



ASPECTOS DO DESEMPENHO OPERATIVO DE REDES ELÉTRICAS COM INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Hannah Maria Vêras Caldeira da Fonseca

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro
Dezembro de 2017

ASPECTOS DO DESEMPENHO OPERATIVO DE REDES ELÉTRICAS COM
INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Hannah Maria Vêras Caldeira da Fonseca

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE
JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA
ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
DEZEMBRO DE 2017

Fonseca, Hannah Maria Vêras Caldeira da

Aspectos do Desempenho Operativo de Redes Elétricas com Inserção de Geração Fotovoltaica/Hannah Maria Vêras Caldeira da Fonseca. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XVII, 95 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 87 – 90.

1. Geração fotovoltaica. 2. Geração distribuída. 3. Redes de distribuição. 4. Estabilidade transitória. 5. Estabilidade a pequenos sinais. I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Ao meu noivo, Gerd Brantes
Angelkorte.*

Agradecimentos

Aos meus pais, Glauce e Nilton, por terem me dado o seu melhor desde o dia em que eu surti na vida de vocês. Sei o quanto vocês abdicaram para que eu pudesse me dedicar integralmente aos estudos e quero que saibam, do fundo do meu coração, que nos momentos de fraqueza foram os meus sentimentos de gratidão e reconhecimento à vocês que me mantiveram empenhada. Obrigada pelo amor, pois pude senti-lo em cada uma de suas atitudes ao longo dos anos.

Ao meu primo-irmão, Rafael, por ser a minha referência nos estudos. Tenho muito orgulho do advogado e professor que você é e espero ser motivo de igual orgulho para você. Às vezes a distância se faz presente, mas consigo escutar seus conselhos “sutis” nos meus ouvidos e, acredite, eles fazem uma diferença incalculável.

Aos meus avós, Maria e Nilton, pelo carinho imensurável, pelo apoio e por acreditarem tanto em mim que eu quase sinto ser capaz de tudo. É um privilégio tê-los na minha vida e tenho muito orgulho da história que vocês começaram.

À Margarete, minha segunda mãe, que jamais será esquecida. Obrigada por ter feito parte da minha vida, foi verdadeiramente uma honra.

À toda a família Vêras e Caldeira e, num futuro bem breve, também Angelkorte, por todo apoio, por acreditarem em mim e por me darem tanto amor.

Obrigada aos meus queridos amigos, listar a importância de cada um de vocês exigiria uma dissertação e, bem, não convém fazer outra. Quero apenas frisar que sem vocês, a vida teria menos histórias, menos conversas polêmicas, menos risos e eu teria menos pedaços de mim.

Aos amigos que fiz no mestrado, ou mesmo os que continuaram da graduação para essa nova etapa, o meu agradecimento especial pelos momentos leves em dias tão complexos. Obrigada especialmente à Tálita, David, Beatriz, Juliana, Carol e Aline. Foi uma surpresa maravilhosa poder incluí-los ao grupo do parágrafo anterior.

Obrigada aos amigos do ONS, por todo aprendizado e por terem me recebido tão bem.

O meu enorme agradecimento à minha querida orientadora, Tatiana, por tantas reuniões, por tanta sabedoria compartilhada, pela paciência e pelo apoio pessoal e profissional nos momentos de insegurança. É um privilégio ser orientada por você desde a graduação e quero que saiba que você é um grande exemplo para mim.

Obrigada por tudo, de coração.

Obrigada à Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, CAPES, pelo suporte financeiro.

Ao meu noivo, Gerd, por compartilhar cada momento nessa trajetória da dissertação, por ser incansável no apoio fornecido a mim e por me fazer acreditar no melhor, quando eu mesma não conseguia. Obrigada por ter um pedaço seu em cada conquista minha, é uma honra imensa também poder fazer parte das suas. Hoje sei que o grande sucesso da nossa jornada são os passos que sempre demos juntos.

Finalmente, meu agradecimento a Deus, por ter tanto em minha vida.

*“It is our choices, Harry, that
show what we truly are, far more
than our abilities.”*

- “Dumbledore” / J.K. Rowling

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ASPECTOS DO DESEMPENHO OPERATIVO DE REDES ELÉTRICAS COM INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Hannah Maria Vêras Caldeira da Fonseca

Dezembro/2017

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

Esse trabalho avalia diferentes aspectos do desempenho operativo estático e dinâmico de sistemas de energia elétrica na presença de geração fotovoltaica. Para tanto, foi inicialmente proposta uma rede de distribuição, com a combinação de sistemas de média e baixa tensão, adicionando geração fotovoltaica distribuída no sistema de baixa tensão. Além disso, escolheu-se o sistema IEEE-39 barras para estudos em redes de transmissão, adicionando geração fotovoltaica concentrada. Os resultados permitem observar uma maior influência do modelo de geração concentrado no sistema de transmissão. Para esses casos percebe-se que a maneira com que os geradores fotovoltaicos são adicionados à rede pode tanto aumentar quanto reduzir a margem de carregamento do sistema e os seus respectivos tempos críticos de eliminação de defeito. Sendo assim, é observado que o modelo concentrado de geração fotovoltaica impacta tanto na estabilidade de tensão, quanto na estabilidade angular. Por sua vez, apesar de apresentar um impacto reduzido sobre a estabilidade da rede estudada, o modelo distribuído de geradores fotovoltaicos possui uma influência no desempenho operativo da rede ilhada e sobre condição desbalanceada.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

FEATURES OF OPERATIONAL BEHAVIOR OF ELECTRICAL GRIDS WITH PENETRATION OF PHOTOVOLTAIC GENERATION

Hannah Maria Vêras Caldeira da Fonseca

December/2017

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

This work analyzes different aspects of static and dynamic operational behavior from electrical energy systems in the presence of photovoltaic generation. Therefore, a distribution grid was proposed by combining a medium and low voltage systems and also, by adding distributed photovoltaic generation at the low voltage grid. Furthermore, the IEEE 39 bus system was chosen for the transmission grid studies, also by adding central station photovoltaic systems. The results show a higher influence from the utility scale model at the transmission system. On these cases it is perceived that the way the photovoltaic generators are connected can either increase or decrease system load margin, as well as critical clearing time. Thus, the central station photovoltaic generation model affects both voltage and angle stability. On the other hand, besides having a restricted impact on the stability of the studied grid, the distributed photovoltaic generators have an affect on the operational behavior under islanded and unbalanced grid conditions.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiv
Lista de Abreviaturas	xvi
Lista de Símbolos	xvii
1 Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivo	3
1.3 Estrutura	4
2 Geração solar fotovoltaica	6
2.1 Introdução	6
2.2 Geração solar fotovoltaica no Brasil	7
2.3 Revisão Bibliográfica	10
3 Modelagem das redes de estudo	14
3.1 Introdução	14
3.2 <i>Benchmark</i> Cigré	14
3.2.1 Rede de média tensão	15
3.2.2 Rede de baixa tensão	17
3.2.3 Sistema base	21
3.2.4 Inclusão das unidades fotovoltaicas	22
3.3 Sistema <i>New England</i> modificado	24
4 Modelagem dos geradores fotovoltaicos	27
4.1 Modelo distribuído do gerador fotovoltaico	27
4.1.1 Controle de potência ativa	28
4.1.2 Controle de potência reativa	29
4.1.3 Funções de proteção	30
4.2 Modelo concentrado do sistema fotovoltaico	31

5	Análise do impacto da geração fotovoltaica distribuída	34
5.1	Introdução	34
5.2	Evolução das perdas	34
5.3	Capacidade de sobreviver a afundamentos de tensão	36
5.3.1	Curto-circuito trifásico	37
5.3.2	Curto-circuitos assimétricos	40
5.3.3	Inércia reduzida do equivalente de AT	43
5.4	Contribuição da geração fotovoltaica para o curto-circuito	45
5.5	Evolução dos autovalores	49
5.6	Curva P-V	51
5.7	Estudo do ilhamento	53
5.7.1	Rede sem sistemas fotovoltaicos	53
5.7.2	Rede com sistemas fotovoltaicos	56
5.8	Estudo do desbalanço	63
5.8.1	Evolução das perdas	64
5.8.2	Índice de desequilíbrio de tensão	65
6	Análise do impacto da geração fotovoltaica concentrada	67
6.1	Introdução	67
6.2	Avaliação do tempo crítico de eliminação de defeito	68
6.3	Curva P-V dinâmica	73
6.4	Evolução dos autovalores com penetração fotovoltaica	76
6.5	Impacto da geração fotovoltaica nas formas modais	79
7	Conclusão e trabalhos futuros	84
7.1	Resumo do Trabalho e Conclusões Gerais	84
7.2	Trabalhos futuros	86
	Referências Bibliográficas	87
A		91

Lista de Figuras

1.1	Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora fotovoltaica, retirada de [1]	3
2.1	Níveis de irradiação solar média anual no território brasileiro, retirado de [2]	8
2.2	Percentual de participação de cada tipo de geração para as unidades consumidoras com geração distribuída	9
2.3	Percentual de participação de cada tipo de empreendimento no parque gerador brasileiro	10
3.1	Topologia da rede de MT	16
3.2	Topologia da rede de BT	17
3.3	Redes de sequência zero para ligação dos transformadores	18
3.4	Topologia do Sistema New England	25
3.5	Diagrama de blocos do regulador de tensão IEEE Tipo 1, sem curva de excitação	25
4.1	Modelo PVD1 do gerador fotovoltaico, alterado de [3]	28
4.2	Esquema do modelo concentrado do sistema fotovoltaico	31
4.3	Diagrama de blocos do gerador no modelo concentrado, adaptado de [3]	32
4.4	Diagrama de blocos do controle local de potência ativa e reativa no modelo concentrado, com regulação de fator de potência, adaptado de [3]	33
5.1	Evolução das perdas para aumento da penetração de geração fotovoltaica	35
5.2	Comparação entre as curvas de LVRT	36
5.3	Respostas da baixa tensão para o curto-circuito trifásico	38
5.4	Respostas da média tensão para o curto-circuito trifásico	39
5.5	Respostas da baixa tensão para o curto-circuito fase-terra	40
5.5	Respostas da baixa tensão para o curto-circuito fase-terra	41

5.6	Respostas da média tensão para o curto-circuito fase-terra	42
5.7	Resposta das variáveis para a redução na inércia	43
5.7	Resposta das variáveis para a redução na inércia	44
5.8	Ângulo da PCHB3, para o desligamento das unidades fotovoltaicas durante o curto-circuito	45
5.9	Sistema 2 máquinas mostrando a contribuição para a corrente de curto-circuito	46
5.10	Correntes de curto-circuito I_a na barra 11	46
5.11	Comparação entre os curtos-circuitos e os casos com e sem geração fotovoltaica, na barra 11	47
5.12	Correntes de curto-circuito I_a na barra 13	47
5.13	Comparação entre os curtos-circuitos e os casos com e sem geração fotovoltaica, na barra 13	48
5.14	Sistema 2 máquinas mostrando a contribuição para a corrente de curto-circuito	48
5.15	Injeção das gerações síncronas durante o curto-circuito	49
5.16	Evolução dos autovalores dos modos eletromecânicos das PCHs no sentido da progressão de inserção de geração fotovoltaica	50
5.17	Curva P-V para a Barra 3, localizada na média tensão, modelagem Z constante	52
5.18	Curva P-V para a Barra C13B14, localizada na baixa tensão, modelagem Z constante	52
5.19	Resposta da tensão em algumas barras da MT para o ilhamento sem geração fotovoltaica	54
5.20	Resposta da tensão em algumas barras da BT para o ilhamento sem geração fotovoltaica	54
5.21	Resposta da potência nas PCHs para o ilhamento sem geração fotovoltaica	55
5.22	Resposta da frequência nas PCHs para o ilhamento sem geração fotovoltaica	55
5.23	Resposta da tensão em algumas barras da MT para o ilhamento com geração fotovoltaica	56
5.24	Resposta da tensão em algumas barras da BT para o ilhamento com geração fotovoltaica	57
5.25	Resposta da potência nas PCHs para o ilhamento com geração fotovoltaica	57
5.26	Resposta da potência nas unidades fotovoltaicas para o ilhamento	58
5.27	Resposta do ângulo nas PCHs para o ilhamento	58

5.28	Resposta da frequência nas PCHs para o ilhamento com geração fotovoltaica	59
5.29	Resposta de F_{fh}	60
5.30	Resposta da tensão em algumas barras da MT, no caso $D_{dn} = 0$. . .	60
5.31	Resposta da tensão em algumas barras da BT, no caso $D_{dn} = 0$. . .	61
5.32	Resposta da potência das PCHs, no caso $D_{dn} = 0$	61
5.33	Resposta da potência das PVs, no caso $D_{dn} = 0$	62
5.34	Resposta da frequência das PCHs, no caso $D_{dn} = 0$	62
5.35	Evolução das perdas para aumentos no desbalanço	65
5.36	Percentual de violação de FD para aumentos no desbalanço	66
6.1	Evolução do tempo crítico para a carga pesada	69
6.2	Evolução do tempo crítico para a carga média	70
6.3	Curva P- δ para o gerador 38, caso C1	71
6.4	Curva P- δ para o gerador 38, caso C3	71
6.5	Curva P- δ para o gerador 38, caso C5	72
6.6	Resposta da potência ativa dos geradores GS.38, PV.34 e PV.30 após a eliminação do defeito, para o caso C3	73
6.7	Curvas P-V dinâmicas para os cenários de carga pesada	75
6.8	Curvas P-V dinâmicas para os cenários de carga média	75
6.9	Evolução dos autovalores entre os casos C1 e C3	77
6.10	Evolução dos autovalores entre os casos C1 e C5	77
6.11	Evolução dos autovalores entre os casos C2 e C4	78
6.12	Evolução dos autovalores entre os casos C2 e C6	78
6.13	Comparação entre modos de oscilação para os casos C1 e C5	82
6.14	Comparação entre modos de oscilação para os casos C2 e C6	83
A.1	Respostas da baixa tensão para o curto-circuito fase-fase	91
A.1	Respostas da baixa tensão para o curto-circuito fase-fase	92
A.2	Respostas da média tensão para o curto-circuito fase-fase	93
A.3	Respostas da baixa tensão para o curto-circuito fase-fase-terra	94
A.4	Respostas da média tensão para o curto-circuito fase-fase-terra	95

Lista de Tabelas

2.1	Unidades consumidoras com geração distribuída, definidas por tipo de fonte de energia	9
2.2	Quantidade e Potência Fiscalizada dos empreendimentos em operação no Brasil	9
3.1	Validação da rede de média tensão	16
3.2	Comparação dos resultados do fluxo de potência do Cigré e do Simulight	18
3.3	Potência ativa de cada gerador fotovoltaico (PV)	23
3.4	Percentual de penetração de geração fotovoltaica nos alimentadores .	24
5.1	Amortecimento dos modos eletromecânicos das PCHs	50
5.2	Impedância shunt de sequência negativa com relação à potência instalada	64
5.3	Desbalanço na injeção de corrente dos geradores para o caso 15% . .	66
5.4	Desbalanço na injeção de corrente dos geradores para o caso 20% . .	66
5.5	Desbalanço na injeção de corrente dos geradores para o caso 25% . .	66
6.1	Casos de estudo no sistema <i>New England</i>	67
6.2	Relação de amortecimento dos modos eletromecânicos e barras com maior participação sobre esses modos, para o caso C1	69
6.3	Relação de amortecimento dos modos eletromecânicos e barras com maior participação sobre esses modos, para o caso C2	69
6.4	Resultados para o cenário de carga pesada	74
6.5	Resultados para o cenário de carga média	74
6.6	Modos de oscilação com os geradores de maior fator de participação para o cenário de carga pesada	79
6.7	Modos de oscilação com os geradores de maior fator de participação para o cenário de carga média	80
6.8	Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C1	80
6.9	Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C2	80
6.10	Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C3	81
6.11	Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C4	81

6.12 Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C5	81
6.13 Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C6	81

Lista de Abreviaturas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas, p. 7
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 7
CAG	Controle Automático de Geração, p. 54
CEPEL	Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, p. 14
CIGRÉ	Conselho Internacional de Grandes Redes Elétricas, p. 14
LVRT	Low Voltage Ride Through, p. 12
MPPT	maximum power point tracking, p. 27
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i> , p. 15
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico, p. 2
P-V	curva potência-tensão, p. 52
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas, p. 22
PRODIST	Procedimento de Distribuição, p. 67
PSS	estabilizador de sistema de potência, p. 24
SIN	Sistema Interligado Nacional, p. 10
VUF	Voltage Unbalance Factor, p. 12
WECC	Western Electricity Coordinating Council, p. 27
ZVRT	Zero Voltage Ride Through, p. 36
k	fator de desbalanço de carga, p. 64
p.u.	por unidade, p. 12

Lista de Símbolos

D_{dn}	ganho de regulação da redução de potência, p. 61
F_{fh}	proteção de sobrefrequência, p. 61
$F_{p,B0-AL,BT}$	fluxo ativo exigido pela rede de baixa tensão, p. 22
I_{G1}	contribuição de corrente do gerador G1 para I_{cc} , p. 46
I_{G2}	contribuição de corrente do gerador G2 para I_{cc} , p. 46
I_{cc}	corrente de curto-circuito, p. 46
I_{pcmd}	valor desejado de corrente ativa, p. 30
I_{qcmd}	valor desejado de corrente reativa, p. 30
$P_{Lf,MT}$	carga ativa final na barra de média tensão, p. 22
$P_{Li,MT}$	carga ativa inicial na barra de média tensão, p. 22
P_{drp}	sinal de redução de potência ativa, p. 29
P_e	potência elétrica, p. 28, 72
P_m	potência mecânica, p. 28, 72
δ	ângulo entre a máquina e barra infinita, p. 72
ω	velocidade angular, p. 28
ω_s	velocidade angular síncrona, p. 72
FD	fator de desequilíbrio, p. 67
H	constante de inércia, p. 28

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas de energia elétrica têm por característica histórica um modelo centralizado de geração de energia, em que longas linhas de transmissão ficam responsáveis por conectar usinas de grande porte aos centros de carga. Contudo, a partir da década de 1990, é percebida uma tendência mundial de descentralizar esse modelo, empregando o conceito de geração distribuída.

Existem inúmeros benefícios associados a essa modalidade. Por exemplo, a postergação dos altos investimentos atrelados à construção dos novos sistemas de transmissão, o emprego de geradores majoritariamente de tecnologias renováveis e limpas, menor impacto ambiental com obras de pequeno porte e possível redução das perdas na rede de transmissão.

Nesse cenário, a geração solar fotovoltaica, sobretudo a de pequeno porte, vem se destacando e conquistando o mercado mundial. Algumas características como apresentar alta disponibilidade, ser uma energia renovável e não ter custo associado a compra de combustível estimularam seu emprego. Contudo, foi a evolução da eletrônica de potência e da engenharia de materiais que permitiram viabilizar tecnicamente e economicamente o investimento nessa tecnologia. O avanço da eletrônica de potência fez com que os conversores, responsáveis por conectar os geradores fotovoltaicos à rede, tivessem controles cada vez mais sofisticados, garantindo o atendimento aos requisitos elétricos no ponto de conexão do sistema elétrico. Por sua vez, o avanço da engenharia de materiais foi essencial na obtenção de uma maior eficiência no processo de conversão da luz solar em energia elétrica.

No caso particular do Brasil há um grande potencial em se explorar o emprego dessa geração, visto que há altos níveis de insolação em todo o território nacional e existem grandes reservas de silício, uma das matérias-primas mais utilizadas na fabricação de células fotovoltaicas. Entretanto, a exemplo do que ainda ocorre em diversos países pioneiros na geração fotovoltaica, há dois grandes desafios relativos ao emprego dela. O primeiro é o estabelecimento de uma regulação condizente com essa nova estrutura e o segundo é o preparo dessas redes para os impactos elétricos

que podem surgir com a inserção dessas novas tecnologias.

1.1 Motivação

A geração fotovoltaica distribuída traz a preocupação de adicionar um elemento ativo e bastante susceptível a variações de potência ativa quase instantâneas à rede de distribuição. O primeiro obstáculo encontrado para entender o impacto dessa geração é o desenvolvimento de sistemas *benchmark* que incluam a modelagem da nova tecnologia. Ainda que alguns sistemas-teste tenham sido desenvolvidos para análise de redes de baixa tensão, como é o caso de [4] e [5], a abrangência desses sistemas ainda é limitada quando comparada com o que se observa nos sistemas de transmissão. Esses aspectos trazem desafios de adequar sistemas elétricos que não foram elaborados com o propósito de possuir geração e que, por conta de características especiais como desequilíbrios, redes essencialmente radiais e variações mais sensíveis da tensão com a injeção de potência ativa, possuem uma dinâmica diferente e pouco estudada. Além disso, a própria modelagem dos geradores fotovoltaicos ainda é recente e muito discutida, quando comparada à geração convencional síncrona, em que os modelos estáticos e dinâmicos já se encontram bastante validados e consolidados na literatura. Por se tratar de uma geração conectada via conversores, também devem ser feitas considerações acerca da rapidez dos fenômenos elétricos de interesse, de forma a fazer representações mais adequadas para cada estudo.

A inserção não só desses sistemas fotovoltaicos, mas da geração distribuída de uma forma mais geral, também traz a possibilidade de diferentes formas de operação das redes de distribuição, uma vez que viabiliza a formação de ilhas elétricas para manter o atendimento à carga, por exemplo numa situação de defeito na rede de transmissão ou em um ilhamento programado, que tenha como objetivo aumentar os índices de confiabilidade do sistema.

Por outro lado, as grandes centrais de geração fotovoltaica que estão se conectando às redes de transmissão também trazem o desafio da modelagem de geradores conectados via conversores, bem como a tendência em substituir o despacho da geração síncrona convencional, nos momentos em que estiver disponível. Esse redes-pacho ocasiona uma redução da inércia total, o que pode impactar a estabilidade dessas redes. Não obstante, também há a necessidade de avaliar a dinâmica introduzida nos estudos por esses novos modelos. Outro questionamento que surge é com relação ao suporte de potência reativa. Atualmente no Brasil, os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estabelecem no submódulo 3.6 [1] que os geradores fotovoltaicos conectados na rede básica (acima de 230 kV) devem ter a possibilidade de operar com fator de potência capacitivo ou indutivo

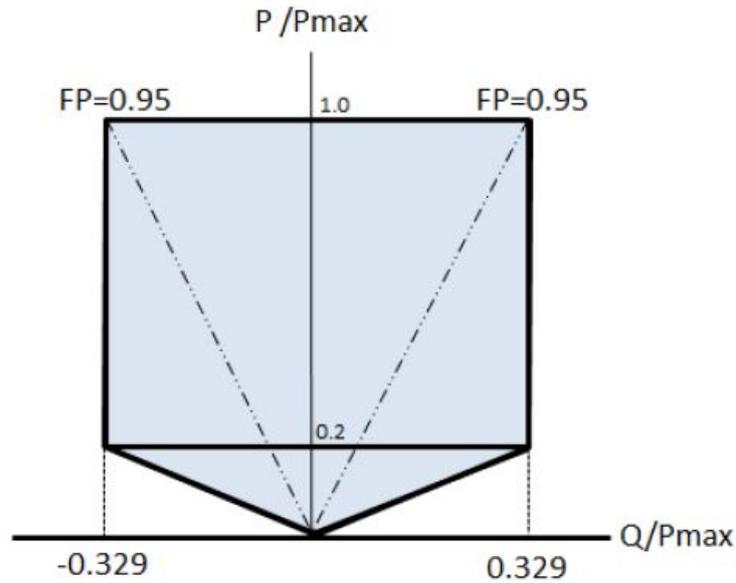


Figura 1.1: Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora fotovoltaica, retirada de [1]

em qualquer ponto da curva mostrada na Figura 1.1. Além disso, nos momentos em que eles não estejam gerando potência ativa, devem haver recursos de controle para gerar ou absorver potência reativa de modo que haja, no mínimo, injeção/absorção nula no ponto de conexão.

Contudo, é importante destacar que até o presente momento esse suporte de reativos não é remunerado por contratação de serviço ancilar e os custos dessa operação são de responsabilidade do agente de geração fotovoltaica.

Entender e avaliar como esses geradores podem se comportar nas redes de distribuição e transmissão é essencial à expansão dessa fonte de energia limpa e renovável na matriz energética mundial.

1.2 Objetivo

O objetivo principal desse trabalho é avaliar diferentes aspectos do desempenho operativo de redes elétricas com a inserção de geração fotovoltaica. Dentre os aspectos avaliados, destaca-se a estabilidade angular e de tensão, as perdas e a contribuição para correntes de curto-circuito. Com as análises desenvolvidas, pretende-se contribuir para o entendimento da operação de sistemas com essa nova tecnologia de geração.

São utilizadas duas modelagens para representação das unidades fotovoltaicas: distribuída e concentrada. A modelagem distribuída é indicada para estudar unidades de pequeno porte, localizadas na rede de distribuição. Por outro lado, a modelagem concentrada é utilizada em estudos com usinas fotovoltaicas de grande

porte, conectadas à rede de transmissão.

Um segundo objetivo do trabalho foi a proposta de um sistema benchmark de uma rede de distribuição trifásica que inclui os sistema de média e a baixa tensão com modelagem distribuída da geração fotovoltaica. Esse sistema foi criado a partir da combinação de outros sistemas presentes na literatura.

Para as simulações com a rede de baixa tensão, verificou-se o impacto da geração fotovoltaica nas perdas, a capacidade dos geradores de sobreviverem a afundamentos de tensão e a contribuição dessas unidades para as correntes de curto-circuito. Além disso, foi realizada uma análise da estabilidade angular e de tensão com o aumento da penetração da geração fotovoltaica e a possibilidade de operação em ilha. Com a utilização da modelagem trifásica, foi possível avaliar também o impacto do nível do desequilíbrio da carga no desempenho do sistema.

A geração fotovoltaica concentrada também foi analisada. Neste caso, utilizou-se o sistema de transmissão New England (IEEE 39-barras), onde foram conectadas plantas de geração fotovoltaica de grande porte. O objetivo principal do estudo foi o impacto da geração fotovoltaica na estabilidade angular e de tensão.

1.3 Estrutura

No Capítulo 2, é feita uma breve análise do cenário mundial de inserção da geração fotovoltaica, particularizando para o contexto brasileiro, em que são apresentadas as principais regulações que definem critérios a serem seguidos por esses geradores e o panorama da geração fotovoltaica no Brasil. Em seguida, é feita uma revisão bibliográfica sobre os diferentes tipos de desafios técnicos que são esperados pelo emprego dessa geração, bem como sobre as particularidades relacionadas ao tipo de modelagem e rede em que estão inseridas.

No Capítulo 3, é apresentada toda a modelagem das redes de estudo. As validações necessárias à formação da rede de distribuição são mostradas, assim como a metodologia de inclusão de geração fotovoltaica, reguladores utilizados e modelagens de linhas, cargas e demais geradores e, finalmente, a proposição de um sistema *benchmark* de rede de distribuição. É apresentada a rede IEEE - 39 barras, também conhecida como Sistema *New England*, utilizada para os estudos em níveis de transmissão.

As representações da geração fotovoltaica - modelagem distribuída e concentrada - são explicadas no Capítulo 4. São apresentados tanto os controles de potência ativa e reativa, quanto as funções de proteção internas ao modelo.

Os estudos relacionados à rede de distribuição com o modelo distribuído de unidades fotovoltaicas são apresentados no Capítulo 5. Aqueles referentes à rede de transmissão com o modelo concentrado de gerador fotovoltaico se encontram no

Capítulo 6.

Finalmente, no Capítulo 7 estão descritas as principais conclusões e propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Geração solar fotovoltaica

2.1 Introdução

A crescente preocupação mundial com o meio ambiente, somada às consequências trazidas pela crise do petróleo em 1973, serviram de estímulo à busca por novas fontes de energia que fossem limpas e renováveis. Conforme destacado em [6], a partir desse período histórico houve uma mudança de interesse das empresas de petróleo dos Estados Unidos da América (EUA), redirecionando os investimentos para pesquisas em desenvolvimento de sistemas solares fotovoltaicos. Em seguida, o Protocolo de Kyoto em 1997 impulsionou o mercado alemão e japonês no desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, acompanhado por uma grande expansão na produção promovida pela China a partir de 2006.

Analisando o contexto estabelecido pela crise do petróleo e por políticas de redução de emissão de gás carbônico (CO_2), percebe-se que a escolha desses países pela geração solar fotovoltaica é facilmente justificada. Além da alta disponibilidade dessa fonte, o processo de conversão de luz solar em eletricidade é feito através de um material semicondutor de energia, em sua maioria de silício, que não resulta em emissão de gases de efeito estufa. Assim, com os investimentos financeiros e mudanças de políticas de governo desses países, houve um rápido desenvolvimento na eletrônica de potência, que contribuiu tecnicamente para a conexão da geração solar fotovoltaica aos sistemas elétricos, e no avanço da engenharia de materiais que permitiu aumentar a eficiência do processo de conversão, viabilizando economicamente os sistemas fotovoltaicos.

Outro aspecto que deve ser ressaltado ao descrever o histórico do crescimento da geração fotovoltaica é a expansão da geração distribuída. O mercado energético mundial percebeu nessa aproximação da geração aos grandes centros de carga, uma oportunidade de reduzir os custos com a expansão do sistema, bem como o impacto ambiental causado pelas grandes obras. Contudo, também é importante dizer que

a geração solar fotovoltaica não é restrita às redes de distribuição, uma vez que se encontra em um estágio de produção de escala que permite o seu emprego em grandes centrais de geração, conectadas nas redes de transmissão.

2.2 Geração solar fotovoltaica no Brasil

Imbuído pelos mesmos objetivos originados pelo contexto histórico mundial e somado às características geoclimáticas e socioeconômicas, o Brasil passou a perceber que deveria explorar o potencial de geração fotovoltaica em sua matriz energética. A Figura 2.1, retirada de [2], mostra a irradiação solar média anual do Brasil, evidenciando que todo o território brasileiro é bastante propício ao emprego da conversão de luz solar para eletricidade.

Em 2003 com o Programa Luz para Todos, que tinha por objetivo garantir o acesso à energia elétrica para todas as famílias brasileiras, o Brasil adotou uma das primeiras políticas públicas que incentivavam o uso da geração solar. Por conta da dificuldade de acesso a certas localidades com operação isolada da rede elétrica de distribuição, adotou-se a geração solar fotovoltaica como opção prioritária para fornecimento de energia.

Contudo, apenas em 2012, com a resolução normativa nº482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)[7], que foram estabelecidas condições gerais para acesso de micro e minigeração distribuída em redes de distribuição. Em 2013, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), publicou a norma NBR 16149 [8] definindo características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Posteriormente, em 2014, os empreendimentos fotovoltaicos já participavam do Leilão de Energia Reserva (LER) e, a partir de janeiro de 2017, os Procedimentos de Rede do ONS passaram a exigir requisitos técnicos mínimos para conexão desses geradores aos sistemas de transmissão.

A Tabela 2.1, elaborada a partir das informações disponíveis no *site* da ANEEL, [9], indica a quantidade de unidades consumidoras com geração distribuída e a respectiva potência instalada, caracterizada por tipo de fonte. Já a Tabela 2.2, baseada nas informações do Banco de Informações da Geração (BIG), disponível em[9], informa a quantidade e respectiva potência fiscalizada do parque gerador brasileiro, definidos por tipo de fonte. As Figuras 2.2 e 2.3 ilustram essas informações, em que as siglas representam: CGH - Central Geradora Hidrelétrica, EOL - Central Geradora Eólica, PCH - Pequena Central Hidrelétrica, UFV - Central Geradora Solar Fotovoltaica, UHE - Usina Hidrelétrica, UTE - Usina Termelétrica e UTN - Usina Termonuclear.

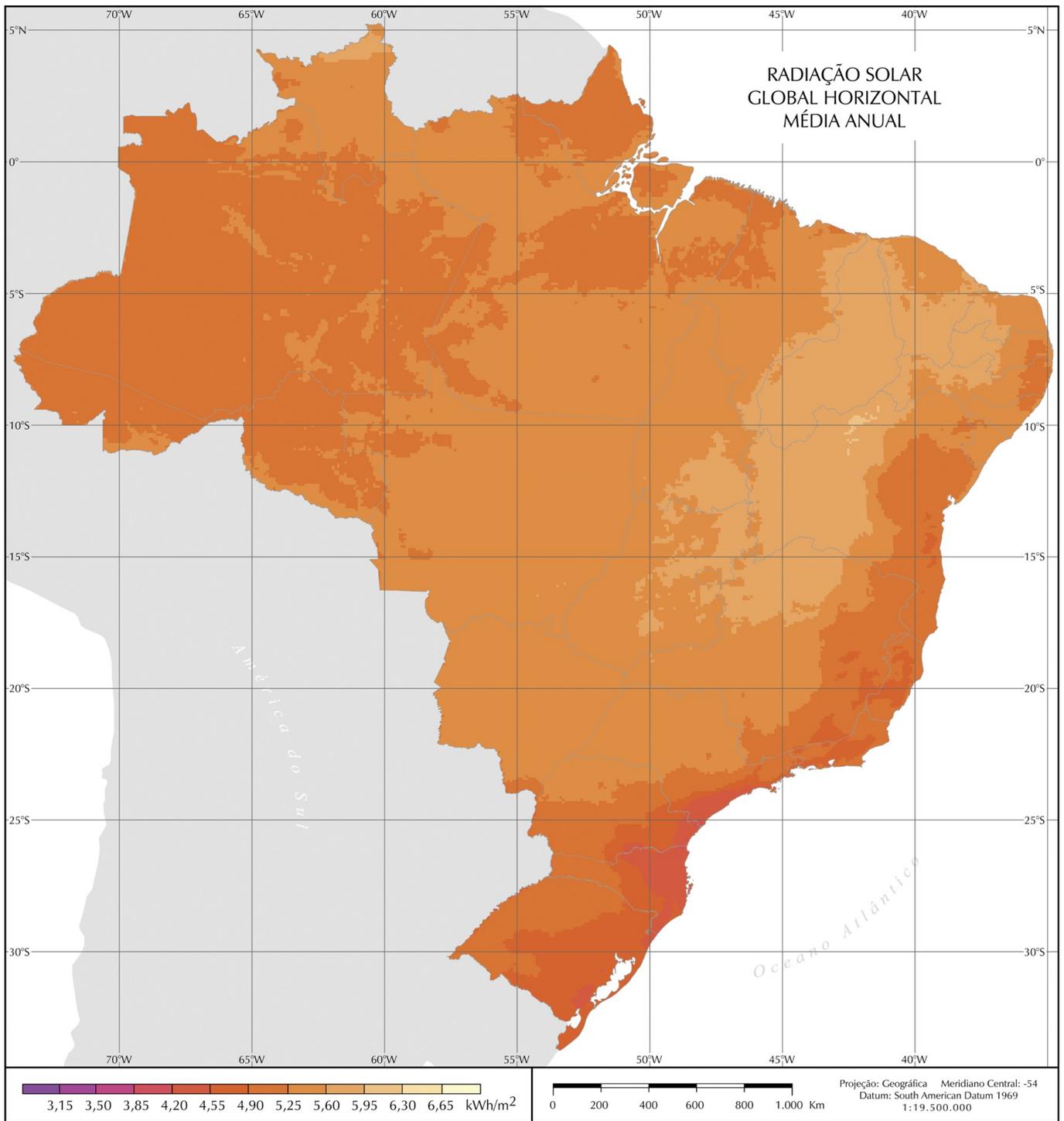


Figura 2.1: Níveis de irradiação solar média anual no território brasileiro, retirado de [2]

Tabela 2.1: Unidades consumidoras com geração distribuída, definidas por tipo de fonte de energia

Tipo	Quantidade	Potência Instalada (kW)
CGH	16	12453,2
EOL	52	10183,2
UFV	12079	96630,34
UTE	54	19599,7

Tabela 2.2: Quantidade e Potência Fiscalizada dos empreendimentos em operação no Brasil

Tipo	Quantidade	Potência Fiscalizada (kW)
CGH	616	560084
EOL	453	10996943
PCH	432	4960700
UFV	53	176248
UHE	219	93858334
UTE	2928	41027844
UTN	2	1990000

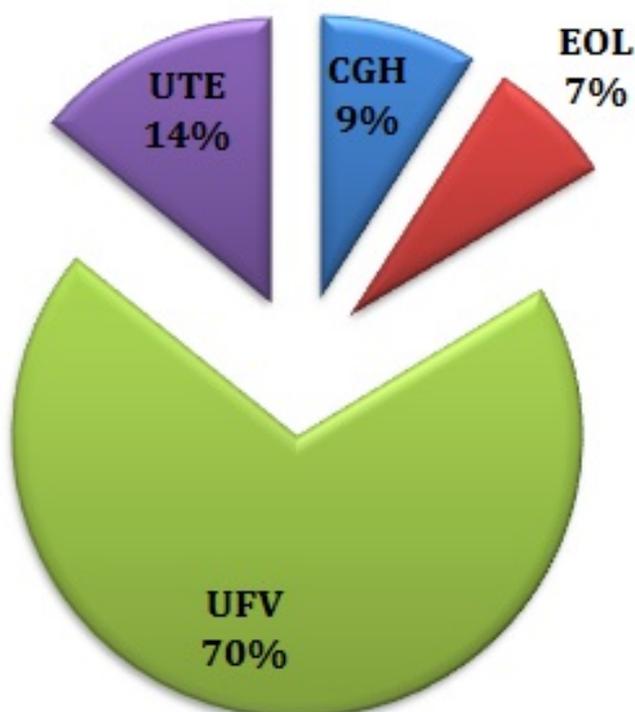


Figura 2.2: Percentual de participação de cada tipo de geração para as unidades consumidoras com geração distribuída

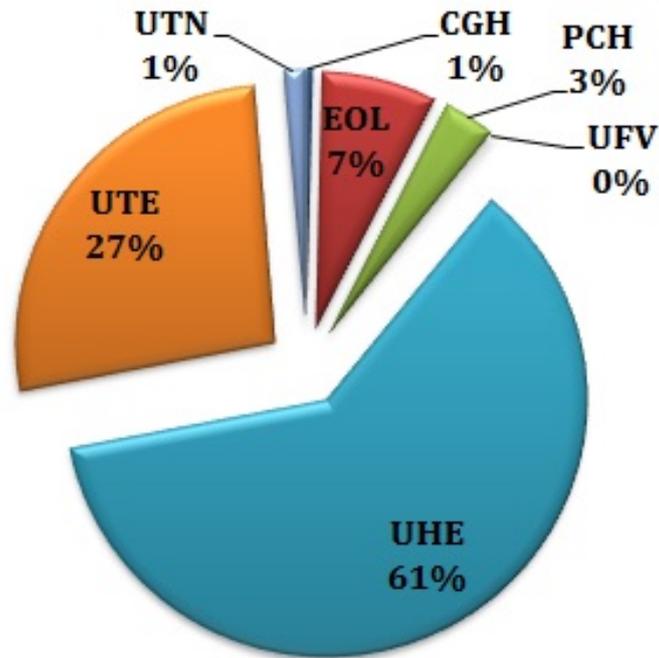


Figura 2.3: Percentual de participação de cada tipo de empreendimento no parque gerador brasileiro

Pelas Figuras 2.2 e 2.3 percebe-se que apesar da geração solar fotovoltaica representar 70% dos empreendimentos de geração distribuída, ela ainda responde por menos de 1% da geração total na matriz energética brasileira. Contudo, pelas mudanças regulatórias que vêm acontecendo e baseado na Nota Técnica sobre estudos da demanda de energia para o Plano Nacional de Energia (PNE) [10] pode-se prever um cenário favorável de crescimento da geração fotovoltaica, correspondendo a um percentual de 5,7% de toda carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) sendo atendida por essa geração até 2050.

