



## IMPACTO DE CENTRAIS GERADORAS FOTOVOLTAICAS NA ESTABILIDADE A PEQUENAS E GRANDES PERTURBAÇÕES

Daniel Hauser

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.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro  
Junho de 2019

IMPACTO DE CENTRAIS GERADORAS FOTOVOLTAICAS NA  
ESTABILIDADE A PEQUENAS E GRANDES PERTURBAÇÕES

Daniel Hauser

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. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

---

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

---

Prof. Rodrigo Andrade Ramos, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
JUNHO DE 2019

Hauser, Daniel

Impacto de Centrais Geradoras Fotovoltaicas na Estabilidade a Pequenas e Grandes Perturbações/Daniel Hauser. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XVI, 106 p.: il.; 29,7cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 92 – 96.

1. Modelagem de Usinas Fotovoltaicas. 2. Voltage Ride Through. 3. Sistema Interligado Nacional. I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

# Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus por tudo.

Aos meus pais pelo carinho, dedicação e pelo constante apoio em todas as etapas da minha vida.

À minha namorada Drica por todo companheirismo, amor e compreensão até nos momentos mais difíceis.

Ao meu orientador, professor Glauco Taranto pela paciência, pela dedicação e pelos valiosos conselhos sem os quais este trabalho não seria possível.

Ao amigo Jardel Camelo meu profundo obrigado pelos inúmeros ensinamentos e conversas que me fizeram evoluir tanto profissionalmente quanto como indivíduo.

Ao ONS por propiciar um ambiente ideal para a troca de conhecimentos, particularmente ao Agílio Coutinho, André Bianco, Paulo Quintão, Pedro Lourenço, Luiz Felipe Marques pela ajuda e pela disposição de ensinar que foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho. Aos amigos da gerência de Planejamento Elétrico (PL), pela amizade e convívio prazeroso nestes últimos anos. Gostaria de aproveitar para agradecer imensamente ao André Luiz Guimarães e ressaltar meu reconhecimento por todo seu esforço, preocupação e amizade. Também não poderia deixar de registrar meu sincero sentimento de gratidão ao Antônio Felipe, Elder Sant'Anna e Fernando Machado pela confiança depositada em mim.

Agradeço também aos professores do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE, sobretudo ao professor Luiz Pereira Calôba e à professora Tatiana M. Lessa de Assis por serem profissionais que me inspiram.

Por fim mas não menos importante, à Fundação de Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro.

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

## IMPACTO DE CENTRAIS GERADORAS FOTOVOLTAICAS NA ESTABILIDADE A PEQUENAS E GRANDES PERTURBAÇÕES

Daniel Hauser

Junho/2019

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho estuda o impacto de usinas fotovoltaicas na dinâmica e controle de sistemas de potência. Com base em um sistema de pequeno porte (duas áreas) e em um caso real de planejamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) são inseridas usinas fotovoltaicas e analisados seus efeitos nos modos de oscilação bem como na estabilidade transitória. O modelo dinâmico da *General Electric*, disponível na base de dados do ONS, é explicado detalhadamente e, dessa maneira, adotado nas simulações. Também são investigados os efeitos da estratégia de *voltage ride through* dos inversores na estabilidade transitória dos sistemas. Destaca-se que nos casos de estudo do Sistema Interligado Nacional são explorados cenários de até 50% de penetração fotovoltaica no subsistema elétrico do Nordeste.

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

## IMPACT OF LARGE-SCALE PV PLANTS ON SMALL SIGNAL AND TRANSIENT STABILITY

Daniel Hauser

June/2019

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

In this work the impact of large-scale photovoltaic power plants on power system dynamics and control is studied. The response of a small system (Kundur's two areas example) and a case of the brazilian bulk power system with high PV generation is assessed as well as its effects on the oscilation modes and the transient stability. The General Electric dynamic model, available on the data base of the brazilian Independent System Operator (ONS), is fully explained and thus adopted in the simulations. The impacts of the inverter's strategy of voltage ride through on the system transient stability are also investigated. In the brazilian power system study, it is explored PV penetration scenarios up to 50% in the Northeast electric subsystem of Brazil.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xiv</b>
<b>Lista de Abreviaturas</b>	<b>xv</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Contexto . . . . .	1
1.2 Motivação . . . . .	5
1.3 Objetivos . . . . .	5
1.4 Estrutura da Dissertação . . . . .	6
<b>2 Visão Geral sobre a Geração Fotovoltaica Centralizada</b>	<b>7</b>
2.1 Sistemas de Geração Fotovoltaica . . . . .	7
2.2 Panorama das Usinas Fotovoltaicas no Brasil e no Mundo . . . . .	10
2.3 Potencial Brasileiro para Usinas Fotovoltaicas . . . . .	13
<b>3 Aspectos Técnicos de Usinas Fotovoltaicas</b>	<b>16</b>
3.1 Principais Diferenças entre Máquinas Convencionais e Inversores . . . . .	16
3.1.1 Princípio de Funcionamento . . . . .	17
3.1.2 Inércia . . . . .	18
3.1.3 Corrente de Falta . . . . .	19
3.1.4 Suporte Dinâmico de Potência Reativa . . . . .	20
3.1.5 Curva de Capacidade . . . . .	21
3.1.6 <i>Fault Ride Through</i> (FRT) . . . . .	22
3.2 Topologia Típica de uma Usina Fotovoltaica . . . . .	24
3.3 Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão de UFVs no Sistema Interligado Nacional . . . . .	25
3.3.1 Modos de Operação . . . . .	25
3.3.2 Suporte de Potência Reativa . . . . .	25
3.3.3 Suporte de Potência Reativa em Regime de Tensão Não Nominal	27
3.3.4 <i>Frequency Ride Through</i> Mínimo . . . . .	28

3.3.5	<i>Voltage Ride Through</i> Mínimo . . . . .	29
3.4	Exemplos do Impacto do <i>Fault Ride Through</i> em Sistemas Reais . . .	32
3.4.1	Estados Unidos . . . . .	33
3.4.2	Austrália . . . . .	35
<b>4</b>	<b>Modelagem e Controle de Usinas Fotovoltaicas</b>	<b>38</b>
4.1	Introdução . . . . .	38
4.2	Representação em Regime Permanente . . . . .	39
4.3	Simulação Dinâmica . . . . .	40
4.3.1	Tipos de Modelos Dinâmicos . . . . .	42
4.4	Arquitetura do Sistema de Controle de uma Usina Fotovoltaica . . . .	43
4.5	Modelagem Dinâmica da Usina Fotovoltaica . . . . .	45
4.5.1	Simplificações de Modelos RMS . . . . .	45
4.5.2	Modelo Dinâmico da <i>General Electric</i> (GE) . . . . .	47
4.5.2.1	Estrutura Geral . . . . .	47
4.5.2.2	Controle Supervisório da Usina . . . . .	49
4.5.2.3	Controle Elétrico do Inversor . . . . .	51
4.5.2.4	Representação do Inversor . . . . .	54
4.5.2.5	Interface com a Rede . . . . .	55
4.5.2.6	Proteção de Tensão . . . . .	57
4.5.2.7	<i>Voltage Ride Through</i> . . . . .	57
<b>5</b>	<b>Análise de uma Usina Fotovoltaica no Sistema Duas Áreas</b>	<b>58</b>
5.1	Descrição do Sistema Duas Áreas . . . . .	58
5.2	Análise Modal do Caso Base . . . . .	60
5.3	Impacto de uma Usina Fotovoltaica nos Modos Eletromecânicos . . .	61
5.3.1	Evolução dos Modos com o Aumento de Geração Fotovoltaica	63
5.3.2	Instabilidade devido a Controladores da UFV Mal Sintonizados	65
5.4	Impactos do <i>Voltage Ride Through</i> na Estabilidade Transitória . . . .	68
<b>6</b>	<b>Impactos de Usinas Fotovoltaicas no Sistema Interligado Nacional</b>	<b>73</b>
6.1	O Sistema Interligado Nacional (SIN) . . . . .	73
6.2	Descrição do Caso Base para o Estudo do SIN . . . . .	74
6.3	Análise Modal do Caso Base . . . . .	75
6.4	Cenários de Penetração Fotovoltaica no Nordeste . . . . .	76
6.5	Impacto da Penetração Fotovoltaica nos Modos Interárea do SIN . . .	77
6.6	Impactos na Estabilidade Transitória do SIN . . . . .	79
6.6.1	Aumento da Penetração Fotovoltaica . . . . .	80
6.6.2	Diferentes Estratégias de Prioridade de Corrente do Inversor .	83



<b>7</b>	<b>Conclusões e Trabalhos Futuros</b>	<b>88</b>
7.1	Conclusões . . . . .	88
7.2	Trabalhos Futuros . . . . .	90
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>92</b>
<b>A</b>	<b>CDU do Modelo Dinâmico GE</b>	<b>97</b>

# Lista de Figuras

1.1	Comparação da reserva total de energia de fontes finitas com o potencial das renováveis. Fonte: [1]. . . . .	1
1.2	Evolução da capacidade mundial instalada de geração solar fotovoltaica de 2007 a 2017. Fonte: [2]. . . . .	2
1.3	Evolução da capacidade mundial instalada de geração eólica de 2007 a 2017. Fonte: [2]. . . . .	2
1.4	Evolução da produção anual, em GW, de módulos fotovoltaicos fabricados por país de 2004 a 2017. Fonte: [3]. . . . .	3
1.5	Evolução mundial do percentual de participação anual da geração fotovoltaica concentrada e da distribuída em novas instalações de 2007 a 2017. Fonte: adaptado de [4]. . . . .	4
2.1	Exemplos de sistemas de geração fotovoltaica distribuída nos Estados Unidos e no Brasil. . . . .	8
2.2	Exemplos de usinas fotovoltaicas no Brasil e na China. . . . .	9
2.3	Evolução da capacidade acumulada de UFVs por continente de 2006 ao primeiro semestre de 2018. Fonte: [9]. . . . .	10
2.4	Evolução da potência instalada e geração de usinas solares fotovoltaicas verificada no SIN. A potência instalada contempla apenas usinas em operação comercial. As primeiras usinas entraram em operação no mês de setembro de 2015, totalizando 10 MW. Fonte: [10]. . . . .	12
2.6	Irradiação solar horizontal no Brasil em contraste com a Europa, utilizando o mesmo fundo de escala. Fonte: adaptado de <a href="https://solargis.com">https://solargis.com</a> . . . . .	13
2.7	Áreas aptas para implantação de usinas fotovoltaicas no Brasil. Fonte: [8]. . . . .	14
2.8	Projeção da capacidade total instalada, em GW, de usinas fotovoltaicas no Brasil (barras amarelas) e sua participação percentual na matriz elétrica (linha cinza) para os anos de 2019, 2023 e 2027. Fonte: elaborado pelo autor com base nos dados de [10][11][12]. . . . .	15

3.1	Sincronização de vários tipos de geradores à rede CA. Tipicamente geradores convencionais sincronizam suas massas girantes à rede elétrica e assim contribuem para a inércia do sistema, representada por um grande eixo. Todavia, a geração baseada em inversores, intrinsecamente, não é capaz de fornecer inércia ao sistema. Fonte: [13]. . . . .	18
3.2	Corrente de falta típica de um gerador síncrono (curva azul) em comparação com a de um inversor. Ao detectar uma falta, o inversor pode cessar sua corrente (curva vermelha) ou permanecer injetando (curva verde). Fonte: [13]. . . . .	19
3.3	Suporte dinâmico de potência reativa de uma usina convencional em comparação com uma usina fotovoltaica, quando em condição de falta. 20	
3.4	Comparação da curva de capacidade de uma UFV (contorno amarelo) com um gerador síncrono (contorno azul) de mesma potência nominal. Fonte: [16]. . . . .	21
3.5	<i>Voltage ride through</i> com bloqueio temporário da corrente do inversor. Ao detectar grande variação de tensão o inversor bloqueia a injeção de corrente. Após a recuperação da tensão, o inversor aguarda um intervalo de tempo $\Delta t_{sr}$ para voltar a injetar corrente na rede. Em seguida, durante $\Delta t_{rr}$ , a corrente recupera-se em rampa até os valores pré falta. Fonte: [17]. . . . .	23
3.6	Topologia típica de uma usina fotovoltaica conectada ao SIN. . . . .	24
3.7	Requisitos de geração/absorção de potência reativa da central geradora fotovoltaica no ponto de conexão (POI), supondo tensão próxima à nominal. Fonte: [22]. . . . .	26
3.8	Requisitos de suporte de potência reativa da central geradora fotovoltaica como função da tensão no ponto de conexão (POI), com geração de ativo no máximo. Fonte: [22]. . . . .	27
3.9	Exigência para operação fora da frequência nominal ( <i>frequency ride through</i> mínimo). Fonte: [22]. . . . .	28
3.10	Exigência mínima de <i>voltage ride through</i> no Brasil. Fonte: [22]. . . . .	29
3.11	Comparação entre o <i>voltage ride through</i> mínimo no Brasil e a capacidade típica de um inversor. O projeto da proteção deve permitir ao inversor explorar sua capacidade, e não somente atender ao mínimo exigido pelo ONS. . . . .	30
3.12	Curvas de <i>voltage ride through</i> mínimo exigido por alguns Operadores do Canadá e dos Estados Unidos. Fonte: [25]. . . . .	31
3.13	Geração total das usinas fotovoltaicas da Califórnia (CAISO) no momento do incidente do <i>Blue Cut Fire</i> , em 16 de agosto de 2016. Fonte: [28]. . . . .	33

3.14	Frequência da rede elétrica do CAISO no momento do incidente do <i>Blue Cut Fire</i> , em 16 de agosto de 2016. Fonte: [28]. . . . .	34
3.15	Geração total das usinas fotovoltaicas da Califórnia (CAISO) no momento do incidente do <i>Canyon 2 Fire</i> , em 9 de outubro de 2017. Fonte: [29]. . . . .	35
3.16	Geração total das usinas eólicas localizadas no Sul da Austrália (curva preta), em 28 de setembro de 2016. Fonte: [31]. . . . .	36
4.1	Representação da usina fotovoltaica em regime permanente. . . . .	39
4.2	Os dois tipos de transitórios dos sistemas de potência. Fonte: [35]. . . . .	41
4.3	Sistema de controle de uma usina fotovoltaica e sua interface com diversos equipamentos. Fonte: [20]. . . . .	44
4.4	Principais funcionalidades do controle do inversor. . . . .	46
4.5	Estrutura geral do modelo GE. . . . .	48
4.6	Diagrama de blocos do controle supervisor da usina. . . . .	49
4.7	Diagrama de blocos do controle elétrico do inversor. . . . .	51
4.8	Resposta das correntes de comando do inversor no modo <i>P priority</i> . . . . .	53
4.9	Resposta das correntes de comando do inversor no modo <i>Q priority</i> . . . . .	54
4.10	Representação do inversor. . . . .	55
4.11	Sistema de coordenadas girante (à esquerda) e estacionário (à direita). 56	
5.1	Diagrama unifilar do sistema duas áreas. . . . .	58
5.2	Analogia do sistema Duas Áreas com o SIN. . . . .	60
5.3	<i>Mode shape</i> de velocidade dos modos eletromecânicos. . . . .	61
5.4	Inserção de uma usina fotovoltaica no Nordeste. . . . .	61
5.5	Evolução dos modos eletromecânicos com o aumento da geração fotovoltaica (a) sem modelo GE e (b) com modelo GE. . . . .	64
5.6	Diagrama simplificado da malha de controle de tensão/potência reativa do modelo GE. . . . .	66
5.7	Diagrama do lugar das raízes variando o ganho $K_{iv1}$ . . . . .	67
5.8	Simulação não-linear de uma pequena perturbação com diferentes ganhos $K_{iv1}$ . . . . .	68
5.9	Resposta do sistema Duas Áreas com diferentes estratégias de <i>voltage ride through</i> da UFV NE. . . . .	71
6.1	O Sistema Interligado Nacional. Fonte: [46] . . . . .	74
6.2	Principais fluxos sistêmicos no caso base do SIN. . . . .	75
6.3	<i>Mode shapes</i> de velocidade dos modos interárea analisados no SIN. . . . .	76

6.4	Evolução dos modos Norte-Sul e Sul-Sudeste com o aumento da penetração fotovoltaica no Nordeste (a) sem modelo GE e (b) com modelo GE. . . . .	78
6.5	Diagrama da malha de transmissão de 500 kV dos subsistemas elétricos das regiões Norte e Nordeste. A região escolhida para a análise dinâmica está indicada pelo círculo azul. . . . .	80
6.6	Resposta dinâmica do SIN em diferentes cenários de penetração fotovoltaica no Nordeste. . . . .	82
6.7	Resposta dinâmica do SIN com diferentes estratégias de prioridade de corrente do inversor. . . . .	86

# Lista de Tabelas

2.1	Classificação da potência total instalada de usinas fotovoltaicas por país [9][10]. . . . .	11
4.1	Modos de operação de potência reativa da usina. . . . .	50
4.2	Modos de operação de potência ativa da usina. . . . .	51
5.1	Principais parâmetros das máquinas e dos controles das usinas convencionais do sistema Duas Áreas. . . . .	59
5.2	Ponto de operação inicial do sistema. . . . .	59
5.3	Modos eletromecânicos do sistema Duas Áreas. . . . .	61
5.4	Cenários de geração da usina fotovoltaica, deslocando a geração convencional do Nordeste. . . . .	62
5.5	Modo de operação da usina fotovoltaica UFV NE com as configurações do modelo GE. . . . .	62
5.6	Ajuste dos controladores PI do modelo GE. . . . .	63
5.7	Modos oscilatórios introduzidos pelo modelo dinâmico da usina fotovoltaica. . . . .	66
6.1	Modos interárea analisados no SIN a partir do caso base. . . . .	75
6.2	Cenários de penetração fotovoltaica no subsistema elétrico do Nordeste. . . . .	77

# Lista de Abreviaturas

AEMO	<i>Australian Energy Market Operator</i> , p. 36
ANAREDE	Programa de Análise de Redes Elétricas, p. 5
ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos, p. 5
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 7
CAISO	<i>California Independent System Operator</i> , p. 33
CA	Corrente alternada, p. 17
CC	Corrente contínua, p. 17
CDU	Controlador Definido pelo Usuário, p. 6
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, p. 6
CLP	Controlador Lógico Programável, p. 44
EMT	<i>ElectroMagnetic Transient</i> , p. 42
FRT	<i>Fault Ride Through</i> , p. 22
GE	<i>General Electric</i> , p. 6
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i> , p. 34
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico, p. 6
PI	Proporcional Integral, p. 46
PLL	<i>Phase Locked Loop</i> , p. 42
POI	<i>Point of interconnection</i> , p. 24
RMS	<i>Root Mean Square</i> , p. 29
SIN	Sistema Interligado Nacional, p. 6

STATCOM	<i>Static Compensator</i> , p. 21
SVC	<i>Static VAR Compensator</i> , p. 26
UFV	Usina Solar Fotovoltaica, p. 4
VRT	<i>Voltage Ride Through</i> , p. 22



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Contexto

Nos últimos 200 anos, a humanidade concentrou-se na geração de energia por meio de recursos finitos como o carvão, petróleo, gás natural e urânio. No entanto, recentemente, devido a diversas questões ambientais e políticas envolvendo estas fontes, observou-se um aumento significativo na procura por fontes de energia renovável, sobretudo a eólica e a solar fotovoltaica.

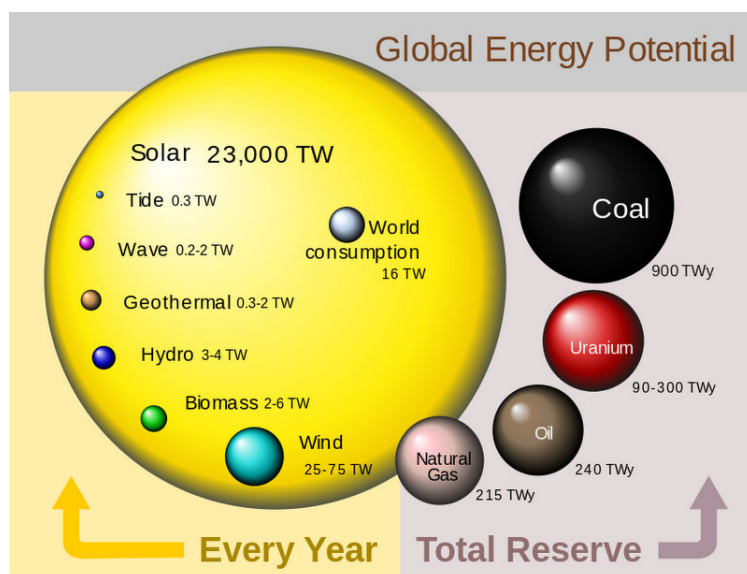


Figura 1.1: Comparação da reserva total de energia de fontes finitas com o potencial das renováveis. Fonte: [1].

Sem dúvidas a transformação da matriz energética é necessária e até de certo modo natural. Isto fica evidente, principalmente, quando se observa a figura 1.1. A referida ilustração mostra uma comparação entre as reservas de energia de fontes finitas e o potencial de energia das fontes renováveis. Com relação às renováveis, o montante de energia é expresso em valores anuais de  $TW \cdot ano$ , enquanto que, para

as fontes convencionais é mostrada a reserva total existente no planeta Terra. Ao observar a figura anterior, fica claro que, em se tratando de potencial energético, o sol é a fonte de energia mais abundante.

Solar PV Global Capacity and Annual Additions, 2007-2017

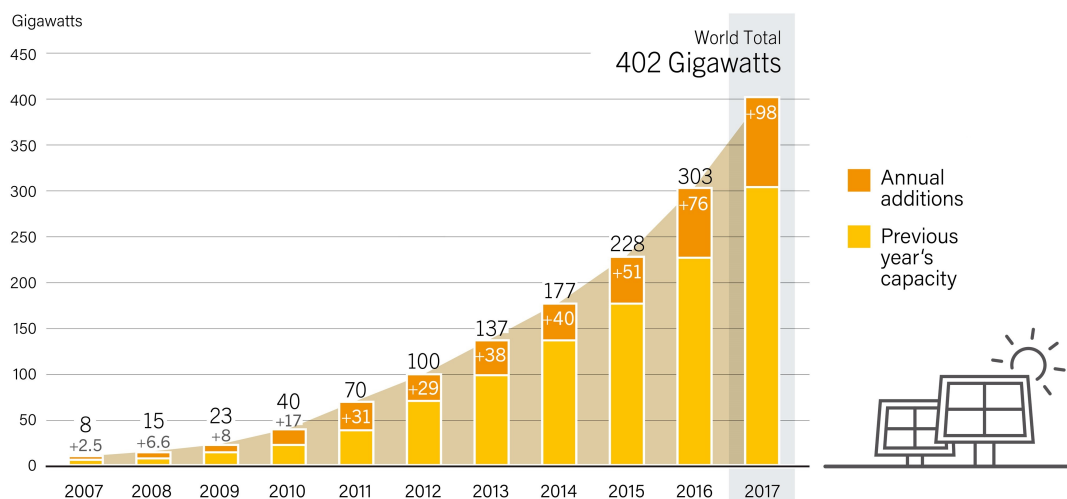


Figura 1.2: Evolução da capacidade mundial instalada de geração solar fotovoltaica de 2007 a 2017. Fonte: [2].

Wind Power Global Capacity and Annual Additions, 2007-2017

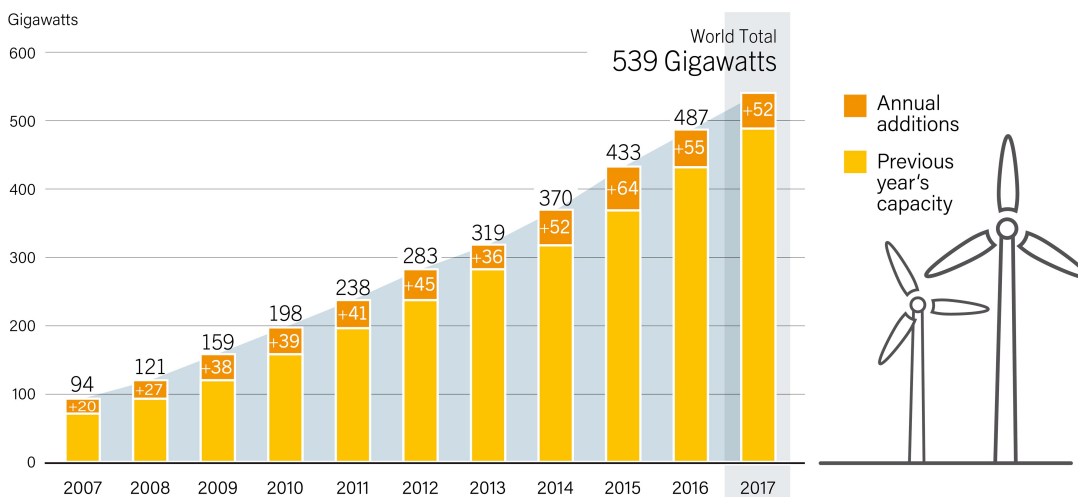


Figura 1.3: Evolução da capacidade mundial instalada de geração eólica de 2007 a 2017. Fonte: [2].

O ano de 2017 foi um marco para a energia solar fotovoltaica: a capacidade total instalada alcançou o patamar dos 400 GW. A evolução da capacidade mundial instalada de geração fotovoltaica no período entre 2007 e 2017 pode ser visualizada na figura 1.2. Em contraste, a figura 1.3 mostra evolução da geração eólica. Nota-se que a geração fotovoltaica apresenta uma tendência de crescimento exponencial, enquanto que a eólica cresce em tendência linear. Também pode-se perceber que

desde 2016 a fonte fotovoltaica vem recebendo uma adição anual de capacidade maior do que a eólica [2].

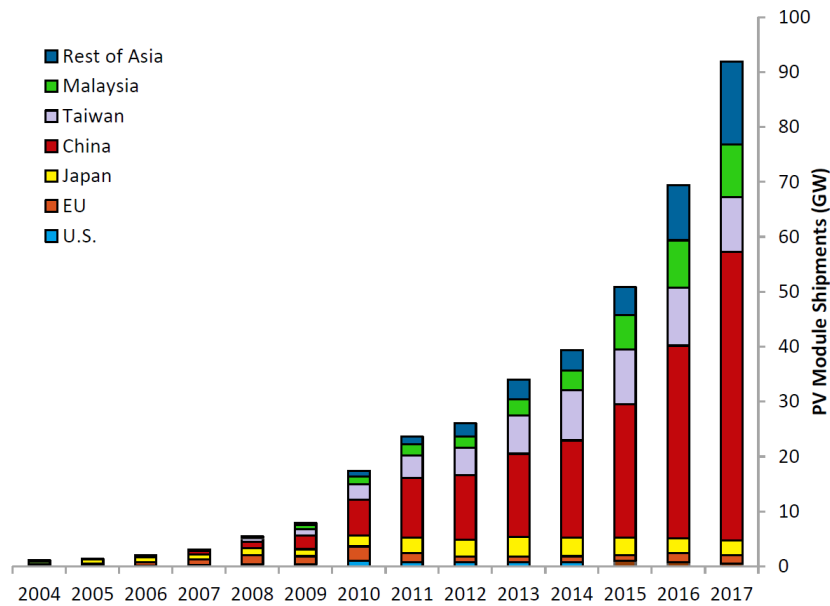


Figura 1.4: Evolução da produção anual, em GW, de módulos fotovoltaicos fabricados por país de 2004 a 2017. Fonte: [3].

A expansão da energia solar pode ser justificada principalmente pela forte atuação da China no mercado de componentes fotovoltaicos. O gráfico da figura 1.4 ilustra o montante anual, em GW, entre 2004 e 2017, de módulos fotovoltaicos fabricados em cada país. Pelo gráfico, pode-se notar que desde 2008 a participação chinesa no mercado de fabricação de módulos fotovoltaicos cresceu em um ritmo muito acelerado. Considerando todo período observado, a taxa média de crescimento de fabricação de painéis foi de 41%, sendo a maior parte do crescimento proveniente da Ásia. Em 2005, o Japão, os Estados Unidos e a Europa representavam cerca de 92% da produção global, caindo para apenas 5% em 2017. Em 2017, os países asiáticos representaram 98% da produção com o maior destaque para a China, responsável por 57% do total mundial [3].

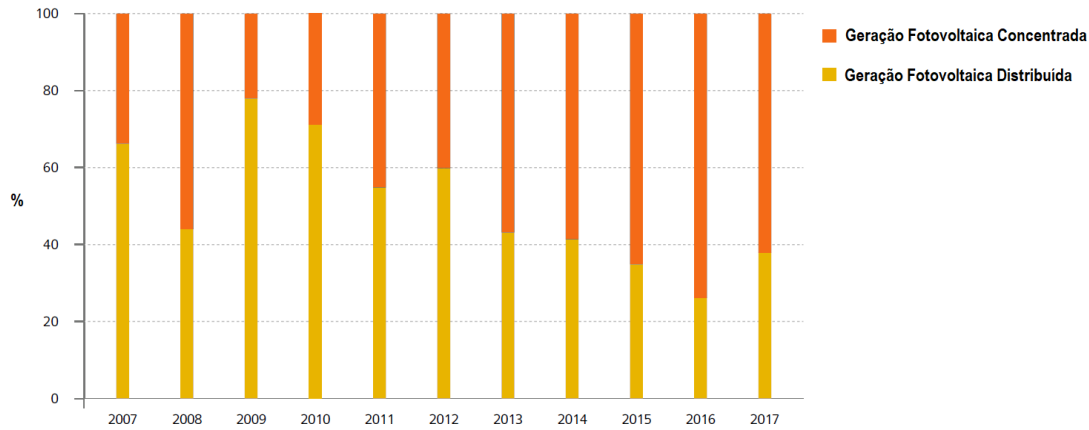


Figura 1.5: Evolução mundial do percentual de participação anual da geração fotovoltaica concentrada e da distribuída em novas instalações de 2007 a 2017. Fonte: adaptado de [4].

Diante deste cenário, os custos para a implantação de projetos fotovoltaicos caíram substancialmente, conseqüentemente, isto atraiu novos investidores e, assim, fomentou a construção de empreendimentos de maior escala como por exemplo as grandes usinas solares fotovoltaicas (UFV), também chamadas de geração fotovoltaica concentrada, ou ainda de central geradora fotovoltaica. O gráfico ilustrado na figura 1.5 compara a participação da geração fotovoltaica concentrada com a distribuída em novas instalações ao redor do mundo. Pode-se notar que, nos últimos anos, a geração concentrada aparece com uma média de participação de 70% nas adições anuais de geração. O fato é que as usinas fotovoltaicas vêm ganhando popularidade e isto se deve, em grande parte, à forte competitividade da fonte solar, aliada à crescente demanda de energia dos países emergentes, bem como ao aumento da percepção geral de que a geração solar fotovoltaica é uma energia limpa e acessível [4].

## 1.2 Motivação

O parque gerador da maioria dos sistemas de potência no mundo é formado, predominantemente, por grandes máquinas rotativas, mais notadamente, geradores síncronos. Com a crescente integração de fontes de energia conectadas via inversor, muitos geradores convencionais deixam de ser despachados, e, conseqüentemente, há menos inércia sincronizada no sistema. Esta tendência pode comprometer o desempenho do sistema elétrico quando da ocorrência de eventos. Por outro lado, com a constante evolução da eletrônica de potência, a geração baseada em inversores vai ganhar maior protagonismo uma vez que, em aplicações de grande porte, estes equipamentos já são capazes de replicar muitas das funcionalidades dos geradores convencionais.

O aumento da penetração da geração eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica certamente influenciará diversos aspectos da dinâmica e do controle dos sistemas de potência, portanto, é de fundamental importância que tais impactos sejam estudados. Para a simulação dos fenômenos oscilatórios de natureza eletromecânica em grandes sistemas interligados, é indispensável a devida representação dinâmica dos geradores, sejam eles convencionais ou com interface via equipamentos de eletrônica de potência. A modelagem de geradores clássicos, como os geradores síncronos, é considerado algo consolidado, fruto de décadas de pesquisa e experiência prática. Já os modelos dinâmicos de geração baseada a inversores, como as usinas fotovoltaicas, ainda estão em constante desenvolvimento, dada sua recente integração aos sistemas potência.

Por estes motivos é extremamente importante que sejam investigados os efeitos de usinas fotovoltaicas nas redes elétricas. Paralelamente, deve-se ter em mente que os modelos dinâmicos fotovoltaicos estão em constante evolução, portanto, também é importante, na medida do possível, estudar os avanços de modelagem das usinas fotovoltaicas.

## 1.3 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é avaliar o impacto de usinas fotovoltaicas na dinâmica e no controle de sistemas de potência. Mais precisamente, o foco é estudar os efeitos da geração fotovoltaica de grande porte na estabilidade de redes elétrica a pequenas e grandes perturbações.

A montagem dos sistemas de estudo e dos cenários de geração fotovoltaica é realizada com o programa ANAREDE. Para a análise linear de oscilações eletromecânicas é utilizado o programa computacional PacDyn, e para as simulações de transitórios eletromecânicos, o programa ANATEM. Os referidos *softwares* são de-

envolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Os estudos são realizados em dois sistemas. O primeiro é baseado no sistema Duas Áreas descrito em [5]. Já para o segundo sistema é selecionado um caso de planejamento do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Outra intenção deste trabalho é documentar um tutorial do modelo dinâmico de usinas fotovoltaicas considerando inversores da *General Electric* (GE). Este modelo está disponível na base de dados de estudos de transitórios eletromecânicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

## 1.4 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2 é apresentada uma visão geral sobre sistemas de geração fotovoltaica centralizada, mostrando um panorama da sua potência instalada no Brasil e no mundo, bem como seu potencial de expansão no território nacional.

No Capítulo 3 são expostos aspectos técnicos das usinas fotovoltaicas com destaque para as principais diferenças entre máquinas convencionais e inversores. Também são apresentados os requisitos mínimos necessários para a conexão de UFVs no SIN. Ademais, são mostrados alguns exemplos reais do impacto da configuração de inversores na estabilidade de sistemas de grande porte.

O Capítulo 4 trata da modelagem e controle de usinas fotovoltaicas. O sistema de controle típico de uma UFV é apresentado. Em seguida, é detalhado o modelo dinâmico adotado para os estudos de estabilidade desta dissertação, mais especificamente, é feito um tutorial do modelo de usinas fotovoltaicas com inversores LV5 da GE.

No Capítulo 5 são avaliados os efeitos da instalação de uma usina fotovoltaica em um sistema de pequeno porte baseado no sistema Duas Áreas. São realizadas análises lineares dos modos de oscilação do sistema, assim como simulações dinâmicas não lineares com diferentes estratégias de controle dos inversores frente a grandes afundamentos de tensão.

No Capítulo 6 são abordados os impactos que as usinas fotovoltaicas podem causar em um sistema de grande porte como o SIN. A estabilidade do SIN é investigada diante de cenários de elevada penetração fotovoltaica, sobretudo na região Nordeste. Para tal, é realizada análise linear de alguns modos interárea e também simulações de grandes perturbações.

O Capítulo 7 expõe as principais conclusões, bem como os possíveis trabalhos futuros derivados desta dissertação.

No Apêndice A é possível encontrar o código em linguagem CDU — Controlador Definido pelo Usuário — do programa ANATEM relativo ao modelo dinâmico de uma usina fotovoltaica com inversores GE.

# Capítulo 2

## Visão Geral sobre a Geração Fotovoltaica Centralizada

O capítulo inicia com uma visão geral sobre os sistemas de geração fotovoltaica distribuída e centralizada, observando alguns aspectos regulatórios do Brasil. Na sequência, é feito um panorama atual da potência instalada de usinas fotovoltaicas no Brasil e no mundo. Por fim, é mostrado o potencial brasileiro para a expansão da geração fotovoltaica centralizada com as expectativas de capacidade total instalada até 2027.

### 2.1 Sistemas de Geração Fotovoltaica

De uma maneira geral, de acordo com as definições da ANEEL [6] [7], os sistemas de geração fotovoltaica podem ser classificados em dois grandes grupos:

#### 1. Geração Fotovoltaica Distribuída:

O sistema de geração fotovoltaica distribuída (GD) consiste de geradores com capacidade instalada menor ou igual a 5 MW em que dezenas ou até centenas de painéis solares fotovoltaicos são instalados, tipicamente, nos telhados das unidades consumidoras. Na figura 2.1 são mostrados exemplos de GDs fotovoltaicas nos EUA e no Brasil. É possível que os sistemas sejam isolados (*off grid*), isto é, não conectados à distribuidora local, ou ainda, conectados (*on grid*). Em 2012, a modalidade de geração *on grid* foi regulamentada pela ANEEL, por meio da resolução normativa 482 [6], que permitiu ao consumidor conectar sua geração fotovoltaica à distribuidora local, mediante solicitação de acesso à rede.



(a) Casas na Califórnia, EUA.



(b) Ministério de Minas e Energia em Brasília.



(c) Estádio do Mineirão em Minas Gerais.

Figura 2.1: Exemplos de sistemas de geração fotovoltaica distribuída nos Estados Unidos e no Brasil.

## 2. Geração Fotovoltaica Centralizada (ou Usina Fotovoltaica):

O sistema de geração fotovoltaica centralizada consiste de diversos arranjos de milhares ou até milhões de painéis solares fotovoltaicos formando a usina fotovoltaica (UFV), também chamada de fazenda ou parque solar. Cabe reassaltar que **o foco desta dissertação é as UFVs**. Na figura 2.2 podem ser observados alguns exemplos de UFVs. A foto da figura 2.2a mostra a UFV Boa Hora com capacidade instalada de 76 MW, localizada no Noroeste do estado de São Paulo. A foto da figura 2.2b mostra a UFV *Tengger Desert*, situada no Norte da China, com potência nominal de 1.547 MW, que é atualmente o maior parque solar do mundo. Desde 2015, segundo a resolução normativa 676 da ANEEL [7], a central geradora fotovoltaica (UFV) é definida como o sistema de produção de energia elétrica, a partir do aproveitamento da radiação solar sob a aplicação do efeito fotovoltaico, cuja capacidade instalada é superior a 5 MW, com conexão ao SIN ou ao sistema de distribuição local. Atualmente, há duas modalidades de contratação junto aos mercados de energia elétrica. Uma



delas ocorre no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em que são realizados leilões pela ANEEL, norteados pelas políticas energéticas do governo brasileiro. A outra modalidade é no Ambiente de Contratação Livre (ACL), em que realizam-se as operações de compra e venda de energia elétrica por intermédio de contratos bilaterais livremente negociados.



(a) UFV Boa Hora de 76 MW em São Paulo (em construção).



(b) UFV *Tengger Desert* de 1.547 MW na China.

Figura 2.2: Exemplos de usinas fotovoltaicas no Brasil e na China.

