but can present problems when the power of the distributed generation becomes expressive. In this context, the objective of this work is to analyze situations of temporary overvoltage occurred due to a SLG (Single Line to Ground)-fault followed by an islanding incident when there is a high penetration of DG, as well as instigate future research on the subject. With this purpose, an electrical power system with a solar photovoltaic generation system connected to it was modeled using the RSCAD® software and simulated using the hardware RTDS® (Real Time Digital Simulator). The short-time overvoltages were observed due to applied SLG-faults, followed by an islanding incident. The analysis was made observing the system response under different characteristics of the fault (distance, phase angle and fault impedance) considering three levels of load. The obtained results showed that the characteristics of the applied faults don't have much influence on the modeled system, and allowed to point out important conclusions on the analyzed problem. Finally, one of the possible solutions found in the literature was implemented in order to mitigate the problem, which is based on the modification of the inverter software capable of restricting the voltage rise through the modulation index.

Key words: solar photovoltaic energy, power quality, distributed generation, renewable energy, RTDS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Potencial de geração solar fotovoltaico - Brasil <i>versus</i> Alemanha. . . .	26
Figura 2 – Quantidade de conexões de geração solar fotovoltaica <i>versus</i> período. .	27
Figura 3 – Sistema solar fotovoltaico 15,6 kWp instalado em São José do Rio Preto. O sistema conta com 60 módulos de 260 W.	28
Figura 4 – Esquemático de GD fotovoltaica conectada à rede.	28
Figura 5 – Diagrama vetorial da tensão trifásica em condição inicial (pré-falta). . .	33
Figura 6 – À esquerda apresenta-se o diagrama vetorial da tensão trifásica de um sistema não aterrado efetivamente. Já a figura à direita representa o diagrama vetorial da tensão trifásica de um sistema aterrado efetivamente.	34
Figura 7 – Mitigação da elevação de tensão proposta utilizando um relé 59N. . . .	36
Figura 8 – Diagrama unifilar do sistema modelado.	39
Figura 9 – Diagrama trifilar do sistema modelado.	40
Figura 10 – Ilustração da composição de um painel solar em sub-unidades.	41
Figura 11 – Conceito de <i>string</i> e <i>array</i> de módulos fotovoltaicos.	41
Figura 12 – Bloco construtivo do gerador fotovoltaico.	42
Figura 13 – Efeitos da irradiação e temperatura sobre a potência do módulo foto- voltaico.	43
Figura 14 – Geração fotovoltaica de um sistema real de 3.120 Wp em um dia com nuvens.	44
Figura 15 – Modelo do inversor solar elaborado via o RSCAD.	45
Figura 16 – Gerador de onda triangular para controle PWM.	47
Figura 17 – Conversão da onda triangular em função de chaveamento através do método SPWM.	47
Figura 18 – Bloco MPPT.	48
Figura 19 – Ponto de máxima potência mostrado em um gráfico I versus V.	48
Figura 20 – Bloco conversor abc-dq.	50
Figura 21 – Controle dq de P e Q através de i_d e i_q	50
Figura 22 – Conversão dos índices de modulação do domínio dq para abc	53
Figura 23 – Transformadores do sistema elétrico em análise (TR1 e TR2).	54
Figura 24 – Carga trifásica balanceada variável.	54
Figura 25 – Lógica para a aplicação da falta.	55
Figura 26 – Linha de distribuição modelada com cabos comerciais Nexans.	55
Figura 27 – Formas de onda da tensão ao longo do sistema em regime permanente.	57
Figura 28 – Dados da tensão na fase A, B e C da carga em regime permanente - Gráfico 3 da Figura 27.	58

Figura 29 – THD da forma de onda VSA/VSB/VSC, THD da corrente na saída do inversor e no ponto de acoplamento respectivamente.	58
Figura 30 – Simulação do controle anti-ilhamento.	59
Figura 31 – Operação do sistema elétrico sem a conexão da GD mostrando, à esquerda, as condições de regime permanente, e à direita, as condições de pré-falta (aproximadamente 0,22 s), falta e de ilhamento do sistema (aproximadamente 0,32 s).	61
Figura 32 – À esquerda tem-se o sistema em regime permanente sob condições do teste 1.1; e à direita a resposta do sistema em situação de pós-falta (aproximadamente em 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente em 0,2 s)	62
Figura 33 – À esquerda tem-se o sistema em regime permanente sob condições do caso 2.1; e à direita a resposta do sistema em situação de pós-falta (aproximadamente em 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente em 0,2 s)	65
Figura 34 – À esquerda tem-se o sistema em regime permanente sob condições do caso 3.3; e à direita a resposta do sistema em situação de pós-falta (aproximadamente em 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente em 0,2 s)	66
Figura 35 – À esquerda tem-se o sistema em regime permanente sob condições do caso 4.1; e à direita a resposta do sistema em situação de pós-falta (aproximadamente em 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente em 0,2 s)	68
Figura 36 – Diagrama de blocos para a estratégia de mitigação proposta.	70
Figura 37 – Aplicação dos limitantes $\pm m_{amax}$, $\pm m_{bmax}$, $\pm m_{cmax}$ para os índices de modulação em caso de elevação de tensão	71
Figura 38 – Simulação do sistema sob falta fase-terra seguida de ilhamento com proposta de mitigação presente na literatura: Caso 5, teste 5.3.	72
Figura 39 – Comparativo do reajuste dos índices de modulação entre as propostas de mitigação apresentadas. Medições após o ilhamento. a) Ghoddami e Yazdani (2015), e b) Do autor.	73
Figura 40 – Simulação do sistema sob falta fase-terra seguida de ilhamento com proposta de melhoria para a mitigação do Caso 5: Caso 6, teste 6.3.	74
Figura 41 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.1; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	83
Figura 42 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.2; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	84
Figura 43 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.3; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	84

Figura 44 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.4; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	85
Figura 45 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.5; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	85
Figura 46 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.6; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	86
Figura 47 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.7; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	86
Figura 48 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.8; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	87
Figura 49 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.9; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	87
Figura 50 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.1; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	88
Figura 51 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.2; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	89
Figura 52 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.3; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	89
Figura 53 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.4; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	90
Figura 54 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.5; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	90
Figura 55 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.6; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	91
Figura 56 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.7; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	91

Figura 57 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.8; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	92
Figura 58 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.9; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	92
Figura 59 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 3.1; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	93
Figura 60 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 3.2; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	94
Figura 61 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 3.3; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	94
Figura 62 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.1; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	95
Figura 63 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.2; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	96
Figura 64 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.3; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	96
Figura 65 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.4; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	97
Figura 66 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.5; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	97
Figura 67 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.6; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	98
Figura 68 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.7; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	98
Figura 69 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.8; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	99

Figura 70 – À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.9; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)	99
Figura 71 – Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 5.1	100
Figura 72 – Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 5.2	100
Figura 73 – Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 5.3	101
Figura 74 – Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 6.1	102
Figura 75 – Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 6.2	102
Figura 76 – Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 6.3	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Projetos cadastrados pela EPE.	29
Tabela 2 – Dados elétricos (STC - <i>Standard Test Conditions</i> *) do módulo Policristalino da <i>Canadian Solar MAXPOWER CS6X-320P</i>	42
Tabela 3 – Comparação dos ganhos <i>versus</i> as perdas do domínio <i>dq</i> sobre o <i>abc</i> . .	49
Tabela 4 – Dados e normas para o dimensionamento da rede primária de distribuição.	56
Tabela 5 – Legenda para as formas de onda deste trabalho	57
Tabela 6 – Parâmetros de entrada do sistema em análise para a simulação computacional: Caso 1.	61
Tabela 7 – Saída dos testes realizados: Caso 1.	62
Tabela 8 – Entradas do sistema para a simulação computacional: Caso 2.	64
Tabela 9 – Saída dos testes realizados: Caso 2.	64
Tabela 10 – Entradas do sistema para a simulação computacional: Caso 3.	65
Tabela 11 – Saída dos testes realizados: Caso 3.	66
Tabela 12 – Entradas do sistema para a simulação computacional: Caso 4.	67
Tabela 13 – Saída dos testes realizados: Caso 4.	67
Tabela 14 – Saída dos testes realizados: Caso 5.	71
Tabela 15 – Saída dos testes realizados - Caso 6	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEP	Sistema Elétrico de Potência
SE	Subestação Elétrica
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
GD	Geração Distribuída
MMA	Ministério do Meio Ambiente
ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
Proinfa	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas
REN	Resolução Normativa
UFV	Usina Fotovoltaica
RTDS	Real-Time Digital Simulator
STC	Standard Test Conditions
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
PWM	Pulse Width Modulation
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	Contexto histórico e panorama atual	25
1.2	Definição do problema	29
1.3	Objetivos do trabalho	30
1.4	Metodologia	30
1.5	Organização do documento	31
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	33
2.1	Introdução à elevação de tensão momentânea causada por GD . . .	33
2.2	Trabalhos correlatos	34
3	SEP EM ANÁLISE	39
3.1	O <i>software</i> RSCAD	40
3.2	O gerador solar fotovoltaico	40
3.3	Inversor solar <i>grid-tie</i>	44
3.3.1	O <i>Hardware</i>	44
3.3.2	O <i>Software</i>	46
3.3.2.1	Gerador de pulsos (ou função de chaveamento)	46
3.3.2.2	Bloco MPPT	48
3.3.2.3	Controle no domínio dq	49
3.4	Transformadores	53
3.5	Carga equilibrada variável	54
3.6	Faltas aplicadas na linha	54
3.7	Linha de distribuição	55
3.8	Operação do sistema em regime permanente	56
4	ANÁLISE E RESULTADOS	59
4.1	Caso Padrão	60
4.2	Caso 1	61
4.3	Caso 2	63
4.4	Caso 3	65
4.5	Caso 4	67
4.6	Caso 5 - Proposta de mitigação para o problema em análise	69
4.6.1	Considerações finais	72
5	CONCLUSÕES	75

REFERÊNCIAS	77
-----------------------	----

APÊNDICES	81
-----------	----

APÊNDICE A – FORMAS DE ONDA DO CAPÍTULO 4	83
---	----

A.1	Saídas: Caso 1	83
A.2	Saídas: Caso 2	88
A.3	Saídas: Caso 3	93
A.4	Saídas: Caso 4	95
A.5	Saídas: Caso 5	100
A.6	Saídas: Caso 6	102

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto histórico e panorama atual

Ao longo dos anos a conscientização de governos, empresas e consumidores com relação às condições climáticas e bem estar do meio ambiente tem se mostrado em crescimento constante. No Brasil, pesquisas [MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE - MMA (2012)] têm mostrado que ao longo dos anos o brasileiro passou não somente a perceber os problemas ambientais que lhe afetam no dia a dia, como também passou a se incluir para solucioná-los e cada vez mais podemos perceber essa mudança de atitude em nossa sociedade. No setor energético, essa consciência ambiental da população brasileira tem contribuído bastante para alavancar a geração de energia elétrica através de fontes limpas e renováveis. Além disso, diversos programas e resoluções normativas de incentivo ao desenvolvimento destas tecnologias vêm sendo implantados, como é o caso do Proinfra (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) criado em 2002, do Sistema de Compensação de Energia regulamentado em 2012 pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) através da REN 487 e do ProGD (Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica).

No Brasil, a geração eólica é uma tecnologia renovável que vem crescendo muito e, atualmente, conta com uma capacidade instalada atual de 10,8 GW (ABEEOLICA, 2017) e continua crescendo, sendo que quase todo este potencial está presente no mercado de geração centralizada (parques eólicos). Outra fonte alternativa e renovável de energia é a solar fotovoltaica, e esta tem se popularizado muito rapidamente no país. O Brasil possui um gigantesco potencial para este tipo de geração, sendo que a combinação Horas de Sol Pico (HSP)-Irradiação proporcionam ao país, em seu local com menor potencial, uma capacidade 40% maior de geração quando comparado ao melhor local da Alemanha (AMÉRICA DO SOL, 2017), país referência neste tipo de tecnologia. A Figura 1 ilustra o potencial de geração de energia solar fotovoltaico do Brasil e da Alemanha através dos níveis de Irradiação Horizontal Global (IHG) dado em kWh/m².ano. Pode-se observar claramente a diferença de potencial, mesmo que a fonte de informação do *website* América do Sol não seja a mesma que a apresentada na Figura, e por este motivo, vê-se a diferença quantitativa na legenda do gráfico.

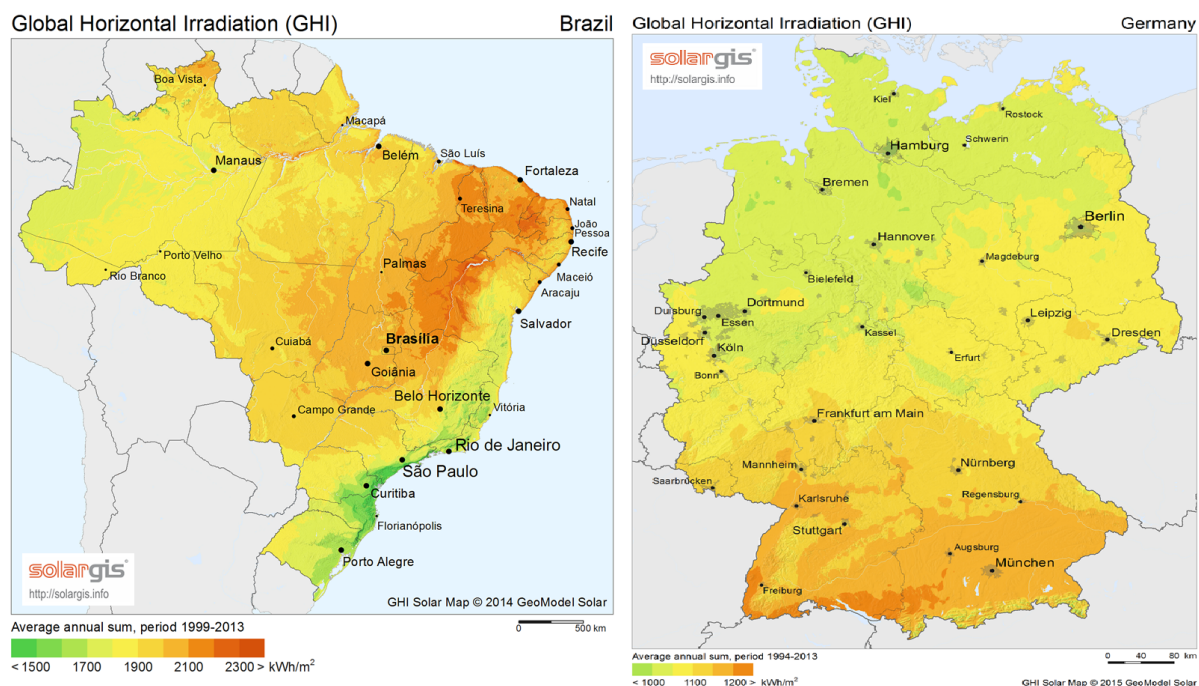


Figura 1: Potencial de geração solar fotovoltaico - Brasil *versus* Alemanha.

Fonte: (SOLARGIS, 1999-2013)

A geração solar fotovoltaica, ao contrário da eólica, tem se popularizado muito no conceito de Geração Distribuída (GD) conectada à rede elétrica. Desde 2012, com a regulamentação do Sistema de Compensação de Energia pela ANEEL, o brasileiro passou a poder gerar sua própria energia e receber créditos pelo excedente de produção transferindo-o à rede da concessionária local. O número de conexões de geração distribuída aumentou somente entre agosto de 2016 a janeiro de 2017 em 156,5%. Saltando de 4.955 adesões ao sistema para 7.745 (ANEEL, 2017b) como pode ser observado no gráfico da Figura 2.

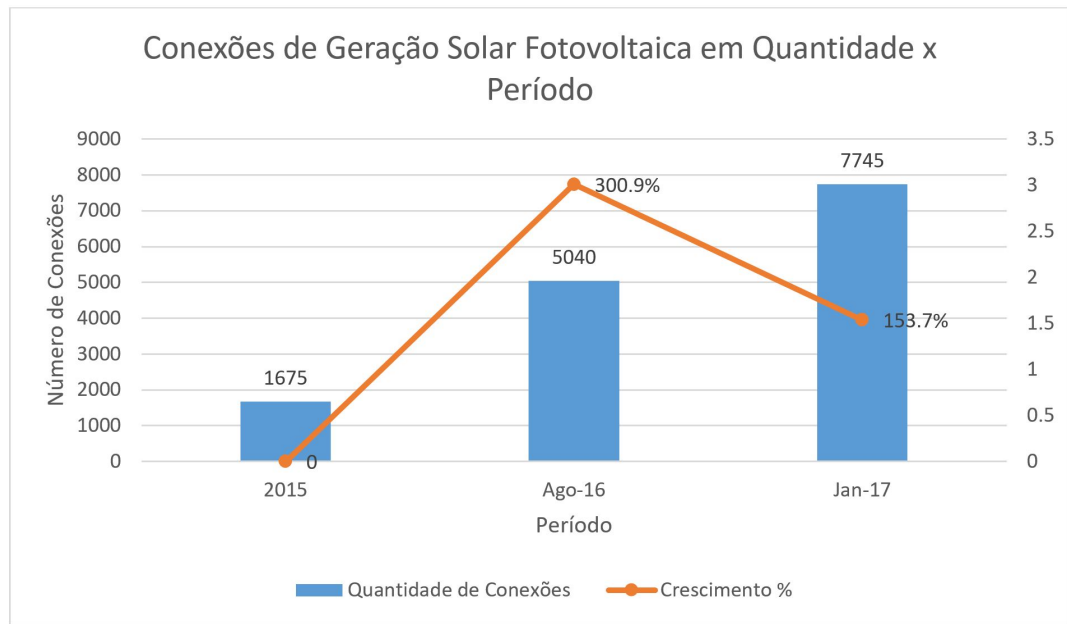


Figura 2: Quantidade de conexões de geração solar fotovoltaica *versus* período.

Fonte: Do autor: (ANEEL, 2017b)

Simplificadamente, a GD é um modelo de geração de energia, onde a fonte geradora está instalada nas próprias unidades consumidoras ou muito próxima a elas, e conectada à rede elétrica. Este modelo de geração proporciona diversos benefícios econômicos e de desempenho ao Sistema Elétrico de Potência (SEP):

- Retarda a necessidade de expansão do SEP (desafoga o sistema elétrico);
- Reduz perdas no sistema de distribuição e transmissão, pois a fonte geradora está muito mais próxima ao consumidor final;
- Torna o SEP mais confiável, já que as unidades consumidoras passam a ter várias fontes geradoras próximas;
- Contribui para a diversificação da matriz energética do país, com fontes geradoras diferentes das centralizadas (hidrelétricas e termelétricas);
- Contribui com o meio ambiente, com fontes geradoras de tecnologia limpa e renovável.

A Figura 3 e Figura 4 mostram um sistema de geração distribuída instalado em um cliente comercial e um esquemático da conexão deste tipo de sistema.

A possibilidade de economia na fatura de energia, o aumento da consciência ambiental e o constante surgimento de facilidades de financiamento contribuíram muito para esta crescente popularização da geração solar fotovoltaica. Porém, o interesse nessa tecnologia não ficou restrito somente à micro (até 75 kW) e mini geração (de 75 kW a 5 MW – ou 1 MW no caso de PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas). A quantidade de



Figura 3: Sistema solar fotovoltaico 15,6 kWp instalado em São José do Rio Preto. O sistema conta com 60 módulos de 260 W.

Fonte: Do autor

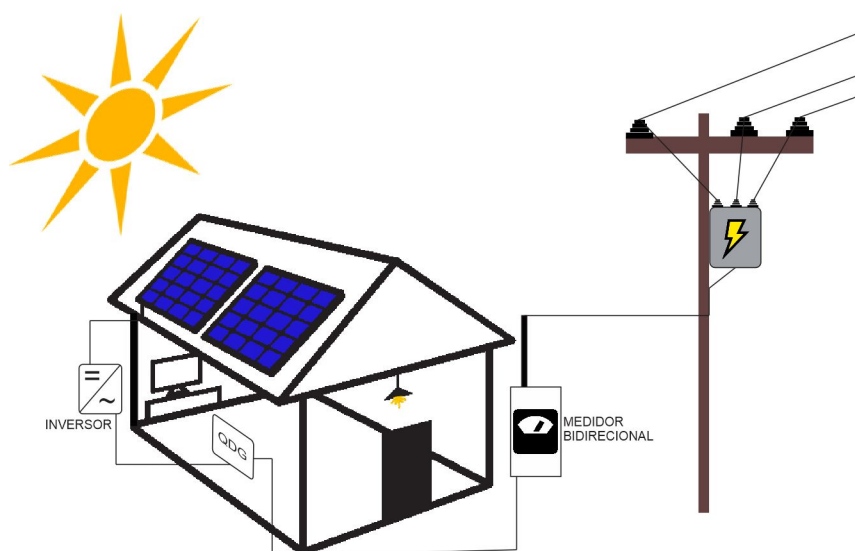


Figura 4: Esquemático de GD fotovoltaica conectada à rede.

Fonte: Do autor

projetos eólicos e solares cadastrados nos Leilões de Energia de Reserva (LER) é grande e mostra o interesse de investimento não só do governo, mas do mercado privado neste tipo de tecnologia como uma fonte complementar de geração. A Tabela 1 mostra a quantidade

de projetos cadastrados pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) no 2º LER (realizado em 2015) por fonte de energia e, além disso, segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL, o Brasil tem 346.000 kW de potência em Usinas Fotovoltaicas (UFV) sendo construídas e mais 2.634.397 kW a serem construídos(ANEEL, 2017a).

Tabela 1: Projetos cadastrados pela EPE.

Fontes	Projetos	Oferta (MWp)
Eólica	730	17.964
Fotovoltaica	649	20.953
Total	1.379	38.917

Fonte: (LUNA, 2015)

Ao que tudo indica, a participação das energias renováveis deverá aumentar nos próximos anos no Brasil, em especial a solar fotovoltaica no mercado de GD. Embora esta tenha muitos pontos positivos, como os já citados anteriormente, existem alguns cuidados a serem tomados quando o SEP passa a abrigar uma quantidade muito grande de potência provinda de unidades geradoras, que quando se apresenta maior do que a potência da carga instalada, dá-se o nome de alta penetração.

Diversos estudos têm sido realizados para analisar os problemas causados pela alta penetração de geração distribuída no SEP, em especial a geração solar fotovoltaica, principalmente em países onde este conceito já é bem difundido como Alemanha, China e Estados Unidos. Dentre os principais problemas pautados as **elevações de tensão momentâneas** e suas diferentes causas são os mais estudados.

1.2 Definição do problema

Dentre as causas de elevação na rede devido à conexão de GD estão: **elevações de tensão causadas por faltas fase-terra seguida de ilhamento, e elevações de tensão ressonantes, e sobretensões relacionadas à regulação de tensão** como algumas das principais causas abordadas na literatura correlata. Neste trabalho, foi escolhida uma destas causas para ser abordada: a elevação de tensão causada por faltas fase-terra seguidas de ilhamento. Este distúrbio na Qualidade da Energia Elétrica (QEE) pode ser visualizado durante uma simples falta fase-terra e atingir valores gravíssimos de 3.4 p.u. (GHODDAMI; YAZDANI, 2015) quando esta é seguida de ilhamento da GD. Níveis até maiores foram evidenciados em testes de campo com inversores comerciais (3.58 p.u.)(PAZOS, 2009) e podem não somente danificar equipamentos na Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT), mas também por em risco a vida de profissionais da manutenção e consumidores.

Embora as elevações de tensão sejam problemas de grande importância e bastante conhecidos no campo da QEE, o modelo de geração distribuída é muito recente, principalmente no Brasil, e por este motivo os estudos desenvolvidos sobre o tema no contexto da GD são de grande importância para que os órgãos reguladores como a ANEEL (no Brasil) possam desenvolver normas e índices que assegurem a QEE nessa nova topologia do SEP. Somos cientes da importância da QEE no mundo atual, tendo impacto direto desde as tarefas mais simples realizadas no ambiente residencial, até as mais complexas em linhas de produção industriais. Nossa dependência em relação a energia elétrica é facilmente evidenciada durante fenômenos como falta de energia, oscilações e elevações de tensão, sendo percebida diferentemente por cada tipo de consumidor. Para o consumidor residencial, uma breve oscilação na energia elétrica pode não gerar um impacto financeiro ou produtivo, já um consumidor industrial ou comercial pode ter prejuízos incalculáveis para a mesma situação.

1.3 Objetivos do trabalho

Neste contexto, este trabalho de conclusão de curso tem o intuito de analisar os efeitos da elevação de tensão momentânea sobre um modelo do SEP brasileiro para diferentes situações, bem como avaliar algumas propostas de mitigação do problema citadas na literatura correlata. Além disso, como já citado anteriormente, a importância de se começar a desenvolver estudos relacionados a problemas quanto a GD no Brasil é enorme, e analisar e aprender com as dificuldades enfrentadas em países já familiarizados com esse tipo de geração torna-se um atalho para se manter ou aumentar a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

1.4 Metodologia

Para melhor desenvolvimento e estruturação, a metodologia seguida nesta pesquisa foi dividida em 7 etapas.

- **Etapa 1:** Revisão bibliográfica

Nesta etapa foi realizado um estudo investigativo sobre: o panorama mundial e brasileiro no contexto da geração distribuída; o problema a ser analisado; e as abordagens observadas em diferentes literaturas para o problema, assim como, as possíveis soluções apresentadas. As normas vigentes para a conexão de uma fonte de GD no SEP brasileiro (sob concessão da CPFL Energia) e possíveis interesses na elaboração deste trabalho em âmbito nacional, também foram contempladas.

- **Etapa 2:** Modelagem do sistema elétrico em análise

Na etapa 2, um SEP com uma GD solar fotovoltaica conectada à rede foi modelado no software RSCAD® sob aspectos físicos e elétricos próximos à realidade (aplicação

prática). Foram então realizados alguns testes no sistema modelado para a verificação de índices e tensão, frequência, comportamento em regime permanente, entre outros, para validar o mesmo quanto às normas aplicáveis.

- **Etapa 3:** Introdução do problema

Aqui foi introduzido o problema a ser analisado no SEP. Criou-se a situação considerada propícia para a ocorrência do distúrbio de elevação de tensão momentânea seguida da situação de falta fase-terra para que se pudesse analisar e validar as observações já compiladas.

- **Etapa 4:** Descrição dos principais componentes do sistema em análise.

Na etapa 4, os principais componentes do sistema em análise foram destacados e explanados a fim de dar ao leitor um conhecimento sobre a operação do sistema e, conseqüentemente, do problema abordado, além de possibilitar uma futura reprodução deste trabalho.

- **Etapa 5:** Banco de dados

Nesta etapa do trabalho, foi criado um banco de dados representativo a ser utilizado no desenvolvimento do trabalho. Diferentes situações foram implementadas e simuladas e as respostas do sistema para estas foram coletadas de maneira quantitativa para se obter uma base de análise para a elevação de tensão momentânea (foco deste trabalho), viabilizando a etapa 6.

- **Etapa 6:** Análise de resultados

Na penúltima etapa foi realizada uma comparação dos resultados obtidos com os esperados. Além disso, algumas soluções presentes na literatura foram expostas e comentadas com base nas diferentes situações analisadas no trabalho.

- **Etapa 7:** A última etapa consistiu na apresentação escrita do documento do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) gerado, com a conseqüente defesa do mesmo em sessão pública.

1.5 Organização do documento

Este trabalho foi dividido basicamente em 5 capítulos: Introdução, Revisão Bibliográfica, O SEP em análise, Análise e Resultados, e Conclusões.

A introdução mostra o contexto da motivação para o desenvolvimento deste trabalho de conclusão de curso.

Na revisão bibliográfica são citadas resumidamente as principais fontes de contribuição para o trabalho.

Dentro do capítulo: O SEP em análise, o sistema modelado é apresentado (com-

ponente a componente) assim como toda estruturação para a coleta de dados (testes e simulações).

No capítulo de análise e resultados, são apresentados os resultados obtidos nos testes realizados sobre o sistema em análise. Os resultados são disponibilizados de maneira simplificada e de fácil comparação por meio de tabelas e gráficos.

Por fim, o capítulo Conclusões apresenta uma visão crítica sobre as constatações extraídas do capítulo anterior além de citar e comentar sobre possíveis soluções apresentadas na literatura acadêmica a respeito do assunto.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Visto a crescente tendência mundial de implementação de geração distribuída (em grande maioria proveniente de fontes renováveis) conectada à rede, e os consequentes problemas que já vêm sendo enfrentados em alguns países onde esta topologia de sistema já é mais consolidada, estudos sobre estes problemas têm aparecido com maior frequência. A elevação de tensão momentânea causada pela alta penetração da geração distribuída no sistema é um dos principais problemas abordados e foco principal deste trabalho e de vários outros. Neste capítulo, alguns trabalhos cujo foco é a elevação de tensão momentânea serão apresentados e comentados brevemente.

2.1 Introdução à elevação de tensão momentânea causada por GD

Geradores distribuídos podem ocasionar elevações de tensão na rede com severidade variando de topologia para topologia de rede à qual estão instalados, além de depender das proteções presentes para prevenir tal fenômeno. Existem algumas causas distintas para tais elevações de tensão dependendo do tipo de geração e sistema ao qual estão conectadas. Como o foco deste trabalho são os impactos da elevação de tensão ocasionada pela alta penetração de geração solar fotovoltaica conectada à rede, esta seção se limitará às principais ocorrências percorridas na literatura que são as elevações de tensão momentâneas causadas por falta fase-terra seguida de ilhamento.