2.3 Revisão Bibliográfica

Com interesse no crescimento da geração distribuída e, particularmente da geração fotovoltaica, uma série de pesquisas começou a ser desenvolvida acerca deste assunto. De maneira geral, há uma concordância entre os autores que a geração solar fotovoltaica tende a substituir uma quantidade relevante de geração síncrona convencional. Contudo, não só a alta variabilidade da injeção de potência ativa devido a reduções bruscas na irradiação - que poderiam ser resolvidas com tecnologias de armazenamento de energia - mas também a dificuldade na previsão dessa geração, bem como da capacidade de hospedagem das redes, dificulta a precisão do grau de penetração de sistemas fotovoltaicos nos sistemas elétricos.

Nesta seção é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os desafios técnicos da inserção de geração fotovoltaica em redes elétricas, do ponto de vista de sistêmico. O aspectos envolvendo detalhamento da eletrônica de potência dos conversores não são abordados.

Em [11], os autores apresentam impactos da difusão de micro e minigeração solar fotovoltaica sobre os segmentos de geração, transmissão e distribuição que podem ser percebidos pelas áreas de planejamento, operação e manutenção. Esses impactos são listados a seguir:

- previsão da demanda;
- previsão de armazenamento de energia;
- capacidade de hospedagem dessa geração nos sistemas de distribuição;
- dimensionamento da energia de reserva;
- controle da tensão;
- operação ilhada;
- necessidade de investimentos em novos reguladores de tensão, transformadores com comutação automática sobre carga, entre outros.

Esses aspectos mencionados acima foram abordados apenas para a geração distribuída, contudo ao tratar das centrais de geração fotovoltaica, conectadas ao sistema de transmissão, a perspectiva é bastante parecida.

A referência [12] ressalta a questão tratada na Seção 2.2, de que a geração convencional tende a ser substituída pela penetração de geração fotovoltaica. Os autores acreditam que por mais que exista uma parcela representada pelas centrais geradoras fotovoltaicas, a parte mais representativa será composta pelas unidades residenciais. O artigo destaca que a falta de obrigatoriedade de participação na regulação de tensão por parte das unidades fotovoltaica no ponto de conexão, faz com que a maioria desses sistemas contribua apenas com injeção de potência ativa, causando uma redução no suporte de potência reativa e piorando a estabilidade transitória. Os autores também destacam uma preocupação com a redução de inércia do sistema, decorrente dessa substituição de geração, podendo ocasionar problemas de estabilidade angular. Essa referência propôs um estudo analítico, obtendo uma expressão que representa o comportamento quadrático das tensões de regime permanente nas barras para o aumento da penetração de geração fotovoltaica. Ainda foram propostos estudos de estabilidade transitória em um sistema de transmissão, considerando uma penetração de unidades fotovoltaicas em conjunto com sistemas fotovoltaicos de

larga escala, de forma que fossem observadas as diferenças nas respostas do sistema para os níveis de penetração dessa fonte de energia.

Skaloumpakas et al.[13] expõe o problema da falta de requisito técnico na Alemanha acerca da capacidade de sobreviver a afundamentos de tensão, em inglês LVRT - *Low voltage ride through* , por parte de geração distribuída de pequena escala, em redes de distribuição. Assim, são propostas quatro estratégias de controle que poderiam ser utilizadas pelas unidades fotovoltaicas durante o período em que o defeito perdura, como é descrito abaixo:

- modo sem LVRT, de forma que as unidades se desconectam do sistema ao perceber um afundamento superior a 0,80 p.u. ;
- modo de bloqueio, em que as unidades fotovoltaicas se mantêm conectadas, porém deixam de injetar potência ativa ou reativa;
- modo de injeção de corrente reativa durante o defeito;
- modo de injeção de corrente ativa e reativa durante o defeito.

Os dois últimos modos têm sua eficiência avaliada em diferentes pontos do sistema de estudo, de forma que o controle com o injeção de corrente ativa e reativa durante o efeito é mais efetivo em redes de distribuição, com a relação de resistência/impedância (R/X) de rede mais alta.

Azadani et al. [14] relata o crescimento da geração distribuída a partir da década de 1990, considerando também o percentual de geração síncrona, citando por exemplo os casos de cogeração encontrados no Brasil a partir do aproveitamento do bagaço de cana. Além disso, destaca o papel dos geradores eólicos baseados em máquinas de indução de dupla alimentação como alternativa renovável de fonte de energia a aumentar sua participação nas redes de distribuição. O objetivo dessa referência foi analisar o impacto de diferentes tipos de estabilidade em redes desbalanceadas com os geradores descritos acima. Para isso, definiu-se um fator de desbalanço de carga de modo que vários cenários de desbalanço fossem estudados.

Em [15] os autores propõem uma estratégia de controle com lógicas separadas para corrente de sequência positiva e negativa, com o objetivo de reduzir o fator de desbalanço de tensão (em inglês, VUF) durante condições desequilibradas de operação. A referência utiliza a norma IEC 61000-3-13 para definir esse fator, em que $V^{(-)}$ é a componente de sequência negativa da tensão e $V^{(+)}$ é a componente de sequência positiva, conforme descrito em:

$$\%VUF = \frac{V^{(-)}}{V^{(+)}} \cdot 100 \quad (2.1)$$

Conforme o estabelecido por essa norma, o VUF não pode ser superior a 2% durante operação normal. Assim, para avaliar se a estratégia proposta é eficaz, a rede em que os sistemas fotovoltaicos estão inseridos é simulada para dois casos de desbalanço: desequilíbrio de carga em condição de regime permanente e desempenho dinâmico quando um defeito assimétrico é aplicado. Os resultados obtidos permitem reduzir o VUF significativamente, tanto para análise estática quanto para o estudo de estabilidade transitória.

Finalmente, Bueno et al. [16] aborda o crescimento da conexão de sistemas de larga escala de geração fotovoltaica na rede de transmissão dos EUA. Assim, a referência se propõe a investigar o impacto dessas centrais fotovoltaicas na estabilidade dos sistemas de transmissão. O sistema escolhido foi o IEEE 39 barras - *New England* - pois segundo os autores, pode ser usado para estudar modos eletromecânicos interareas. O artigo define seis casos de estudo, de forma que possa analisar três tipos de inserções de geração fotovoltaica a partir de dois cenários base: carga pesada e carga média. O primeiro caso é estabelecido como o próprio sistema *New England*, sendo definido como o cenário de carga pesada. O segundo caso é o cenário de carga média, com metade da carga definida para o caso 1. Para avaliar o impacto da geração fotovoltaica, foi definido um percentual de 30% de penetração para os demais casos. O terceiro e quarto casos representam, baseados na carga pesada e média respectivamente, um crescimento da carga total em 30%, simulando um cenário futuro. Dessa maneira, a geração síncrona dos casos 1 e 2 somada à geração fotovoltaica atenderia ao aumento de carga. Por sua vez, o quinto e sexto casos simulam o efeito da substituição de geração síncrona a partir da penetração de geração fotovoltaica, mantendo a carga idêntica à dos casos 1 e 2, respectivamente. Em seguida, são feitos estudos através da análise modal sobre a estabilidade a pequenos sinais, obtendo variações no comportamento dos modos de oscilação dos casos.

A pesquisa bibliográfica apresentada serviu de base para a identificação de desafios técnicos que estão sendo abordados não só para a geração solar fotovoltaica, mas para a geração distribuída de uma forma mais abrangente. Portanto, os estudos desenvolvidos ao longo desta dissertação foram fundamentados nessa literatura e serão detalhados nos capítulos seguintes.

Capítulo 3

Modelagem das redes de estudo

3.1 Introdução

Neste capítulo são descritos os sistemas utilizados nos estudos do presente trabalho. A primeira rede a ser apresentada é baseada no *Benchmark* do Cigré [5] e representa um sistema de distribuição em Média Tensão com ramos de Baixa Tensão conectados em algumas barras. A segunda rede é o sistema IEEE 39 barras, mais conhecido como *New England*, que possui 10 geradores síncronos.

Os sistemas foram modelados no *software Simulight*, [17]. Esse programa foi escolhido por possibilitar a modelagem trifásica da rede, que é uma característica essencial no estudo de sistemas de distribuição. O programa realiza estudos de fluxo de potência e simulações dinâmicas, possui uma interface amigável e permite modelagem de novos dispositivos, através de blocos elementares em linguagem XML. Além disso, permite a importação de arquivos do Anarede, programa desenvolvido pelo CEPTEL, em que muitas redes já estão modeladas, como foi o caso do Sistema *New England*.

3.2 *Benchmark* Cigré

Com o objetivo de fornecer sistemas teste para estudos de inserção de geração renovável em redes elétricas, foi formado um grupo de trabalho do Cigré. O produto desse estudo foi o documento [5], com versões norte-americanas e europeias de redes de alta, média e baixa tensão. Assim, desejando propor um novo *benchmark* para redes de distribuição, a presente dissertação baseou-se nesse trabalho.

Os sistemas de média e baixa tensão utilizados na elaboração da rede de simulação foram as versões europeias. Elas foram escolhidas, pois um dos objetivos do trabalho é verificar o impacto da geração fotovoltaica à medida que o desbalanço do sistema é incrementado e para isso era desejado iniciar os estudos com

uma condição mais balanceada possível. No caso do sistema de média tensão europeu, as cargas e linhas são balanceadas, enquanto que no sistema de baixa tensão é apenas representado o desbalanço das linhas. Isso não é verificado nas topologias americanas, sobretudo pela presença de ramificações monofásicas na rede.

A ideia foi integrar os sistemas de média e baixa tensão, de forma que a proposta de sistema fosse uma rede de distribuição mais completa. Como será apresentado mais adiante, a rede de alta tensão permaneceu como uma barra infinita, com a potência de curto-circuito indicada no documento do Cigré [5].

3.2.1 Rede de média tensão

A topologia da rede europeia de média tensão pode ser vista na Figura 3.1, recriada a partir de [5]. A rede é composta de 14 barras, distribuídas em 2 alimentadores e, apesar de ser operada de forma radial, apresenta recursos para operação em malha. A barra 0 representa a barra *swing* do sistema, com um gerador equivalente ao sistema de alta tensão e potência de curto-circuito igual a 5000 MVA. Esse equivalente é conectado ao sistema de média tensão através de dois OLTCs - (*on load tap changer*), também conhecido como transformador com comutação automática de tape sob carga, permitindo uma variação de $\pm 10\%$. Como a representação desse sistema é trifásica, cabe salientar que a ligação desses transformadores é delta-estrela aterrado.

É importante ressaltar que as cargas dos nós estão divididas entre cargas residenciais e comerciais/industriais. No *software* de simulação, as linhas foram modeladas por suas componentes simétricas, dada sua característica balanceada. Já as cargas foram modeladas como potência constante nos estudos de fluxo de potência e como impedância constante nos estudos dinâmicos. Além disso, foi considerado que a ligação delas é do tipo estrela aterrada. Todos os parâmetros do sistema foram calculados em p.u., considerando a base de tensão de 20kV e a base de potência de 100MVA.

Com a modelagem do sistema de média tensão no programa *Simulight* finalizada, a validação da rede foi feita através da comparação entre o módulo e ângulo das tensões de linha obtidas pela simulação do fluxo de potência e aquelas disponibilizadas no anexo do documento [5]. A Tabela 3.1 apresenta essa comparação para o sistema de 14 barras da rede de média tensão, em que ΔV e $\Delta \Theta$ representam:

$$\begin{aligned}\Delta V &= \frac{V_{simulight} - V_{cigre}}{V_{cigre}} 100\%, \\ \Delta \Theta &= \Theta_{simulight} - \Theta_{cigre} [^\circ].\end{aligned}\tag{3.1}$$

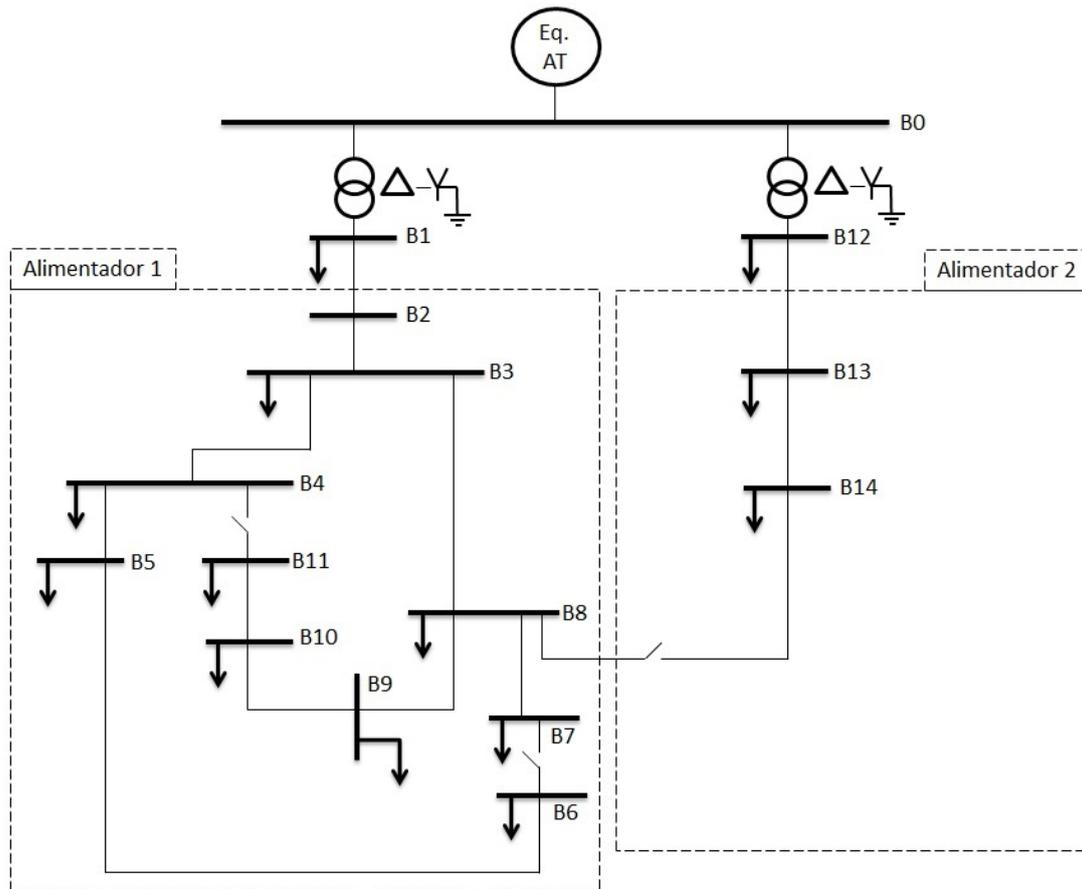


Figura 3.1: Topologia da rede de MT

Como a rede é considerada balanceada, apenas as tensões V_{ab} estão indicadas, de modo que as demais estão defasadas de ± 120 graus.

Tabela 3.1: Validação da rede de média tensão

Barra	$V_{simulight}$ (kV)	$\Theta_{simulight}$ (°)	ΔV (%)	$\Delta \Theta$ (°)
B1	20,63	23,91	0,52%	-0,25
B2	20,17	22,94	0,41%	-0,19
B3	19,46	21,35	0,17%	-0,10
B4	19,43	21,26	0,14%	-0,10
B5	19,40	21,19	0,11%	-0,09
B6	19,37	21,12	0,12%	-0,09
B7	19,35	21,12	0,11%	-0,09
B8	19,36	21,13	0,13%	-0,09
B9	19,34	21,09	0,14%	-0,09
B10	19,31	21,03	0,12%	-0,08
B11	19,31	21,02	0,10%	-0,08
B12	20,04	24,52	-0,01%	-0,02
B13	19,94	24,47	0,01%	-0,02
B14	19,89	24,44	0,03%	-0,01

3.2.2 Rede de baixa tensão

A topologia da rede europeia de baixa tensão pode ser vista na Figura 3.2, recriada a partir de [5]. Este sistema possui 3 subredes: residencial, industrial e comercial. Todas estão inicialmente conectadas ao gerador equivalente da média tensão, através de transformadores, com ligação delta-estrela aterrado. Contudo, há uma particularidade nessa rede que é a impedância de aterramento presente nos transformadores e nos nós do alimentador comercial. Para modelá-la corretamente, tornou-se necessário modificar o tipo de ligação original de delta-estrela aterrado, para delta-estrela com um transformador de aterramento, de maneira que a impedância de sequência zero do transformador fosse corretamente contabilizada. Ressalta-se que esse procedimento foi necessário, pois o *software* ainda não contempla a modelagem de transformadores com impedância de aterramento. A Figura 3.3 ilustra bem essa questão, indicando a diferença entre adicionar o transformador de aterramento apenas com o valor da impedância de aterramento e adicioná-lo com a impedância de aterramento somada à impedância de sequência zero do transformador elevador de tensão.

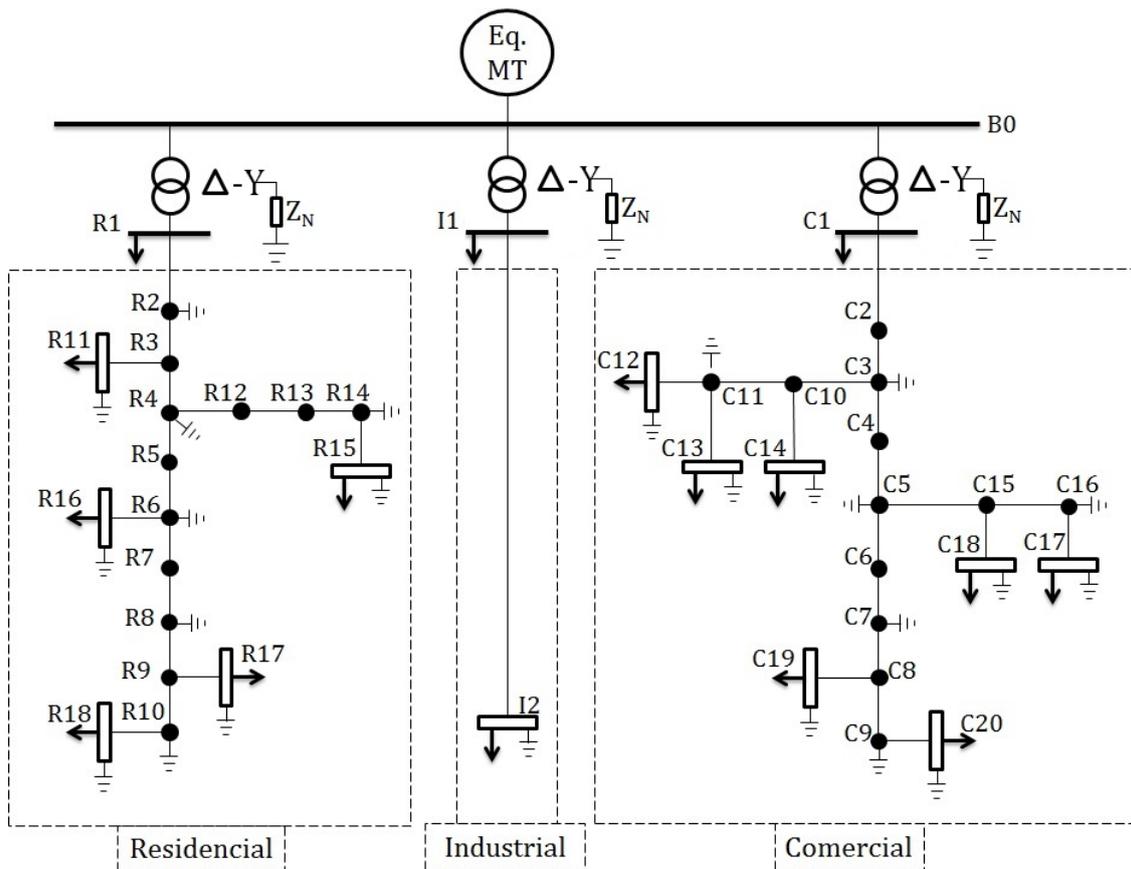


Figura 3.2: Topologia da rede de BT

Visto que a rede de baixa tensão é essencialmente desbalanceada, a modelagem de suas linhas teve que considerar impedâncias mútuas e portanto, utilizou-se o

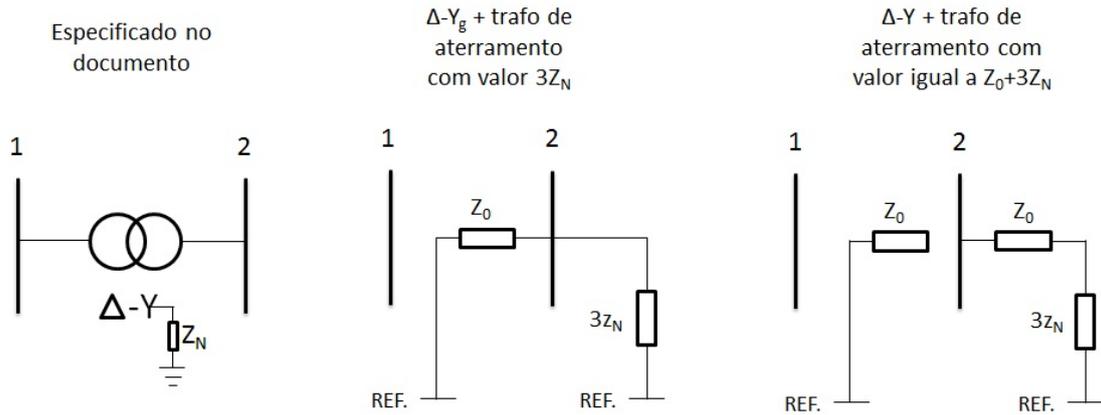


Figura 3.3: Redes de sequência zero para ligação dos transformadores

modelo em componentes de fases. As cargas novamente foram modeladas como potência constante para o fluxo de potência e como impedância constante para estudos dinâmicos. Além disso, foi considerado que a ligação delas é do tipo estrela aterrada. Assim como no sistema de média tensão, todos os parâmetros da rede foram calculados em p.u., considerando a base de tensão de 400V e a base de potência de 100MVA.

A Tabela 3.2 indica a validação dessa modelagem, através da comparação entre os valores de módulo e ângulo das tensões de linha das barras de baixa tensão fornecidos em [5] e aqueles obtidos no programa de simulação, da mesma maneira que foi feito para a rede de média tensão. Por conta do desbalanço característico das linhas, é necessário mostrar a mudança no módulo e ângulo em todas as fases, que seguem a ordem (AB - BC - CA).

Tabela 3.2: Comparação dos resultados do fluxo de potência do Cigré e do Simulight

Barra	$V_{simulight}(V)$	$\Theta_{simulight}(^{\circ})$	$\Delta V(\%)$	$\Delta \Theta(^{\circ})$
R1	392,26	28,25	0,20%	0,20
R1	392,08	-91,65	0,24%	0,10
R1	392,75	148,32	0,07%	0,13
R2	388,53	28,20	0,35%	0,21
R2	388,92	-91,70	0,34%	0,09
R2	389,31	148,20	0,16%	0,15
R3	384,80	28,15	0,49%	0,22
R3	385,77	-91,76	0,44%	0,09
R3	385,86	148,07	0,26%	0,18
R4	381,34	28,09	0,64%	0,24
R4	382,84	-91,81	0,54%	0,08

R4	382,66	147,95	0,35%	0,21
R5	378,83	28,06	0,74%	0,24
R5	380,72	-91,84	0,61%	0,07
R5	380,36	147,86	0,42%	0,23
R6	376,33	28,02	0,85%	0,26
R6	378,61	-91,88	0,67%	0,07
R6	378,05	147,77	0,49%	0,25
R7	374,82	28,00	0,91%	0,26
R7	377,34	-91,90	0,72%	0,07
R7	376,66	147,72	0,53%	0,26
R8	373,32	27,98	0,98%	0,26
R8	376,07	-91,92	0,76%	0,06
R8	375,27	147,67	0,57%	0,27
R9	371,81	27,96	1,04%	0,27
R9	374,80	-91,94	0,80%	0,06
R9	373,89	147,61	0,61%	0,28
R10	370,95	27,94	1,08%	0,28
R10	374,07	-91,95	0,83%	0,06
R10	373,09	147,58	0,64%	0,29
R11	383,82	28,18	0,52%	0,22
R11	384,87	-91,72	0,45%	0,08
R11	384,93	148,10	0,27%	0,18
R12	377,14	28,24	0,84%	0,21
R12	379,02	-91,65	0,66%	0,03
R12	378,70	148,05	0,50%	0,21
R13	372,94	28,39	1,05%	0,17
R13	375,20	-91,49	0,79%	-0,01
R13	374,73	148,15	0,65%	0,21
R14	368,75	28,55	1,26%	0,13
R14	371,39	-91,33	0,92%	-0,06
R14	370,77	148,26	0,80%	0,20
R15	365,16	28,68	1,31%	0,12
R15	368,12	-91,19	0,91%	-0,08
R15	367,38	148,35	0,80%	0,22
R16	372,60	28,16	0,86%	0,24
R16	375,22	-91,73	0,62%	0,05
R16	374,53	147,87	0,45%	0,26
R17	369,42	28,05	1,07%	0,26
R17	372,63	-91,85	0,78%	0,05

R17	371,63	147,67	0,60%	0,30
R18	367,72	28,06	1,24%	0,25
R18	371,15	-91,83	0,92%	0,03
R18	370,05	147,66	0,74%	0,29
I1	391,47	28,81	0,27%	0,14
I1	391,59	-91,14	0,23%	0,09
I1	391,81	148,82	0,17%	0,13
I2	376,84	29,42	0,68%	0,10
I2	378,29	-90,59	0,55%	0,02
I2	377,53	149,22	0,49%	0,13
C1	390,81	28,44	0,25%	0,16
C1	390,87	-91,53	0,23%	0,13
C1	390,97	148,45	0,21%	0,16
C2	384,97	28,42	0,49%	0,16
C2	385,53	-91,59	0,43%	0,17
C2	385,22	148,34	0,42%	0,18
C3	379,13	28,39	0,73%	0,16
C3	380,18	-91,65	0,63%	0,15
C3	379,46	148,23	0,65%	0,20
C4	376,41	28,37	0,84%	0,17
C4	377,69	-91,68	0,72%	0,15
C4	376,78	148,18	0,75%	0,21
C5	373,69	28,36	0,95%	0,16
C5	375,20	-91,70	0,82%	0,15
C5	374,09	148,13	0,86%	0,22
C6	372,55	28,35	1,00%	0,17
C6	374,16	-91,72	0,86%	0,15
C6	372,96	148,10	0,90%	0,23
C7	371,41	28,35	1,04%	0,16
C7	373,11	-91,73	0,90%	0,15
C7	371,84	148,08	0,95%	0,24
C8	370,27	28,34	1,09%	0,17
C8	372,06	-91,74	0,94%	0,15
C8	370,71	148,06	0,99%	0,24
C9	369,89	28,34	1,11%	0,17
C9	371,72	-91,74	0,95%	0,15
C9	370,33	148,05	1,01%	0,24
C10	371,94	28,63	1,04%	0,13
C10	373,28	-91,42	0,91%	0,11

C10	372,31	148,43	0,95%	0,18
C11	367,49	28,79	1,24%	0,10
C11	369,02	-91,27	1,09%	0,08
C11	367,89	148,55	1,15%	0,17
C12	364,22	28,95	1,39%	0,07
C12	365,87	-91,12	1,22%	0,05
C12	364,64	148,69	1,29%	0,14
C13	364,22	28,95	1,39%	0,07
C13	365,87	-91,12	1,22%	0,05
C13	364,64	148,69	1,29%	0,14
C14	367,89	28,83	1,20%	0,09
C14	369,37	-91,24	1,06%	0,08
C14	368,28	148,60	1,11%	0,15
C15	370,05	28,49	1,11%	0,14
C15	371,71	-91,59	0,96%	0,13
C15	370,47	148,23	1,01%	0,21
C16	369,17	28,52	1,15%	0,14
C16	370,87	-91,56	0,99%	0,13
C16	369,60	148,25	1,05%	0,21
C17	365,99	28,68	1,71%	0,03
C17	367,79	-91,40	1,53%	0,02
C17	366,42	148,40	1,61%	0,11
C18	367,88	28,58	0,78%	0,21
C18	369,62	-91,50	0,62%	0,20
C18	368,31	148,31	0,68%	0,28
C19	367,68	28,47	1,17%	0,14
C19	369,57	-91,62	1,03%	0,13
C19	368,13	148,17	1,10%	0,22
C20	368,60	28,40	1,16%	0,16
C20	370,47	-91,68	0,99%	0,14
C20	369,05	148,11	1,06%	0,23

3.2.3 Sistema base

Conforme visto nas tabelas de validação dos sistemas, não houve variações superiores a 2% para os módulos das tensões e a 0,30° para a diferença entre os ângulos. Portanto, considerou-se que a modelagem de cada rede estava validada. Dessa forma, foi montado um sistema maior com a substituição de algumas car-

gas da rede de média tensão por alimentadores de baixa tensão. Essa alteração foi feita respeitando a natureza da carga (residencial, comercial ou industrial) e avaliando a compatibilidade entre a potência da carga de média tensão e o fluxo que ia da barra equivalente de média tensão para os alimentadores de baixa tensão. Por exemplo, o fluxo exigido pelos alimentadores comercial e industrial de baixa tensão é igual a 316kW e 174kvar. Por sua vez, a carga da barra 9 de média tensão é igual a 573,75kW e 355,58kvar. Assim, ao adicionar os alimentadores comercial e industrial nessa barra, é necessário reduzir a potência de sua carga para 257,75kW e 181,58kvar. Portanto, sendo $P_{Lf,MT}$ a carga ativa final na barra de média tensão, $P_{Li,MT}$ a carga ativa inicial na barra de média tensão, $F_{p,B0-AL,BT}$ o fluxo ativo exigido pela rede de baixa tensão e definindo-se analogamente para as parcelas reativas, indicadas pela letra Q, pode-se escrever que:

$$\begin{aligned} P_{Lf,MT} &= P_{Li,MT} - F_{p,B0-AL,BT}, \\ Q_{Lf,MT} &= Q_{Li,MT} - F_{q,B0-AL,BT}. \end{aligned} \quad (3.2)$$

Aplicando essa metodologia, foram adicionados alimentadores residenciais às barras 5, 6, 8 e 10 e alimentadores comerciais e industriais às barras 9 e 14 da rede de média tensão.

Também foram adicionados dois geradores síncronos, correspondentes a pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Esses geradores têm potência igual a 2,5MVA cada e têm modelos e parâmetros típicos de geradores hidráulicos, disponíveis na biblioteca do *Simulight*. A intenção de adicioná-los é que o sistema de distribuição possua mais de uma forma de geração distribuída, de forma que em estudos de ilhamento intencional, também seja possível atender às cargas da rede. Tais geradores foram modelados como barras PQ e escolheu-se trabalhar com fator de potência unitário. As PCHs estão localizadas nas barras 3 e 14 da rede de média tensão.

Para que o sistema tivesse uma boa margem de folga para adicionar geração fotovoltaica na rede de baixa tensão, os tapes foram alterados de forma que a menor tensão ficasse em 0,9 pu e assim, pudesse postergar o problema de sobretensão causado pela adição dessa geração. Com isso, o “Caso Base” foi definido.

3.2.4 Inclusão das unidades fotovoltaicas

Os geradores fotovoltaicos foram sendo progressivamente incluídos a partir de barras com cargas e tensões próximas a 0,9 pu nos alimentadores da rede de baixa tensão. Esse processo foi repetido até que houvesse divergência do fluxo potência, considerando a adição anterior a esse ponto como o limite de inserção. Vale frisar que as potências foram sendo dimensionadas para que a tensão nas barras com

geração fotovoltaica não superasse 1,03 pu que, como será explicado mais adiante, é o limite de sobretensão adotado na modelagem desses geradores. Nos estudos de fluxo de potência, a modelagem desses geradores também é PQ e o fator de potência escolhido foi unitário. A decisão de operar as gerações distribuídas com fator de potência unitário está relacionada com o fato da remuneração ser dada apenas por potência ativa injetada, não havendo qualquer incentivo que faça com que o produtor de energia injete potência reativa na rede. Abaixo estão listados na Tabela 3.3 todos os geradores fotovoltaicos com suas respectivas potências e as barras de baixa tensão seguidas das de média tensão em que estão conectados.