## 2.2 Panorama das Usinas Fotovoltaicas no Brasil e no Mundo

Comparativamente a outros tipos de usinas, as fazendas solares podem ser implantadas em um curto intervalo de tempo, geralmente os projetos são finalizados em 1 ou 2 anos. Isto se deve à facilidade de que não há partes girantes nem fluídos na sua construção. Ainda, a relativa simplicidade dos sistemas confere robustez às instalações, de forma que pouca manutenção é necessária, ou quando necessária (limpeza dos módulos, por exemplo) pode ser realizada à noite, sem interferir na operação [8].

A relativa rapidez na implantação aliada à abundância do recurso solar e dos preços cada vez menores fazem das usinas fotovoltaicas uma das fontes de energia mais competitivas da atualidade. Em vista disto, desde 2010, pôde-se verificar uma crescente evolução da capacidade instalada de UFVs no mundo, conforme ilustra a figura 2.3. Em 2018, a capacidade mundial acumulada de UFVs alcançou o marco dos 160 GW [9].

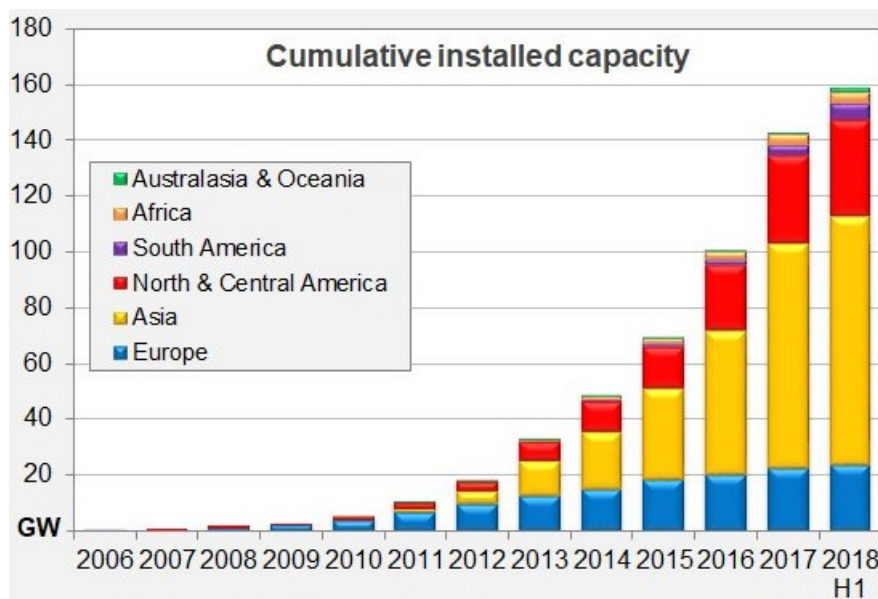


Figura 2.3: Evolução da capacidade acumulada de UFVs por continente de 2006 ao primeiro semestre de 2018. Fonte: [9].

A tabela 2.1 detalha uma classificação dos parques geradores de usinas fotovoltaicas por país. A China, os EUA e a Índia lideram o atual quadro, sendo responsáveis por cerca de 68% de toda potência global já instalada [9]. O Brasil ocupa a décima primeira posição com um parque gerador de 1.732 MW [10], que representa cerca de 1,1% da capacidade global.

Tabela 2.1: Classificação da potência total instalada de usinas fotovoltaicas por país [9][10].

	<b>País</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>
1	China	56.872
2	EUA	31.045
3	Índia	21.308
4	Reino Unido	6.781
5	Alemanha	5.041
6	Espanha	4.405
7	Japão	3.990
8	Chile	3.374
9	França	3.040
10	África do Sul	2.127
<b>11</b>	<b>Brasil</b>	<b>1.732</b>
12	Canadá	1.702
13	Austrália	1.391
14	Itália	1.363
15	Filipinas	1.260

A escalada brasileira no *ranking* só teve início apenas em 2017, dois anos após a ANEEL regulamentar a geração fotovoltaica centralizada no país. As primeiras usinas da ordem de dezenas de MW entraram em operação no final de 2015, já maiores projetos da ordem de centenas de MW começaram a operar a partir de meados de 2017, conforme pode ser observado claramente no gráfico da figura 2.4. Desde então, o país só vem aumentando seu portfólio de projetos de fazendas fotovoltaicas. Um fato curioso é que as quatro maiores usinas fotovoltaicas, em termos de potência instalada, hoje em funcionamento no Brasil entraram em operação comercial em 2017. Elas podem ser visualizadas na figura 2.5. Juntas, somam o montante de 887 MW de potência, equivalente a cerca de 51% da capacidade instalada de UFVs [10].

De todo modo, há de se destacar que a maioria dos projetos concentra-se na região Nordeste, onde há maior incidência de radiação solar. Dos 1.732 MW instalados no SIN, cerca de 65% está situado no Nordeste, com destaque para os estados da Bahia e do Piauí; e 35% no Sudeste, sendo os estados de Minas Gerais e de São Paulo os mais relevantes.

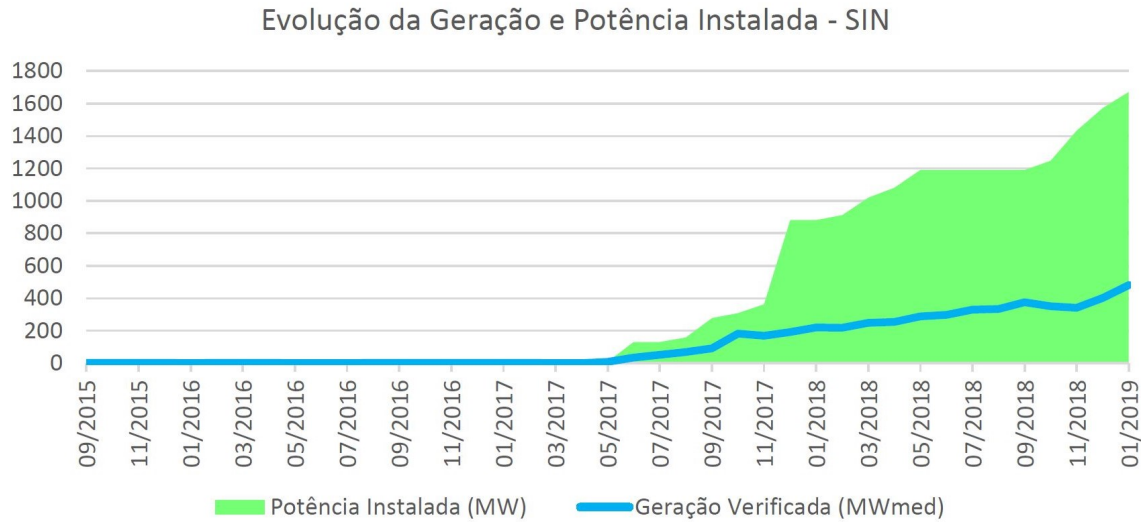


Figura 2.4: Evolução da potência instalada e geração de usinas solares fotovoltaicas verificada no SIN. A potência instalada contempla apenas usinas em operação comercial. As primeiras usinas entraram em operação no mês de setembro de 2015, totalizando 10 MW. Fonte: [10].



(a) UFV Pirapora de 321 MW (MG).



(b) UFV Nova Olinda de 210 MW (PI).



(c) UFV Ituverava de 196 MW (BA).



(d) UFV Bom J. da Lapa de 160 MW (BA).

Figura 2.5: As 4 maiores usinas fotovoltaicas atualmente em operação no SIN, com base em [10].

## 2.3 Potencial Brasileiro para Usinas Fotovoltaicas

A característica continental e a localização geográfica privilegiada proporcionam ao Brasil as condições ideais para o aproveitamento da energia solar em praticamente todo território nacional. Esta vantagem fica marcante quando os níveis de irradiação no Brasil são comparados aos do continente europeu com o mesmo fundo de escala, conforme mostra a figura 2.6. Chama-se atenção para o fato de que a região da Europa com maior incidência solar apresenta praticamente os mesmos níveis de irradiação da região do Brasil onde o Sol é menos intenso. Ademais, a proximidade à linha do equador faz com que os raios solares incidam mais verticalmente, assim, verifica-se uma menor variação de energia ao longo do ano, de modo que, mesmo no inverno, sejam verificados bons índices de irradiação no país.

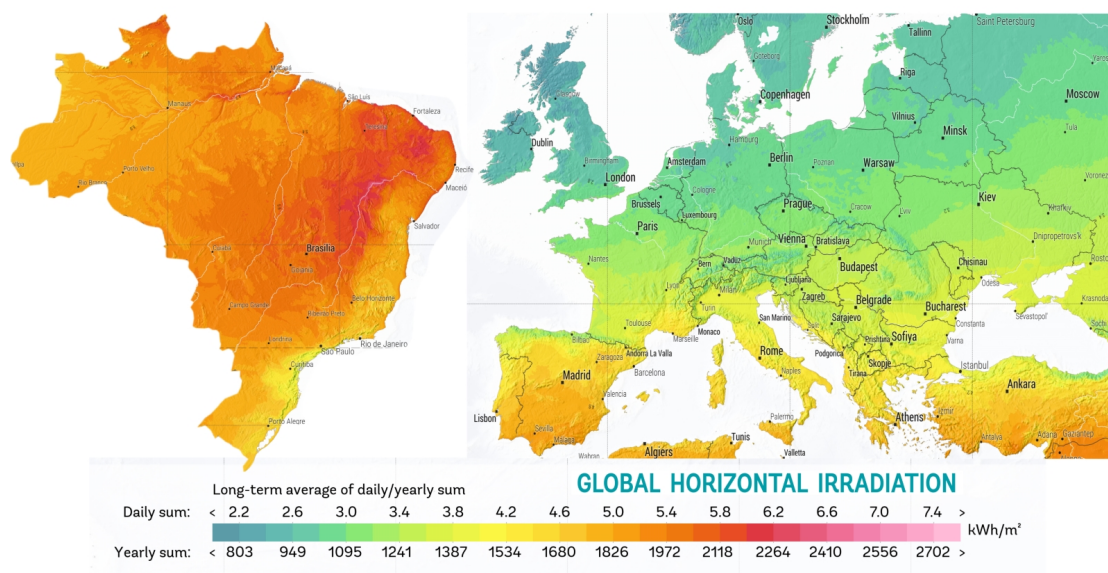


Figura 2.6: Irradiação solar horizontal no Brasil em contraste com a Europa, utilizando o mesmo fundo de escala. Fonte: adaptado de <https://solargis.com>

A estimativa do potencial técnico de aproveitamento fotovoltaico de grande porte baseia-se no mapeamento das áreas aptas às instalações em todo território brasileiro, com exceção dos biomas da Amazônia e do Pantanal, conforme ilustrado no mapa da figura 2.7. Além disto, as unidades de conservação ambiental, as terras indígenas, as comunidades quilombolas, as áreas urbanas e a hidrografia são consideradas como áreas não aptas e, dessa forma, excluídas. Ao considerar somente a faixa de melhor irradiação ( $6,0$  a  $6,2 \text{ kWh/m}^2$ ), e apenas áreas já antropizadas, **estima-se a possibilidade de instalação de 307 GWp em centrais fotovoltaicas**, com geração aproximada de 506 TWh/ano. No entanto, cabe destacar que, embora tenha sido considerada a região com irradiação entre  $6,0$  a  $6,2 \text{ kWh/m}^2$ , praticamente todo território brasileiro é propício ao aproveitamento solar [8].

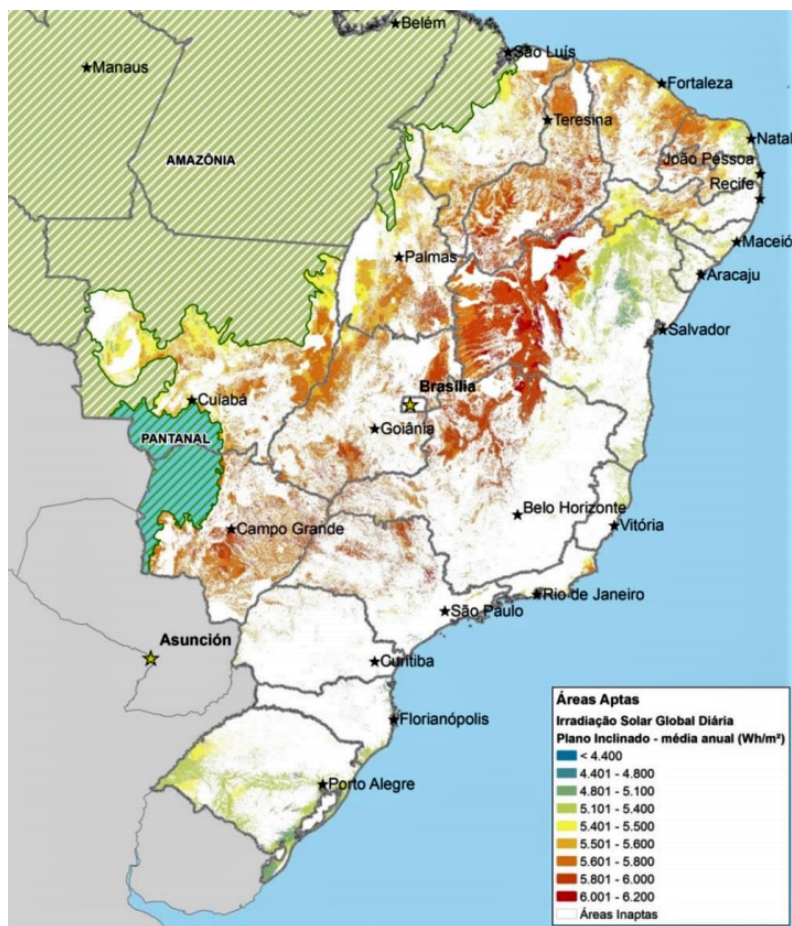


Figura 2.7: Áreas aptas para implantação de usinas fotovoltaicas no Brasil. Fonte: [8].

Até janeiro de 2019, a potência total instalada de usinas fotovoltaicas no SIN foi de 1.732 MW [10], sendo que até o ano de 2023 a capacidade será expandida para 3.630 MW [11]. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) projeta que até 2027 serão contratadas mais 5.000 MW de centrais fotovoltaicas [12], dessa forma, aumentando a capacidade instalada para cerca de 8.600 MW. Em termos de participação na matriz elétrica brasileira, a geração fotovoltaica centralizada representa hoje 1,1% do parque gerador do SIN, com perspectiva de alcançar 2,0% em 2023 [11] e 3,9% em 2027. Estes dados podem ser visualizados graficamente na figura 2.8.

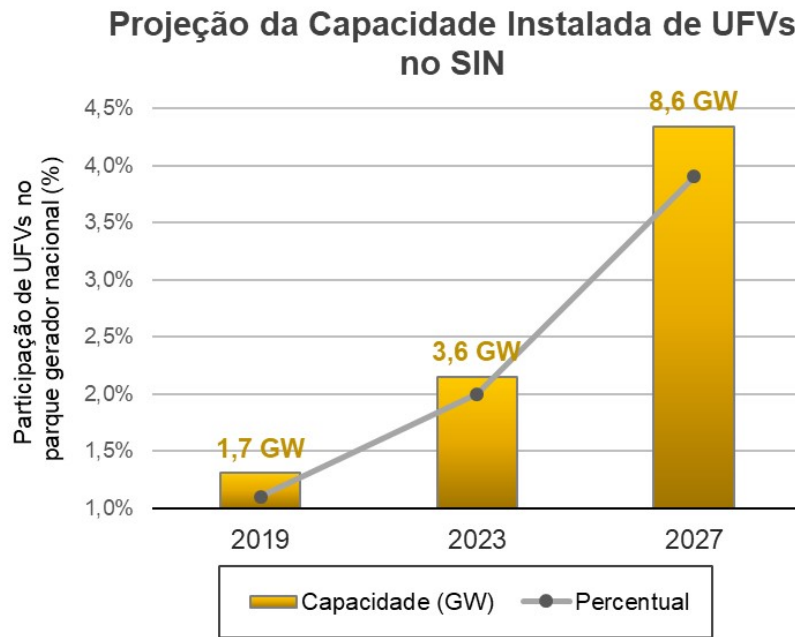


Figura 2.8: Projeção da capacidade total instalada, em GW, de usinas fotovoltaicas no Brasil (barras amarelas) e sua participação percentual na matriz elétrica (linha cinza) para os anos de 2019, 2023 e 2027. Fonte: elaborado pelo autor com base nos dados de [10][11][12].

# Capítulo 3

## Aspectos Técnicos de Usinas Fotovoltaicas

O capítulo começa expondo as principais diferenças entre máquinas convencionais e inversores com explicações sobre princípios de funcionamento, suporte dinâmico de potência reativa, *fault ride through*, entre outros. Em seguida, é apresentada a topologia típica de uma usina fotovoltaica para na sequência serem detalhados os requisitos técnicos mínimos exigidos pelo ONS para a conexão de UFVs ao SIN. Por último são mostrados alguns exemplos reais, vividos em alguns países, acerca do impacto da configuração de *fault ride through* de inversores na estabilidade de sistemas de grande porte.

### 3.1 Principais Diferenças entre Máquinas Convencionais e Inversores

Sistemas de grande porte de hoje em dia são dominados, em sua maior parte, por geradores síncronos, sendo empregados, tipicamente, no aproveitamento das fontes de origem hidráulica, nuclear e térmica. No entanto, diferentemente dos geradores convencionais, as fontes eólica e a solar, conectam-se à rede elétrica através de equipamentos chamados inversores. Os inversores presentes nas instalações eólicas mais modernas e nas usinas fotovoltaicas são responsáveis pela interação com o sistema elétrico. Com o aumento da penetração destas fontes, a tendência é que as redes do futuro sejam dominadas por equipamentos de eletrônica de potência. Desta forma, é fundamental que sejam bem compreendidas as principais diferenças entre inversores e máquinas convencionais. Grande parte das exposições desta seção foi adaptada de [13] e [14].



### 3.1.1 Princípio de Funcionamento

Os geradores síncronos, utilizados em usinas convencionais, são máquinas constituídas por uma parte estacionária (estator) e outra rotativa (rotor). Uma vez em movimento, o rotor produz um campo magnético girante que, por sua vez, induz tensão nos enrolamentos do estator. Este processo cria eletricidade em corrente alternada (CA) a uma frequência específica, por exemplo, no Brasil o padrão é  $60\text{ Hz}$ . Estas máquinas possuem características únicas que ditam as dinâmicas de sistemas de potência desde a sua concepção há mais de um século. Uma vez sincronizadas ao restante da rede, a potência ativa da máquina pode ser controlada pelo torque do eixo, e sua potência reativa por meio do controle da corrente de campo que circula nos enrolamentos do rotor.

As usinas fotovoltaicas utilizam um conjunto de tecnologias diferente para a conversão de energia e na interface com a rede CA. O inversor é responsável por converter a eletricidade em corrente contínua (CC) gerada nos painéis fotovoltaicos para CA. Isto é realizado pelo chaveamento de dispositivos semicondutores. O controle do fluxo de energia, desde sua origem em CC, passando pelos inversores, até a injeção na rede CA, é efetuado por controladores digitais. Estes controles são tipicamente implementados via programação em *software* e executados em microprocessadores que enviam sinais digitais aos inversores. Por este motivo, a maneira com que a geração fotovoltaica interage com a rede CA é determinada pelas estratégias de controle aplicadas em seus inversores.

Em suma, os geradores convencionais, além de serem acoplados diretamente à rede CA, têm sua dinâmica elétrica governada pelas leis físicas dos fluxos magnéticos das máquinas rotativas, desta forma, reagem naturalmente aos estímulos da rede. Por outro lado, a geração fotovoltaica requer o uso de inversores, aliado a microprocessadores, para a interface com a rede CA, e por conseguinte toda sua dinâmica é regida por sinais digitais.

### 3.1.2 Inércia

A inércia de um sistema de potência pode ser compreendida como uma medida da capacidade dele suportar perturbações. Além disso, as variações na frequência elétrica são inversamente proporcionais à inércia do sistema. Conseqüentemente, um sistema com baixos níveis de inércia está mais vulnerável a maiores desvios de frequência.

O grande eixo mostrado na figura 3.1 representa uma massa girante equivalente que é interpretada como a inércia do sistema e consiste da soma das massas de todas as máquinas rotativas conectadas à rede. Do ponto de vista físico, o sistema turbina-gerador de cada máquina é caracterizado por uma inércia mecânica, e portanto é capaz de armazenar energia cinética nas massas girantes. Esta energia pode ser extraída ou absorvida das massas durante perturbações do sistema, assim, um sistema composto por várias máquinas pode se sustentar diante de flutuações de carga e geração.

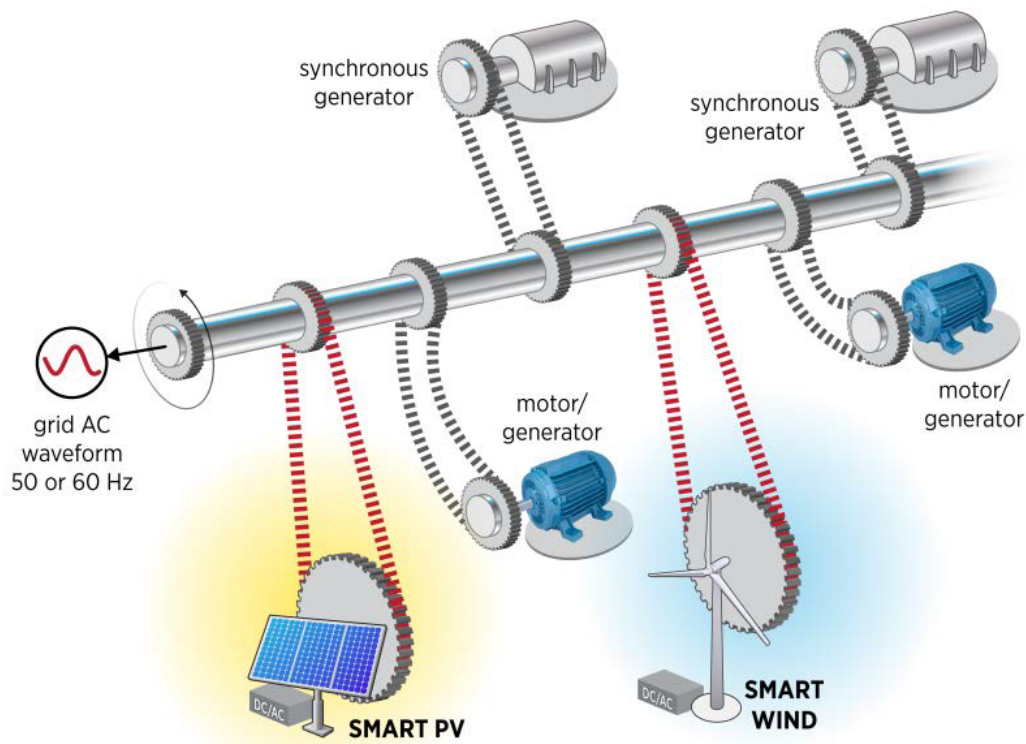


Figura 3.1: Sincronização de vários tipos de geradores à rede CA. Tipicamente geradores convencionais sincronizam suas massas girantes à rede elétrica e assim contribuem para a inércia do sistema, representada por um grande eixo. Todavia, a geração baseada em inversores, intrinsecamente, não é capaz de fornecer inércia ao sistema. Fonte: [13].

Em contraste com a máquina rotativa, um inversor é estritamente eletrônico e não apresenta nenhum componente mecânico ou parte girante. Desta forma, in-

trinsicamente, inversores são descritos como tendo inércia nula já que sua resposta depende da sua estratégia de controle definida em *software* e não de massas girantes. Com a inevitável proliferação da geração fotovoltaica, são esperados menores níveis globais de inércia. No entanto, quando associa-se esta geração variável à sistemas de armazenamento de energia como baterias, a ausência da inércia pode ser compensada.

### 3.1.3 Corrente de Falta

O princípio de funcionamento da máquina rotativa baseia-se nas leis de fluxo magnético, assim, tais equipamentos apresentam características predominantemente indutivas. No momento da ocorrência de uma falta, como o fluxo em máquinas rotativas não pode variar instantaneamente, a reatância da armadura assume valores menores [15]. Conseqüentemente, a corrente de falta de geradores síncronos pode alcançar até seis vezes o valor nominal, como mostra a figura 3.2. Também é importante que os enrolamentos da máquina sejam projetados de modo a suportar estes elevados valores de corrente durante a falta.

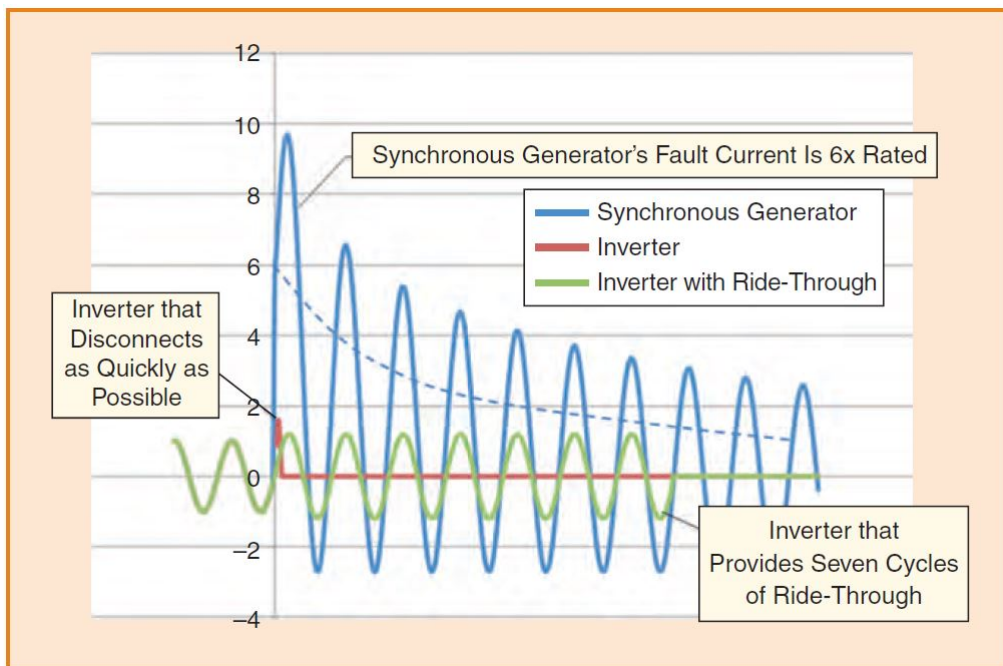


Figura 3.2: Corrente de falta típica de um gerador síncrono (curva azul) em comparação com a de um inversor. Ao detectar uma falta, o inversor pode cessar sua corrente (curva vermelha) ou permanecer injetando (curva verde). Fonte: [13].

Já inversores, por serem baseados em chaves semicondutoras, não possuem as mesmas características indutivas presentes em geradores síncronos. Dispositivos de eletrônica de potência são muito sensíveis e tipicamente só podem conduzir correntes ligeiramente superiores à nominal, caso contrário há risco de dano. Além disto, os

inversores não reagem a faltas fisicamente, tal qual as máquinas rotativas, e sim via algoritmos de detecção implementados em *software*. Outra característica única é que o inversor precisa ter sua corrente de falta programada, desta forma, cria-se margem para diferentes estratégias de controle de corrente. Eles podem perceber a falta rapidamente e cessar a injeção de corrente, ou ainda podem ser configurados para continuar a prover corrente. Isto será melhor elucidado na seção 3.1.6.

### 3.1.4 Suporte Dinâmico de Potência Reativa

À luz do exposto na subseção anterior, por reagirem fisicamente, geradores síncronos são capazes de oferecer suporte dinâmico de potência reativa no exato instante da ocorrência da falta, assim, provendo uma resposta muito rápida com a injeção de potência reativa, fundamental para mitigar o afundamento de tensão. Já os inversores, por mais rápido que sejam, possuem um atraso intrínseco na detecção de faltas, justificado pelos equipamentos de eletrônica de potência e seus sistemas digitais associados. Ao ativar seu modo de operação sob falta, as usinas fotovoltaicas podem programar a injeção de corrente de falta priorizando a parcela reativa, com valores um pouco maiores que 1 pu, em troca da redução de sua corrente ativa. Por fim, a figura 3.3 ilustra a diferença de resposta dinâmica entre uma usina convencional e uma usina fotovoltaica com relação à injeção de potência reativa sob condição de falta.

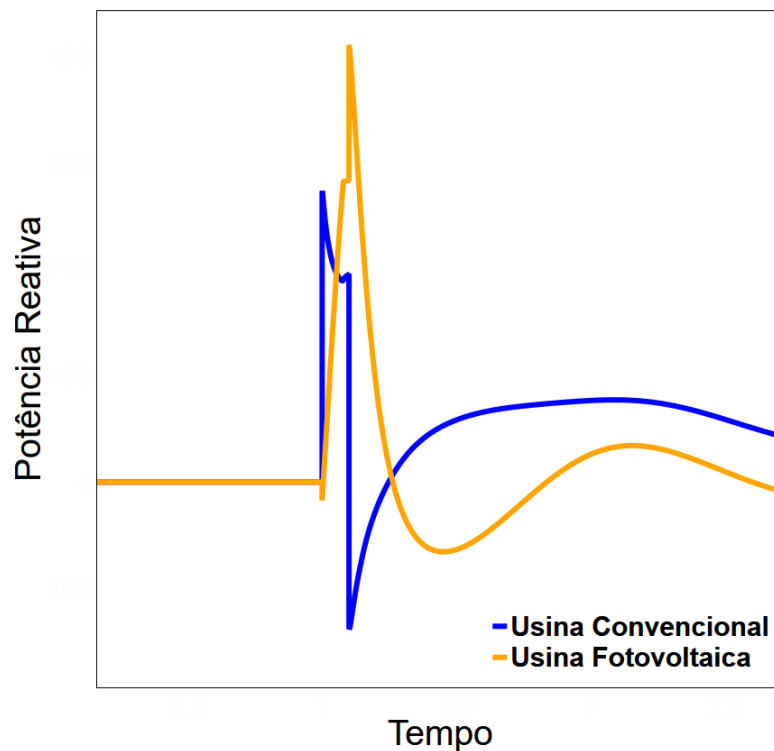


Figura 3.3: Suporte dinâmico de potência reativa de uma usina convencional em comparação com uma usina fotovoltaica, quando em condição de falta.

### 3.1.5 Curva de Capacidade

Máquinas síncronas são um dos principais recursos dos grandes sistemas de potência para oferecer suporte de potência reativa. A sua faixa operativa de geração ou absorção de potência reativa é regida conforme as curvas de capacidade. A capacidade das máquinas convencionais é limitada por diversos fatores, tais como limite térmico dos enrolamentos do rotor e do estator, limites de estabilidade, cavitação (fonte hidráulica), etc. Ademais, o suprimento de potência reativa de um gerador síncrono a zero MW não é usual, sendo possível apenas quando o projeto prevê operação no modo de compensador síncrono.

Em contrapartida, inversores fotovoltaicos têm sua capacidade de geração de potência reativa definida apenas pelos limites de condução de corrente dos dispositivos de eletrônica de potência, isto lhes confere uma maior margem operativa. A figura 3.4 compara a capacidade de uma usina fotovoltaica com uma usina convencional de mesma potência nominal. Pela curva pode-se notar que as usinas fotovoltaicas são capazes de prover uma faixa de potência reativa maior do que um gerador síncrono equivalente. Além disto, inversores fotovoltaicos também podem suprir potência reativa a zero MW, similar a um STATCOM. Esta função especial chamada de *Q at night* é viável mediante consumo de uma pequena porção de potência ativa para energizar o elo CC do inversor. Todavia, esta funcionalidade não é padrão, pois a usina fotovoltaica costuma desconectar-se da rede elétrica à noite.

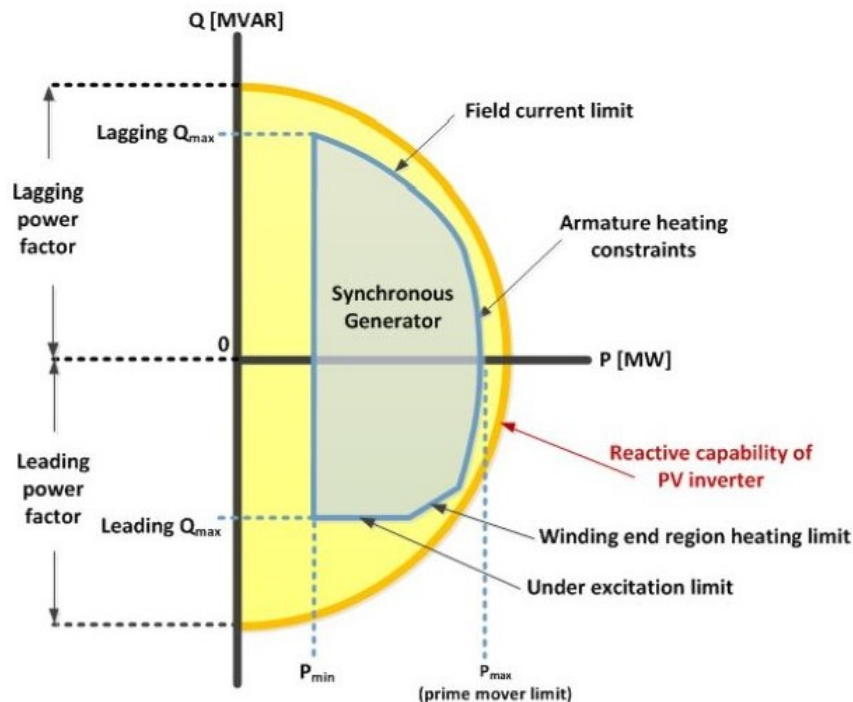


Figura 3.4: Comparação da curva de capacidade de uma UFV (contorno amarelo) com um gerador síncrono (contorno azul) de mesma potência nominal. Fonte: [16].

### 3.1.6 *Fault Ride Through* (FRT)

O *fault ride through* (FRT) é definido como a habilidade de um gerador permanecer conectado à rede elétrica diante de perturbações e, após o incidente, ser capaz de recuperar-se rapidamente. No caso dos geradores síncronos eles respondem a perturbações pelas suas características físicas, desta maneira, naturalmente, as máquinas convencionais possuem capacidade de FRT. Em contrapartida, inversores precisam ser programados para detectar e reagir à falta com a ativação do seu modo de operação *fault ride through*.

No sentido mais amplo, o FRT abrange suportabilidade tanto a variações na tensão (*voltage ride through*) quanto a desvios de frequência (*frequency ride through*). Aqui o foco será no *voltage ride through* (VRT).

É assumido que em condição normal de operação as tensões podem oscilar em uma faixa próxima do valor nominal, assim sendo, esta região recebe o nome de região de operação contínua (tipicamente 0,9 a 1,1 pu). O modo VRT dos inversores pode ser entendido como um modo de operação temporário em que, ao detectar tensão fora da região de operação contínua, é dado um sinal de comando para o inversor reagir à falta. O que este sinal realmente ordena depende da estratégia de VRT definida pelos controles do inversor. É importante ter em mente que configurações equivocadas de VRT ou, ainda pior, a ausência dele podem trazer graves consequências aos sistemas de potência. Isto ficará mais claro na subseção 3.4 com alguns exemplos reais do impacto do *voltage ride through* em grandes sistemas elétricos.

De uma forma geral, há 3 maneiras de o inversor reagir a grandes variações na tensão:

1. **Sem *Voltage Ride Through***: quando o inversor identifica tensões fora da faixa de operação contínua ele é desconectado da rede elétrica por cerca de 5 minutos. Esta configuração remete aos primórdios da indústria fotovoltaica em que o montante instalado de geração solar não era expressivo.
2. **VRT com Bloqueio Temporário da Corrente**: também chamado em inglês de *momentary cessation* ou *zero power mode*, neste modo de operação o inversor permanece conectado à rede durante o período de falta mas sem injetar corrente. Após a eliminação do defeito, o inversor aguarda um tempo predeterminado e retoma sua injeção de corrente em rampa até os valores pré falta, por isto o nome bloqueio temporário. A figura 3.5 mostra o comportamento da corrente do inversor configurado no modo de *momentary cessation*. Este modo é utilizado pela maioria dos inversores fotovoltaicos conectados ao sistema de transmissão da Califórnia (EUA) e vem trazendo grande preocupação à operação do sistema [17].

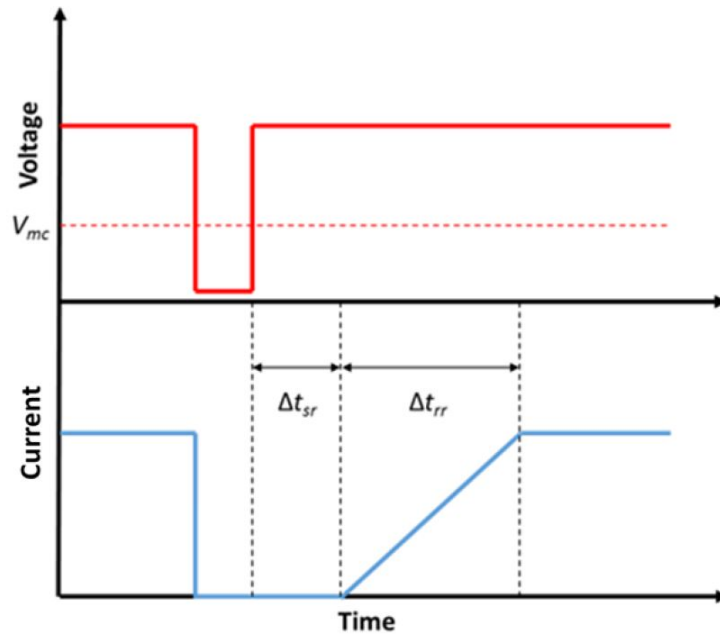


Figura 3.5: *Voltage ride through* com bloqueio temporário da corrente do inversor. Ao detectar grande variação de tensão o inversor bloqueia a injeção de corrente. Após a recuperação da tensão, o inversor aguarda um intervalo de tempo  $\Delta t_{sr}$  para voltar a injetar corrente na rede. Em seguida, durante  $\Delta t_{rr}$ , a corrente recupera-se em rampa até os valores pré falta. Fonte: [17].

3. **VRT com Injeção de Corrente:** com o aumento da participação da geração fotovoltaica, as UFVs passaram a ser obrigadas a oferecer serviços similares aos das usinas convencionais, tais como o suporte dinâmico sob condição de falta. Assim, inversores mais modernos são capazes de injetar corrente na rede mesmo durante o defeito. Nesta situação, o inversor pode tanto priorizar a injeção de corrente ativa (*P priority*) quanto reativa (*Q priority*). O modo *Q priority* é amplamente empregado na Europa [18].