Em um sistema trifásico perfeitamente equilibrado, em condições de pré-falta, tem-se a seguinte característica de fases representada pelo diagrama vetorial:

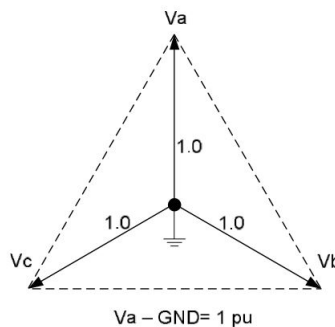


Figura 5: Diagrama vetorial da tensão trifásica em condição inicial (pré-falta).

Fonte: (ARRITT; DUGAN, 2008)

Cada fase encontra-se em defasagem de 120 graus uma da outra, porém, durante uma falta fase-terra (por exemplo a fase *C*) em um sistema delta-estrela com neutro não aterrado (ou aterrado de maneira incorreta), o potencial do neutro é levado ao da fase

faltosa, o que a literatura denomina como deslocamento de neutro. Durante o evento, as fases *A* e *B* passam a estar em potenciais de tensão de 1,73 p.u. (BARKER, 2002) experienciando tais tensões quando a proteção da SE atua e ilha a parcela do sistema com a GD. Após a abertura do disjuntor da SE, a proteção anti-ilhamento (característica obrigatória por normas internacionais e nacionais) do inversor da GD leva certo tempo para atuar (menos que 0,16 s (ASSOCIATION et al., 2016)), e neste período, cargas, medidores conectados à rede e outros equipamentos podem ser danificados além de trazer um alto risco aos próprios consumidores. Em um sistema efetivamente aterrado, as fases são experienciariam elevações menores ou iguais a 1,25 p.u. (ARRITT; DUGAN, 2008).

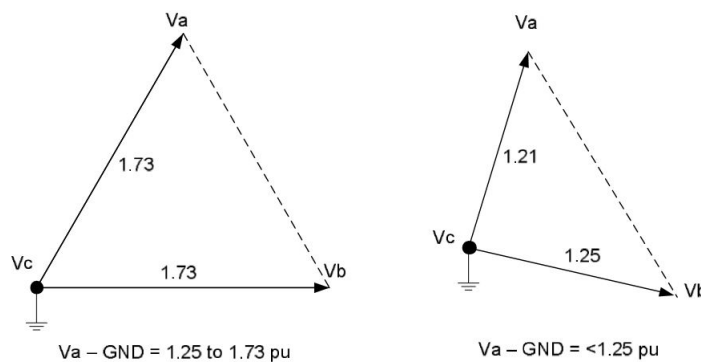


Figura 6: À esquerda apresenta-se o diagrama vetorial da tensão trifásica de um sistema não aterrado efetivamente. Já a figura à direita representa o diagrama vetorial da tensão trifásica de um sistema aterrado efetivamente.

Fonte: (ARRITT; DUGAN, 2008)

Este fenômeno danoso à QEE se apresenta ainda mais intenso quando se caracteriza a alta penetração de geração distribuída. Um sistema de distribuição com geração fotovoltaica conectada à rede com potência maior do que a carga conectada à mesma parcela do sistema, é um exemplo de alta penetração de GD, e neste caso, as consequências podem ser ainda mais severas como este trabalho irá abordar nos capítulos futuros.

2.2 Trabalhos correlatos

Barker (2002) aborda a elevação de tensão causada por falta fase-terra seguida de ilhamento apresentando uma explicação para tal fenômeno e sugerindo algumas soluções capazes de limitar os impactos causados pelas elevações de tensão. *Phil Barker* acrescenta que quanto menor for a potência da geração em relação a carga conectada no mesmo alimentador, menor será o impacto da elevação de tensão e, além disso, a própria saturação dos transformadores pode na prática contribuir para reduzir a severidade do fenômeno. Como possíveis abordagens para limitar os efeitos da elevação de tensão são apresentados: aterramento efetivo; detecção de falta mais eficaz por parte da GD; e a intercomunicação da proteção para evitar o ilhamento. O aterramento efetivo existe quando a elevação de tensão

nas fases sãs após uma falta fase-terra não ultrapassa 125% do valor nominal de tensão, ou em outras palavras, diminui o deslocamento de neutro. As outras duas abordagens dependem do sistema de proteção da GD ser rápido o suficiente e ter comunicação com a proteção da SE respectivamente.

O aterramento efetivo depende diretamente da topologia do sistema de distribuição, o que traz uma grande dificuldade para sistemas como o brasileiro (delta-estrela aterrado), além de ser abordado em Ropp et al. (2012) como ineficaz neste contexto. Finalmente, a velocidade de resposta dos sistemas de proteção está atrelada à distância da falta e a intercomunicação entre as proteções da GD e da SE, que também possuem suas limitações, além de ter custo elevado em larga escala, sendo, contudo, soluções aplicáveis.

Provando a importância de toda a atenção dada a este assunto, estudos práticos têm sido solicitados e desenvolvidos por empresas multinacionais de engenharia elétrica, como é o caso em (PAZOS, 2009), onde a multinacional espanhola **Iberdrola** solicitou em 2009 um estudo para avaliar o desempenho de inversores comerciais em plantas solares. Neste estudo, constataram elevações de tensão de até 3,58 p.u. e todos os inversores testados produziram o problema. As respostas obtidas foram diversas, variando com a marca e topologia dos inversores. Também foram analisadas algumas possíveis soluções para o problema, sendo a utilização de controladores *Chopper* de tensão CC a melhor opção encontrada pelo estudo. Embora as soluções apresentadas não tenham promovido resultados satisfatórios do ponto de vista da QEE e precisão, estas podem ajudar a reduzir os impactos causados pelas elevações de tensão. Todavia a resposta do sistema depende diretamente da configuração de cada inversor e não existência de padrões nas topologias e configurações destes, assim como a falta de testes e normativas focadas neste assunto mesmo nos dias atuais, dificultam a implementação de soluções efetivas para o distúrbio.

Similarmente, a empresa *Advanced Energy* apresenta um estudo em (ADVANCED ENERGY, 2013) sobre o distúrbio de elevação de tensão momentânea nos moldes deste trabalho, baseando-se em (COMMITTEE, 2007) e em experimentos para apontar razões para o aterramento efetivo não ser apropriado para sistemas de geração distribuída baseados em inversores, como é o caso da geração solar fotovoltaica. Consequentemente, este trabalho acaba por contribuir com a proposta elaborada em (ROPP et al., 2012) e já citada anteriormente a respeito do aterramento efetivo.

No mesmo contexto, (GHODDAMI; YAZDANI, 2015) abordam o tema utilizando um modelo simplificado de um típico sistema de distribuição americano. *Ghoddami* e *Yazdani* constataram que a alta penetração de geração solar fotovoltaica na rede pode ocasionar elevações de tensão da ordem de 3,4 p.u. na média tensão e 2,1 p.u. na baixa tensão quando o sistema sofre a incidência de uma falta fase-terra seguida de ilhamento. No mesmo experimento são apresentadas duas propostas de mitigação do problema em questão. Uma, mais eficaz, porém menos viável economicamente, e a outra, mais viável

economicamente quando uma solução menos eficaz é aceitável. A solução dita mais eficiente exige uma alteração no *hardware* e *software* dos inversores comerciais, além de precisar substituir os transformadores delta-estrela aterrado comuns em linhas de distribuição por transformadores estrela-estrela. Já a mais simplificada, exige apenas uma alteração no controle do inversor. As soluções apresentadas restringem a elevação de tensão à valores de 1,3 p.u. e 1,5 p.u., respectivamente, e embora a solução menos eficiente apresente um transiente maior, a necessidade física de se substituir transformadores delta-estrela aterrado já instalados nas linhas de distribuição por transformadores estrela-estrela aterrado enfrentaria possivelmente uma resistência por parte dos órgãos responsáveis e consumidores envolvidos.

O manual (SEGUIN et al., 2016) foi desenvolvido através de pesquisas iniciadas em 2010 pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) para ser usado como guia por engenheiros em atuação nos Estados Unidos no campo de sistemas distribuídos, visando apresentar os potenciais impactos da alta penetração de geração fotovoltaica no sistema elétrico de potência, e propor algumas possíveis mitigações. Este manual aborda os mais diversos impactos, assim como o da elevação de tensão momentânea foco deste trabalho. A abordagem feita é simples, mas reforça ainda mais a importância do problema analisado aqui. Além disso, a mitigação proposta é também citada por (BARKER, 2002), já comentado anteriormente, onde um relé específico de detecção de elevação de tensão é instalado na própria GD. A Figura 7 ilustra o problema e a mitigação propostos.

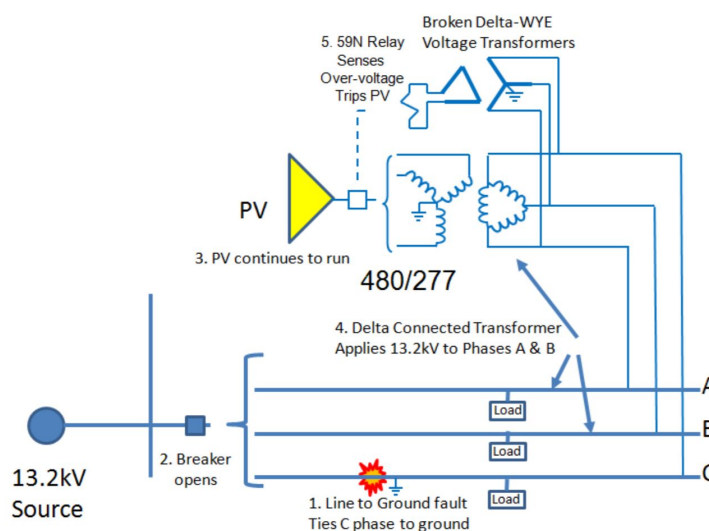


Figura 7: Mitigação da elevação de tensão proposta utilizando um relé 59N.

Fonte: (SEGUIN et al., 2016)

Como este trabalho tem como foco de análise o sistema elétrico de distribuição brasileiro, em especial o sistema sob concessão da CPFL Energia (Companhia Paulista de

Força e Luz Energia), as normativas (CPFL, 2016a), (ANEEL, 2016) e (ANEEL, 2010) foram usadas como base para a modelagem do sistema, pois nelas concentram-se todas as normas, índices e procedimentos a serem seguidos para garantir a QEE e viabilizar a interligação de um sistema solar fotovoltaico à rede.

3 SEP EM ANÁLISE

No intuito de estudar o comportamento de um sistema elétrico composto por GD solar fotovoltaica na modalidade *on grid*, mediante ao evento de elevação de tensão momentânea, primeiramente, é necessário modelar o sistema base para as análises. Pretendendo obter resultados próximos à realidade, buscou-se modelar o sistema base deste trabalho utilizando componentes com características semelhantes às de componentes comercialmente utilizados no SEP brasileiro. A modelagem deste sistema foi baseada em (GHODDAMI; YAZDANI, 2015), porém, readaptada para uma situação mais real e próxima ao sistema elétrico brasileiro. Esta readaptação teve como base as normas vigentes para GD presentes na REN-687/2015 (ANEEL, 2017c) da ANEEL, as normas referentes à projetos de rede de distribuição da CPFL: GED-3650 (CPFL, 2016b) e GED-3667 (CPFL, 2016c), e experiências com equipamentos comerciais do setor.

É de extrema importância ressaltar também que o sistema modelado é um sistema equilibrado, e que, no caso de haver um desbalanço de carga no sistema, os resultados podem não ser os mesmos, ficando em aberto esta possibilidade para estudos futuros.

No que segue, o sistema analisado (Figura 8) será descrito a partir de seus principais componentes, assim como o *software* e *hardware* nos quais foi modelado e testado, respectivamente.

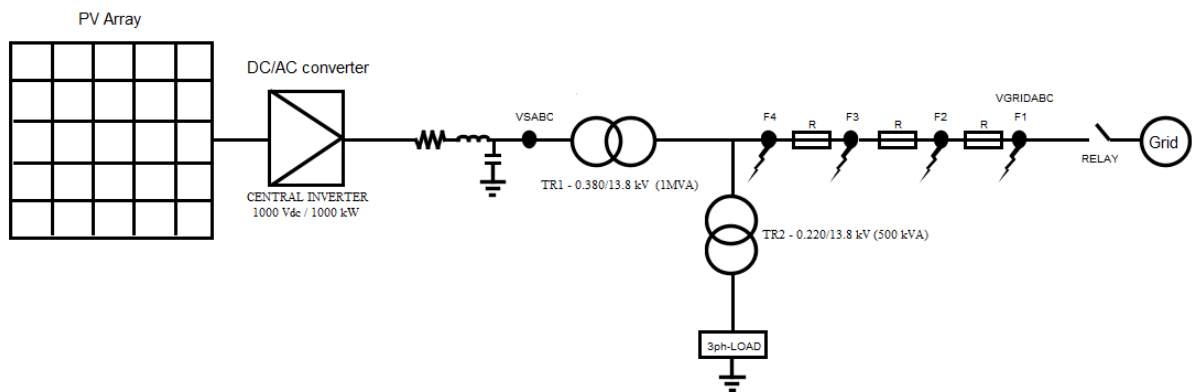


Figura 8: Diagrama unifilar do sistema modelado.

Fonte: Do autor

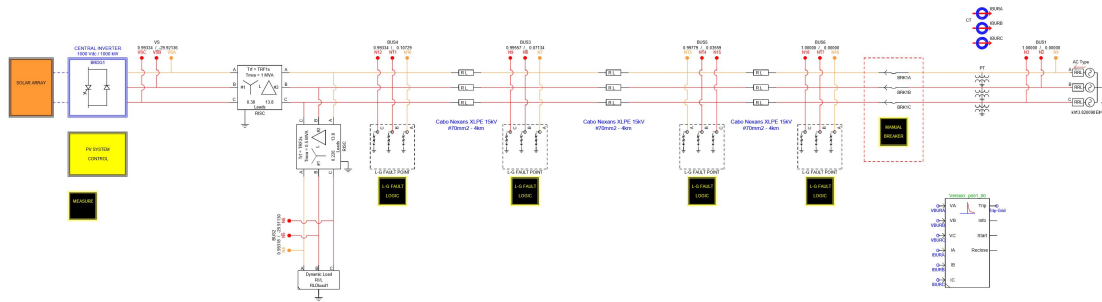


Figura 9: Diagrama trifilar do sistema modelado.

Fonte: Do autor

3.1 O software RSCAD

A RTDS *Technologies* é uma empresa canadense pioneira, e líder mundial no setor de simulação digital de sistemas de potência em tempo real. Seus dois principais produtos: o RTDS Simulator e o RSCAD, *hardware* e *software*, respectivamente, foram desenvolvidos completamente pela própria empresa para atuarem de maneira complementar, e possibilitar as mais diversas e complexas situações de testes de equipamentos e sistemas elétricos, sendo muito útil para grandes companhias de energia e fabricantes de equipamentos elétricos ao redor do mundo. O diferencial de seus produtos está justamente na capacidade de realizar testes em equipamentos físicos (como relés e disjuntores) através do *hardware* RTDS, tendo-os modelados no *software* RSCAD.

O RSCAD é um *software* criado pela *RTDS Technologies* para atuar como interface entre o usuário e o *hardware* de simulação RTDS. Trata-se de um ambiente computacional onde o usuário pode modelar o sistema elétrico e equipamentos que pretende analisar de maneira interativa e instintiva. O RSCAD possui bibliotecas com os mais diversos componentes de um sistema elétrico de potência e medidores. Depois de modelado no *software* RSCAD, o sistema é compilado de maneira a garantir o correto fluxo de potência e parametrização dos componentes e, então, enviado ao *hardware* RTDS para ser simulado. Os resultados são então obtidos através de medições selecionadas pelo usuário no próprio *software*.

Vale informar que neste trabalho foi utilizada a versão 4.005 do RSCAD.

3.2 O gerador solar fotovoltaico

Primeiramente, é interessante reforçar algumas nomenclaturas para que o leitor possua um correto entendimento desta sessão. Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas e o conjunto de módulos forma um painel (Figura 10). O conjunto de módulos ligados em série é denominado *string*, e o conjunto de *strings* é um *array* (ou painel) (Figura 11).

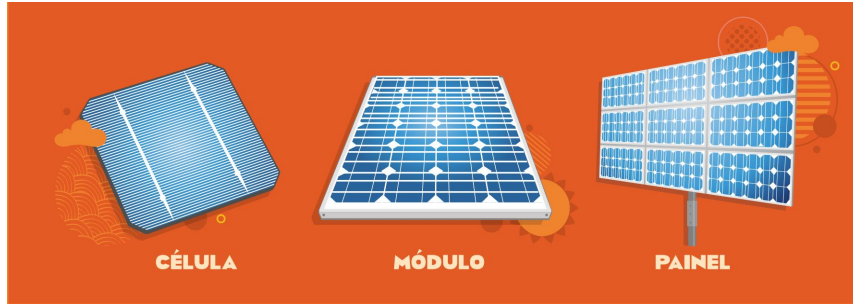


Figura 10: Ilustração da composição de um painel solar em sub-unidades.

Fonte: (SCHEIDT, 2014)

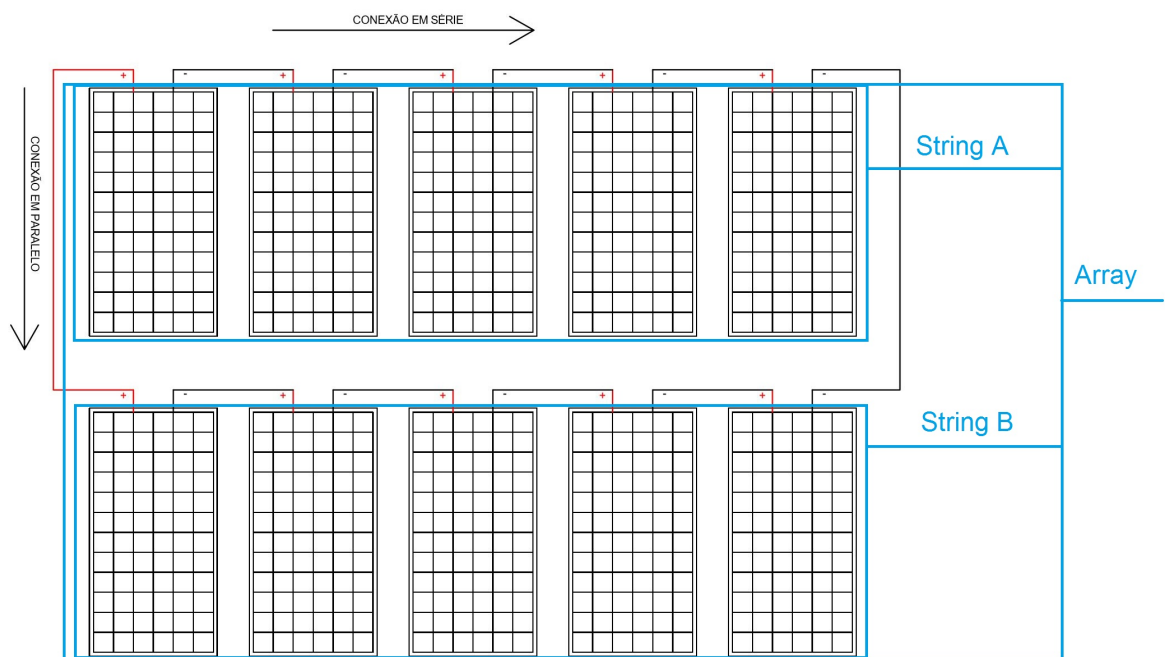


Figura 11: Conceito de *string* e *array* de módulos fotovoltaicos.

Fonte: Do autor

Analisando a Figura 8 da esquerda para a direita, o gerador fotovoltaico é o primeiro bloco (nomeado *PV Array*) e foi modelado conforme a Figura 12. O modelo matemático utilizado pelo software *RSCAD* é o modelo de um diodo e cinco parâmetros, apresentado e brevemente descrito em (CHENCHE et al., 2015).

Neste trabalho, os módulos fotovoltaicos foram modelados com base no módulo comercial policristalino da *Canadian Solar - MAXPOWER CS6X-320P* de 320 W de potência, cujos principais valores encontram-se na Tabela 2.

Na Figura 12, o bloco responsável por interpretar o sistema fotovoltaico é alimentado por dois parâmetros: Insolação e Temperatura. Estes parâmetros têm interferência direta no desempenho da célula fotovoltaica, e, por consequência, do módulo e de todo o painel.

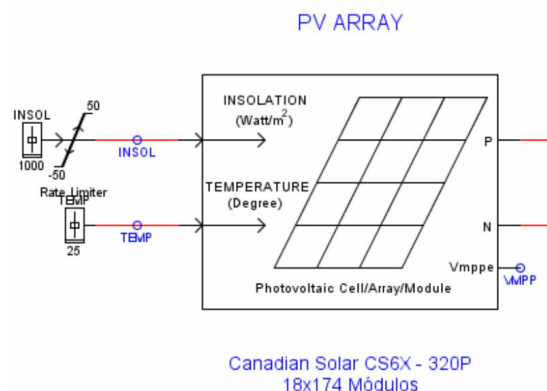


Figura 12: Bloco construtivo do gerador fotovoltaico.

Fonte: Do autor

Tabela 2: Dados elétricos (STC - *Standard Test Conditions**) do módulo Policristalino da *Canadian Solar MAXPOWER CS6X-320P*.

Sigla	Descrição	Valor
N_c	Número de células conectadas em série	72
N_{cp}	Número de <i>strings</i> de células em paralelo	1
V_{ocref}	Tensão de circuito aberto @STC	45.3 Volts
I_{scref}	Corrente de curto-circuito @STC	9.26 Ampéres
V_{mpref}	Tensão à máxima potência @STC	36.8 Volts
I_{mpref}	Corrente à máxima Potência @STC	8.69 Ampéres
J_{tmp}	Coefficiente de temperatura I_{sc}	0.053 %/°C
K_v	Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0.31 %/°C

*Sob STC de irradiação 1000 W/m², AM 1.5 temperatura da célula a 25°C

O aumento da temperatura tem efeito inversamente proporcional à produção de potência do módulo, enquanto que o aumento da irradiação tem efeito diretamente proporcional (Figura 13). Este efeito é conhecido e é sempre apresentado nas folhas de dados dos módulos fotovoltaicos.

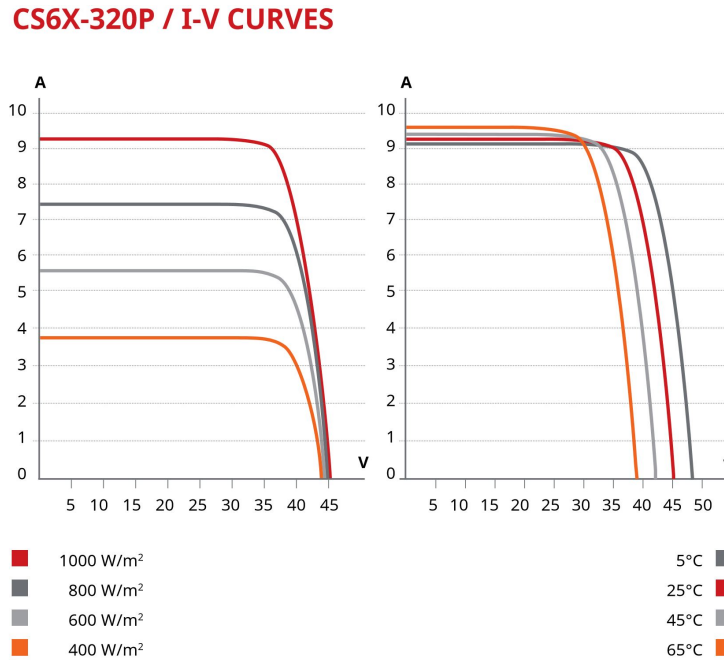


Figura 13: Efeitos da irradiação e temperatura sobre a potência do módulo fotovoltaico.

Fonte: (CANADIAN SOLAR, 2017)

Para este trabalho, foi considerado 1000 W/m^2 de irradiação e a temperatura de 25°C como determinado na STC (COMMISSION et al., 1987). Desta forma, o efeito da elevação de tensão no sistema poderá ser observado em uma situação mais agressiva e plausível, já que podemos obter em determinados período do dia uma geração de energia equivalente à potência de pico instalada. Na Figura 14 podemos ver um exemplo real de um sistema de 3120Wp instalado, e seu comportamento ao longo do dia. Como pode ser observado, em determinado ponto do dia, existe a geração em capacidade máxima instalada, mesmo que durante um curto período de tempo.

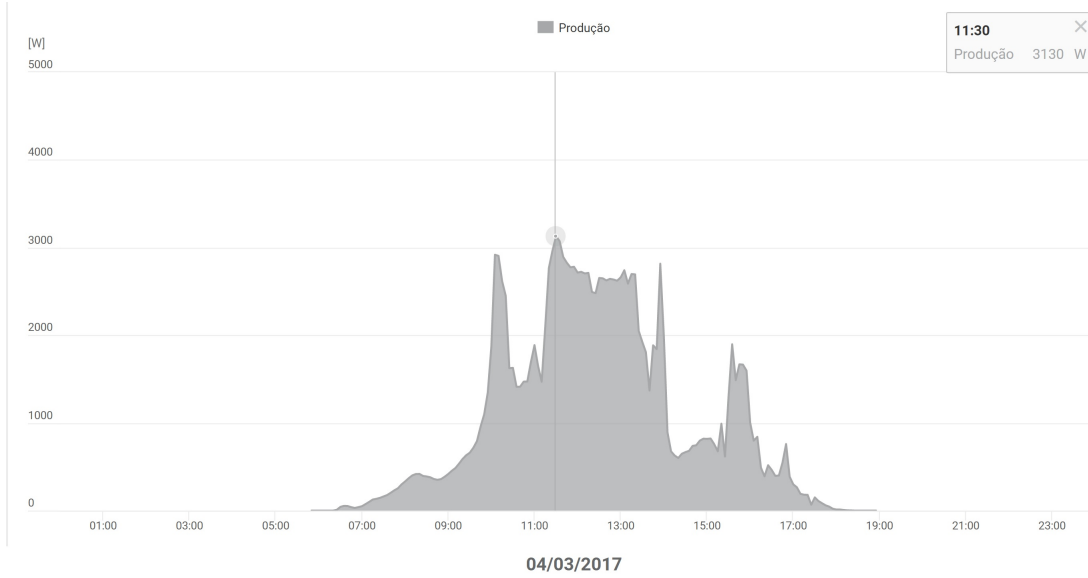


Figura 14: Geração fotovoltaica de um sistema real de 3.120 Wp em um dia com nuvens.

Fonte: Do autor: (FRONIUS, 2017)

O sistema dimensionado neste trabalho tem potência instalada de 1002,240 kWp e é composto por 3.132 módulos fotovoltaicos instalados da seguinte maneira:

- 174 *strings* em paralelo;
- 18 módulos em série;
- 320 Wp de potência por módulo.

$$P_{pico} = 174 \cdot 18 \cdot 320 \text{ Wp} = 1002,240 \text{ kWp}. \quad (3.1)$$

3.3 Inversor solar *grid-tie*

Esta seção será dividida em duas partes, sendo a primeira referente ao *hardware* do inversor e a segunda referente ao *software* de controle do mesmo. Este inversor foi inicialmente extraído de um exemplo já modelado no *software* RSCAD (tutorial), e como já atendia à maioria das características do sistema a ser analisado, apenas pequenas adaptações foram feitas visando melhorar o desempenho do mesmo.

3.3.1 O *Hardware*

O segundo elemento na Figura 8 da esquerda para a direita é o inversor solar *grid-tie*. O termo *grid-tie* é um termo comercial que caracteriza que o inversor foi desenvolvido para trabalhar conectado à rede. No Brasil pode-se também encontrar a nomenclatura *on-Grid* que tem o mesmo significado.

Na Figura 15s o bloco do inversor Figura 15, mostrando como foi modelado internamente:

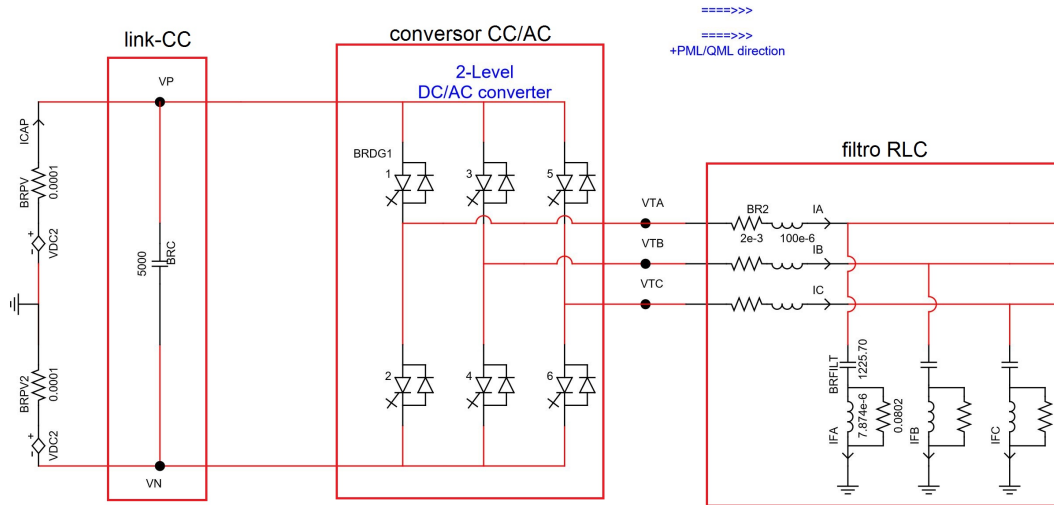


Figura 15: Modelo do inversor solar elaborado via o RSCAD.