Tabela 3.3: Potência ativa de cada gerador fotovoltaico (PV)

Nome	Potência[kW]
PV.I2.B9	145
PV.R16.B5	75
PV.R16.B6	75
PV.R16.B8	75
PV.R15.B5	70
PV.R15.B6	70
PV.R15.B8	65
PV.I2.B14	60
PV.R15.B10	60
PV.R17.B6	60
PV.R17.B8	60
PV.R18.B10	60
PV.R18.B5	60
PV.R18.B6	60
PV.R18.B8	60
PV.R11.B8	55
PV.R11.B5	45
PV.R11.B6	45
PV.R16.B10	45
PV.R17.B5	45
PV.C17.B9	40
PV.C12.B14	30
PV.C12.B9	30
PV.C13.B9	30
PV.C17.B14	30
PV.C19.B14	30
PV.C19.B9	30
PV.R17.B10	30
PV.C13.B14	20
PV.C14.B14	20
PV.C14.B9	20

Com a adição das unidades fotovoltaicas concluída foi avaliado o percentual de penetração na rede. Para fazer esse cálculo foi considerado o valor total de geração fotovoltaica em relação à carga total no alimentador de média tensão. Como pôde ser observado na Figura 3.1, as cargas das barras 1 e 12 não são contabilizadas como sendo internas aos alimentadores e então, não foram consideradas no cálculo. Assim, o percentual de penetração de geração fotovoltaica pode ser definido como:

$$\text{Penetração PV (\%)} = \frac{\text{Potência Total das PVs}}{\text{Carga Total no Alimentador}}. \quad (3.3)$$

A Tabela 3.4 indica esse percentual em cada um dos alimentadores. Cabe salientar que esse percentual é tido como constante, de forma que não são consideradas variações horárias nem da geração nem da carga.

Tabela 3.4: Percentual de penetração de geração fotovoltaica nos alimentadores

Alimentador	Carga[MW]	PV[MW]	Penetração(%)
1	4,32	1,405	32,52%
2	0,574	0,195	33,97%

A rede com inclusão dessas unidades fotovoltaicas será referenciada daqui em diante como “Caso 1600”, por conta da potência total dos geradores fotovoltaicos ser igual a 1600 kW.

3.3 Sistema *New England* modificado

Com o objetivo de estudar o impacto de geração fotovoltaica de grande porte em sistemas de transmissão, escolheu-se o sistema IEEE 39 barras, mais conhecido como *New England*. Neste caso, a representação em redes de sequência positiva foi utilizada.

A Figura 3.4 ilustra a topologia dessa rede e os dados do sistema foram importados do arquivo Anarede, disponibilizado em [18]. Os dados dinâmicos dos geradores foram associados ao modelo de 4ª ordem no *Simulight*.

Os reguladores de tensão modelados para essa rede são IEEE Tipo 1 (sem considerar a curva de saturação) e ilustrados na Figura 3.5. É importante destacar que para os estudos realizados nessa rede foi desejado que o sistema tivesse um baixo amortecimento dos modos eletromecânicos e portanto, os ganhos dos reguladores foram modificados do *benchmark* proposto em [18] e os PSS's (estabilizadores de sistemas de potência) não foram modelados.

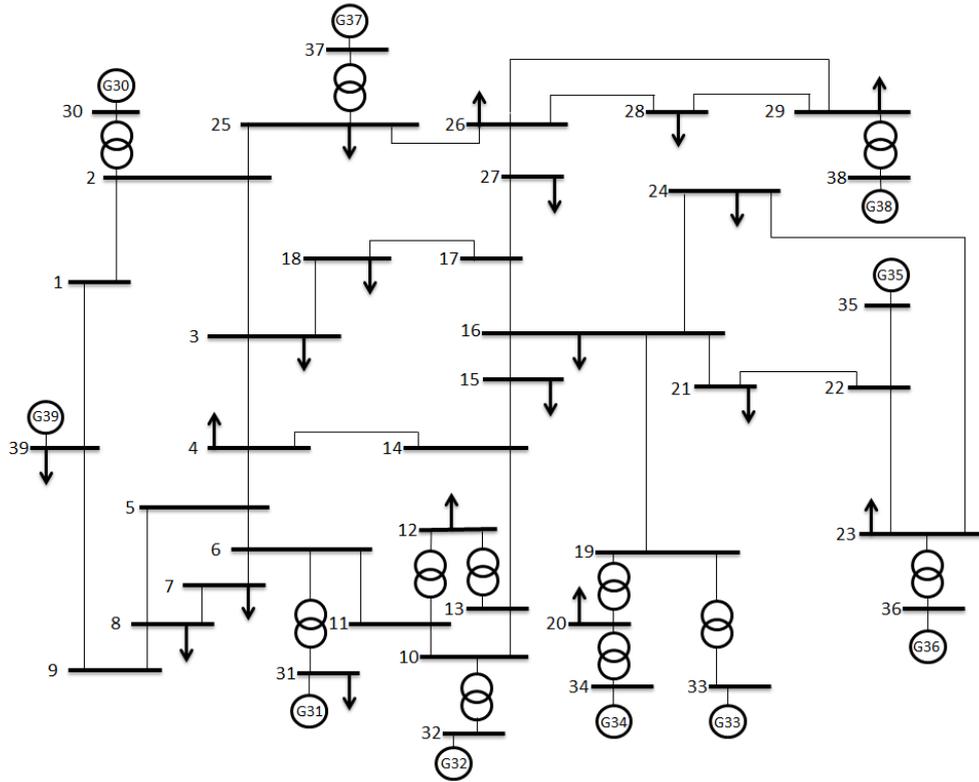


Figura 3.4: Topologia do Sistema New England

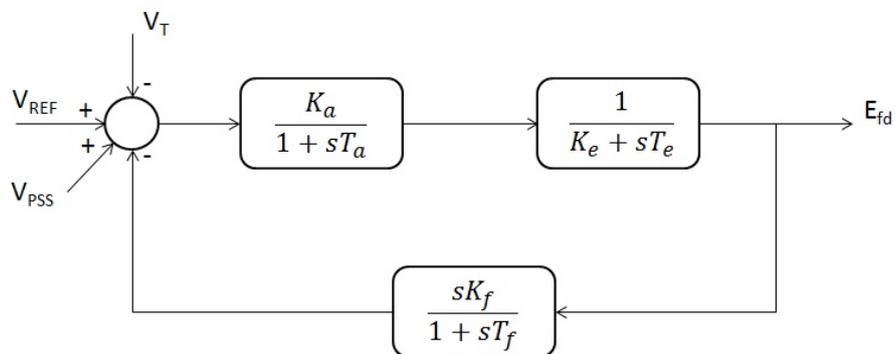


Figura 3.5: Diagrama de blocos do regulador de tensão IEEE Tipo 1, sem curva de excitação

Nessa rede a inclusão de sistemas fotovoltaicos é variada de acordo com o caso em estudo. Assim, a quantidade e posicionamento dos geradores fotovoltaicos serão apresentados mais detalhadamente no Capítulo 6. Em todos os casos eles são modelados no cálculo do fluxo de potência como potência ativa e reativa constantes e considerou-se a operação com fator de potência unitário, sob a mesma justificativa apresentada para os geradores fotovoltaicos localizados na rede de distribuição. A modelagem dinâmica será detalhada no Capítulo 4.

Capítulo 4

Modelagem dos geradores fotovoltaicos

Neste capítulo são descritos os modelos dinâmicos de geradores fotovoltaicos utilizados nas simulações. Como será apresentado mais adiante, tanto para o gerador de pequeno porte nas redes de distribuição, quanto para o sistema fotovoltaico nas redes de transmissão, foram usados os modelos propostos pela WECC - *Western Electricity Coordinating Council* [3] e implementado no *software Simulight*, conforme apresentado em [19].

4.1 Modelo distribuído do gerador fotovoltaico

O modelo distribuído do gerador fotovoltaico proposto pela WECC, também chamado de modelo PVD1, teve como premissas que as dinâmicas relativas ao controle de tensão e às componentes de corrente contínua não fossem representadas. Assim, os fenômenos transistórios associados aos conversores, bem como o controle de máxima potência (MPPT) da geração fotovoltaica não são considerados na modelagem. Portanto, a representação dessa geração é dada por uma injeção de corrente ativa e reativa, originada por uma malha de controle que considera a frequência e a tensão terminal.

O diagrama de blocos do modelo PVD1 pode ser observado na Figura 4.1, em que é possível observar os três subsistemas principais:

- controle de potência ativa;
- controle de potência reativa;
- funções de proteção.

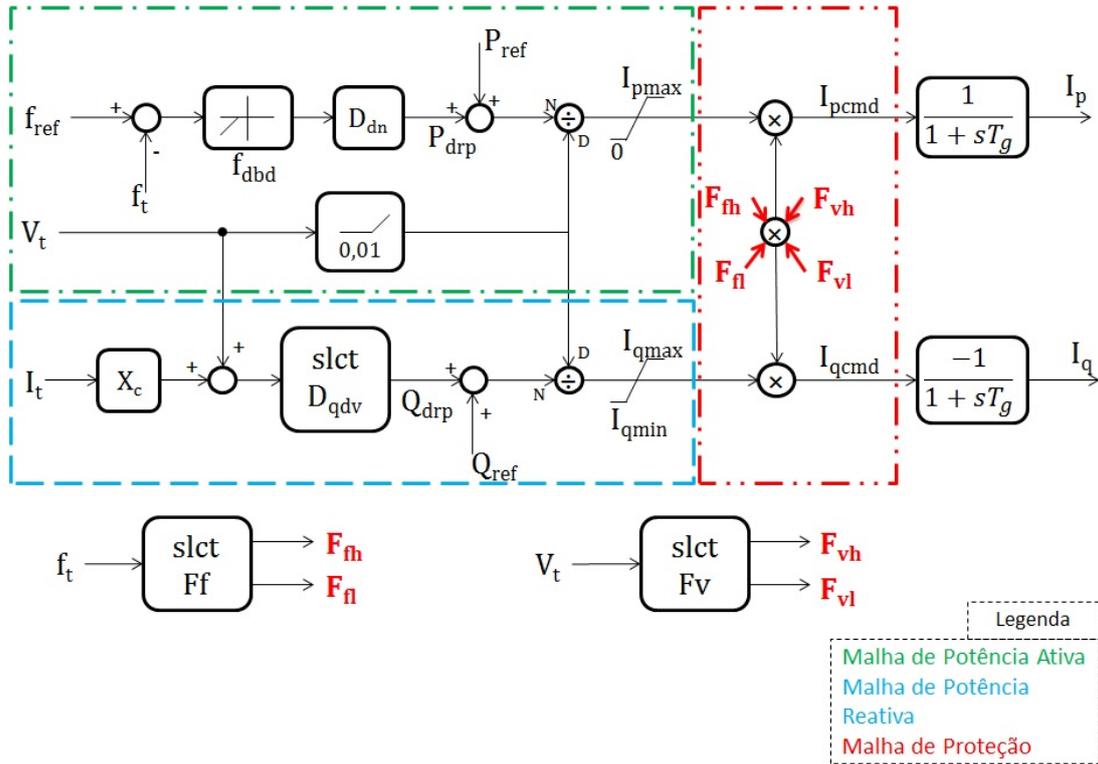


Figura 4.1: Modelo PVD1 do gerador fotovoltaico, alterado de [3]

Na Figura 4.1 os blocos “slct” são blocos de seleção que assumem valores diferentes baseados na aplicação de uma lógica sobre as variáveis de entrada. Essas lógicas serão explicadas mais adiante.

4.1.1 Controle de potência ativa

O controle de potência ativa atua no sistema através da corrente ativa que será injetada pelo painel fotovoltaico. Para explicar como esse controle funciona na geração fotovoltaica, pode-se fazer uma analogia à geração síncrona convencional. A equação de oscilação da máquina, definida em p.u., permite perceber que o controle de potência ativa terá influência na frequência elétrica do sistema; em que H é a constante de inércia do gerador, ω é sua velocidade angular, P_m é a potência mecânica e P_e , a potência elétrica, como observado em:

$$2H \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e. \quad (4.1)$$

Analisando essa equação percebe-se que quando a geração estiver maior do que a carga, o sistema apresentará sobrefrequência. Por sua vez, quando a carga estiver maior que a geração, o sistema estará operando em subfrequência.

Como foi mencionado anteriormente, é razoável que, em estudos transitórios eletromecânicos, seja considerado que o controle de MPPT já tenha sido aplicado,

portanto é assumido que o ponto de operação da geração fotovoltaica é referente à máxima potência ativa. Dessa forma, pode-se concluir que o sistema fotovoltaico só poderá participar do controle de sobrefrequência, uma vez que só é possível reduzir a potência ativa injetada na rede.

Para que o modelo dinâmico apresente uma resposta à sobrefrequência há um sinal de erro associado à comparação entre a variação da frequência de referência (assumida como zero) e a variação de frequência terminal. Esse sinal de erro passa por um filtro que faz com que apenas resultados negativos sejam considerados, de forma que o controle influencie apenas na sobrefrequência. Posteriormente, esse valor passa por um ganho D_{dn} , em pu/Hz, que gerará o sinal de redução de potência ativa. Para desativar a resposta à sobrefrequência, esse ganho é igualado a zero.

O sinal de redução de potência ativa, P_{drp} , é somado à potência de referência e às possíveis potências externas e, então, o resultado é dividido pela tensão terminal originando o sinal de corrente que participará da malha de proteção.

4.1.2 Controle de potência reativa

Analogamente ao controle de potência ativa, a atuação do controle de potência reativa é feita pela parcela de corrente reativa injetada no sistema. Esse controle pode operar de dois modos:

- fator de potência unitário;
- controle de tensão.

Conforme a Figura 4.1, para selecionar o primeiro modo de controle mantém-se a referência de potência reativa igual ao valor obtido no resultado do fluxo de potência e define-se que seus limites máximo e mínimo podem variar de acordo com a faixa de fator de potência (indutivo ou capacitivo) permitida. Já para o modo de controle de tensão há um valor de compensação de queda de tensão na linha que, somado à tensão terminal, é aplicado à curva característica “QxV”, representada na figura pelo bloco seletor D_{qdv} . Essa curva estabelece a resposta da compensação de potência reativa, limitada por valores máximo e mínimo, para uma tensão fora da faixa de valores toleráveis. Por sua vez, esse resultado é somado ao sinal de referência de potência reativa (proveniente do fluxo de potência) e esse valor é dividido pela tensão terminal, originando o sinal de corrente que participará da malha de proteção.

Finalmente, os sinais de corrente ativa e reativa passam por limitadores antes de entrarem na malha do sistema responsável pelas funções de proteção. São esses limitadores de corrente que ficam responsáveis pela definição da prioridade entre os modos de controle do gerador fotovoltaico. Seja I_{max} o limite máximo de corrente aparente, I_{pmax} o limite máximo de injeção de corrente ativa, I_{qmax} e I_{qmin} os limites

de corrente reativa e, finalmente, I_{pcmd} e I_{qcmd} os valores de corrente ativa e reativa comandados após atuação da malha de proteção, que será explicada adiante. Quando define-se a prioridade de injeção de potência ativa, o maior valor possível de ser alcançado por I_{pcmd} será o caso em que o fator de potência é unitário e portanto, limitado a I_{max} . Nessa situação, os limites de injeção/absorção de corrente reativa serão o resultado da equação 4.3. Analogamente, a prioridade de injeção/absorção de potência reativa é definida estabelecendo o limite máximo de corrente reativa igual ao limite de corrente aparente, I_{max} .

- Prioridade de potência ativa:

$$I_{pmax} = I_{max} \quad (4.2)$$

$$I_{qmax} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{pcmd}^2} \quad (4.3)$$

$$I_{qmin} = -I_{qmax} \quad (4.4)$$

- Prioridade de potência reativa:

$$I_{qmax} = I_{max} \quad (4.5)$$

$$I_{qmin} = -I_{qmax} \quad (4.6)$$

$$I_{pmax} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{qcmd}^2} \quad (4.7)$$

4.1.3 Funções de proteção

Esse subsistema é importante para atender requisitos de anti-ilhamento, necessários aos geradores fotovoltaicos. É essa malha que será responsável por desligar a geração quando os limites de tensão e frequência forem violados e, caso estejam numa faixa ainda aceitável, será responsável por reduzi-la.

Para esta lógica os sinais de tensão e frequência terminal são medidos, passando por um bloco seletor, que define valores entre 0 e 1. O sinalizador será 0 caso os limites tenham sido violados e caso sejam respeitados, será 1. Para uma faixa ainda aceitável, esse bloco adotará valores intermediários. Uma vez determinados, há uma multiplicação entre esses sinais e aqueles provenientes das malhas de controle de corrente ativa e reativa, originando as correntes I_{pcmd} e I_{qcmd} .

Finalmente, I_{pcmd} e I_{qcmd} passam por um filtro de atraso que contabiliza a constante de tempo do inversor de corrente, resultando nas injeções de corrente do modelo do gerador fotovoltaico.

4.2 Modelo concentrado do sistema fotovoltaico

Este modelo, utilizado para representar geração fotovoltaica de maior porte em redes de transmissão, foi também proposto pela WECC [3] e é conhecido como Modelo Concentrado de Sistema PV.

Da mesma forma que foi explicado anteriormente para o modelo distribuído, a resposta dinâmica do lado CC do inversor não é considerada por conta da proximidade entre as constantes de tempo associadas a essa dinâmica e o intervalo de tempo usado nas simulações da rede elétrica. Assim, sua estrutura é composta pelo modelo do gerador, com as injeções de corrente na rede, e pelo modelo do controle local de potência ativa e reativa. Também é possível que haja mais um bloco responsável pelo controle de potência ativa e reativa na rede, mas este não foi considerado em nenhuma das simulações deste trabalho. A representação desse esquema está indicada na Figura 4.2.

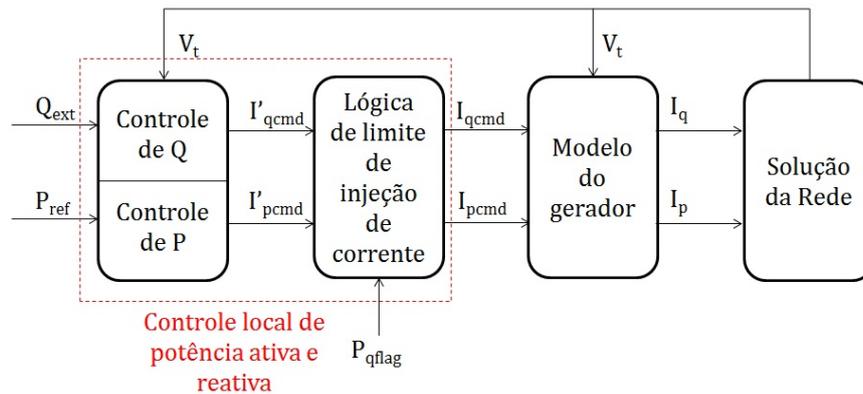


Figura 4.2: Esquema do modelo concentrado do sistema fotovoltaico

O modelo do gerador, responsável pelas injeções de corrente, engloba funções de detecção de variações na tensão. A Figura 4.3 permite observar que caso haja uma sobretensão na rede, acima de um limite V_{olim} , ocorrerá uma redução da injeção de corrente reativa. Analogamente, a injeção de corrente ativa será reduzida ou até mesmo anulada dependendo do grau do afundamento na tensão. Existe também uma lógica de potência que permite alterar o limite máximo de corrente ativa durante e imediatamente após afundamentos de tensão.

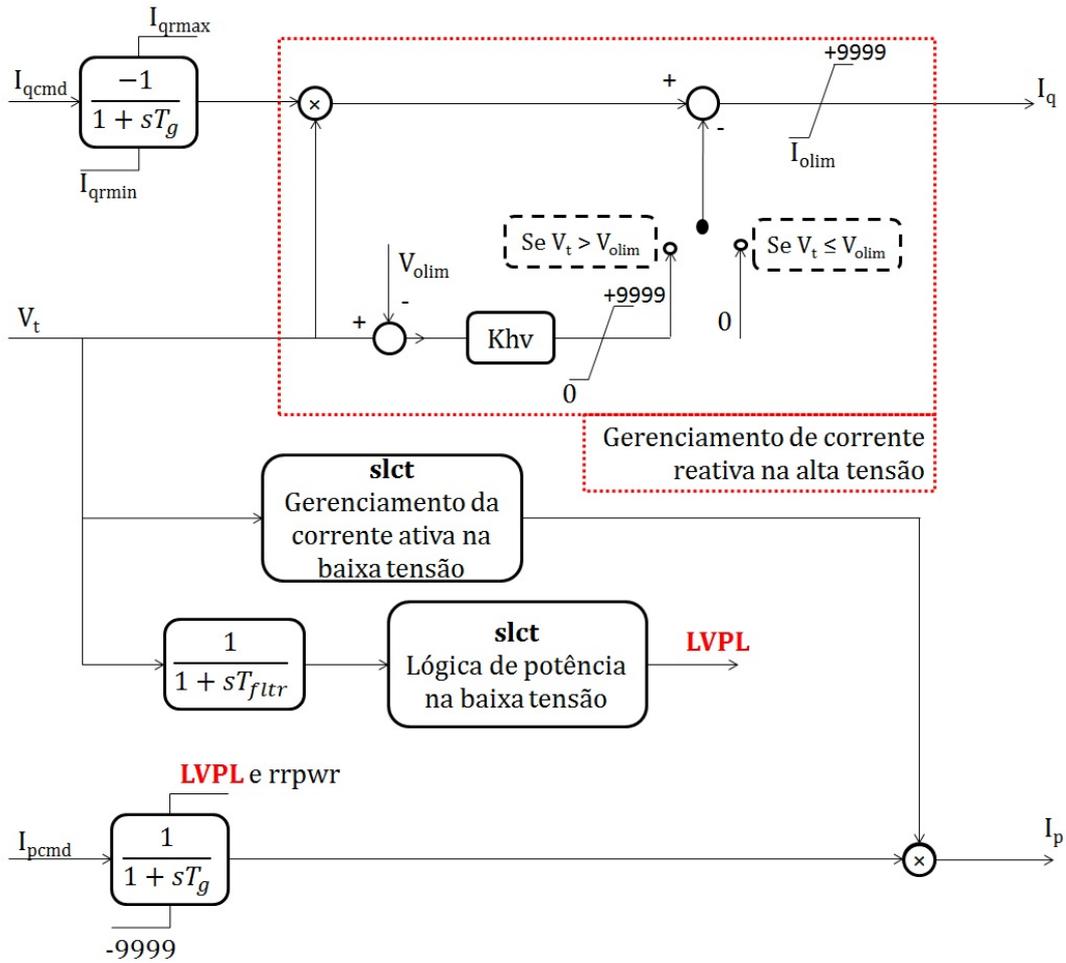


Figura 4.3: Diagrama de blocos do gerador no modelo concentrado, adaptado de [3]

Em todas as simulações da presente dissertação foi adotado que os geradores fotovoltaicos são do tipo PQ para a modelagem utilizada nos estudos de fluxo de potência e operam com fator de potência unitário. Assim, ao escolher o modo de regulação dos blocos de controle local de potência ativa e reativa, optou-se pela regulação de fator de potência. A lógica de limites de corrente ativa e reativa segue o mesmo esquema proposto para o modelo distribuído, podendo-se escolher entre prioridade de injeção de corrente ativa ou de reativa. Na Figura 4.4, adaptada de [3], é possível observar o diagrama de blocos dessa malha de controle. Nesse caso, as variáveis de referência são a potência ativa e o fator de potência.

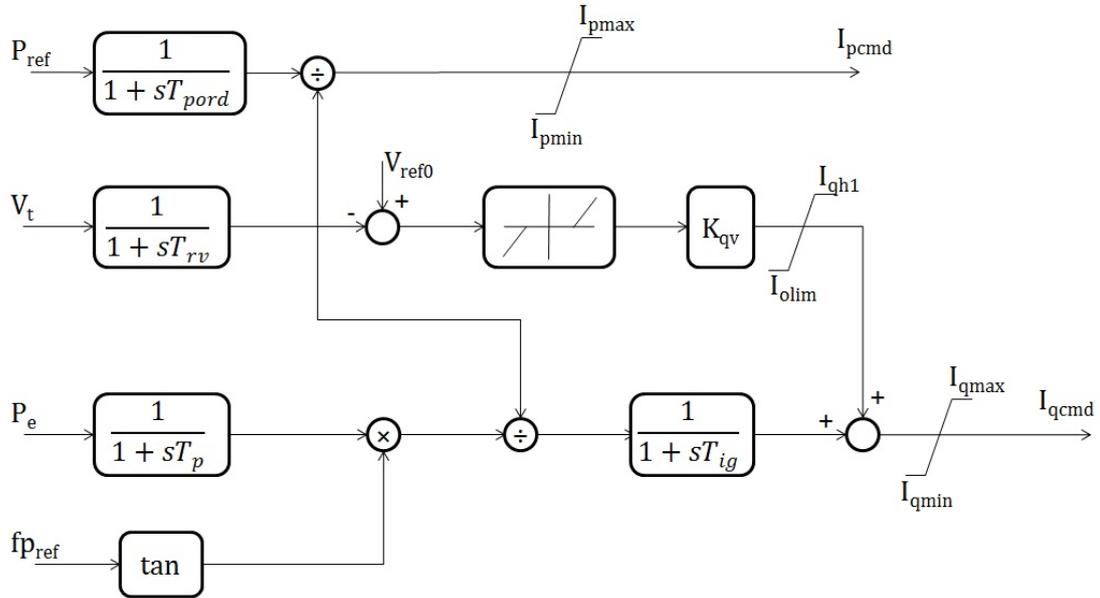


Figura 4.4: Diagrama de blocos do controle local de potência ativa e reativa no modelo concentrado, com regulação de fator de potência, adaptado de [3]

Capítulo 5

Análise do impacto da geração fotovoltaica distribuída

5.1 Introdução

Nesse capítulo são apresentados os estudos da rede de distribuição. Para avaliar o impacto da geração fotovoltaica são realizadas análises estáticas e dinâmicas, comparativas com o “Caso Base”, desenvolvido no Capítulo 3.

Com base nos desafios técnicos que podem ser introduzidos pela geração fotovoltaica, foram avaliados os seguintes aspectos:

1. Evolução das perdas com aumentos progressivos de percentual de penetração;
2. Capacidade de sobreviver a afundamentos de tensão com diferentes critérios;
3. Contribuição para o nível de curto-circuito;
4. Evolução dos autovalores, com foco no amortecimento de oscilações;
5. Diferença na margem de carregamento máximo do sistema, através de análise via Curva PV;
6. Influência em um ilhamento programado;
7. Impacto no desbalanço de carga, avaliando conceitos como qualidade de tensão.

5.2 Evolução das perdas

O primeiro estudo realizado foi a evolução das perdas na rede à medida que a geração fotovoltaica vai sendo aumentada partindo do “Caso Base”. Na Figura 5.1 é possível perceber que com a inserção da geração mais próxima das cargas, as perdas

nas linhas vão diminuindo. Quando a penetração vai se aproximando ao valor de 30% é observado que as perdas voltam a subir, indicando que há um comportamento quadrático associado.

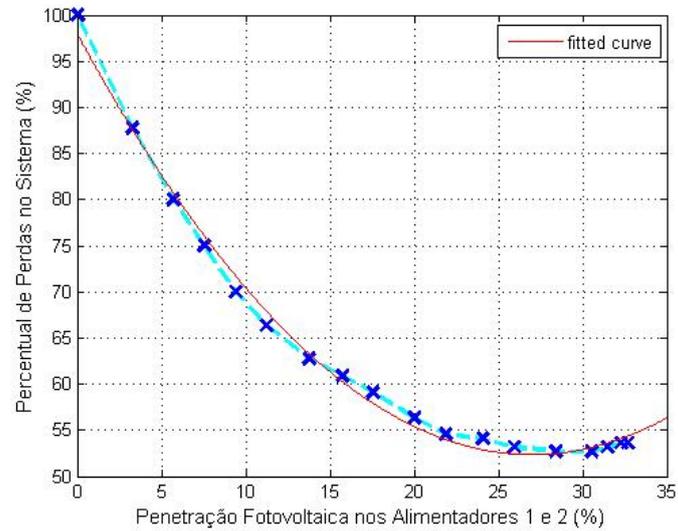


Figura 5.1: Evolução das perdas para aumento da penetração de geração fotovoltaica

Em [12] foi provado analiticamente que as tensões de regime permanente para aumentos progressivos de geração fotovoltaica possuem um comportamento quadrático. Assim, uma vez que as cargas são modeladas como potência constante no cálculo do fluxo de potência, para a elevação das tensões nas barras haverá uma consequente redução na corrente. Como as perdas de potência ativa são proporcionais ao quadrado da corrente, elas serão reduzidas até um ponto de mínimo, em que a tensão na barra é máxima. Passado esse ponto, as tensões começam a reduzir e as perdas a crescer.

5.3 Capacidade de sobreviver a afundamentos de tensão

Com o crescente aumento da geração fotovoltaica no sistema elétrico passa a haver a necessidade de estabelecer critérios de operação e segurança do sistema na presença desses geradores. No caso dos sistemas de distribuição essa mudança é ainda mais urgente, pois acarreta uma grande substituição de filosofia, uma vez que passam a existir fontes ativas em um sistema que foi todo projetado para elementos passivos. Dessa maneira, procedimentos de rede de distribuição tiveram que ser revistos em diversos países.

No que se relaciona a afundamentos de tensão é muito importante que, no momento do defeito, os geradores permaneçam conectados de forma a contribuir para a recuperação da rede e garantir a estabilidade da operação. Portanto, há uma região de suportabilidade a defeitos que deve ser respeitada por eles, conhecida como curva de LVRT. Há alguns casos ainda que são estabelecidas curvas ZVRT (“Zero Voltage Ride Through”), devendo suportar a tensão nula por um determinado período de tempo. A Figura 5.2 mostra uma comparação dessas curvas para diversos países, baseada em normas e procedimentos de rede de baixa tensão da Itália [20], Japão [21], EUA [22] e Brasil[8]. No caso brasileiro essa curva é exigida para geradores com potência instalada superior a 6kW e, apesar de não poder se desconectar da rede, é possível que a potência injetada seja anulada para os pontos de operação acima da curva.

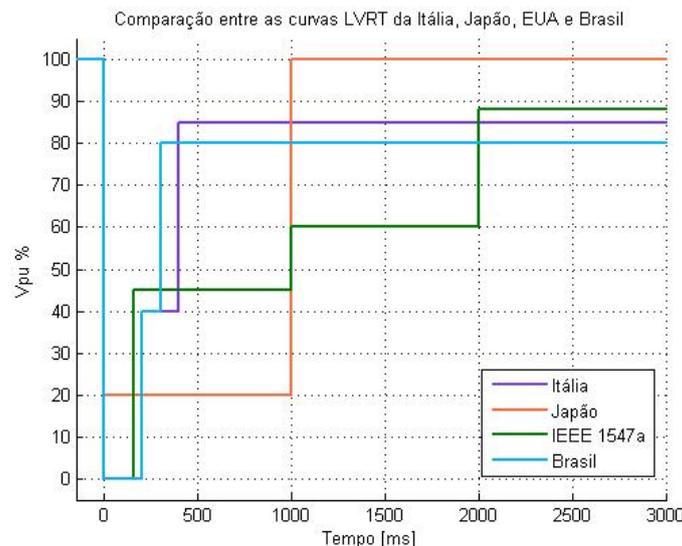


Figura 5.2: Comparação entre as curvas de LVRT

No entanto, antes que esses requisitos fossem elaborados, muitas instalações fotovoltaicas não possuíam essa capacidade. O próprio caso brasileiro passou a ser

exigido pela NBR 16149 [8] a partir de 2014, o que permite concluir que ainda existem alguns geradores sem essa funcionalidade.

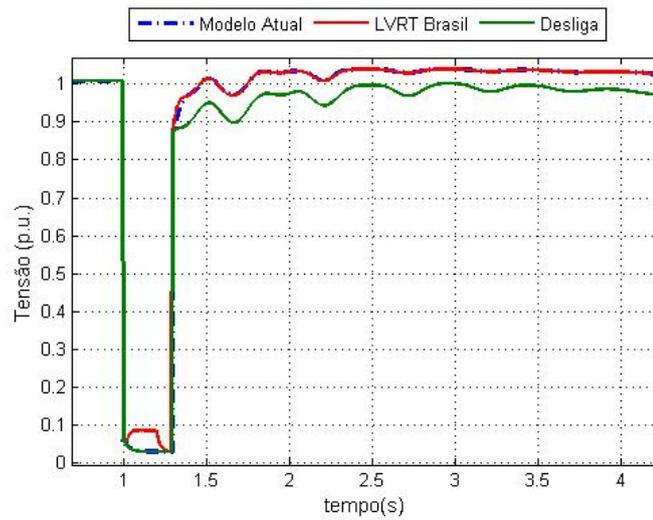
O modelo de geração fotovoltaica implementado na rede de distribuição descrita no Capítulo 3 já possui uma espécie de curva LVRT, já que a potência é reduzida para valores de tensão entre 0,88 e 0,9 pu, só acionando a proteção de subtensão para valores abaixo de 0,88 pu. Assim, foram simulados casos comparativos entre a curva de LVRT exigida pela NBR 16149, o modelo já implementado nos sistemas fotovoltaicos do sistema e o caso em que esses geradores se desconectam da rede após perceberem o afundamento.

5.3.1 Curto-circuito trifásico

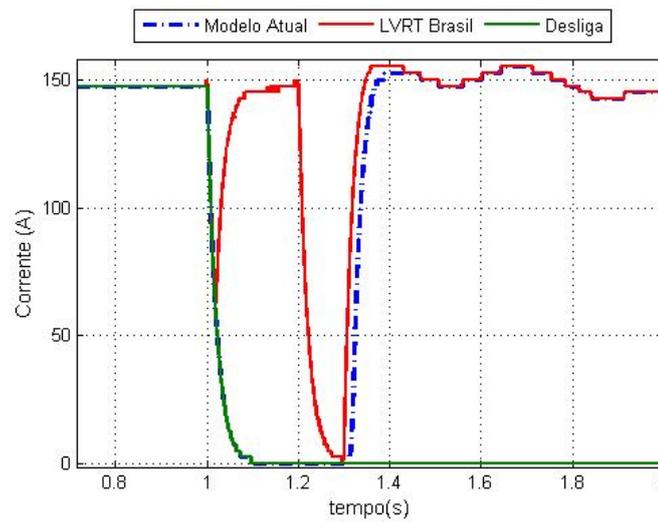
O primeiro evento simulado foi um curto-circuito trifásico, com duração de 300 ms na barra 11, localizada ao final do alimentador 1 da rede de média tensão, como pode ser visto na Figura 3.1. Abaixo são mostrados os resultados da tensão, corrente e potência para uma barra localizada na rede de baixa tensão, com gerador fotovoltaico.

Como pode ser observado na Figura 5.3b, quando os geradores fotovoltaicos seguem a curva de LVRT proposta pela NBR 16149, 5.2, há a injeção de corrente mesmo durante o curto-circuito e portanto, o afundamento de tensão na barra, 5.3a é menos grave do que nos demais casos. Tanto no modelo WECC (“Modelo Atual”) quanto no exigido pela norma brasileira há uma boa recuperação para um ponto de operação próximo à condição pré-falta. Já no caso em que os sistemas fotovoltaicos são desligados, o novo ponto de equilíbrio é definido em tensões mais baixas, o que faz com que o sistema esteja mais propenso a uma instabilidade de tensão.