## 3.2 Topologia Típica de uma Usina Fotovoltaica

Na figura 3.6 é apresentada a topologia típica de uma usina fotovoltaica, com destaque para o barramento coletor e o ponto de conexão ao sistema de transmissão. A usina gera energia em corrente contínua a partir dos painéis solares fotovoltaicos que, em seguida, é convertida para corrente alternada através de inversores. A tensão nos terminais CA dos inversores é naturalmente baixa, cerca de 600 V, assim, um transformador realiza a elevação para a média tensão (34,5 kV). Em seguida, toda energia gerada é coletada por cabos de média tensão até o **barramento coletor** da subestação da UFV. A elevação para alta tensão, neste exemplo, de 500 kV é necessária para a integração da usina ao sistema de transmissão. Uma linha de conexão em 500 kV liga a subestação da usina ao chamado **ponto de conexão**, local de interface entre a UFV e a rede de transmissão. O termo “ponto de conexão” é referido na literatura americana como **POI** — *point of interconnection*. Além disso, na subestação da UFV, também podem ser instalados equipamentos de compensação reativa de modo a atender aos requisitos de suporte de potência reativa no POI, conforme será visto mais à frente.

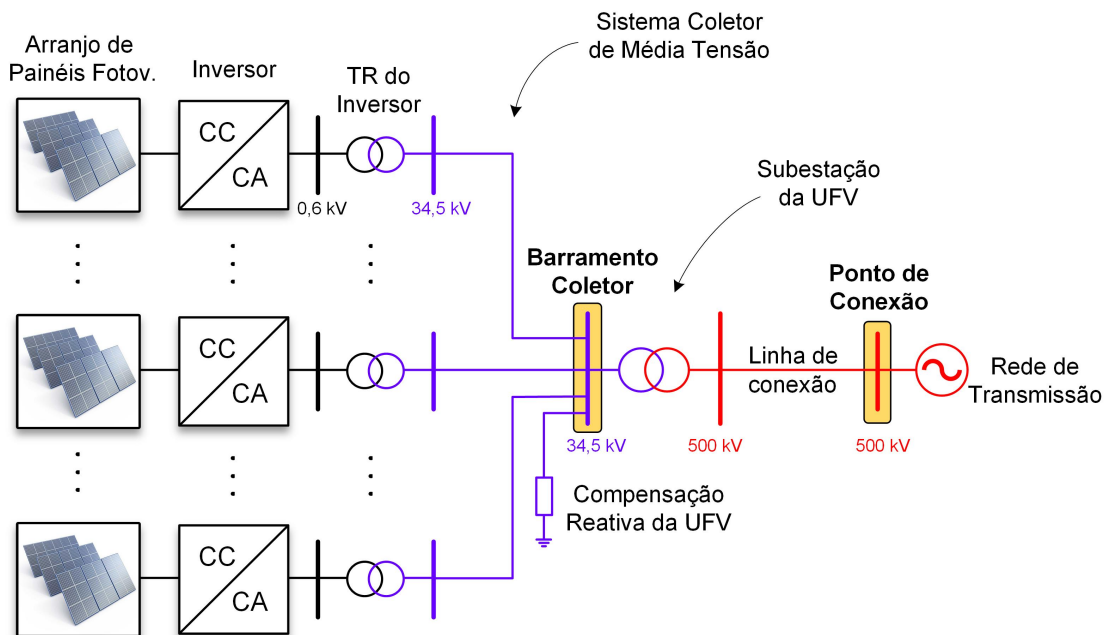


Figura 3.6: Topologia típica de uma usina fotovoltaica conectada ao SIN.



## 3.3 Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão de UFVs no Sistema Interligado Nacional

Assim como a geração convencional e a geração eólica, as usinas fotovoltaicas também são obrigadas a cumprir certos requisitos técnicos para poderem se conectar ao SIN. Com o intuito de preservar os padrões de desempenho do sistema elétrico brasileiro foi definido um conjunto de regras mínimas para a conexão de UFVs. Estas regras baseiam-se no que foi desenvolvido também para as usinas eólicas e são definidas pelo ONS nos seus Procedimentos de Rede, mais especificamente no Módulo 3 que trata dos acessos às instalações de transmissão. O conjunto completo de requisitos técnicos pode ser encontrado no Submódulo 3.6 [19]. A seguir são destacados os principais requisitos técnicos mínimos para a integração de UFVs no SIN.

### 3.3.1 Modos de Operação

É determinado que a usina fotovoltaica seja capaz de operar em 3 modos distintos:

- Controle de tensão;
- Controle de potência reativa;
- Controle de fator de potência.

Destaca-se que o modo de operação mais usual da central geradora fotovoltaica é o controle de tensão, uma vez que contribui para a manutenção do perfil de tensão do sistema. Tipicamente a tensão no barramento coletor da UFV é selecionada para ser controlada [19], no entanto, pode ser requisitado o controle da tensão do POI [20]. Com relação aos modos de operação de controle de potência reativa e de controle de fator de potência, estes podem vir a ser solicitados pelo ONS devido a necessidades específicas do sistema.

### 3.3.2 Suporte de Potência Reativa

De acordo com o ONS, a central de geração fotovoltaica deve propiciar os recursos necessários para operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto dentro do contorno indicado na figura 3.7, considerando-se tensões próximas da nominal.

Destaca-se que esta exigência é especificada para o POI. Entre o POI e o terminal dos inversores há perdas reativas que podem ser compensadas por um compensador

estático de reativos (STATCOM ou SVC) ou ainda por bancos de capacitores de modo a atender a esta demanda no ponto de conexão. Adicionalmente, também pode ser considerado o sobredimensionamento dos inversores [21].

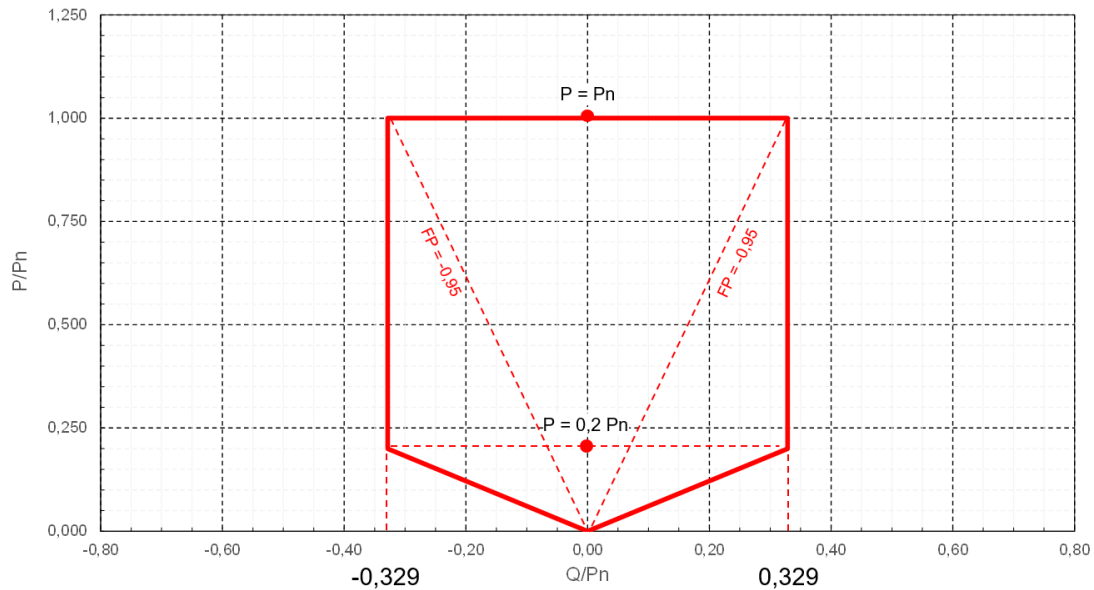


Figura 3.7: Requisitos de geração/absorção de potência reativa da central geradora fotovoltaica no ponto de conexão (POI), supondo tensão próxima à nominal. Fonte: [22].

Conforme observa-se no gráfico, quando a UFV opera em 100% da sua potência ativa nominal, ela deve ser capaz de fornecer, ao menos, um fator de potência de 0,95 indutivo ou capacitivo. Para exemplificar, supõe-se que uma UFV de 100 MW de capacidade forneça toda sua potência ativa nominal. Desta forma, neste ponto de operação, ela deve ser capaz de proporcionar uma faixa de potência reativa de -33 Mvar a 33 Mvar. Além disto, é exigido que a central geradora disponibilize esta faixa de operação de potência reativa no POI desde 20% até 100% da sua potência ativa nominal.

Durante períodos de baixa geração (abaixo de 20% da potência ativa nominal), alguns geradores podem eventualmente se desconectar da rede, por conseguinte, a capacidade reativa da usina fica reduzida. Assim, é permitida à UFV operar com um suporte de potência reativa reduzido [21], como indica a porção inferior da curva da figura 3.7. Vale ressaltar que em períodos noturnos, quando a potência ativa é nula, não é exigido nenhum suporte de potência reativa da UFV, no entanto, em princípio, inversores possuem capacidade para operar como STATCOM. Atualmente este tipo de suporte ainda não é incentivado uma vez que não está prevista a remuneração por serviço ancilar. De qualquer maneira, é importante destacar que foram verificados ganhos significativos na operação do sistema a partir de um teste realizado na UFV Pirapora (321 MW), em Minas Gerais, em que explorou-se a função *Q at night* dos

inversores (operação como STATCOM), conforme relatado em [23].

### 3.3.3 Suporte de Potência Reativa em Regime de Tensão Não Nominal

A capacidade de potência reativa no ponto de conexão da central geradora fotovoltaica deve ser garantida na faixa operativa de tensões indicada na figura 3.8, com a usina gerando toda sua capacidade nominal de potência ativa. É fundamental ter em mente que a capacidade de potência reativa da UFV também é afetada pela tensão terminal [21], dessa maneira, levando-se em conta este efeito, a exigência de 0,95 de fator de potência descrita no item 3.3.2 é flexibilizada quando a tensão no POI é significativamente distante da nominal.

Quando a faixa operativa de tensão no ponto de conexão está entre 0,950 e 1,050 pu, a exigência de atendimento do fator de potência em 0,95 indutivo ou capacitivo é mantida. Para tensões muito elevadas entre 1,050 e 1,100 pu, a faixa de geração de potência reativa é flexibilizada conforme ilustra a porção superior direita da curva da figura 3.8. Já quando as tensões ficam entre 0,900 e 0,950 pu, o suporte de absorção de potência reativa da UFV pode ser menor conforme mostra a porção inferior esquerda do gráfico.

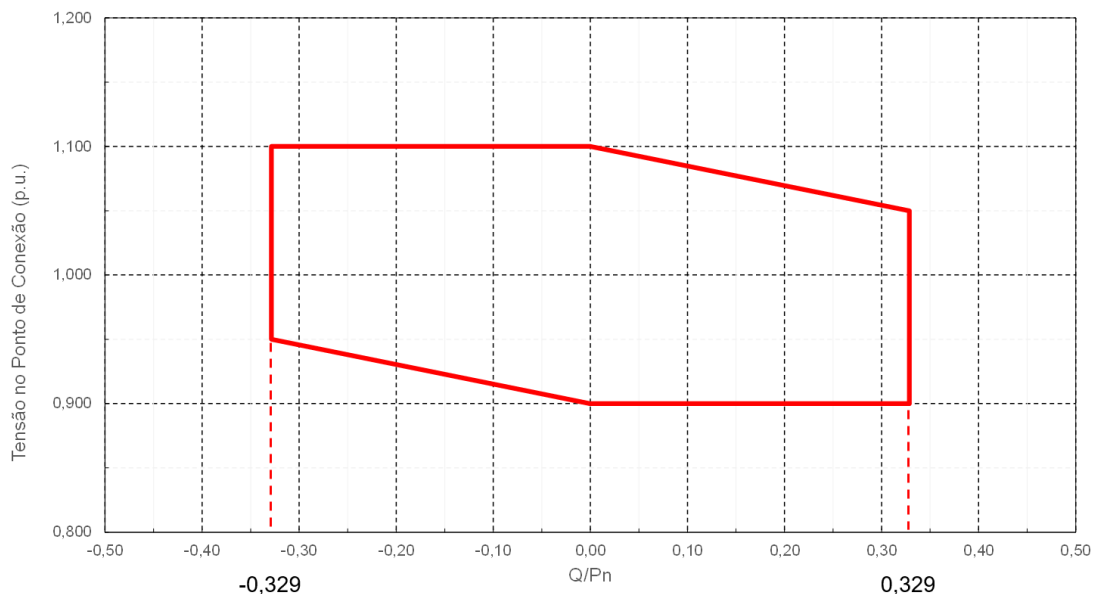


Figura 3.8: Requisitos de suporte de potência reativa da central geradora fotovoltaica como função da tensão no ponto de conexão (POI), com geração de ativo no máximo. Fonte: [22].

### 3.3.4 *Frequency Ride Through* Mínimo

O gerador fotovoltaico deve permanecer conectado ao sistema elétrico mesmo diante de perturbações que impliquem em excursões transitórias da frequência. Deve-se ter em mente que a frequência elétrica tem de ser mantida sempre próxima de seus valores nominais. Variações bruscas podem levar a cortes de carga, instabilidade, danos nas máquinas, ou até mesmo *blackouts* [13]. A figura 3.9 ilustra a região de operação mandatória das UFVs quando a frequência encontra-se fora do valor nominal. Nos primeiros momentos da falta, devem ser toleradas variações transitórias maiores, conforme indica a curva de *frequency ride through*. Quando a falta é muito severa, é permitido o desligamento instantâneo para operação abaixo de 56 Hz ou acima de 63 Hz. É exigida permanência mínima de 10 segundos para operação entre 62,5 Hz e 63 Hz; e de 20 segundos na faixa 58,5 Hz e 56 Hz. Após a extinção do curto-circuito, assume-se que o sistema retorna ao estado normal de operação, dessa forma, pode ser definida uma margem de variação da frequência em torno do valor nominal, ou seja, não é permitido o desligamento da UFV na faixa entre 58,5 Hz e 62,5 Hz.

Destaca-se que, na curva da figura 3.9, onde está escrito “desligamento permitido” não deve ser interpretado como desligamento obrigatório. É fundamental entender que esta curva representa o requisito mínimo para conexão da UFV. Assim, o sistema de proteção deve ser projetado o mais robusto possível, isto é, explorando toda a capacidade dos equipamentos; e não replicando somente a curva de *frequency ride through* mínimo.

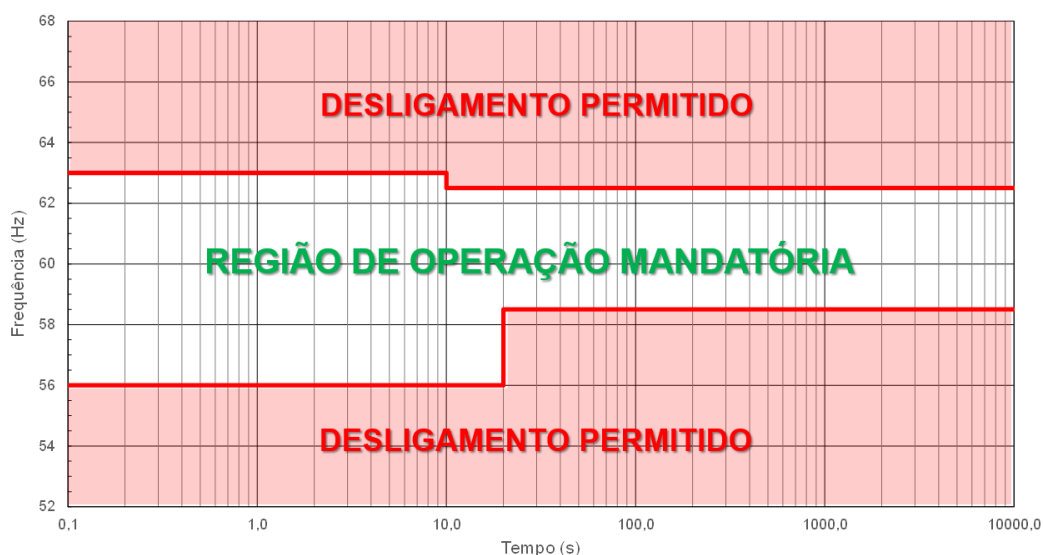


Figura 3.9: Exigência para operação fora da frequência nominal (*frequency ride through* mínimo). Fonte: [22].

### 3.3.5 Voltage Ride Through Mínimo

É exigido que a UFV seja capaz de suportar variações temporárias de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão, decorrentes de distúrbios na Rede Básica. A central geradora deve continuar operando (sem desconexão) se a tensão nos terminais dos inversores permanecer dentro da curva indicada na figura 3.10. Ressalta-se que esta curva refere-se ao valor eficaz (RMS — *Root Mean Square*) da magnitude da tensão. Esta característica aplica-se a qualquer tipo de distúrbio, sejam eles provocados por rejeição de carga, defeitos simétricos ou assimétricos.

A região denominada como operação mandatória representa uma capacidade mínima de *voltage ride through* a ser oferecida pela UFV. Em outras palavras, é exigido que a usina permaneça conectada à rede para qualquer excursão de tensão dentro desta área. Adicionalmente, conforme descrito na subseção anterior, a região sombreada de vermelho não obriga o desligamento da UFV, apenas faculta ao agente de geração a escolha pela desconexão da rede ou não.

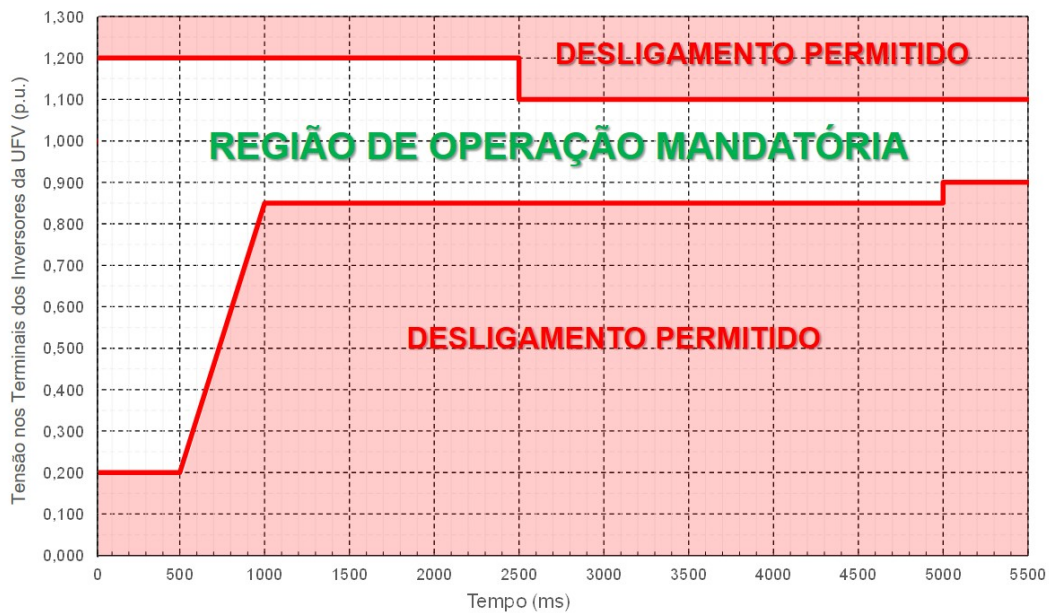


Figura 3.10: Exigência mínima de *voltage ride through* no Brasil. Fonte: [22].

De qualquer forma, o projeto da proteção não deve se basear somente na curva de VRT mínimo. O ideal é que a proteção seja explorada até as limitações dos equipamentos. Neste contexto, cabe destacar que inversores mais recentes possuem capacidade de *ride through* muito maior que o mínimo exigido pelo ONS. A figura 3.11 ilustra um exemplo da capacidade de um inversor moderno [24] em contraste com o requisito mínimo de VRT no Brasil. Assim, é de grande interesse para o Sistema Elétrico que a proteção de tensão seja projetada o mais próximo possível da capacidade do inversor (curva pontilhada azul na figura abaixo). Esta curva é única para cada fabricante de inversor e aqui trata-se apenas de um exemplo típico.

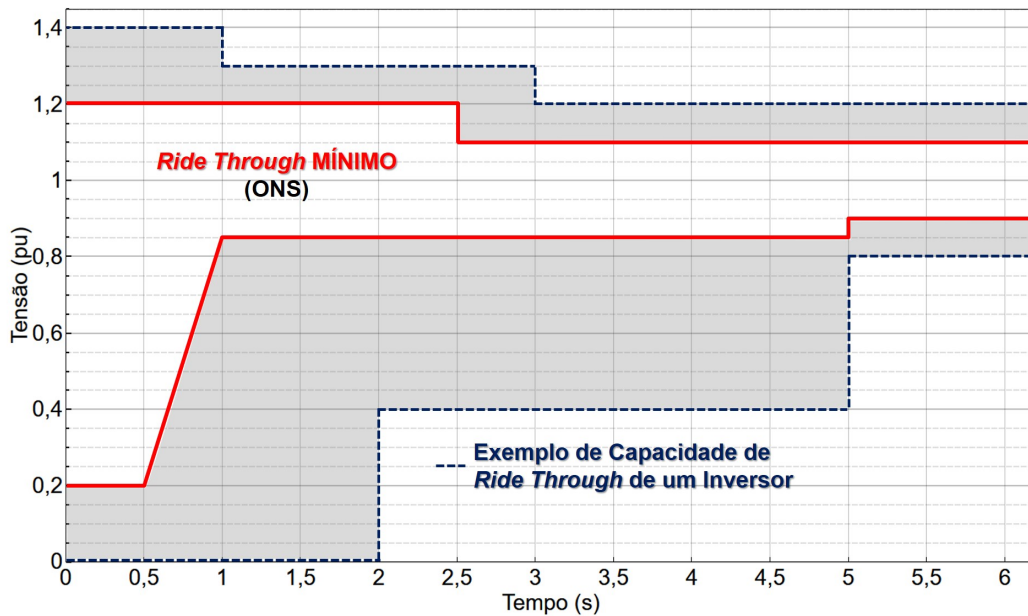


Figura 3.11: Comparação entre o *voltage ride through* mínimo no Brasil e a capacidade típica de um inversor. O projeto da proteção deve permitir ao inversor explorar sua capacidade, e não somente atender ao mínimo exigido pelo ONS.

Como o perfil da geração baseada a inversores varia de região para região, consequentemente o Operador do respectivo Sistema Elétrico local define a sua curva de *voltage ride through* mínimo mais adequada. A figura 3.12 ilustra curvas de VRT de diversos Operadores nos Estados Unidos e no Canadá. É possível notar que algumas curvas podem ser mais rigorosas que outras, por conta justamente das características únicas das suas redes elétricas.

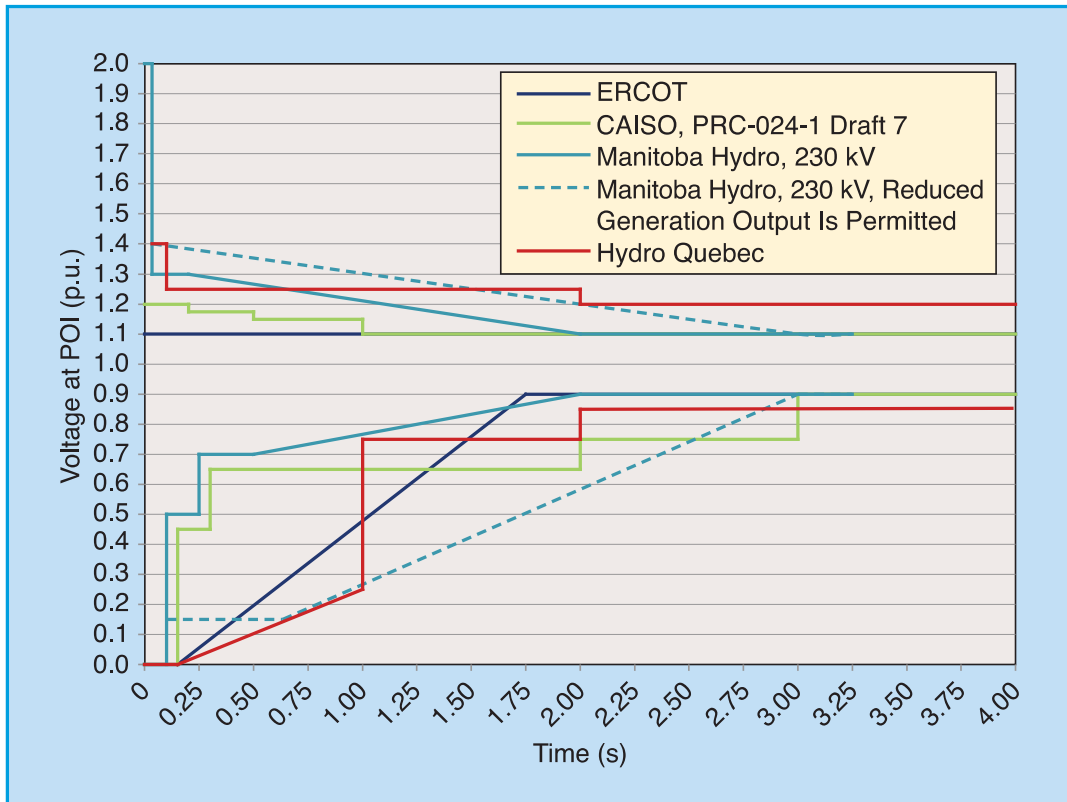


Figura 3.12: Curvas de *voltage ride through* mínimo exigido por alguns Operadores do Canadá e dos Estados Unidos. Fonte: [25].

Outro tópico importante é o ponto de referência de tensão considerado na curva de VRT. No código brasileiro fica claro que a referência é nos terminais dos inversores [19]. Em contraste, os Estados Unidos, o Canadá e também diversos países da Europa aplicam a curva de VRT no ponto de conexão com a rede de transmissão (POI) [25], e não em cada inversor individual. De qualquer maneira, é essencial entender que, quando há ocorrência de perturbações na rede, podem ser observadas diferentes condições de tensão entre os terminais dos inversores e o ponto de conexão [26].

### 3.4 Exemplos do Impacto do *Fault Ride Through* em Sistemas Reais

Do ponto de vista da rede elétrica, as usinas eólicas do tipo *full converter* e as usinas fotovoltaicas são muito similares, pois injetam energia no sistema CA por meio de inversores. E portanto é de fundamental importância tomar conhecimento das lições aprendidas por países ao redor do mundo que experimentam elevados níveis de penetração eólica e solar em seus sistemas interligados.

Conforme visto anteriormente, os inversores são equipamentos que possuem muita flexibilidade operativa uma vez que sua dinâmica de comportamento é governada totalmente pela lógica programada via *software*. Uma de suas funcionalidades cruciais é o *fault ride through*. Com o aumento do número de inversores instalados na rede elétrica, a maneira com que as usinas eólicas e solares respondem à perturbações transitórias influencia cada vez mais a estabilidade de sistemas de grande porte. Deve ser destacado que configurações equivocadas de FRT podem trazer consequências dramáticas para sistemas de potência.

Diversos países no mundo como a China, Estados Unidos e Austrália, para citar alguns, já viveram situações de perda de geração de grandes usinas devido a desempenhos dinâmicos, por vezes inesperados, dos inversores. Em 2011, no Norte da China, foram observados frequentes desligamentos de montantes significativos de turbinas eólicas, quando expostas a perturbações da rede. Chamou-se atenção para o fato de que a maioria das usinas eólicas instaladas não possuíam a habilidade de FRT. Logo ficou evidente que isto representava um grande risco à operação do sistema chinês [27].

No estado americano da Califórnia, nos anos de 2016 e 2017, foram observados alguns incidentes envolvendo perda de geração de fazendas solares. Foi revelado que o modo de operação dinâmico da maioria dos inversores instalados estava configurado para bloqueio temporário, assim, reduzindo a potência durante condições de falta na rede de transmissão [28] [29]. As entidades responsáveis pela segurança e confiabilidade do Sistema Elétrico americano emitiram um alerta recomendando que os agentes de geração realizassem as devidas correções [30].

Em 2016, na região Sul da Austrália, uma sucessão de faltas no sistema de transmissão expôs outra nuance do FRT. Foi descoberto que os inversores possuíam um número limite de atuações sequenciais da lógica de FRT, até então desconhecidas pelo Operador local. Ao atingir o número máximo, a proteção dos inversores desligou diversas turbinas eólicas e acabou por provocar um *blackout* [31].

Enfim, o foco desta seção é exemplificar alguns eventos ocorridos em sistemas reais em que a configuração de *fault ride through* dos inversores exerceu um papel crítico no desempenho dinâmico da rede elétrica.



### 3.4.1 Estados Unidos

Em 16 de agosto de 2016, ocorreu um grande incêndio florestal na região Sul da Califórnia que ficou conhecido como *Blue Cut Fire*. Devido ao clima quente e seco do local, aliado a fortes ventos, o fogo se alastrou rapidamente chegando até um importante corredor de transmissão. Ao final do dia, o sistema registrou 15 faltas nestas linhas, consequentes do incêndio. Quatro destas faltas causaram a perda de um montante significativo de geração solar fotovoltaica. Em um destes eventos, o Operador do Sistema Elétrico da Califórnia (CAISO — *California Independent System Operator*) contabilizou a perda de 1.178 MW de geração de usinas fotovoltaicas, conforme mostra a figura 3.13.

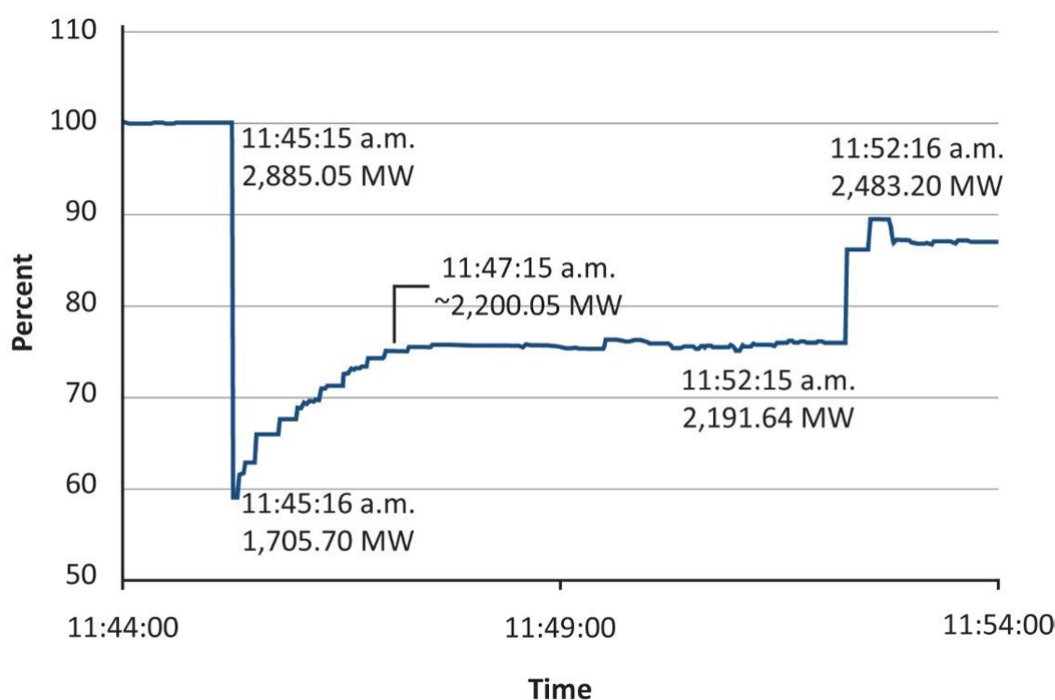


Figura 3.13: Geração total das usinas fotovoltaicas da Califórnia (CAISO) no momento do incidente do *Blue Cut Fire*, em 16 de agosto de 2016. Fonte: [28].

Foi constatado que uma parcela da geração foi desligada da rede por atuação equivocada da proteção e outra parcela cessou temporariamente, retornando em rampa em 2 minutos. Após investigações, tomou-se conhecimento de que a estratégia de *fault ride through* da maioria dos inversores instalados no CAISO, além daqueles afetados pelo evento, estava configurada no modo de *momentary cessation*. Ou seja, durante o evento, os inversores cessaram a injeção de corrente na rede e, decorrido um tempo da extinção do curto, retomaram sua geração em rampa. Como pode ser verificado na figura 3.13, uma parcela da geração fotovoltaica retornou em rampa, porém de forma muito lenta, com duração de 2 minutos. A frequência da rede alcançou o menor valor de 59,867 Hz, como mostra a figura 3.14, e recuperou-se

somente após 7 minutos (não mostrado na figura).

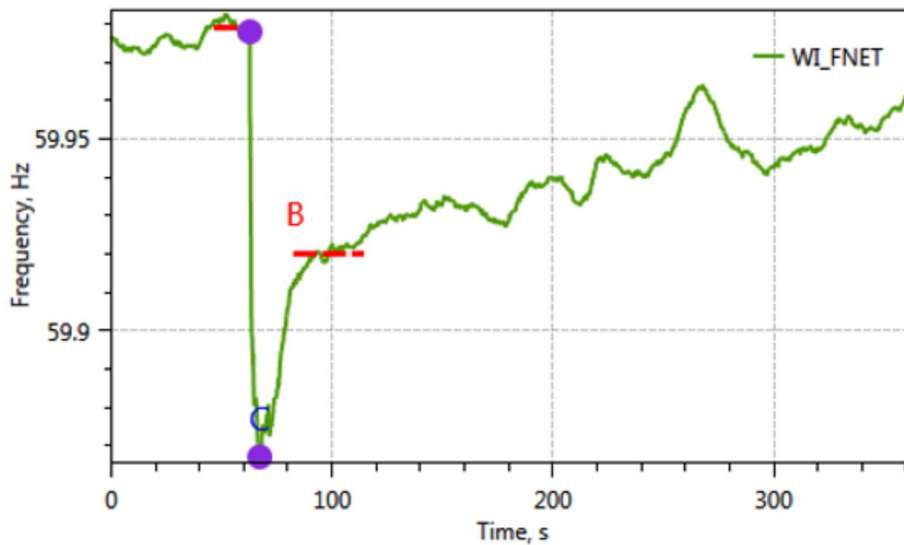


Figura 3.14: Frequência da rede elétrica do CAISO no momento do incidente do *Blue Cut Fire*, em 16 de agosto de 2016. Fonte: [28].

A grande preocupação do impacto do *momentary cessation* é no afundamento da frequência durante faltas no sistema de transmissão, uma vez que esta filosofia de controle dos inversores provoca um déficit instantâneo de geração. No cenário de proliferação de fontes conectadas via inversor sob esta estratégia de controle, há um risco de maiores afundamentos de frequência, podendo até ser necessária a atuação de esquemas de corte de carga (ERAC — Esquema Regional de Alívio de Carga).

Uma das principais questões levantadas pelo CAISO foi o desconhecimento da ampla utilização do *momentary cessation* como prática comum da indústria e a não representação deste modo de operação dos inversores nos estudos de planejamento do sistema de transmissão, dado que são os próprios agentes de geração os responsáveis pelo envio destes dados ao órgão planejador competente [28].

A *North American Electric Reliability Corporation* (NERC), organização americana responsável pela segurança e confiabilidade da rede elétrica, emitiu um alerta informando que o *momentary cessation* representa um grande risco ao sistema elétrico. Recomendou ainda que o uso deste modo de operação dos inversores seja eliminado ou mitigado de toda forma possível. Caso não seja viável eliminá-lo devido a limitações de equipamento, é importante que o tempo de recuperação seja o mais rápido possível, não superior a 500 milissegundos [30].

No entanto, em 9 de outubro de 2017, outro incêndio assolou o estado da Califórnia, na região leste da cidade de Los Angeles, ficando conhecido como *Canyon 2 Fire*. O incêndio provocou duas faltas no sistema de transmissão. A segunda falta causou a perda de cerca de 937 MW de geração fotovoltaica centralizada. O principal fator para a redução da geração solar foi a continuidade da utilização do

*momentary cessation* nos inversores, mesmo após os alertas e recomendações feitas pelo NERC. Há de se ressaltar que, no momento da perturbação, a carga total do CAISO era de 26.740 MW, sendo 34,3% atendida pela geração fotovoltaica (incluindo a geração distribuída). A figura 3.15 mostra a geração total das usinas fotovoltaicas do CAISO próximo do horário de ocorrência dos eventos. Além disso, o que chama atenção é a lenta recuperação da geração após a ocorrência da segunda falta (por volta de 12:14h), com duração de cerca de 15 minutos depois da extinção do defeito [29].

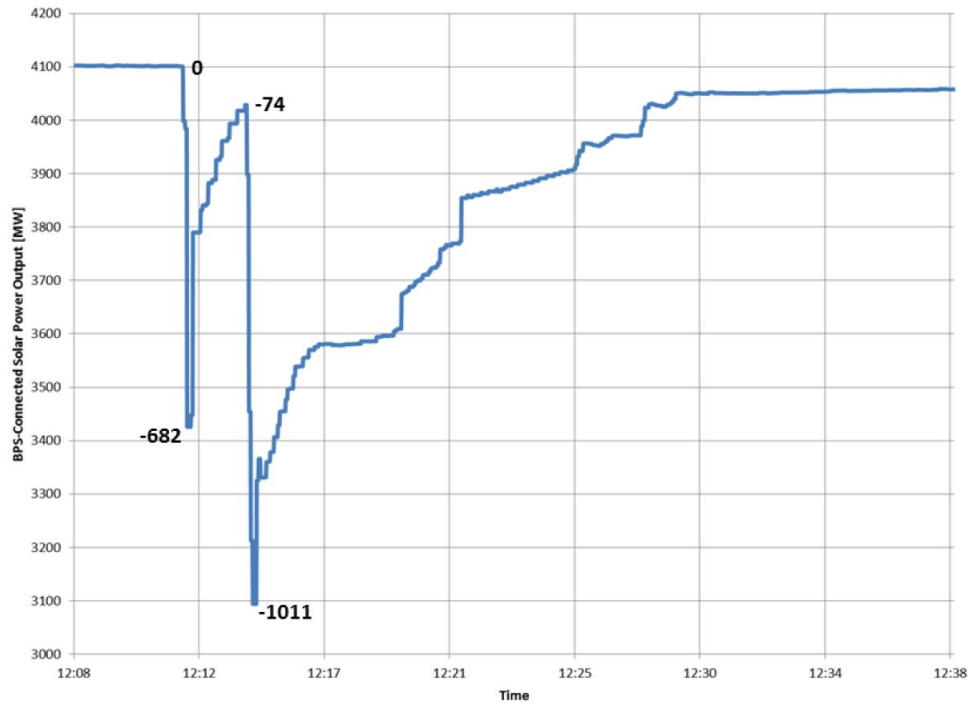


Figura 3.15: Geração total das usinas fotovoltaicas da Califórnia (CAISO) no momento do incidente do *Canyon 2 Fire*, em 9 de outubro de 2017. Fonte: [29].