Fonte: Do autor

Este elemento foi caracterizado como um inversor central (diferente de inversores de *string* e microinversores) já que, comercialmente, para a potência do sistema em análise, é o mais utilizado por sua vantagem econômica. Além disso, este modelo foi dimensionado de maneira a responder conforme esperado em regime permanente e atender a algumas características encontradas em inversores comerciais (ABB, 2014), normas internacionais e nacionais. O inversor basicamente é composto por: *link-CC*, conversor CC/CA e filtro RLC. A Figura 15 destaca essas 3 partes.

O *link-CC* é essencial para manter a tensão CC de entrada livre de pequenas oscilações. Isso é feito através de um capacitor dimensionado para tal. Mantendo a tensão CC constante é possível, através de um controle, garantir a melhor potência possível de geração. Este controle se chama MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) e será brevemente discutido na próxima seção. Neste trabalho, tem-se uma tensão de entrada em torno de 660 V devido ao arranjo do sistema de geração e o capacitor utilizado no *link-CC* é de $5000\mu F$.

O conversor CC/AC é basicamente um conjunto de chaves eletrônicas (IGBT, Tiristores ou MOSFETs) controladas por meio de *software* de maneira a converter tensão contínua em alternada. Esta conversão é feita por modulação de largura de pulso (PWM). O funcionamento deste tipo de conversão é explicado na seção 3.2.2. de (ARAMIZU, 2010, p 54-57) de maneira simples e de fácil entendimento. Um ponto importante a ser considerado, e que teve que ser alterado do modelo base fornecido pelo *software* RSCAD são as características elétricas das chaves do conversor. Pelo funcionamento do conversor, os tiristores devem ser capazes de suportar a tensão presente no *link-CC* quando não estão

conduzindo, assim como também suportar a corrente CC que flui da GD quando em modo de condução. Sendo assim, as chaves foram dimensionadas para 1000 Vdc e 2000 A.

O filtro-RLC, como pode ser observado, é composto por um resistor em série com um indutor seguidos por um capacitor em paralelo. O resistor colocado logo após o capacitor é usado para reduzir oscilações e estados instáveis do filtro. Esta solução é algumas vezes chamada de "amortecimento passivo" (KAHLANE; HASSAINE; KHERCHI, 2014). O indutor em paralelo deve também ser colocado com valores baixos de indutância apenas para cálculos de compilação do *software* RSCAD. Este conjunto forma um filtro passa-baixas e tem como propósito melhorar a qualidade da senoide produzida na saída do conversor, isto é, reduzir o *ripple* da tensão e corrente produzidas à valores regulamentados antes de injetar potência na rede. No sistema, o filtro em questão é dimensionado com uma indutância de $L_f = 100 \mu H$ com $RSE = 2 m\Omega$ seguida de um capacitor em paralelo com $C_f = 1225,75 \mu F$. A resistência de amortecimento utilizada tem valor de $R_a = 0,08 \Omega$. Inversores comerciais são dimensionados para atender as normas (ASSOCIATION et al., 2016) e (CPFL, 2016a) e por este motivo o *Ripple* da tensão de saída não ultrapassa o valor de 10%, e a de corrente 5%. Neste trabalho foi possível chegar a valores de cerca de 3% para a tensão e 1,8% para a corrente, aproximando-se ao máximo da realidade.

3.3.2 O *Software*

Nesta subseção serão apresentados os blocos mais importantes que compõem o controle do inversor. Outros blocos que desempenham função de medida ou intertravamento não serão apresentados.

3.3.2.1 Gerador de pulsos (ou função de chaveamento)

A Figura 16 ilustra um componente do gerador de onda triangular. Este componente é responsável por gerar os parâmetros da onda triangular que, basicamente, será traduzida na função de chaveamento que vai coordenar as chaves do conversor CC/CA afim de produzir a onda senoidal desejada na saída do conversor. Isso é feito através de uma modulação PWM. Na Figura 16 está sendo gerada uma onda triangular que proporcionará uma frequência de chaveamento de $33 \cdot 60 = 1980 Hz$.

Esta onda triangular é enviada por meio dos parâmetros **PHI2**, **TANGLE1**, **TOMEGA1** a um bloco que, efetivamente, produzirá uma onda triangular. Esta onda triangular é posteriormente convertida em uma função de chaveamento utilizando um bloco comparador.

Existem diversas técnicas de modulação PWM, mas a mais utilizada é a modulação por largura de pulso senoidal (SPWM) (ARAMIZU, 2010). Na sequência a técnica simples empregada para a conversão é explicada.

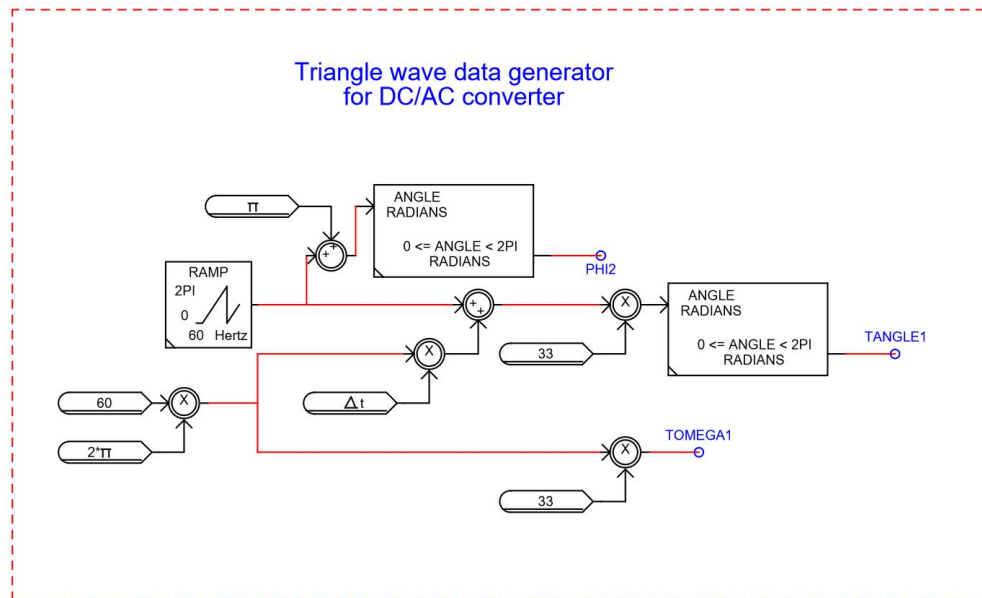


Figura 16: Gerador de onda triangular para controle PWM.

Fonte: Do autor

Na Figura 17 são mostradas as formas de onda de um semiciclo (para demonstração apenas) do sinal senoidal de referência (no caso 60 Hz), a onda triangular, e a função de chaveamento resultante da combinação entre as duas funções anteriores através do seguinte algoritmo:

- Semiciclo positivo: chave é fechada quando $V_R(t) > V_C(t)$; e
- Semiciclo negativo: chave é fechada quando $V_R(t) < V_C(t)$

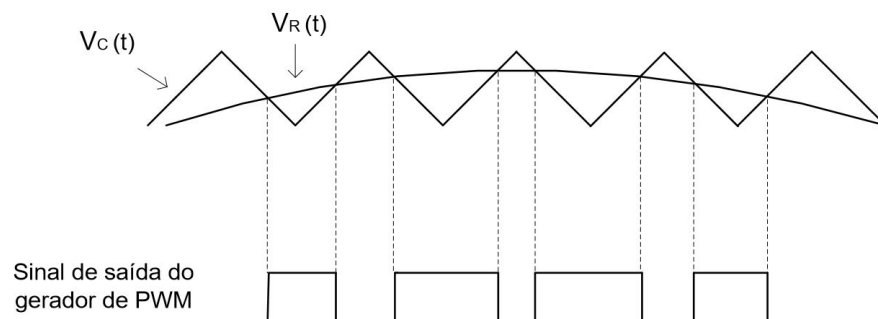


Figura 17: Conversão da onda triangular em função de chaveamento através do método SPWM.

Fonte: (ARAMIZU, 2010)

3.3.2.2 Bloco MPPT

Pode-se observar na Figura 18 que o bloco MPPT tem como função rastrear o ponto gráfico onde se pode obter a maior potência do sistema fotovoltaico, ou seja, onde $V_{dc} \cdot I_{dc} = P_{m\acute{a}x}$ (Figura 19). Para isso, o bloco recebe como parâmetros a corrente e a tensão geradas pelo sistema fotovoltaico e, através de um algoritmo, é capaz de fornecer a tensão CC que proporciona a maior geração de potência para o sistema nas condições climáticas de operação (corrente gerada). Essa tensão será usada como referência para que o controle mantenha a tensão CC sempre constante, seguindo a referência ótima fornecida.

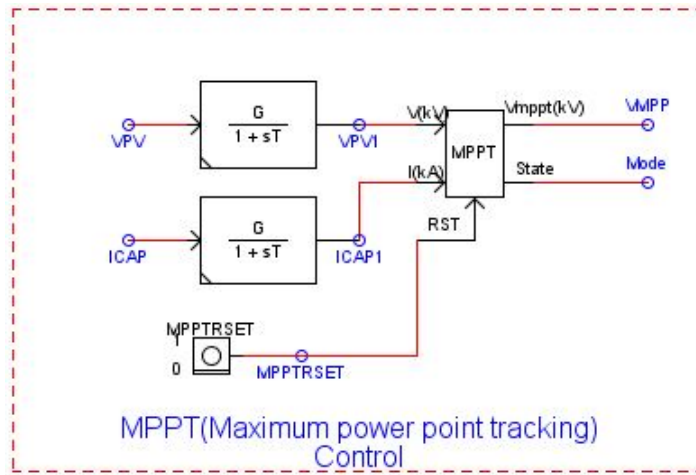


Figura 18: Bloco MPPT.

Fonte: Do autor

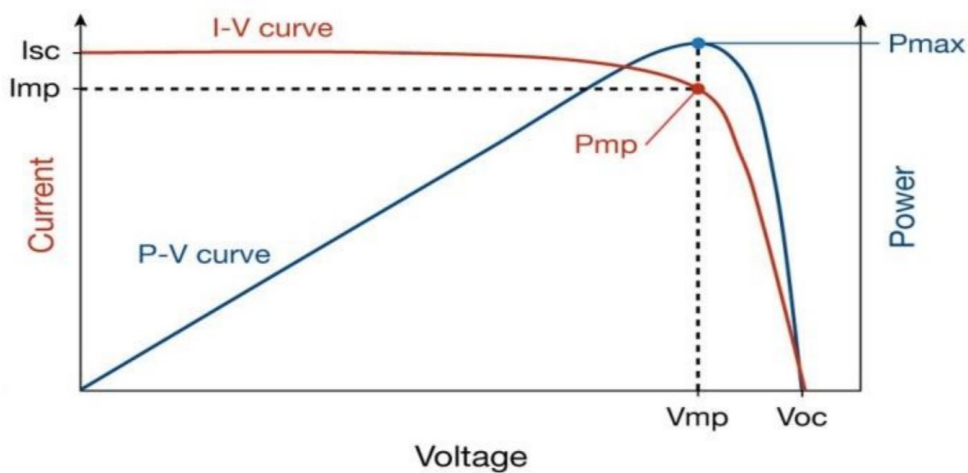


Figura 19: Ponto de máxima potência mostrado em um gráfico I versus V.

Fonte: (GUPTA; SAXENA, 2016)

Existem na literatura alguns tipos de algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência. Os mais comumente utilizados são os de P&O (*Perturb and Observe* ou

Perturbar e Observar) e o IC (*Incremental Conductance* ou Condutância Incremental). Neste sistema em específico está sendo utilizado o método IC que é uma variação mais robusta do P&O. O funcionamento destes métodos podem ser estudados em diversas literaturas disponíveis *online* como em (GUPTA; SAXENA, 2016), e como não são o foco deste trabalho não serão apresentados em maiores detalhes.

3.3.2.3 Controle no domínio dq

Abaixo serão exibidos, e brevemente explicados, os principais blocos responsáveis pelo controle do inversor modelado. Existem algumas estratégias de controle utilizadas na prática e na literatura. O controle no domínio dq e $\alpha\beta$ são os mais comumente utilizados. Esta preferência se dá devido, principalmente, à dificuldade em se tratar matematicamente o modelo descrito no domínio abc . Alguns ganhos importantes que se tem ao tratar o sistema matematicamente no domínio dq , comparando com o abc são:

Tabela 3: Comparação dos ganhos *versus* as perdas do domínio dq sobre o abc

abc	dq
4 equações diferenciais	3 equações diferenciais
4 variáveis de estado	3 variáveis de estado
7 entradas	5 entradas
3 componentes variantes no tempo	2 componentes constantes

Ilustrativamente, quando se faz esta mudança de domínio, muda-se o sistema de coordenadas, ou seja, um vetor \vec{X} rotacionando a uma velocidade ω no tempo no eixo cartesiano se transforma em um vetor \vec{X} parado em relação a um eixo dq rotacionando a velocidade ω e, portanto, o vetor não é mais variante no tempo. Basicamente temos a seguinte representação:

$$\vec{X}(t) = |\vec{X}| \cdot e^{j\theta} \cdot e^{j\omega t} \quad (3.2)$$

$$\vec{X}_d = \Re(|\vec{X}| \cdot e^{j\theta}) \quad (3.3)$$

$$\vec{X}_q = \Im(|\vec{X}| \cdot e^{j\theta}) \quad (3.4)$$

A conversão das variáveis do sistema do domínio abc para o dq é feita pelo bloco representado na Figura 20, o qual recebe como parâmetros as componentes no domínio abc e o ângulo vindo de um PLL (responsável por extrair a frequência fundamental do sistema da rede onde o inversor está acoplado). Dentro do bloco, basicamente, aplicam-se as entradas em uma matriz de transformação que gera duas componentes na saída no domínio dq .

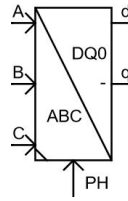


Figura 20: Bloco conversor abc-dq.

Fonte: Do autor

Como pode ser observado na Figura 21, todas as componentes presentes nas malhas de controle estão no domínio dq .

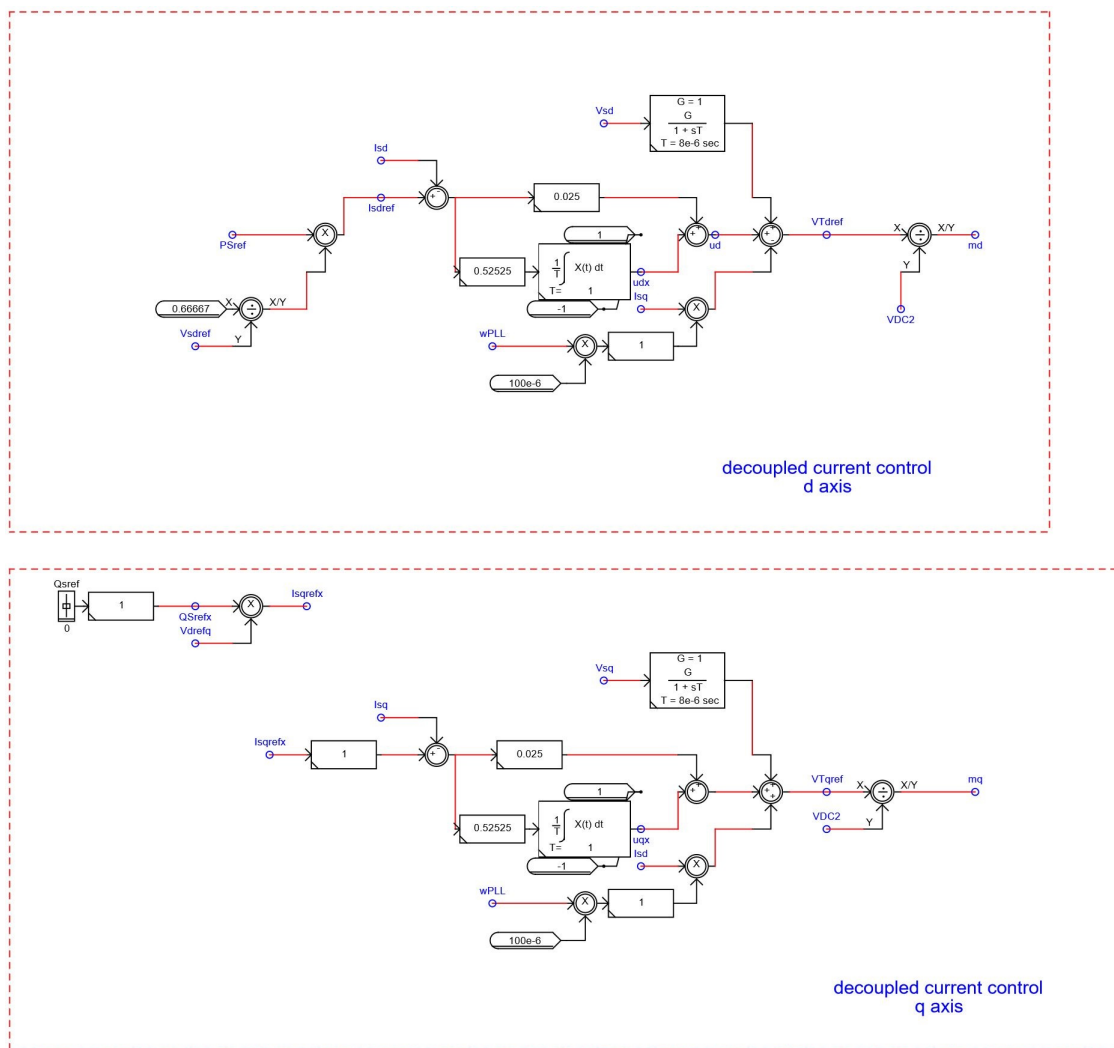


Figura 21: Controle dq de P e Q através de i_d e i_q .

Fonte: Do autor

Para repassar um conhecimento básico de como foram elaboradas as malhas de controle anteriormente comentadas, e quais os resultados provenientes das mesmas, serão apresentados alguns equacionamentos. No domínio abc , pode-se equacionar matematicamente o inversor da seguinte forma:

$$L \cdot \frac{d}{dt} i_a(t) = d_a(t) \cdot V_{cc} - R \cdot i_a(t) - V_{ga}(t) - 0.5 \cdot V_{dc} \quad (3.5)$$

$$L \cdot \frac{d}{dt} i_b(t) = d_b(t) \cdot V_{cc} - R \cdot i_b(t) - V_{gb}(t) - 0.5 \cdot V_{dc} \quad (3.6)$$

$$L \cdot \frac{d}{dt} i_c(t) = d_c(t) \cdot V_{cc} - R \cdot i_c(t) - V_{gc}(t) - 0.5 \cdot V_{dc} \quad (3.7)$$

$$C_{cc} \cdot \frac{d}{dt} V_{cc} = I_{cc} - (d_a(t) \cdot i_a(t) + d_b(t) \cdot i_b(t) + d_c(t) \cdot i_c(t)) \quad (3.8)$$

Ao converter as componentes para o domínio dq , as equações ficam:

$$\frac{d}{dt} i_d = -\frac{R}{L} \cdot i_d + \omega \cdot i_q + m_d \cdot \frac{V_{cc}}{2L} - \frac{V_{gd}}{L} \quad (3.9)$$

$$\frac{d}{dt} i_q = -\frac{R}{L} \cdot i_q - \omega \cdot i_d + m_q \cdot \frac{V_{cc}}{2L} - \frac{V_{gq}}{L} \quad (3.10)$$

$$\frac{d}{dt} V_{cc} = I_{cc} - \frac{3}{4}(m_d \cdot i_d + m_q \cdot i_q) \quad (3.11)$$

A substituição do ciclo de trabalho d pelo índice de modulação m é de certa forma uma substituição de variável (por correspondência), onde:

$$d(t) = \frac{1}{2} + \frac{M}{2} \cdot \cos(\omega t + \theta) \quad (3.12)$$

Nas equações apresentadas: i_{abc} , V_{cc} , V_{gabc} , R , L e C_{cc} são, respectivamente, a corrente nas três fases, tensão no capacitor do *link-cc*, tensão da rede, resistência série do indutor, indutância do filtro, e capacitância do *link-CC* que podem ser tomados como base na Figura 15 por analogia.

Esta conversão, proporciona o seguinte equacionamento para as potências do sistema:

$$P = \frac{3}{2} \cdot (V_{gd} \cdot i_d + V_{gq} \cdot i_q) \quad (3.13)$$

$$Q = \frac{3}{2} \cdot (V_{gq} \cdot i_d - V_{gd} \cdot i_q) \quad (3.14)$$

Desta forma, ao fixar a referência do sistema em: $\theta = 0$ e $V_{gq} = 0$, obtêm-se de 3.13 e 3.14:

$$P = \frac{3}{2} \cdot (V_{gd} \cdot i_d) \quad (3.15)$$

$$Q = -\frac{3}{2} \cdot (V_{gd} \cdot i_q) \quad (3.16)$$

É importante salientar que se pode fixar qualquer referência ao sistema. Porém, esta nos proporciona um desacoplamento das componentes d e q que será muito útil no desenvolver do controle do sistema. Considerando ainda a rede como um barramento muito estável (o que é bastante plausível), $V_{gd} = \text{constante}$, pode-se então controlar a potência ativa (P) através i_d , e a potência reativa (Q), através de i_q . Porém, em 3.9 e 3.10 as grandezas d e q ainda não estão desacopladas.

Para fazer isto é necessária uma substituição de variáveis:

$$m_d = \frac{2}{V_{cc}} (\mu_d - L\omega i_q + V_{gd}) \quad (3.17)$$

$$m_q = \frac{2}{V_{cc}} (\mu_q + L\omega i_d + V_{gq}) \quad (3.18)$$

A partir desta substituição de variáveis é possível implementar um *loop* de controle afim fazer com que o sistema siga as referências dadas e permaneça estável.

Para garantir a estabilidade do sistema é utilizado um controlador PI (*Proportional Integral*) calculado por meio de qualquer *software* que produza uma análise de diagrama de Bode ou *Nyquist* como, por exemplo, o MATLAB®. No caso deste sistema os ganhos calculados para o controlador foram 0,025 para o proporcional, e 0,52525 para o integral, como pode ser observado na Figura 21.

Basicamente as duas malhas de controle da Figura 21 são a representação em software das equações matemáticas 3.9, 3.10, 3.13, 3.14, 3.17 e 3.18. Estas duas malhas possuem o mesmo funcionamento: é dada uma referência desejada ao sistema que deverá segui-la através de iterações matemáticas. No primeiro caso, a referência PS_{ref} vem de uma outra malha onde inicialmente é fornecida a tensão ótima CC pelo MPPT do inversor. No segundo, a referência Q_{ref} é dada em 0 para que o inversor injete apenas potência ativa no sistema. Os resultados da malha de controle são os índices de modulação no domínio dq (m_d e m_q) que são por fim convertidos para o domínio abc por um bloco inverso ao da

Figura 20 e alimentam as chaves do conversor CC/CA produzindo os resultados almejados (referências setadas).

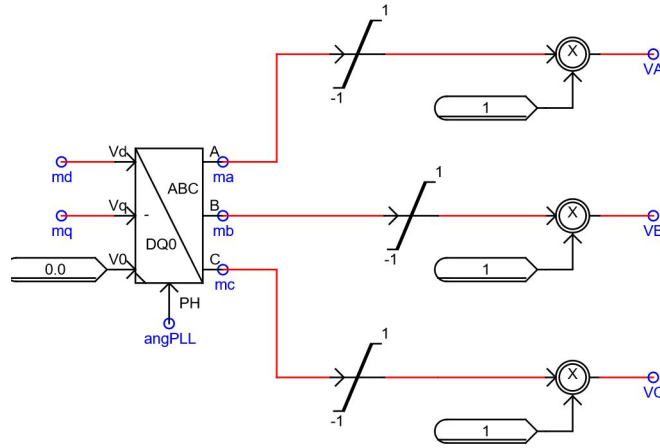


Figura 22: Conversão dos índices de modulação do domínio dq para abc .

Fonte: Do autor

Todo o equacionamento, dimensionamento e explicações sobre os domínios abc , dq , e inclusive $\alpha\beta$, podem ser estudados e melhor compreendidos nos capítulos 4 e 5 de (YAZDANI; IRAVANI, 2010) caso seja de interesse do leitor.

3.4 Transformadores

No sistema modelado foram dimensionados dois transformadores, sendo um para o sistema fotovoltaico, e o outro para a carga variável equilibrada instalada no sistema (Figura 23).

O transformador da GD (TR1) é requerido por norma (CPFL, 2016a) e foi dimensionado para este fim com 1 MVA de potência. Atendendo as características de mercado para inversores centrais, bem como o padrão CPFL para linhas de distribuição, o transformador utilizado possui relação de transformação 0,38/13,8 kV conectado estrela aterrado-delta. O transformador da carga variável equilibrada (TR2) foi dimensionado em 500 kVA, uma vez que a carga possui uma faixa de variação com potência máxima de 447 kVA. Para o segundo transformador, temos um cliente alimentado na baixa-tensão em 220 V, e por isso, o transformador possui a relação de transformação 0,22/13,8kV conectado em estrela aterrado-delta.

Ambos os transformadores tiveram suas potências escolhidas com base em transformadores comerciais a partir do dimensionamento dos mesmos.

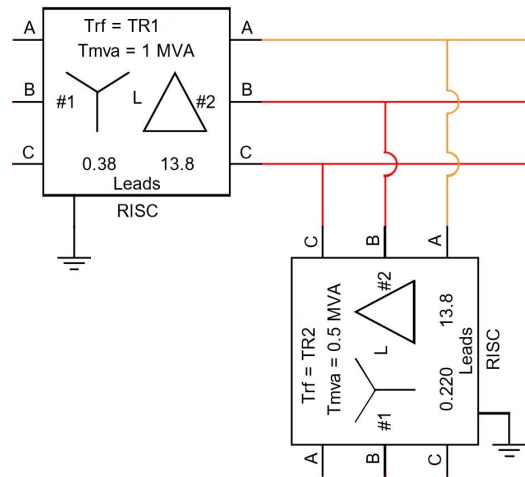


Figura 23: Transformadores do sistema elétrico em análise (TR1 e TR2).

Fonte: Do autor

3.5 Carga equilibrada variável

A carga variável (Figura 24) modelada neste trabalho é alimentada pelo transformador TR2 de 500 kVA a 220 V, 60 Hz e pode variar sua potência de $S = 50 \text{ kW} + j10 \text{ kVar}$ até $S = 400 \text{ kW} + j200 \text{ kVar}$ para simular situações em que o sistema possui alta e baixa penetração de geração distribuída.

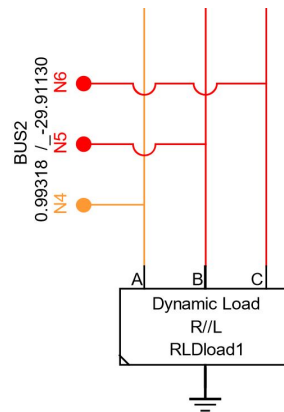


Figura 24: Carga trifásica balanceada variável.

Fonte: Do autor

3.6 Faltas aplicadas na linha

Pode-se visualizar na Figura 9 que existem 4 pontos de falta apontados na linha de distribuição. Todas as faltas possuem como característica principal o envolvimento da fase A-terra e a lógica de aplicação mostrada na Figura 25:

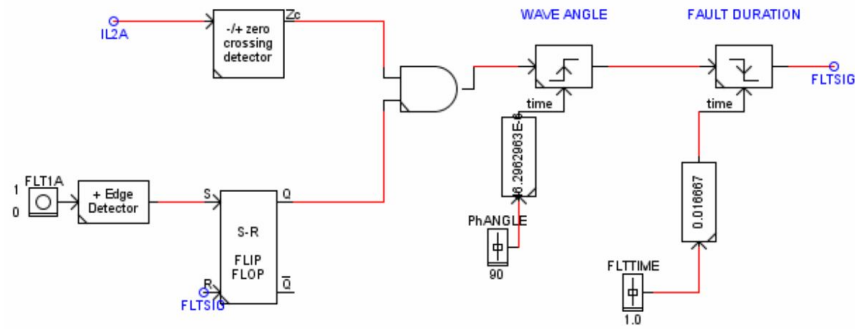


Figura 25: Lógica para a aplicação da falta.

Fonte: Do autor

A lógica implementada permite que a falta perdure por até 1.000 ciclos, e que possa variar sua impedância de 0Ω a 100Ω e, o mais importante, que se possa estabelecer um padrão de aplicação através do ângulo da corrente, ou seja, a falta ocorrerá sempre quando a corrente da fase A estiver passando pelo ângulo escolhido (apontado por **PhANGLE**, na Figura 25). Desta forma, garante-se uma homogeneidade (ou padrão) para cada situação de falta aplicada.

3.7 Linha de distribuição

A linha de distribuição (Figura 26), extraída da Figura 9, foi modelada buscando-se representar uma situação real. A linha possui 12 km de extensão até a GD, com tensão primária de 13,8kV. As linhas de distribuição nos secundários dos transformadores foram consideradas ideais visto as distâncias muito pequenas de interligações.

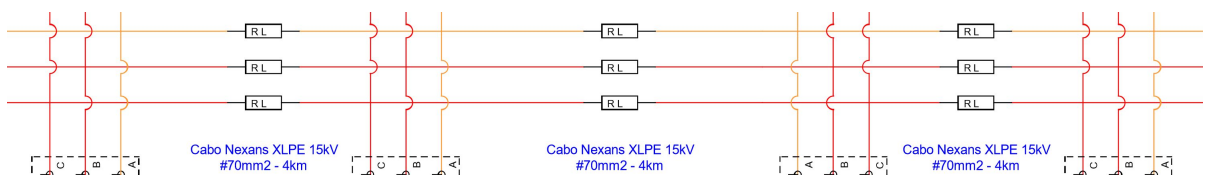


Figura 26: Linha de distribuição modelada com cabos comerciais Nexans.