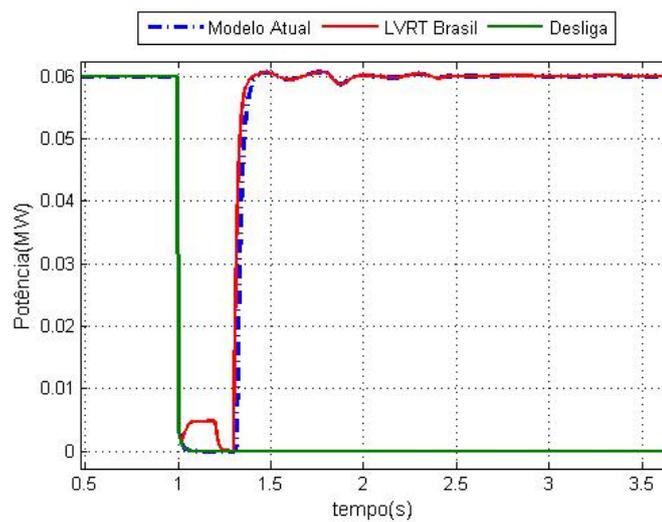
Na Figura 5.4 são mostradas as respostas de tensão, potência e frequência da barra 3 do alimentador 1, que contém a PCH. Como pode ser visto, a diferença entre os critérios de suportabilidade a defeitos não é sentida pela barra de média tensão.



(a) Resposta da tensão na barra R18B10

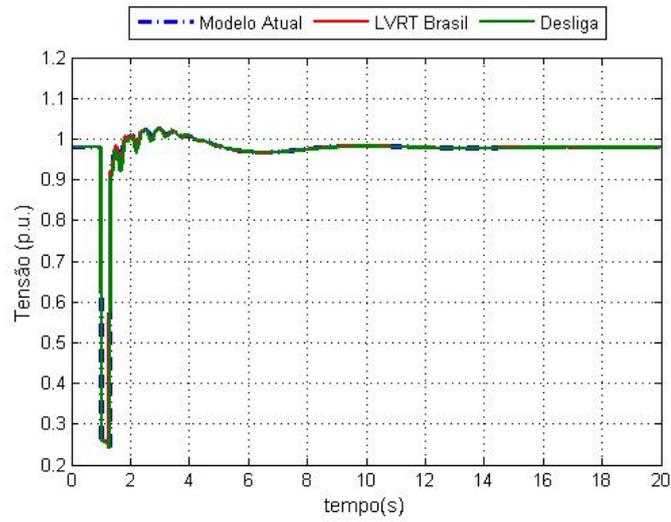


(b) Resposta da corrente injetada pela unidade fotovoltaica da barra R18B10

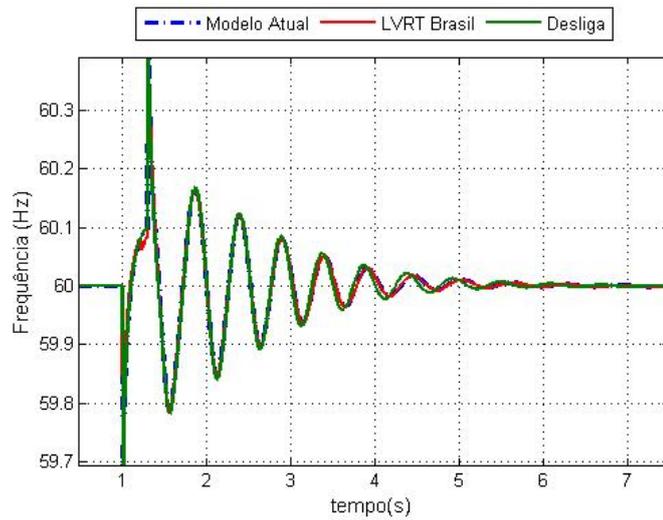


(c) Resposta da potência gerada pela unidade fotovoltaica da barra R18B10

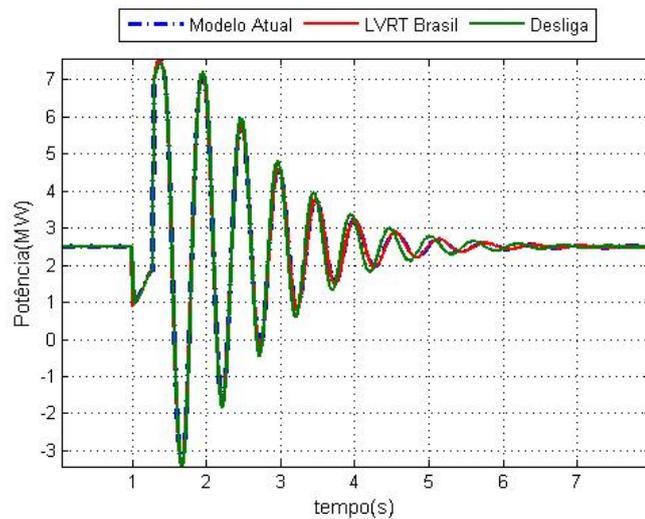
Figura 5.3: Respostas da baixa tensão para o curto-circuito trifásico



(a) Resposta da tensão na barra B3



(b) Resposta da frequência da PCH-B3



(c) Resposta da potência gerada pela PCH-B3

Figura 5.4: Respostas da média tensão para o curto-circuito trifásico
39

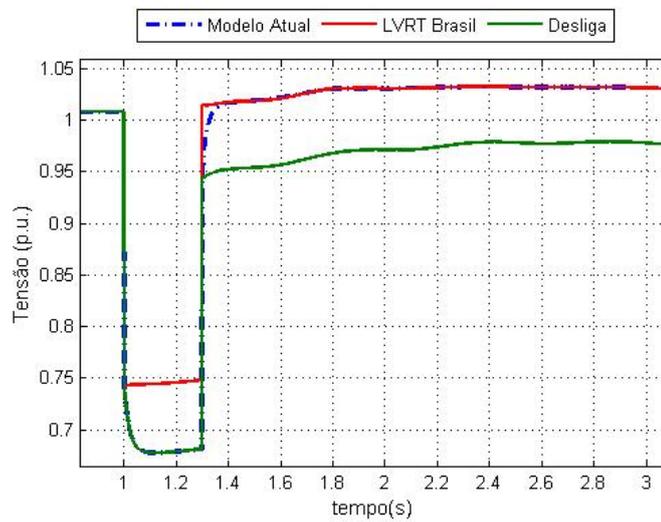
5.3.2 Curtos-circuitos assimétricos

Foram avaliados curtos-circuitos assimétricos, aproveitando a modelagem trifásica da rede, com a mesma duração de 300 ms na barra 11, mostrada na Figura 3.1. Assim, foram simulados:

- Curto-circuito fase-fase-terra (ABG);
- Curto-circuito fase-fase (AB);
- Curto-circuito fase-terra (AG);

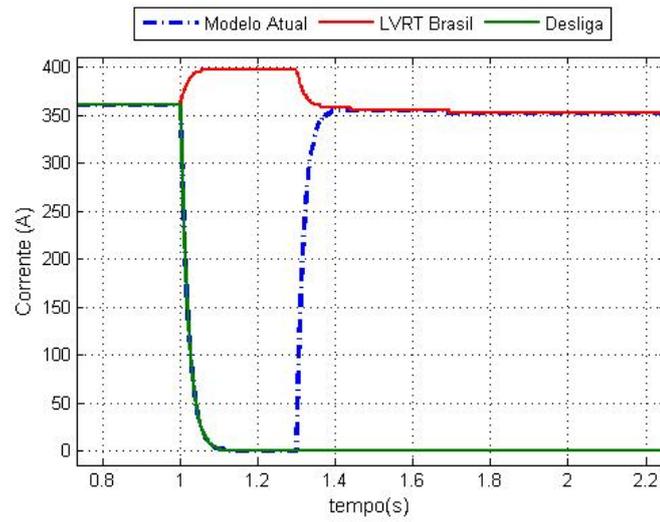
Como em todos os casos a resposta foi muito parecida, aqui só estão apresentados os resultados para o curto-circuito fase-terra nas Figuras 5.5 e 5.6. Os demais estão ilustrados no Anexo A.

Novamente percebe-se que a rede de baixa tensão é mais sensível às variações nos critérios de LVRT, possuindo um afundamento menor no caso “LVRT Brasil”, como indica a Figura 5.5a. Contudo, nem na rede de baixa tensão e nem na de média tensão há uma grande diferença na dinâmica das respostas. Assim, pode-se concluir que para o percentual de penetração de geração fotovoltaica nessa rede não houve expressiva influência do tipo de suportabilidade a afundamentos de tensão.

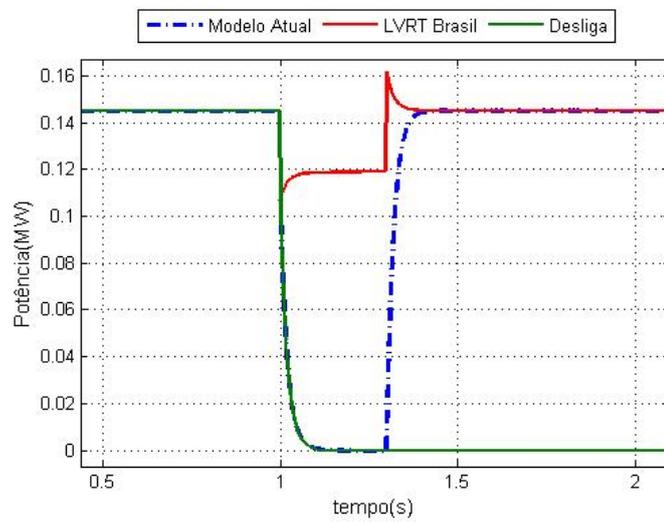


(a) Resposta da tensão na barra I2B9

Figura 5.5: Respostas da baixa tensão para o curto-circuito fase-terra

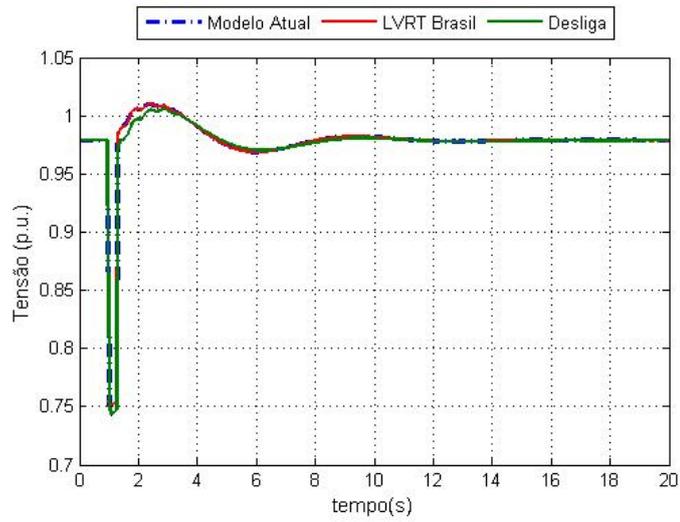


(b) Resposta da corrente injetada pela PV-I2B9

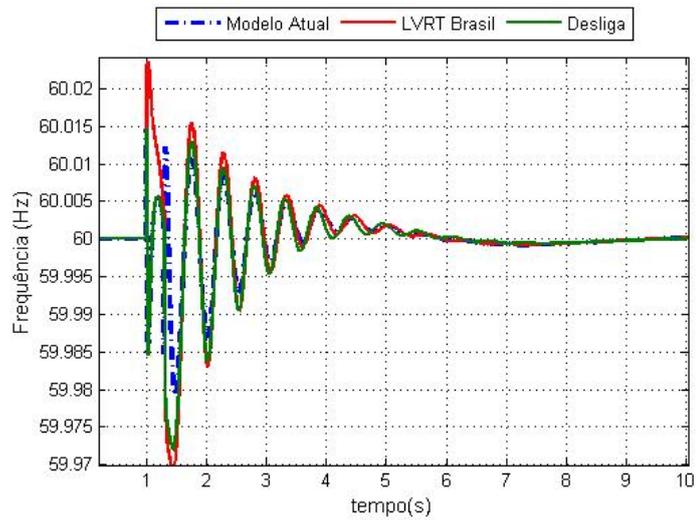


(c) Resposta da potência gerada pela PV-I2B9

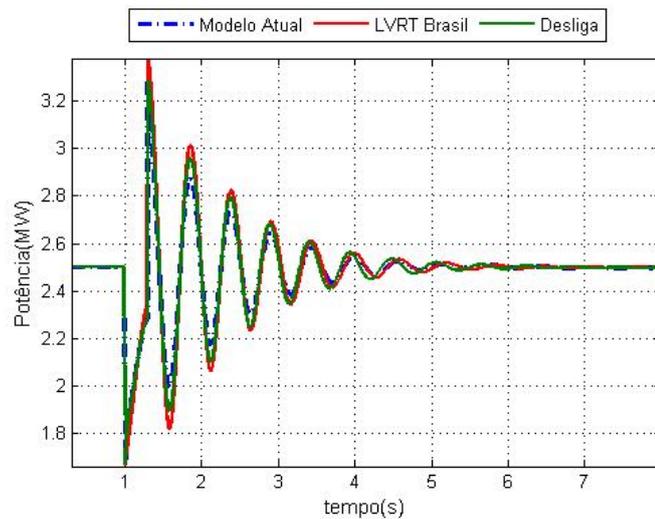
Figura 5.5: Respostas da baixa tensão para o curto-circuito fase-terra



(a) Resposta da tensão na barra B3



(b) Resposta da frequência da PCH-B3



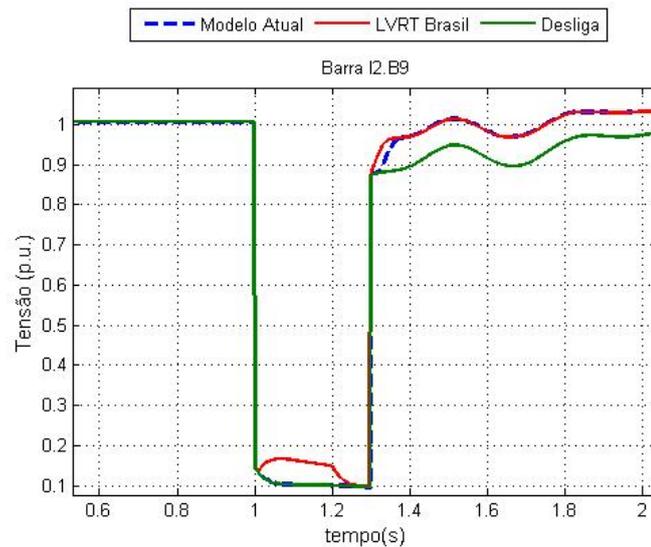
(c) Resposta da potência gerada pela PCH-B3

Figura 5.6: Respostas da média tensão para o curto-circuito fase-terra

5.3.3 Inércia reduzida do equivalente de AT

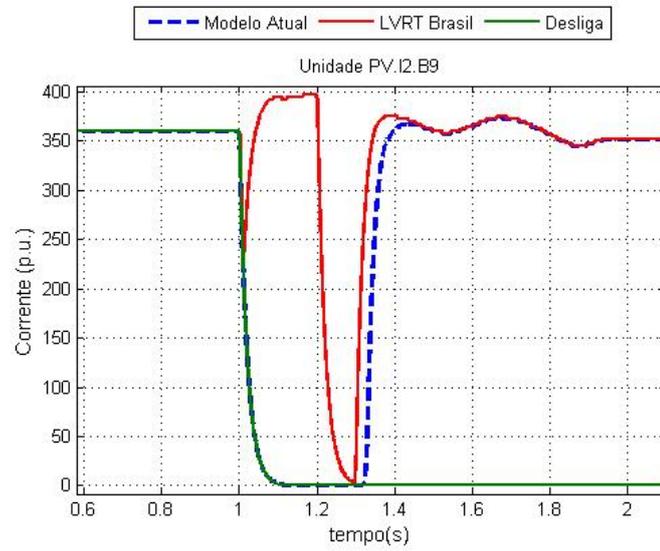
O sistema equivalente de Alta Tensão modelado no "Caso Base" tem representação dinâmica de uma barra infinita, uma vez que foi considerado um gerador equivalente com elevada constante de inércia. Com o objetivo de investigar se a sensibilidade aos requisitos de suportabilidade a defeitos variava com sistemas menos robustos, a inércia do gerador equivalente de alta tensão foi modificada de 9999s para 9s e a impedância do gerador equivalente sofreu um aumento de dez vezes o valor inicial, distanciando eletricamente o restante do sistema. Em seguida foi aplicado um curto-circuito trifásico na barra 11, com duração de 300ms.

A Figura 5.7 permite observar que os padrões de resposta da rede de baixa tensão não são alterados. No entanto, quando os geradores fotovoltaicos são desligados por conta do curto-circuito é observado que a frequência elétrica da PCH-B3 começa a cair, provocando a atuação do regulador de velocidade. Apesar desse comportamento da frequência, a Figura 5.8 mostra que há estabilidade angular.

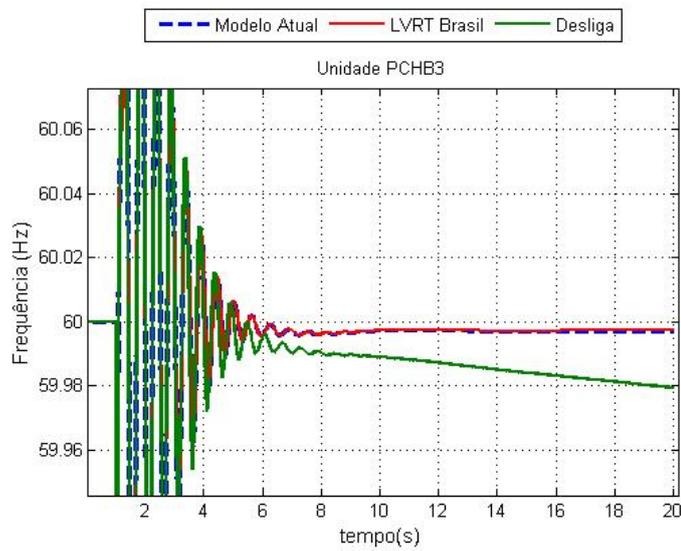


(a) Resposta da tensão na barra I2B9

Figura 5.7: Resposta das variáveis para a redução na inércia



(b) Resposta da corrente da PV-I2B9



(c) Resposta da frequência da PCH-B3

Figura 5.7: Resposta das variáveis para a redução na inércia

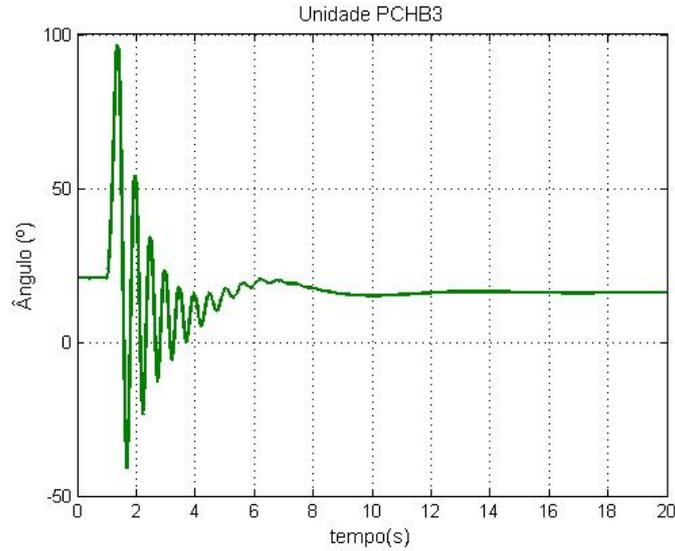


Figura 5.8: Ângulo da PCHB3, para o desligamento das unidades fotovoltaicas durante o curto-circuito

5.4 Contribuição da geração fotovoltaica para o curto-circuito

O efeito das máquinas síncronas na contribuição para a corrente de curto-circuito já é conhecido na literatura e é dependente da condição pré-falta e de suas impedâncias transitórias e subtransitórias [23]. Contudo, com a inserção de geradores conectados através de conversores na rede, a avaliação da corrente de defeito volta a ser assunto de pesquisas, como pode ser encontrado em [24], [25]. Assim, no presente trabalho resolveu-se avaliar se para a penetração de aproximadamente 30%, haveria alguma influência da corrente injetada pelas unidades fotovoltaicas no momento do curto-circuito.

A Figura 5.9 permite observar em um sistema com dois geradores a contribuição de cada gerador para a corrente de curto-circuito. Essa corrente é definida como I_{cc} e as contribuições de cada gerador como I_{G1} e I_{G2} , como o indicado em 5.1 através da soma fasorial.

$$I_{cc} = I_{G1} + I_{G2}. \quad (5.1)$$

Para essa análise foram escolhidas duas barras:

1. Barra 11, ao final do alimentador 1;
2. Barra 13, próxima à PCH-B14, no início do alimentador 2.

Em cada uma das barras simulou-se os seguintes tipos de curto-circuito:

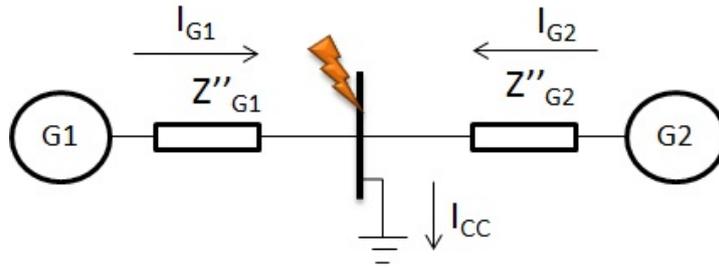


Figura 5.9: Sistema 2 máquinas mostrando a contribuição para a corrente de curto-circuito

- trifásico;
- fase-fase-terra (ABG);
- fase-fase (AB);
- fase-terra (AG).

As Figuras 5.10 a 5.13 apresentam os resultados obtidos e a comparação é feita pela corrente na fase **a**, pois é a única presente em todos os curtos-circuitos.

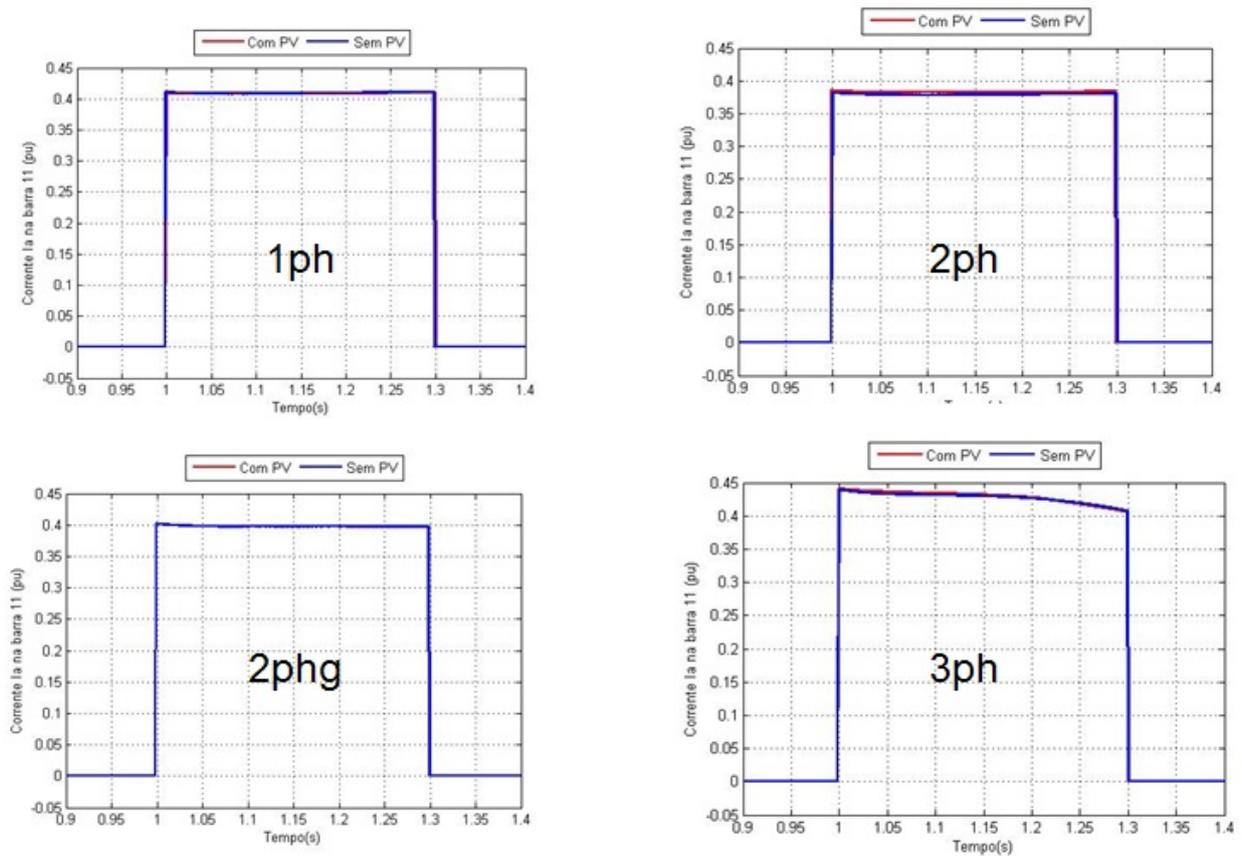


Figura 5.10: Correntes de curto-circuito I_a na barra 11

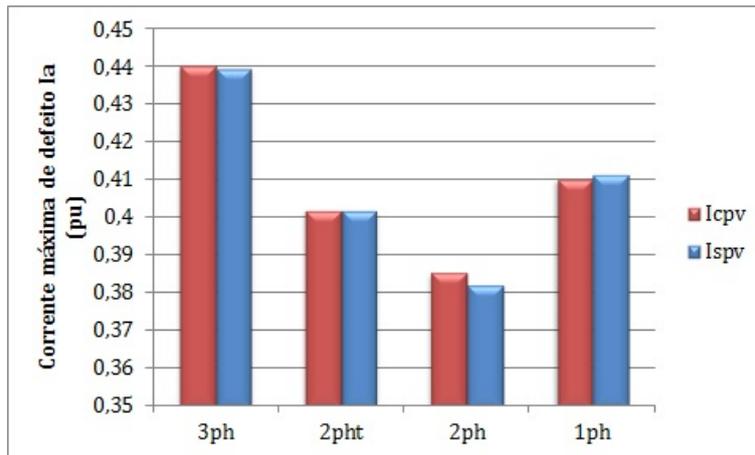


Figura 5.11: Comparação entre os curtos-circuitos e os casos com e sem geração fotovoltaica, na barra 11

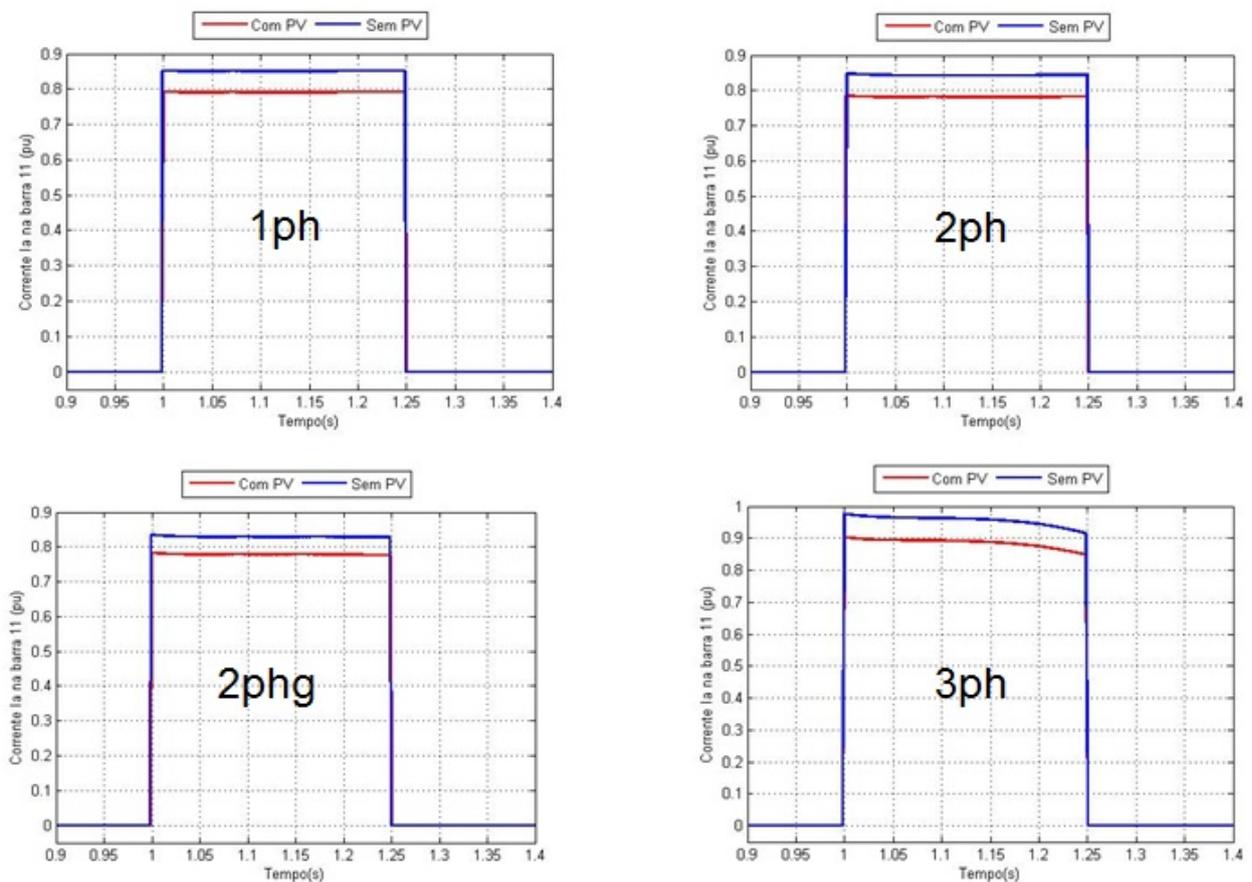


Figura 5.12: Correntes de curto-circuito I_a na barra 13

Para os defeitos aplicados na barra 13 é possível perceber que há uma redução da corrente de curto-circuito entre os casos, levando a crer que essa diferença pode ser resultante do somatório fasorial de todas as injeções das gerações fotovoltaicas. Para investigar melhor essa discrepância foi feito um estudo mais detalhado no caso

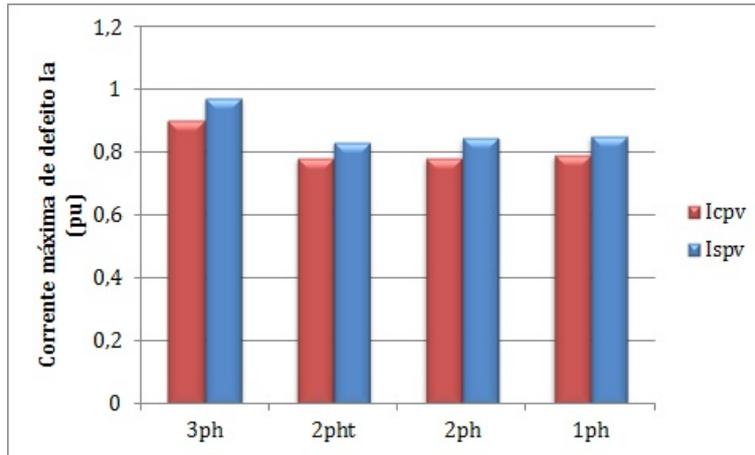


Figura 5.13: Comparação entre os curtos-circuitos e os casos com e sem geração fotovoltaica, na barra 13

trifásico. Assim, mediu-se o módulo e ângulo de todas as correntes das unidades fotovoltaicas e somou-se à corrente de curto-circuito do Caso Base. Caso essa soma resultasse na corrente de curto-circuito do Caso 1600, então a diferença seria de responsabilidade das unidades fotovoltaicas. Como é percebido na Figura 5.14 isso não ocorre e portanto, fica evidenciado que a geração fotovoltaica não contribui para o curto-circuito.

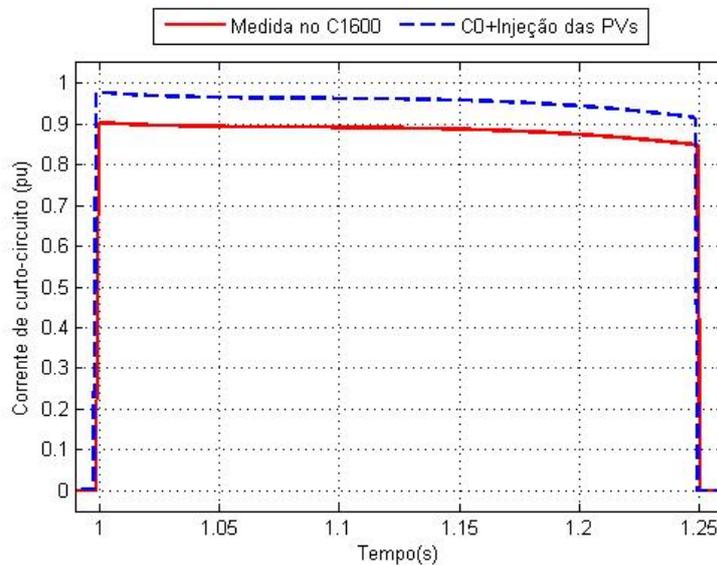


Figura 5.14: Sistema 2 máquinas mostrando a contribuição para a corrente de curto-circuito

A Figura 5.15 evidencia que a diferença na corrente de curto-circuito é ocasionada pela contribuição do gerador equivalente da alta tensão e da PCH. Isso é verificado, pois ocorre uma mudança no ponto de operação do sistema por conta da inclusão da geração fotovoltaica.

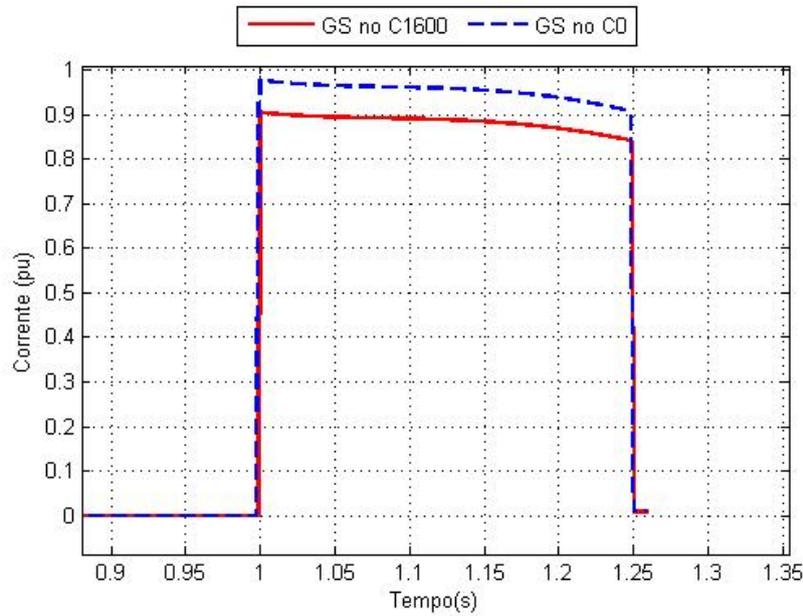


Figura 5.15: Injeção das gerações síncronas durante o curto-circuito

Como a geração fotovoltaica é representada como uma fonte de corrente, independente de valores transitórios e subtransitórios, era esperado que não houvesse contribuição para a corrente de curto-circuito, mesmo com um percentual relevante de penetração na rede.

5.5 Evolução dos autovalores

O estudo de estabilidade a pequenos sinais é de grande importância em sistemas de potência, pois permite aferir se o sincronismo será mantido mesmo a face de pequenas perturbações. Nesse sentido, a instabilidade está mais relacionada à falta de amortecimento do sistema.

Como pode ser visto em [26], os polos de um sistema são os autovalores da matriz de estados do mesmo. Dessa forma, se a parte real dos autovalores é negativa, então o sistema é assintoticamente estável. Além disso, a parte real desses autovalores também indica o amortecimento do respectivo modo de oscilação.