### 3.4.2 Austrália

Em 28 de setembro de 2016, o sistema de transmissão da região Sul da Austrália foi atingido por cinco faltas sucessivas. As faltas levaram a seis afundamentos de tensão em um período de dois minutos. A rede do Sul da Austrália possui uma única interligação com o restante do sistema australiano por meio de um circuito duplo em 275 kV. No momento do evento, a carga total era de 1.826 MW, com 330 MW de geração convencional e 883 MW de eólica; sendo que a região Sul estava importando um montante de 613 MW. Investigações mostraram que, em decorrência das sucessivas perturbações, houve a atuação da proteção de geradores eólicos, resultando, assim, em uma perda sustentada de geração. O déficit de geração aumentou o fluxo na interligação a tal ponto que o esquema especial de proteção atuou desligando estas linhas e, por conseguinte, ilhando o subsistema Sul da Austrália. A contingência

dos geradores eólicos aliada à abertura da interligação provocaram um déficit de geração da ordem de 50% da carga. A frequência caiu rapidamente abaixo de 47 Hz (a Austrália opera na frequência nominal de 50 Hz), causando o colapso do sistema e consequentemente um *blackout* [31].

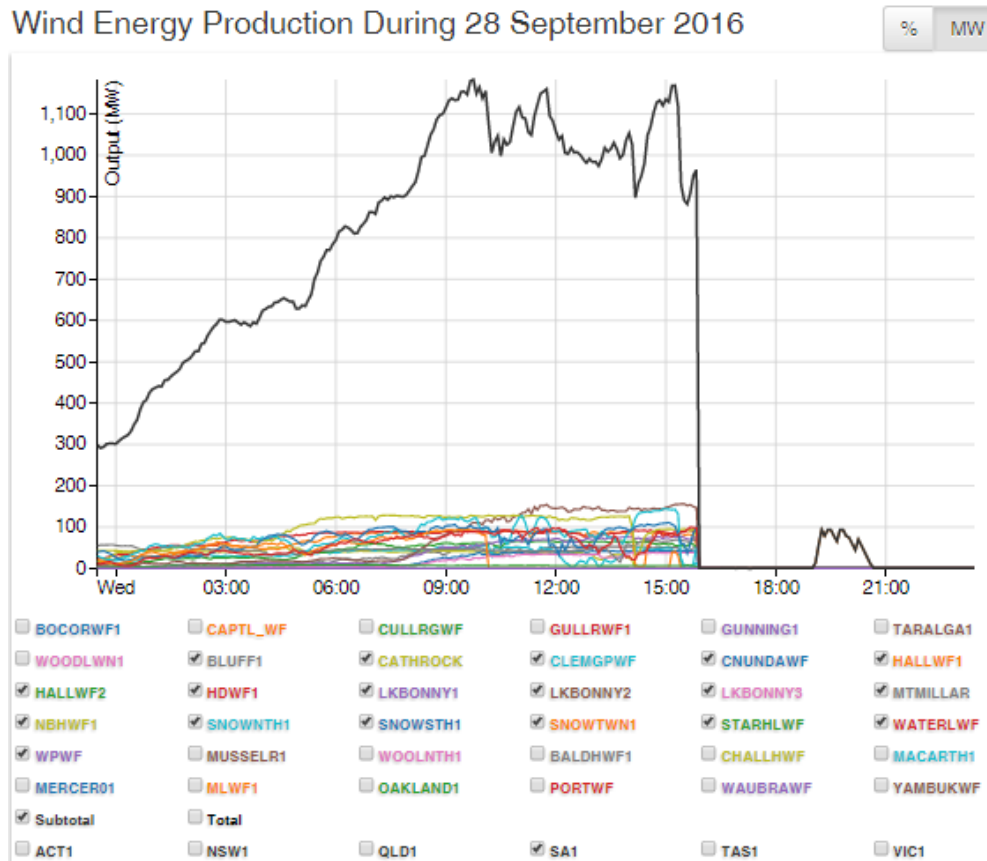


Figura 3.16: Geração total das usinas eólicas localizadas no Sul da Austrália (curva preta), em 28 de setembro de 2016. Fonte: [31].

Foi verificado que as usinas eólicas comportaram-se corretamente diante das perturbações individuais da rede. No entanto, o incidente revelou que os inversores dos geradores eólicos possuem uma proteção que é acionada caso o número de **ativações sucessivas do modo *fault ride through*** superar um limite pré determinado, em um intervalo de tempo específico. Uma vez excedido o limite de ativações de FRT, então, a turbina eólica desconecta-se da rede, ou ainda, cessa sua injeção (mantendo-se conectada). O Operador do Sistema Elétrico da Austrália (AEMO — *Australian Energy Market Operator*) declarou que não estava ciente desta configuração de proteção antes do *blackout*, principalmente, porque este comportamento não constava nos modelos enviados pelos agentes de geração. O AEMO concluiu que a principal causa do *blackout* foi a perda sustentada de um montante expressivo de geração eólica, deflagrada por atuação da proteção a perturbações sucessivas, resultando no ilhamento do Sistema Elétrico do Sul da Austrália, seguido da degradação

da frequência a níveis inoperáveis.

Por fim, o AEMO destaca que, logo depois deste incidente, foram recomendadas alterações nas configurações de proteção das turbinas eólicas de modo a aumentar a suportabilidade a múltiplos afundamentos de tensão. Em um evento posterior ao referido *blackout*, o AEMO constatou que todas usinas eólicas do Sul da Austrália foram capazes de permanecer conectadas à rede diante de três faltas consecutivas, indicando que as alterações propostas ao sistema de proteção foram bem sucedidas [31].

# Capítulo 4

## Modelagem e Controle de Usinas Fotovoltaicas

O capítulo inicia expondo a representação da usina fotovoltaica em regime permanente para simulação em programas de fluxo de potência. Em seguida são discutidos os tipos de modelos utilizados em simulações dinâmicas. Na sequência, é mostrada a arquitetura típica do sistema de controle de uma usina fotovoltaica de grande porte, assim, facilitando o entendimento da filosofia de controle por trás dos modelos dinâmicos de UFVs utilizados em programas de sequência positiva. Por fim, é feito um tutorial com todo detalhamento da estrutura de controle do modelo dinâmico GE adotado para as simulações a serem apresentadas nos próximos capítulos.

### 4.1 Introdução

Com a proliferação de usinas conectadas à rede via inversor, mais notadamente, a solar fotovoltaica, os sistemas de potência tradicionais, dominados por geradores síncronos, vêm sofrendo grandes transformações. Neste contexto, as usinas fotovoltaicas ganharam bastante destaque. A alta penetração da geração baseada em inversores resulta na substituição da geração convencional, desta forma, o desempenho dinâmico do sistema, como é conhecido hoje, sofrerá grandes mudanças. Conforme explicado na seção 3.1, a característica dinâmica dos inversores é muito diferente quando comparada a de geradores síncronos. No entanto, os inversores mais modernos são capazes de prover uma gama de serviços à rede elétrica semelhantes ou até superiores aos das máquinas convencionais, tais como controle tensão, controle de frequência, etc. Por estes motivos, a devida modelagem destas fontes conectadas via inversor com tais funcionalidade adicionais é vital para os estudos de estabilidade de sistemas de potência.

## 4.2 Representação em Regime Permanente

A modelagem de usinas fotovoltaicas em regime permanente tem como objetivo subsidiar os estudos de fluxo de potência, como por exemplo o planejamento da expansão da transmissão, em que é verificado o atendimento aos padrões de desempenho do Sistema Elétrico. Além disso, os casos de fluxo de potência também são utilizados como base para a inicialização das variáveis de estado dos modelos dinâmicos, necessários para estudos de estabilidade de sistemas de grande porte.

Uma UFV é composta por múltiplos “geradores” individuais conectados à rede por inversores. No entanto, em estudos de grandes sistemas interligados, é desnecessário e impraticável modelar detalhadamente cada inversor. Por isso, a representação da UFV é simplificada na forma de um único gerador equivalente agregando toda a potência instalada na usina [32]. Este gerador fictício também pode ser interpretado como um grande inversor equivalente que reproduz o comportamento médio dos inversores da UFV. Em [33] são testadas diferentes configurações de equivalente de uma usina fotovoltaica de 100 MW e é demonstrado que o desempenho do modelo agregado de um único gerador é satisfatório quando comparado com a representação completa incluindo todos inversores.

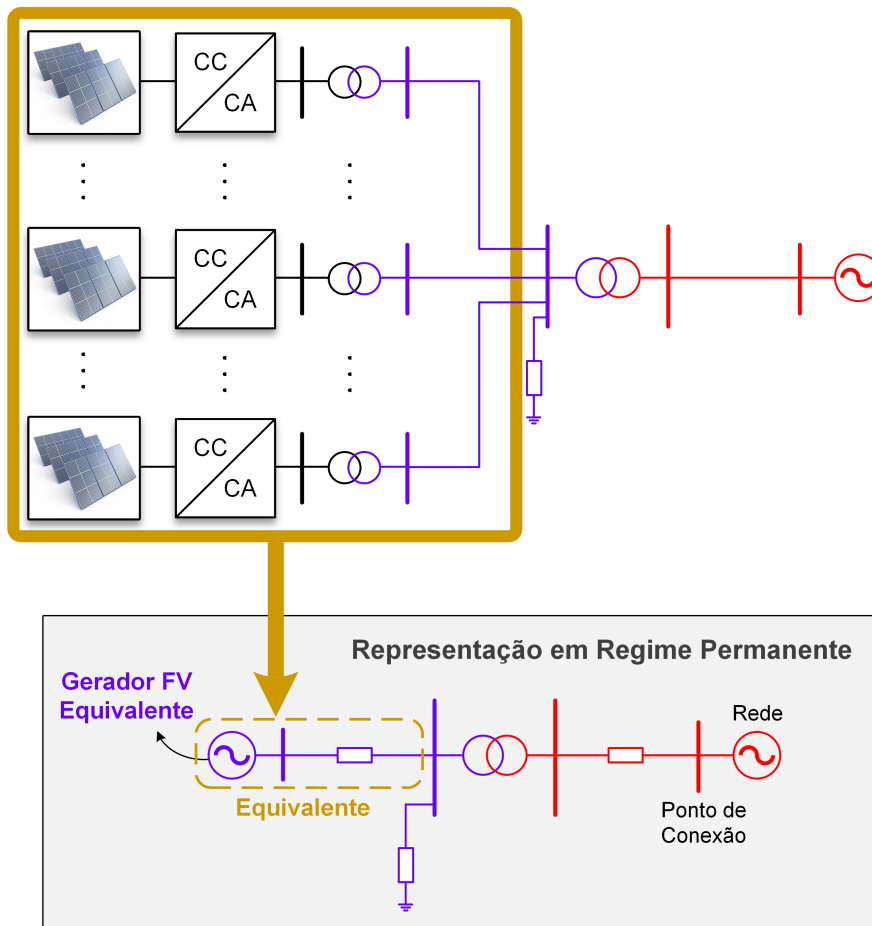


Figura 4.1: Representação da usina fotovoltaica em regime permanente.

O ONS padroniza a representação das UFVs nos seus casos de estudo [34], conforme mostra a figura 4.1. Além do gerador equivalente, os transformadores dos inversores e o sistema coletor de média tensão também são equivalentados, enquanto que o restante da topologia é preservada como ilustra a figura. Portanto, o equivalente do conjunto é composto pelo gerador agregado conectado ao barramento coletor por intermédio de uma única impedância que representa os transformadores dos inversores, bem como os cabos coletores. Devido a estas simplificações de modelagem, quando em um contexto de simulação, a expressão “terminal da UFV” refere-se à barra deste gerador/inversor equivalente.

O cálculo apropriado dos parâmetros equivalentes da usina permite representar o comportamento aproximado do fluxo de potência na vizinhança do ponto de conexão. Além disto, possibilita a visualização do perfil de tensão médio nos terminais dos inversores da UFV [14]. No entanto, como qualquer tipo de modelagem, é importante ter em mente suas limitações. Como os painéis fotovoltaicos se estendem por uma grande área geográfica, as impedâncias entre os terminais de cada inversor e o ponto de conexão podem variar significativamente. Por este motivo, a tensão terminal de cada inversor pode ser diferente, especialmente em grandes UFVs. Tal nível de detalhe não pode ser capturado com o modelo de gerador equivalente. Assim, deve ser entendido que a modelagem em regime permanente fornece uma indicação da resposta média dos inversores da usina [32].

### 4.3 Simulação Dinâmica

As ferramentas computacionais são cruciais para a simulação dinâmica e análise de sistemas de potência. Com a crescente complexidade das redes elétricas, a indústria conta cada vez mais com ferramentas de simulação. Os estudos de dinâmica são categorizados por uma determinada janela de tempo que está associada diretamente à faixa de frequência do fenômeno e do distúrbio analisado. De uma forma ampla, as perturbações podem ser classificadas em duas categorias: **transitórios eletromagnéticos** e **transitórios eletromecânicos**. A figura 4.2 mostra estes dois tipos de transitórios encontrados em sistemas de potência [35].



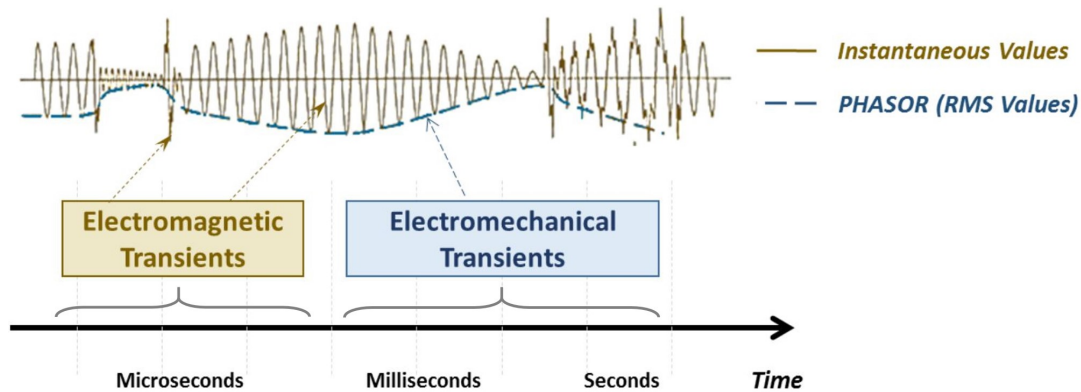


Figura 4.2: Os dois tipos de transitórios dos sistemas de potência. Fonte: [35].

Nas ferramentas de simulação de transientes eletromagnéticos a janela de tempo de observação dos eventos ocorre na faixa de microsegundos a milissegundos. Os resultados destas simulações combinam fenômenos lentos e rápidos, assim como é verificado exatamente nas respostas de sistemas reais. Isto pode ser observado na curva amarela do gráfico anterior. Quando as redes simuladas são compostas por milhares de barras, este tipo de abordagem detalhada requer longos tempos de processamento, desta forma torna-se praticamente inviável representar integralmente os sistemas de grande porte.

Por outro lado, diversas análises de sistemas de potência requerem apenas a avaliação de transientes na frequência fundamental (chamados de transientes eletromecânicos), com dinâmicas na faixa de milissegundos a segundos. Em vista disto foram desenvolvidas ferramentas computacionais baseadas na solução de equações fasoriais que simplificam os modelos de equipamentos, e assim viabilizam maiores passos de simulação culminando em uma redução de carga computacional. Isto permite emular as oscilações de baixa frequência naturais de grandes sistemas interligados. Os resultados apresentados por tais ferramentas não são formas de onda detalhadas, mas sim amplitudes dos fasores de tensão, corrente, potência e ângulo de rotor, conforme ilustra a curva pontilhada em azul do gráfico anterior.

Neste sentido, são necessárias modelagens adequadas dos vários equipamentos para permitir a análise do fenômeno de interesse. Os modelos para a avaliação de transientes eletromagnéticos costumam ser mais completos, representando minuciosamente o equipamento modelado. Enquanto que os modelos para o estudo de transientes eletromecânicos são menos detalhados e consideram certas simplificações, dado que objetivam representar apenas fenômenos na frequência fundamental para estudos sistêmicos de grandes sistemas interligados. A subseção a seguir aborda com mais detalhe estes dois tipos de modelos dinâmicos.

### 4.3.1 Tipos de Modelos Dinâmicos

Existem dois tipos de modelos normalmente utilizados em simulações dinâmicas de sistemas de potência: o **EMT** — *Electromagnetic Transient* — e o **RMS** — *Root Mean Square*. A escolha do modelo mais adequado depende do fenômeno específico que se deseja investigar. A seguir, com base em [14] cada um dos modelos é explicado.

#### Modelo EMT

Estes modelos são empregados em programas de simulação de **transitórios eletromagnéticos** (EMT) que são ideais para o estudo de fenômenos com dinâmicas de alta frequência, geralmente associados a constantes de tempo menores que o ciclo de frequência (16,67 ms para 60 Hz). Os transitórios eletromagnéticos são desencadeados por mudanças repentinas na rede como chaveamentos de equipamentos, descargas atmosféricas, etc. De modo a reproduzir estas dinâmicas devem ser utilizados passos de integração muito pequenos, da ordem de 50  $\mu$ s ou menos.

Os programas para estudo de transitórios eletromagnéticos baseiam-se na solução de equações diferenciais de circuitos trifásicos. Tal abordagem de solução permite aos modelos EMT capturar elevados níveis de detalhes de funcionamento dos equipamentos. Para citar alguns exemplos, é possível representar os rápidos chaveamentos dos dispositivos semicondutores de inversores, ou ainda, os controles rápidos do inversor para sincronizar com a rede (PLL — *Phase Locked Loop*), entre outros.

#### Modelo RMS

Também chamado de modelo fasorial, o modelo do tipo RMS é utilizado essencialmente nos estudos de estabilidade de grandes sistemas interligados, associados aos **transitórios eletromecânicos**. A partir do modelo RMS pode ser investigada a estabilidade a pequenos sinais, a estabilidade a grandes perturbações (estabilidade transitória), e a estabilidade de tensão e frequência.

As ferramentas de simulação dinâmica baseadas neste tipo de modelo foram desenvolvidas principalmente para a análise de oscilações eletromecânicas, decorrentes da interação entre grandes máquinas rotativas. Além disto, estes *softwares* são indicados para o estudo de fenômenos com constantes de tempo a partir de 100 ms (frequências inferiores a 10 Hz). Para cobrir tais dinâmicas, os passos de integração mais comuns são na faixa de 1 a 10 ms. Os programas baseiam-se na representação de tensões e correntes na forma de fasores. Como o nome do modelo já indica, a magnitude dos fasores representa o valor eficaz

(RMS) da amplitude do sinal senoidal de tensão e corrente.

Com relação ao método de solução, os *softwares* RMS, ao invés de resolverem equações diferenciais complexas no domínio do tempo como em programas EMT, optam pela solução de equações algébrico-diferenciais no domínio fasorial. Destaca-se ainda que a modelagem pode considerar tanto a rede de sequência positiva, típica de sistemas balanceados como na Transmissão, quanto redes de circuitos trifásicos, importante para representar sistemas desbalanceados como na Distribuição.

Estas simplificações permitem capturar o comportamento do inversor na frequência fundamental, ignorando transitórios de rápido chaveamento e simplificando controles e funções de proteção que precisariam, por outro lado, de uma representação mais detalhada para reproduzir seu comportamento completo.

Neste trabalho, o modelo RMS é adotado para as simulações dinâmicas pois o foco aqui é no estudo do impacto de usinas fotovoltaicas na estabilidade de sistemas elétricos a pequenas e grandes perturbações. Como as UFVs de grande porte são conectadas normalmente aos sistemas de transmissão considera-se uma rede balanceada, e portanto a representação em sequência positiva é a ideal. Somado a isto, a base de dados de transitórios eletromecânicos do ONS considera apenas modelos RMS de sequência positiva.

## 4.4 Arquitetura do Sistema de Controle de uma Usina Fotovoltaica

As explicações a seguir são baseadas em [20]. Um sistema de controle típico de uma usina fotovoltaica de grande porte está ilustrado no diagrama esquemático da figura 4.3. O controle da usina é projetado com a seguinte hierarquia:

1. Entrada de ***setpoints*** pelo operador da usina via sistema supervisão (**SCADA** — *Supervisory Control and Data Acquisition*) ou unidade terminal remota da subestação (**RTU** — *Remote Terminal Unit*);
2. Processamento dos ***setpoints*** no **controlador central da usina** que envia sinais de comando aos inversores;
3. Processamento dos comandos no **controlador local de cada inversor**, geralmente implementado por um controlador lógico programável (CLP) que efetivamente atua modificando o ponto de operação do conjunto composto pelo inversor e seus painéis fotovoltaicas associados;

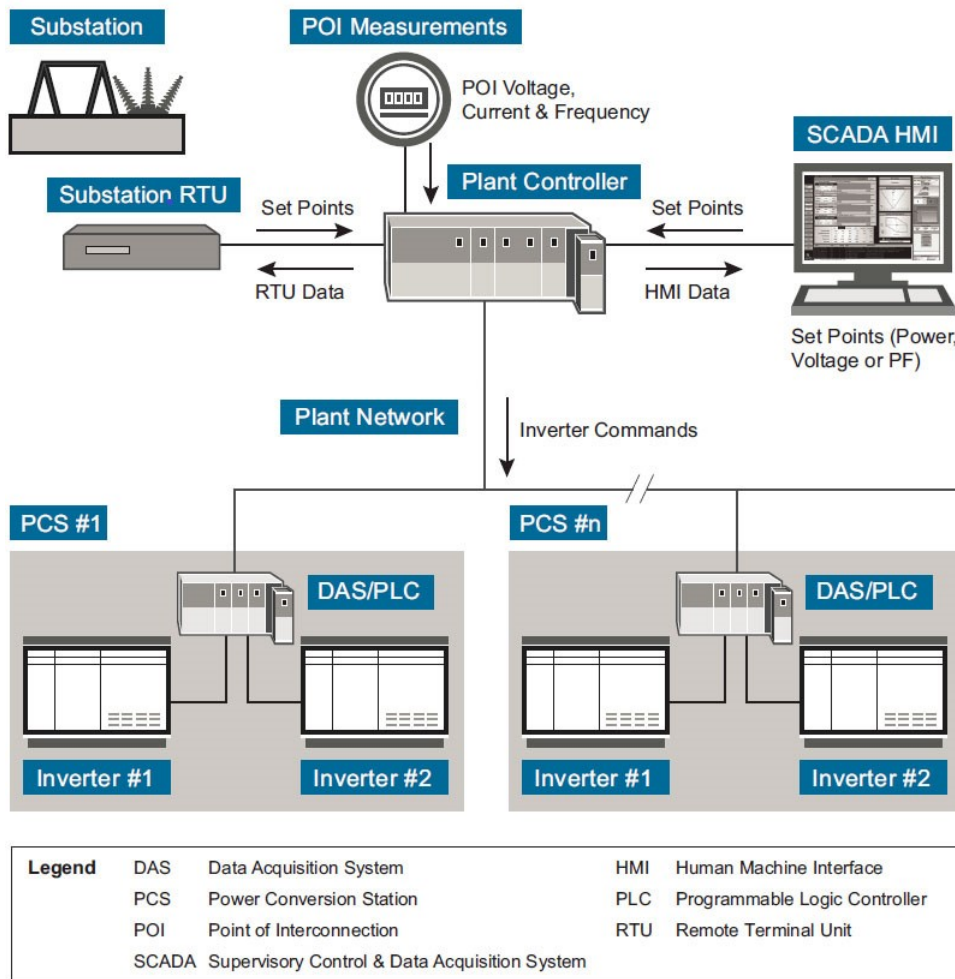


Figura 4.3: Sistema de controle de uma usina fotovoltaica e sua interface com diversos equipamentos. Fonte: [20].

Neste contexto, um dos componentes mais importantes é o controlador central da usina, em inglês *plant level controller*. No geral, a UFV possui instalado apenas um único controlador central. Ele permite aos operadores da usina coordenar cada inversor e operá-los harmonicamente como um único grande gerador. O controlador central regula a saída de potência total da usina fotovoltaica para que sejam oferecidas as funcionalidades típicas encontradas nas grandes usinas convencionais como o controle de potência ativa e a regulação da tensão (através da regulação da potência reativa). Este equipamento implementa esquemas de controle em malha fechada com comandos em tempo real para a atuação rápida e segura dos inversores. Também possui responsabilidade crítica no gerenciamento de todos inversores da usina, monitorando continuamente as condições de operação e comandando-os para que os padrões de desempenho da UFV, definidos pelo Operador do Sistema Elétrico local, sejam atendidos. Além disto, gerencia os equipamentos de compensação reativa da UFV, se existentes. De uma forma resumida, o foco deste controle é regular grandezas elétricas a níveis globais da usina localizadas na vizinhança do ponto de

conexão com a rede elétrica.

Outro componente essencial é o controlador local dos inversores, em inglês *inverter level controller*. Este controle executa diversas funcionalidades vitais para a operação dos inversores. Tipicamente a usina é composta por diversos CLPs que controlam grupos específicos de inversores, formando a chamada estação de conversão de energia (PCS — *Power Conversion Station*). A função primária dos controles locais do inversor é assegurar o melhor aproveitamento da energia produzida nos painéis, ao mesmo tempo, garantindo que a magnitude da corrente CA não exceda a capacidade do inversor. Em suma, o foco deste controle é regular variáveis elétricas locais situadas na jurisdição do inversor.

## 4.5 Modelagem Dinâmica da Usina Fotovoltaica

No estudo de desempenho dinâmico de usinas fotovoltaicas, a escolha entre um modelo do tipo EMT ou RMS deve ser feita com cuidado. Conforme será visto, por simular uma faixa limitada de frequência, o modelo RMS não inclui a malha mais interna de controle de corrente, o controle de sincronismo (PLL) e vários outros detalhes de controle do inversor. Isto significa que não são exatamente ideais para o estudo detalhado de integração de uma usina fotovoltaica a uma rede fraca (baixos níveis de curto-circuito no ponto de conexão, da ordem 2 a 3). Neste caso, pode ser preciso recorrer aos modelos EMT específicos dos fabricantes [36].

Como comentado anteriormente, nesta dissertação, a atenção está voltada para o modelo RMS de sequência positiva da usina fotovoltaica. Na presente seção, o modelo escolhido é explicado com mais detalhes.

### 4.5.1 Simplificações de Modelos RMS

O modelo RMS de sequência positiva da usina fotovoltaica deve ser suficientemente detalhado de modo a capturar as dinâmicas mais relevantes do inversor, mas não tanto a ponto de comprometer o desempenho das simulações computacionais. As usinas fotovoltaicas são compostas por dezenas ou até mesmo centenas de inversores. Para que seja viável estudar o desempenho dinâmico de uma UFV em grandes sistemas interligados, os modelos focam em capturar o comportamento médio destes inversores.

Dessa maneira, algumas simplificações são consideradas na concepção do modelo. A premissa básica é que as simulações focam na reação das UFVs a grandes perturbações em sistemas de potência. Por esta razão, dinâmicas muito rápidas dos inversores (da ordem de  $kHz$ ) podem ser geralmente desprezadas. Além disto, os *softwares* RMS replicam comportamentos fasoriais de sequência positiva na

frequência fundamental, assim, são ignorados transitórios relativos a chaveamentos rápidos e também qualquer controle com constante de tempo muito menor que o passo de integração dos programas, usualmente na faixa de 1 a 10 *ms*.

No entanto, o controle real de um inversor é regido por diversas funcionalidades complexas. As principais funções de controle do inversor estão ilustradas na figura 4.4.

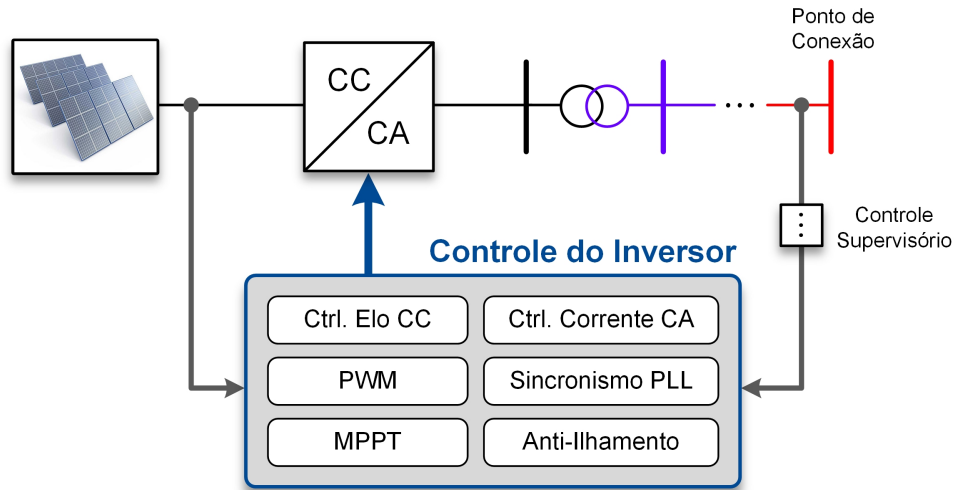


Figura 4.4: Principais funcionalidades do controle do inversor.

Por conta da própria hierarquia de controle da usina fotovoltaica, o sistema de controle local do inversor é naturalmente o mais rápido, portanto, é esperado que estas simplificações para o modelo RMS se concentrem justamente no controle do inversor. Com base em [14] e [36], as principais simplificações do controle elétrico do inversor são comentadas a seguir.

- **Controle de Corrente CA:** Modelos RMS geralmente ignoram as malhas internas de controle de corrente do inversor devido ao pequeno passo de integração necessário para emular controladores PI — Proporcional Integral — muito rápidos. Ao invés disto, o modelo RMS assume que o controle do inversor injeta os sinais de comando de corrente diretamente no inversor, o que corresponde a considerar que estes controladores PI são perfeitos e sempre controlam instantaneamente a corrente para o exato valor especificado.
- **Controle do Elo CC:** A dinâmica do lado CC do inversor é ignorada pelo fato do seu controle ser muito rápido, assim, do ponto de vista da rede de transmissão, o lado CC e o lado CA são desacoplados.
- **Controle de Disparo das Chaves Semicondutoras (PWM):** Como não há modelagem dos chaveamentos rápidos (na ordem de *kHz*) nos programas

de sequência positiva, logo o controle do ângulo de disparo dos dispositivos semicondutores do inversor é ignorado.

- **Controle de Sincronismo (PLL):** Assim como os demais controles do inversor na faixa de  $kHz$ , o controle de sincronismo PLL por ser muito rápido também é desprezado.
- **Controle MPPT:** A irradiação solar é considerada constante durante o horizonte de uma simulação de estabilidade (10 a 30 segundos), por consequência o controle MPPT — *Maximum Power Point Tracking* — não precisa ser modelado.

## 4.5.2 Modelo Dinâmico da *General Electric* (GE)

O modelo dinâmico de usina fotovoltaica a ser utilizado nas simulações dos próximos capítulos é escolhido a partir da base de dados de transitórios eletromecânicos do ONS. Atualmente estão incluídos 5 modelos de UFVs com inversores de diferentes fabricantes [34]. Dentre eles, o modelo da *General Electric* (GE) destaca-se por ser o mais bem documentado e o que apresenta a maior quantidade de funcionalidades representadas. Desta forma, neste trabalho será estudado o modelo de UFVs com inversores LV5 da GE. O modelo foi implementado no programa ANATEM e seu código aberto em formato CDU — Controlador Definido pelo Usuário — pode ser visualizado no Apêndice A.

Adicionalmente, pôde-se notar que o modelo GE é bastante similar ao modelo genérico oficial do *Western Electricity Coordinating Council* (WECC). O WECC é uma organização americana responsável pela confiabilidade do Sistema Elétrico da região Oeste dos Estados Unidos e do Canadá. Sob a coordenação do WECC e o esforço de diversas organizações, o modelo genérico foi desenvolvido e já é incluído em vários *softwares* comerciais tais como o Siemens PTI PSS<sup>®</sup>E, GE PSLF, PowerWorld Simulator e o PowerTech Labs TSAT<sup>™</sup> [37]. O modelo aprovado pelo WECC em 2014 foi testado por múltiplas entidades, validado contra dados de campo e encontra-se em uso. Para maiores detalhes sobre o modelo dinâmico genérico do WECC de usinas fotovoltaicas recomenda-se a leitura de [32], [37] e [38].

Na sequência o modelo da GE é explicado detalhadamente. Destaca-se que, além de mostrar a estrutura dos controles do modelo adotado, a intenção é fazer um tutorial mostrando os possíveis modos de operação.

### 4.5.2.1 Estrutura Geral

Durante um evento dinâmico a resposta da usina é composta pela contribuição combinada da resposta rápida dos inversores (em ciclos) e a resposta mais lenta

do controle supervisorio (em segundos) via controlador central da usina. Assim, a estrutura geral do modelo GE pode ser organizada em 3 grandes módulos conforme ilustra a figura 4.5. Os módulos são denominados **controle supervisorio** da usina, **controle elétrico** do inversor; e a representação do **inversor** propriamente dito.

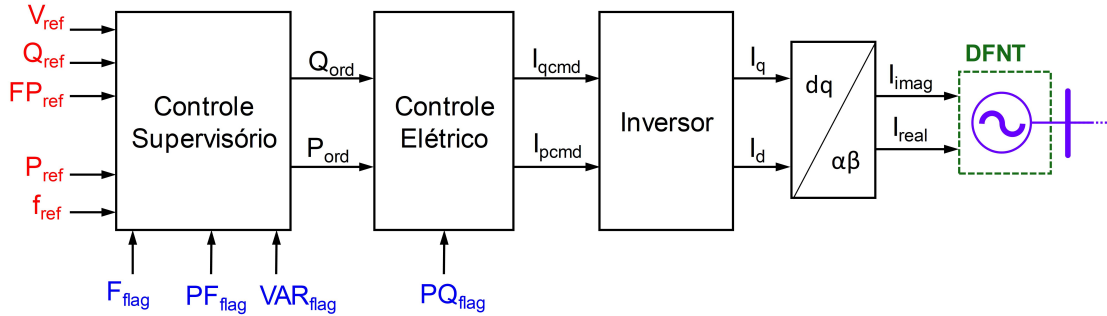


Figura 4.5: Estrutura geral do modelo GE.

O bloco de controle elétrico reproduz os controles de variáveis locais do inversor associados ao controlador local (CLP). O controle supervisorio, mais lento, é responsável pelas variáveis globais da usina e está associado à figura do controlador central e ao sistema SCADA. No diagrama, cada variável de entrada (textos na cor vermelha) está associada a um modo de operação customizável por *flags* (textos na cor azul).

No controle supervisorio da planta ocorre a seleção dos modos de operação de potência ativa e reativa da usina fotovoltaica. Este módulo também é responsável pela entrada das variáveis de controle que depois são transformadas em sinais de referência de potência reativa e ativa para o inversor ( $Q_{ord}$  e  $P_{ord}$ ). Em seguida, o controle elétrico do inversor calcula os comandos de corrente ( $I_{qcmd}$  e  $I_{pcmd}$ ) para a lógica de disparo dos dispositivos de chaveamento de eletrônica de potência. Na sequência, as correntes de saída do inversor ( $I_q$  e  $I_d$ ) precisam passar por uma transformação de coordenadas da referência girante ( $dq$ ) para a estacionária ( $\alpha\beta$ ). Isto é necessário pois é assumido que a interface do inversor com a rede CA é realizada via modelo de fonte de corrente *shunt* controlada por CDU (código de execução DFNT do ANATEM [39]). Finalmente, as variáveis convertidas  $I_{imag}$  e  $I_{real}$  são exportadas para a rede como sinais de controle da fonte de corrente.



### 4.5.2.2 Controle Supervisório da Usina

Antes de prosseguir com as explicações, algumas considerações sobre os diagramas do modelo GE devem ficar claras. Os diagramas são ilustrados de maneira simplificada para facilitar a compreensão da lógica de controle por trás do modelo, sendo assim, muitos blocos limitadores e também blocos de filtros de medição não são desenhados. Além disto, deseja-se reforçar que as cores dos textos seguem a seguinte convenção: texto na cor vermelha significa variável que se deseja controlar, texto na cor azul significa variável de seleção de um modo de operação (também chamado de *flag*); e texto com fundo cinza significa variável automaticamente importada da solução de rede.

O módulo de controle supervisorio, ilustrado na figura 4.6, apresenta duas malhas independentes: a malha de potência reativa que culmina na variável  $Q_{ord}$ ; e a malha de potência ativa que culmina em  $P_{ord}$ . Por sua vez,  $Q_{ord}$  e  $P_{ord}$  atuam como variáveis de entrada para o controle elétrico.

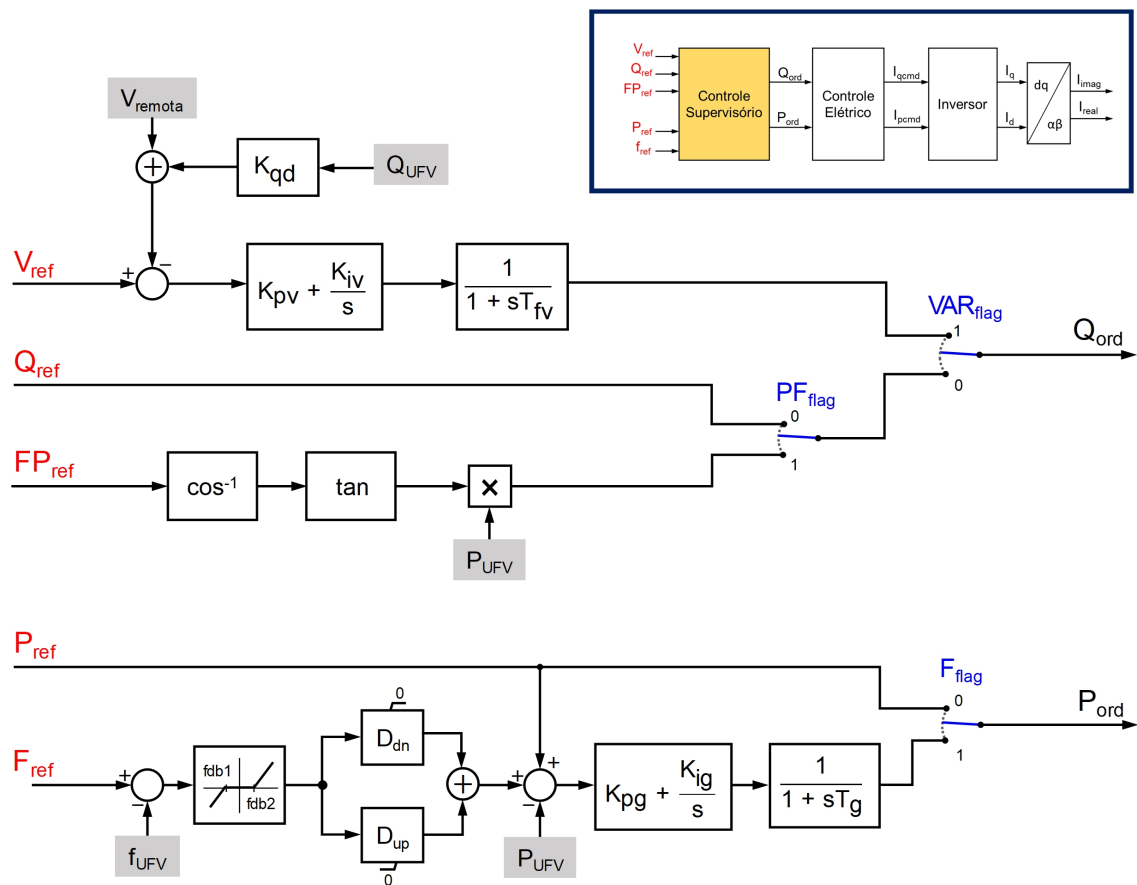


Figura 4.6: Diagrama de blocos do controle supervisorio da usina.