Fonte: Do autor

Para modelar os cabos utilizados foram considerados os seguintes parâmetros: tensão de operação do sistema; potência aparente máxima do circuito; níveis máximos de queda de tensão até o ponto de entrega (CPFL, 2016c); e a norma (CPFL, 2016b) que cita na página 11 alguns critérios mínimos a serem atendidos quanto ao dimensionamento dos cabos da rede primária.

A Tabela 4 resume os dados considerados.

Tabela 4: Dados e normas para o dimensionamento da rede primária de distribuição.

Sigla	Descrição	Valor
V_{LL}	Tensão de linha do circuito	13,8kV
S_{max}	Potência aparente máxima do circuito	1 MVA
TL	Tensão de Leitura	$0.93V_{LL} \leq TL \leq 1.05V_{LL}$
A_{min}	Bitola mínima	$70mm^2$

Com base nos dados da Tabela 4, têm-se os seguintes cálculos:

$$S = \sqrt{3} \cdot V_{LL} \cdot I_{LL}$$

$$I_{LL} 41,8A$$

Assim, o cabo escolhido deve atender à ampacidade de 41,8A e, conforme já citado na Tabela 4, a bitola mínima para a rede compacta é de $70mm^2$. Analisando um catálogo da fabricante Nexans de cabos de alumínio coberto em XLPE para a rede compacta, com classe de tensão 15kV, constatou-se que o cabo com bitola $70mm^2$ atende ao critério de ampacidade e, para 12km de extensão de linha, também atende ao critério estabelecido em norma para queda de tensão: $0,93V_{LL} < TL$. Este último foi calculado com base na resistência elétrica em CA do material à 90°C (pior caso) fornecida pelo fabricante: $0,56828\Omega/km$ através da Lei de Ohm.

3.8 Operação do sistema em regime permanente

Antes de apresentar o próximo capítulo, nesta subseção, serão apresentadas algumas formas de ondas do sistema operando em regime permanente (Figura 27) com o objetivo de avaliar os níveis de tensão na carga e distorção harmônica (THD). Assim, o sistema foi colocado em operação sob o maior nível de penetração de GD ($P_{carga} = 0,109 MVA$), justamente para avaliar se os níveis de tensão e THD estão dentro dos padrões estabelecidos por normas (CPFL, 2016a),(ANEEL, 2010).

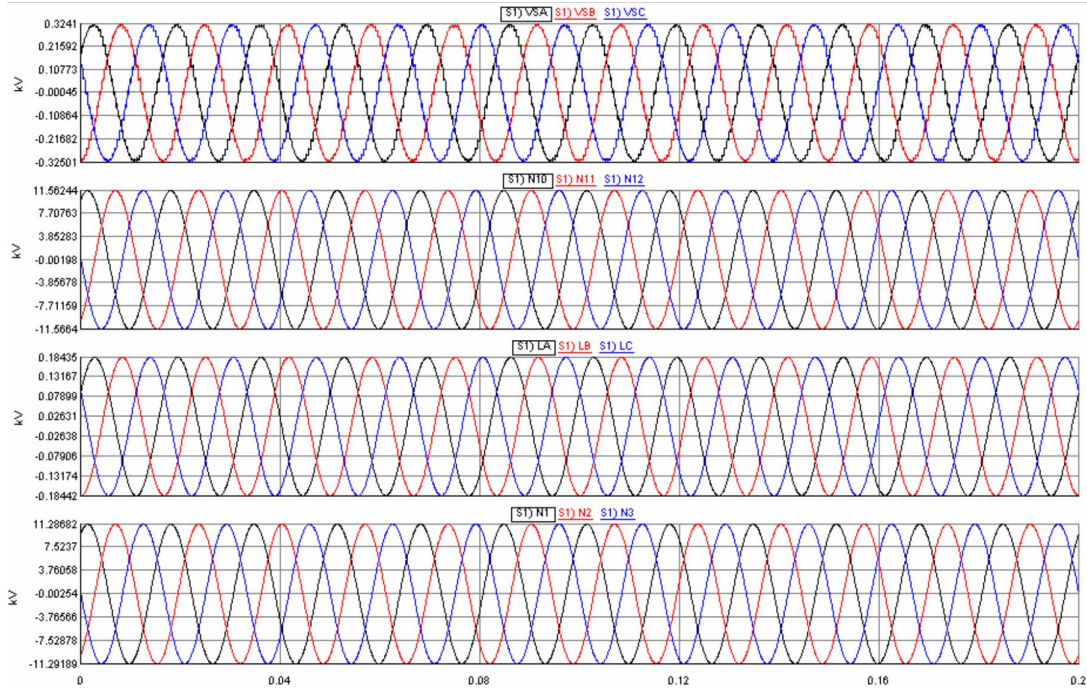


Figura 27: Formas de onda da tensão ao longo do sistema em regime permanente.

Fonte: Do autor

Para a Figura 27 e demais figuras deste trabalho, são válidas as definições das variáveis definidas na Tabela 5:

Tabela 5: Legenda para as formas de onda deste trabalho

Siglas	Forma de onda
VSA/VSB/VSC	Tensão trifásica na saída do inversor
N10/N11/N12	Tensão trifásica no ponto de acoplamento da GD e da carga
LA/LB/LC	Tensão trifásica na carga
N1/N2/N3	Tensão trifásica na subestação

A Figura 28 mostra algumas medições por fase dos valores eficazes de tensão nas fases A, B e C da carga. Pode-se notar valores em torno de $130 V_{ef}$. Valores estes de acordo com os valores normalizados.

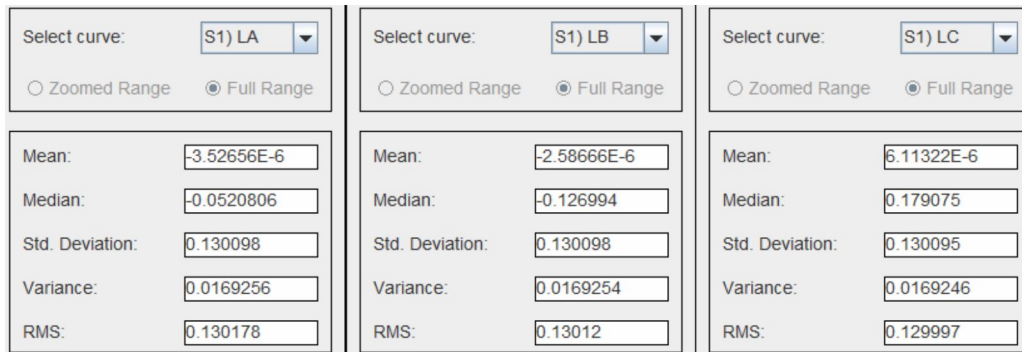


Figura 28: Dados da tensão na fase A, B e C da carga em regime permanente - Gráfico 3 da Figura 27.

Fonte: Do autor

O THD de tensão na saída do inversor encontra-se em valores de 3%, e o da corrente em torno de 1,8%, como pode ser observado nas formas de onda da Figura 29.

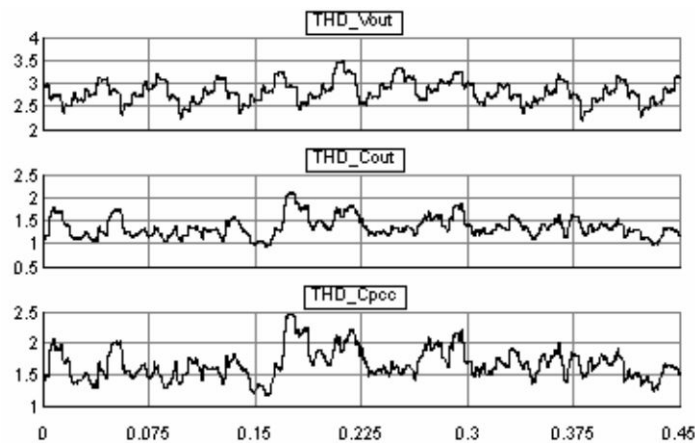


Figura 29: THD da forma de onda VSA/VSB/VSC, THD da corrente na saída do inversor e no ponto de acoplamento respectivamente.

Fonte: Do autor

4 ANÁLISE E RESULTADOS

Neste capítulo serão executados alguns testes no sistema modelado a fim de observar o comportamento do mesmo sob diferentes condições de falta e níveis de carga presentes no sistema. Os resultados esperados são diferentes níveis de elevação de tensão momentâneos para os diferentes pontos de aplicação da falta.

Para garantir um comportamento próximo ao real para o padrão nacional, foi implementada uma lógica capaz de simular a detecção de ilhamento do sistema fotovoltaico pelo inversor. Este sistema de detecção de ilhamento é obrigatório por normas internacionais e nacionais e todos os inversores comercialmente aprovados no Brasil devem possuir tal característica. No Brasil a GD não pode operar quando a porção do SEP em que se encontra conectada fica ilhada. Em alguns países onde esta tecnologia está mais difundida, já existem estudos e propostas de micro redes onde a GD pode operar ilhada contribuindo com a porção do SEP em situações de falta e ilhamento, deixando o sistema elétrico ainda mais confiável. Porém, no Brasil, isso ainda não é regulamentado.

O ilhamento do sistema ocorre a partir do comando de um relé parametrizado para atuar quando houver sobrecorrente no sistema. Recebendo esta informação, o relé envia o sinal **FLTSIG** (Figura 25) ao disjuntor que irá abrir no momento estabelecido, sendo este próximo a $100ms$. É importante salientar que a corrente de partida (*trip*) ajustada na parametrização do relé foi tomada apenas para que ocorresse o ilhamento (valor de 50% acima da corrente nominal), não sendo utilizada nenhuma metodologia específica.

O bloco da Figura 30 é o responsável pela simulação de anti-ilhamento e está programado para o fazer em até 0,16s após o ilhamento ocorrer.

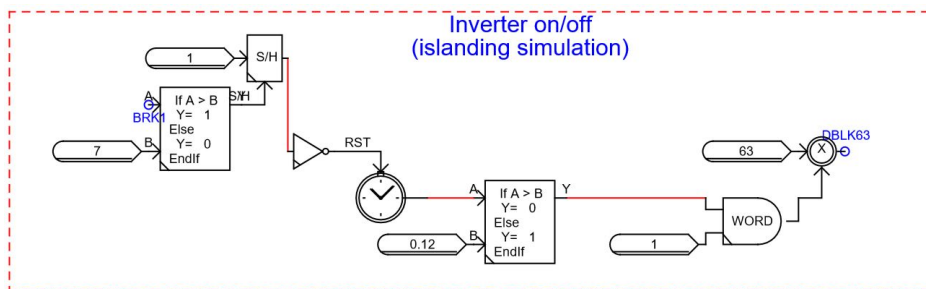


Figura 30: Simulação do controle anti-ilhamento.

Fonte: Do autor

Basicamente o bloco funciona da seguinte maneira. Após a abertura do disjuntor da subestação, o sinal **BRK1** é enviado à lógica que dispara um temporizador. Ao atingir o valor de 0,12 s o bloco comparador envia o sinal de saída **DBLK63** para desligar o

inversor. Os blocos **WORD** e o valor inteiro 63 multiplicado ao final, são, respectivamente, uma porta lógica *And* para efeitos de compilação do *RSCAD*, e valor o configurado no inversor para desligá-lo.

Para realizar medições padronizadas, as variações dos parâmetros foram incorporadas uma a uma:

- Distância da falta (12 km, 8 km e 4 km);
- Impedância de falta (0,1 Ω , 10 Ω e 40 Ω);
- Ângulo de inserção da falta (0° e 90°); e
- Nível de penetração de GD (Baixo, Médio e Alto).

A variação dos parâmetros descritos possibilitou a elaboração de 4 casos, os quais serão introduzidos, expostos e analisados ainda neste capítulo. Vale informar que uma falta ocorrida muito próxima a GD tende a ser "percebida" pela proteção do inversor antes da proteção da subestação. Desta forma, não ocorre o ilhamento, pois o inversor é programado para deixar de operar em casos de anomalias no fornecimento da energia elétrica (ANEEL (2016)).

A falta a 4 km da conexão da GD já é bastante próxima, porém será considerada para efeito de análise.

Antes de analisar qualquer dos 4 casos, inicialmente será introduzido o caso padrão onde o sistema opera sem a presença da geração distribuída. Assim, pode-se reforçar a causa da elevação de tensão, foco deste trabalho, como resultante da presença da GD. Vale lembrar que, para todos os gráficos apresentados, as nomenclaturas utilizadas (VSA|VSB|VSC, N10|N11|N12, LA|LB|LC e N1|N2|N3) referem-se, respectivamente, às tensões trifásicas na saída do inversor, no ponto de acoplamento da GD e da carga, na carga e na subestação, conforme já apresentadas na Tabela 5.

4.1 Caso Padrão

A Figura 31 mostra o sistema operando com carga moderada (217 kVA) antes e após a falta fase-terra ser aplicada. Em aproximadamente 0,32 s ocorre o ilhamento do sistema.

Após a ocorrência da falta, o comportamento do sistema com e sem GD é basicamente o mesmo até o momento que o ilhamento ocorre. Sem a geração fotovoltaica, quando o disjuntor desconecta a porção do sistema onde a falta se encontra, não existe outra fonte alimentando a carga. Então, após 0,32 s a tensão torna-se nula. Este comportamento era esperado e até mesmo intuitivo, porém é bem diferente do que será observado nos casos subsequentes.

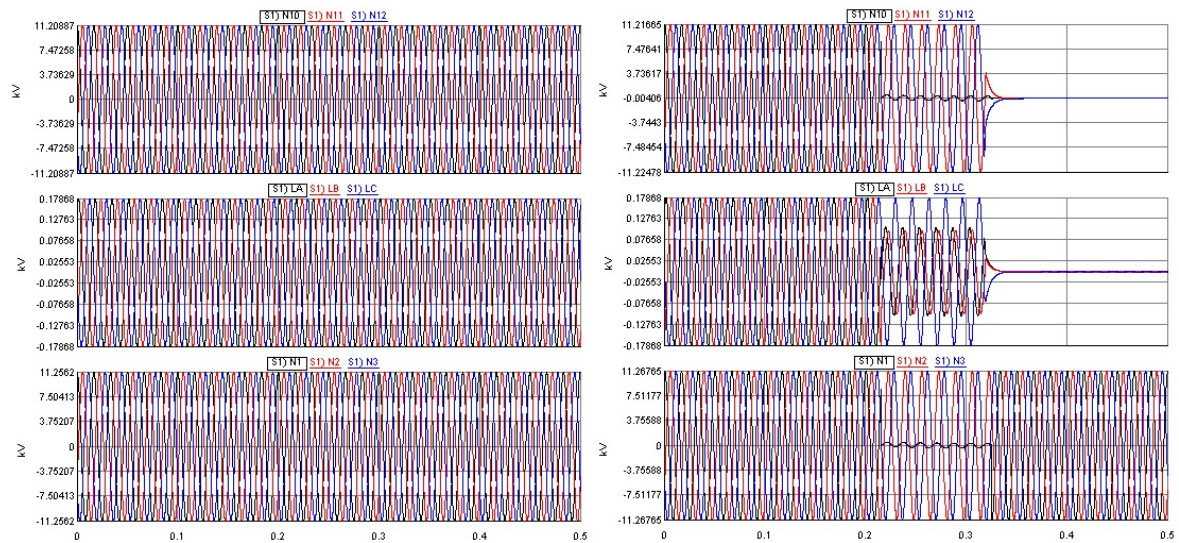


Figura 31: Operação do sistema elétrico sem a conexão da GD mostrando, à esquerda, as condições de regime permanente, e à direita, as condições de pré-falta (aproximadamente 0,22 s), falta e de ilhamento do sistema (aproximadamente 0,32 s).

Fonte: Do autor

4.2 Caso 1

A Tabela 6 apresenta os parâmetros de entrada sob os quais o sistema foi testado. Os testes são enumerados de 1.1 a 1.9 e, como pode ser observado, variou-se o nível de penetração da GD para cada distância de falta em relação ao ponto de acoplamento da carga. Exemplificando, os testes 1.1, 1.2 e 1.3 foram realizados sob os níveis Baixo, Médio e Alto de penetração, respectivamente, para uma falta ocorrida a 12 km do ponto de acoplamento da carga ("F1" em Figura 8).

Tabela 6: Parâmetros de entrada do sistema em análise para a simulação computacional: Caso 1.

Caso 1		ENTRADAS				Classificação
	Potência de saída GD (MW)	Potência Carga (MVA)	Posição da falta	Impedância de falta (Ω)	Ângulo de inserção (Graus)	Nível de penetração de GD
1.1	0,94	0,435	F1 (12 km)	0,1	0	Baixo
1.2	0,94	0,217	F1 (12 km)	0,1	0	Médio
1.3	0,94	0,109	F1 (12 km)	0,1	0	Alto
1.4	0,94	0,435	F2 (8 km)	0,1	0	Baixo
1.5	0,94	0,217	F2 (8 km)	0,1	0	Médio
1.6	0,94	0,109	F2 (8 km)	0,1	0	Alto
1.7	0,94	0,435	F3 (4 km)	0,1	0	Baixo
1.8	0,94	0,217	F3 (4 km)	0,1	0	Médio
1.9	0,94	0,109	F3 (4 km)	0,1	0	Alto

Fonte: Do autor

Os resultados (saídas) são as elevações de tensão no ponto de acoplamento da carga no lado de baixa (LA, LB e LC) e no lado de média tensão (N10, N11 e N12), dados em

p.u.. Estes valores são representados na Tabela 7 para viabilizar a análise quantitativa dos resultados, sendo que os pontos de medição estão definidos na Tabela 5.

As representações gráficas dos testes de 1.2 a 1.9 deste caso (inclusive de todos os casos desta seção) podem ser encontradas no Apêndice A. Por brevidade, somente os resultados numéricos serão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Saída dos testes realizados: Caso 1.

Caso 1	SAÍDAS (CARGA/REDE) - [p.u.]												Classificação
	Tensão de Pré-Falta Carga (A B C)			Tensão de Pré-Falta Rede (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Carga (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Rede (A B C)			Nível de penetração de GD
1.1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,39	1,40	1,40	0,00	2,42	2,41	Baixo
1.2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,49	1,48	1,49	0,00	2,55	2,55	Médio
1.3	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,52	1,51	1,52	0,00	2,61	2,61	Alto
1.4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,40	1,39	1,39	0,00	2,41	2,41	Baixo
1.5	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,48	1,47	1,48	0,00	2,55	2,55	Médio
1.6	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,51	1,50	1,52	0,00	2,59	2,61	Alto
1.7	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,40	1,40	1,40	0,00	2,43	2,42	Baixo
1.8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,48	1,47	1,48	0,00	2,55	2,54	Médio
1.9	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,51	1,51	1,52	0,00	2,61	2,61	Alto

A Figura 32 apresenta uma visão qualitativa da resposta do sistema sob as condições do teste 1.1.

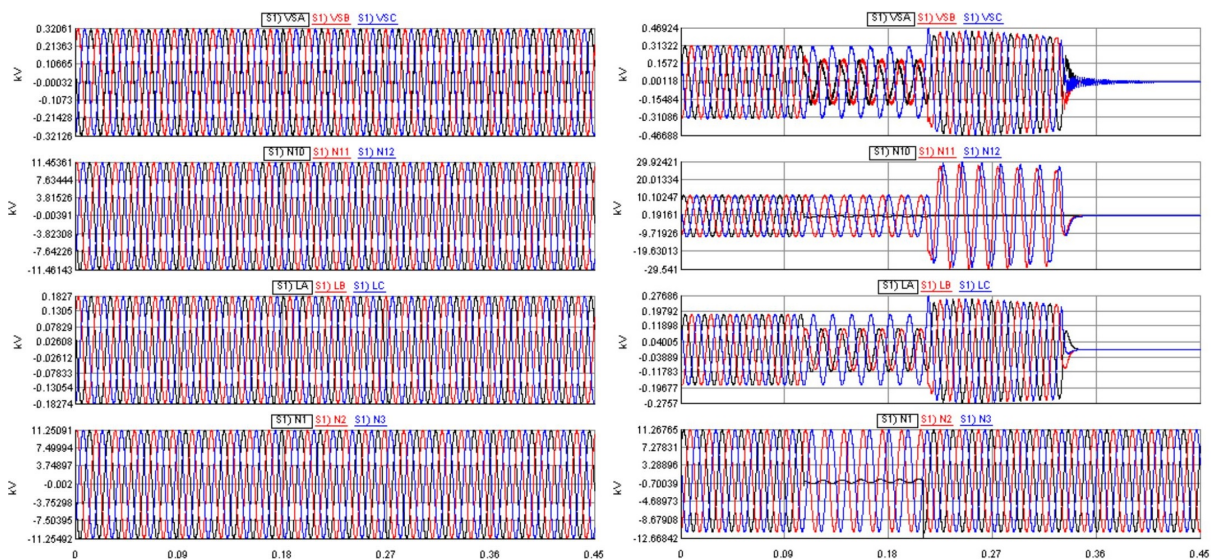


Figura 32: À esquerda tem-se o sistema em regime permanente sob condições do teste 1.1; e à direita a resposta do sistema em situação de pós-falta (aproximadamente em 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente em 0,2 s)

Fonte: Do autor

A elevação de tensão momentânea é evidente após o ilhamento do sistema. Pela Tabela 7, é possível verificar valores eficazes de até 1,52 p.u. para a baixa tensão e 2,61 p.u. para a média tensão. Graficamente, pode-se ainda observar picos, em p.u., 10% maiores

que os valores tabelados. Por exemplo: a Figura 32 apresenta na fase C da carga valores de pico de até $0,276kV$, ou seja:

$$V_{c_{pk}} = \frac{0,276}{0,220 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}} = 1,54p.u. \quad (4.1)$$

Observando a Tabela 7, verifica-se que no teste 1.1, o valor RMS normalizado da elevação foi de $1,40p.u.$, logo:

$$\frac{1,54}{1,40} = 1,10p.u. \quad (4.2)$$

Analisando os resultados, ficam evidentes algumas conclusões:

- Quanto maior o nível de penetração da GD, maior a severidade do fenômeno de elevação de tensão. O que comprova a influência da alta penetração da GD para este tipo de distúrbio.
- A elevação de tensão é atenuada pelos transformadores existentes no sistema, já que ao se perder uma fase na média tensão, a elevação de tensão nas duas fases sãs (sem falta) não é traduzida proporcionalmente para o lado de baixa que ainda possui 3 fases sãs. Além disso, a própria saturação do transformador contribui para a redução da severidade do fenômeno Barker (2002).
- A distância da falta não ocasiona, para o sistema analisado, interferência visível sobre o fenômeno de elevação de tensão em pauta.

4.3 Caso 2

Neste segundo caso foi analisada a influência da impedância de falta sobre a elevação de tensão momentânea. Seguindo o mesmo procedimento de 9 testes em diferentes níveis de penetração da GD para cada distância de falta, a impedância de falta foi ajustada em 10Ω e foram obtidas as Tabelas 8 e 9 de entrada e saída, respectivamente:

Tabela 8: Entradas do sistema para a simulação computacional: Caso 2.

Caso 2	ENTRADAS					Classificação
	Potência de saída GD (MW)	Potência Carga (MVA)	Posição da falta	Impedância de falta (Ω)	Ângulo de inserção (Graus)	Nível de penetração de GD
2.1	0,94	0,435	F1 (12 km)	10,0	0	Baixo
2.2	0,94	0,217	F1 (12 km)	10,0	0	Médio
2.3	0,94	0,109	F1 (12 km)	10,0	0	Alto
2.4	0,94	0,435	F2 (8 km)	10,0	0	Baixo
2.5	0,94	0,217	F2 (8 km)	10,0	0	Médio
2.6	0,94	0,109	F2 (8 km)	10,0	0	Alto
2.7	0,94	0,435	F3 (4 km)	10,0	0	Baixo
2.8	0,94	0,217	F3 (4 km)	10,0	0	Médio
2.9	0,94	0,109	F3 (4 km)	10,0	0	Alto

Fonte: Do autor

Tabela 9: Saída dos testes realizados: Caso 2.

Caso 2	SAÍDAS (CARGA/REDE) - [pu]												Classificação
	Tensão de Pré-Falta Carga (A B C)			Tensão de Pré-Falta Rede (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Carga (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Rede (A B C)			Nível de penetração de GD
2.1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,38	1,37	1,38	0,00	2,37	2,37	Baixo
2.2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,49	1,48	1,50	0,00	2,56	2,56	Médio
2.3	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,51	1,51	1,55	0,00	2,62	2,61	Alto
2.4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,41	1,40	1,41	0,00	2,42	2,43	Baixo
2.5	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,48	1,48	1,50	0,00	2,56	2,56	Médio
2.6	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,51	1,51	1,55	0,00	2,61	2,60	Alto
2.7	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,42	1,41	1,41	0,00	2,43	2,44	Baixo
2.8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,48	1,49	1,50	0,00	2,57	2,56	Médio
2.9	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,51	1,51	1,55	0,00	2,62	2,61	Alto

Fonte: Do autor

A Figura 33 mostra graficamente os resultados do teste 2.1.

Comparando a Figura 32 e a Figura 33 fica evidente que o aumento da impedância de falta interfere na situação de pós-falta e de pré-ilhamento. Porém, torna-se aparentemente irrelevante no pós-ilhamento. Além disso, analisando nas tabelas de saída as tensões nas fases da carga e da rede, observa-se a semelhança entre os resultados dos casos 1 e 2, obtendo assim duas conclusões relevantes:

- O aumento da impedância de falta não interfere, ou apresenta pouquíssima relevância na elevação de tensão pós-ilhamento.
- Concretiza-se o fato de que a distância de aplicação da falta não interfere no distúrbio analisado.

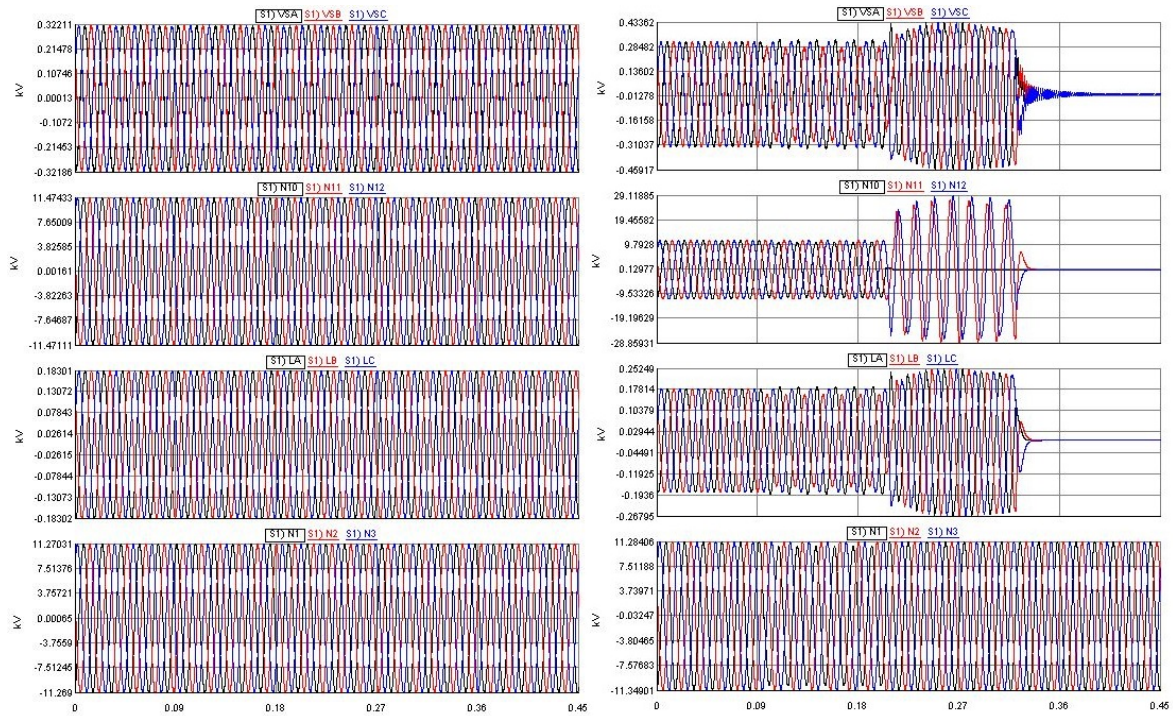


Figura 33: À esquerda tem-se o sistema em regime permanente sob condições do caso 2.1; e à direita a resposta do sistema em situação de pós-falta (aproximadamente em 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente em 0,2 s)

Fonte: Do autor

4.4 Caso 3

O Caso 3 pode ser considerado uma extensão do anterior. Aumentou-se ainda mais a impedância de falta para analisar os efeitos sobre o fenômeno em análise. Como já havia sido comprovado, observa-se novamente a baixa (ou irrelevante) influência da distância da falta sobre a elevação de tensão. Para este caso foram realizados apenas 3 testes (sob níveis diferentes de penetração da GD) com a impedância de falta ajustada em 40Ω .

A Tabela 10 ilustra as condições em que os testes foram realizados e a Figura 34 o comportamento do sistema durante o teste 3.3.

Tabela 10: Entradas do sistema para a simulação computacional: Caso 3.

Caso 3	ENTRADAS					Classificação
	Potência de saída GD (MW)	Potência Carga (MVA)	Posição da falta	Impedância de falta (Ω)	Ângulo de inserção (Graus)	
3.1	0,94	0,435	F1 (12 km)	40	0	Baixo
3.2	0,94	0,217	F1 (12 km)	40	0	Médio
3.3	0,94	0,109	F1 (12 km)	40	0	Alto

As saídas para os 3 testes realizados encontram-se na Tabela 11:

Tabela 11: Saída dos testes realizados: Caso 3.