Para avaliar o efeito do aumento da penetração de geração fotovoltaica nos autovalores, foram feitos redespachos na geração das PCHs à medida que as unidades fotovoltaicas foram sendo adicionadas. Assim, fica ilustrada uma situação mais prática em que a geração fotovoltaica conectada à rede de baixa tensão reduziria o montante de energia gerado pela geração hídrica.

A Tabela 5.1 indica uma melhora no amortecimento dos modos eletromecânicos dos geradores síncronos, através da inserção de 1,6MW de geração solar. O sen-

tido de deslocamento dos polos pode ser observado na Figura 5.16 e é referente ao aumento de geração fotovoltaica.

Tabela 5.1: Amortecimento dos modos eletromecânicos das PCHs

Gerador	Amortecimento sem PV (%)	Amortecimento com PV (%)
PCH-B3	9,4%	10,5%
PCH-B14	10,2%	10,4%

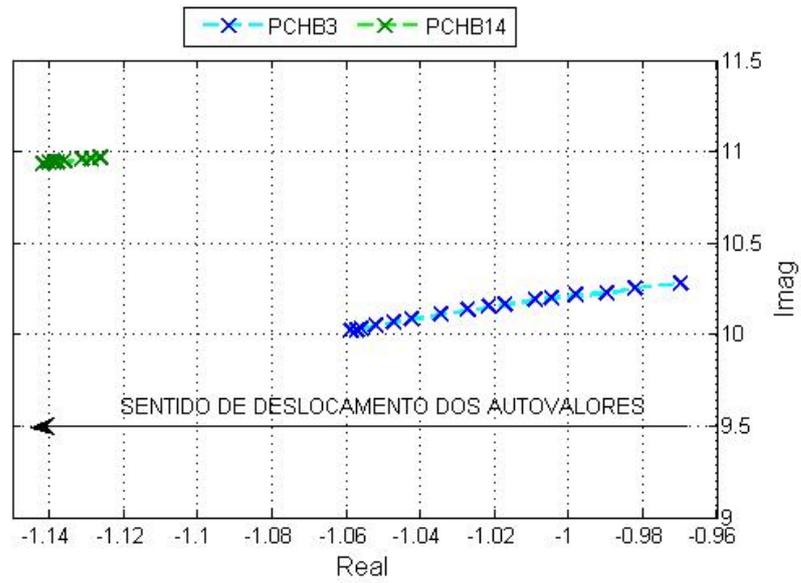


Figura 5.16: Evolução dos autovalores dos modos eletromecânicos das PCHs no sentido da progressão de inserção de geração fotovoltaica

5.6 Curva P-V

O uso da curva potência-tensão (P-V) para análise de estabilidade de tensão é bastante conhecido na literatura, podendo ser encontrado, por exemplo, em [26] e [27]. Usualmente os pontos da curva P-V são traçados a partir de análises estáticas com métodos de solução para fluxo de potência, como é o caso do Fluxo de Potência Continuado, que utiliza técnicas de predição e correção para encontrar soluções próximas ao ponto crítico. Esse ponto é assim chamado, pois soluções além dele indicam que para uma redução no carregamento há uma consequente redução de tensão, caracterizando a instabilidade de tensão. Usualmente, métodos de análise estática, com a tradicional modelagem de carga como potência constante, não conseguem convergência do fluxo de potência além desse ponto crítico. Assim, para essa modelagem, ele é também conhecido como ponto de máximo carregamento. No entanto, pelo fato dessa análise ser dependente da modelagem de carga utilizada e do fator de potência da mesma, não é possível dizer que em todas situações há correspondência com o limite de estabilidade de tensão. Por exemplo: para modelagem do tipo impedância constante há uma redução da carga à medida que a tensão diminui, sendo possível encontrar soluções mesmo após o ponto crítico. É importante mencionar que essas soluções após o ponto crítico são de interesse teórico, uma vez que na prática esses níveis de tensão dificilmente seriam aceitáveis para operação do sistema.

Com o interesse de se observar o impacto da geração fotovoltaica na margem de carregamento do sistema, bem como na estabilidade de tensão, resolveu-se traçar a curva P-V considerando um aumento no carregamento das barras. Assim, no ambiente de simulação dinâmica do *Simulight*, foi aplicada uma curva do tipo rampa, aumentando as potências ativa e reativa de todas as cargas do sistema de distribuição até que houvesse divergência da simulação. Para esses pontos, foram medidos os carregamentos de potência ativa nas barras e as respectivas tensões e então, representou-se esses valores através da curva P-V. Cabe ressaltar que a escolha pela análise dinâmica é interessante, pois permite incluir o efeito da modelagem dos geradores síncronos e fotovoltaicos, o que não aconteceria caso a curva P-V fosse feita a partir de uma análise estática.

As Figuras 5.17 e 5.18 ilustram a curva P-V traçada a partir da modelagem impedância constante. As descontinuidades no gráfico são devidas à atuação dos OLTCs localizados na rede de média tensão. É interessante observar, sobretudo para a barra C13B14 (Figura 5.18), que ao atingir um carregamento superior a 35kW ocorre o desligamento dos geradores fotovoltaicos, fazendo com que a curva desça ao patamar de tensão do caso sem geração fotovoltaica e que, ao final do processo, possua uma margem de carregamento inferior. Além disso, cabe salientar

que o tempo de simulação com a geração fotovoltaica é menor que o do Caso Base, pois a dinâmica introduzida pelo modelo do gerador dificulta a convergência com tensões muito baixas.

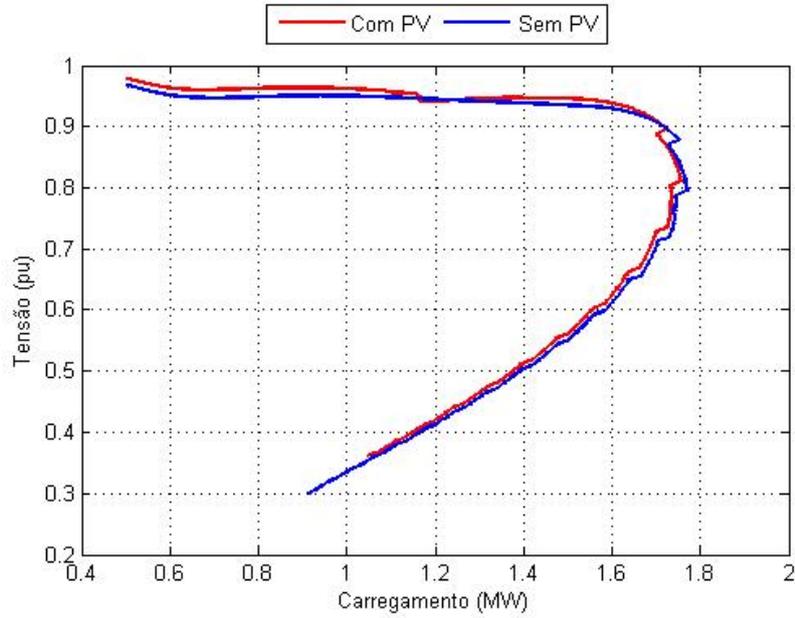


Figura 5.17: Curva P-V para a Barra 3, localizada na média tensão, modelagem Z constante

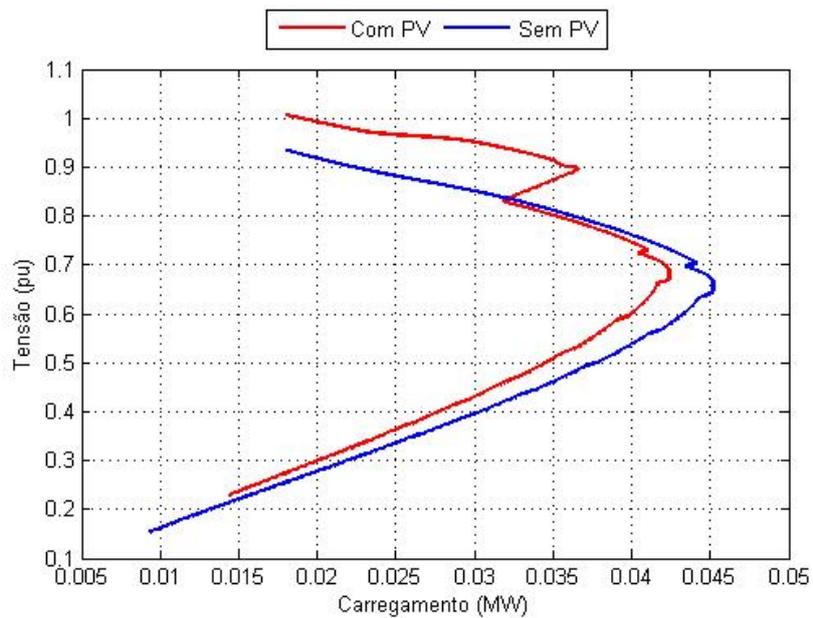


Figura 5.18: Curva P-V para a Barra C13B14, localizada na baixa tensão, modelagem Z constante

5.7 Estudo do ilhamento

Quando se fala em redes de distribuição com geração distribuída é muito comum pensar em operação ilhada do sistema, pois pode haver geração suficiente para abastecer a carga ou grande parte dela, o que ajudaria a reduzir índices de interrupção no fornecimento. Segundo [28], o ilhamento é o modo de operação em que uma parte do sistema elétrico é atendida por um ou mais geradores, de forma independente e isolada do sistema.

De acordo com o módulo 4 do PRODIST,[29], o ilhamento intencional é permitido desde que esteja previamente determinado pelo contrato com a distribuidora e que a central geradora responsável pelo controle de frequência possua controle automático de geração (CAG) , no caso do ilhamento permanente. Contudo, normas internacionais, [30], estabelecem que os geradores distribuídos devem ser capazes de detectar o ilhamento não-intencional e interromper o fornecimento de energia.

Para o estudo na rede de distribuição proposta foi simulado um ilhamento programado. Para isso, é necessário que sejam feitas algumas modificações no ponto de operação, ainda no escopo do estudo de fluxo de potência (ver Figura 3.1:

- É assumido que os disjuntores entre as barras 12 e 13, do alimentador 2, são desligados para uma manutenção na rede;
- O recurso S1 é utilizado para manter a conexão do alimentador 2 à rede de alta tensão;
- O fluxo entre as barras 1 e 2, no alimentador 1, é praticamente anulado a partir de uma redução na geração das PCHs.

Em seguida, para avaliar a resposta dinâmica da rede ao ilhamento, é feita a abertura dos disjuntores entre as barras 1 e 2 no instante “t” igual a 5 segundos. Esse procedimento é feito tanto para o “Caso Base” quanto para o “Caso 1600”.

5.7.1 Rede sem sistemas fotovoltaicos

Abaixo são mostradas as respostas ao ilhamento da rede de distribuição sem sistemas fotovoltaicos. Como pode ser observado nas Figuras 5.19 a 5.22, após o evento há uma oscilação amortecida em todas as variáveis e o caso é estável. Como foi mencionado anteriormente, os limites inferiores de tensão foram reduzidos para dar margem a uma maior inserção de geração fotovoltaica. Pelos padrões de qualidade de energia estabelecidos em [31] não seria viável operar a rede nesses valores, uma vez que a tensão deve permanecer entre 0,95pu e 1,05pu. Assim, a intenção aqui é a de observar a dinâmica das respostas e não se a ilha seria operável com os níveis de tensão.

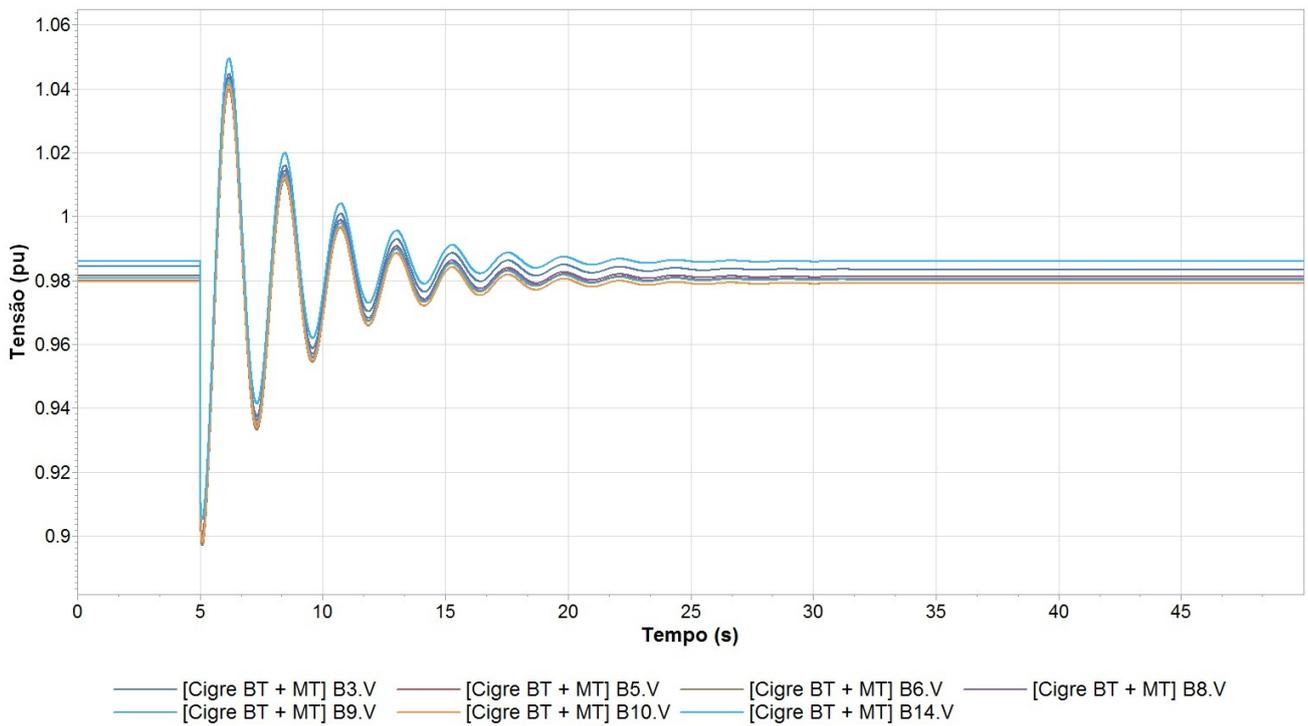


Figura 5.19: Resposta da tensão em algumas barras da MT para o ilhamento sem geração fotovoltaica

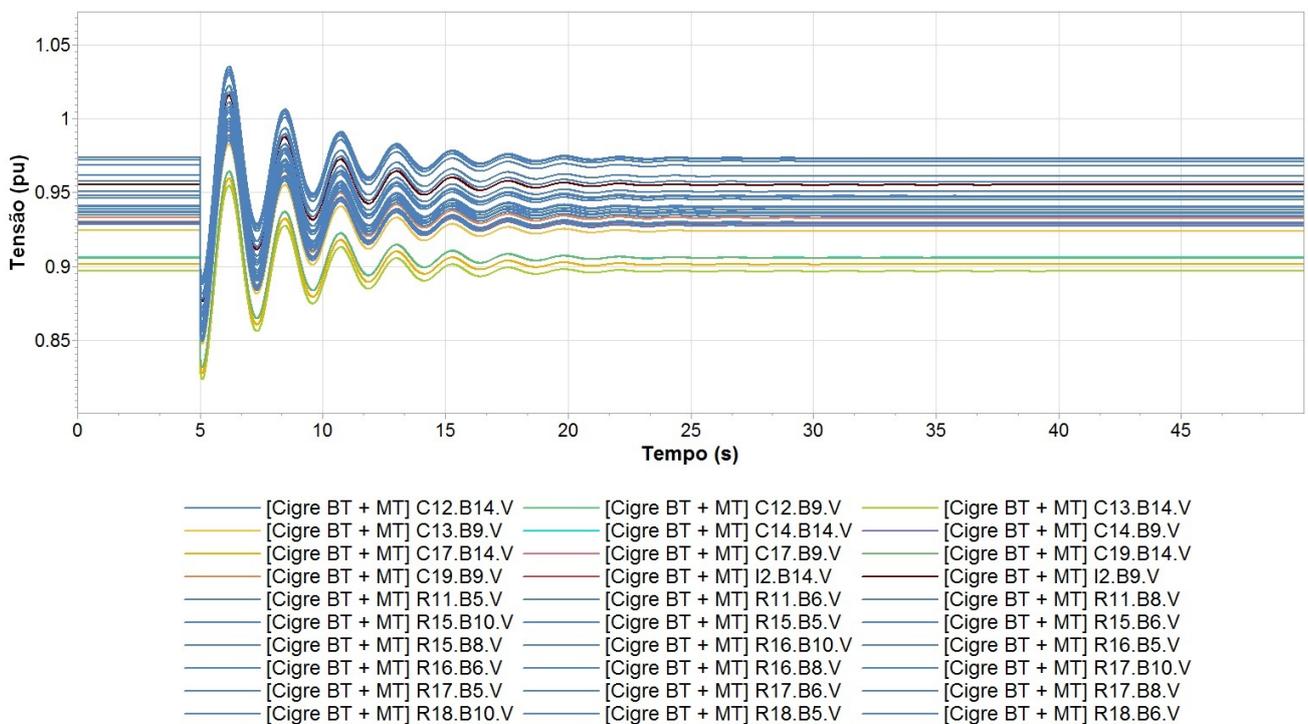


Figura 5.20: Resposta da tensão em algumas barras da BT para o ilhamento sem geração fotovoltaica

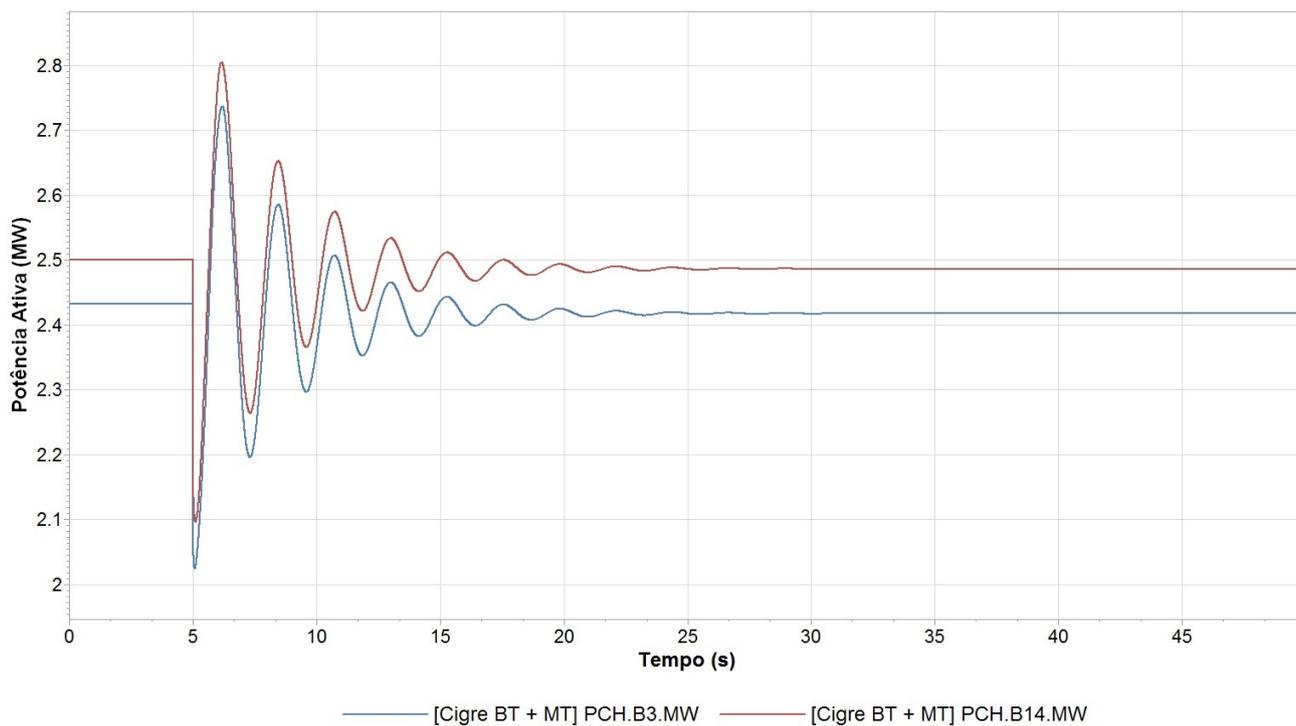


Figura 5.21: Resposta da potência nas PCHs para o ilhamento sem geração fotovoltaica

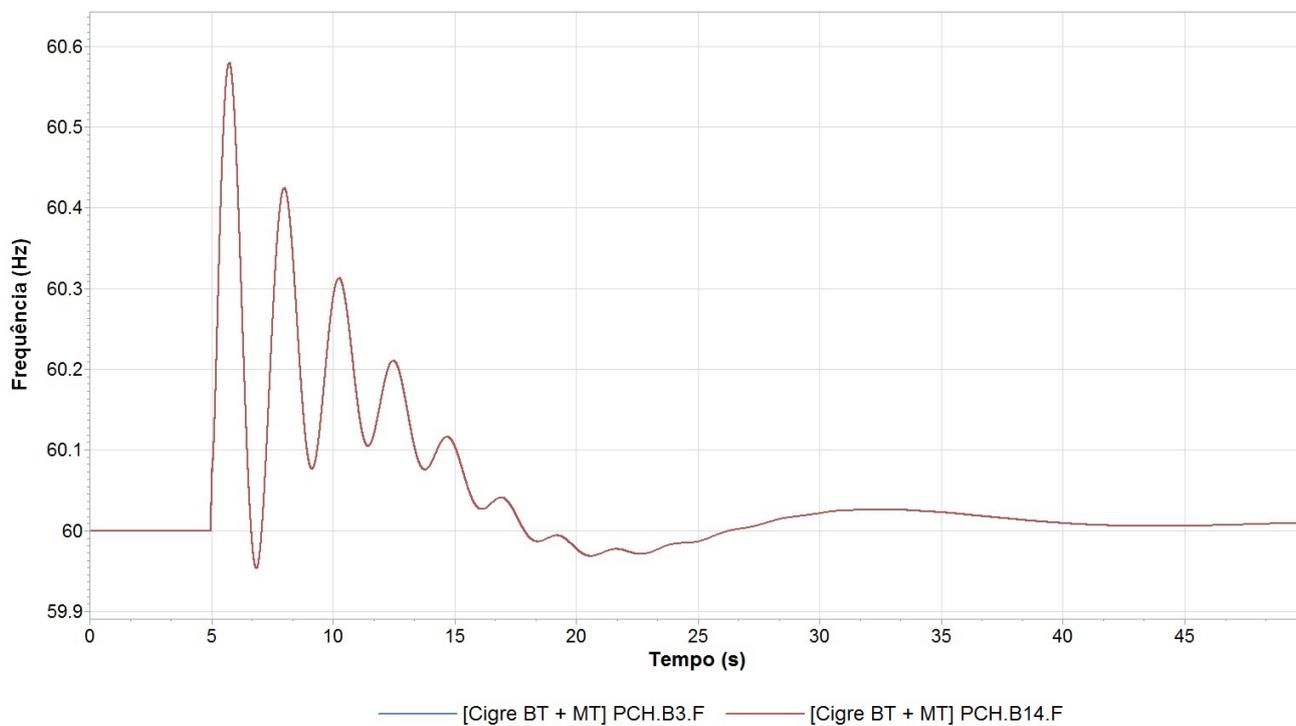


Figura 5.22: Resposta da frequência nas PCHs para o ilhamento sem geração fotovoltaica

5.7.2 Rede com sistemas fotovoltaicos

A seguir são mostradas as respostas ao ilhamento na rede com sistemas fotovoltaicos. Como pode ser percebido nas Figuras 5.23 a 5.28, nessa simulação há oscilações que crescem em rampa após o instante t igual a 48 segundos. Isso fica mais bem ilustrado nas tensões das barras de BT, 5.24, e nas injeções de potência ativa das unidades fotovoltaicas, 5.26. Apesar da presença dessas oscilações, a Figura 5.27 mostra que não houve instabilidade angular no caso estudado. Contudo, a Figura 5.28, que apresenta as respostas das frequências das duas PCHs, mostra que há violação de um dos critérios estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST, [31]. Segundo essa norma, a frequência não pode exceder 66Hz ou ser inferior a 56,5Hz, mesmo em condições extremas. Assim, na prática, as proteções dessa rede deveriam atuar e não permitiriam a operação em ilha.

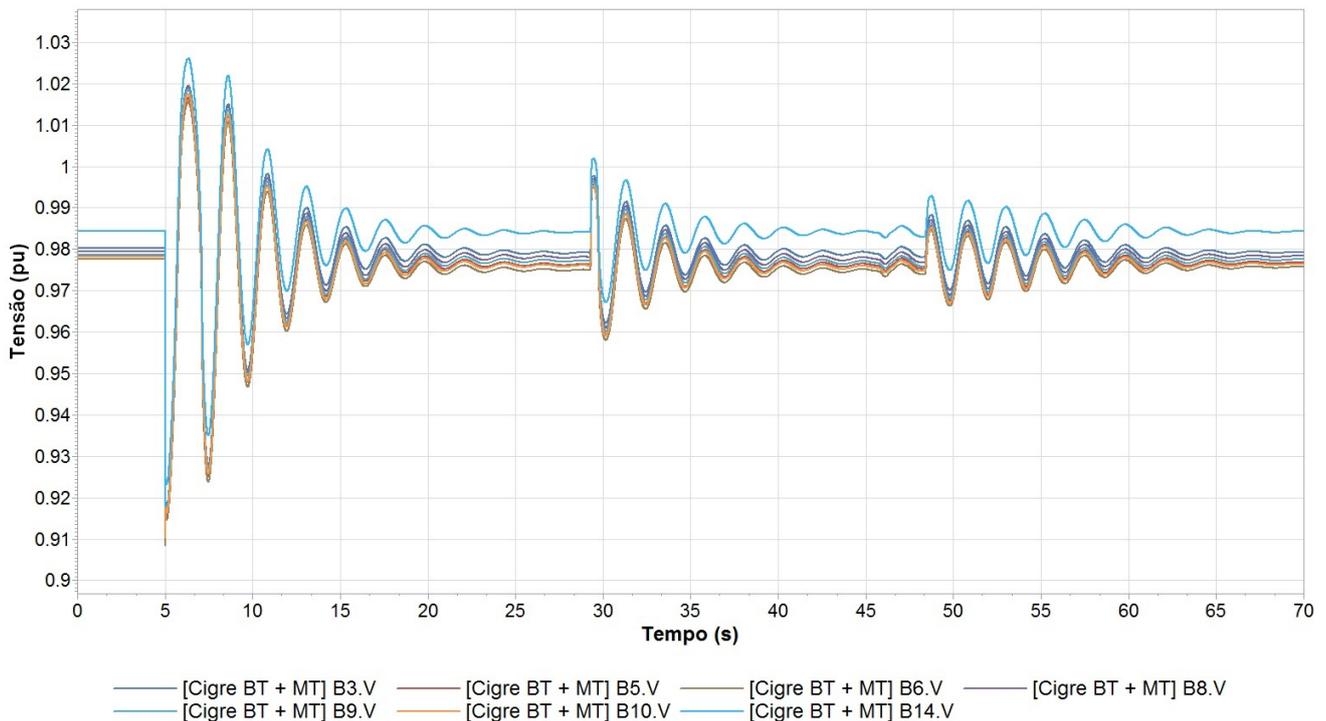


Figura 5.23: Resposta da tensão em algumas barras da MT para o ilhamento com geração fotovoltaica

Para investigar o motivo dessa resposta, observou-se o comportamento das unidades fotovoltaicas do sistema. Quando ocorre o ilhamento, há uma queda de tensão em todas as barras. O sinal de P_{drp} , redução de potência ativa, responsável pela res-

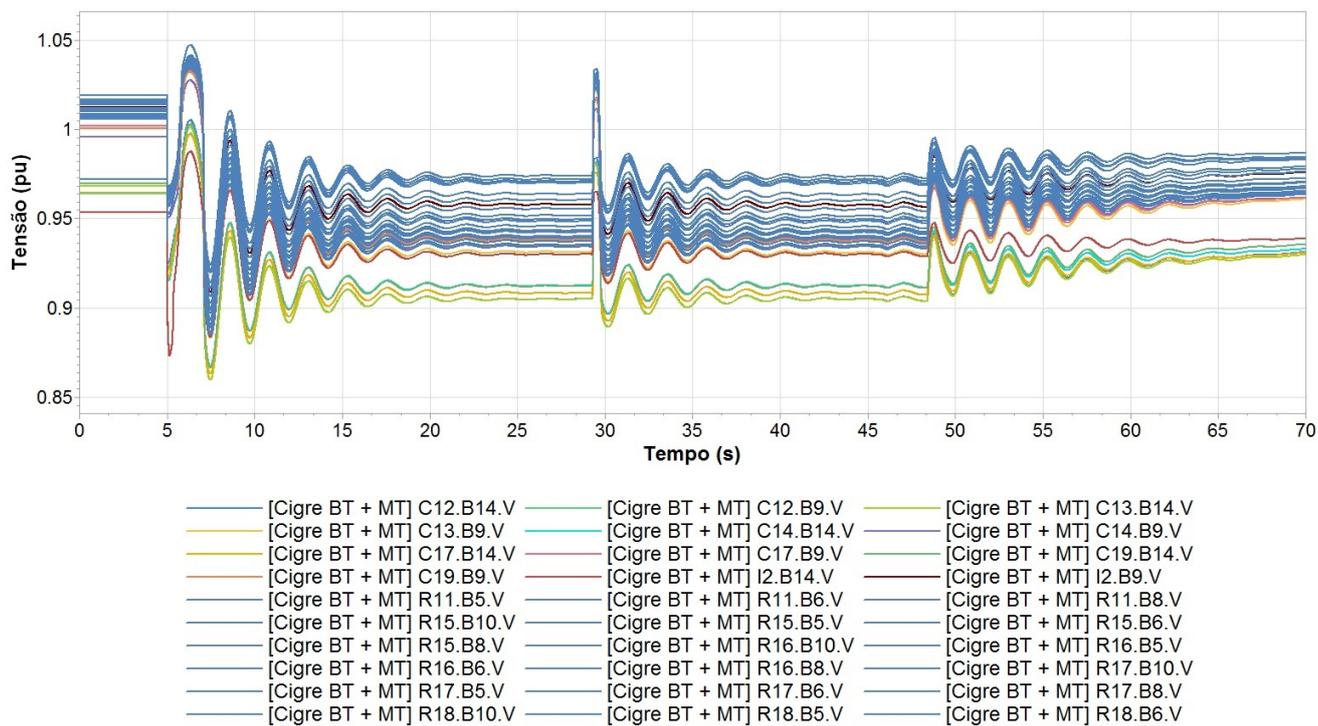


Figura 5.24: Resposta da tensão em algumas barras da BT para o ilhamento com geração fotovoltaica

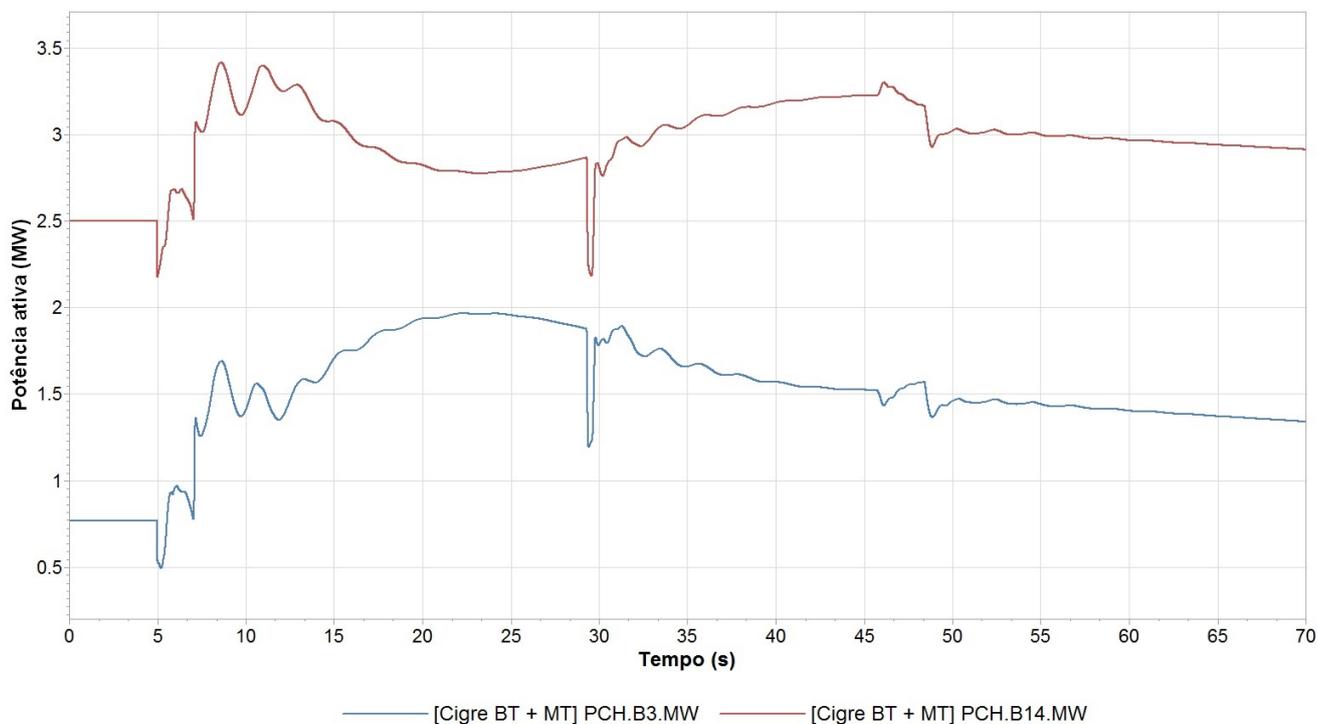


Figura 5.25: Resposta da potência nas PCHs para o ilhamento com geração fotovoltaica