Na malha de potência reativa há três estratégias de controle possíveis:

- **Controle de tensão em uma barra remota:** Mediante escolha da *flag*  $VAR_{flag} = 1$ , a tensão em uma barra remota definida pelo usuário ( $V_{remota}$ ) pode ser ajustada ao valor especificado  $V_{ref}$ . Neste modo de operação, a tensão é regulada por um controlador PI e conta também com estatismo (*droop*) de potência reativa  $K_{qd}$ .
- **Controle da potência reativa da UFV:** Selecionando  $VAR_{flag} = 0$  e  $PF_{flag} = 0$  a usina regula sua potência reativa no valor especificado  $Q_{ref}$ . Neste modo de operação o sinal de  $Q_{ref}$  vai direto para o controle elétrico.
- **Controle do fator de potência da UFV:** Similar ao modo anterior, quando  $VAR_{flag} = 0$  e  $PF_{flag} = 1$  são escolhidos a usina opera no modo de controle de fator de potência. A partir do valor especificado de  $FP_{ref}$ , a potência reativa pode ser calculada pela expressão  $Q = P \cdot \tan(\cos^{-1}(FP))$  e exportada para o controle elétrico.

Os vários modos de operação de potência reativa da UFV com as *flags* apropriadas são mostrados na tabela 4.1.

Tabela 4.1: Modos de operação de potência reativa da usina.

Modo de Operação	$VAR_{flag}$	$PF_{flag}$
Controle de $V_{remota}$	1	0 ou 1
Controle de $Q$	0	0
Controle de $FP$	0	1

A malha de potência ativa pode ser configurada em dois modos de operação:

- **Controle da potência ativa da UFV:** Escolhendo  $F_{flag} = 0$  a variável  $P_{ref}$  é exportada diretamente para o próximo módulo e a potência ativa é ajustada para o valor de referência.
- **Controle da frequência da UFV:** Quando  $F_{flag} = 1$  é selecionado, o modelo emula uma resposta primária de frequência da UFV. Deve-se atentar para as variáveis  $D_{dn}$  e  $D_{up}$  que definem as taxas de regulação (*droop*) da UFV para reduzir ou aumentar a geração em resposta a eventos de sobrefrequência ou subfrequência, respectivamente. Geralmente, as usinas fotovoltaicas operam aproveitando o máximo de recurso solar, assim não há margem para aumentar a geração em eventos de subfrequência, portanto o parâmetro  $D_{up}$  é normalmente ajustado para zero.

A tabela 4.2 mostra os possíveis modos de operação de potência ativa da UFV com os respectivos ajustes dos parâmetros.

Tabela 4.2: Modos de operação de potência ativa da usina.

Modo de Operação	$F_{flag}$	$D_{dn}$	$D_{up}$
Controle de $P$	0	—	—
Controle de $f$ com regulação de sobrefrequência	1	$> 0$	0
Controle de $f$ com regulação de sub e sobrefrequência	1	$> 0$	$> 0$

#### 4.5.2.3 Controle Elétrico do Inversor

O módulo de controle elétrico, apresentado na figura 4.7, é responsável por transformar os sinais de referência  $Q_{ord}$  e  $P_{ord}$ , respectivamente, em sinais de comando de corrente reativa  $I_{qcmd}$  e ativa  $I_{pcmd}$ , levando-se em conta o limite de corrente do inversor.

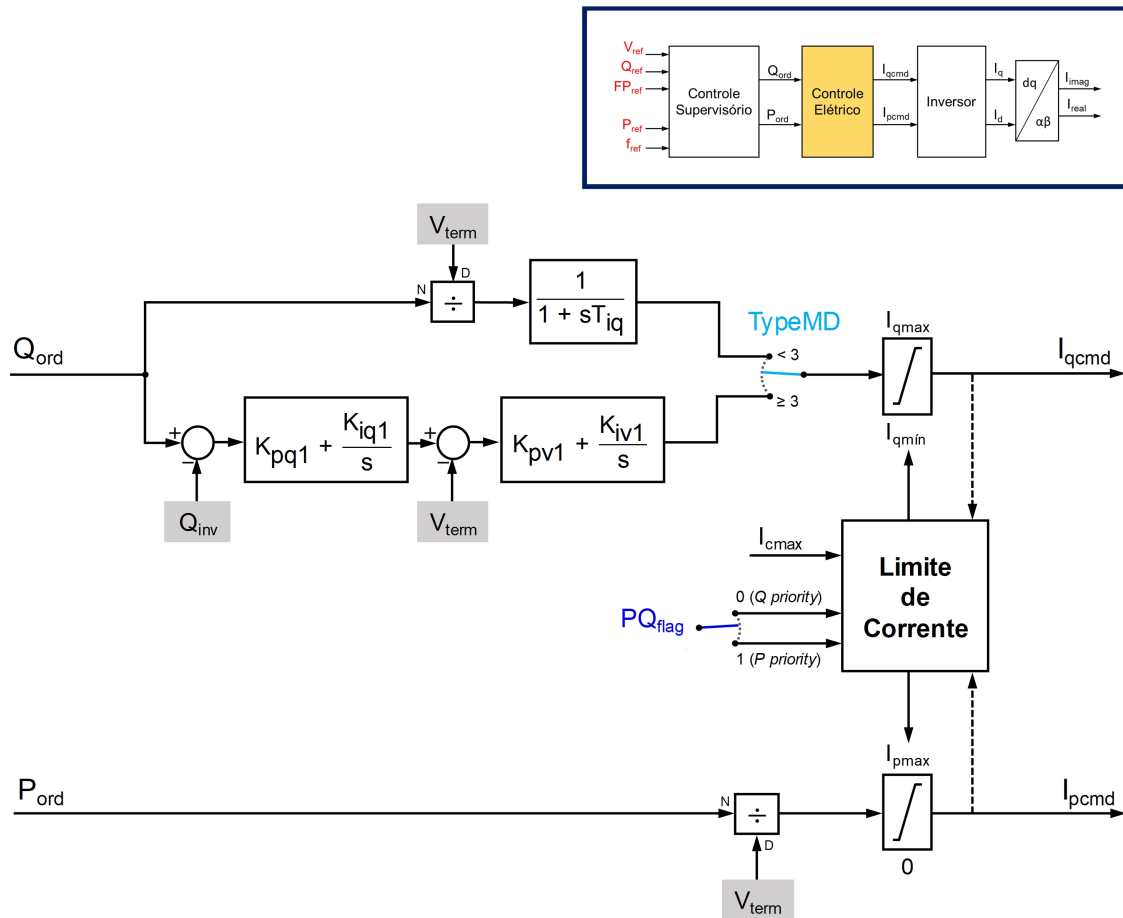


Figura 4.7: Diagrama de blocos do controle elétrico do inversor.

Pela escolha da variável  $TypeMD$ , o modelo GE fornece duas opções para processar o sinal de  $Q_{ord}$ :

- **Sem controle PI (caminho linear):** Escolhendo  $TypeMD < 3$  os controladores PI são ignorados e assim o sinal de comando  $I_{qcmd}$  é derivado diretamente da divisão de  $Q_{ord}$  por  $V_{term}$ .
- **Controladores PI em série:** Selecionando  $TypeMD \geq 3$  o sinal de potência reativa  $Q_{ord}$ , proveniente do controle supervisor, passa por dois controladores PI em série para o controle da potência reativa do inversor  $Q_{inv}$ , seguido do controle da tensão terminal  $V_{term}$ , que por fim resulta no sinal de comando  $I_{qcmd}$ .

O sinal de comando de corrente ativa é computado diretamente pela divisão de  $P_{ord}$  por  $V_{term}$ .

### Limite de Corrente do Inversor

Tanto  $I_{pcmd}$  quanto  $I_{qcmd}$  são componentes de corrente do inversor e portanto estão sujeitas a um determinado limite de condução de corrente do conversor  $I_{cmax}$ . No modelo GE o inversor está limitado a uma corrente de  $1,06 pu$ , ou seja, é permitida uma pequena sobrecorrente de até 6%. A equação que relaciona estas grandezas é dada por:

$$I_{cmax}^2 = I_{pcmd}^2 + I_{qcmd}^2$$

Diante de grandes variações de tensão, é muito provável que a corrente do inversor atinja seu limite [14]. Em vista disto, há duas estratégias pelas quais o controle pode limitar a corrente do inversor. Uma delas é dando prioridade à parcela de corrente ativa, conhecida como **P priority**. Ou ainda, com prioridade de corrente reativa, chamada de **Q priority**.

A partir da escolha do parâmetro  $PQ_{flag}$  o modelo permite ao usuário especificar qual parcela de corrente que tem precedência. Por conseguinte, há duas configurações de  $PQ_{flag}$  possíveis:

- **P priority:** Escolhendo  $PQ_{flag} = 1$  a prioridade do controle é maximizar a parcela de corrente ativa e utilizar o restante de capacidade para a componente reativa. Isto pode ser traduzido matematicamente como

$$I_{pmax} = I_{cmax} \qquad I_{pmin} = 0$$

$$I_{qmax} = \sqrt{I_{cmax}^2 - I_{pcmd}^2} \quad I_{qmin} = -I_{qmax}$$

- **Q priority:** Escolhendo  $PQ_{flag} = 0$  a prioridade do controle é maximizar a parcela de corrente reativa e utilizar o restante de capacidade para a componente ativa.

$$I_{qmax} = I_{cmax} \quad I_{qmin} = -I_{cmax}$$

$$I_{pmax} = \sqrt{I_{cmax}^2 - I_{qcmd}^2} \quad I_{pmin} = 0$$

Deve ser entendido que o limite  $I_{cmax}$  do inversor nunca se altera, no entanto os limites  $I_{pmax}$  ou  $I_{qmax}/I_{qmin}$  podem ser dinâmicos de acordo com a estratégia de controle escolhida. Quando o modo *P priority* é selecionado, o limite  $I_{pmax}$  é fixado no valor máximo permitido de corrente do inversor e os limites  $I_{qmax}/I_{qmin}$  são dinâmicos. Já em *Q priority* os limites  $I_{qmax}/I_{qmin}$  são fixos e o limite  $I_{pmax}$  é dinâmico.

Para exemplificar, nas figuras 4.8 e 4.9 são mostradas respostas de  $I_{pcmd}$  e  $I_{qcmd}$  considerando ambas estratégias de controle diante de um grande afundamento de tensão causado por um curto-circuito próximo da usina. A falta ocorre no instante  $t = 1\text{ s}$  e dura  $100\text{ ms}$  até que a perturbação é eliminada e o sistema começa a se recuperar.

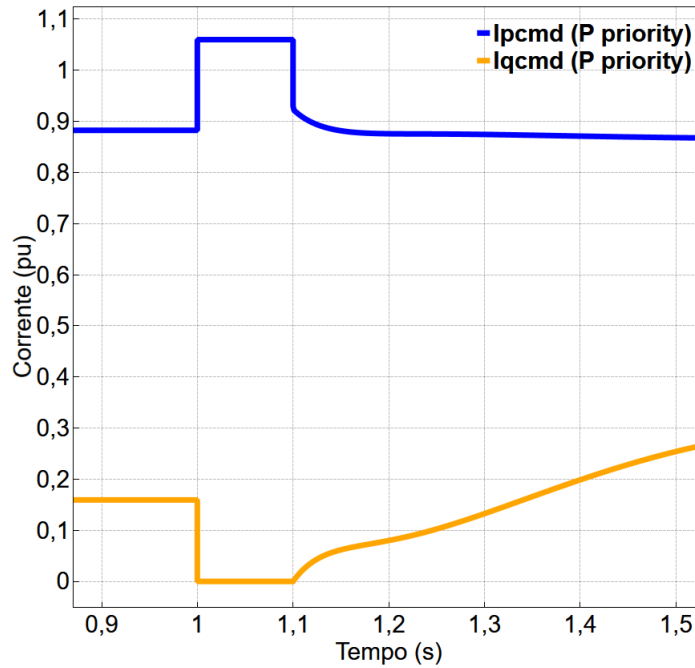


Figura 4.8: Resposta das correntes de comando do inversor no modo *P priority*.

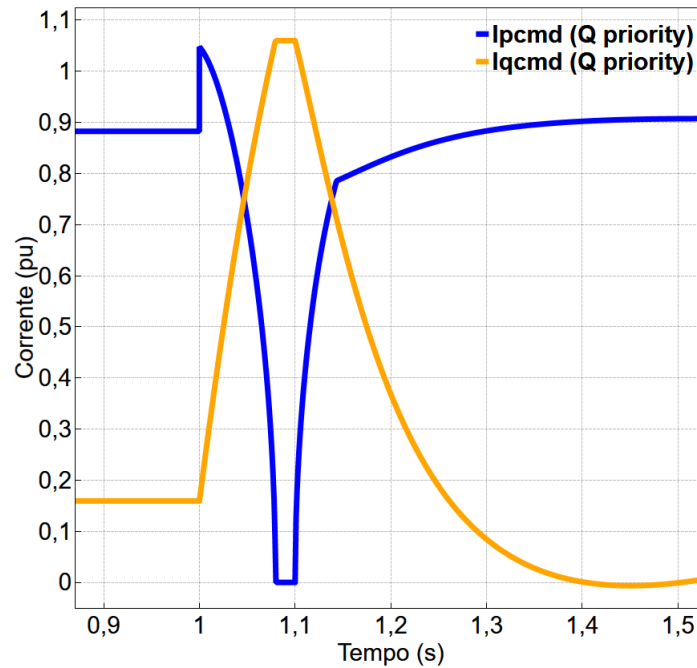


Figura 4.9: Resposta das correntes de comando do inversor no modo *Q priority*.

O primeiro gráfico apresenta a operação no modo *P priority* e, como pode ser notado, durante a ocorrência do defeito a parcela de corrente ativa atinge a capacidade do inversor e a corrente reativa vai a zero. O segundo gráfico mostra a estratégia de *Q priority* em que a injeção de corrente reativa aumenta em troca da redução da parcela ativa. Pode-se dizer então que a escolha desta estratégia de controle exerce um papel importante em como a corrente ativa e reativa atingem o limite de corrente do inversor, resultando em diferentes comportamentos dinâmicos da potência ativa e reativa das UFVs que, por sua vez, podem afetar a estabilidade de sistemas de potência.

#### 4.5.2.4 Representação do Inversor

A partir dos sinais de comando do controle elétrico o inversor gera as correntes de saída  $I_q$  e  $I_d$ . Em modelos RMS a representação do inversor é muito simplificada, sendo portanto modelado como um bloco de atraso no tempo. A figura 4.11 ilustra o modelo do inversor.

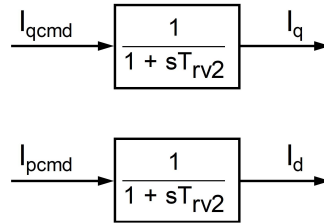
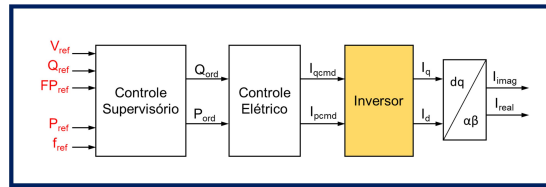


Figura 4.10: Representação do inversor.

#### 4.5.2.5 Interface com a Rede

A interface do modelo da UFV com o sistema CA é realizada via código DFNT do ANATEM que é responsável por fornecer a injeção de corrente para a solução da rede. Por meio deste código, o gerador modelado no programa de fluxo de potência ANAREDE é então associado a uma fonte de corrente *shunt* controlada por sinais exportados do CDU do modelo GE. Os sinais de saída do CDU correspondem às componentes de corrente ativa e reativa da corrente a ser injetada. No entanto, conforme orienta o manual do ANATEM [39], estas componentes devem seguir a referência do sistema CA.

Na realidade, toda lógica de controle descrita nas subseções anteriores considera variáveis no sistema de coordenadas girante  $dq$ . Assim sendo, é necessário converter as correntes de saída  $I_d$  e  $I_q$ , segundo a referência girante  $dq$ , em componentes de corrente real  $I_{real}$  e imaginária  $I_{imag}$ , segundo a referência estacionária  $\alpha\beta$ . A figura 4.11 ilustra ambos sistemas de coordenadas.

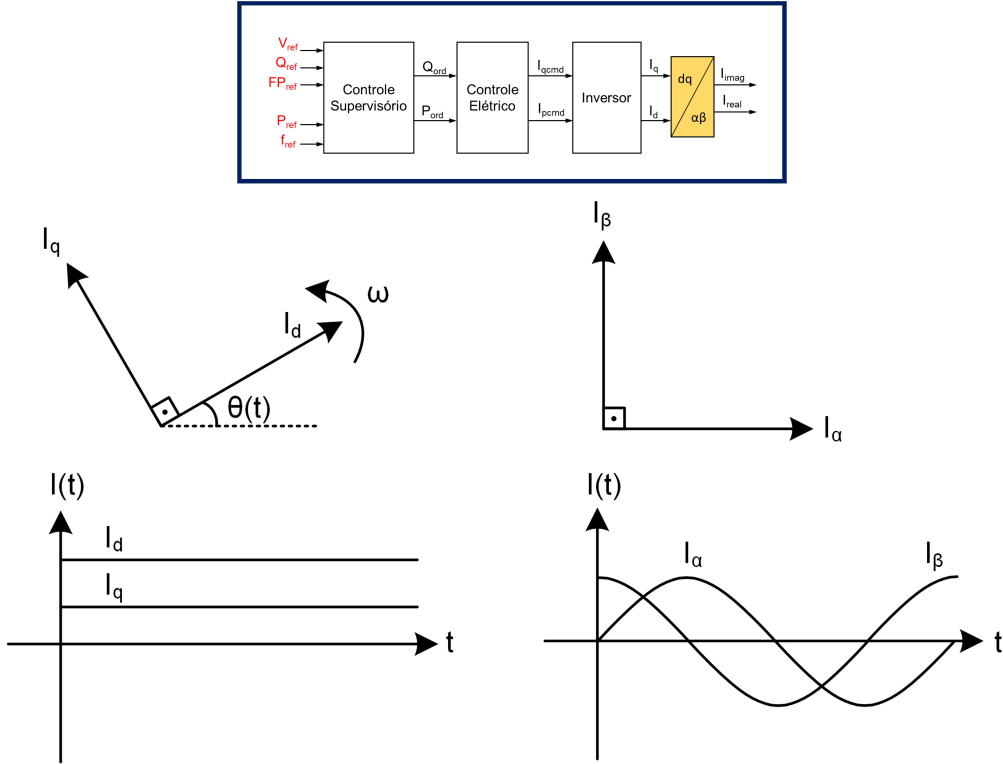


Figura 4.11: Sistema de coordenadas girante (à esquerda) e estacionário (à direita).

Ressalta-se que o ângulo  $\theta$  é exatamente o ângulo da barra da rede CA onde o gerador fotovoltaico equivalente está conectado. Este ângulo é obtido através da importação de variável da solução de rede.

A conversão do sistema de coordenadas pode ser realizada com a transformada inversa de *Park* ( $dq \rightarrow \alpha\beta$ ). A dedução da expressão da transformada é simples e baseia-se na projeção das componentes  $dq$  sobre os eixos  $\alpha\beta$  resultando em

$$T_{dq \rightarrow \alpha\beta} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$$

Desta forma, aplicando  $T_{dq \rightarrow \alpha\beta}$  nas variáveis do modelo obtém-se

$$\begin{bmatrix} I_{real} \\ I_{imag} \end{bmatrix} = T_{dq \rightarrow \alpha\beta} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix}$$

Por fim, é importante perceber que estas correntes  $I_{real}$  e  $I_{imag}$  exportadas do modelo GE replicam o comportamento médio de apenas um inversor da usina fotovoltaica. Para o ANATEM reproduzir corretamente o desempenho da UFV é necessário inserir o número total de inversores instalados na usina no campo *unidades* do código DFNT.



#### 4.5.2.6 Proteção de Tensão

A lógica de proteção de tensão do modelo GE replica a curva de VRT mínimo estabelecido pelo ONS (figura 3.10). Por um lado, a adoção desta premissa de proteção é conservativa, no entanto, conforme explicado na subseção 3.3.5, inversores mais modernos possuem na realidade capacidade bem maior do que o mínimo exigido pelo ONS. Assim, é preciso ter atenção pois esta modelagem da proteção pode acabar fornecendo resultados demasiadamente pessimistas.

#### 4.5.2.7 Voltage Ride Through

Nos próximos capítulos são feitas diversas análises envolvendo *voltage ride through*. Isto posto, na sequência, estão resumidas as configurações necessárias do modelo GE para a realização de simulações com as principais estratégias de VRT. As simulações são possíveis com a alteração de alguns parâmetros do modelo.

- **Sem VRT:** Neste caso os inversores são configurados sem a habilidade de *voltage ride through* e podem ser simulados escolhendo  $TypeMD < 3$  e também alterando os parâmetros de proteção  $Vmin$  para 0,899 e  $Vmax$  para 1.101.
- **VRT Bloq:** Este é o *voltage ride through* com bloqueio temporário de corrente do inversor. Para simulá-lo é preciso selecionar  $TypeMD < 3$ . Neste modo de operação o inversor GE é configurado por padrão para aguardar 300 *ms* contados a partir da recuperação da tensão para então finalmente voltar a injetar corrente.
- **VRT P:** O *voltage ride through* com injeção de corrente priorizando a parcela ativa pode ser simulado escolhendo  $TypeMD \geq 3$  e  $PQ_{flag} = 1$
- **VRT Q:** O *voltage ride through* com injeção de corrente priorizando a parcela reativa é simulado com  $TypeMD \geq 3$  e  $PQ_{flag} = 0$ .

# Capítulo 5

## Análise de uma Usina Fotovoltaica no Sistema Duas Áreas

Neste capítulo e no próximo são discutidos os resultados das simulações computacionais em que são investigados os efeitos da geração fotovoltaica sobre um sistema de pequeno porte (capítulo 5) e de grande porte (capítulo 6). Para tal, com o programa de análises de redes elétricas ANAREDE, montou-se casos de fluxo de potência de modo a subsidiar as análises dinâmicas. De posse dos casos de fluxo de potência são realizadas análises lineares com o programa PacDyn e simulações de grandes perturbações com o ANATEM.

### 5.1 Descrição do Sistema Duas Áreas

O estudo realizado neste capítulo é baseado no exemplo clássico de Duas Áreas [5], e seu diagrama unifilar está ilustrado na figura 5.1.

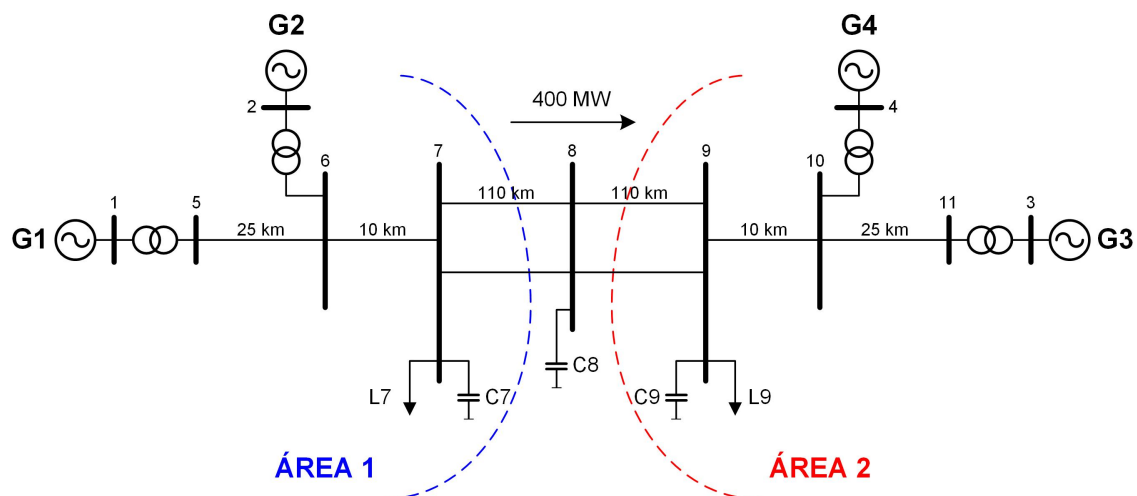


Figura 5.1: Diagrama unifilar do sistema duas áreas.

O sistema consiste de duas áreas interligadas por longas linhas de transmissão. A rede é composta por 11 barras, 8 linhas, 4 transformadores, 4 usinas e 3 bancos capacitores elevando a tensão próximo às cargas. A geração é realizada por 4 usinas convencionais (G1, G2, G3 e G4), isto é, geração síncrona. Os principais parâmetros destas usinas estão resumidos na tabela 5.1. Cada usina possui 4 unidades geradoras de 225 MVA, totalizando 900 MVA. Todos geradores são equipados com regulador de tensão, PSS e regulador de velocidade.

Tabela 5.1: Principais parâmetros das máquinas e dos controles das usinas convencionais do sistema Duas Áreas.

Parâmetro	Valor
Potência nominal	$4 \times 225 \text{ MVA}$ (900 MVA)
Tensão nominal	20 kV
Constante de inércia	6,0 s (G1 e G2)
	6,5 s (G3 e G4)
<i>Droop</i>	5%
Constante proporcional do regulador de tensão	200 pu
Constante proporcional do PSS	20 pu

A tabela 5.2 mostra o ponto de operação inicial do sistema. A barra de geração da usina G3 é definida como referência (*swing*). As quatro usinas estão despachadas próximo de 700 MW, perfazendo um total de 2.812 MW. A carga está localizada nas barras 7 e 9, correspondendo a  $(967 + j100)$  MVA e  $(1.767 + j100)$  MVA, respectivamente. Como há diferença entre as cargas, cerca de 400 MW fluem da área 1 para a área 2, conforme ilustra o diagrama unifilar.

Tabela 5.2: Ponto de operação inicial do sistema.

Elemento	P (MW)	Q (Mvar)	V (pu)
G1	700	89	1,035
G2	700	128	1,035
G3	712	92	1,035
G4	700	129	1,035
L7	967	100	-
L9	1767	100	-

## 5.2 Análise Modal do Caso Base

Este exemplo é particularmente interessante para o estudo de oscilações interárea [5]. Além disto, é possível fazer uma analogia com o SIN, como ilustra a figura 5.2. Destaca-se que não há qualquer intenção de fazer um equivalente dos parâmetros do sistema real, mas apenas de realizar um paralelo de topologia com o SIN.

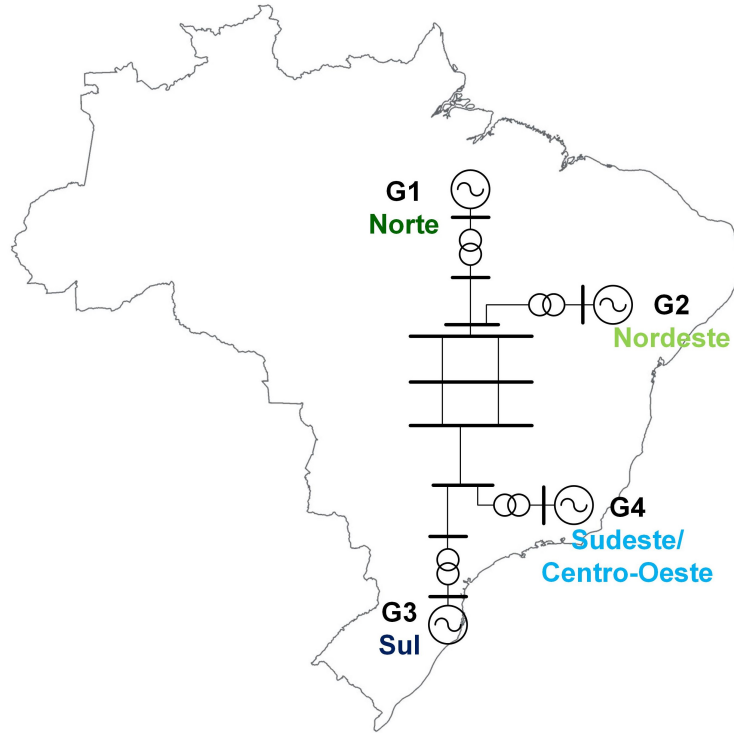


Figura 5.2: Analogia do sistema Duas Áreas com o SIN.

A partir do PacDyn é possível linearizar este ponto de operação inicial e, com o auxílio do método QR, calcular os 58 autovalores presentes no caso. Na tabela 5.3 estão listados apenas os modos eletromecânicos em ordem crescente de amortecimento. As formas modais (*mode shapes*) de velocidade de cada um destes modos são apresentadas na figura 5.3, seguindo a mesma ordem exibida na tabela. Pode-se notar que o primeiro é um modo interárea, pois os geradores da área 1 oscilam contra os da área 2. Já os modos A1 e A2 podem ser interpretados como modos locais da área 1 e da 2, respectivamente.

Tabela 5.3: Modos eletromecânicos do sistema Duas Áreas.

Modo	Natureza da Oscilação	Autovalor	Freq. (Hz)	Amort. (%)
Interárea	(N+NE) × (S+SE)	$-0,341 \pm j3,49$	0,56	9,7
A2	S x SE	$-0,934 \pm j6,18$	0,98	14,9
A1	N x NE	$-1,160 \pm j7,05$	1,12	16,2

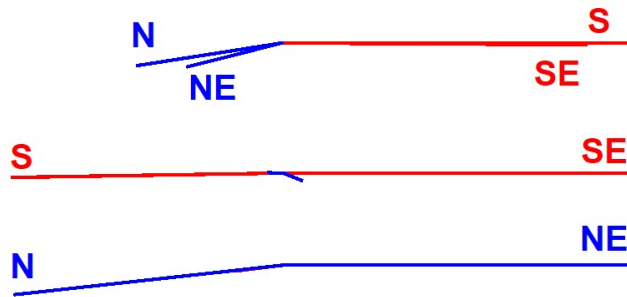


Figura 5.3: *Mode shape* de velocidade dos modos eletromecânicos.

### 5.3 Impacto de uma Usina Fotovoltaica nos Modos Eletromecânicos

A fim de analisar o impacto que usinas fotovoltaicas podem exercer nos modos de oscilação eletromecânica, são montados alguns pontos de operação com auxílio do programa ANAREDE. Para tal, uma usina fotovoltaica de 700 MW, intitulada aqui como UFV NE, é inserida no mesmo ponto de conexão da usina convencional do Nordeste (barra 6), conforme ilustra a figura 5.4.

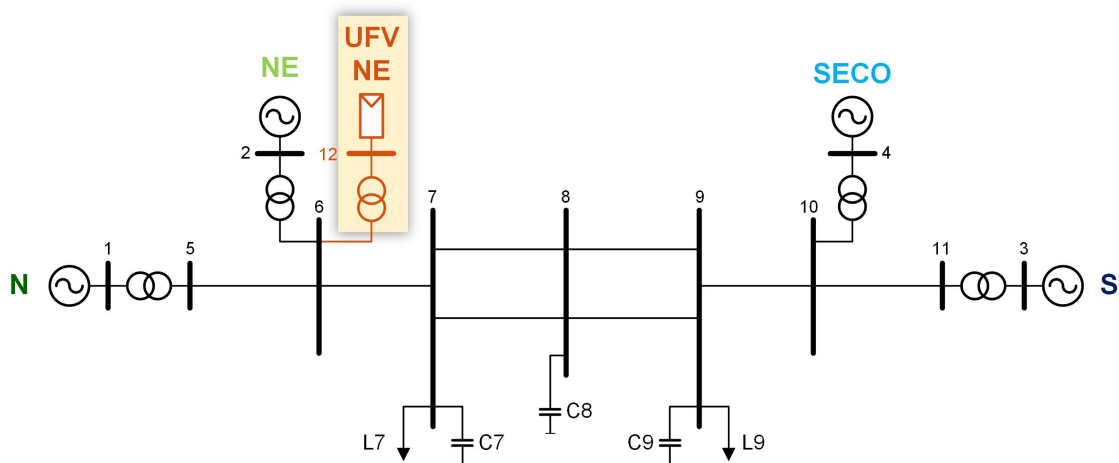


Figura 5.4: Inserção de uma usina fotovoltaica no Nordeste.

A tabela 5.4 mostra os cinco pontos de operação estudados, sendo que o montante de geração fotovoltaica parte de zero até 700 MW, com destaque para a redução gradativa do número de unidades geradoras da usina convencional do Nordeste, até culminar no seu desligamento total. Como a troca de geração é apenas interna no Nordeste, o fluxo de potência ativa entre as áreas 1 e 2 não se altera em nenhum cenário.

Tabela 5.4: Cenários de geração da usina fotovoltaica, deslocando a geração convencional do Nordeste.

<b>UFV NE</b>	<b>Ger. Convencional NE</b>	
<b>Geração (MW)</b>	<b>Geração (MW)</b>	<b>Unidades Geradoras</b>
0	700	4
175	525	3
350	350	2
525	175	1
700	0	0

O modelo GE, detalhado na seção 4.5.2, é adotado para a representação dinâmica da UFV. A usina solar é configurada para o controle da sua tensão terminal (barra 12) e para o controle de sua potência ativa. A UFV também é configurada para operar dispondo de *voltage ride through* com a estratégia de *Q priority*. A tabela 5.5 lista as *flags* necessárias para configurar a UFV neste modo de operação.

Tabela 5.5: Modo de operação da usina fotovoltaica UFV NE com as configurações do modelo GE.

<b>Modo de Operação</b>	<b>Flag</b>
Controle de potência ativa	$F_{flag} = 0$
Controle de tensão	$VAR_{flag} = 1$
<i>Voltage Ride Through</i> com <i>Q priority</i>	$TypeMD = 3$ $PQ_{flag} = 0$

Os ajustes dos parâmetros dos controladores PI do modelo GE são exibidos na tabela 5.6. Estes valores são padrões do modelo GE.

Tabela 5.6: Ajuste dos controladores PI do modelo GE.

Regulador	Ganho Proporcional	Ganho Integral
Tensão em barra remota	$K_{pv} = 3$	$K_{iv} = 5$
Potência reativa do inversor	$K_{pq1} = 0$	$K_{iq1} = 0,33$
Tensão terminal	$K_{pv1} = 0$	$K_{iv1} = 50$

### 5.3.1 Evolução dos Modos com o Aumento de Geração Fotovoltaica

A análise consistiu em computar a evolução dos modos eletromecânicos diante dos cinco cenários de geração da UFV NE da tabela 5.4 considerando o modelo detalhado da GE. Com o objetivo de ter um referencial de comparação, optou-se por repetir a simulação só que sem considerar o modelo GE. Destaca-se que, na simulação sem modelo, como o programa computacional não encontra uma associação de modelo dinâmico do gerador fotovoltaico, o equipamento é representado como impedância constante negativa (carga negativa).

Para condensar graficamente todos resultados, foi utilizada uma escala de cores representando a evolução dos 3 modos eletromecânicos nos cinco patamares de geração da UFV, de modo que marcadores em azul simbolizam geração fotovoltaica nula e marcadores com cores mais próximas do vermelho retratam cenários com maiores montantes de geração fotovoltaica (175, 350, 525 e 700 MW). Os resultados da simulação podem ser visualizados graficamente na figura 5.5, sendo que o gráfico (a) não considera modelo dinâmico da UFV e o gráfico (b) considera. As setas auxiliam na identificação da direção de deslocamento dos modos eletromecânicos à medida que há maior geração fotovoltaica e, evidentemente, menor geração convencional.