Caso 3	SAÍDAS (CARGA/REDE) - [pu]												Classificação
	Tensão de Pré-Falta Carga (A B C)			Tensão de Pré-Falta Rede (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Carga (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Rede (A B C)			Nível de penetração de GD
3.1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,38	1,37	1,38	0,00	2,38	2,37	Baixo
3.2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,44	1,44	1,45	0,00	2,49	2,49	Médio
3.3	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,47	1,47	1,48	0,00	2,54	2,54	Alto

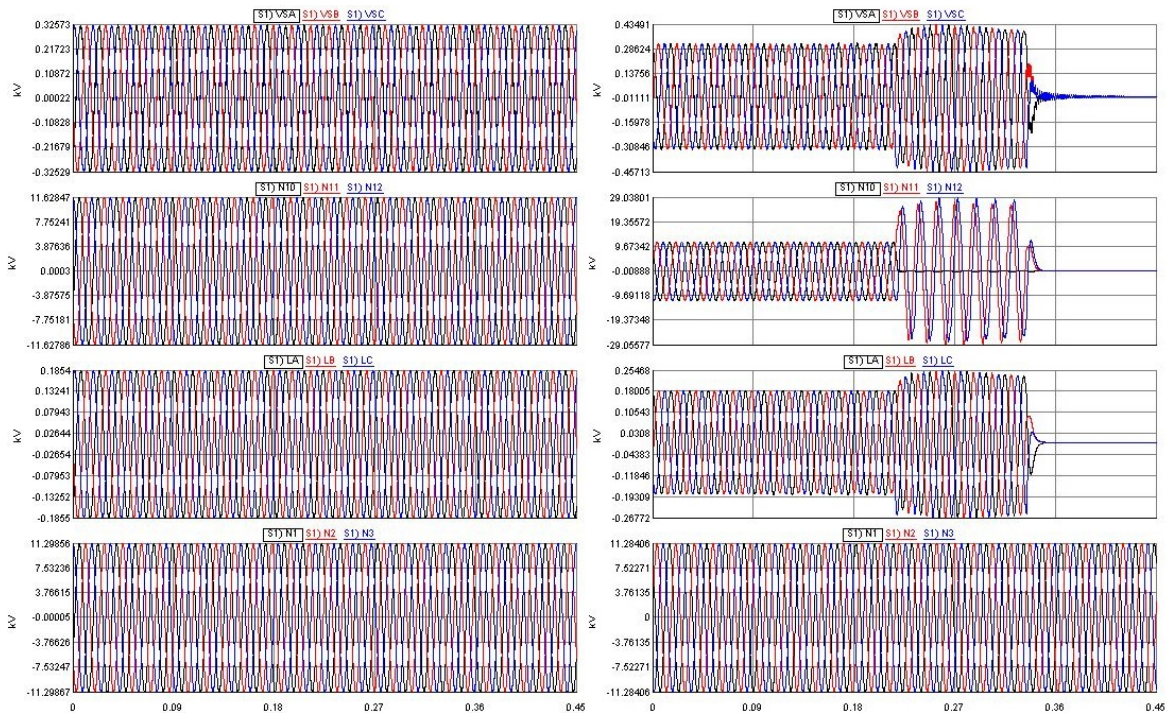


Figura 34: À esquerda tem-se o sistema em regime permanente sob condições do caso 3.3; e à direita a resposta do sistema em situação de pós-falta (aproximadamente em 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente em 0,2 s)

Fonte: Do autor

Comparando os dados dos três primeiros testes nas Tabelas 7, 9 e 11, observa-se que para uma impedância de falta alta, houve uma redução na magnitude da tensão. Tomando a fase C como exemplo, temos para os testes 1.3, 2.3 e 3.3 na baixa tensão, respectivamente, $1,52p.u.$, $1,55p.u.$ e $1,47p.u.$ e na média tensão, respectivamente, $2,61p.u.$, $2,61p.u.$ e $2,54p.u.$.

Fica então evidente que o aumento da impedância de falta interfere diretamente na magnitude da tensão na fase faltosa antes do ilhamento e contribui de certa forma para a redução na magnitude da elevação de tensão após o ilhamento. Porém, não é possível afirmar a existência de uma relação clara entre a impedância de falta e o distúrbio analisado. Sendo este caso passível de uma análise mais aprofundada.

4.5 Caso 4

O Caso 4 analisa a influência do ângulo de inserção da falta sob diferentes condições de penetração da GD (baixa, média e alta) e diferentes impedâncias de falta (0.1Ω , 10Ω e 40Ω) como mostra a Tabela 12.

Tabela 12: Entradas do sistema para a simulação computacional: Caso 4.

Caso 4	ENTRADAS						Classificação
	Potência de saída GD (MW)	Potência Carga (MVA)	Posição da falta	Impedância de falta (Ω)	Ângulo de inserção (Graus)	Nível de penetração de GD	
4.1	0,94	0,435	F1 (12 km)	0,1	90	Baixo	
4.2	0,94	0,217	F1 (12 km)	0,1	90	Médio	
4.3	0,94	0,109	F1 (12 km)	0,1	90	Alto	
4.4	0,94	0,435	F1 (12 km)	10	90	Baixo	
4.5	0,94	0,217	F1 (12 km)	10	90	Médio	
4.6	0,94	0,109	F1 (12 km)	10	90	Alto	
4.7	0,94	0,435	F1 (12 km)	40	90	Baixo	
4.8	0,94	0,217	F1 (12 km)	40	90	Médio	
4.9	0,94	0,109	F1 (12 km)	40	90	Baixo	

Fonte: Do autor

Nestas condições iniciais do sistema foram aplicadas faltas a 12 km de distância do ponto de acoplamento da carga para os 9 testes.

Como era esperado, o ângulo de inserção da falta influenciou no transitório da tensão no momento em que a falta foi aplicada, gerando uma distorção no transitório como pode ser visto na Figura 35.

Na Tabela 13 são apresentadas as saídas dos testes realizados para este caso e a Figura 35 ilustra o teste 4.1.

Tabela 13: Saída dos testes realizados: Caso 4.

Caso 4	SAÍDAS (CARGA/REDE) - [pu]												Classificação
	Tensão de Pré-Falta Carga (A B C)			Tensão de Pré-Falta Rede (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Carga (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Rede (A B C)			Nível de penetração de GD
4.1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,38	1,38	1,38	0,00	2,38	2,38	Baixo
4.2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,46	1,44	1,46	0,00	2,50	2,51	Médio
4.3	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,49	1,49	1,51	0,00	2,58	2,58	Alto
4.4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,38	1,38	1,39	0,00	2,38	2,38	Baixo
4.5	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,45	1,44	1,45	0,00	2,49	2,50	Médio
4.6	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,49	1,48	1,49	0,00	2,56	2,57	Alto
4.7	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,37	1,37	1,38	0,00	2,37	2,37	Baixo
4.8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,49	1,47	1,48	0,00	2,55	2,56	Médio
4.9	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,53	1,52	1,51	0,00	2,62	2,61	Alto

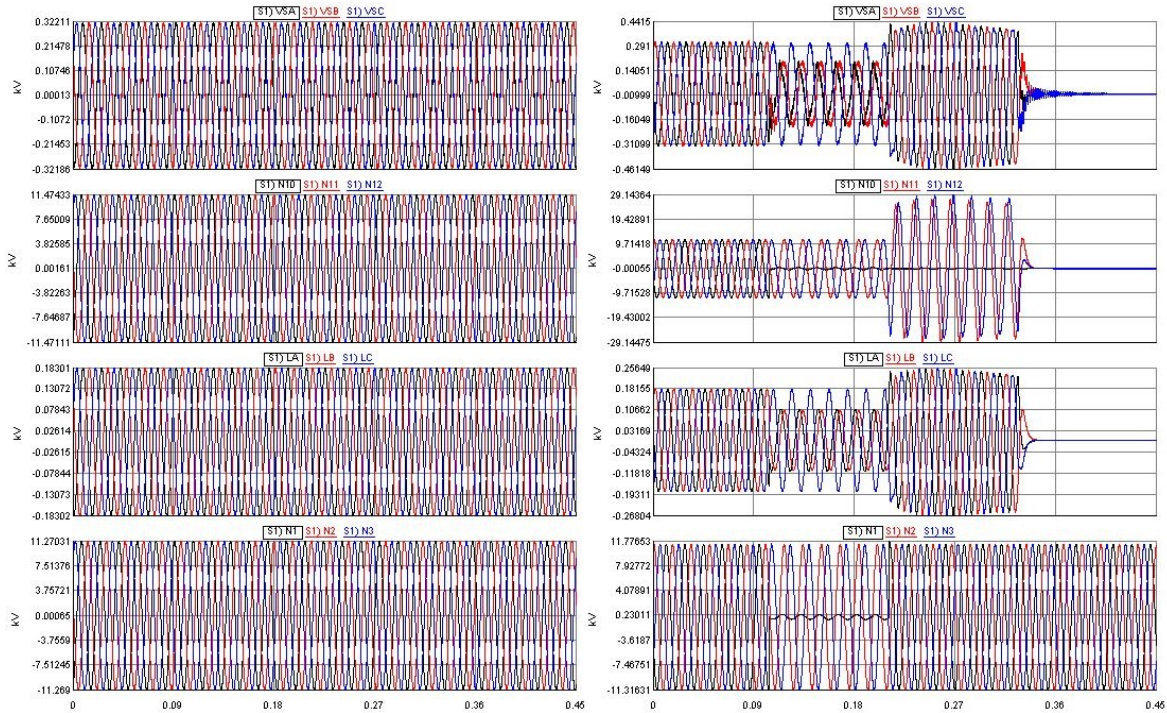


Figura 35: À esquerda tem-se o sistema em regime permanente sob condições do caso 4.1; e à direita a resposta do sistema em situação de pós-falta (aproximadamente em 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente em 0,2 s)

Fonte: Do autor

Quantitativamente, os dados referentes aos três primeiros testes deste caso são comparáveis aos obtidos nos três primeiros do Caso 1. Da mesma forma, os testes 4.4, 4.5 e 4.6 são comparáveis aos resultados obtidos nos três primeiros testes do Caso 2, e os últimos deste Caso 4, comparáveis aos valores obtidos no Caso 3. Sendo assim, vemos que:

- **Caso 1 x Caso 4:** Os valores das magnitudes das tensões nas fases da carga e da rede apresentaram uma pequena redução no Caso 4;
- **Caso 2 x Caso 4:** Da mesma forma que o item acima, os valores das tensões nas fases da carga e da rede reduziram;
- **Caso 3 x Caso 4:** Ocorreu o inverso das comparações anteriores. Para uma impedância de falta de 40Ω e ângulo de inserção da falta de 90° , os valores encontrados aqui são maiores do que no caso anterior (Caso 3).

Como conclusão, a partir do evidenciado, pode-se dizer que o ângulo de inserção da falta pode apresentar alguma relação com o distúrbio de elevação da tensão analisado, mesmo que de uma forma bastante discreta. Deste modo, este também é um caso passível de uma análise mais aprofundada.

4.6 Caso 5 - Proposta de mitigação para o problema em análise

Neste quinto e último caso foi implementada uma das propostas existentes na literatura visando mitigar este tipo de elevação de tensão. A proposta implementada foi abordada por Ghoddami e Yazdani (2015)(proposta mais recente encontrada neste trabalho) como sendo eficaz e de baixo custo por ser apenas uma alteração em software. Já introduzida no Capítulo 2, a proposta de mitigação foi aplicada ao sistema analisado e resultados condizentes com os visualizados na referência foram obtidos, como poderá ser verificado nesta seção.

As alterações feitas no controle do inversor, em resumo, "reajustam" os índices de modulação m_a , m_b e m_c , proporcionalmente à elevação de tensão. Repare que a palavra reajustam está colocada entre aspas. Isso porque o que realmente é feito com os índices de modulação é uma limitação dos mesmos, restringindo-os sob uma faixa para mitigar a elevação da tensão. Isso é possível porque, as três fases nos terminais de saída do inversor são determinadas por:

$$\begin{cases} v_{ta}(t) = \frac{1}{2}v_{dc}m_a(t) \\ v_{tb}(t) = \frac{1}{2}v_{dc}m_b(t) \\ v_{tc}(t) = \frac{1}{2}v_{dc}m_c(t) \end{cases} \quad (4.3)$$

Desta maneira, se os índices de modulação m_a , m_b e m_c forem menores do que 1, então é possível limitar a tensão de saída do inversor no ponto de acoplamento e em uma pequena vizinhança, pelo menos temporariamente no caso de elevação de tensão através dos índices de modulação (GHODDAMI; YAZDANI, 2015).

As Figuras 21 e 22, da maneira como foram apresentadas no Capítulo 4, representam o controle convencional implementado em inversores comerciais. Para implementar a proposta de mitigação, algumas modificações foram realizadas.

Para a proposta de mitigação, são medidos os valores de pico nas três fases da tensão de saída do inversor e estes são normalizados em relação ao valor nominal. No sistema analisado, a tensão de saída do inversor é trifásica em 380 V. Assim, temos um valor de pico por fase de:

$$V_{pk} = 380 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 310,26V \quad (4.4)$$

Esse valor em p.u. passa por uma função linear que dará a proporcionalidade de nivelamento para os índices de modulação. A Figura 36 exemplifica o descrito.

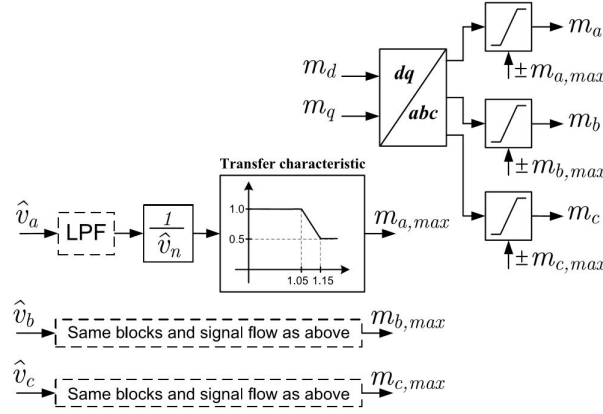


Figura 36: Diagrama de blocos para a estratégia de mitigação proposta.

Fonte: (GHODDAMI; YAZDANI, 2015)

A função linear produz então limites de saturação para os índices de modulação e esta pode ser dimensionada a cargo do projetista, sendo os valores máximos e mínimos ajustados para um desempenho aceitável e desejado. Sendo assim, para este trabalho foram considerados os mesmos valores da Figura 36, pois após testar diversas possibilidades, os valores propostos pelos autores foram satisfatórios para visualizar o funcionamento da proposta de mitigação.

Para valores de tensão medidos até 1,05 p.u. (aceitáveis pelas normas brasileiras - (ANEEL, 2010)) os índices de modulação são limitados em ± 1 , entre 1,05 p.u. e 1,15 p.u., seguindo a função linear, e acima de 1,15 p.u. são limitados a $\pm 0,5$.

$$\begin{cases} m_{sat} = 1, V_{apu} \text{ ou } V_{bpu} \text{ ou } V_{cpu} \leq 1,05 p.u. \\ m_{sat} = -5 \cdot V_{a,b,c} + 6,25, 1,05 \leq V_{apu} \text{ ou } V_{bpu} \text{ ou } V_{cpu} \leq 1,15 p.u. \\ m_{sat} = 0,5, V_{apu} \text{ ou } V_{bpu} \text{ ou } V_{cpu} \geq 1,15 p.u. \end{cases}$$

Outra alteração implementada no controle do inversor foi justamente a limitação dos índices de modulação (Figura 22).

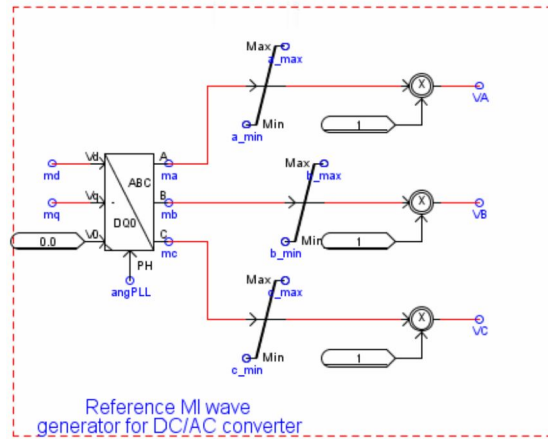


Figura 37: Aplicação dos limitantes $\pm m_{amax}$, $\pm m_{bmax}$, $\pm m_{cmax}$ para os índices de modulação em caso de elevação de tensão

Fonte: Do autor

Sendo, a_{max} , b_{max} e c_{max} as saídas de Figura 36. Já os valores de a_{min} , b_{min} e c_{min} são os máximos multiplicados por -1.

Para avaliar a eficácia da proposta de mitigação implementada, a condição de falta selecionada foi: 12km, 0, 1 Ω e 0°, variando-se as cargas conforme o nível de penetração da GD já definido nos casos anteriores. As saídas obtidas são apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14: Saída dos testes realizados: Caso 5.

Caso 5	SAÍDAS (CARGA/REDE) - [pu]												Classificação
	Tensão de Pré-Falta Carga (A B C)			Tensão de Pré-Falta Rede (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Carga (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Rede (A B C)			Nível de penetração de GD
5.1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,32	1,23	1,40	0,00	2,12	1,91	Baixo
5.2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,36	1,30	1,43	0,00	2,23	1,97	Médio
5.3	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,40	1,36	1,47	0,00	2,34	2,00	Alto

Analisando as saídas obtidas, percebe-se que houve realmente uma redução na elevação de tensão, ficando esta abaixo de 1,5 p.u. e 2,4 p.u. dos lados de baixa tensão e média tensão, respectivamente, enquanto que nos resultados obtidos por Ghoddami e Yazdani (2015), esta elevação limitou-se em 1,5 p.u. para ambos os lados do transformador. Comparativamente, os testes se mostraram semelhantes mesmo sendo realizados em sistemas diferentes. Porém, além da mitigação não ter sido tão efetiva, existe também o problema da deformação completa da forma de onda, como mostra a Figura 73, problema este bastante relevante para a QEE.

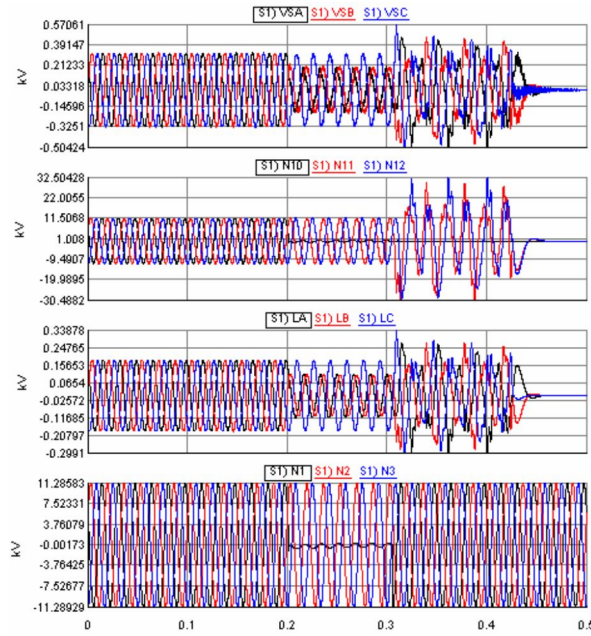


Figura 38: Simulação do sistema sob falta fase-terra seguida de ilhamento com proposta de mitigação presente na literatura: Caso 5, teste 5.3.

Fonte: Do autor

Embora do ponto de vista de QEE esta não seja uma mitigação muito satisfatória, existe um certo potencial de mercado para a proposta, já que se trata apenas de uma alteração em software, ou seja, de baixo custo para o consumidor, concessionárias e até mesmo fabricantes de inversores. Outro ponto a ser considerado neste procedimento, constatado durante os testes, é o fato de que a limitação abrupta dos índices de modulação gerou certa instabilidade no sistema da maneira como foi modelado. Assim, a escolha da faixa de regulação proporcional linear deve ser feita com certa cautela.

4.6.1 Considerações finais

Após a realização de diversos testes, uma possível proposta de melhoria foi observada. Considerando um sistema estável e equilibrado, é possível estender a proporcionalidade do ajuste linear para a extremidade superior da função linear, ou seja, para valores de tensão de até 1 p.u. a saída da função se torna V_{pu} . Pode-se também reduzir ainda mais o limite inferior, deixando-o em 0,3 por exemplo. Assim, tem-se no bloco da função linear da Figura 36 o eixo das abscissas seccionado em 1,0 e 1,2. Já o eixo das ordenadas está entre V_{pu} e 0,3.

Esta alteração se deve ao fato de que na proposta anterior, quando ocorre a elevação de tensão, a tensão é corrigida para baixo através da limitação dos índices de modulação, e quando a medição (em p.u.) entra novamente na função linear, os índices de modulação se limitam abruptamente em 1, propagando ainda a elevação de tensão.

Ao colocar o limite superior da função linear como V_{pu} , após o primeiro ajuste no índice de modulação, a tensão tende a ser menor que 1 p.u. e, desta forma, ao entrar novamente na função linear, esta limita sua saída em um valor menor que 1. Em seguida, o valor limitante obtido da função linear aumenta a cada nova medição. A Figura 39 compara as saídas da função linear em p.u. de ambas as propostas. Observa-se que na segunda ocorre um fracionamento maior da limitação do índice de modulação até que o mesmo atinja novamente o valor de 1 p.u..

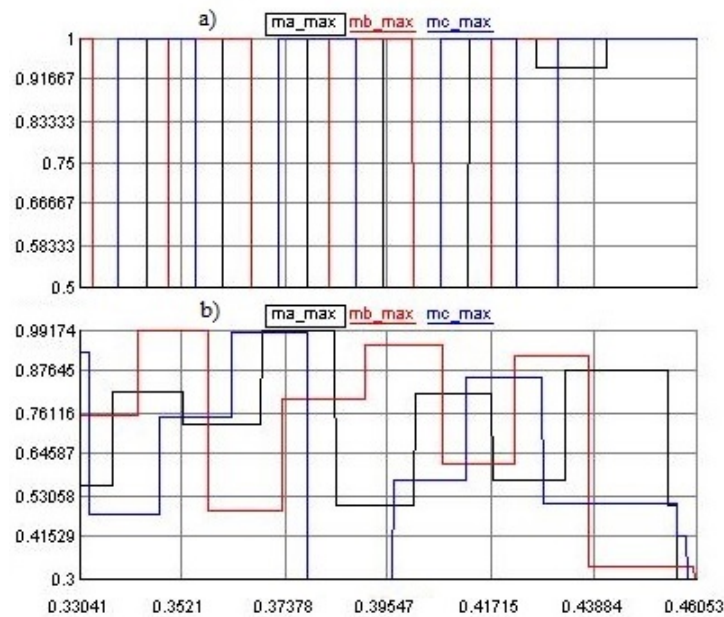


Figura 39: Comparativo do reajuste dos índices de modulação entre as propostas de mitigação apresentadas. Medições após o ilhamento. a) Ghoddami e Yazdani (2015), e b) Do autor.

Fonte: Do autor

Este "escalonamento" dos índices de modulação ao serem corrigidos gera os seguintes resultados:

Tabela 15: Saída dos testes realizados - Caso 6

Caso 6	SAÍDAS (CARGA/REDE) - [pu]												Classificação
	Tensão de Pré-Falta Carga (A B C)			Tensão de Pré-Falta Rede (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Carga (A B C)			Tensão de Pós-ilhamento Rede (A B C)			Nível de penetração de GD
6.1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,13	1,22	1,17	0,00	2,11	1,78	Baixo
6.2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,17	1,18	1,21	0,00	2,04	1,88	Médio
6.3	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,24	1,16	1,28	0,00	2,02	1,93	Alto

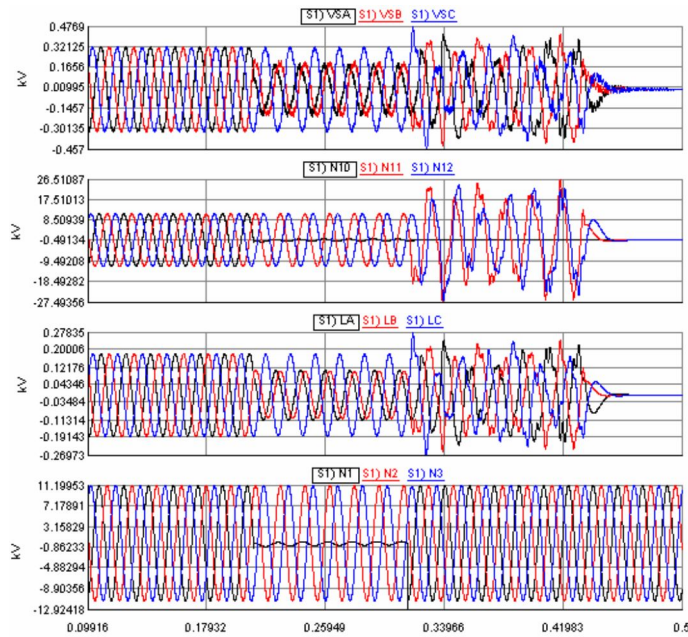


Figura 40: Simulação do sistema sob falta fase-terra seguida de ilhamento com proposta de melhoria para a mitigação do Caso 5: Caso 6, teste 6.3.

Fonte: Do autor

Analisando os resultados obtidos, fica evidente a melhoria na mitigação da elevação de tensão. Porém, vale enfatizar que o problema relacionado à deformação da forma de onda ainda se faz presente.

5 CONCLUSÕES

A elevação de tensão momentânea é um problema real em países onde a penetração da GD no SEP é expressiva e se tem uma topologia de conexão delta-estrela entre o primário e secundário dos transformadores do sistema de distribuição, como foi mostrado ao longo deste trabalho. Estudos têm sido desenvolvidos por pesquisadores e empresas nacionais e multinacionais buscando evidenciar situações em que o problema se torna mais intenso e propor soluções para mitigar o mesmo.

Neste trabalho, tomando o sistema elétrico brasileiro como base, buscou-se analisar em diferentes casos, situações que pudessem agravar o problema da elevação momentânea de tensão. Algumas conclusões importantes evidenciadas ao longo do documento foram:

- A distância da falta em relação ao ponto de acoplamento da GD não tem influência significativa no pós-ilhamento, quando ocorre a elevação de tensão. Porém, a distância da falta em relação à GD e a subestação pode ser definitiva na ocorrência ou não do ilhamento, uma vez que os inversores comerciais homologados por normas internacionais possuem a capacidade de detectar anomalias na rede (como elevações de tensão) e cessar a injeção de potência no SEP antes que o ilhamento ocorra.
- Outra constatação importante se deu em relação a resistência de falta. O valor da resistência de falta impacta diretamente na situação de falta (como esperado). Além disso, para valores altos de impedância de falta, o distúrbio analisado apresenta uma discreta redução em sua magnitude.
- O ângulo de inserção de falta, como já era esperado, impacta no transitório da tensão no momento de aplicação da falta, e também impacta de maneira discreta na elevação de tensão após o ilhamento do sistema, como visto nas comparações do capítulo anterior.
- Pôde também ser comprovada neste trabalho a influência do nível de penetração da GD no SEP sobre a elevação de tensão decorrida da situação de falta fase-terra seguida de ilhamento. Tal influência é apresentada em vários estudos e foi também comprovada aqui através das simulações computacionais via o RTDS®.

Algumas outras conclusões podem ser extraídas das propostas de mitigação apresentadas. É intuitivo saber que a melhor solução para o problema é a mais barata e eficiente. Porém, nem sempre se tem uma solução com ambas as características. O Caso 5 apresentou uma possível solução para o problema, mas esta não se mostrou muito eficaz apesar de ser, à primeira vista, financeiramente mais barata que outra proposta de

Ghoddami e Yazdani (2015); apontada e comprovada em seu trabalho como mais eficaz, mas que envolve a substituição dos transformadores do sistema de distribuição, além de alterações de hardware nos inversores comerciais.

A instalação de um relé com a função 59N na saída da GD proposta por (SEGUIN et al., 2016) e (BARKER, 2002) é bastante interessante do ponto de vista da eficácia, já que pode mitigar as consequências da elevação de tensão reduzindo o tempo em que a mesma se mantém presente. Todavia, o custo embutido para o cliente e/ou concessionária deve ser levado em consideração. Outra solução semelhante é a também proposta por Barker (2002), onde uma transferência de disparo pode garantir a desconexão da GD antes do ilhamento da parcela do sistema em que ela se encontra. Novamente o custo atrelado pode ser relativamente alto, mas esta solução seria capaz de evitar a elevação de tensão e não somente reduzir o tempo desta no sistema.

As propostas de redução de impacto existentes hoje dividem-se em: reduzir a magnitude da elevação de tensão e reduzir o tempo em que o aumento da tensão se faz presente no sistema. Comparativamente, apesar de existirem muitos estudos a serem realizados no assunto, a última proposição se apresenta mais sólida.

As maiores dificuldades enfrentadas neste trabalho foram na tentativa de representar um sistema brasileiro de distribuição com características próximas à realidade. As adequações que tiveram que ser feitas no inversor para atender aos limites de tensão de fornecimento e níveis de injeção de harmônicos associadas às características físicas da linha de distribuição modelada e da própria GD, estruturada com características de módulos fotovoltaicos reais proporcionaram um grande desafio. Outra dificuldade encontrada foi na implementação da mitigação proposta por Ghoddami e Yazdani (2015). Mesmo os inversores possuindo estratégias de controle semelhantes, as características dos sistemas eram distintas, o que dificultou a obtenção da resposta final.

Tendo como objetivo maior estimular futuros trabalhos envolvendo a qualidade da energia elétrica e o conceito de geração distribuída a partir da energia solar fotovoltaica, espera-se que este trabalho de conclusão de curso siga este propósito e que o Brasil possa além de adotar novos conceitos de geração vindos do exterior, também contribuir para a solução de problemas enfrentados nesta área.