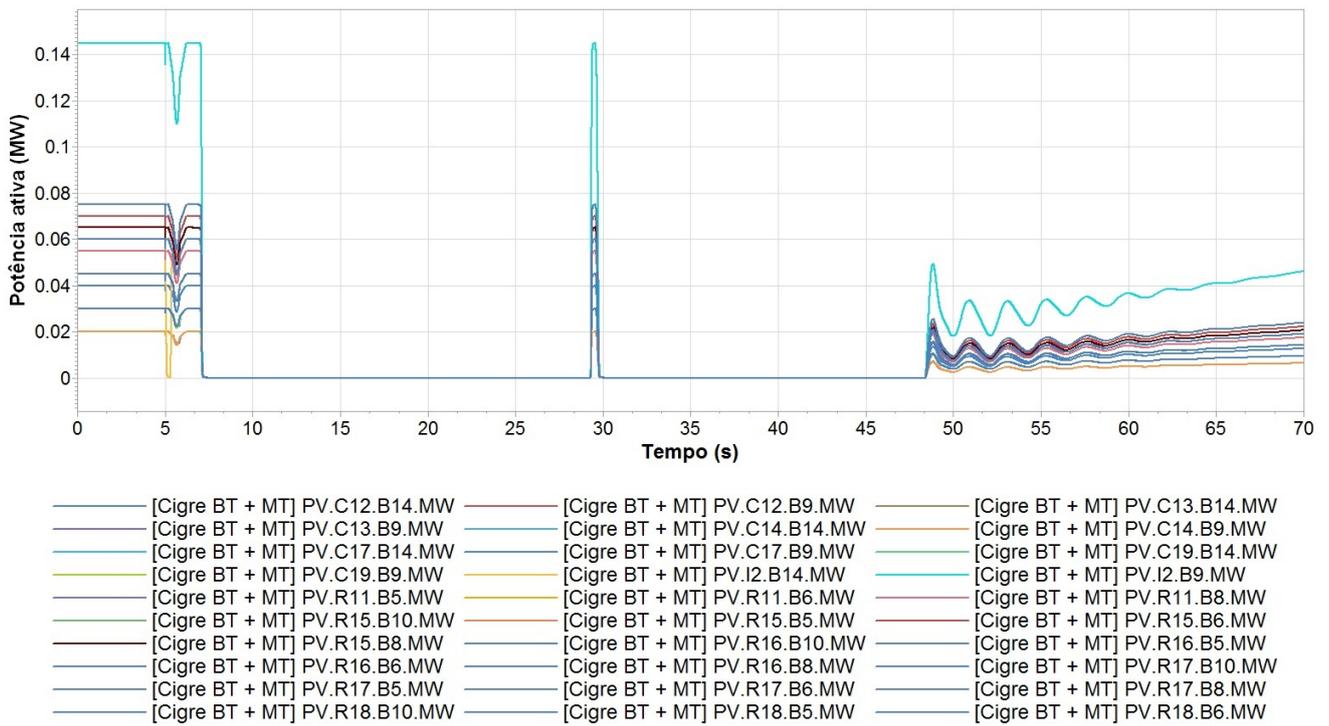


Figura 5.26: Resposta da potência nas unidades fotovoltaicas para o ilhamento

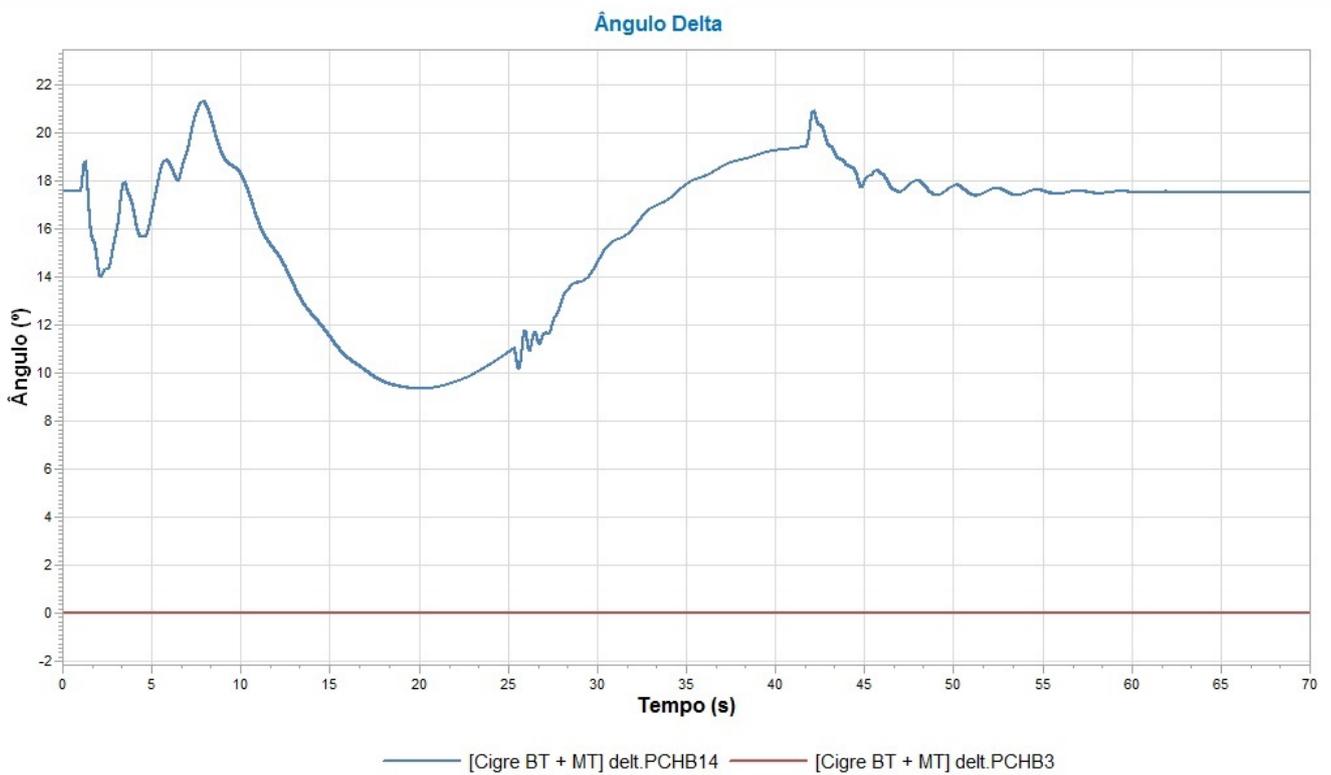


Figura 5.27: Resposta do ângulo nas PCHs para o ilhamento

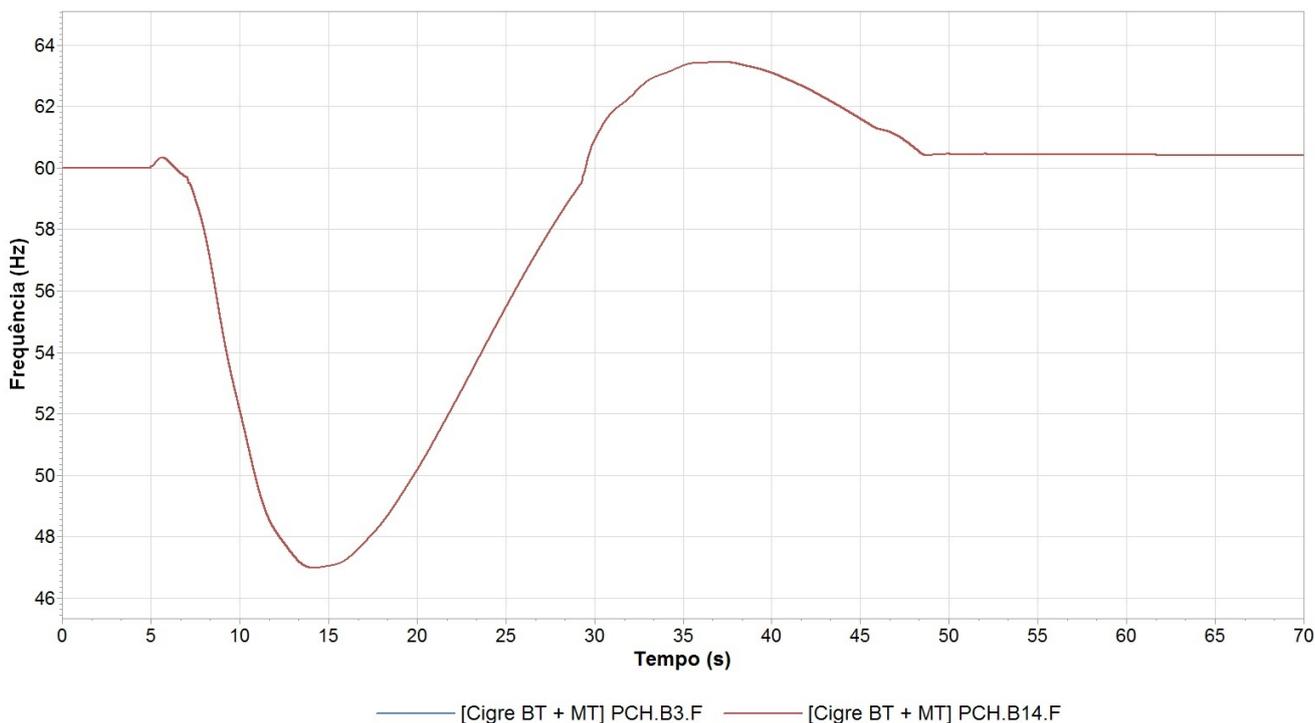


Figura 5.28: Resposta da frequência nas PCHs para o ilhamento com geração fotovoltaica

posta à sobrefrequência da malha de controle de potência ativa indicada na Figura 4.1, atua no sentido de reduzir a geração das unidades fotovoltaicas para manter o equilíbrio carga-geração. A dinâmica introduzida por esse sinal leva a um comportamento em cascata, que faz com que haja sucessivos desligamentos e religamentos das unidades fotovoltaicas. Quando elas são religadas pela segunda vez, no instante próximo a 48 segundos, a frequência nas barras está oscilando numa estreita faixa de valores, que corresponde ao intervalo de redução de potência estabelecido pela proteção de sobrefrequência, F_{fh} . É possível observar o comportamento desse sinal de proteção em 5.29. Portanto, conclui-se que apesar da resposta à sobrefrequência ser responsável por essa dinâmica, é a proteção de sobrefrequência que potencializa o efeito, transmitindo-o para o restante do sistema.

É interessante também perceber que, desligando a resposta à sobrefrequência, o caso atende aos critérios de tensão e de frequência estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST, [31]. Assim, adicionando a geração fotovoltaica a essa rede, poderia haver um ilhamento intencional.

Quando o ganho de regulação da redução de potência, D_{dn} , é igualado a zero, desligando a resposta à sobrefrequência, a dinâmica com as frequências é extinta e o caso pode ser considerado estável conforme o observado nas Figuras 5.30 a 5.34.

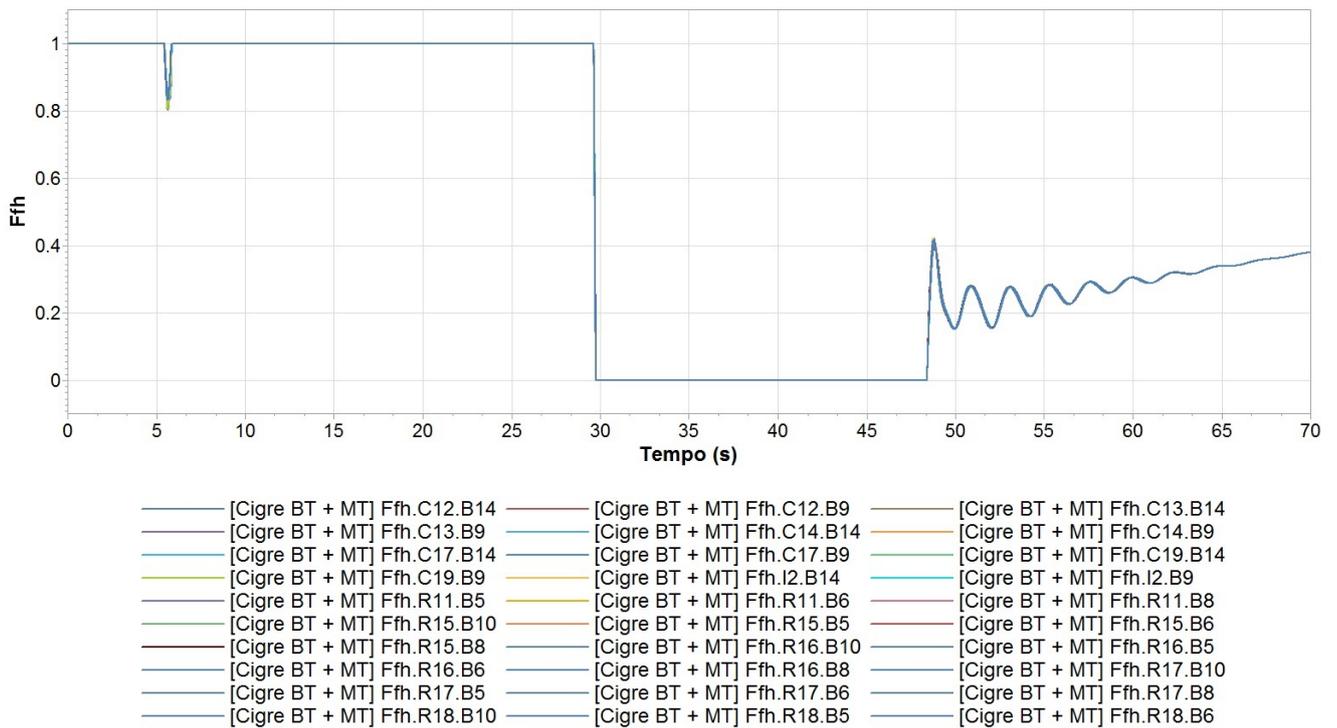


Figura 5.29: Resposta de F_{fh}

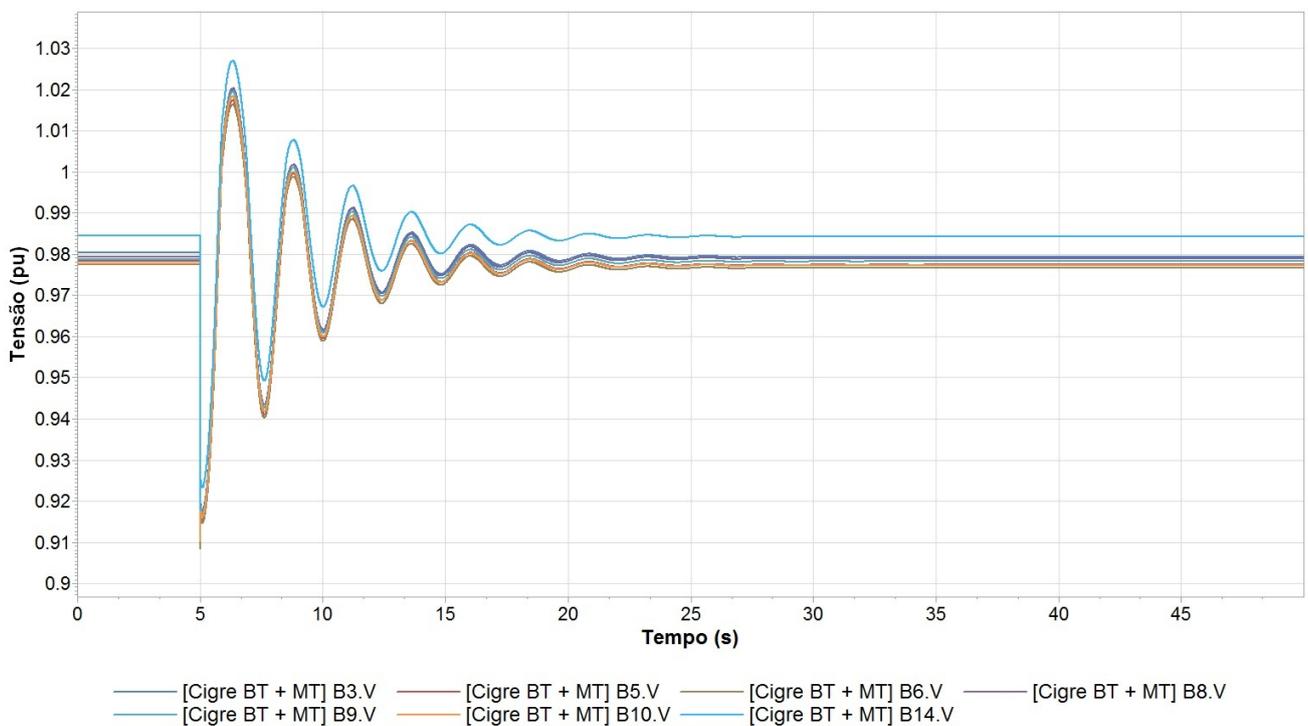


Figura 5.30: Resposta da tensão em algumas barras da MT, no caso $D_{dn} = 0$

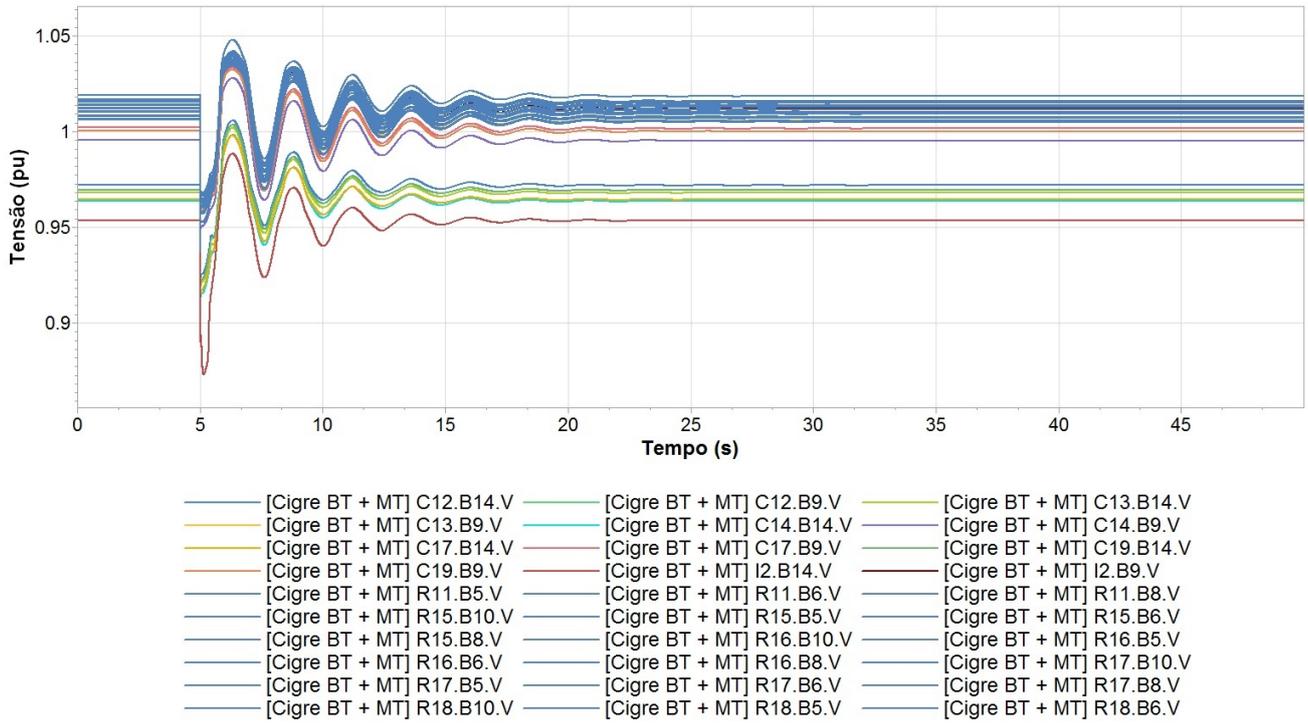


Figura 5.31: Resposta da tensão em algumas barras da BT, no caso $D_{dn} = 0$

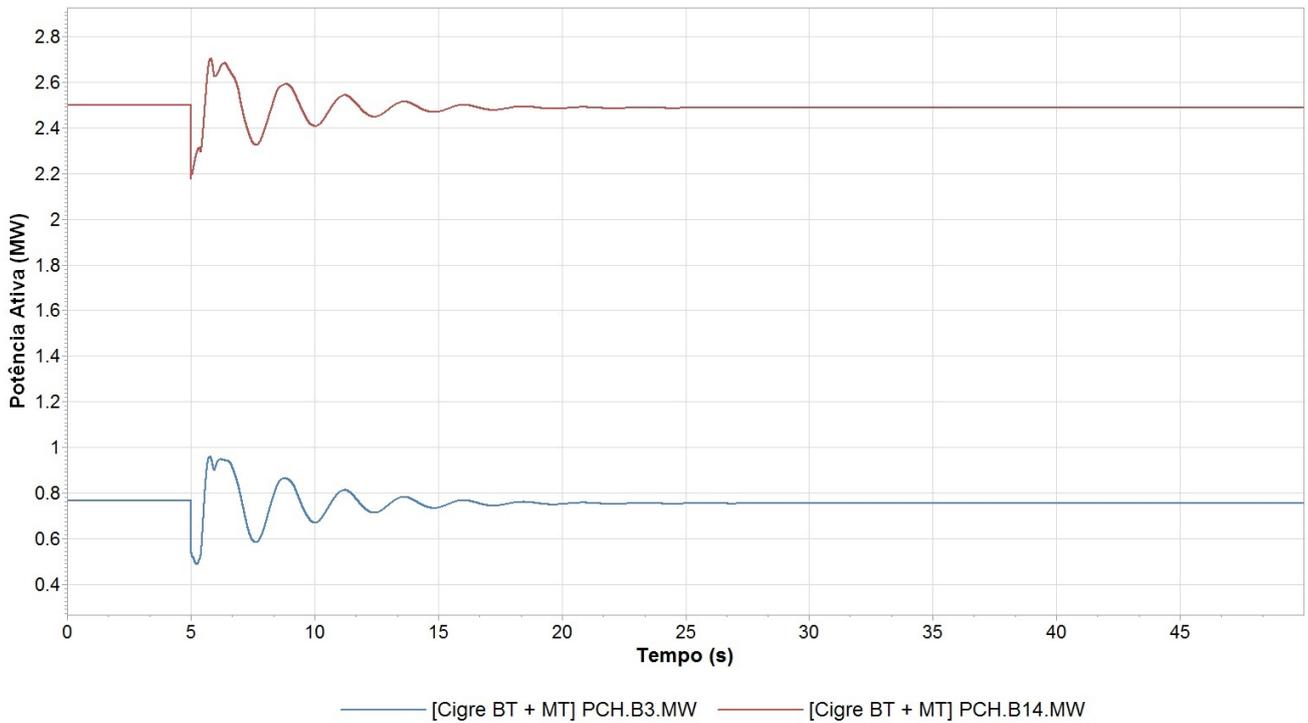


Figura 5.32: Resposta da potência das PCHs, no caso $D_{dn} = 0$

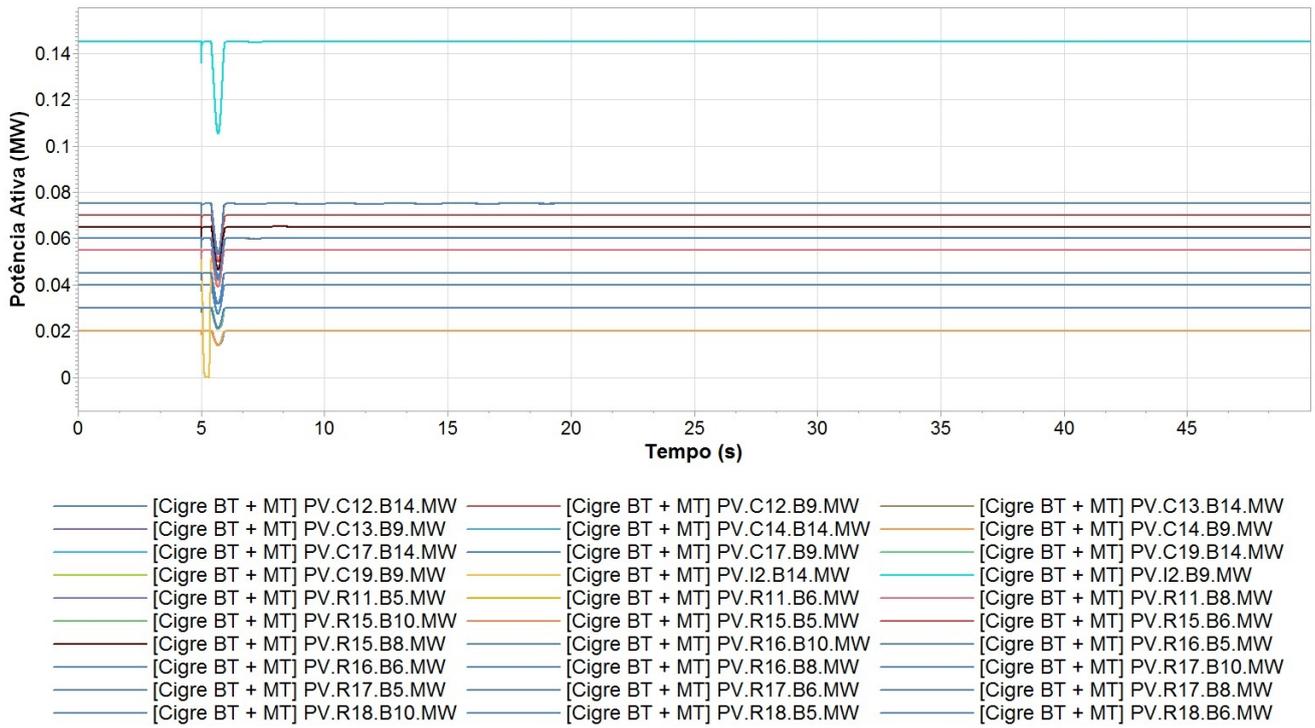


Figura 5.33: Resposta da potência das PVs, no caso $D_{dn} = 0$

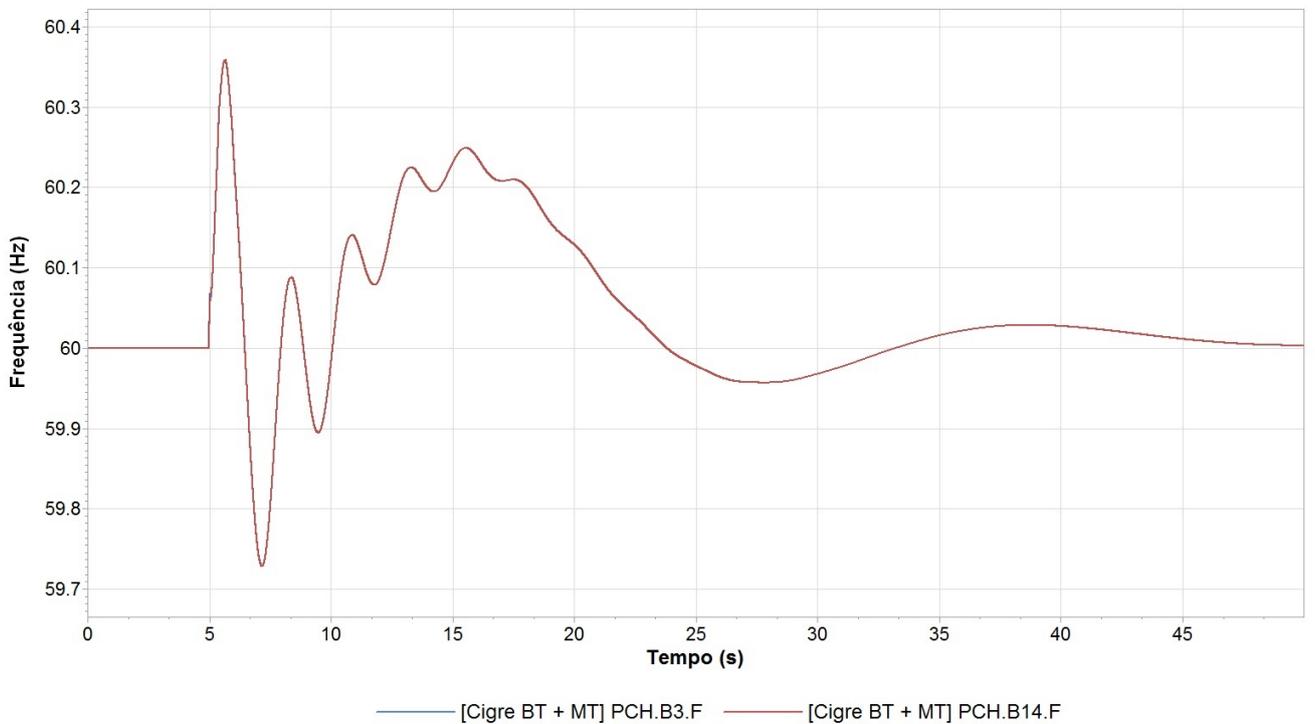


Figura 5.34: Resposta da frequência das PCHs, no caso $D_{dn} = 0$

5.8 Estudo do desbalanço

O desbalanço é uma característica inerente aos sistemas de distribuição, pois em geral não há transposição de linhas e balanceamento das cargas. Como mencionado em [32], a transposição de linha não é nem economicamente, nem fisicamente viável de ser realizada na rede de distribuição. Além disso, por mais que se tenha um cuidado em balancear a carga, é muito difícil que ela se mantenha inalterada, visto que é sujeita a fatores como o comportamento do consumidor, condições climáticas e eventos públicos.

O problema da não-transposição de linhas já havia sido tratado na modelagem da rede de baixa tensão, quando utilizou-se a matriz de impedâncias de fase, após a redução de Kron. Contudo, até o presente estudo foi assumido que as cargas eram igualmente distribuídas entre as fases. Para tratar essa questão, adotou-se um fator k , definido como fator de desbalanço de carga, responsável por introduzir a variação de potência aparente em duas das três fases, de forma a manter a carga total constante. O cálculo foi proposto em [33], em que $S_f, f = a, b, c$ é a potência aparente nas fases e S_t , a potência aparente total, indicado como:

$$\begin{aligned} S_a &= (1 + k) \frac{S_t}{3}, \\ S_b &= \frac{S_t}{3}, \\ S_c &= (1 - k) \frac{S_t}{3}. \end{aligned} \tag{5.2}$$

O desbalanço de carga só foi introduzido às cargas internas aos alimentadores 1 e 2, ou seja, não se levou em conta as cargas das barras 1 e 12. De acordo com [34], é recomendável que o desbalanço de carga se mantenha abaixo de 20% para não atrapalhar a sensibilidade da proteção do relé de falta à terra. Assim, na tentativa de estressar mais a rede, sem se distanciar dessa recomendação, esse estudo considerou um limite máximo de 25%.

Desejou-se analisar também como a geração fotovoltaica poderia contribuir para o desbalanço de cargas, sem que ele precisasse ser atendido unicamente pela geração síncrona. O impacto e o controle da injeção de corrente de sequência negativa nesse tipo de geração tem sido alvo de alguns estudos, que por meio de uma lógica de controle conseguiriam produzir correntes desbalanceadas, como pode ser visto em [35], [36] e [37]. No presente estudo não houve um controle propriamente dito da injeção de sequência negativa, pois o objetivo era apenas observar o impacto dessa injeção, ao invés de propor um novo método.

Em [38] é detalhado como o modelo de um gerador trifásico é representado no

Simulight. A ideia principal abordada na referida tese é estabelecer um equivalente Norton para relacionar as redes de sequência positiva, negativa e zero e através da matriz de transformação para componentes simétricos, obter a matriz de impedância de fases. No caso do modelo do gerador fotovoltaico, a representação das impedâncias de sequências negativa e zero é estabelecida por um valor elevado, de forma que não haja caminho elétrico para as correntes nessas sequências. No presente trabalho para simular o efeito de injeção desbalanceada por parte dos geradores fotovoltaicos, a impedância de sequência negativa foi reduzida a um valor típico de impedância shunt de sequência negativa, disponível na biblioteca do *Simulight*, em geradores trifásicos modelados como potência constante. Em seguida, foram feitos aumentos progressivos até que o desbalanço não ficasse superior a 3%. Esse limite foi usado com base em [35], que define o fator de desbalanço de corrente na linha. Assim, para que a unidade fotovoltaica não injetasse um desbalanço superior a esse fator de qualidade, ele foi assumido como o limite máximo. Ao final desse processo, observou-se que quanto maior a potência instalada da unidade fotovoltaica, menor a impedância shunt de sequência negativa necessária para limitar o desbalanço na corrente, como fica evidenciado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Impedância shunt de sequência negativa com relação à potência instalada

P (kW)	$R_{neg} + jX_{neg}$ (pu)
20 a 45	$1 + j1,45$
55 a 75	$0,6 + j0,87$
145	$0,5 + j0,725$

5.8.1 Evolução das perdas

Para esse estudo, diferente do que foi feito anteriormente na Seção 5.2, aumentou-se o grau de desbalanço das cargas e mantiveram-se as gerações constantes. A comparação é realizada entre os seguintes casos: rede só com as PCHs, rede com as PCHs e as PVs e, por último, as PCHs e as PVs com injeção desbalanceada. Como pode ser ilustrado em 5.35, não há diferença relevante entre a injeção balanceada e a desbalanceada por parte das unidades fotovoltaicas e novamente, o caso em que existem apenas PCHs tem um percentual de perdas quase duas vezes maior.

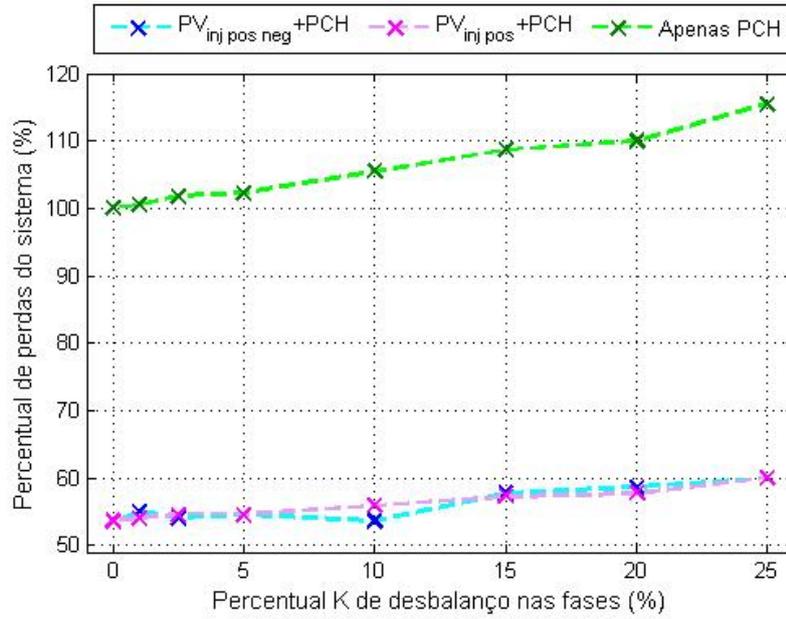


Figura 5.35: Evolução das perdas para aumentos no desbalanço

5.8.2 Índice de desequilíbrio de tensão

Segundo o Módulo 8 do PRODIST - Qualidade de Energia Elétrica, [31], há necessidade de medir o desequilíbrio de tensão em redes de distribuição, por conta das alterações nos padrões trifásicos. Assim, é definido um fator de desequilíbrio, FD, calculado a partir da tensão de sequência negativa, V_{neg} , e da tensão de sequência positiva, V_{pos} , como indicado em:

$$FD(\%) = \frac{V_{neg}}{V_{pos}} 100. \quad (5.3)$$

Para que a qualidade de energia elétrica seja mantida é preciso que esse fator seja inferior a 2%. Assim, avaliando os mesmos casos descritos anteriormente, foi feita uma comparação entre a violação de FD para aumentos no desbalanço. A Figura 5.36 apresenta os resultados obtidos, em que o percentual das barras com violação é calculado com base no total de barras da baixa tensão com geração fotovoltaica. É possível perceber que com apenas 2,5% de desbalanço nas cargas já passa a haver violação no caso em que só há PCHs, enquanto que para as simulações com injeção desbalanceada das gerações fotovoltaicas é observada uma melhoria no número de violações de tensão. Esse resultado é esperado, uma vez que a rede não depende apenas das PCHs para suprir o desbalanço. A única exceção é o caso de 15 %, em que ao avaliar os desbalanços de corrente injetada pelos geradores síncronos, percebeu-se que não há melhora, diferente do que ocorre nos demais como é mostrado nas Tabelas 5.3 a 5.5. O valor de injeção é dado em porcentagem e representa a injeção

de corrente de sequência negativa dividida pela de sequência positiva, para os casos em que a geração fotovoltaica é balanceada e desbalanceada.