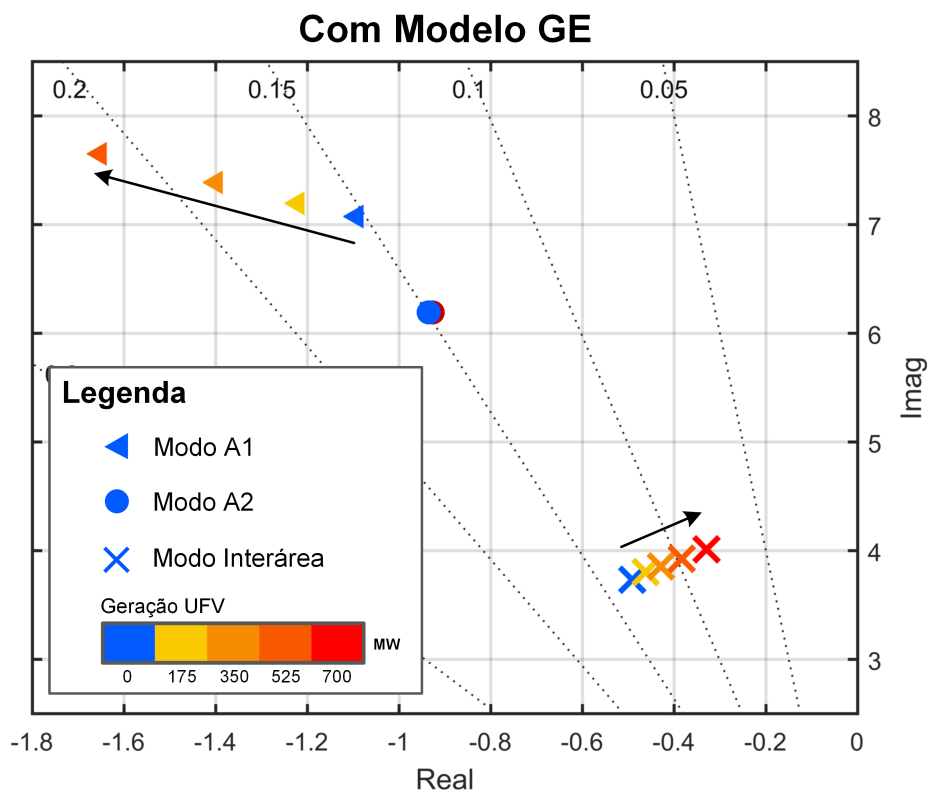
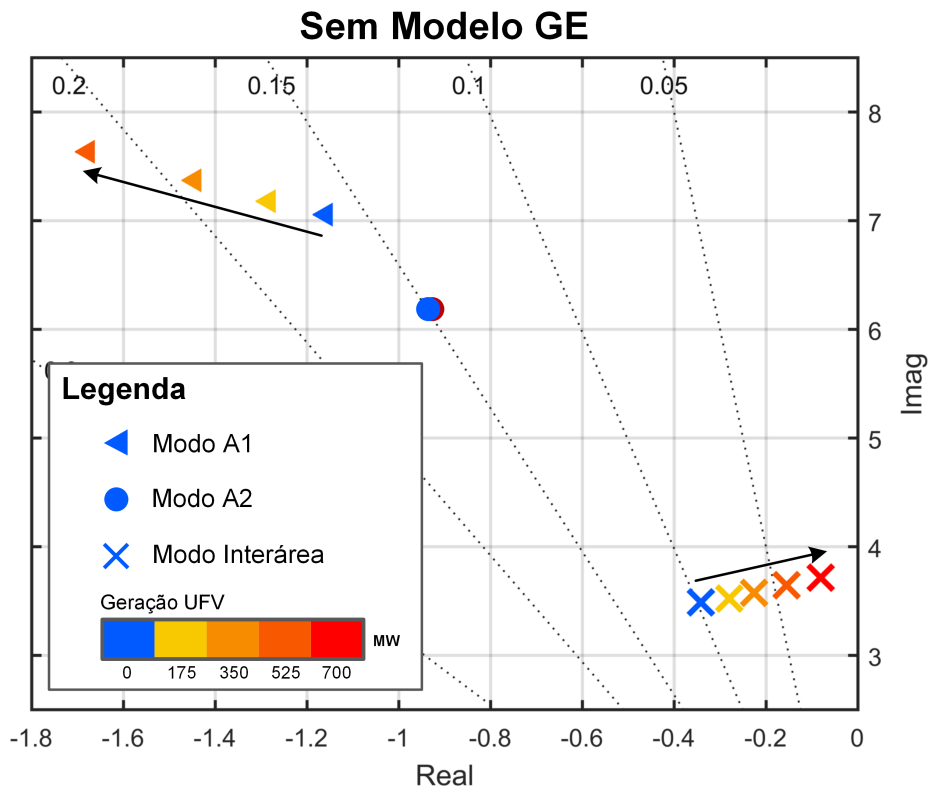


Figura 5.5: Evolução dos modos eletromecânicos com o aumento da geração fotovoltaica (a) sem modelo GE e (b) com modelo GE.



É importante destacar que, de acordo com [40], como a dinâmica de inversores é desacoplada da rede elétrica, há 4 mecanismos pelos quais os amortecimentos de modos eletromecânicos são afetados de maneira indireta pelas UFVs:

1. redespacho de máquinas síncronas;
2. resdespacho de máquinas síncronas equipadas com PSS;
3. variação dos fluxos em linhas de transmissão, afetando os torques sincronizantes;
4. interação entre os controles do inversor e o torque amortecedor de grandes máquinas síncronas.

Assim sendo, ao observar o mapa de autovalores é possível notar que o modo local A2 não é afetado, pois não houve redespacho dos geradores S e SE. Como a geração da usina convencional do Nordeste é deslocada para acomodar a geração fotovoltaica, logo o modo local A1 e o modo interárea são afetados. Além disto, quando a geração convencional do Nordeste é totalmente desligada, o modo A1 desaparece. Também é possível observar que há uma tendência de crescimento na frequência de oscilação de ambos modos, em cenários de maior geração fotovoltaica, justificada pelos menores índices de inércia do sistema. Com relação ao amortecimento, o modo local A1 torna-se mais amortecido enquanto o interárea menos amortecido, isto pode ser explicado pelo fato de que cada autovalor possui uma sensibilidade de amortecimento diferente para cada máquina do sistema. Resultados similares são observados por [41] em que identificou-se menores níveis de amortecimentos de modos eletromecânicos à medida que a geração fotovoltaica aumenta.

Em cenários de inércia reduzida, sem o modelo da UFV, o modo interárea tem seu amortecimento degradado para até 2%, com a inclusão do modelo detalhado da UFV este valor sobe para 8%. Ademais, com a inclusão do modelo GE o modo local A1 praticamente não sofre alteração, já por outro lado, o modo interárea é fortemente impactado. Por fim, é possível afirmar que, do ponto de vista do amortecimento das oscilações interárea, a não utilização do modelo dinâmico da UFV implica em resultados mais conservativos, isto é, menores amortecimentos.

### **5.3.2 Instabilidade devido a Controladores da UFV Mal Sintonizados**

A julgar pelo impacto do modelo GE no modo interárea, criou-se uma suspeita de possível interação entre os controles da UFV e este modo eletromecânico. Adicionalmente, em [42] e [43] é constatado que usinas eólicas bem como usinas fotovoltaicas são capazes de afetar modos de oscilação interárea. Dessa forma, verificou-se que o

modelo da UFV incorpora 18 autovalores ao sistema, dos quais 6 são modos complexos conjugados. Estes 3 pares de modos oscilatórios são muito influenciados pelos ajustes dos controladores PI das malhas de controle de tensão e potência reativa. Estas malhas podem ser visualizadas no diagrama simplificado da figura 5.6; e os respectivos autovalores são detalhados na tabela 5.7.

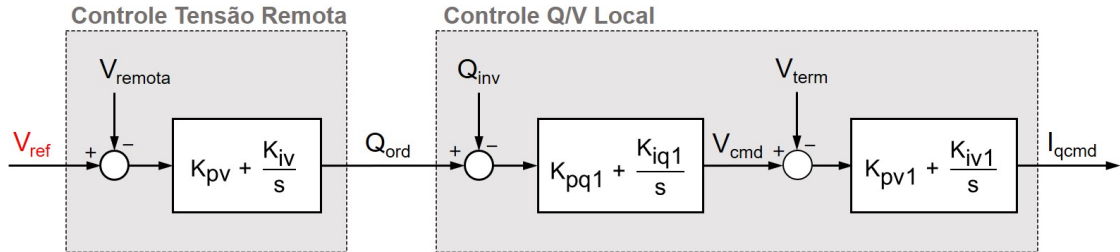


Figura 5.6: Diagrama simplificado da malha de controle de tensão/potência reativa do modelo GE.

Tabela 5.7: Modos oscilatórios introduzidos pelo modelo dinâmico da usina fotovoltaica.

Nome do Autovalor	Estado Dominante	Parâmetro Associado	Descrição do Parâmetro
UFV Vrem	$V_{remota}$	$K_{pv}$ e $K_{iv}$	Ganhos PI do regulador de tensão em barra remota.
UFV Q	$Q_{ele}$	$K_{ppq1}$ e $K_{iq1}$	Ganhos PI do regulador de potência reativa do inversor.
UFV Vt	$V_{term}$	$K_{pv1}$ e $K_{iv1}$	Ganhos PI do regulador de tensão terminal.

Por investigação no diagrama do lugar das raízes, foi observada a influência destes 6 ganhos PI não só nos próprios modos da UFV como também no modo interárea. A interação pode ser explicada pelo fato do modo UFV Q apresentar frequência próxima da faixa de frequência típica de modos interárea. Também se verificou que a má sintonização dos parâmetros  $K_{pv}$ ,  $K_{iv}$  e  $K_{iv1}$  podem instabilizar o sistema. Para exemplificar este comportamento, escolheu-se mostrar na figura 5.7 o diagrama do lugar das raízes variando  $K_{iv1}$  de 0 a 60. A ênfase desta figura é nos modos interárea (IA) e UFV Q. A seta amarela indica o sentido de crescimento de  $K_{iv1}$ . O valor padrão de  $K_{iv1}$  é ajustado para 50. É notado que, conforme este ganho integral é reduzido, ambos os modos ficam menos amortecidos. O ganho crítico ocorre quando  $K_{iv1}$  é igual a 13, isto é, ganhos inferiores a 13 instabilizam o sistema.

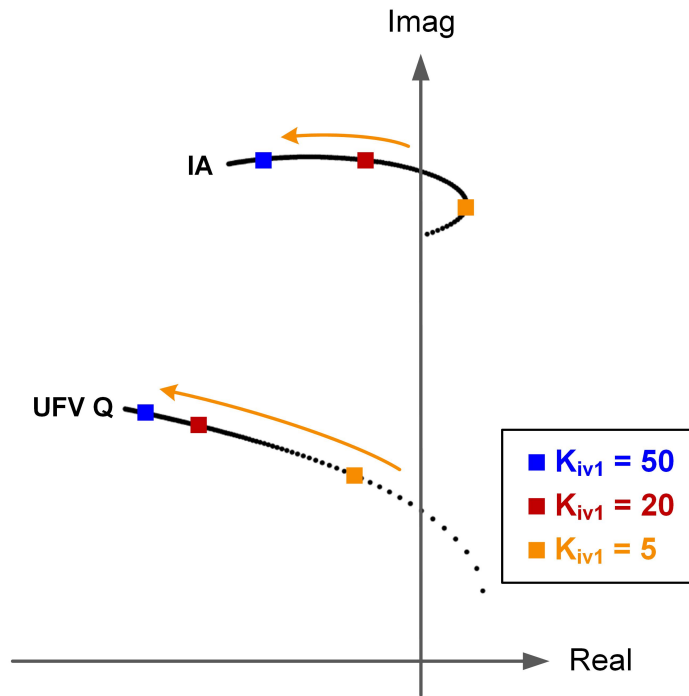


Figura 5.7: Diagrama do lugar das raízes variando o ganho  $K_{iv1}$ .

De modo a verificar a instabilidade, foram realizadas simulações não lineares de uma pequena perturbação com o programa ANATEM. Em  $t = 1$  s, um degrau de  $-1\%$  foi introduzido na entrada do regulador de tensão da geração convencional do Nordeste. A figura 5.8 ilustra a resposta do fluxo de potência ativa entre as áreas 1 e 2 à pequena perturbação com diferentes valores de  $K_{iv1}$ . Os resultados corroboram a análise linear no PacDyn, mostrando que para  $K_{iv1} = 50$  o sistema é estável, e para ganho reduzidos ( $K_{iv1} = 20$ ) o sistema passa a exibir um comportamento mais oscilatório. A instabilidade ocorre quando  $K_{iv1}$  assume valor inferior a 13 ( $K_{iv1} = 5$ , por exemplo).

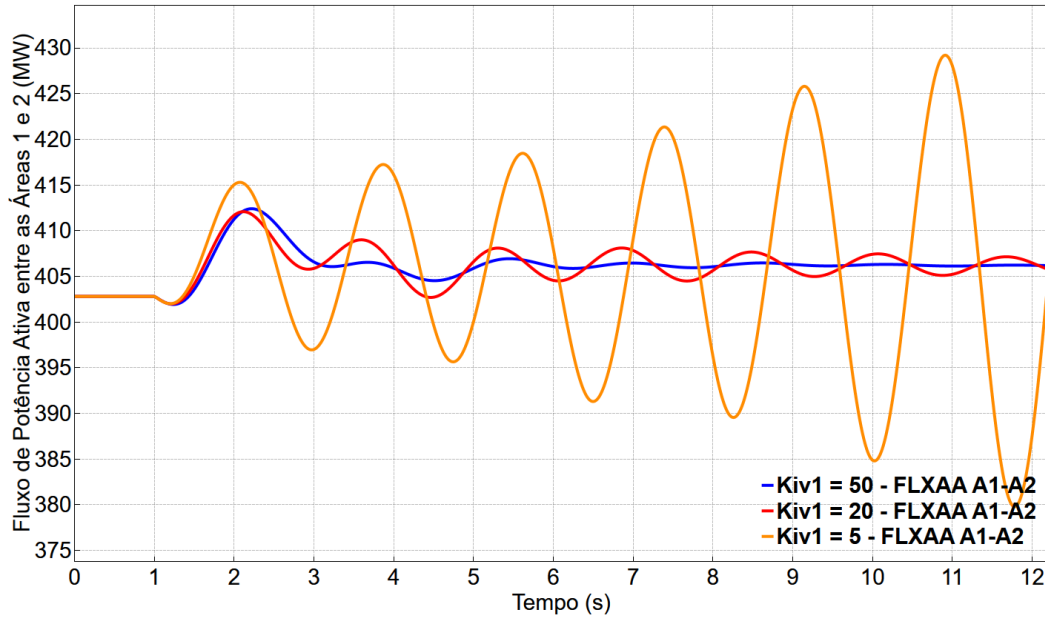
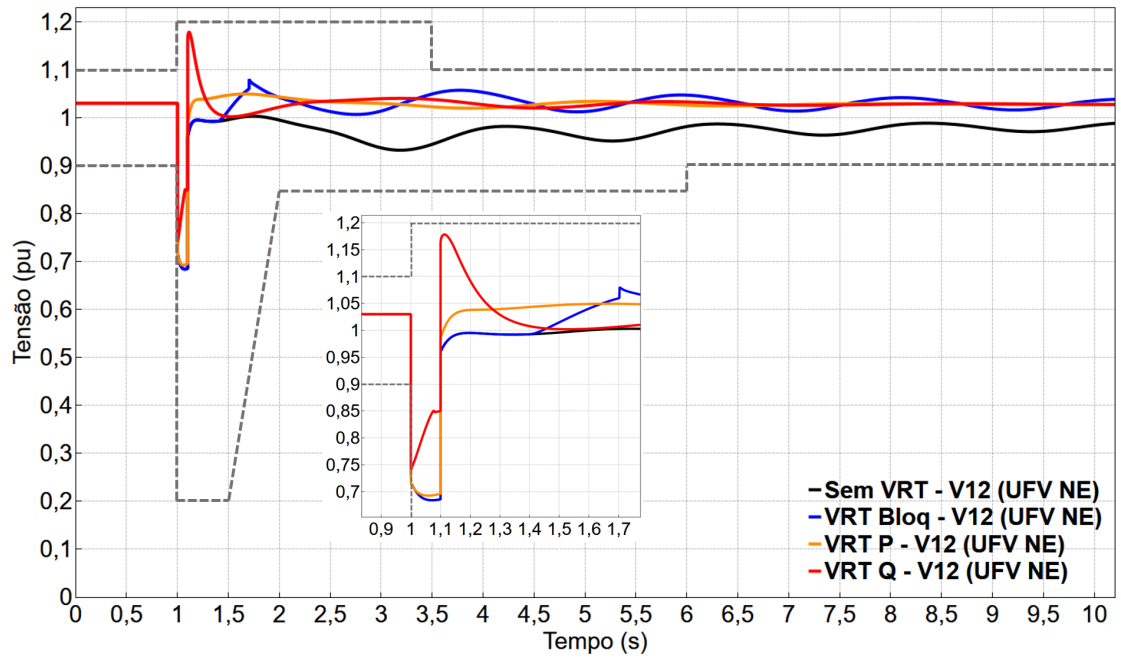


Figura 5.8: Simulação não-linear de uma pequena perturbação com diferentes ganhos  $K_{iv1}$ .

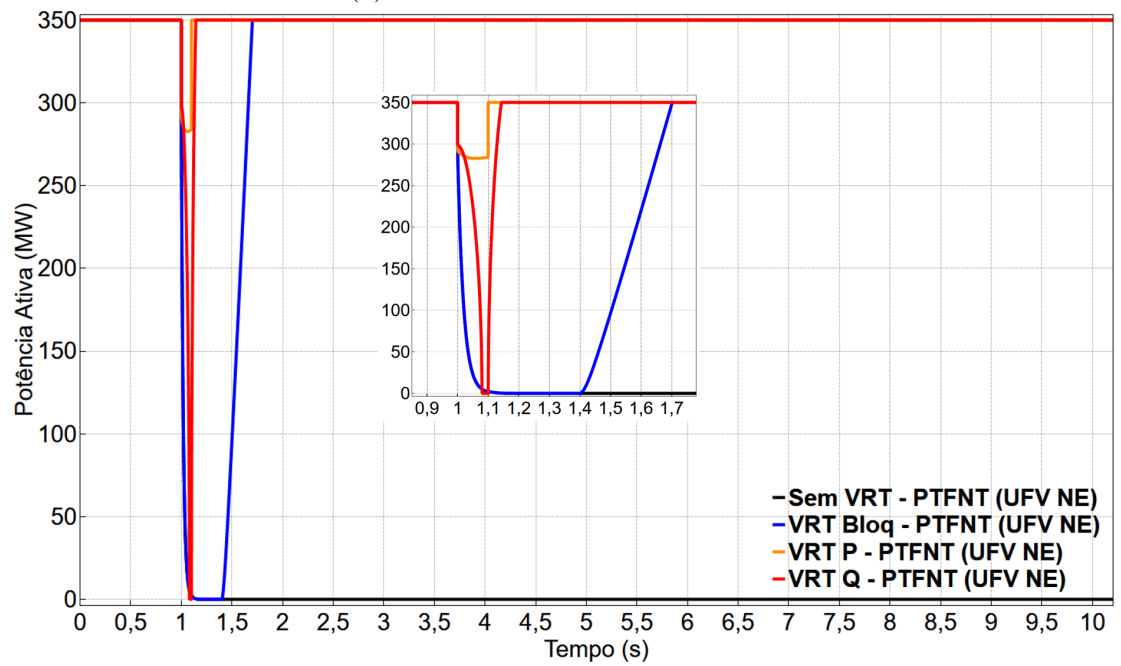
## 5.4 Impactos do *Voltage Ride Through* na Estabilidade Transitória

São analisadas 4 configurações de operação dos inversores da UFV NE diante de afundamentos de tensão. A seguir, as abreviaturas referentes aos 4 casos simulados encontram-se escritas em negrito entre parênteses. Primeiramente, é testada a configuração sem a capacidade de VRT (**Sem VRT**), ou seja, os inversores desconectam-se da rede caso a tensão terminal da UFV saia da faixa de operação contínua ( $0,9 < V < 1,1 pu$ ). Uma das formas de *ride through* é o modo de bloqueio temporário dos inversores (**VRT Bloq**), em que a usina permanece conectada, no entanto, cessa temporariamente sua injeção de corrente e retorna em rampa para os valores pré-falta decorridos  $300 ms$  da extinção do defeito. Por fim, é testado o modo de operação com injeção corrente durante o defeito, podendo-se optar por priorizar potência ativa (**VRT P**) ou reativa (**VRT Q**).

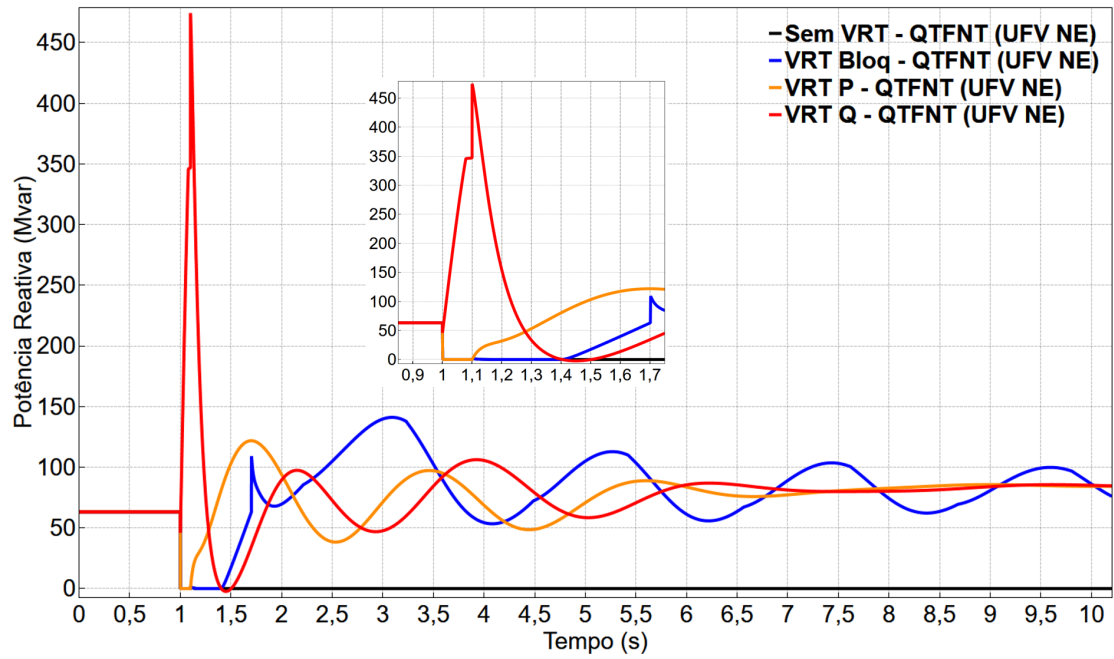
A simulação da grande perturbação consistiu na aplicação de um curto-circuito monofásico próximo da barra 7, em  $t = 1 s$ . A falta é extinta após  $100 ms$  com a abertura de um circuito da linha 7-8. O caso escolhido corresponde à 350 MW de geração fotovoltaica. A usina fotovoltaica opera no modo de controle da tensão terminal (barra 12) e de potência ativa. As respostas dinâmicas com as diferentes estratégias de VRT estão ilustradas nos gráficos da 5.9.



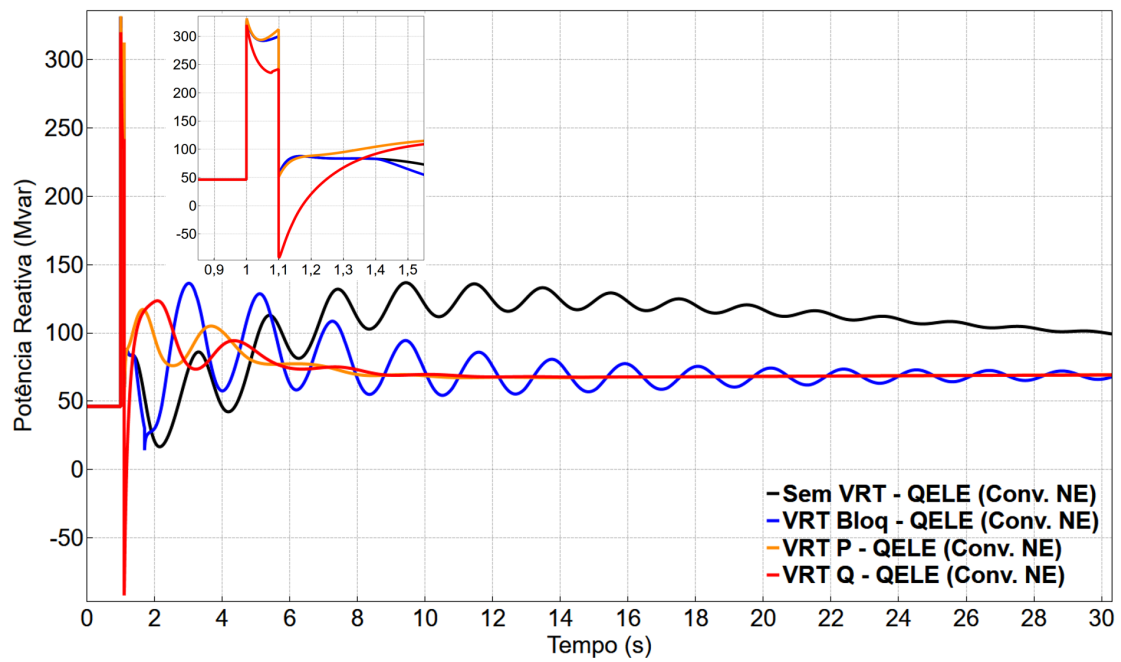
(a) Tensão terminal da UFV NE.



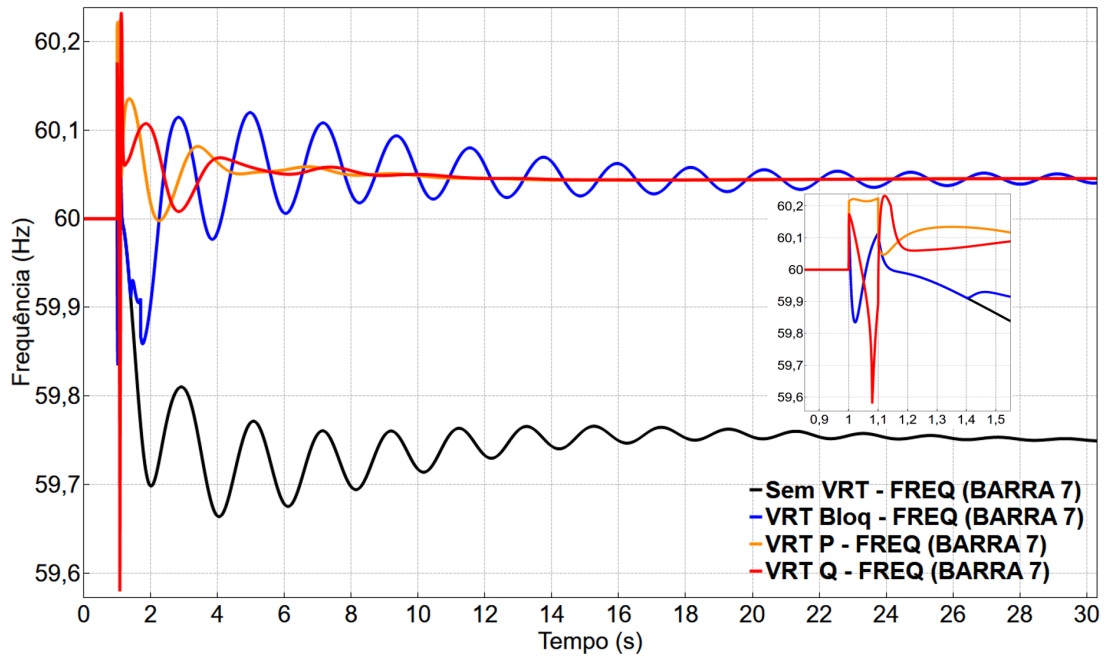
(b) Potência ativa da UFV NE.



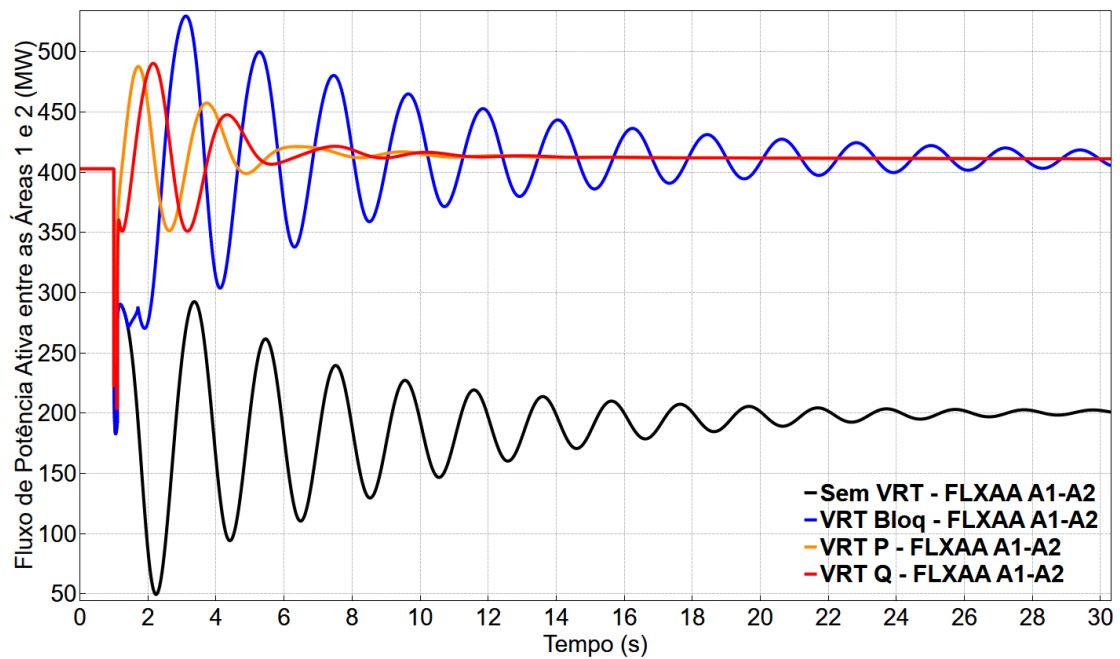
(c) Potência reativa da UFV NE.



(d) Potência reativa da usina convencional NE.



(e) Frequência elétrica da barra 7.



(f) Fluxo de potência ativa entre as áreas 1 e 2.

Figura 5.9: Resposta do sistema Duas Áreas com diferentes estratégias de *voltage ride through* da UFV NE.

A figura 5.9 (a) mostra a tensão terminal da UFV, onde o pontilhado cinza representa a curva de VRT mínimo exigido pelo ONS, descrita na subseção 3.3.5. Como as tensões permanecem dentro do contorno em todos os casos, a UFV é obrigada a manter-se conectada. No instante de ocorrência da falta, o caso VRT Q apresenta o menor afundamento de tensão dado que os inversores priorizam a injeção de potência reativa, em troca da redução de sua potência ativa, como pode ser visto nas curvas vermelhas dos gráficos da figura 5.9 (b) e 5.9 (c). Durante o curto-circuito, no caso VRT Q, a UFV permanece aumentando sua injeção de potência reativa até atingir o limite de corrente dos inversores, por conseguinte, no instante imediatamente anterior à eliminação da falta, a recuperação da tensão é 15% superior aos demais casos simulados. Por outro lado, no instante da extinção do defeito toda esta potência reativa adicional da UFV passa a fluir para o restante da rede elétrica, assim, é observada uma sobretensão transitória considerável de cerca de 18%. No caso VRT P, bem como nos casos Sem VRT e VRT Bloq, há um maior afundamento de tensão, contudo, não é notada sobretensão pós falta. Já nos casos sem VRT (curva preta) e com bloqueio temporário do inversor (curva azul), isto é, nos casos sem injeção de corrente durante o curto-circuito, as respostas dinâmicas mostram que o sistema alcançou um ponto de operação de forma bastante oscilatória. Em [44] é destacada a melhora de desempenho dinâmico quando a UFV opera com *voltage ride through* e injeção de potência reativa durante a falta.

No instante de incidência da falta, a frequência elétrica na barra 7, ilustrada na figura 5.9 (e), aumenta para cerca de 60,2 Hz, pois como a carga é modelada por impedância constante sua potência varia com o quadrado da tensão, logo, em  $t = 1$  s, o afundamento de tensão provoca uma redução transitória na carga. No caso VRT Q há redução temporária de 350 MW da UFV para maximizar sua injeção de potência reativa, assim, a frequência na barra 7 chega a afundar brevemente até 59,6 Hz. No caso VRT P a geração fotovoltaica permanece praticamente constante, conseqüentemente há menor variação na frequência. Após o evento, com exceção do caso Sem VRT que estabiliza em 59,75 Hz, os demais casos estabilizam em 60,05 Hz. Por fim, a resposta dinâmica do fluxo na interligação entre as áreas 1 e 2, ilustrada na figura 5.9 (f), apresenta desempenho equivalente tanto no caso VRT P quanto no VRT Q, porém nas demais simulações é verificado pouco amortecimento da oscilação interárea.



## Capítulo 6

# Impactos de Usinas Fotovoltaicas no Sistema Interligado Nacional

### 6.1 O Sistema Interligado Nacional (SIN)

O sistema de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil, denominado Sistema Interligado Nacional (SIN), é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. o SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, que abrangem quase todos os estados brasileiros, excetuando-se apenas Roraima [45].

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio de uma extensa malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade [46]. Além disto, o Brasil também possui interligações internacionais com a Argentina, Uruguai e Paraguai.

O SIN conta com mais de 140 mil quilômetros de extensão de linhas de transmissão (acima de 230 kV). Atualmente o parque gerador brasileiro comporta uma capacidade instalada um pouco maior que 160 GW. No verão de 2019 foi registrado o atual recorde de demanda do SIN em 90,5 GW [46]. A figura 6.1 ilustra o SIN com a configuração de 2017, incluindo as linhas de transmissão planejadas.

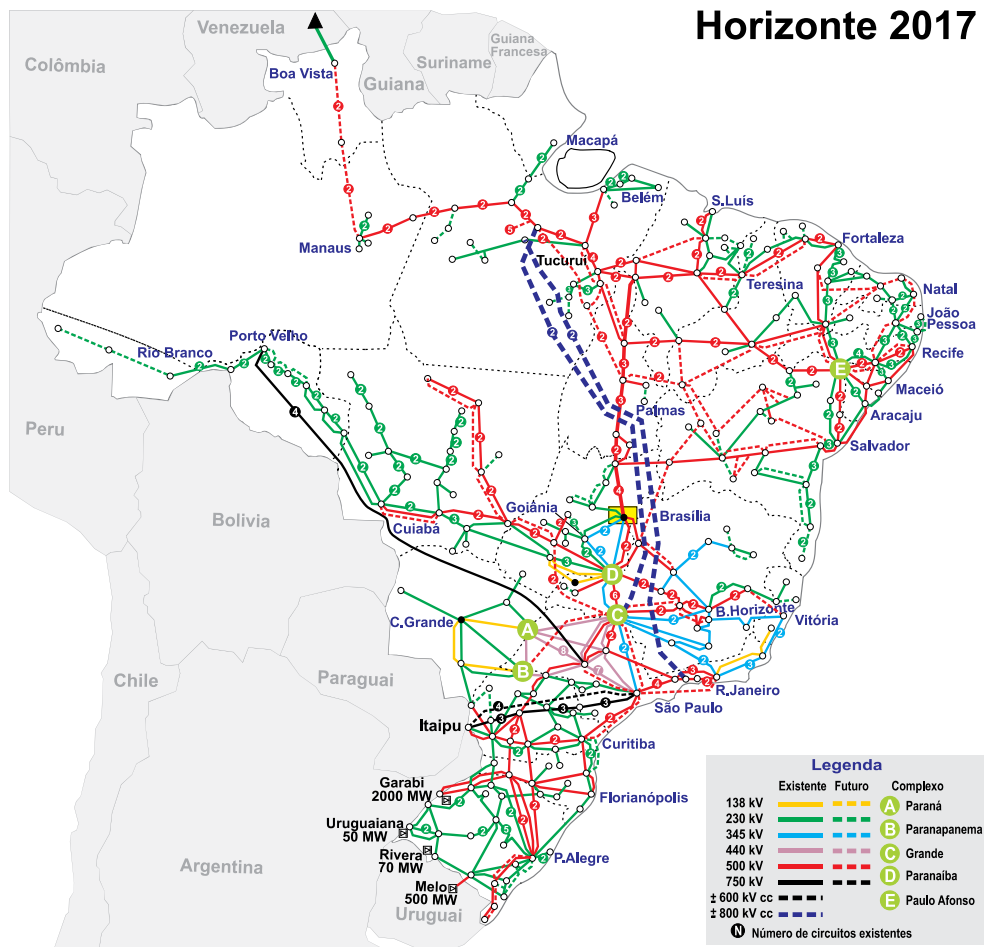


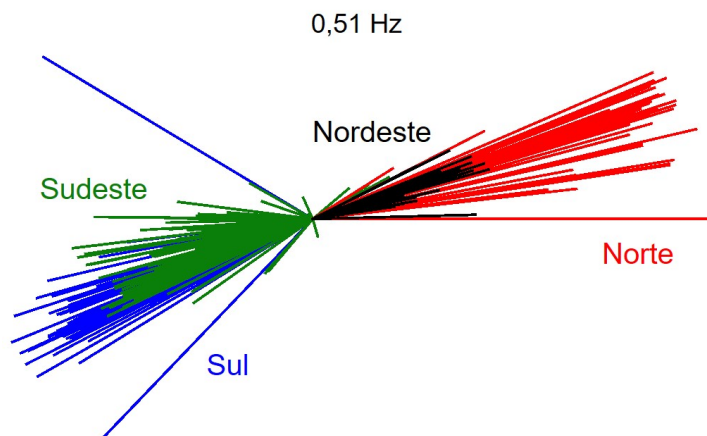
Figura 6.1: O Sistema Interligado Nacional. Fonte: [46]

## 6.2 Descrição do Caso Base para o Estudo do SIN

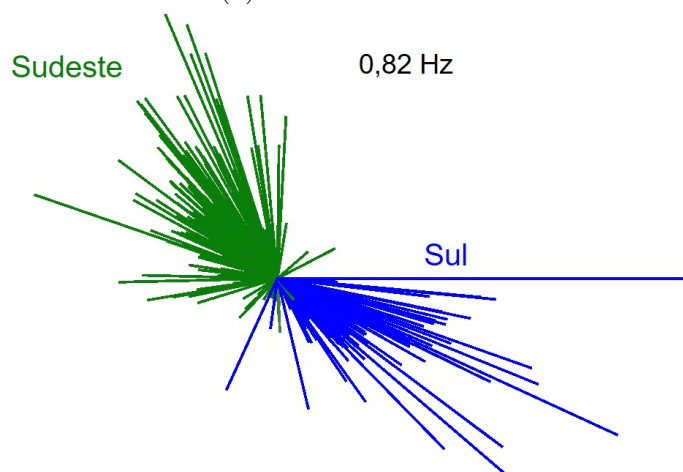
De modo a subsidiar a análise do impacto de usinas fotovoltaicas no SIN, é considerado como ponto de partida um caso real de planejamento do ONS, estudado no Plano de Ampliações e Reforços (PAR) de 2018, referente ao verão de 2023. Optou-se pelo patamar de carga leve de dia útil por ser comparável ao consumo típico de final de semana, assim, é possível alcançar maiores índices de penetração fotovoltaica com relação à carga. A título de comparação com o sistema duas áreas que tem 11 barras e 8 linhas, o SIN é um sistema de grande porte e neste caso de estudo estão representadas 7017 barras, 6648 linhas e 6 bipolos de transmissão em corrente contínua.

O caso base é então ajustado para refletir um cenário de Norte exportador em que a geração de Belo Monte é de 10.000 MW com seus bipolos enviando 8.000 MW para o Sudeste. O fluxo na interligação Norte-Sul é cerca de 2.100 MW. A carga do SIN é de 61.483 MW. A carga do Nordeste é de 10.808 MW, com 6.224 MW de geração convencional. Destaca-se que neste caso base não é considerada inicialmente





(a) Modo Norte-Sul.



(b) Modo Sul-Sudeste.

Figura 6.3: *Mode shapes* de velocidade dos modos interárea analisados no SIN.

## 6.4 Cenários de Penetração Fotovoltaica no Nordeste

A partir do caso base são montados, no programa ANAREDE, mais 5 casos nos quais geração fotovoltaica é adicionada no SIN com o objetivo de aumentar a penetração fotovoltaica como percentual de atendimento à carga. O foco da análise é na região Nordeste pelo fato de apresentar maior potencial fotovoltaico, todavia, para manter coerência com a realidade, na montagem dos casos de estudo também são consideradas as regiões onde o Sudeste possui destaque fotovoltaico. De forma a comportar o incremento de geração fotovoltaica, são reduzidos em mesma quantidade os despachos das gerações convencionais. Esta troca de energia é sempre realizada internamente no seu respectivo subsistema elétrico para não alterar os fluxos sistêmicos nas interligações regionais.