REFERÊNCIAS

ABB. **ABB central inverters PVS800 100 to 1000 kW Datasheet**. 2014. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/e2508291cc16d124c1257d490049abe5/17237_PVS800_central%20inverters%20flyer%20EN_3AUA0000057380_RevL_lowres.pdf>. Acesso em: 10/05/2017.

ABEEOLICA. **Associação Brasileira de Energia Eólica**. São Paulo, SP, BRASIL, 2017. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 04/02/2017.

ADVANCED ENERGY. **Neutral Connections and Effective Grounding**. Fort Collins, CO, USA, 2013. Disponível em: <http://solarenergy.advanced-energy.com/upload/File/White_papers/ENG-TOV-270-0120web.pdf>. Acesso em: 02/04/2017.

AMÉRICA DO SOL. **Potencial solar no Brasil**. Florianópolis, SC, 2017. Disponível em: <<http://americadosol.org/potencial-solar-no-brasil/#toggle-id-1>>. Acesso em: 04/02/2017.

ANEEL. Módulo 8 - qualidade da energia elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, 2010.

_____. Módulo 3 – acesso ao sistema de distribuição. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, 2016.

_____. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 06/02/2017.

_____. **Brasil ultrapassa 7 mil conexões de micro e minigeração**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa>>. Acesso em: 04/02/2017.

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 25/09/2017.

ARAMIZU, J. Modelagem e análise de desempenho de um módulo fotovoltaico em operação isolada e em paralelo com uma rede de distribuição de energia elétrica. **Trabalho de conclusão de curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, São Carlos**, 2010.

ARRITT, R.; DUGAN, R. Distributed generation interconnection transformer and grounding selection. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE**. [S.l.], 2008. p. 1–7.

ASSOCIATION, I. S. et al. **1547-2003-IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. 2016.

BARKER, P. Overvoltage considerations in applying distributed resources on power systems. In: IEEE. **Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE**. [S.l.], 2002. v. 1, p. 109–114.

CANADIAN SOLAR. **Datasheet MAXPOWER CS6X-310|315|320|325 P**. 2017. Disponível em: <http://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/v5.5/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6X-P-v5.52en.pdf>. Acesso em: 28/04/2017.

CHENCHE, L. E. P. et al. Avaliação dos métodos de modelagem e parametrização de dispositivos fotovoltaicos mono e multi junção. Universidade Federal de Uberlândia, 2015.

COMMISSION, I. E. et al. Standard iec 60904-3: photovoltaic devices. **Part 3: Measurement Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices With Reference Spectral Irradiance Data**, 1987.

COMMITTEE, I. I. A. S. P. S. T. **142-2007 IEEE recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems**. [S.l.]: IEEE, 2007. v. 142.

CPFL. **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica, Norma Técnica de distribuição**. [S.l.]: CPFL, 2016. v. 15303.

_____. **Projeto de Rede de Distribuição - Condições Gerais**. [S.l.]: CPFL, 2016. v. 3650.

_____. **Projeto de Rede de Distribuição - Cálculo Elétrico**. [S.l.]: CPFL, 2016. v. 3667.

FRONIUS. **FRONIUS SOLAR.WEB**. São Paulo, Brasil, 2017. Disponível em: <<http://www.solarweb.com>>. Acesso em: 17/04/2017.

GHODDAMI, H.; YAZDANI, A. A mitigation strategy for temporary overvoltages caused by grid-connected photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 30, n. 2, p. 413–420, 2015.

GUPTA, A. K.; SAXENA, R. Review on widely-used mppt techniques for pv applications. In: IEEE. **Innovation and Challenges in Cyber Security (ICICCS-INBUSH), 2016 International Conference on**. [S.l.], 2016. p. 270–273.

KAHLANE, A.; HASSAINE, L.; KHERCHI, M. Lcl filter design for photovoltaic grid connected systems. **the Journal of Renewable Energies**, p. 227–232, 2014.

LUNA, D. **EPE cadastra mais de mil projetos para 2º Leilão de Energia de Reserva**. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.], 2015. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20\(2015\)/Cadastrados%20o%20LER%202015.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20(2015)/Cadastrados%20o%20LER%202015.pdf)>. Acesso em: 08/03/2017.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE - MMA. **O que o brasileiro pensa do meio ambiente e do consumo sustentável**. Brasília, DF, 2012. Disponível em: <<http://mma.gov.br/publicacoes/responsabilidade-socioambiental/category/90-producao-e-consumo-sustentaveis>>. Acesso em: 02/02/2017.

PAZOS, F. J. Power frequency overvoltages generated by solar plants. In: IET. **Electricity Distribution-Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on**. [S.l.], 2009. p. 1–4.

ROPP, M. et al. Effective grounding of distributed generation inverters may not mitigate transient and temporary overvoltage. In: **Western Protective Relay Conference**. [S.l.: s.n.], 2012.

SCHEIDT, P. **Cartilha educativa sobre eletricidade solar - Instituto Ideal**. Santa Catarina, SC: [s.n.], 2014. Disponível em: <http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2012/04/CARTILHA_FINAL_web.pdf>. Acesso em: 17/04/2017.

SEGUIN, R. et al. High-penetration pv integration handbook for distribution engineers. 2016.

SOLARGIS. **Investigate your region with Solargis solar resource maps**. Bratislava, Eslováquia, 1999–2013. Disponível em: <<http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download>>. Acesso em: 06/02/2017.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010.

Apêndices

APÊNDICE A – FORMAS DE ONDA DO CAPÍTULO 4

Conforme introduzido no Capítulo 4, item 4.2, as formas de onda de todos os testes realizados estão disponíveis neste apêndice.

A.1 Saídas: Caso 1

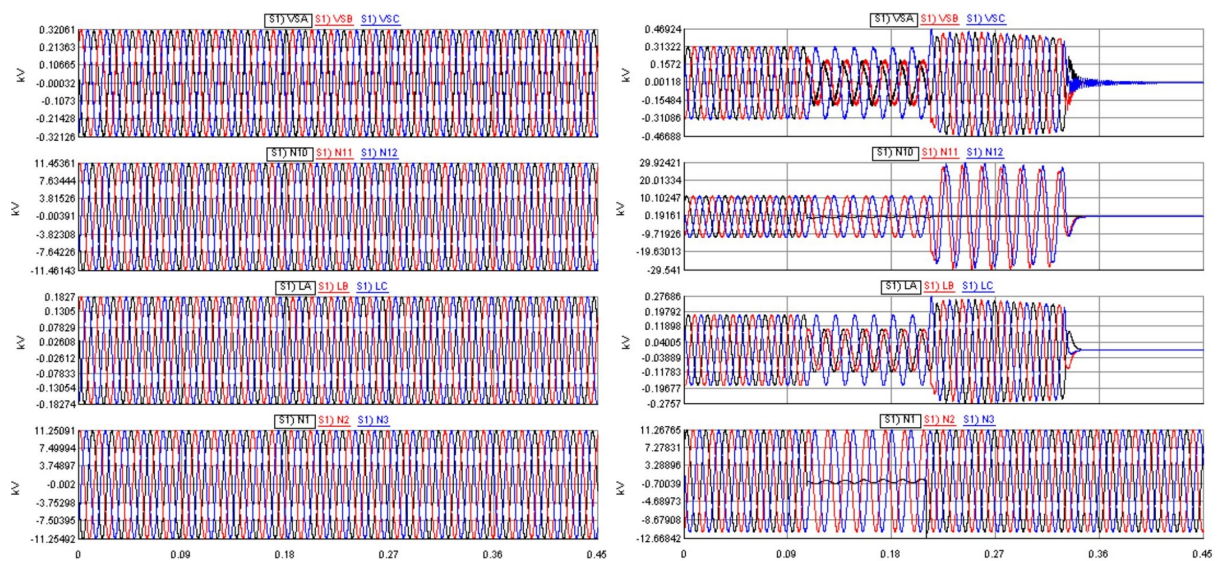


Figura 41: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.1; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

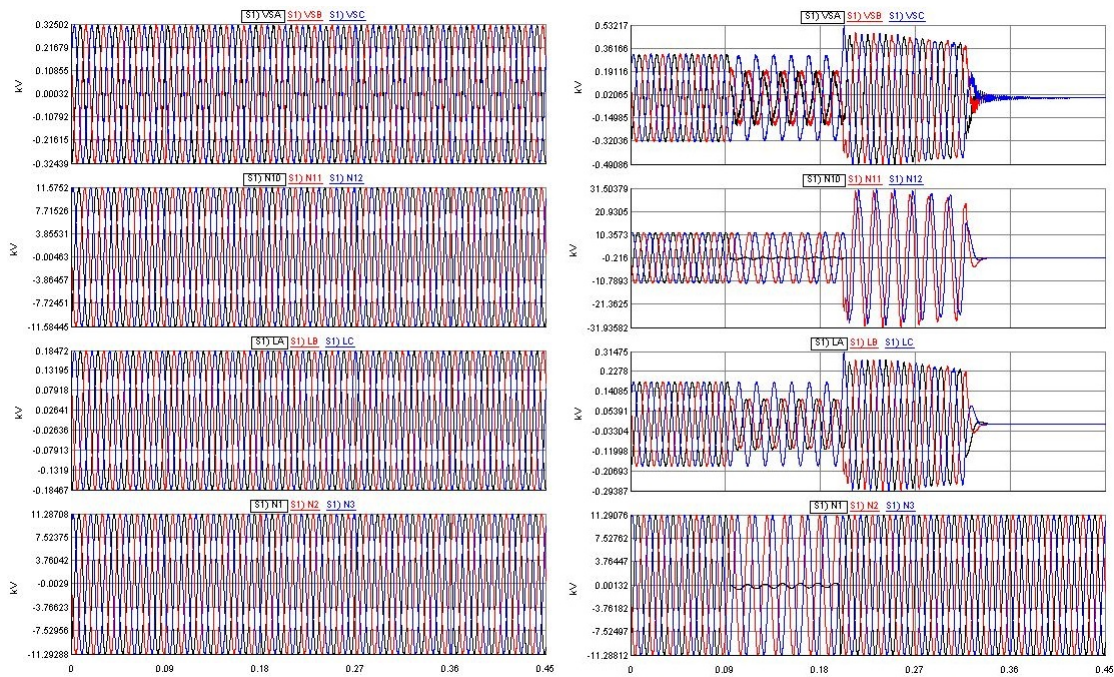


Figura 42: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.2; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

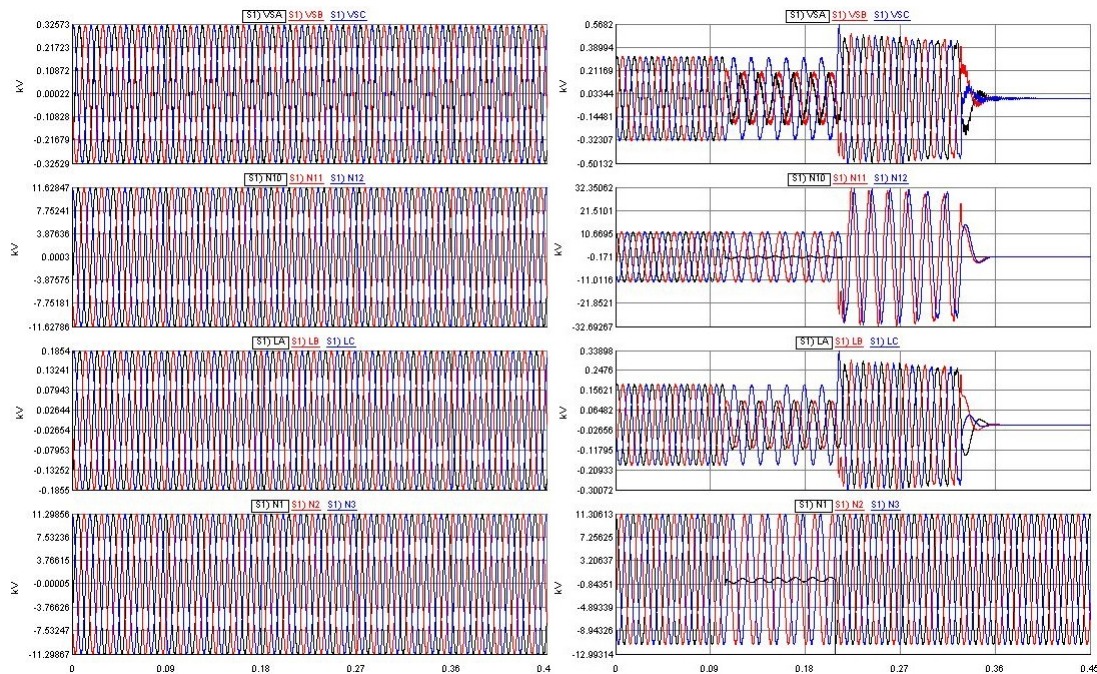


Figura 43: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.3; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

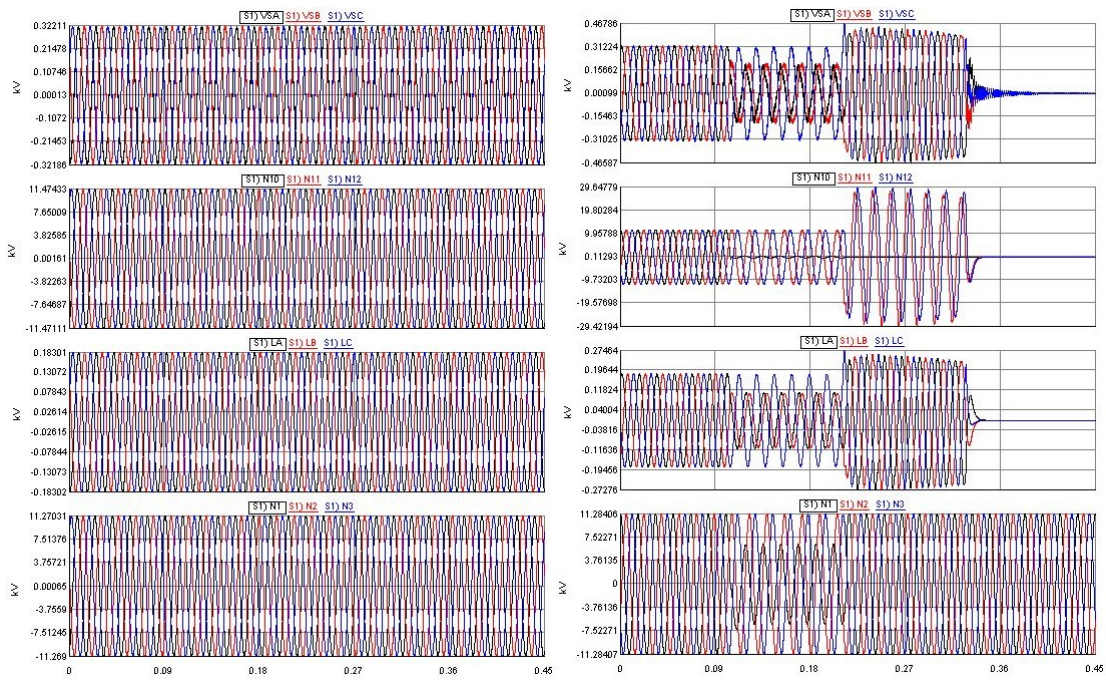


Figura 44: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.4; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

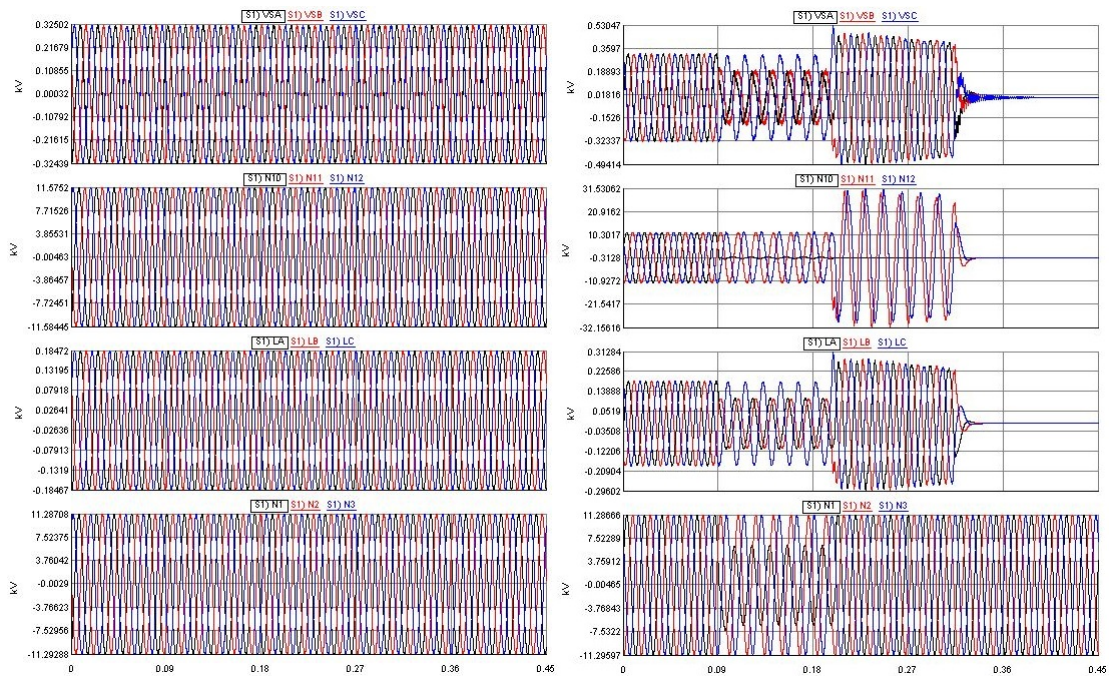


Figura 45: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.5; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

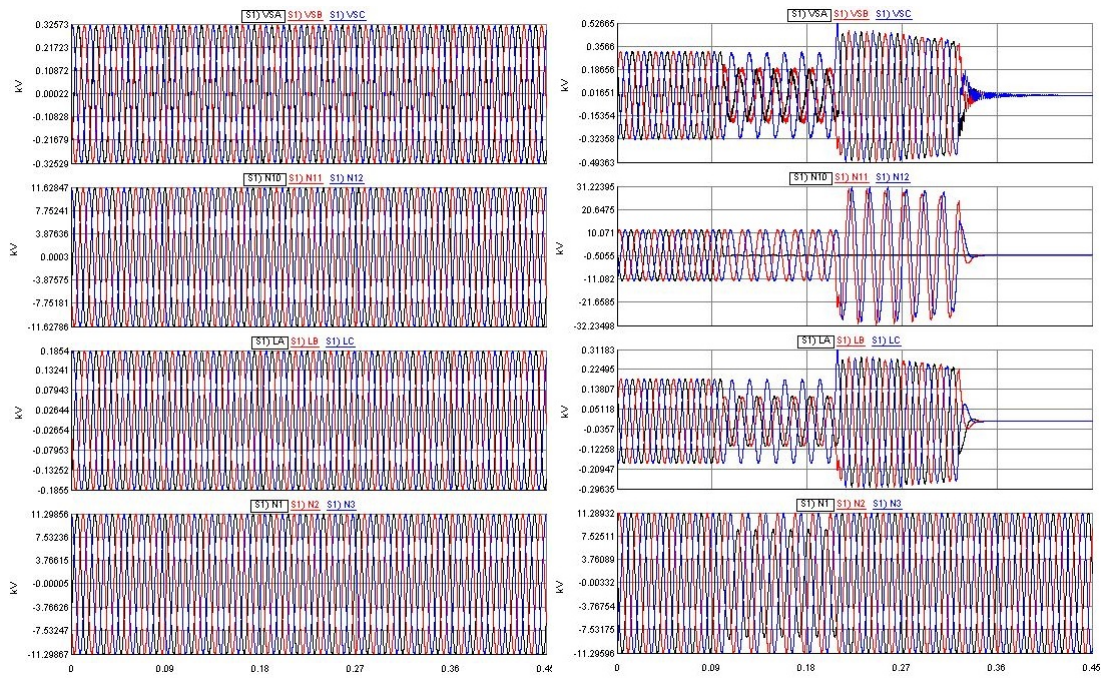


Figura 46: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.6; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

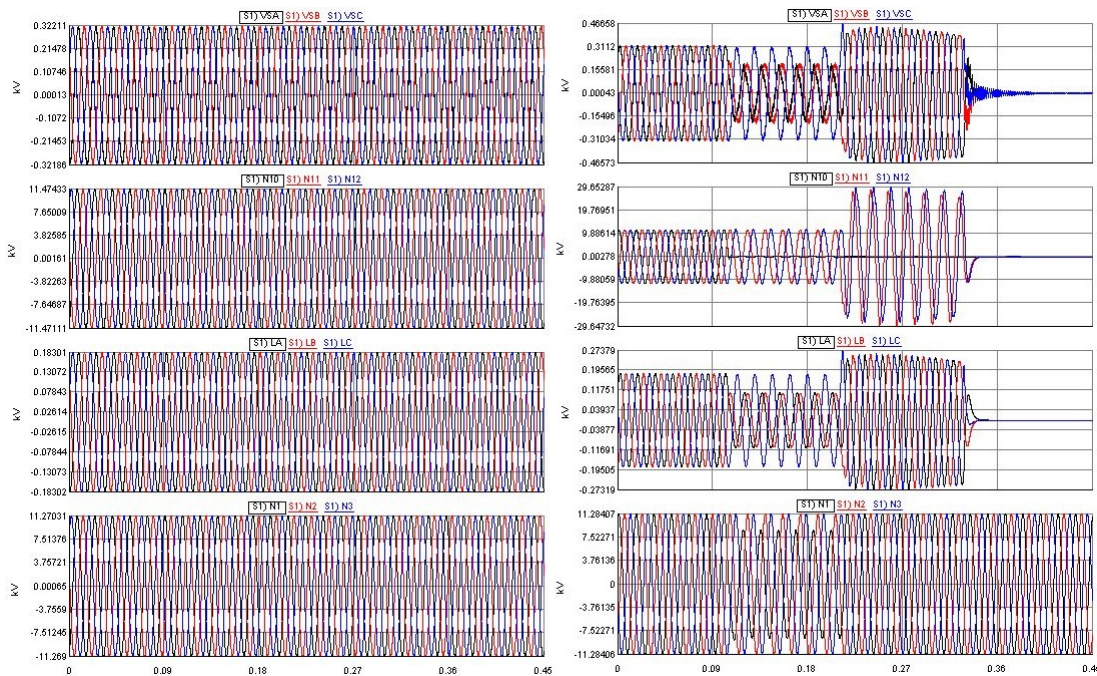


Figura 47: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.7; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

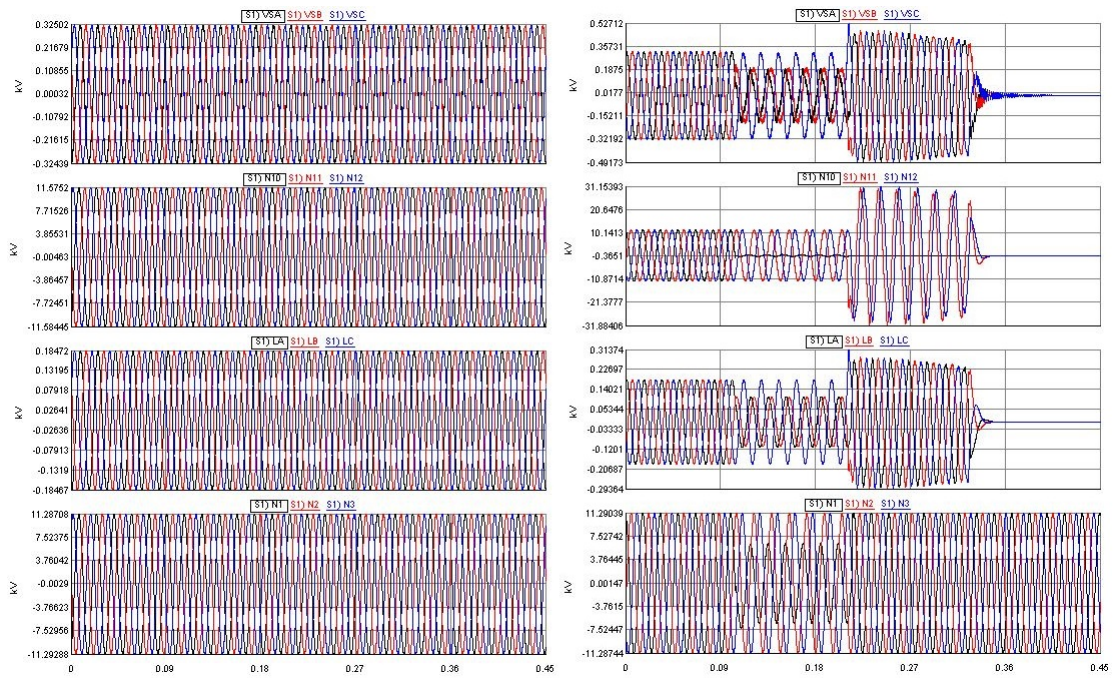


Figura 48: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.8; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

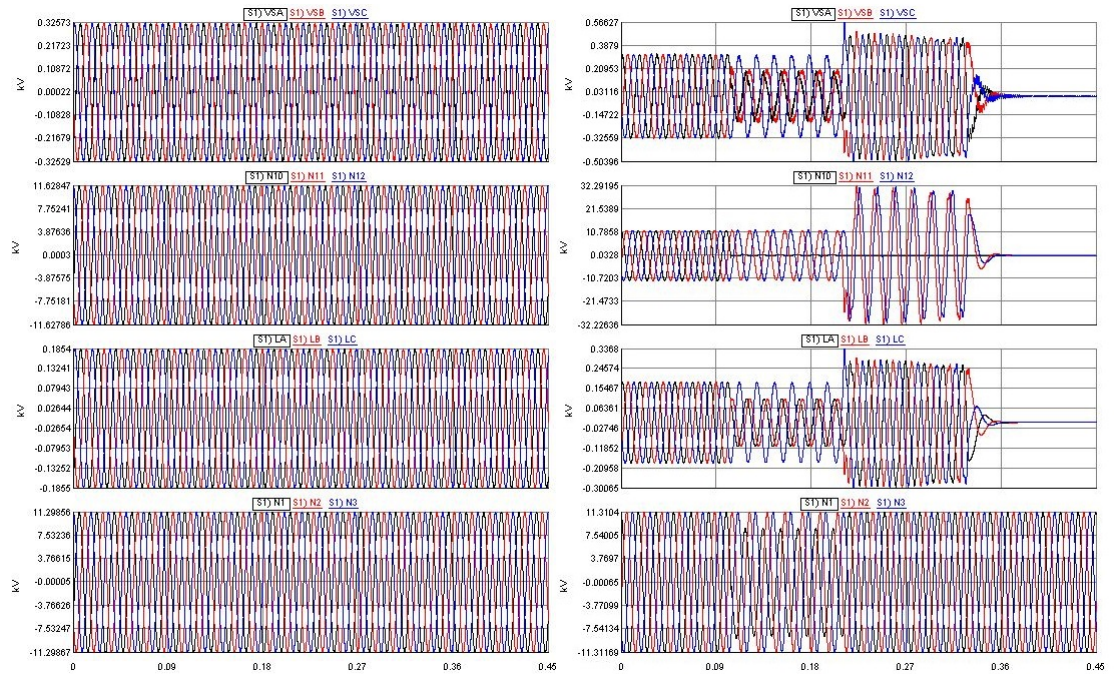


Figura 49: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 1.9; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

A.2 Saídas: Caso 2

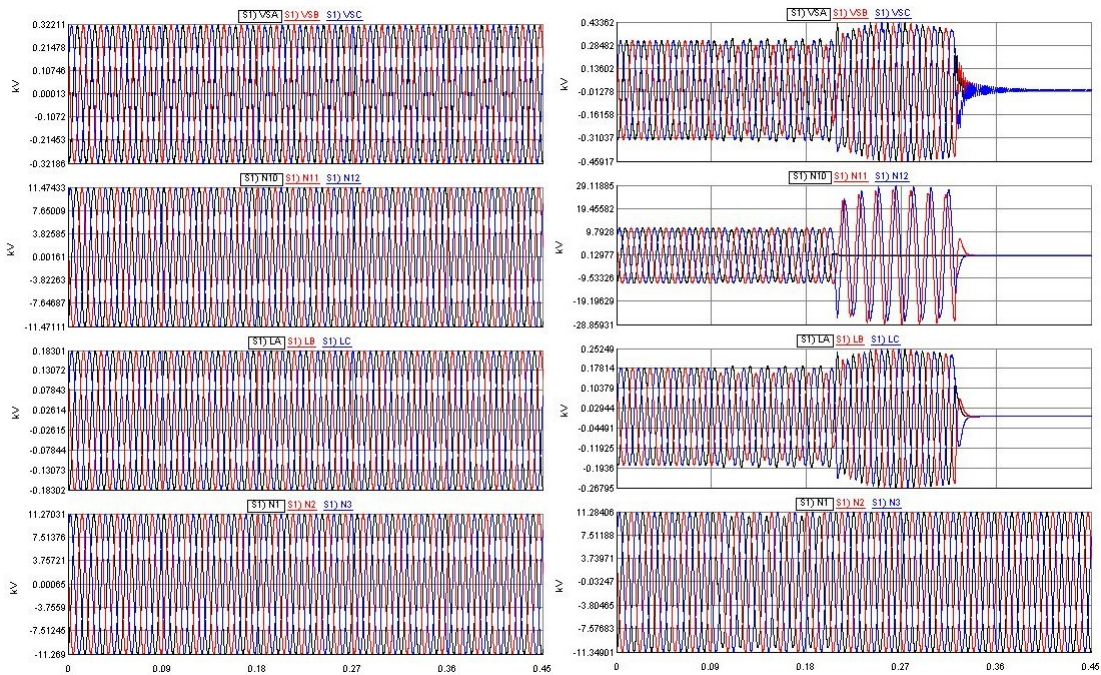


Figura 50: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.1; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