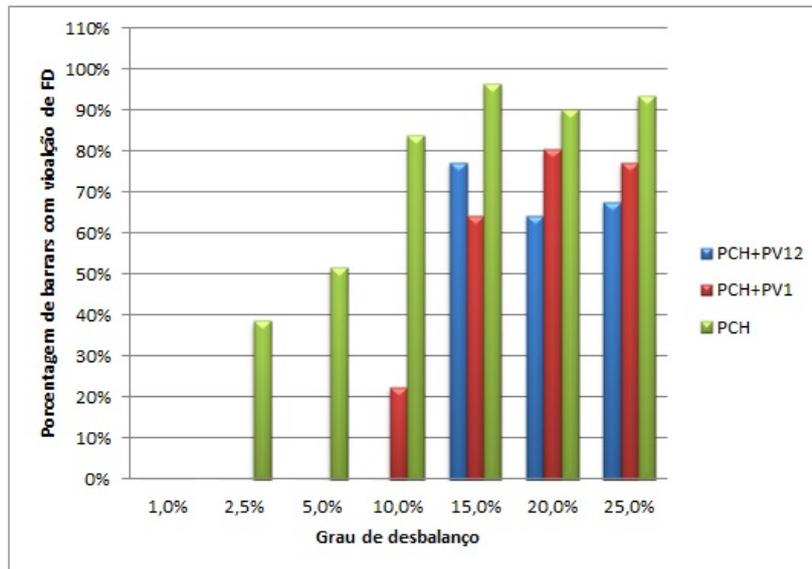


Figura 5.36: Percentual de violação de FD para aumentos no desbalanço

Tabela 5.3: Desbalanço na injeção de corrente dos geradores para o caso 15%

Gerador	Inj. Balanceada	Inj. Desbalanceada
PCHB14	0,573%	0,573%
PCHB3	2,118%	3,130%
Eq. AT	1,013%	1,372%

Tabela 5.4: Desbalanço na injeção de corrente dos geradores para o caso 20%

Gerador	Inj. Balanceada	Inj. Desbalanceada
PCHB14	0,736%	0,205%
PCHB3	4,578%	2,691%
Eq. AT	1,956%	0,885%

Tabela 5.5: Desbalanço na injeção de corrente dos geradores para o caso 25%

Gerador	Inj. Balanceada	Inj. Desbalanceada
PCHB14	0,859%	0,0815%
PCHB3	2,942%	2,870%
Eq. AT	1,426%	1,394%

Capítulo 6

Análise do impacto da geração fotovoltaica concentrada

6.1 Introdução

Nesse capítulo são apresentados os estudos envolvendo a rede de transmissão *New England*. Para avaliar o impacto da geração fotovoltaica nesse sistema foram criados seis casos de análise, divididos em carga média e carga pesada conforme indicado na Tabela 6.1 e baseado em [16]. Em todos os casos da carga média os geradores G30, G32, G33 e G35 (Figura 3.4) são desligados para adequar a geração à carga.

Tabela 6.1: Casos de estudo no sistema *New England*

Caso	Potência Ativa Total	Potência Reativa Total	Qtd. Ger. Síncronos	Qtd. Ger. Fotovoltaicos
C1	6150,5	1408,9	10	0
C2	3075,25	704,45	6	0
C3	6150,5	1408,9	7	4
C4	3075,25	704,45	3	4
C5	6150,5	1408,9	10	4
C6	3075,25	704,45	6	4

Todos esses sistemas foram modelados conforme detalhado na Seção 4.2. Estabeleceu-se que em todos os casos haveria uma penetração de geração fotovoltaica igual a 30% e assim, cada um dos quatro sistemas fotovoltaicos dos casos de carga pesada injeta 460MW, enquanto que nos casos de carga média cada injeção corresponde a 230MW. Esses percentuais são constantes, de maneira que não estão sendo consideradas variações horárias das cargas e das gerações na definição dos casos. Assim, com base na Tabela 6.1, percebe-se que nos casos C3 e C4 há uma substituição da geração síncrona pela fotovoltaica, enquanto que nos casos C5 e C6

há um redespacho de geração.

Para a análise na transmissão, resolveu-se focar em estudos dinâmicos do sistema. Assim, os seguintes aspectos foram avaliados:

1. Avaliação do tempo crítico de eliminação de defeito;
2. Curva P-V dinâmica, conforme realizado para a rede de distribuição;
3. Evolução dos autovalores com a inclusão dos sistemas fotovoltaicos;
4. Análise do impacto da geração fotovoltaica nas formas modais do sistema.

6.2 Avaliação do tempo crítico de eliminação de defeito

Uma forma bastante usual de avaliar a margem de estabilidade angular em sistemas de potência é a medida do tempo crítico de eliminação de defeito, que segundo a definição estabelecida em [23], é o máximo intervalo de tempo decorrido desde o início do defeito até a sua eliminação, de forma que a estabilidade transitória esteja garantida. Sua determinação é importante para definir os tempos de atuação do sistema de proteção.

Assim, de forma a entender a influência da substituição de geração síncrona por geração fotovoltaica, ou mesmo o redespacho da geração convencional em função da inserção dessas novas fontes (mantendo a quantidade de modos eletromecânicos no sistema), resolveu-se analisar o tempo crítico de eliminação de defeito.

Primeiramente, identificou-se os modos eletromecânicos mais críticos através da análise modal do programa *Simulight*, que também indica quais geradores têm maior participação sobre esses modos. Dessa maneira, aplicou-se um curto-circuito nas barras em que esses geradores estão conectados, sendo a barra 30 para o cenário de carga pesada e a barra 31 para o de carga média, como está explicitado nas Tabelas 6.2 e 6.3.

A duração do defeito trifásico nas barras foi sendo progressivamente aumentada até que houvesse instabilidade angular. O resultado dessa análise está representado nas Figuras 6.1 e 6.2.

Tabela 6.2: Relação de amortecimento dos modos eletromecânicos e barras com maior participação sobre esses modos, para o caso C1

Caso	Modos	Amortecimento	Barra com Maior Participação
C1	19;20	1,90%	30
	32;33	2,30%	39
	24;25	3,80%	34
	26;27	4,00%	38
	17;18	4,10%	31
	21;22	4,10%	35
	15;16	5,20%	37
	13;14	5,40%	33
	11;12	7,10%	36

Tabela 6.3: Relação de amortecimento dos modos eletromecânicos e barras com maior participação sobre esses modos, para o caso C2

Caso	Modos	Amortecimento	Barra com Maior Participação
C2	10;11	3,50%	31
	8;9	3,80%	36
	17;18	4,50%	39
	13;14	4,60%	34
	6;7	4,80%	37

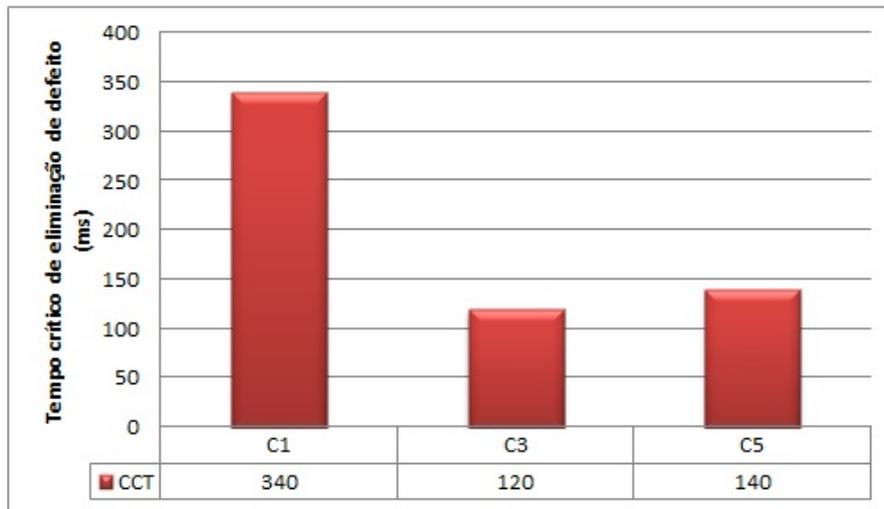


Figura 6.1: Evolução do tempo crítico para a carga pesada

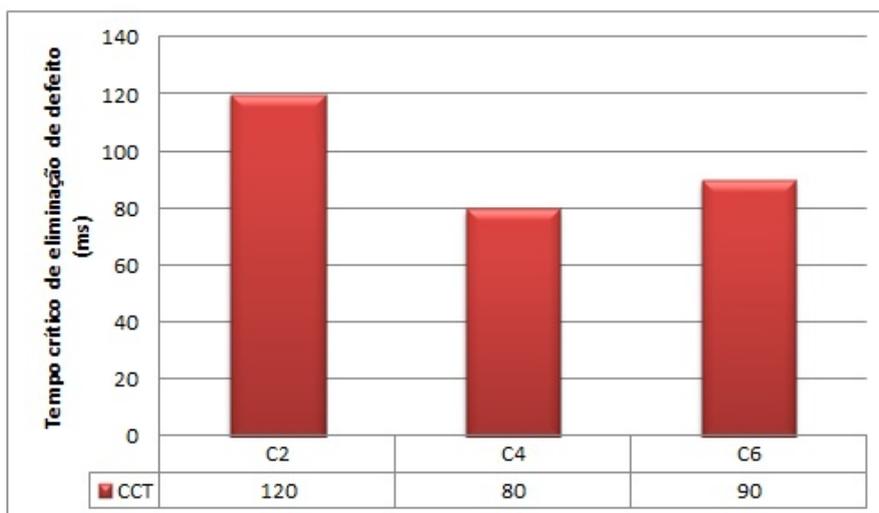


Figura 6.2: Evolução do tempo crítico para a carga média

Uma forma de avaliar o tempo crítico é através da equação de oscilação da máquina e do “Critério de Áreas Iguais”. Esse critério é aplicado em sistemas do tipo máquina - barra infinita, a partir da análise da equação de oscilação da máquina, em que H é a constante de inércia do gerador, ω_s é a velocidade angular síncrona, δ é o ângulo entre a máquina e a barra infinita, P_m é a potência mecânica e P_e , a potência elétrica, como observado em:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (6.1)$$

Supondo um curto-circuito aplicado próximo ao gerador síncrono, que faça com que a potência elétrica seja reduzida no instante de aplicação do defeito, pode-se dizer a partir de 6.1 que a máquina irá acelerar. Representando graficamente a curva potência - δ , é possível calcular a área de aceleração e desaceleração da máquina através da diferença entre a potência mecânica e a potência elétrica para uma dada variação angular. Assim, de forma a garantir que a estabilidade angular seja mantida, a área de aceleração da máquina deve ser igual a sua área de desaceleração, definindo assim o “Critério das Áreas Iguais”. Essa explicação está bem alinhada com a obtenção do tempo crítico de eliminação de defeito, pois caso haja uma evolução demasiada do ângulo, configurando um tempo excessivo na extinção do curto-circuito, não será possível igualar essas áreas.

Esse critério não pode ser diretamente aplicado a sistemas multimáquinas. Contudo, apenas para ilustrar o efeito da inserção da geração fotovoltaica, as Figuras 6.3 a 6.5 foram elaboradas para mostrar a curva potência- δ do gerador síncrono 38 nas três análises de carga pesada, considerando os respectivos tempos críticos de eliminação do defeito. Nessas figuras, a curva contínua representa o comportamento anterior ao tempo crítico de eliminação de defeito, enquanto que a curva tracejada

representa a dinâmica posterior à eliminação do defeito.

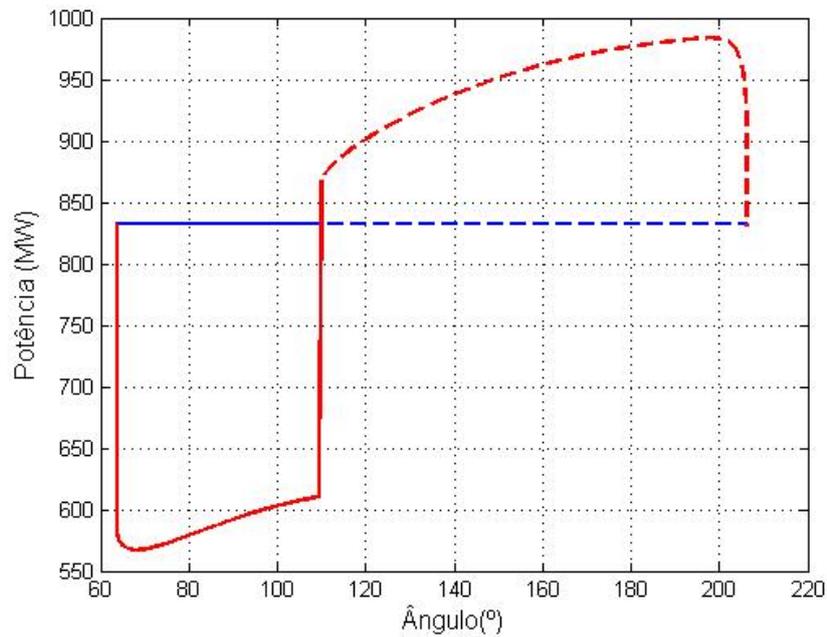


Figura 6.3: Curva P- δ para o gerador 38, caso C1

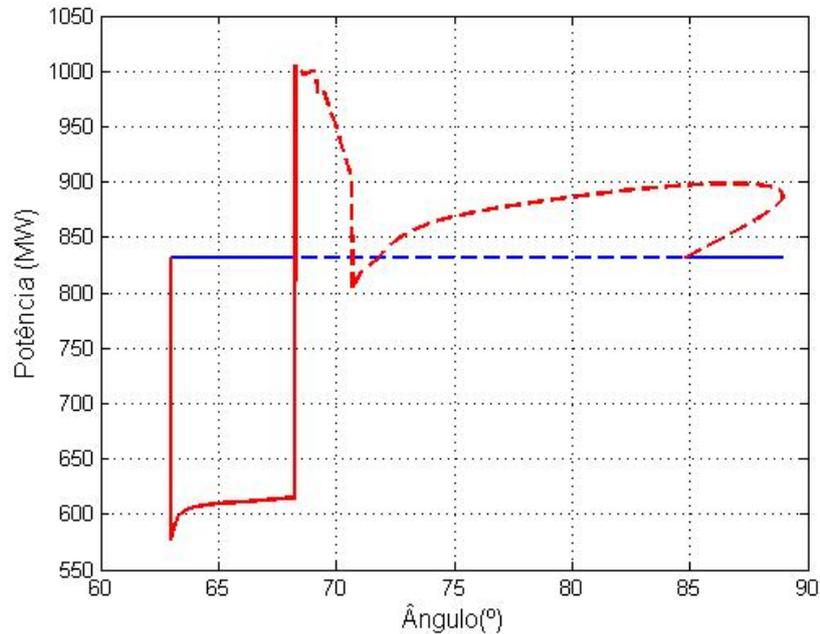


Figura 6.4: Curva P- δ para o gerador 38, caso C3

Conforme pôde ser observado nos gráficos 6.1 e 6.2, a inclusão de sistemas fotovoltaicos impactou significativamente o tempo crítico de eliminação de defeito, sobretudo nos casos de carga pesada em que a rede está mais estressada. Além disso, conforme as Figuras 6.3 a 6.5 indicam, com o tempo de eliminação do defeito

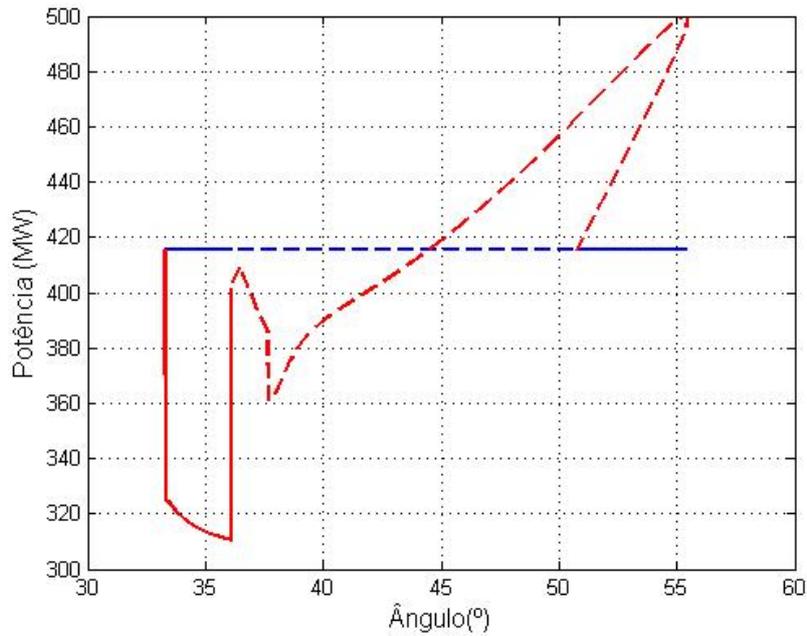


Figura 6.5: Curva P- δ para o gerador 38, caso C5

reduzido, há uma menor excursão angular dos casos C3 e C5 para o caso C1. No caso C5 deve ser feita uma ressalva, pois a redução do ângulo já é percebida por conta da redução no despacho da máquina, não sendo possível comparar com os casos C1 e C3. Vale destacar que tanto no caso C3, quanto no caso C4 foi percebida uma maior redução no tempo crítico que está possivelmente associada à redução da inércia do sistema, com a retirada dos geradores síncronos. Quando há apenas o redespacho, não ocorre esse agravante e portanto o impacto sobre esse indicador é restrito à dinâmica introduzida pelo sistema fotovoltaico.

A mudança na dinâmica padrão de Curvas potência- δ , percebida nas figuras 6.4 e 6.5, é devida à resposta do gerador fotovoltaico PV30 após a eliminação do defeito na barra 30. Assim, ocorre uma redução nas injeções de potência ativa dos demais geradores após o aumento da injeção de potência pelo sistema fotovoltaico localizado na barra do curto-circuito, como ilustra a Figura 6.6.

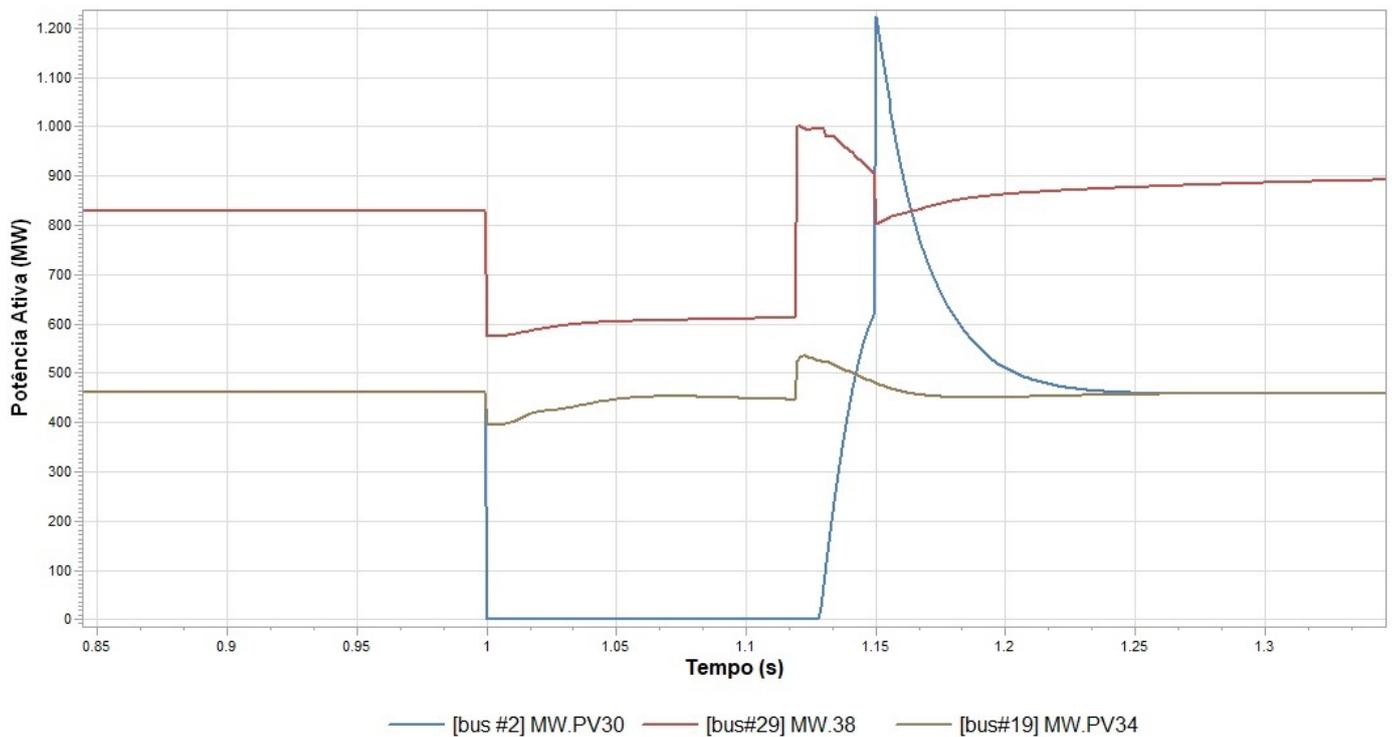


Figura 6.6: Resposta da potência ativa dos geradores GS.38, PV.34 e PV.30 após a eliminação do defeito, para o caso C3

6.3 Curva P-V dinâmica

A simulação das curvas P-V dinâmicas para o estudo da rede de transmissão seguiu o mesmo esquema de solução utilizado para a rede de distribuição, apresentada na Seção 5.6. Assim, o aumento do carregamento das barras também foi feito a partir da aplicação de uma rampa crescente nas potências ativas e reativas de todas as cargas do sistema.

Para esse estudo, o objetivo principal foi observar o impacto da forma em que a geração fotovoltaica está sendo inserida ao sistema, ao invés de representar como a modelagem de cargas afeta os resultados. Portanto, todas as cargas mantiveram-se com a modelagem impedância constante.

Como mencionado na Seção 5.6, os pontos de solução após o ponto crítico são de

efeito teórico, já que normalmente correspondem a valores de tensão muito baixos e inviáveis de operar na prática. Também vale destacar que para o estudo desses casos, os limitadores presentes no modelo dos sistemas fotovoltaicos são desativados de forma que não prejudiquem o desempenho da simulação.

As tabelas 6.4 e 6.5 apresentam os resultados, indicando quais barras instabilizaram primeiro, o tempo de simulação, o carregamento máximo atingido e a variação com relação aos casos base correspondentes aos cenários de carga pesada e média. As curvas P-V podem ser vistas em 6.7 e 6.8, comparando os cenários estudados.

Tabela 6.4: Resultados para o cenário de carga pesada

Caso	Barra	Tempo máximo(s)	Carregamento máximo(MW)	Variação
C1	12	8,95	8265,0	-
C3	12	8,54	8105,5	-1,967%
C5	12	9,59	8551,7	+3,353%

Tabela 6.5: Resultados para o cenário de carga média

Caso	Barra	Tempo máximo(s)	Carregamento máximo(MW)	Variação
C2	12	17,20	6083,3	-
C4	12	14,346	4503,3	-35,084%
C6	12	15,040	5874,2	-3,359%

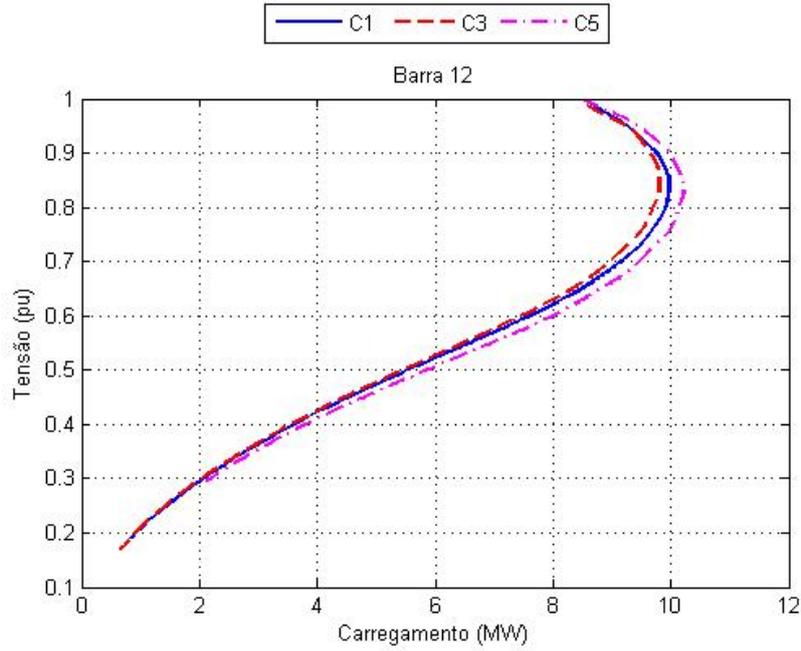


Figura 6.7: Curvas P-V dinâmicas para os cenários de carga pesada

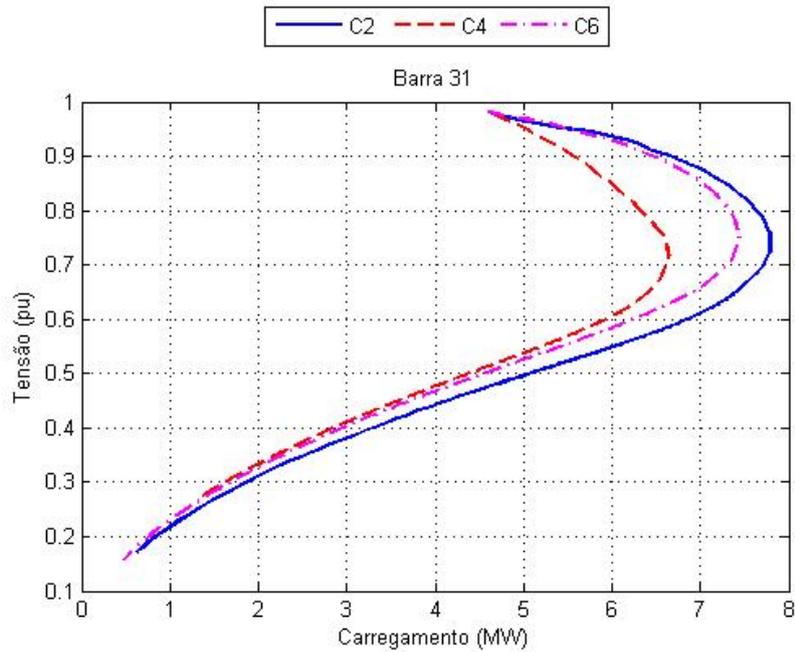


Figura 6.8: Curvas P-V dinâmicas para os cenários de carga média

Para avaliar esses resultados é importante lembrar que os sistemas fotovoltaicos foram modelados com fator de potência unitário, de maneira que o estudo se inicia com injeção apenas de potência ativa. Assim, por mais que as lógicas de controle do modelo permitam injeção de potência reativa, os casos partem de uma condição com menor suporte dessa potência do que o encontrado nos respectivos casos base dos cenários de carga pesada e média. Essa explicação fica ainda mais evidenciada

na simulação do caso C4, que possui apenas três geradores síncronos, reduzindo significativamente a potência reativa do sistema. Assim, destaca-se a importância de exigir que a geração fotovoltaica possa operar com fator de potência diferente do unitário, como já é estabelecido na NBR 16149 [8]. Vale frisar que, caso essa geração fosse remunerada pela injeção de potência reativa na rede como uma forma de serviço ancilar, as margens de carregamento poderiam aumentar ainda mais.

6.4 Evolução dos autovalores com penetração fotovoltaica

Os casos de estudo definidos são especialmente interessantes para análise de estabilidade a pequenos sinais, pois da mesma forma que foi explicado anteriormente na Seção 5.5, é importante que a inclusão da geração fotovoltaica não prejudique o amortecimento do sistema, o que poderia inclusive levá-lo a uma condição de instabilidade. Assim, foram feitas comparações caso a caso para a carga pesada e carga média, de forma que o deslocamento dos modos eletromecânicos e, conseqüentemente os seus respectivos amortecimentos, fossem observados.

A identificação dos modos eletromecânicos foi feita através da análise modal do programa *Simulight*, selecionando aqueles que tinham maior participação dos estados δ e ω das máquinas e que estavam numa faixa de frequência entre 0,1 Hz e 3 Hz. Para os casos C3 e C4 há uma redução do número de modos eletromecânicos em função da substituição da geração síncrona pelos geradores fotovoltaicos. Assim, passam a existir seis modos eletromecânicos no caso C3 e dois modos eletromecânicos no caso C4. Em contrapartida, por conta do redespacho de geração nos casos C5 e C6, essa redução não é observada e existem 9 e 5 modos eletromecânicos, respectivamente.

As Figuras 6.9 a 6.12 indicam a variação no posicionamento dos polos. O tracejado nas figuras indica os limites de máximo e mínimo amortecimento observados.

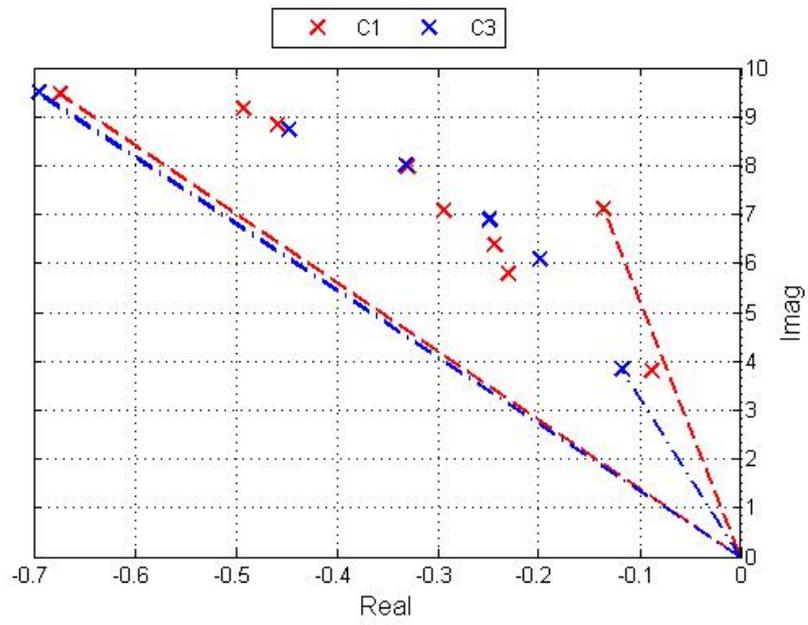


Figura 6.9: Evolução dos autovalores entre os casos C1 e C3

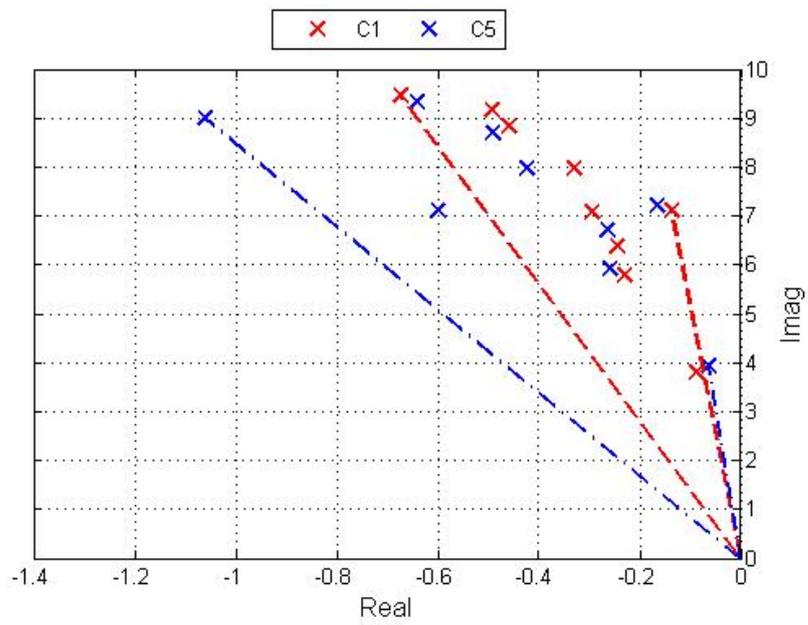


Figura 6.10: Evolução dos autovalores entre os casos C1 e C5

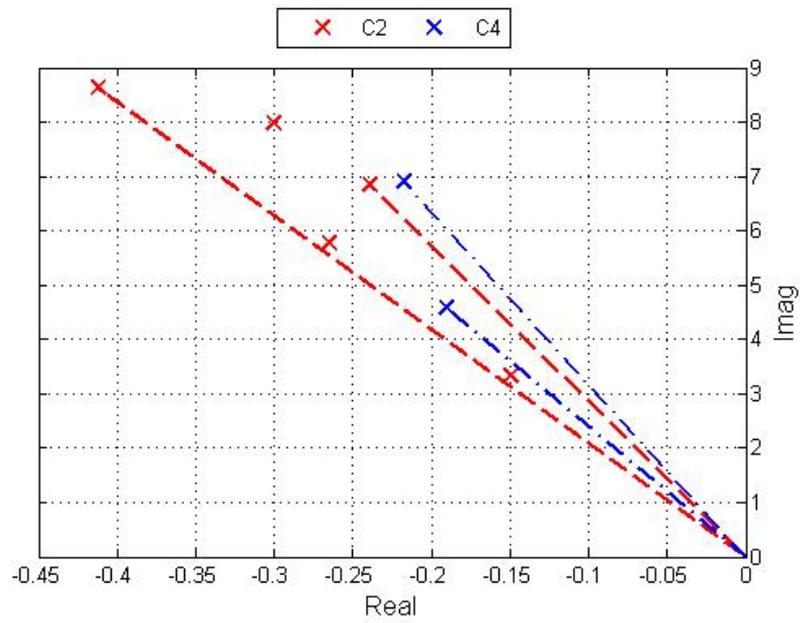


Figura 6.11: Evolução dos autovalores entre os casos C2 e C4

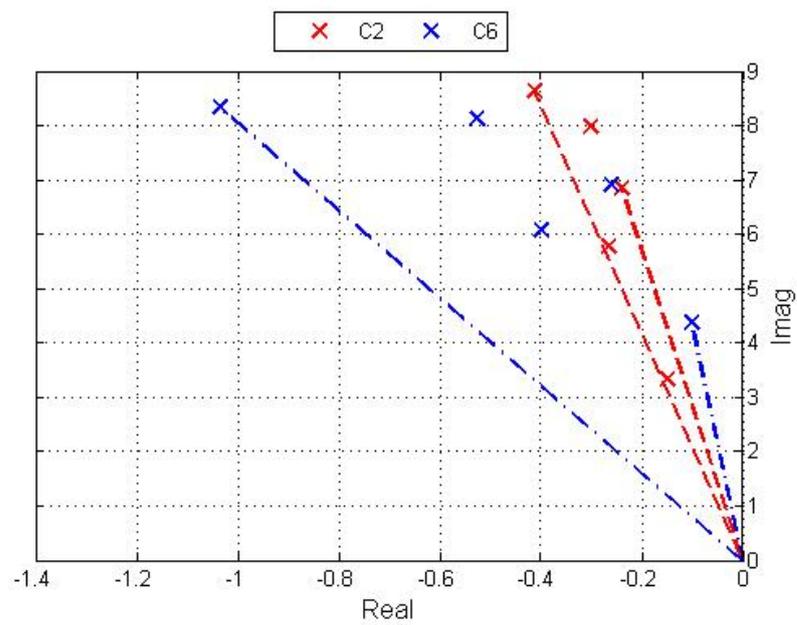


Figura 6.12: Evolução dos autovalores entre os casos C2 e C6

É possível analisar que, a exceção do caso C4, há uma tendência da inclusão da geração fotovoltaica melhorar o amortecimento do sistema. Também é percebido que esse aumento é bem mais expressivo para os casos em que houve apenas o redespacho da geração, sem modificar a inércia equivalente. A comparação com o caso C4 evidencia a necessidade de manter a inércia do sistema, já que ao retirar alguns geradores síncronos o amortecimento dos modos eletromecânicos passou a ser prejudicado. Essas análises são interessantes para reiterar a preocupação atual em operar sistemas elétricos com inércia reduzida.

6.5 Impacto da geração fotovoltaica nas formas modais

A análise de formas modais de um sistema é importante, pois permite indicar como determinada variável de estado responde à excitação de um determinado modo de oscilação. Para representar as formas modais do sistema *New England*, calculou-se a matriz de autovetores à direita e selecionou-se as linhas correspondentes aos estados de velocidade angular de cada gerador e as colunas correspondentes aos autovalores na faixa de frequência eletromecânica. A obtenção dos autovalores, bem como dos autovetores à direita, é feita a partir da matriz de estados **A** exportada do programa *Simulight*, na análise modal. Assim, os modos identificados estão apresentados nas Tabelas 6.6 e 6.7, bem como os geradores que possuem maior fator de participação, separados por cenários de carga pesada e carga média respectivamente.