A tabela 6.2 resume os 6 cenários de penetração fotovoltaica com ênfase na região

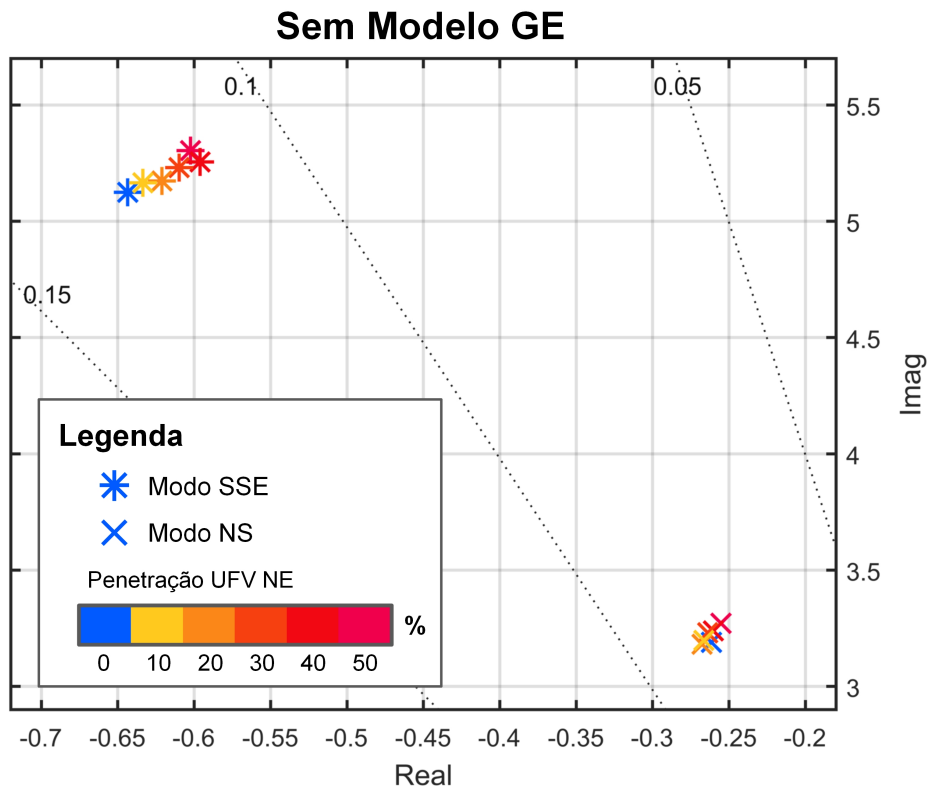
elétrica do Nordeste. Até 2023 o PAR considerou um total de capacidade instalada de UFVs no SIN de 3.138 MW, sendo 2.246 MW apenas no Nordeste. Portanto, apoiado no caso base, dois cenários reais de planejamento são gerados: um com 10% de penetração fotovoltaica no Nordeste e outro com 20%. Adicionalmente, são criados três casos prospectivos (30%, 40% e 50%) seguindo as mesmas premissas anteriores. Ressalta-se que as UFVs adicionais são conectadas nos pontos de maior potencial do NE e do SE. Evidentemente que o Nordeste recebeu a maior parcela de UFVs fictícias, cerca de 70% do adicionado. A título de informação, em termos da penetração fotovoltaica com base na carga do SIN os valores podem alcançar até 5% no caso real (3.138 MW) e até 12% no prospectivo (7.338 MW).

Tabela 6.2: Cenários de penetração fotovoltaica no subsistema elétrico do Nordeste.

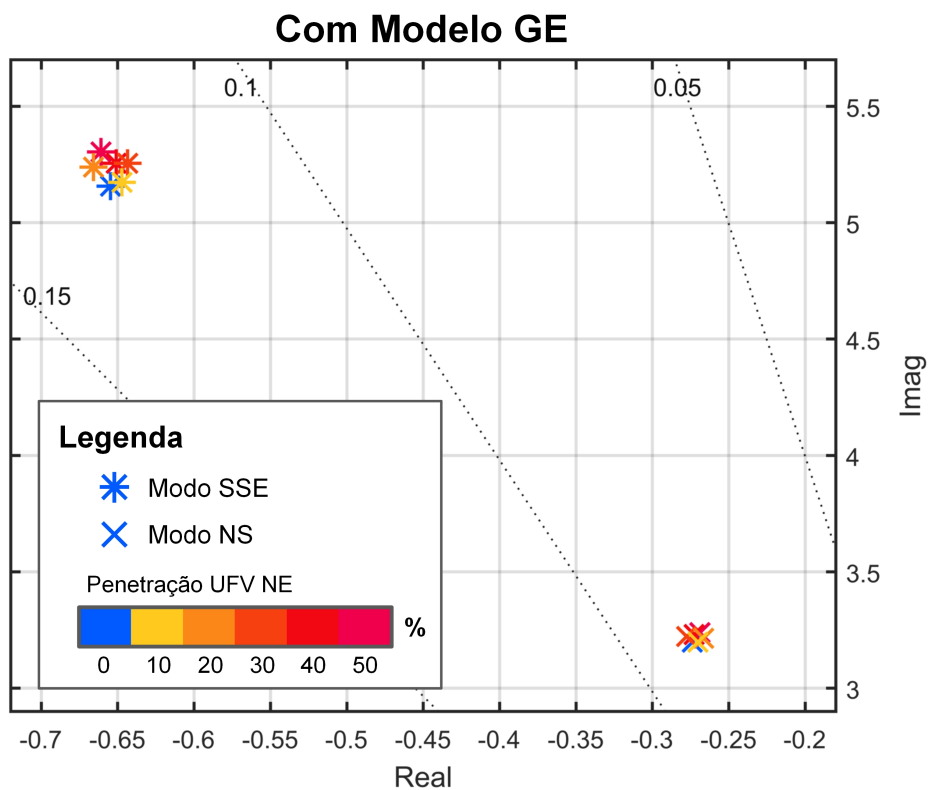
	<b>Penetração UFV NE</b>	<b>Geração Convencional NE (MW)</b>	<b>Geração Fotovoltaica NE (MW)</b>
	0% (caso base)	6.224	0
<i>REAL</i>	10%	5.045	1.179
	20%	3.977	2.246
	30%	2.983	3.246
<i>PROSPECTIVO</i>	40%	2.024	4.246
	50%	1.063	5.246

## 6.5 Impacto da Penetração Fotovoltaica nos Modos Interárea do SIN

Seguindo procedimento análogo à análise do sistema duas áreas, calcula-se pelo método QR do PacDyn todos autovalores do sistema brasileiro com seus respectivos fatores de participação. Os esforços concentraram-se na busca dos principais modos interárea do SIN por inspeção dos mode shapes de velocidade. No entanto, conforme mencionado anteriormente, a identificação dos modos Norte-Sul (NS) e Sul-Sudeste (SSE) é a mais clara. A figura 6.4 mostra a evolução dos modos NS e SSE no plano complexo para cada um dos casos de penetração listados na Tabela 5. No gráfico à esquerda não é considerado modelo dinâmico em nenhuma UFV, e no gráfico à direita é considerado o modelo GE, configurado para controle de tensão e potência ativa.



(a)



(b)

Figura 6.4: Evolução dos modos Norte-Sul e Sul-Sudeste com o aumento da penetração fotovoltaica no Nordeste (a) sem modelo GE e (b) com modelo GE.

Como esperado, à medida que a penetração fotovoltaica aumenta há deslocamento de geração convencional e, portanto, menos inércia no sistema, assim, são observadas frequências maiores nos modos eletromecânicos. Sem o modelo, ambos autovalores têm seu amortecimento reduzido conforme a geração fotovoltaica no NE aumenta, já nas simulações com o modelo GE é percebida uma menor diminuição. No geral, supondo um cenário fixo de penetração, a incorporação do modelo dinâmico GE melhora o amortecimento dos modos NS e SSE, contudo, em termos absolutos não é muito significativo. O modo NS praticamente não sofre alteração. O maior aumento observado é no modo SSE, quando, em 50% de penetração no NE, o amortecimento sai de 11,3% para 12,4% com a inserção do modelo dinâmico detalhado.

## 6.6 Impactos na Estabilidade Transitória do SIN

Neste item são analisados os impactos sistêmicos do aumento da penetração fotovoltaica bem como das estratégias de prioridade de corrente do inversor. As simulações dinâmicas são realizadas no programa ANATEM. O modelo dinâmico escolhido para todas usinas fotovoltaicas do SIN é o modelo GE. As UFVs são configuradas seguindo as mesmas premissas adotadas na seção 5.3, isto é, controle de tensão, potência ativa, bem como prioridade da parcela reativa da corrente do inversor (*Q priority*).

Por ser mais conservativo, o modelo da proteção de tensão do inversor GE replica a curva de *voltage ride through* mínima definida pelo ONS, no entanto, tipicamente, inversores possuem uma capacidade maior de *ride through* [24]. Por este motivo, de modo a capturar os impactos das UFVs na estabilidade, a proteção de tensão das UFVs encontra-se desligada nas simulações seguintes. Para complementar a análise, a curva de VRT mínimo é adicionada nos gráficos.

A região de São João do Piauí (PI) é escolhida para a análise dinâmica devido ao elevado potencial fotovoltaico e também pelos projetos de grande porte como a UFV Nova Olinda (210 MW) e a UFV Etesa (180 MW). Além disto, a região está situada eletricamente próxima à interligação Norte-Sul. A simulação consistiu na aplicação de um curto-circuito monofásico próximo ao barramento de 500 kV da subestação São João do Piauí no instante  $t = 1$  s. O defeito é extinto após 100 ms com a abertura do segundo circuito de 500 kV da linha São João do Piauí – Sobradinho. A figura 6.5 ilustra a malha de transmissão de 500 kV dos subsistemas elétricos Norte e Nordeste com destaque para o círculo azul indicando a região escolhida para a análise dinâmica.

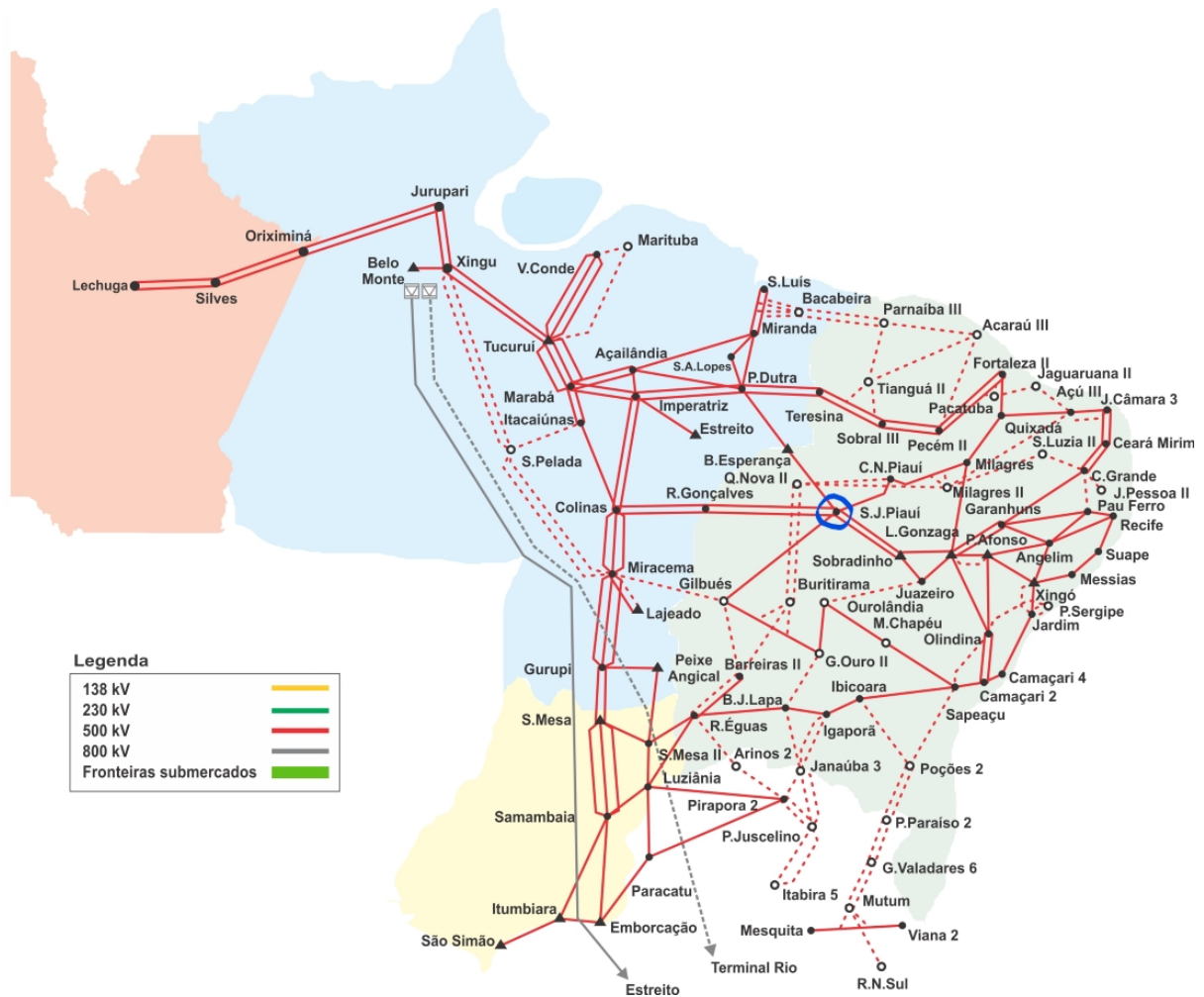
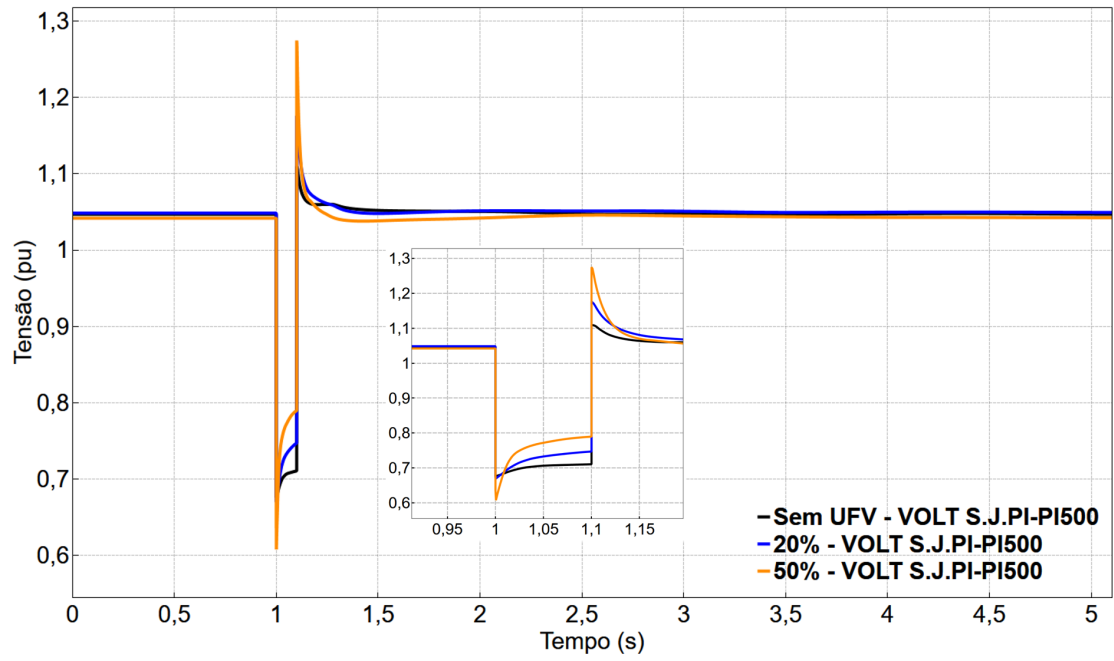


Figura 6.5: Diagrama da malha de transmissão de 500 kV dos subsistemas elétricos das regiões Norte e Nordeste. A região escolhida para a análise dinâmica está indicada pelo círculo azul.

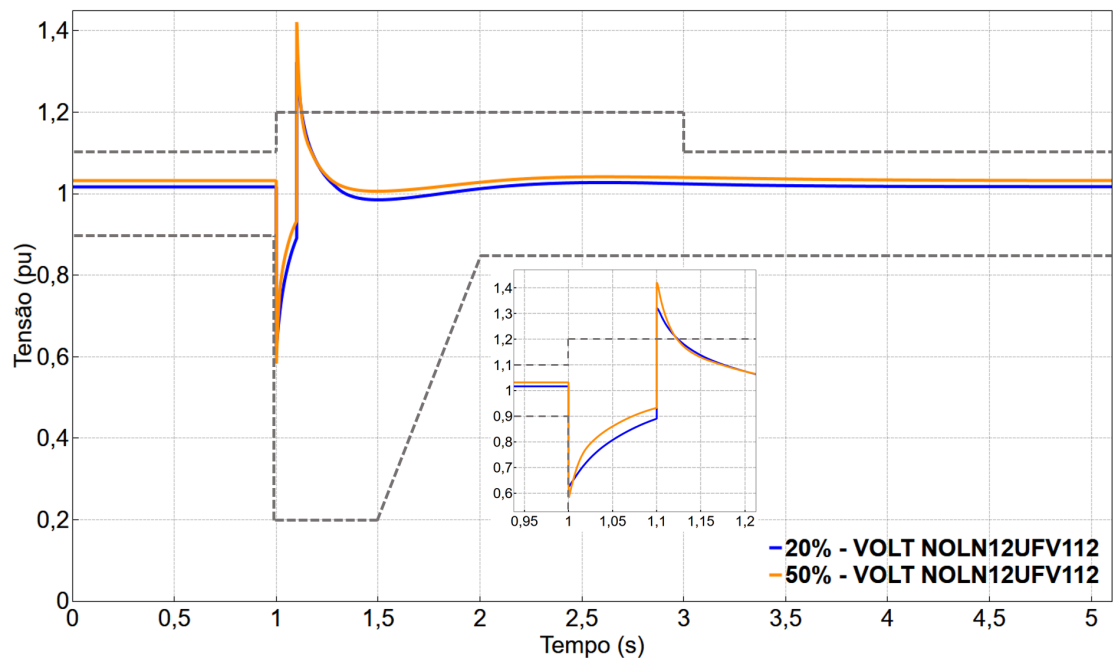
### 6.6.1 Aumento da Penetração Fotovoltaica

A figura 6.6 mostra os resultados da simulação dinâmica comparando diferentes cenários de penetração fotovoltaica no NE. A curva preta, a azul e a amarela representam, respectivamente, os cenários de 0%, 20% e 50% de penetração.

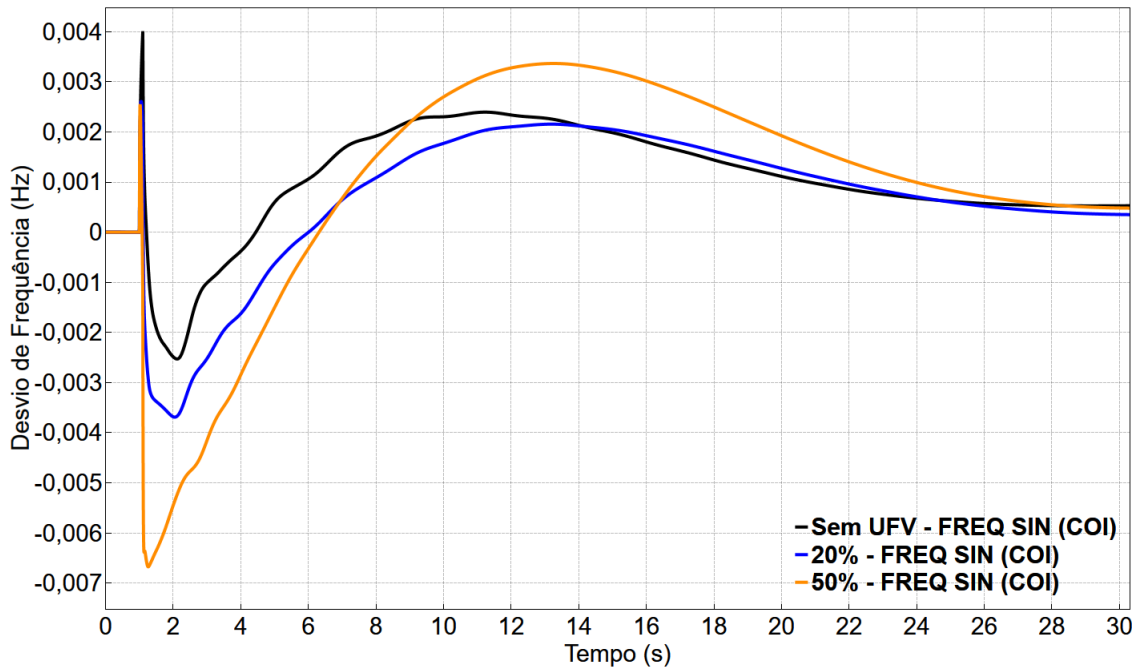




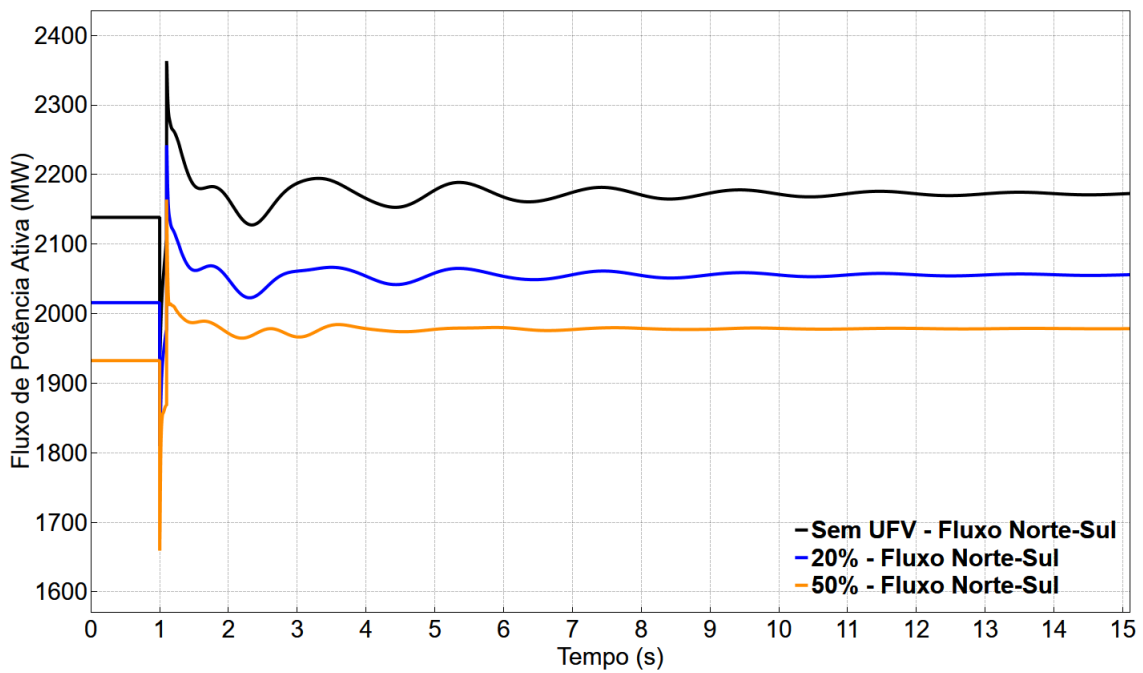
(a) Tensão na barra de falta.



(b) Tensão terminal da UFV Nova Olinda.



(c) Desvio de frequência do SIN (centro de inércia).



(d) Fluxo de ativo na Interligação Norte-Sul.

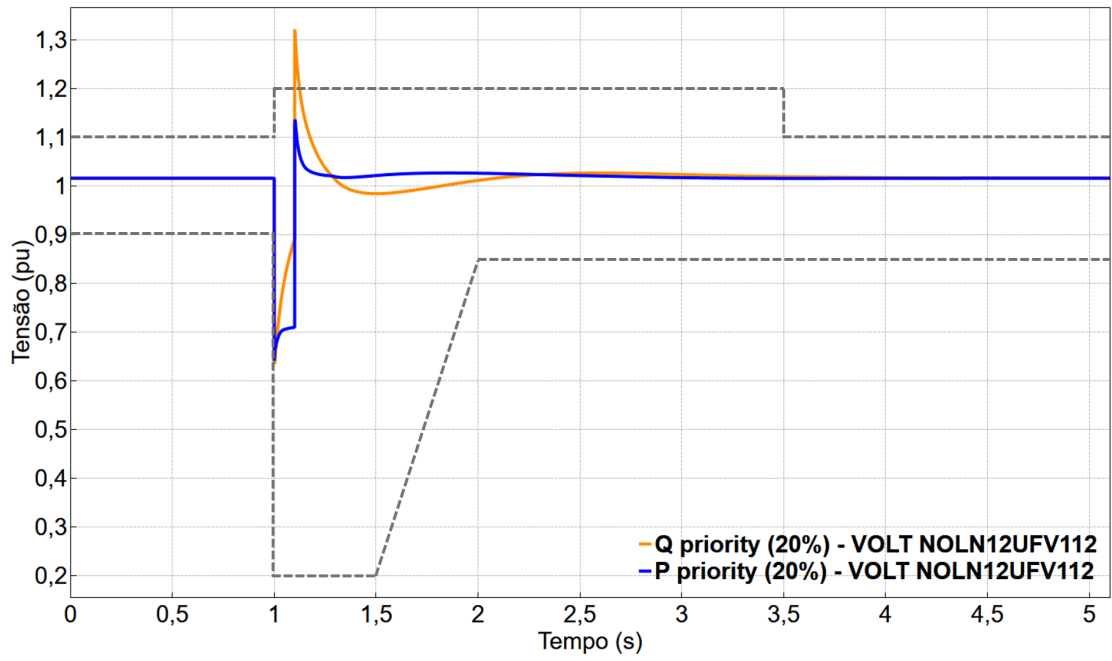
Figura 6.6: Resposta dinâmica do SIN em diferentes cenários de penetração fotovoltaica no Nordeste.

Os gráficos das figuras 6.6 (a) e (b) mostram que há maiores sobretensões no caso de 50%. É notado que mais geração fotovoltaica implica em maiores injeções de corrente reativa devido à configuração de *Q priority*, conseqüentemente, no instante da extinção do curto-circuito, toda esta potência reativa flui para a rede causando sobretensões, principalmente no terminal da UFV. Um ponto importante de ser lembrado é que se trata de um caso de carga leve, logo isto também contribui para as sobretensões. Na figura 6.6 (b), a linha cinza tracejada representa a premissa conservativa de VRT da usina (mínimo exigido pelo ONS), neste caso, a UFV teria permissão de se desconectar da rede tanto nos casos de 20% quanto de 50%. De qualquer maneira, ressalta-se que as sobretensões decaem rapidamente em 25 ms para dentro do contorno de VRT mínimo.

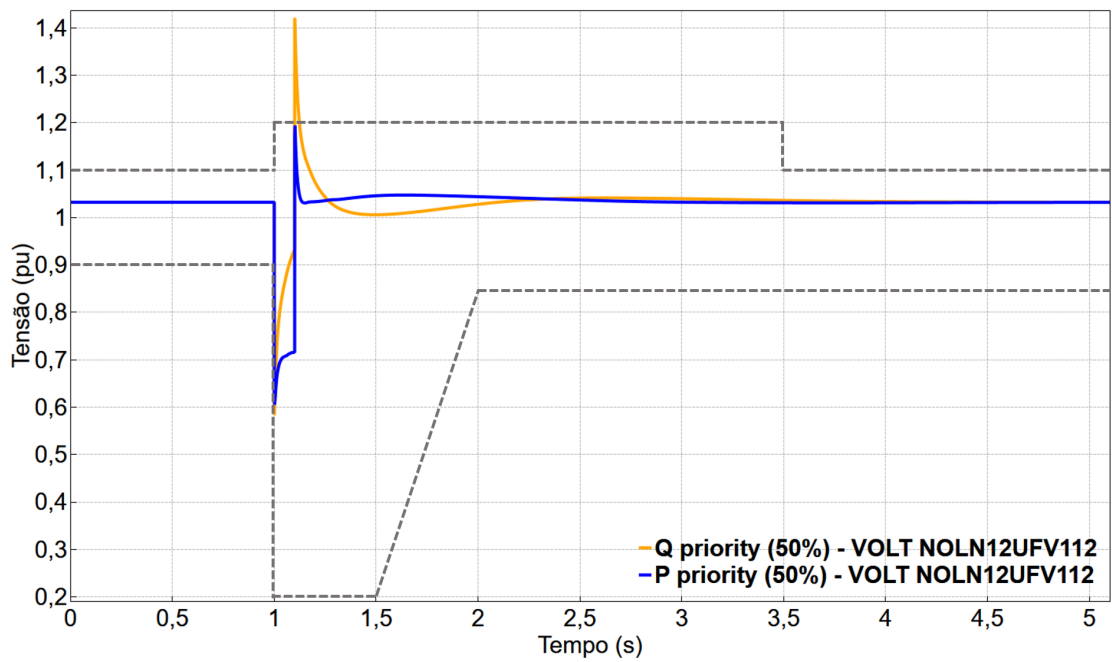
A figura 6.6 (c) ilustra o desvio da frequência elétrica em relação ao centro de inércia do SIN, em que são verificados maiores afundamentos com o aumento da geração fotovoltaica, justificado pelos menores níveis de inércia no sistema. Como mostra a figura 6.6 (d), o fluxo na Interligação Norte-Sul torna-se mais amortecido nos cenários de maior penetração devido à injeção adicional de potência reativa das usinas fotovoltaicas. Isto será melhor compreendido na simulação a seguir.

### **6.6.2 Diferentes Estratégias de Prioridade de Corrente do Inversor**

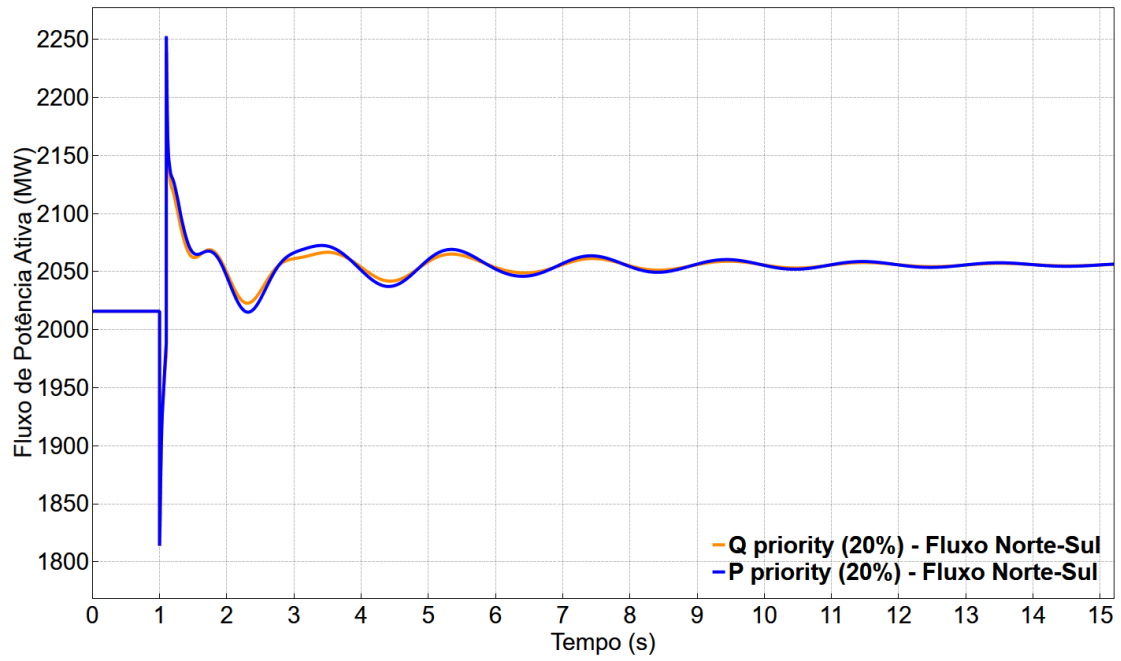
Como alternativa, os inversores também podem priorizar a corrente ativa (*P priority*). Na figura 6.7 são exibidas as respostas dinâmicas dos casos de 20% e 50% com as duas estratégias de prioridade de corrente. Nas curvas em amarelo considerou-se prioridade de corrente reativa e em azul prioridade de corrente ativa. Vale destacar que no PacDyn esta comparação não é viável porque em análises lineares os blocos limitadores são desprezados.



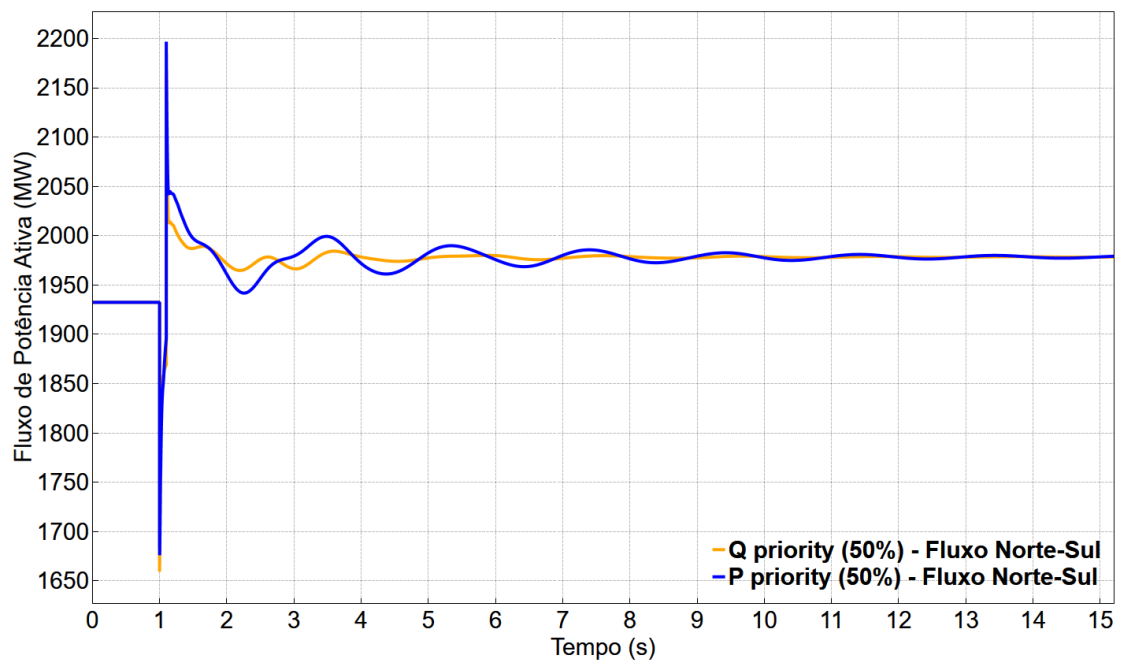
(a) Tensão terminal da UFV Nova Olinda (20% penetração).



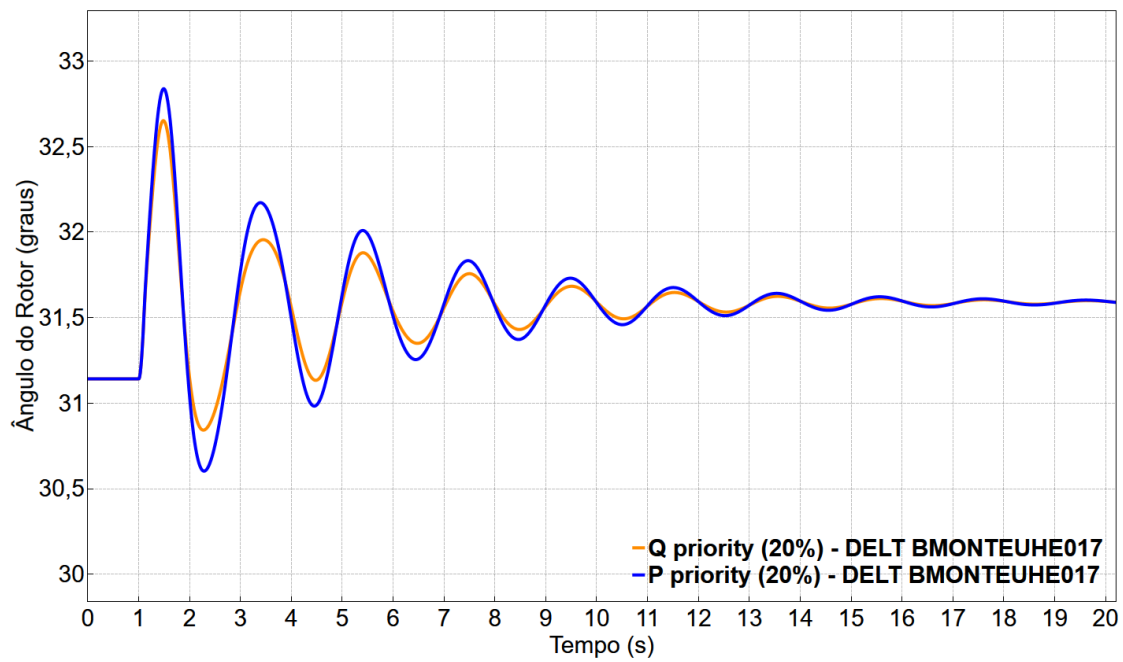
(b) Tensão terminal da UFV Nova Olinda (50% penetração).