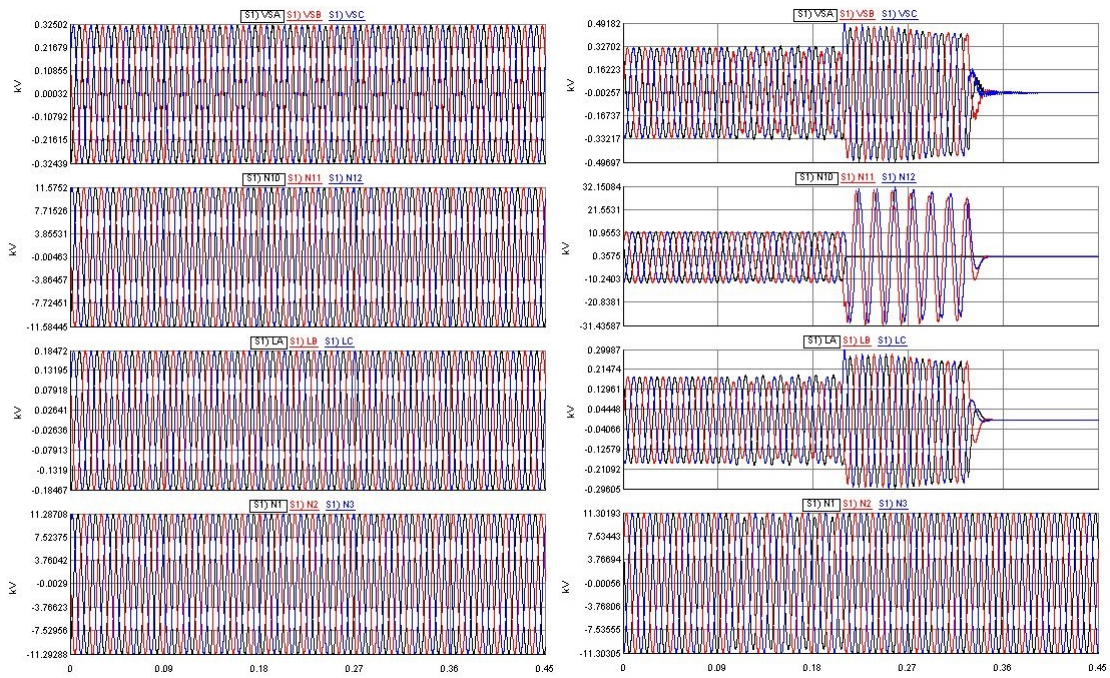


Figura 51: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.2; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

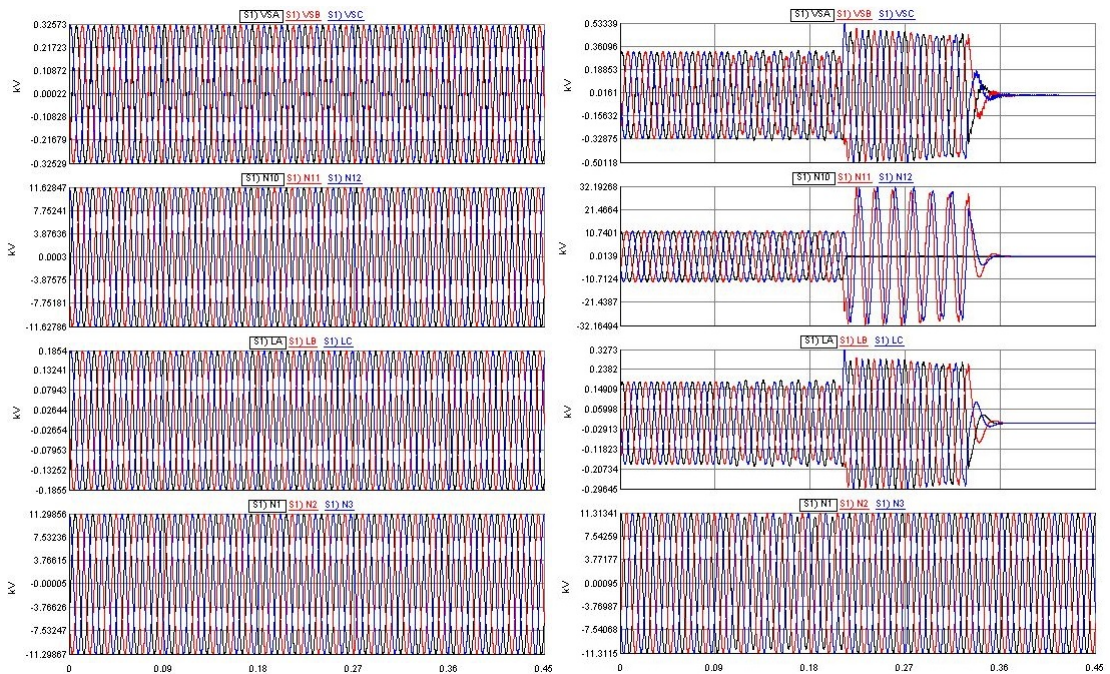


Figura 52: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.3; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

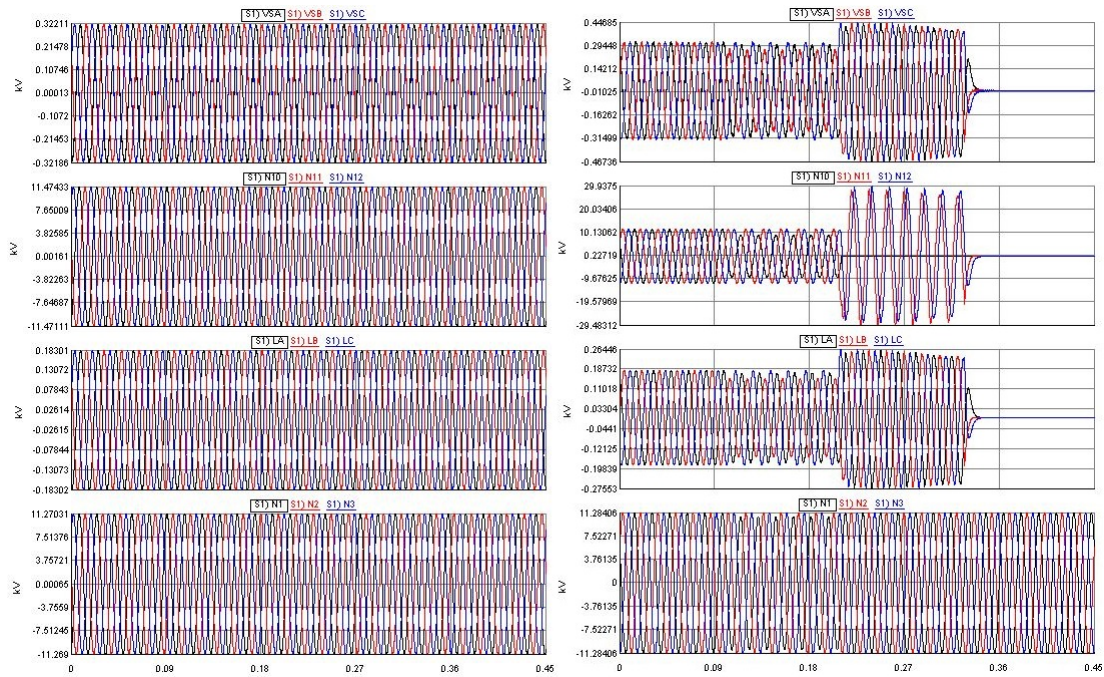


Figura 53: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.4; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

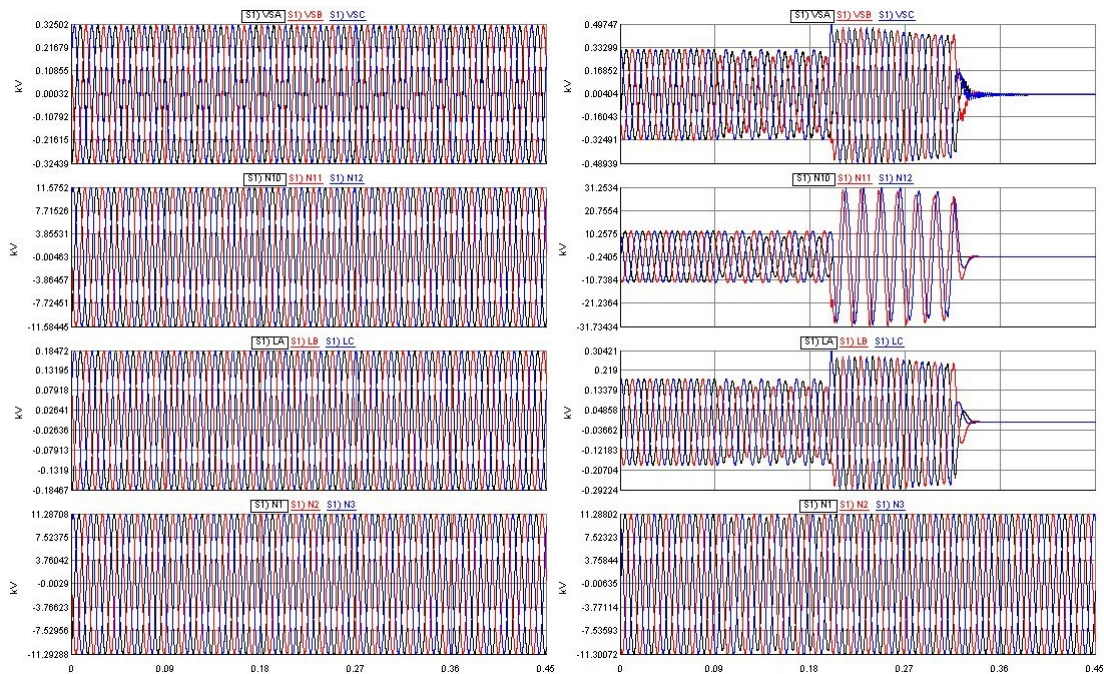


Figura 54: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.5; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

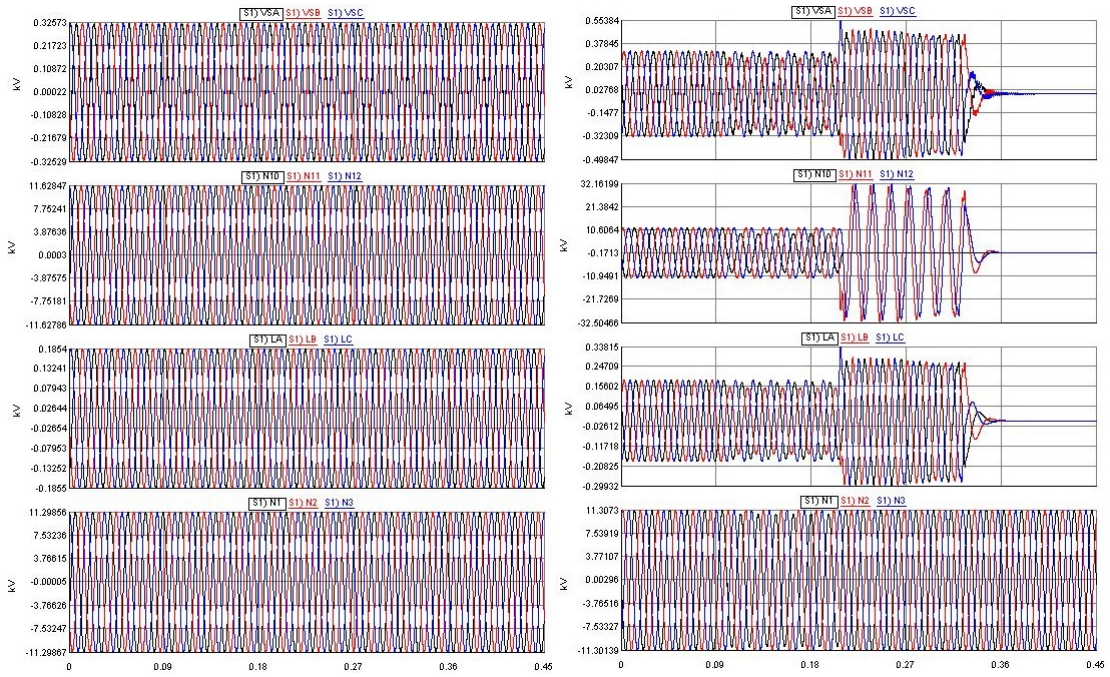


Figura 55: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.6; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

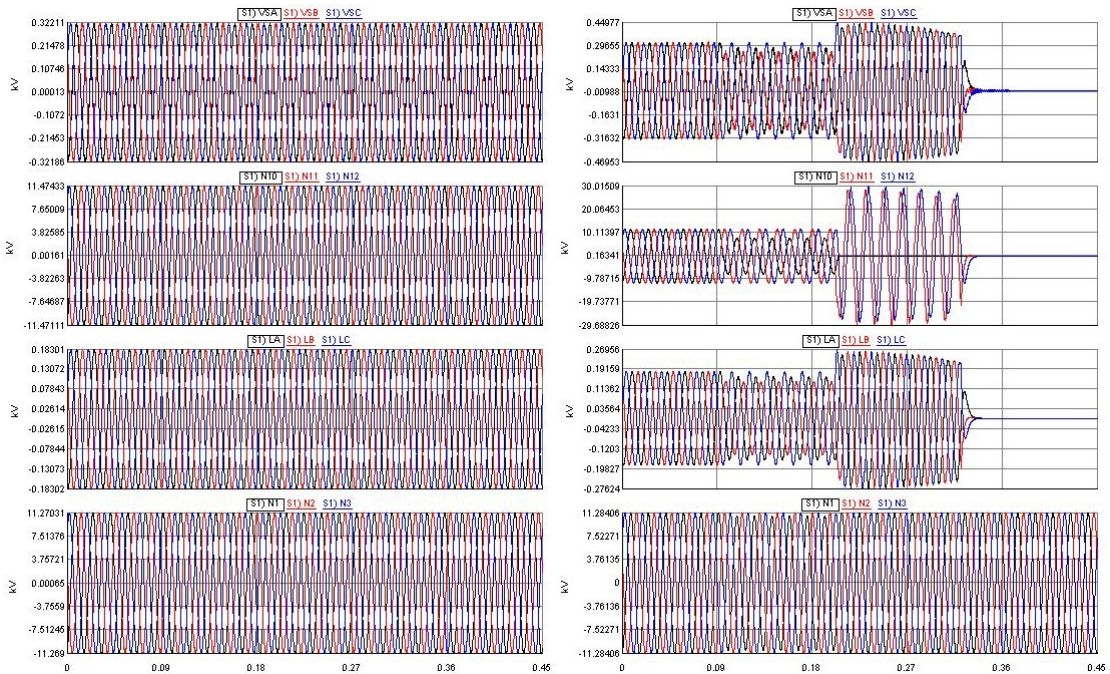


Figura 56: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.7; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

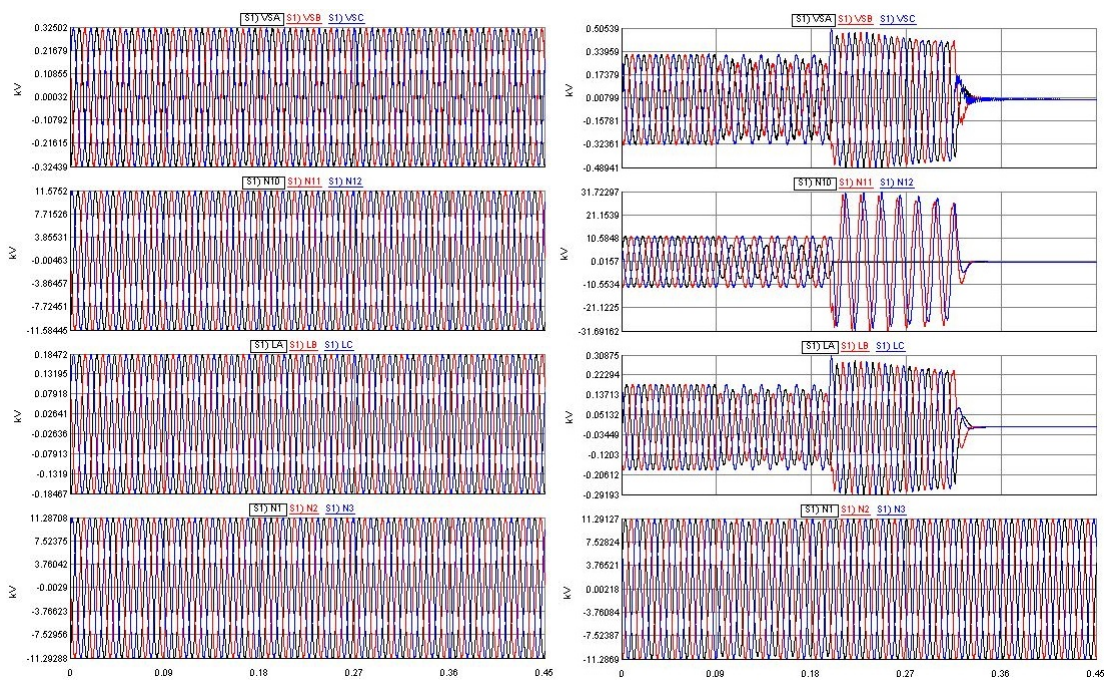


Figura 57: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.8; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

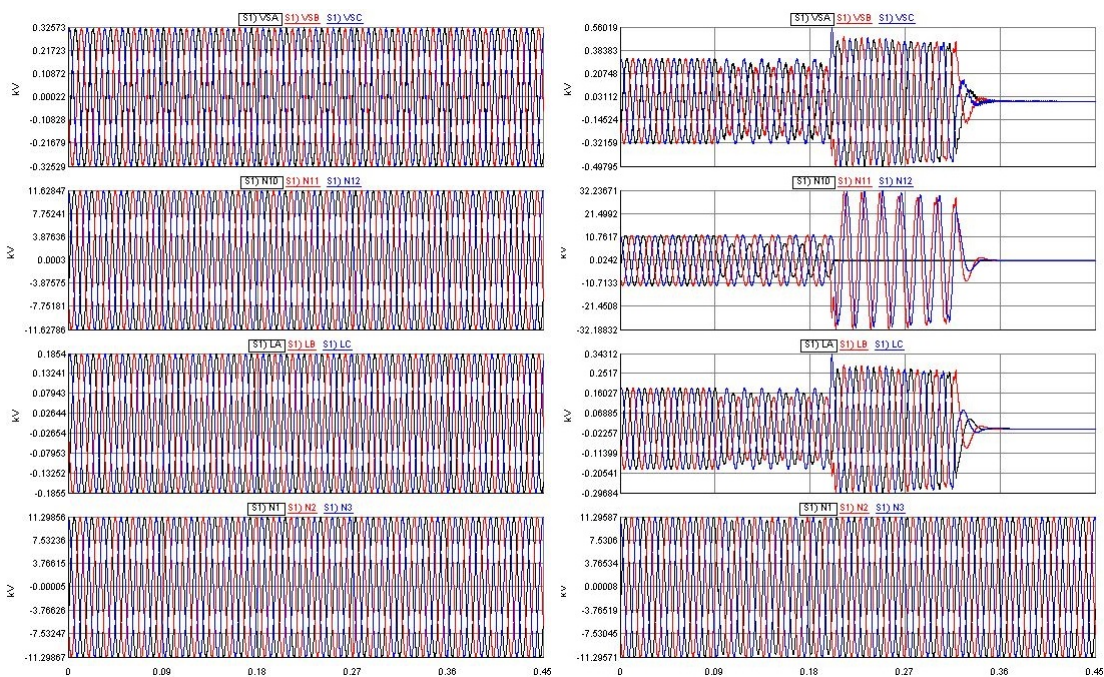


Figura 58: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 2.9; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

A.3 Saídas: Caso 3

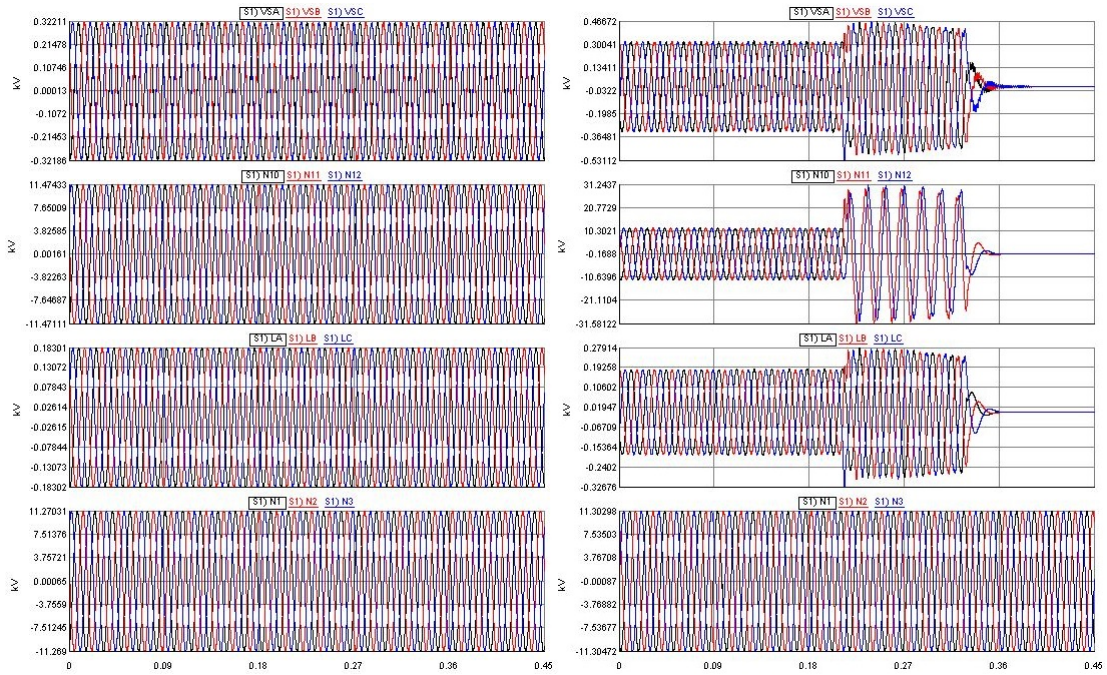


Figura 59: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 3.1; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

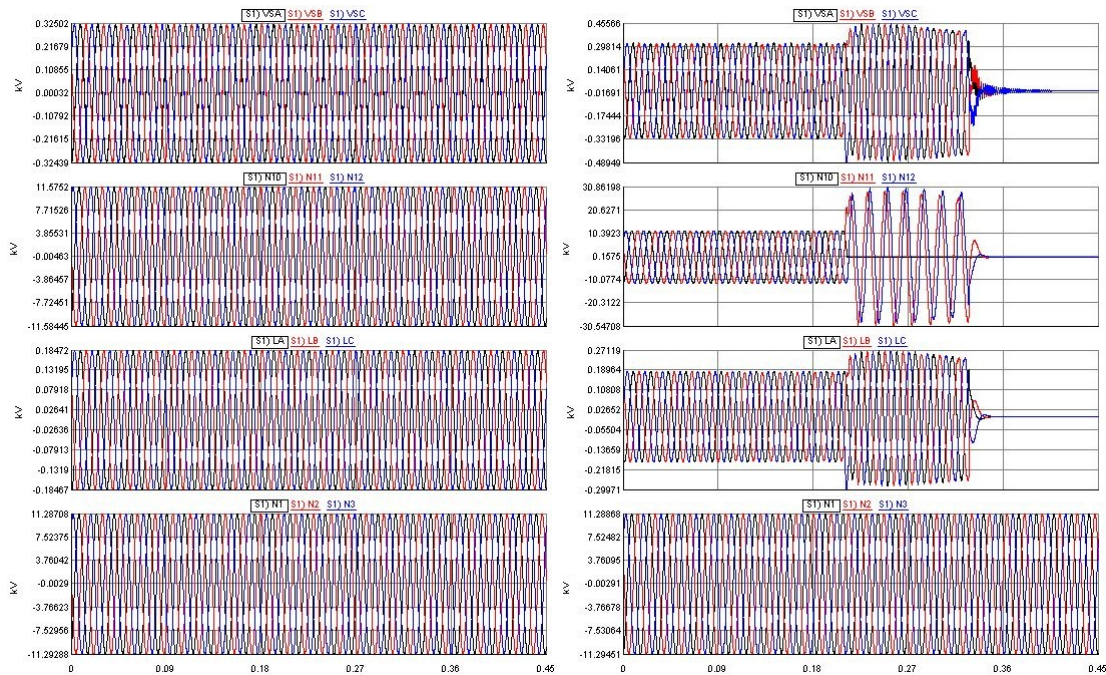


Figura 60: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 3.2; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

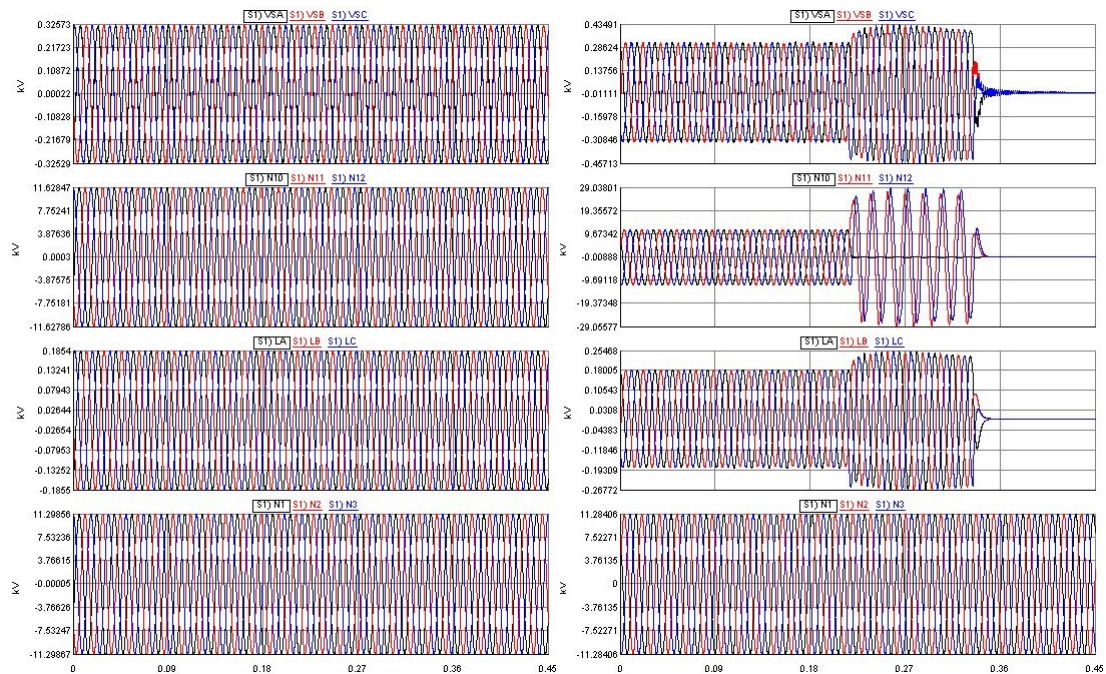


Figura 61: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 3.3; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

A.4 Saídas: Caso 4

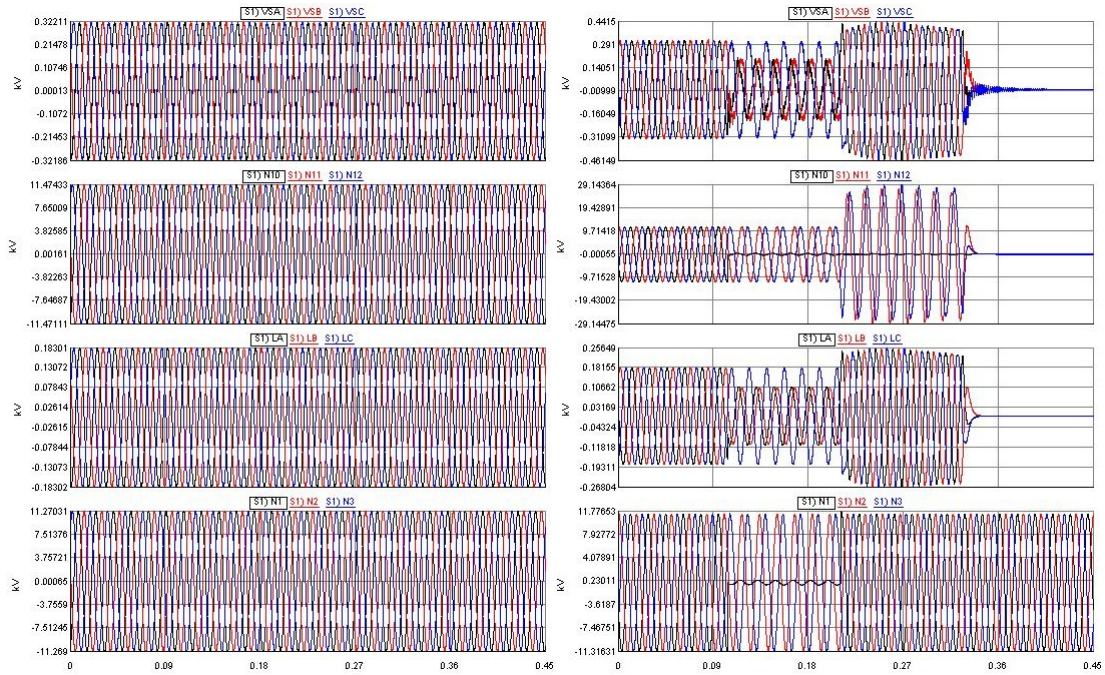


Figura 62: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.1; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