Tabela 6.6: Modos de oscilação com os geradores de maior fator de participação para o cenário de carga pesada

Gerador	C1	C3	C5
30	19	-	27
31	17	19 e 21	25
32	-	-	-
33	13	17	19
34	24	-	33
35	21	-	29
36	11	15	21
37	15	-	23
38	26	23	31
39	32	27	37

Tabela 6.7: Modos de oscilação com os geradores de maior fator de participação para o cenário de carga média

Gerador	C2	C4	C6
31	10	10	27
34	13	-	29
36	8	-	25
37	6	-	23
38	-	13	-
39	17	-	32

Em seguida, as formas modais foram representadas graficamente para cada um dos cenários e avaliou-se o comportamento das oscilações. As Tabelas 6.8 a 6.13 fazem um resumo sobre esse comportamento.

Tabela 6.8: Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C1

Modo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Oscilação
11	1,51	7,1	36 vs. 35 vs. 33
13	1,46	5,4	33 vs. demais
15	1,41	5,2	37 vs. demais
17	1,27	4,1	31 vs. demais
19	1,13	1,9	30 e 37 vs. 31, 34, 35, 36 e 38
21	1,13	4,1	35 e 36 vs. 30 e 37 vs. 31 e 34
24	1,01	3,8	30, 31, 35 e 36 vs. 34 e 38
26	0,92	4	33, 34 e 35 vs. 30, 37 e 38
32	0,6	2,3	39 vs. demais

Tabela 6.9: Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C2

Modo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Oscilação
6	1,37	4,8	37 vs. demais
8	1,27	3,8	36 e 37 vs 31 e 34
10	1,09	3,5	34 vs. 31
13	0,91	4,6	34 vs. demais
17	0,53	4,5	39 vs. demais

Tabela 6.10: Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C3

Modo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Oscilação
15	1,51	7,3	36 vs. demais
17	1,39	5,1	33 vs. demais
19	1,27	4,1	31 vs. demais
21	1,1	3,6	31 vs. 33 e 36
23	0,97	3,3	38 vs. demais
27	0,61	3,1	39 vs. demais

Tabela 6.11: Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C4

Modo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Oscilação
10	1,1	3,1	31 vs. 38
11	0,73	4,2	31 e 38 coerentemente

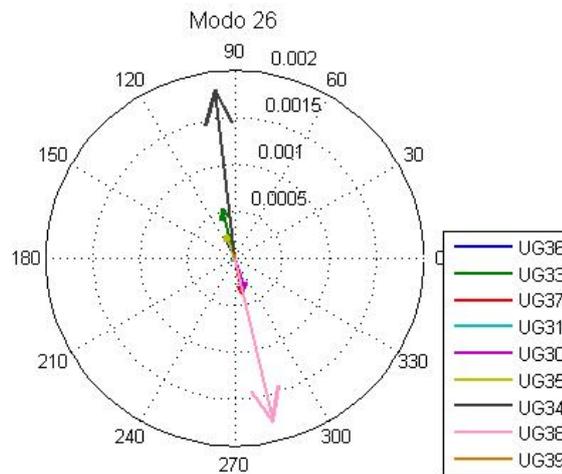
Tabela 6.12: Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C5

Modo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Oscilação
19	1,49	6,9	36 vs. 33
21	1,43	11,7	34, 35 e 37 vs. 33 e 36
23	1,38	5,7	37 vs. demais
25	1,27	5,3	31 vs. demais
27	1,15	2,3	30 e 37 vs. 31 e 38
29	1,13	8,4	35 e 36 vs. 31 e 34
31	1,07	3,9	30, 34 e 38 vs. 31, 35 e 36
33	0,94	4,4	33 e 34 vs. 30, 31, 35, 36, 37 e 38
37	0,63	1,6	39 vs. demais

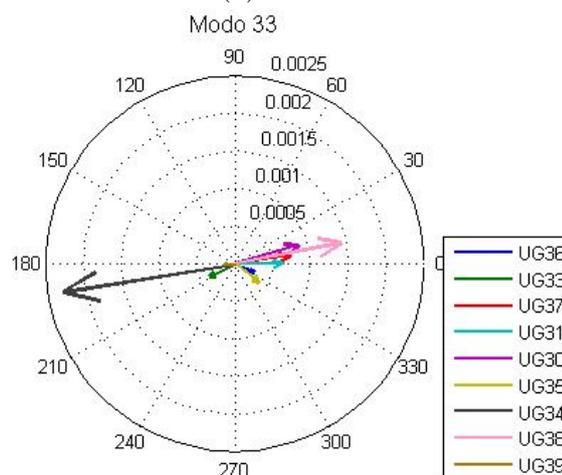
Tabela 6.13: Formas de oscilação dos modos identificados no Cenário C6

Modo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Oscilação
23	1,33	12,3	37 vs. demais
25	1,29	6,5	36 vs. 37 vs. 31 e 34
27	1,1	3,8	34 vs. 37
29	0,97	6,6	34 vs. demais
32	0,7	2,3	39 vs. demais

Observando as Tabelas 6.8 a 6.13, é possível perceber que entre os cenários C1 e C3, quando há substituição de parte da geração síncrona por geração fotovoltaica, passam a existir essencialmente modos de oscilação do gerador contra o restante do sistema. Já no caso C5, em que há redespacho dos geradores síncronos, é possível verificar modificações nos comportamentos dos geradores em cada modo. Por exemplo, para o modo 33 do cenário C5 há uma inversão na oscilação do gerador 35 que era coerente com os geradores 33 e 34 no modo 26 do cenário C1, ilustrado na Figura 6.13. Para os cenários de carga média a mudança mais expressiva é a do cenário C4, que por ter um número reduzido de geradores, só apresenta as duas formas de oscilações entre os geradores 31 e 38. Entre os cenários C2 e C6 é possível perceber uma maior abertura angular entre os geradores 36 e 37 no modo 25 do cenário C6, como indica a Figura 6.14.

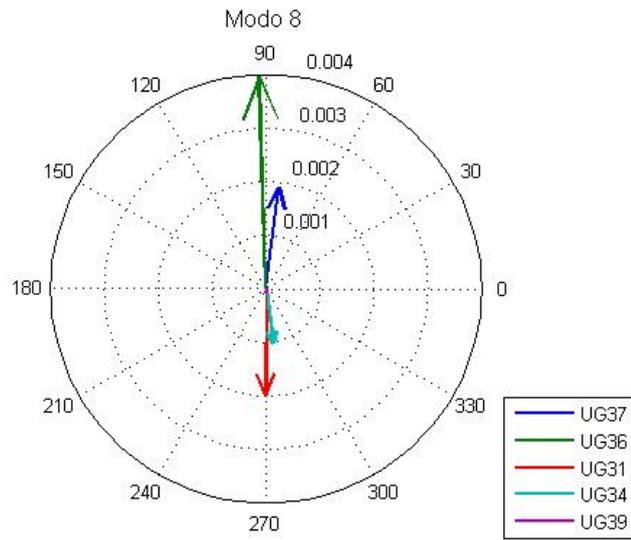


(a) Caso C1

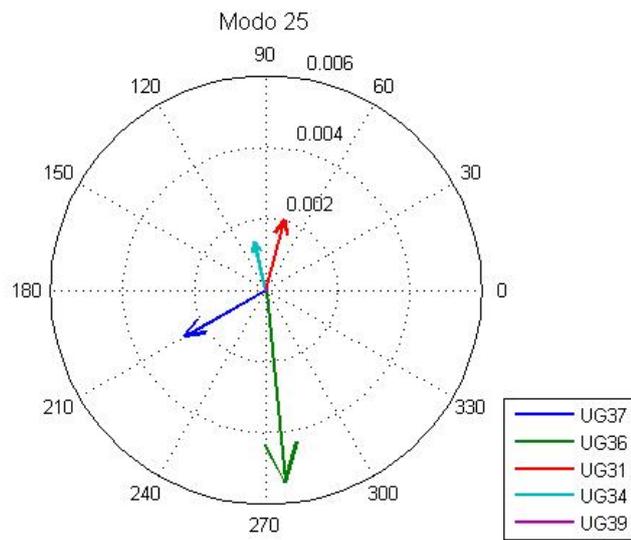


(b) Caso C5

Figura 6.13: Comparação entre modos de oscilação para os casos C1 e C5



(a) Caso C2



(b) Caso C6

Figura 6.14: Comparação entre modos de oscilação para os casos C2 e C6

Capítulo 7

Conclusão e trabalhos futuros

7.1 Resumo do Trabalho e Conclusões Gerais

Este trabalho apresenta uma análise abrangente do impacto da geração fotovoltaica, abordando diferentes tipos de estabilidade, com modelagens para sistemas concentrados e distribuídos em redes de transmissão e distribuição, respectivamente. As análises realizadas contribuem para um melhor entendimento do desempenho dos sistemas elétricos na presença da geração fotovoltaica.

No Capítulo 3 foi proposta uma rede de distribuição com a junção de dois sistemas *benchmark* de média e baixa tensão, para estudos do modelo distribuído de geração fotovoltaica. As redes foram validadas separadamente, através da comparação entre o documento [5] e os resultados obtidos no fluxo de potência do programa *Simulight*. Em seguida, foi definida a metodologia de inserção da geração fotovoltaica nas barras de baixa tensão, bem como o percentual de penetração dessa geração nos alimentadores de média tensão. Posteriormente, foi apresentado o sistema *New England*, com os devidos ajustes nos reguladores de tensão e a exclusão dos estabilizadores de sistemas de potência.

No Capítulo 4 foram apresentadas as modelagens dos sistemas fotovoltaicos distribuído e concentrado. Foi mostrado quais lógicas de controle atuam sobre o modelo, através dos respectivos diagramas de blocos.

Os estudos apresentados no Capítulo 5 permitiram observar os efeitos da inserção de geração fotovoltaica distribuída na rede proposta de distribuição. Inicialmente, foi verificada a redução quadrática das perdas, provocada pela inserção de unidades fotovoltaicas, mostrando que após aproximadamente 30% de penetração, as perdas voltam a crescer. Em seguida, foram analisados três critérios para sobreviver aos afundamentos de tensão na rede, comparando o proposto pela norma brasileira, a versão considerada no modelo WECC e a possibilidade dessas unidades se desligarem após o afundamento causado por defeitos simétricos e assimétricos. Para esse

estudo, não verificou-se uma diferença significativa nas respostas da rede, sobretudo ao analisar o impacto no sistema de média tensão. Também foi verificado que mesmo em uma rede mais fraca, representando o sistema de alta tensão com uma inércia reduzida, há pouca diferença entre os critérios e a estabilidade angular foi sempre mantida. Avaliou-se também que não há contribuição por parte dessas unidades fotovoltaicas na corrente de curto-circuito e que a mudança percebida, através da comparação entre os casos com e sem geração fotovoltaica, foi unicamente devida à mudança no ponto de operação do sistema. Ainda nesse capítulo, foi percebida uma tendência de aumento do amortecimento do sistema à medida que foram sendo incluídas unidades fotovoltaicas e foram sendo feitos redespachos nas gerações das PCHs. Os resultados obtidos pela análise dinâmica via Curva P-V permitiram identificar a interação da geração fotovoltaica com os OLTCs, além de visualizar que após o desligamento das unidades fotovoltaicas, a margem de carregamento passa a ser inferior ao caso em que só há PCHs. Ao investigar a possibilidade da operação ilhada da proposta rede, percebeu-se a necessidade de desligar a resposta à frequência das unidades fotovoltaicas, pois ao tentar responder à oscilação da frequência no momento do ilhamento, a proteção dessas unidades acaba sendo acionada, provocando sucessivos desligamentos e religamentos e assim, potencializando oscilações na resposta do restante do sistema. Quando essa resposta foi desligada, percebeu-se que a rede de distribuição poderia operar de forma ilhada. Finalmente, simulou-se diversos níveis de desbalanço das cargas dos dois alimentadores e verificou-se que a geração fotovoltaica ao contribuir com corrente de sequência negativa, alivia a resposta dos geradores síncronos, obtendo menor violação nos índices de desequilíbrio de tensão das barras.

No Capítulo 6 foram inicialmente apresentadas as metodologias de inserção de sistemas concentrados de geração fotovoltaica. Ao todo, foram propostos seis casos considerando patamares de carga média e de carga pesada, avaliando a diferença entre a substituição da geração síncrona pela geração fotovoltaica e o redespacho causado pela inserção dessas centrais fotovoltaicas. Primeiramente, verificou-se que a rede com geração fotovoltaica sofre uma redução de até 220ms no tempo crítico de eliminação do defeito, evidenciando que seriam necessárias alterações nos ajustes das proteções desse sistema. Ainda nesse estudo, percebeu-se que o maior impacto ocorre nos casos em que a geração síncrona é substituída, ocasionando uma redução na inércia total. Em seguida, a Curva P-V foi estudada para os diferentes patamares de carga e percebeu-se que, para o cenário de carga pesada, o redespacho por conta da inserção das centrais fotovoltaicas permite aumentar a margem de carregamento do sistema. Contudo, nos dois cenários de carga, a retirada de geradores síncronos em função da geração fotovoltaica faz com que a margem de carregamento seja reduzida, sendo mais severa para a condição de carga média. Esse resultado é

visto como um indicativo da importância no suporte de potência reativa, reduzida nos casos com geração fotovoltaica em função da operação com fator de potência unitário. Posteriormente, foram analisadas as alterações nos autovalores do sistema causados pela geração fotovoltaica. De maneira geral, é percebido um aumento nos amortecimentos do sistema, à exceção do caso em que há substituição de geração síncrona na carga média, reiterando a preocupação existente de operar sistemas com inércia reduzida. Finalmente, são verificadas alterações nas formas modais do sistema por conta dos redespachos nas gerações síncronas. Nos patamares de carga pesada e média, verificaram-se modificações nas características das oscilações do sistema.

Dessa maneira, conclui-se que há uma necessidade de preparar as redes elétricas para a inclusão dessa nova forma de geração. Verificou-se que tanto nas redes de distribuição quanto nas de transmissão há um impacto associado à inserção da geração fotovoltaica.

7.2 Trabalhos futuros

Com relação ao elaborado neste trabalho, acredita-se que perspectivas de estudos futuros sejam:

- Análise em uma rede de distribuição que permita percentuais de penetração de geração fotovoltaica superiores aos obtidos neste trabalho, de forma a obter resultados mais impactantes;
- Integrar a rede de distribuição com a rede de transmissão, através de uma modelagem monofásica-trifásica combinada, permitindo que os modelos distribuído e concentrado de geração fotovoltaica sejam avaliados em conjunto;
- Estudar o impacto da geração fotovoltaica conectada na rede básica do Sistema Interligado Nacional, de forma a considerar a interação dinâmica desse modelo com as demais fontes de energia presentes na matriz energética brasileira.

Referências Bibliográficas

- [1] ONS. “Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão”. 2016.
- [2] PEREIRA, E., MARTINS, F., ABREU, S., et al. *Atlas brasileiro de energia solar, INPE, São José dos Campos, Brasil*. Relatório técnico, ISBN 978-85-17-00030-0, 2006.
- [3] FORCE, W. R. E. M. T. “WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide”, *WECC Modeling and Validation Work Group*, 2014.
- [4] KERSTING, W. H. “Radial distribution test feeders”. In: *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, v. 2, pp. 908–912 vol.2, 2001. doi: 10.1109/PESW.2001.916993.
- [5] D’ÉTUDES C6, C. *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources*. CIGRÉ, 2014.
- [6] PINHO, J. T., GALDINO, M. A. “Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos”, *Rio de Janeiro: CEPEL*, 2014.
- [7] ANEEL. “482”, *Resolução Normativa*, 2012.
- [8] ABNT. “Sistemas fotovoltaicos (FV)-Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição”, *NBR 16149*, 2013.
- [9] “Agência Nacional de Energia Elétrica”. 2014. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. [Online; acessado em 10/07/2017].
- [10] EPE. “Estudos de demanda de energia 2050: Nota Técnica DEA 13/15”. 2016.
- [11] DE CASTRO, N., DANTAS, G., BRANDÃO, R., et al. “Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil”, *Texto de Discussão do Setor Elétrico: GESEL*.

- [12] EFTEKHARNEJAD, S., VITTAL, V., HEYDT, G. T., et al. “Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, pp. 893–901, May 2013. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2216294.
- [13] SKALOUMPAKAS, K., BOEMER, J. C., VAN RUITENBEEK, E., et al. “Response of low voltage networks with high penetration of photovoltaic systems to transmission network faults”. In: *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)*, pp. 1–6, Sept 2014. doi: 10.1049/cp.2014.0912.
- [14] NASR-AZADANI, E., CAÑIZARES, C. A., OLIVARES, D. E., et al. “Stability Analysis of Unbalanced Distribution Systems With Synchronous Machine and DFIG Based Distributed Generators”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 5, pp. 2326–2338, Sept 2014. ISSN: 1949-3053. doi: 10.1109/TSG.2014.2321709.
- [15] AWADHI, N. A., MOURSI, M. S. E. “A Novel Centralized PV Power Plant Controller for Reducing the Voltage Unbalance Factor at Transmission Level Interconnection”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 32, n. 1, pp. 233–243, March 2017. ISSN: 0885-8969. doi: 10.1109/TEC.2016.2620477.
- [16] BUENO, P. G., HERNÁNDEZ, J. C., RUIZ-RODRIGUEZ, F. J. “Stability assessment for transmission systems with large utility-scale photovoltaic units”, *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 5, pp. 584–597, 2016.
- [17] TARANTO, G., MARINHO, J., FALCÃO, D., et al. “Simulador de Redes de Distribuição Ativas com Modelagem Monofásica/Trifásica”, *Anais do XII Simpósio de Especialistas Em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (SEPOPE)*, 2012.
- [18] “Benchmark New England”. 2017. Disponível em: <<http://www.sel.eesc.usp.br/ieee/>>. [Online; acesso em 15-mar-2017].
- [19] TARANTO, G. N., FALCÃO, D. M., ASSIS, T. M. L., et al. “Modelagem Dinâmica para Avaliação do Impacto de Fontes Alternativas no Sistema de Distribuição de Energia”, *CITENEL*, 2017.
- [20] CEI. “CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”, *Norma Italiana*, 2016.

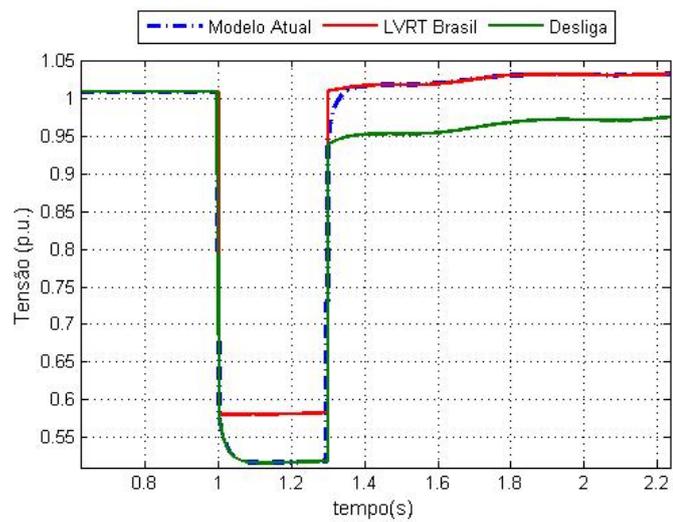
- [21] KOBAYASHI, H. “Fault ride through requirements and measures of distributed PV systems in Japan”. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–6. IEEE, 2012.
- [22] IEEE. “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Amendment 1”, *IEEE Std 1547a-2014 (Amendment to IEEE Std 1547-2003)*, pp. 1–16, May 2014. doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6818982.
- [23] GRAINGER, J. J., STEVENSON, W. D. *Power system analysis*. McGraw-Hill, 1994.
- [24] BHATIA, R., BAHIRAT, H. “Short circuit currents of DFIG based wind turbines”. In: *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, pp. 1–6, March 2016. doi: 10.1109/ICPES.2016.7584193.
- [25] MOURAD, N., MOHAMED, B. “Short circuit current contribution of distributed photovoltaic integration on radial distribution networks”. In: *2015 4th International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, pp. 1–4, Dec 2015. doi: 10.1109/INTEE.2015.7416821.
- [26] KUNDUR, P., BALU, N. J., LAUBY, M. G. *Power system stability and control*, v. 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [27] VAN CUTSEM, T., VOURNAS, C. *Voltage stability of electric power systems*, v. 441. Springer Science & Business Media, 1998.
- [28] BACELAR, M. N. “Avaliação do Desempenho Estático e Dinâmico de uma Microrrede na Ocorrência de Ilhamentos Intencionais”. 2013. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [29] ANEEL. “Módulo 4-Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição”, *PRODIST—Procedimentos de Distribuição de Energia*, 2010.
- [30] “IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, *IEEE Std 1547.2-2008*, pp. 1–217, April 2009. doi: 10.1109/IEEESTD.2008.4816078.
- [31] ANEEL. “Módulo 8—Qualidade da Energia Elétrica”, *Prodíst—Procedimentos de Distribuição*, 2010.
- [32] YAN, R., SAHA, T. K. “Investigation of Voltage Imbalance Due to Distribution Network Unbalanced Line Configurations and Load Levels”, *IEEE*

Transactions on Power Systems, v. 28, n. 2, pp. 1829–1838, May 2013. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2225849.

- [33] SALIM, R., RAMOS, R. “A model-based approach for small-signal stability assessment of unbalanced power systems”. In: *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–1, July 2013. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672721.
- [34] DAVIS, M., BROADWATER, R., HAMBRICK, J. “Modeling and testing of unbalanced loading and voltage regulation”, *National Renewable Energy Laboratory, USA*, 2007.
- [35] CHICCO, G., CORONA, F., PORUMB, R., et al. “Experimental Indicators of Current Unbalance in Building-Integrated Photovoltaic Systems”, *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 4, n. 3, pp. 924–934, May 2014. ISSN: 2156-3381. doi: 10.1109/JPHOTOV.2014.2307491.
- [36] AWADHI, N. A., MOURSI, M. S. E. “A Novel Centralized PV Power Plant Controller for Reducing the Voltage Unbalance Factor at Transmission Level Interconnection”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 32, n. 1, pp. 233–243, March 2017. ISSN: 0885-8969. doi: 10.1109/TEC.2016.2620477.
- [37] JUST, H., FREUDENBERG, B., DIECKERHOFF, S. “Analysis and experimental verification of current limiting methods for grid converters under unbalanced load conditions”. In: *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, pp. 1–10, Sept 2016. doi: 10.1109/EPE.2016.7695600.
- [38] MARINHO, J. *Simulação em Sistemas de Energia Elétrica com Modelagem Flexível–Monofásica e Trifásica*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

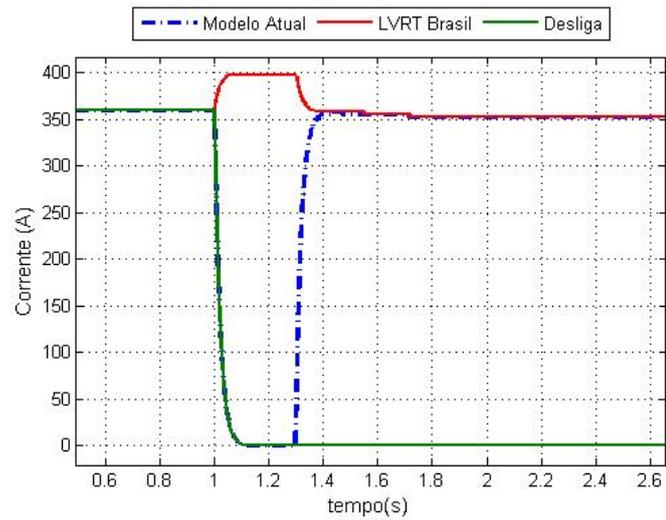
Apêndice A

Esse Anexo mostra as respostas para os curtos-circuitos fase-fase e fase-fase-terra, não apresentados no Capítulo 5.

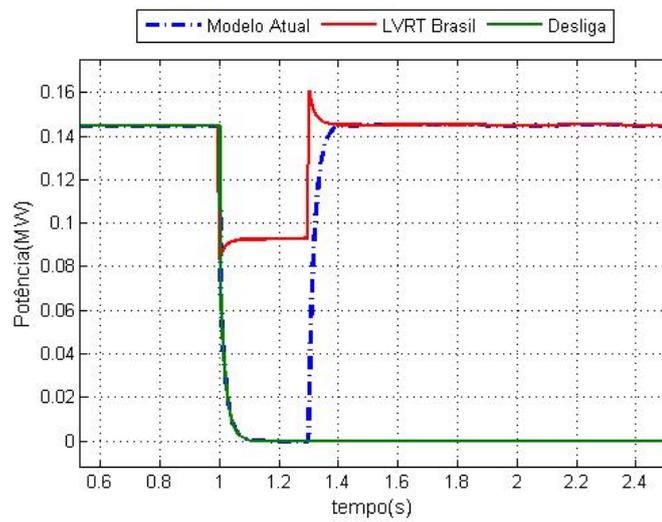


(a) Resposta da tensão na barra I2B9

Figura A.1: Respostas da baixa tensão para o curto-circuito fase-fase

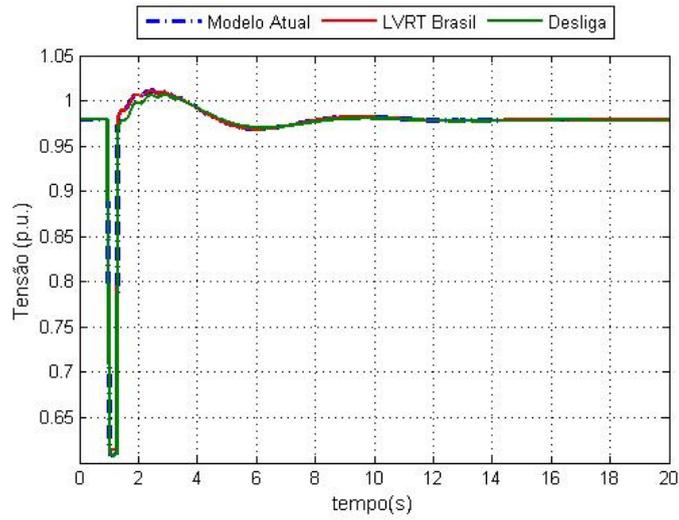


(b) Resposta da corrente injetada pela PV-I2B9

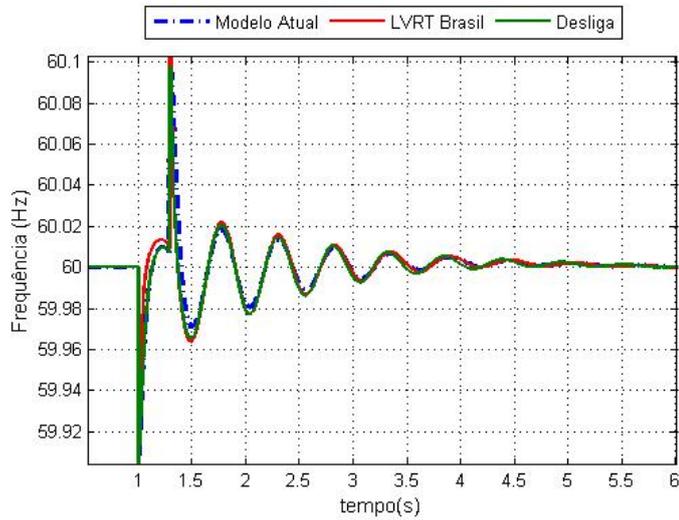


(c) Resposta da potência gerada pela PV-I2B9

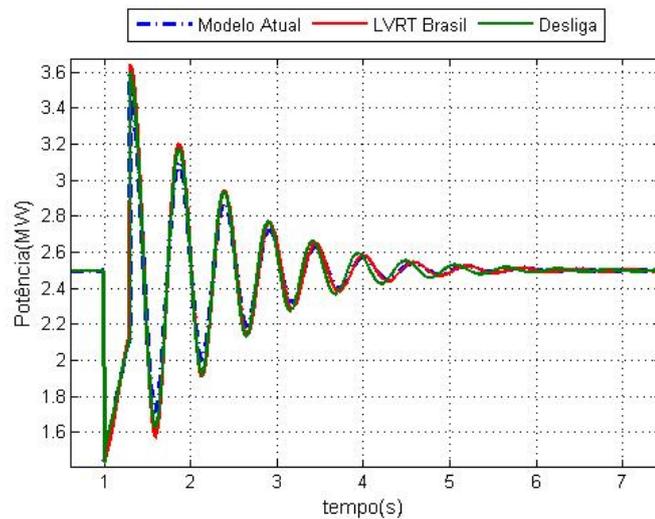
Figura A.1: Respostas da baixa tensão para o curto-circuito fase-fase



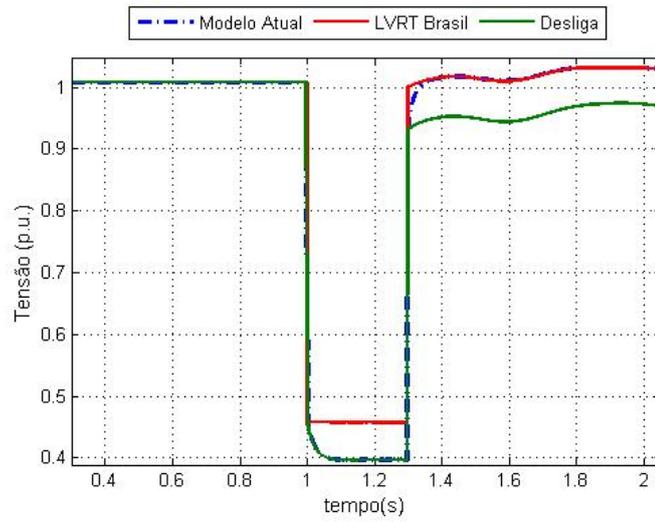
(a) Resposta da tensão na barra B3



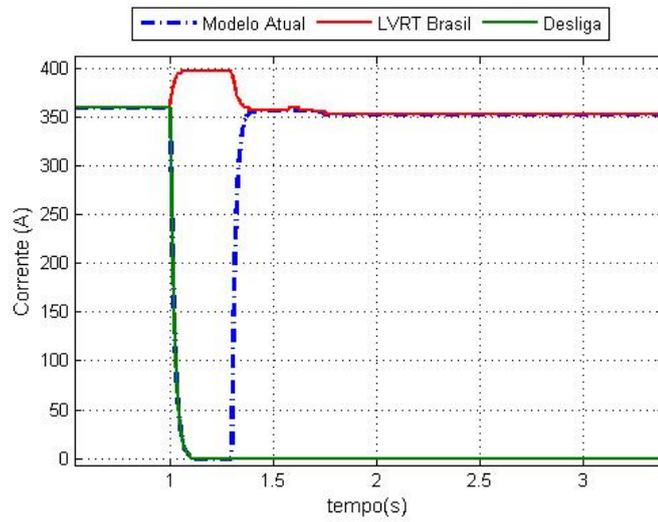
(b) Resposta da frequência da PCH-B3



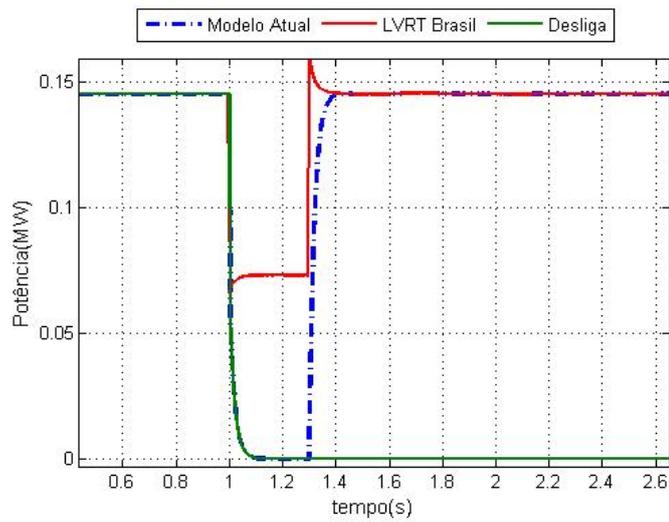
(c) Resposta da potência gerada pela PCH-B3



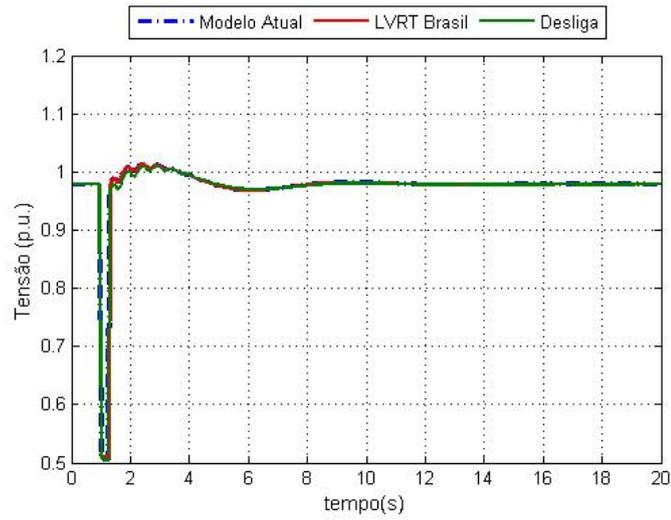
(a) Resposta da tensão na barra I2B9



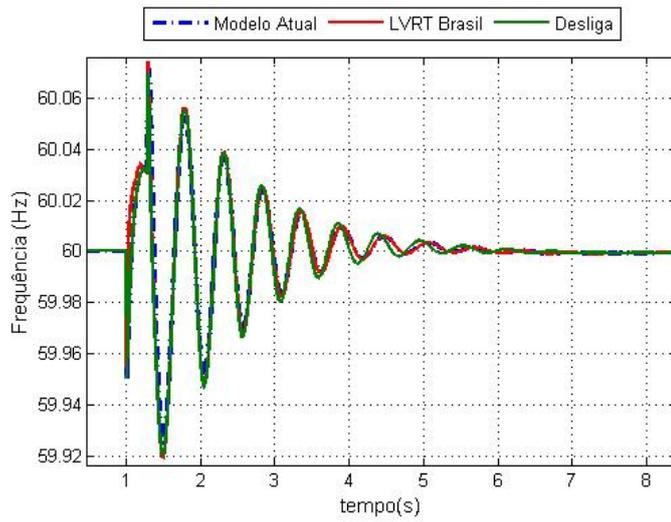
(b) Resposta da corrente injetada pela PV-I2B9



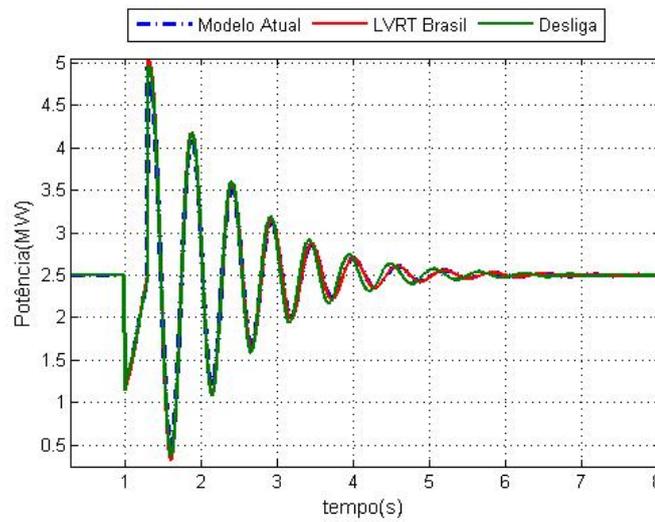
(c) Resposta da potência gerada pela PV-I2B9



(a) Resposta da tensão na barra B3



(b) Resposta da frequência da PCH-B3



(c) Resposta da potência gerada pela PCH-B3

Figura A.4: Respostas da média tensão para o curto-circuito fase-fase-terra