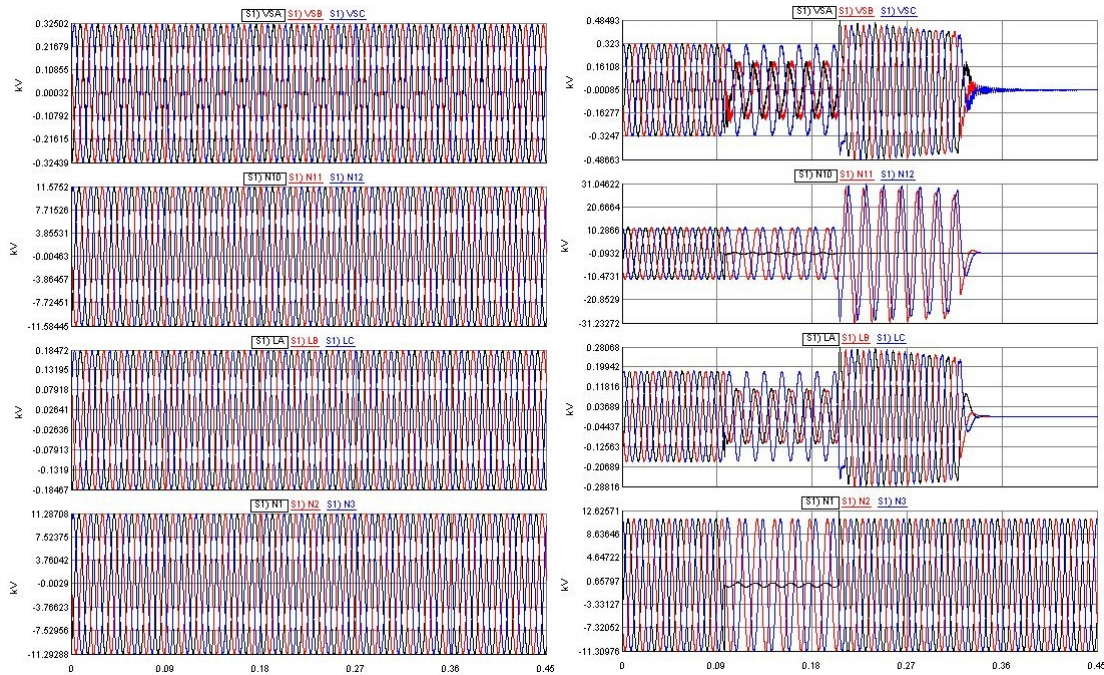


Figura 63: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.2; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

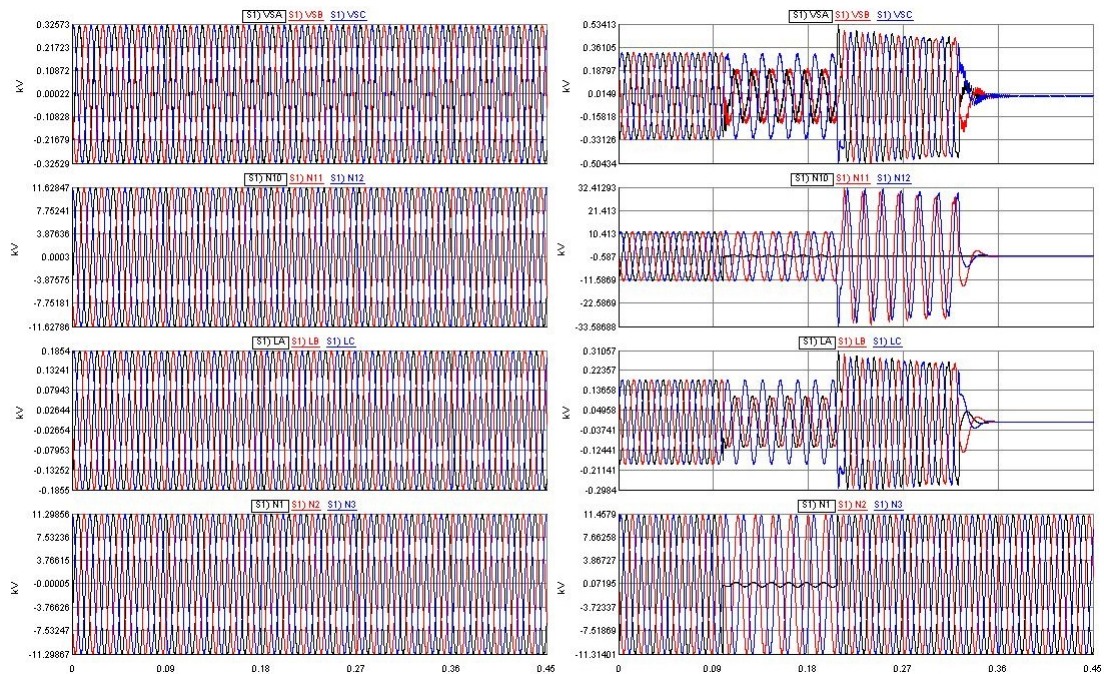


Figura 64: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.3; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

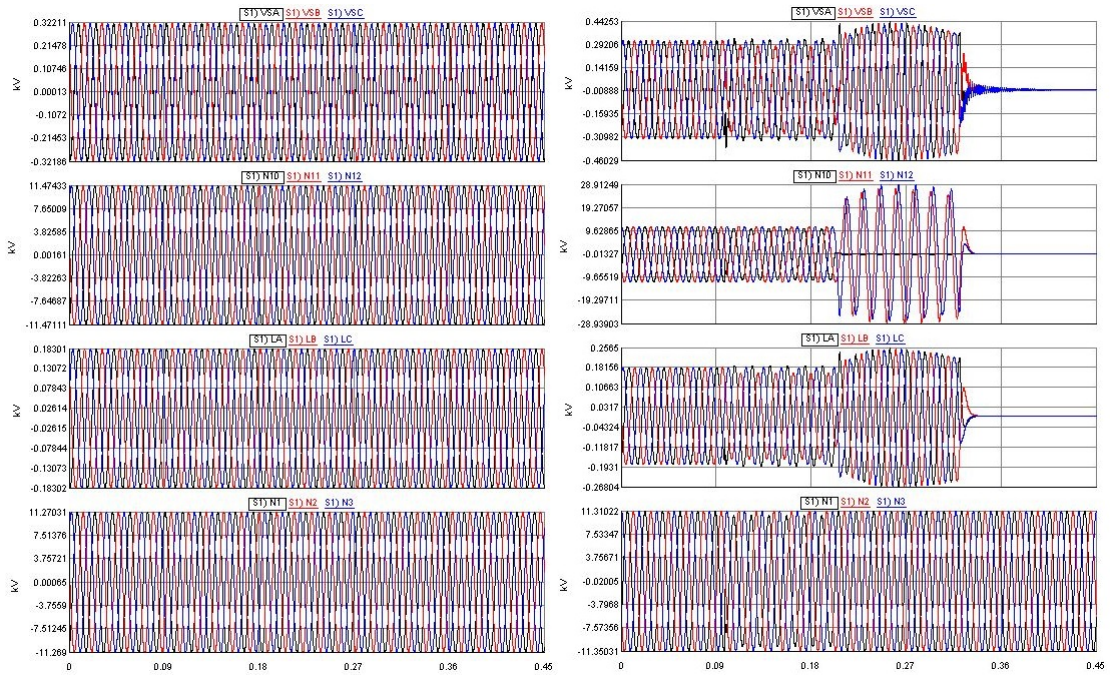


Figura 65: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.4; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

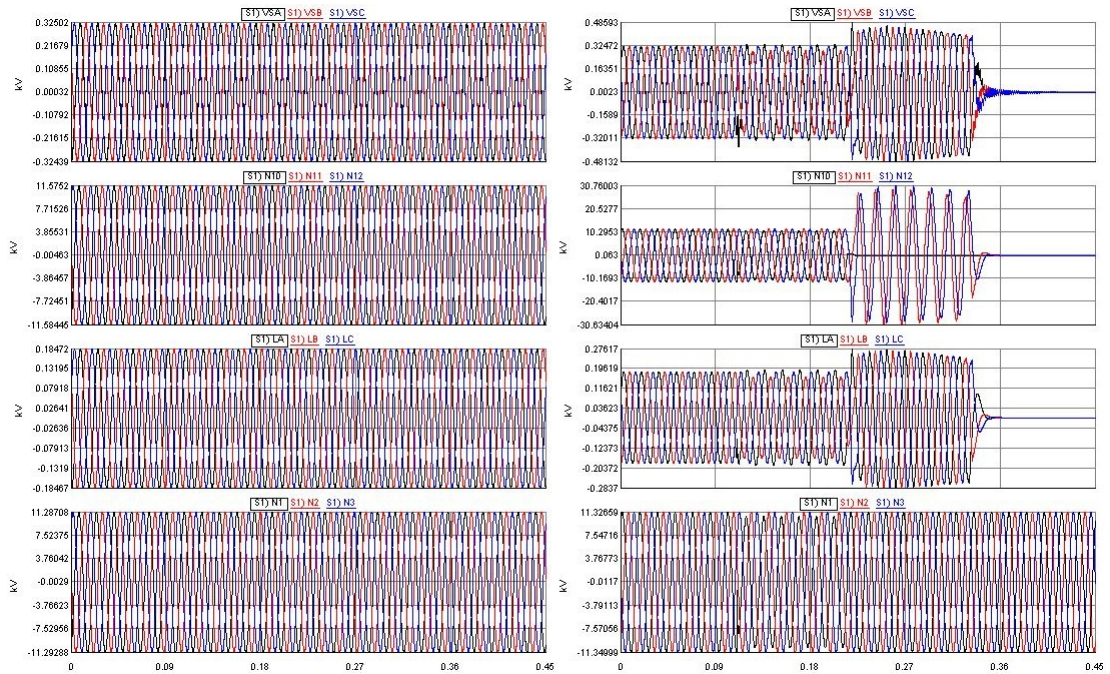


Figura 66: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.5; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

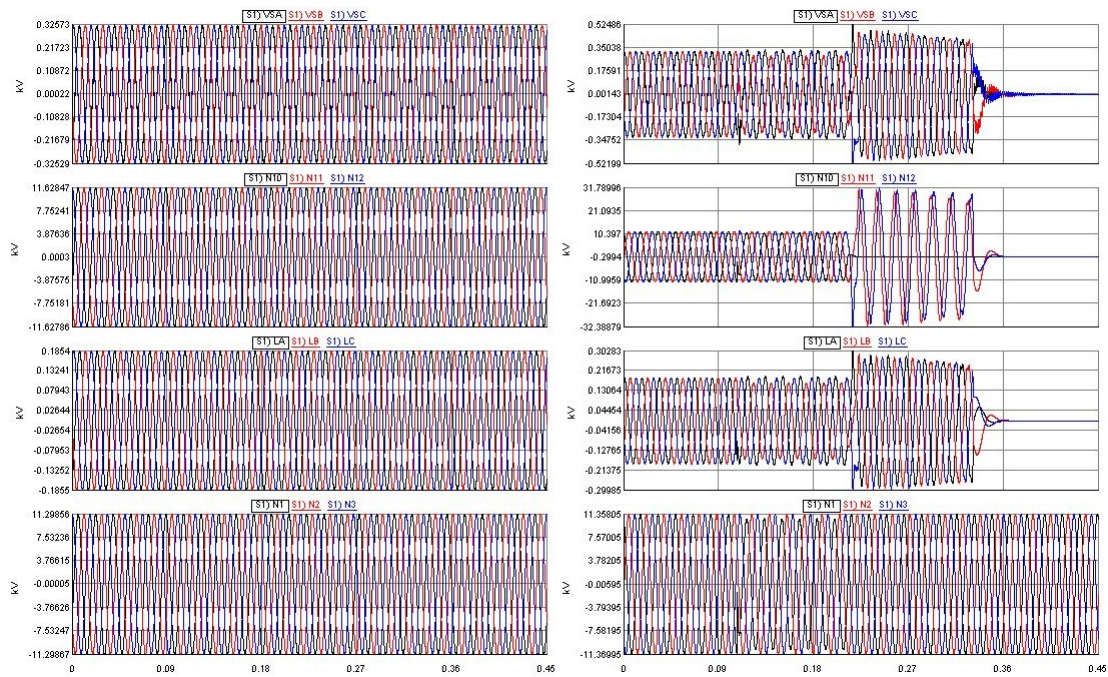


Figura 67: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.6; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

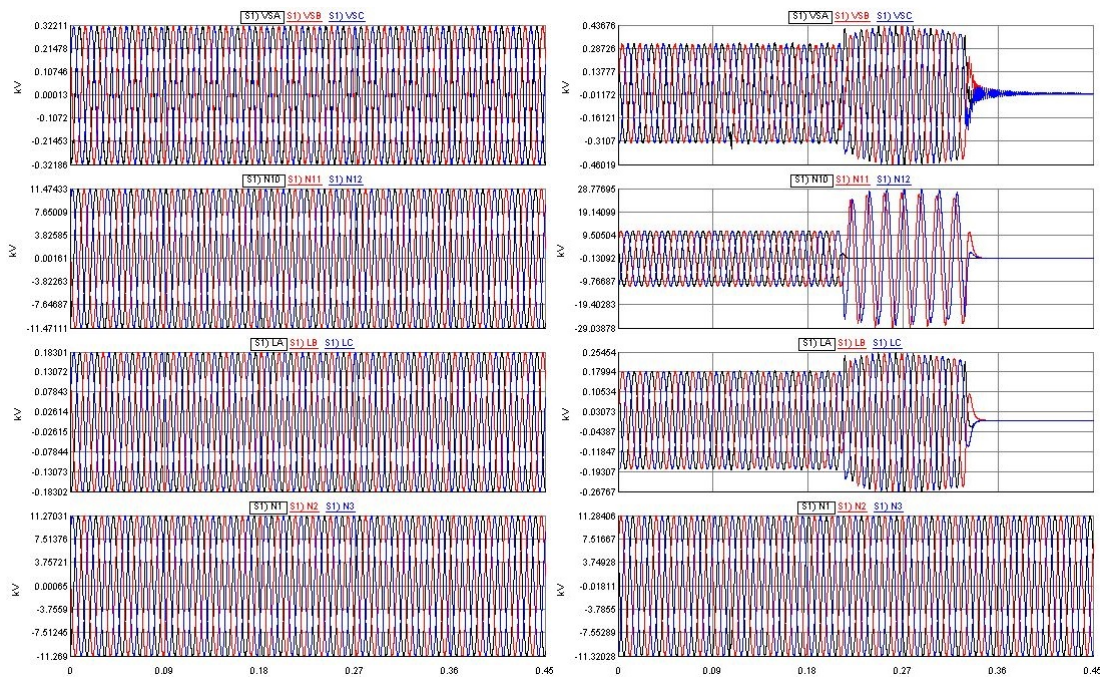


Figura 68: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.7; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

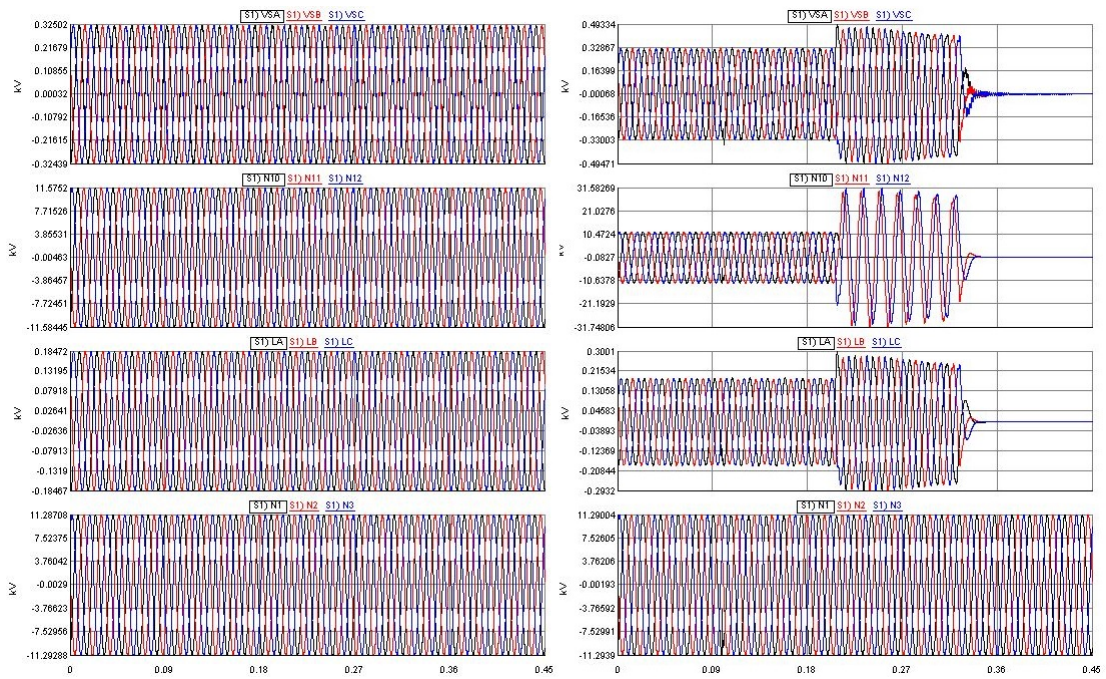


Figura 69: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.8; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

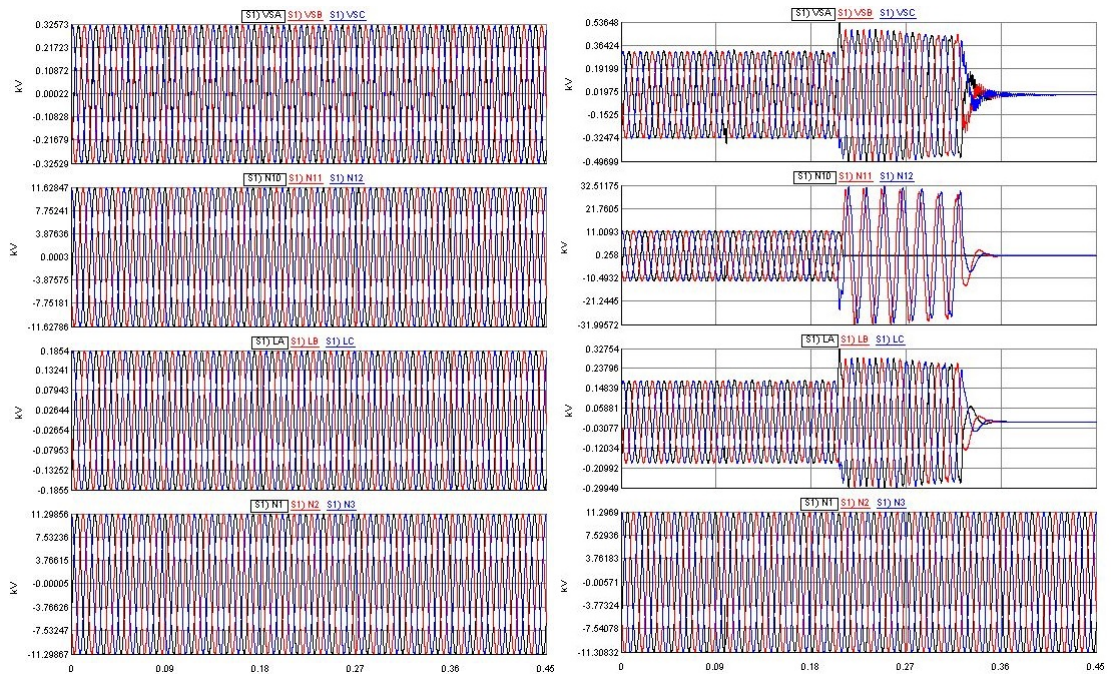


Figura 70: À esquerda o sistema em regime permanente sob condição 4.9; e à direita a resposta do sistema em situação pós-falta (aproximadamente 0,09s) e pós ilhamento (aproximadamente 0,2s)

Fonte: Do autor

A.5 Saídas: Caso 5

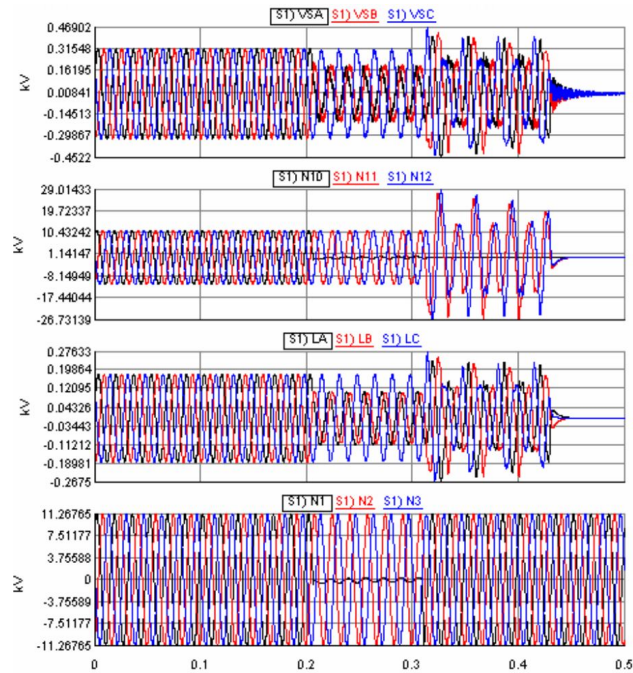


Figura 71: Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 5.1

Fonte: Do autor

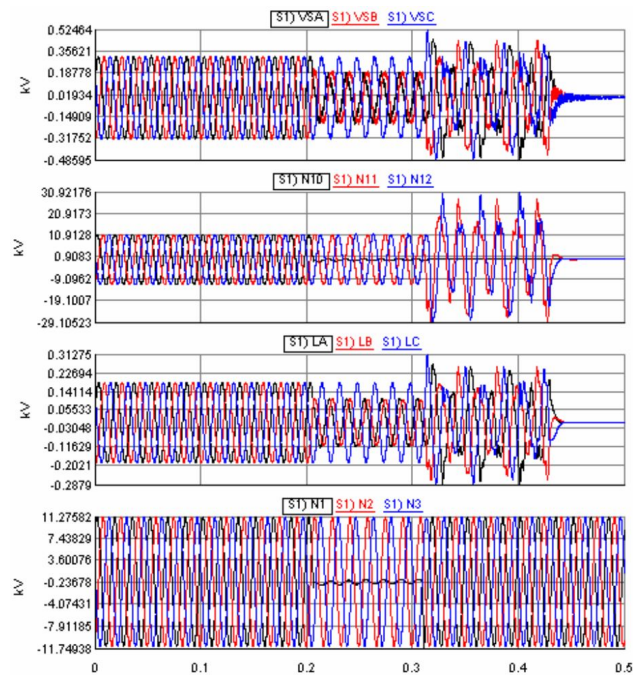


Figura 72: Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testess 5.2

Fonte: Do autor

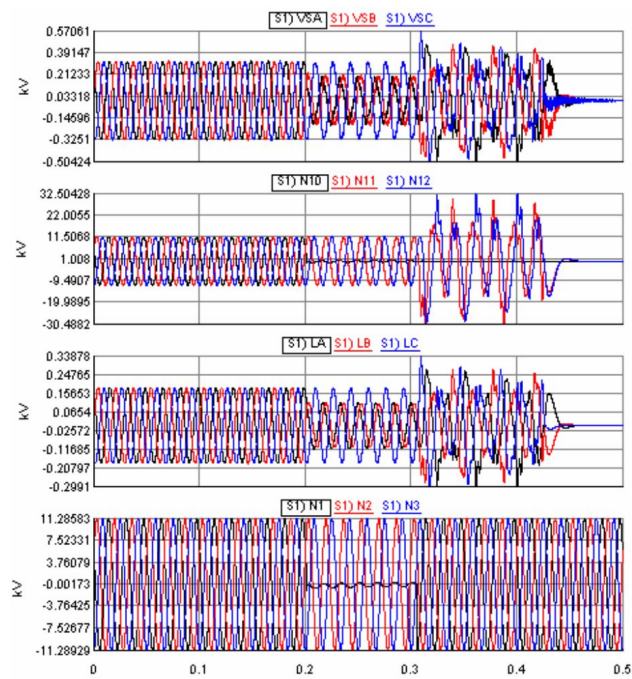


Figura 73: Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 5.3

Fonte: Do autor

A.6 Saídas: Caso 6

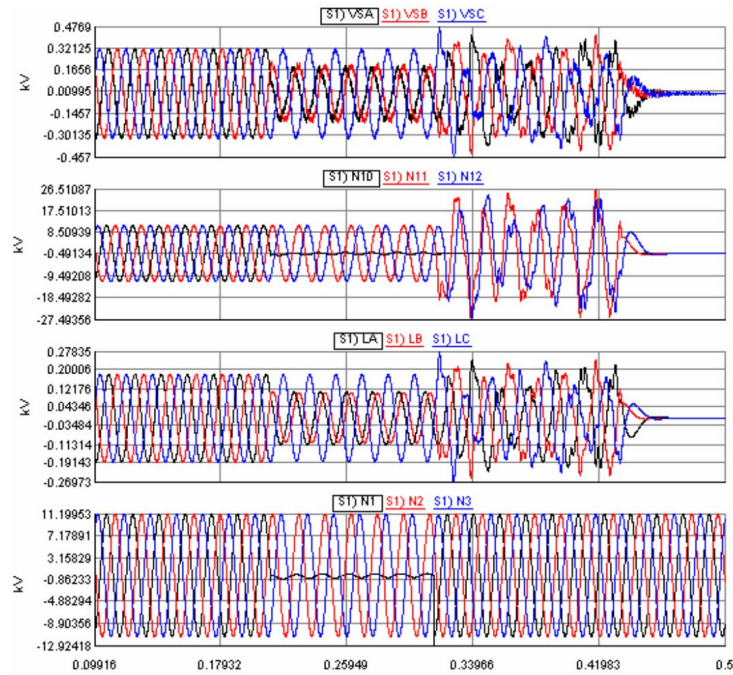


Figura 74: Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 6.1

Fonte: Do autor

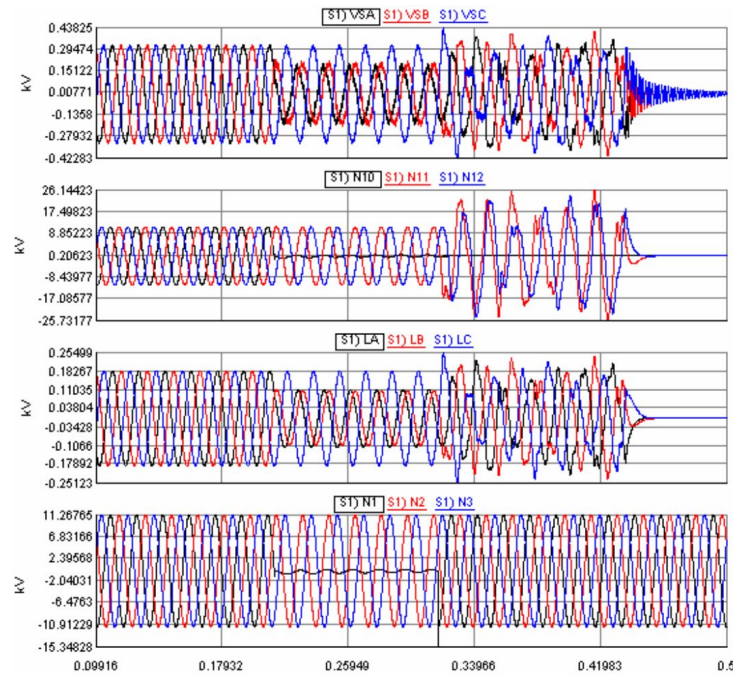


Figura 75: Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 6.2

Fonte: Do autor

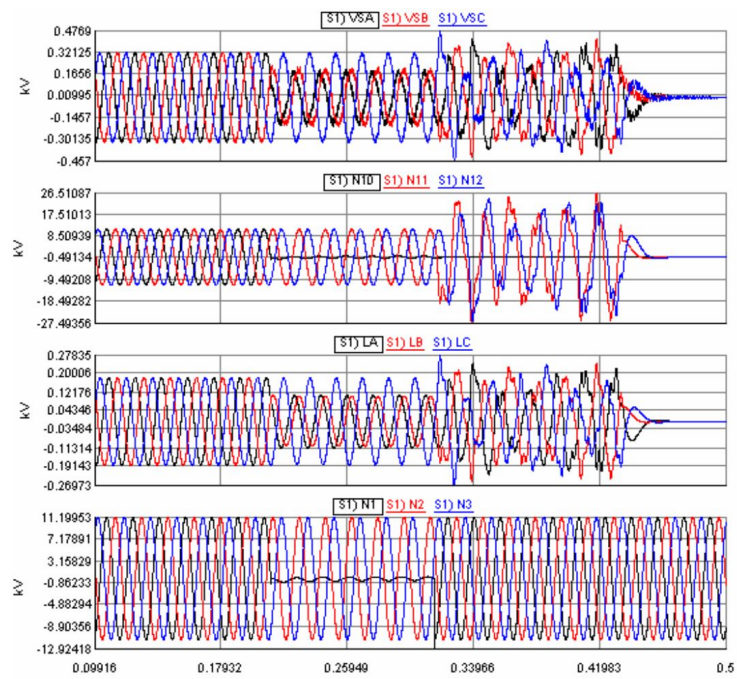


Figura 76: Resposta do sistema em situação pós-falta (aprox. 0,2s) e pós ilhamento (aprox. 0,32s) sob condições de testes 6.3

Fonte: Do autor