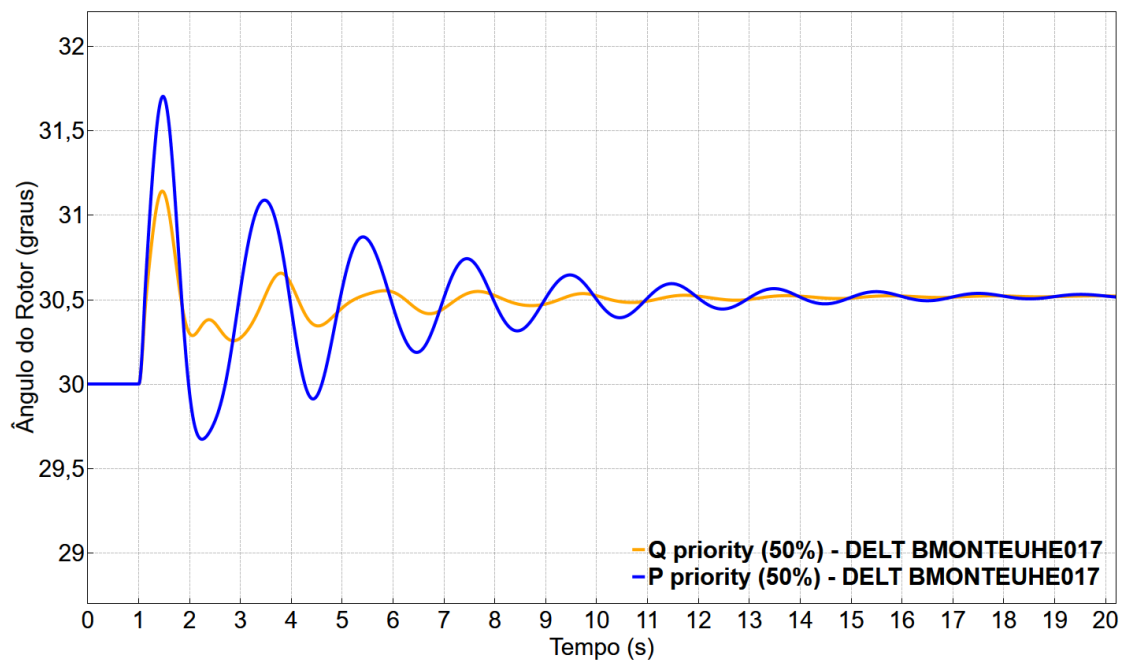
(c) Fluxo de ativo na Interligação Norte-Sul (20% penetração).



(d) Fluxo de ativo na Interligação Norte-Sul (50% penetração).



(e) Ângulo das máquinas da UHE Belo Monte (20% penetração).



(f) Ângulo das máquinas da UHE Belo Monte (50% penetração).

Figura 6.7: Resposta dinâmica do SIN com diferentes estratégias de prioridade de corrente do inversor.

As simulações mostram sobretensões consideravelmente menores quando as usinas fotovoltaicas priorizam a potência ativa, contudo, também são observadas piores recuperações de tensão antes da extinção da falta.

O afundamento de tensão no momento do curto-circuito é praticamente o mesmo em ambos modos de operação. Enquanto que durante os 100 *ms* de duração do defeito, a recuperação da tensão no modo *Q priority* é muito mais rápida do que no modo *P priority*. Em termos quantitativos, considerando o caso de 20% de penetração, isto se traduz em uma recuperação de tensão 17% superior ao modo *P priority*; e 21% superior quando a comparação é feita no caso de 50% de penetração.

Por outro lado, a operação dos inversores na configuração *Q priority* produz sobretensões consideráveis após a extinção do curto-circuito. As sobretensões alcançaram valores superiores a 1,3 *pu* no caso de 20% de penetração e a 1,4 *pu* no caso de 50% de penetração.

Com relação ao critério de VRT mínimo do ONS, visível nas curvas cinzas pontilhadas nos gráficos das figuras 6.7 (a) e (b), pode-se notar que ele foi respeitado apenas no modo de operação *P priority* (curva azul). Quando os inversores operam com prioridade de potência reativa (curva amarela) há uma violação do critério de sobretensão e portanto, de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS [19], é permitida a desconexão da usina fotovoltaica da rede de transmissão. De todo modo, deve ser destacado que esta sobretensão decai rapidamente e retorna ao envelope de VRT mínimo em apenas 25 *ms*.

Para observar as oscilações eletromecânicas o fluxo de potência ativa na Interligação Norte-Sul é mostrado nas figuras 6.7 (c) e (d); e o ângulo do rotor das máquinas da usina hidrelétrica (UHE) de Belo Monte nas figuras 6.7 (e) e (f). As curvas de 20% revelam que o amortecimento das oscilações eletromecânicas do sistema praticamente não mudam quando as UFVs priorizam a corrente ativa. Por outro lado, no caso de 50% de penetração, quando é escolhido o modo *Q priority* são observadas oscilações mais amortecidas. Isto ocorre devido ao elevado número de usinas fotovoltaicas injetando corrente reativa adicional durante a falta. Tal efeito também é relatado em [18].

# Capítulo 7

## Conclusões e Trabalhos Futuros

### 7.1 Conclusões

Conforme foi visto no início desta dissertação, a matriz energética mundial está passando por um período de transição em que a geração eólica e a solar fotovoltaica vêm sendo as protagonistas. Em vista disto, foi apresentado um contexto com um panorama geral da geração fotovoltaica no Brasil e no mundo. Adicionalmente, foi discutido o potencial de expansão do parque gerador brasileiro para acomodar novas usinas fotovoltaicas.

Outro tópico abordado diz respeito aos aspectos técnicos das usinas fotovoltaicas. Com a crescente substituição das usinas convencionais a geradores síncronos pelas usinas baseadas em inversores, é essencial compreender suas principais diferenças. Neste sentido, destacam-se algumas características únicas dos inversores como a dinâmica regida por sistemas digitais, a ausência de parte girante e de inércia, maior margem operativa na curva de capacidade e também o modo de operação de *fault ride through*. Também foi apresentada a topologia típica de uma usina fotovoltaica bem como os principais requisitos técnicos, descritos nos Procedimentos de Rede do ONS [19], fundamentais para a integração de UFVs ao Sistema Interligado Nacional. Mais um ponto importante do trabalho foi expor algumas lições aprendidas por outros países do mundo em decorrência das experiências com montantes consideráveis de geração a inversores.

A dissertação também mostrou os aspectos mais relevantes de modelagem e controle de usinas fotovoltaicas para subsidiar as etapas seguintes de simulações computacionais bem como as análises dos resultados. Neste contexto, as usinas fotovoltaicas são compostas por dezenas ou até mesmo centenas de inversores. Para que seja viável estudar o desempenho dinâmico de uma UFV em sistemas de grande porte, os modelos focam em capturar o comportamento médio destes inversores. Para estudos de transitórios eletromecânicos de grandes sistemas interligados, ape-



nas a interface com a rede CA é de interesse, desta forma, não são consideradas diversas dinâmicas rápidas associadas ao controle do inversor e ao seu lado CC. Estes modelos reproduzem o comportamento fasorial de sequência positiva da UFV na frequência fundamental (modelo RMS), ideal para estudos de estabilidade de sistemas de potência. Nas simulações deste trabalho, foi utilizado o modelo dinâmico de UFV com inversores GE disponível na base de dados do ONS. Na sequência foi apresentado um tutorial do modelo GE detalhando todas suas malhas de controle assim como os possíveis modos de operação. O tutorial tem como objetivo ampliar o entendimento das opções de configuração deste modelo para simulação no programa ANATEM.

O trabalho apresentou o impacto de usinas fotovoltaicas no sistema Duas Áreas e também no SIN. A montagem dos cenários de estudo foi realizado no programa do CEPEL de fluxo de potência ANAREDE. As análises modais e de estabilidade transitória foram realizadas com o auxílio dos programas do CEPEL PacDyn e ANATEM, respectivamente. Os resultados mostraram que a inserção de geração fotovoltaica, por provocar o redespacho de geração convencional, pode afetar os modos eletromecânicos. No sistema duas áreas foi constatado que do ponto de vista do amortecimento de oscilações eletromecânicas, a não utilização do modelo detalhado GE é mais conservativa. Além disto, o modelo dinâmico da UFV introduz novos modos oscilatórios no sistema, com destaque para o modo associado ao regulador de potência reativa do inversor que possui frequência próxima ao modo interárea. Ademais, foi visto que a má sintonização de alguns parâmetros de controle da UFV pode instabilizar o modo interárea.

À medida que a penetração da geração a inversores aumenta, a habilidade de *voltage ride through* desempenha, cada vez mais, um papel vital na estabilidade transitória dos sistemas de potência. As simulações mostraram que quando o inversor não injeta corrente durante o curto-circuito (inversor sem VRT ou VRT com bloqueio temporário) a resposta pós falta do sistema apresenta comportamento oscilatório. Quando há VRT com injeção de corrente, seja priorizando a parcela ativa ou reativa, o desempenho do sistema é consideravelmente melhor. No entanto, na configuração *Q priority* há um grande montante de potência reativa injetada na rede durante o defeito que resulta em uma forte recuperação de tensão após a eliminação da falta, podendo gerar sobretensões consideráveis.

Na análise do SIN explorou-se cenários de até 50% de penetração fotovoltaica no Nordeste. O impacto da penetração nos modos interárea SSE e NS não foi significativa, entretanto, assim como no sistema duas áreas, foi observado que a não utilização do modelo GE fornece resultados com menores amortecimentos. Com o aumento da penetração fotovoltaica, a resposta dinâmica do SIN apresentou maiores sobretensões devido principalmente à estratégia de *Q priority*. Adicionalmente,

foram observadas oscilações mais amortecidas na Interligação Norte-Sul, justificadas por esta injeção adicional de corrente reativa pelas UFVs. Este resultado foi reforçado ainda mais quando se comparou as estratégias de prioridade de corrente do inversor em cenários de penetração elevada. Em contraste, no modo *P priority* são observadas menores sobretensões após a falta.

## 7.2 Trabalhos Futuros

Além do que já foi abordado nesta dissertação, alguns tópicos são interessantes para serem objetos de pesquisa em trabalhos futuros:

- Analisar o desempenho dinâmico de uma usina fotovoltaica comparando respostas com diferentes equipamentos de compensação reativa possíveis de serem instalados na subestação da usina (banco de capacitor, compensador síncrono, SVC, STATCOM).
- Analisar a resposta da usina fotovoltaica diante de grandes perturbações de potência ativa no sistema, assim, afetando a frequência elétrica. Mesmo não tendo sido parte do escopo das simulações da dissertação, o modelo GE permite explorar o modo de operação com controle de frequência. É interessante estudar o comportamento da UFV quando ela opera com reserva de potência, ou com um sistema de armazenamento de energia como baterias, ou ainda em um parque híbrido composto por usinas eólicas e fotovoltaicas podendo até estar associado a baterias.
- Implementar o modelo genérico de usina fotovoltaica do WECC [32] no programa ANATEM. É responsabilidade do ONS realizar estudos de planejamento de integração de novas usinas ao SIN. Atualmente, na base de dados dinâmica de transitórios eletromecânicos do ONS, há modelos de usinas fotovoltaicas de diversos fabricantes. Alguns modelos são dotados de níveis de detalhamento desnecessários ou até inconsistentes. Com a inevitável expansão do sistema e da geração fotovoltaica, a presença de modelos de UFV de diferentes fabricantes torna as simulações do sistema elétrico extremamente complexas. Portanto, a adoção de um modelo padrão pode facilitar esta tarefa.
- Otimizar os parâmetros de controle do modelo dinâmico da usina fotovoltaica. O ajuste dos ganhos dos controladores PI, descritos na seção 4.5.2, são cruciais para o adequado desempenho dinâmico da usina. Consequentemente, investigações comparando a melhor maneira de sintonizar estes parâmetros podem ser realizadas.

- Analisar a sensibilidade (em pequenos sinais) de modos eletromecânicos com relação à variação de inércia de usinas convencionais por conta do redespacho do número de unidades geradoras, em decorrência do aumento de geração baseada em inversores.

# Referências Bibliográficas

- [1] PEREZ, R., PEREZ, M. “A fundamental look at energy reserves for the planet”, *The International Energy Agency SHC Programme Solar Update*, v. 62, novembro 2015.
- [2] RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). *Renewables 2018 Global Status Report*. Paris, REN21 Secretariat, 2018.
- [3] FELDMAN, D. J., MARGOLIS, R. M., HOSKINS, J. “Q4 2017/Q1 2018 Solar Industry Update”, *National Renewable Energy Lab. (NREL)*, maio 2018. doi: 10.2172/1437344.
- [4] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Trends 2018 in Photovoltaics Applications*. Relatório Técnico ISBN 978-3-906042-79-4, 2018.
- [5] KUNDUR, P., BALU, N. J., LAUBY, M. G. “Power system stability and control”. v. 7, pp. 813–816, McGraw-hill New York, 1994.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril de 2012*. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências., 2012.
- [7] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Normativa nº 676 de 25 de Agosto de 2015*. Estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras fotovoltaicas, bem como os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida, e dá outras providências., 2015.
- [8] TOLMASQUIM, M. T. *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. N. ISBN 978-85-60025-06-0. Rio de Janeiro, EPE, 2016.

- [9] WOLFE, P. *Deployment of utility-scale solar power by country*. Reino Unido, Wiki-Solar, agosto de 2018. Disponível em: <<http://wiki-solar.org/region/countries/index.html>>. Acesso em: 18 de fevereiro de 2019.
- [10] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica*. Relatório técnico, janeiro 2019.
- [11] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Programa Mensal da Operação*. Relatório técnico, janeiro 2019.
- [12] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Relatório técnico, Brasília, 2018.
- [13] KROPOSKI, B., JOHNSON, B., ET.AL. “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy”, *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 15, pp. 61–73, março 2017. doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [14] CIGRÉ, CIRED. *Modelling of inverter-based generation for power system dynamic studies*. Relatório Técnico ISBN 978-2-85873-429-0, Task Force C4/C6/CIRED, Paris, França, maio 2018.
- [15] GLOVER, J. D., SARMA, M. S., OVERBYE, T. *Power System Analysis & Design*. N. ISBN 978-1-305-63213-4. Massachusetts, EUA, Cengage Learning, 2012.
- [16] LOUTAN, C., KLAUER, P., ET.AL. “Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant”, *National Renewable Energy Lab. (NREL)*, março 2017. doi: 10.2172/1349211.
- [17] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC). *Modeling Notification: Recommended Practices for Modeling Momentary Cessation*. Relatório técnico, Atlanta, Georgia, fevereiro 2018.
- [18] SINGHVI, V., POURBEIK, P., ET.AL. “Impact of High Levels of Solar Generation on Steady State and Dynamic Behavior of the Transmission System: Case Studies and Lessons Learned”. In: *5th Solar Integration Workshop: International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, Bélgica, outubro 2015.
- [19] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*. Relatório técnico, dezembro 2016.

- [20] MORJARIA, M., ANICHKOV, D., ET.AL. “A Grid-Friendly Plant: The Role of Utility-Scale Photovoltaic Plants in Grid Stability and Reliability”, *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 12, n. 3, pp. 87–95, maio 2014. ISSN: 1540-7977. doi: 10.1109/MPE.2014.2302221.
- [21] ELLIS, A., NELSON, R., ET.AL. “Reactive power performance requirements for wind and solar plants”. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, julho 2012. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345568.
- [22] ARTEIRO, F. J. “Expansão da Energia Solar no Sistema Interligado Nacional”, *13º Encontro ABSOLAR*, v. Elaboração: Bianco, A., Hauser, D., Camelo, J.C., pp. Apresentação em slides, março 2018.
- [23] SNAIDER, A., SILVA, L. F. F. M., ET.AL. “Utilização de Usina Renovável como Compensador de Potência Reativa Conectada ao SIN”, *XIV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE)*, , n. SP35, outubro 2018.
- [24] CLUSTER, G. “Inverter Protection and Ride-Through, SMA America”. In: *NERC Workshop: Inverter-Based Resource Performance and Analysis*, apresentação em slides, p. 121, Atlanta, Georgia, fevereiro 2019. Disponível em: <[https://www.nerc.com/comm/PC/IRPTF%20Workshops/IRPTF\\_Workshop\\_Presentations.pdf](https://www.nerc.com/comm/PC/IRPTF%20Workshops/IRPTF_Workshop_Presentations.pdf)>. Acesso em: 8 de abril de 2019.
- [25] ELLIS, A., POURBEIK, P., ET. AL. “Code Shift: Grid Specifications and Dynamic Wind Turbine Models”, *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 11, n. 6, pp. 72–82, novembro 2013. ISSN: 1540-7977. doi: 10.1109/MPE.2013.2278002.
- [26] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC). *April and May 2018 Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbances Report*. Relatório técnico, Atlanta, Georgia, janeiro 2019.
- [27] YE, X., QIAO, Y., LU, Z. “Cascading tripping out of numerous wind turbines in China: Fault evolution analysis and simulation study”. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–11, julho 2012. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344920.
- [28] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC). *1,200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report*. Relatório técnico, Atlanta, Georgia, junho 2017.

- [29] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC). *900 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report*. Relatório técnico, Atlanta, Georgia, fevereiro 2018.
- [30] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC). *Industry Recommendation: Loss of Solar Resources during Transmission Disturbances due to Inverter Settings*. Relatório técnico, Atlanta, Georgia, junho 2017.
- [31] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). *Black System South Australia 28 September 2016*. Relatório técnico, Austrália, março 2017.
- [32] WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL (WECC). *WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide*. Renewable Energy Modeling Task Force, abril 2014.
- [33] REMON, D., CANTARELLAS, A. M., RODRIGUEZ, P. “Equivalent Model of Large-Scale Synchronous Photovoltaic Power Plants”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 52, n. 6, pp. 5029–5040, novembro 2016. ISSN: 0093-9994. doi: 10.1109/TIA.2016.2598718.
- [34] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Representação da Geração Fotovoltaica do SIN nas Análises de Transitórios Eletromecânicos - Instruções e Dados para Simulação*. Relatório técnico ONS DPL 0277/2018, dezembro 2018.
- [35] BÉLANGER, J., ABOURIDA, S., JALILI-MARANDI, V. *Real-Time Power System Simulation: EMT vs. Phasor*. OPAL-RT Technologies, setembro 2016.
- [36] POURBEIK, P., SANCHEZ-GASCA, J. J., ET. AL. “Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and Other Renewable Technologies in Large-Scale Power System Studies”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 32, n. 3, pp. 1108–1116, setembro 2017. ISSN: 0885-8969. doi: 10.1109/TEC.2016.2639050.
- [37] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). *Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models*. ID: 3002014083, Palo Alto, Califórnia, julho 2018.
- [38] MULJADI, E., SINGH, M., GEVORGIAN, V. *User Guide for PV Dynamic Model Simulation Written on PSCAD Platform*. Relatório técnico, National Renewable Energy Lab. (NREL), novembro 2014.

- [39] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). *Manual do Usuário do Programa ANATEM versão 11.5.1*. Relatório técnico, Rio de Janeiro, dezembro 2018.
- [40] QUINTERO, J., VITTAL, V., T. HEYDT, G. “The Impact of Increased Penetration of Converter Control-Based Generators on Power System Modes of Oscillation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, 09 2014. doi: 10.1109/TPWRS.2014.2303293.
- [41] EFTEKHARNEJAD, S., VITTAL, V., ET. AL. “Small Signal Stability Assessment of Power Systems With Increased Penetration of Photovoltaic Generation: A Case Study”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 4, n. 4, pp. 960–967, outubro 2013. ISSN: 1949-3029. doi: 10.1109/TSTE.2013.2259602.
- [42] GENG, H., XI, X., YANG, G. “Small-signal stability of power system integrated with ancillary-controlled large-scale DFIG-based wind farm”, *IET Renewable Power Generation*, v. 11, n. 8, pp. 1191–1198, julho 2017. ISSN: 1752-1416. doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0078.
- [43] YOU, S., KOU, G., ET. AL. “Impact of High PV Penetration on the Inter-Area Oscillations in the U.S. Eastern Interconnection”, *IEEE Access*, v. 5, pp. 4361–4369, março 2017. ISSN: 2169-3536. doi: 10.1109/ACCESS.2017.2682260.
- [44] LAMMERT, G., PREMM, D., ET. AL. “Control of Photovoltaic Systems for Enhanced Short-Term Voltage Stability and Recovery”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 34, n. 1, pp. 243–254, março 2019. ISSN: 0885-8969. doi: 10.1109/TEC.2018.2875303.
- [45] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *PAR Executivo 2019-2023*. Brasil, ONS/DPL, novembro de 2018. Disponível em: <[http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PAR2019\\_2023\\_sumario\\_executivo.pdf](http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PAR2019_2023_sumario_executivo.pdf)>. Acesso em: 28 de maio de 2019.
- [46] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Site oficial do ONS*. Brasil. Disponível em: <<http://ons.org.br>>. Acesso em: 28 de maio de 2019.



# Apêndice A

## CDU do Modelo Dinâmico GE

Abaixo segue o código em linguagem CDU do ANATEM do modelo dinâmico de uma usina solar fotovoltaica com inversores LV5 da GE.

```
DCDU
(
( nc ) ( nome cdu )
92600 SOLAR_GELV5E                                1_Type_3
(
-----
( Bases
-----
DEFPAR #BSIS          100.0  System Base MVA
DEFPAR #BGER          1.10  Generator Base MVA
DEFPAR #NCONV         1.00  Number of Inverters
(
( Reactive Power Control
-----
DEFPAR #Tp            0.02
(
( Reactive Control
-----
DEFPAR #Kqi           0.1
(
( Frequency Control
-----
DEFPAR #Tpf           0.05
DEFPAR #Kpg           0.10
DEFPAR #Kig           0.05
DEFPAR #Tg            0.10
DEFPAR #Femax         999.
DEFPAR #Femin         -999.
DEFPAR #Pmin          -999.
DEFPAR #Pmax          999.
DEFPAR #fdb1           0.00
DEFPAR #fdb2           0.00
DEFPAR #Ddn           20.0
DEFPAR #Dup            0.0
(
( Fflag = 0.0 Power Constant
( Fflag = 1.0 Frequency Control
(
DEFPAR #Fflag         0.00
(
-----
( Constante Power Factor
-----
(EFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #FPmin         0.8
DEFPAR #FPmax         1.0
(
-----
( Constante Reactive
-----
(
( PFAFL = 0.0 Constante Reactive
( PFAFL = 1.0 Constante Power Factor
(
DEFPAR #PFAFL         0.00
```

```

(-----)
( Reactive Power Control
(-----)
(
( VARFL = 0.0 Constante Reactive
( VARFL = 1.0 Remote Control
(
(EFPPAR (nome) ( valor )
DEFPPAR #VARFL      0.00
DEFPPAR #Qmin      -1.00
DEFPPAR #Qmax       1.00
(-----)
( Calculo de Iq - Type 3
(-----)
DEFPPAR #Kpq1      0.00
DEFPPAR #Kiq1      0.33
DEFPPAR #VRFmn     0.899
DEFPPAR #VRFmx     1.101
DEFPPAR #Kpv1      0.00
DEFPPAR #Kiv1      50.0
(
(-----)
( Calculo de Iq - Type 1 and Type 2-BDEW
(-----)
DEFPPAR #Trv2      0.02
DEFPPAR #dbd1     -0.10
DEFPPAR #dbd2      0.10
DEFPPAR #Kqv       2.00
DEFPPAR #Iqh12     1.30
DEFPPAR #Iql12    -1.05
DEFPPAR #Tiq       0.005
(-----)
( Remote Control
(-----)
DEFPPAR #Tfv       0.15
DEFPPAR #Tv        0.05
DEFPPAR #Kiv       5.00
DEFPPAR #Kpv       18.0
DEFPPAR #FN        1.00
DEFPPAR #Vermn     -0.1
DEFPPAR #Vermx     0.1
DEFPPAR #TRV       0.02
DEFPPAR #Zc        0.00
DEFPPAR #Tlppqd    5.00
DEFPPAR #Kqd       0.04
DEFPPAR #LOCM      5205
(-----)
( Constante Power Factor
(-----)
DEFPPAR #Tqcmd     0.002
(-----)
( P, Q Priority
( PQflg = 1.0 >> Prioridade de Ativo, zero a reativa
( PQflg = 0.0 >> prioridade de Reativo, zero a ativa
(-----)
DEFPPAR #PQflg     1.0
(-----)
( Limits
(-----)
DEFPPAR #ICMAX     1.06
(-----)
( Voltage Detect for Hide Through Control
(-----)
DEFPPAR #Timed     0.300 Time Delay
DEFPPAR #Trv3     0.128 Id Filter Time Constant
DEFPPAR #Vthrd    0.87 LVRT in Threshold
DEFPPAR #Vthru    0.90 LVRT out Threshold
DEFPPAR #Vhvri    1.13 HVRT in Threshold
DEFPPAR #Vhvro    1.10 HVRT out Threshold
(
( Type = 0.0 Com Potencia Reativa
( Type = 1.0 Zero
(
(EFPPAR (nome) ( valor )
DEFPPAR #Type      1.00
(-----)
( Medicao de Potencia Ativa
(-----)
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----)

```

```

( Medicao de Potencia Reativa
-----
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
-----
( Remote Control
-----
0001 IMPORT VOLT          Vrem  #LOCM
0002 IMPORT IIMFNT       I
0003 GANHO              I      IZC   #Zc
0004 SOMA                Vrem  Vreg
                        -IZC   Vreg
0005 LEDLAG             Vreg  Vreg1  1.0  0.0  1.0  #TRV
0006 IMPORT QTFNT       QgenPU
0007 FRACAO             QgenPU Qelec1 #BSIS  0.0 #BGER
0008 FRACAO             Qelec1 Qelec  1.000  0.0 #NCONV
0009 LEDLAG             Qelec  Qmed  1.0  0.0  1.0  #Tlpqd
0010 GANHO              Qmed  Vqd   #Kqd
0011 ENTRAD            Vref1
0012 SOMA                Vref1 Verr1
                        -Vreg1 Verr1
                        -Vqd  Verr1
0013 LIMITA            Verr1 VerrL          Vermn  Vermx
0014 FRACAO            VerrL  Qc1    1.0    #FN
0015 PROINT            Qc1    X015  #Kiv  0.    1.    Qmn    Qmx
0016 LEDLAG            Qc1    X016  #Kpv  0.0  1.0  #Tv
0017 SOMA                X015  Qc
                        X016  Qc
0018 LIMITA            Qc     Qclim          Qmn    Qmx
0019 LEDLAG            Qclim  Qord   1.0          1.0 #Tfv
-----
( Constante Power Factor
-----
(0020 ENTRAD           Qpf
0020 ENTRAD           FPot
0021 LIMITA           FPot  X021          FPmin  FPmax
0022 FUNCAO ACOS      X021  X022
0023 FUNCAO TAN       X022  TANphi
0024 MULTPL           TANphi Qpf
                        X028  Qpf
0025 SAIDA            Qpf
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0026 ENTRAD           Zero1
0027 COMPAR .GT.      Zero1 X027
                        Pelec X027
0028 SELET2           Pelec X028
                        UM    X028
                        X027  X028
9028 SAIDA            X028
defval                Zero1  0.1
-----
( Constante Reactive
-----
0030 ENTRAD           Qref
-----
( Reactive Power Control Mode
-----
0040 ENTRAD           PFAFLG
0041 SELET2           Qref  Qord1
                        Qpf  Qord1
                        PFAFLG Qord1
(
0043 ENTRAD           VARFLG
0044 SELET2           Qord1 Qcmd
                        Qord  Qcmd
                        VARFLG Qcmd
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0045 LEDLAG           Qcmd  Qcmd1  1.0  0.0  1.0  #Tqcmd Qmn  Qmx
0046 SAIDA            Qcmd1
-----
( Calculo de Iq - Type 3
-----
0050 SOMA             Qcmd1 Qerr
                        -Qelec Qerr
0051 GANHO            Qerr  X051  #Kpq1
0052 PROINT           Qerr  X052  #Kiq1 0.    1.    VRFmin VRFmax
0053 SOMA             X051  X053
                        X052  X053
0054 LIMITA           X053  Vcmd          VRFmin VRFmax
0055 IMPORT VOLT      Vcmd  Vterm
0056 SOMA             Vcmd  Verr

```

```

-Vterm Verr
0057 GANHO Verr X057 #Kpv1
0058 PROINT Verr X058 #Kiv1 0. 1. Iqmin Iqmax
0059 SOMA X057 X059
X058 X059
0060 LIMITA X059 Iqcmdz Iqmin Iqmax
(-----)
( Calculo de Iq - Type 1 and Type 2-BDEW
(-----)
1050 ENTRAD Vref
1052 LEDLAG Vterm Vtflt 1.0 1.0 #Trv2
1053 SOMA Vref Verr3
-Vtflt Verr3
1054 FUNCAO DEADB1 Verr3 dvolt #dbd1 #dbd2 1.0 1.0
1055 GANHO dvolt Iqv #Kqv
1056 LIMITA Iqv Iqvlm Iql12 Iqh12
(
1058 LIMITA Vtflt VtfltL ZZ1 INF
(
1059 DIVSAO Qcmd1 X1059
VtfltL X1059
1060 LEDLAG X1059 X1060 1.0 0.0 1.0 #Tiq
1061 SOMA Iqvlm Iqcmd2
X1060 Iqcmd2
1062 LIMITA Iqcmd2 Iqcmd3 IqminL IqmaxL
0063 SAIDA Iqcmd3
(-----)
( Selecao do Modelo 1/2 ou 3
(-----)
1070 SELET2 Iq_1 Iqcmd
Iqcmdz Iqcmd
TypeM Iqcmd
1071 ENTRAD TypeMD TypeMD
1072 FUNCAO RETA TypeMD TypeM 1.0 -2.0
1073 SAIDA Iqcmd
DEFVAL TypeMD 3.0
(-----)
( Selecao de Iq
(-----)
0070 GANHO Iqcmd Iq1 -1.
0071 MULTPL Iq1 Iq2
Trip_d Iq2
0072 FRACAO Iq2 Iq3 #BGER 0.0 #BSIS 0.0
0073 FRACAO Iq3 Iq #NCONV 0.0 1.0
(-----)
( Frequency Control
(-----)
0080 IMPORT FREQ FREQ
0081 ENTRAD Fref
0082 SOMA -FREQ ferr1
Fref ferr1
0083 FUNCAO DEADB1 ferr1 dfreq #fdb1 #fdb2 1.0 1.0
0084 GANHO dfreq X084 #Ddn
0085 LIMITA X084 X085 MINF zero
0086 GANHO dfreq X086 #Dup
0087 LIMITA X086 X087 ZERO INF
0088 SOMA X085 ferr
X087 ferr
0089 ENTRAD Pref
0090 IMPORT PTFNT PGENPU
0091 FRACAO PGENPU PGEN1 #BSIS 0.0 #BGER
0092 FRACAO PGEN1 PGEN 1.0 0.0 #NCONV
0093 LEDLAG Pgen Pelec 1.0 1.0 #Tpf
0094 SOMA -Pelec X094
Pref X094
ferr X094
0095 LIMITA X094 F1 femin femax
0096 GANHO F1 X096 #Kpg
0097 PROINT F1 X097 #Kig 0. 1. Pmin Pmax
0098 SOMA X096 X098
X097 X098
0099 LIMITA X098 X099 Pmin Pmax
0100 LEDLAG X099 Pord1 1.0 1.0 #Tg
(
0101 ENTRAD FFlag
0102 SELET2 Pref Porder
Pord1 Porder
FFlag Porder
(-----)
( Calculo de Id

```

```

(-----)
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0103 LIMITA      Vterm Vtlim          ZZ1      INF
0104 DIVSAO      Porder X0104
          Vtlim X0104
0105 LIMITA      X0104 Ipcmd          Zero      IPmax
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 ) ( d2 )
DEFVAL var      Ipcmd X0104
(-----)
( Voltage Detect for Hide Through Control
(-----)
(
( ----- Logica de atuacao para Subtensao -----
(
1110 FUNCAO HISTE1 Vterm X1110 #Vthru 1.0 2.0
          #Vthrd 0.0
(
( ----- Logica de atuacao para Sobretensao para sobretensao -----
(
1111 FUNCAO HISTE1 Vterm X1111 #Vhvri 1.0 1.0
          #Vhvro 0.0
1112 LOGIC .NOT. X1111 X1112
1113 LOGIC .OR. X1110 SET
          X1112 SET
(-----)
( Id - During and After Fault
(-----)
1120 ENTRAD          UM
1121 LOGIC .NOT. SET SETNEG
1122 LOGIC FFLOP1 RSET X1122
          SET X1122
1123 LOGIC .AND. X1122 SETRP
          SETNEG SETRP
1124 LOGIC .NOT. SETRP X1124
1125 INTRES          UM X1125 1.0          ZERO INF
          X1124 X1125
          ZERO X1125
1126 COMPAR .GT. X1125 RSET
          Timed RSET
1127 ENTRAD          Timed
(
1128 FRACAO          Pref X1128 10. 0.0 3.0
1129 INTRES          X1128 Pramp 1.0          ZERO Ipmx
          SET2 Pramp
          ZERO Pramp
1130 LEDLAG          Pramp Iramp 1.0 1.0 #Trv2
1131 LOGIC .OR. SET SET2
          SETRP SET2
1132 COMPAR .GE. Ipcmd SET3
          Iramp SET3
1133 LOGIC .AND. SETNEG SET4
          SET3 SET4
1134 ENTRAD          Type
1135 MULTPL          Type SETQ
          SET SETQ
8880 SAIDA          SET4
8881 SAIDA          SETQ
(-----)
( Voltage Detect for Hide Through Control
(-----)
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL          Timed #Timed
DEFVAL          X1125 0.0
DEFVAL VAR      Pramp Ipmx
DEFVAL          X1122 0.0
DEFVAL          Type #Type
(
(-----)
( Calculo de Iq - During anf After Fault
(-----)
1150 FRACAO          Qref X1150 10. 0.0 3.0
1151 INTRES          X1150 Qramp 1.0          Iqmin Iqmax
          SET2 Qramp
          ZERO Qramp
1152 LEDLAG          Qramp Iqramp 1.0 1.0 #Trv2
1153 SAIDA          Iqramp
DEFVAL VAR      Qramp Qref
(-----)
( Seleccion de Iq - Type 2 and 3
(-----)

```

```

1160 SELET2      Iqcmd3 Iq_0
                ZERO  Iq_0
                SETQ  Iq_0
1161 SELET2      Iq_0  Iq_1
                Iqramp Iq_1
                SET4  Iq_1

1162 saida      Iq_1
(-----)
( Selecao de Ip
(-----)
0108 SELET2      Ipcmd Id_0
                Iramp Id_0
                SET3  Id_0
0109 SELET2      Id_0  Id_1
                Ipcmd Id_1
                TypeM Id_1
0110 MULTPL      Id_1  Id1
                Trip_d Id1
0111 FRACAO      Id1  Id2  #BGER  0.0  #BSIS 0.0
0112 FRACAO      Id2  Id  #NCONV 0.0  1.0
DEFVAL var      Id1  Ipcmd
(-----)
( Limits - Type 3
(-----)
0200 ENTRAD      ICmax
0201 FUNCAO X**2 Iqcmd X0201
0202 FUNCAO X**2 ICmax X0202
0203 SOMA        -X0201 X0203
                X0202 X0203
0204 LIMITA      X0203 X0204          ZERO  INF
0205 FUNCAO SQRT X0204 IPmax1
(
0206 FUNCAO X**2 Ipcmd X0206
0207 SOMA        -X0206 X0207
                X0202 X0207
0208 LIMITA      X0207 X0208          ZERO  INF
0209 FUNCAO SQRT X0208 IQmax1
(-----)
( P, Q Priority
(-----)
0210 SELET2      Ipmax1 IPmax
                ICmax  IPmax
                PQflag IPmax
0211 SELET2      ICmax  Iqmax
                IQmax1 Iqmax
                PQflag Iqmax
0212 GANHO      Iqmax  Iqmin -1.0
(
0213 ENTRAD      PQflag
(-----)
( Limits - Type 1 and 2
(-----)
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
1210 ENTRAD      Iqhl
1211 ENTRAD      ImaxTD
1212 ENTRAD      Iph1
1214 LIMITA      Vterm X1214          ZERO  UM
1215 FUNCAO RETA X1214 Iqmxv -0.6  1.6
1216 MIN         Iqhl  X1216
                Iqmxv X1216
(-----)
( Q Priority - Type 1 and 2
(-----)
1220 MIN         X1216 IqmxQ
                ImaxTD IqmxQ
1221 GANHO      IqmxQ IqmnQ -1.
1222 FUNCAO X**2 Iqcmd X1222
1223 FUNCAO X**2 ImaxTD X1223
1224 SOMA        -X1222 X1224
                X1223 X1224
1225 FUNCAO SQRT X1224 X1225
1226 MIN         X1225 IpmaxQ
                Iph1  IpmaxQ
(-----)
( P Priority - Type 1 and 2
(-----)
1230 MIN         Iph1  IpmaxP
                ImaxTD IpmaxP
(
1231 FUNCAO X**2 Ipcmd X1231

```

```

1232 FUNCAO X**2   ImaxTD X1232
1233 SOMA        -X1231 X1233
                  X1232 X1233
1234 FUNCAO SQRT X1233 X1234
1235 MIN         X1234 IqmxP
                  X1216 IqmxP
1236 GANH0       IqmxP IqmnP  -1.
(-----)
( P, Q Priority - Type 1 and 2
(-----)
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
1240 SELET2      IpmxQ IPmaxL
                  IpmxP IPmaxL
                  PQflag IPmaxL
1241 SELET2      IqmxQ IqmaxL
                  IqmxP IqmaxL
                  PQflag IqmaxL
1242 SELET2      IqmnQ IqminL
                  IqmnP IqminL
                  PQflaL IqminL
1243 ENTRAD     PQflaL
(
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
1244 saida      IPmaxL
1245 saida      IqmaxL
1246 saida      IqminL
(
DEFVAL         UM      1.0
DEFVAL         Iqhl    0.83
DEFVAL         ImaxTD  1.19
DEFVAL         Iphl    1.12
DEFVAL         PQflaL  0.00
(
(-----)
( Transformada
(-----)
0320 IMPORT ANGL      TET
0321 FUNCAO COS       TET CT
0322 FUNCAO SIN       TET ST
0323 MULTPL          Id Id_CT
                  CT Id_CT
0324 MULTPL          Id Id_ST
                  ST Id_ST
0325 MULTPL          Iq IQ_ST
                  ST IQ_ST
0326 MULTPL          Iq IQ_CT
                  CT IQ_CT
0327 SOMA            Id_CT Ireal
                  -IQ_ST Ireal
0328 SOMA            Id_ST Iimag
                  IQ_CT Iimag
(
0330 EXPORT IIRFNT Ireal
0331 EXPORT IIIFNT Iimag
1000 ENTRAD         Zero
(-----)
( Part 1 - Undervoltage Protection Logic - (V<=0.200)
(-----)
2000 ENTRAD         TminV1
2002 ENTRAD         VminV1
2003 COMPAR .LE.    VTERM X2003
                  VminV1 X2003
2004 LOGIC .NOT.    X2003 X2004
2005 INTRES         X2003 X2005 1.          Zero INF
                  X2004 X2005
                  Zero X2005
2006 COMPAR .GT.    X2005 X2006
                  TminV1 X2006
(-----)
( Part 2 - Undervoltage Protection Logic - (V<=0.400)
(-----)
2010 ENTRAD         TminV2
2012 ENTRAD         VminV2
2013 COMPAR .LE.    VTERM X2013
                  VminV2 X2013
2014 LOGIC .NOT.    X2013 X2014
2015 INTRES         X2013 X2015 1.          Zero INF
                  X2014 X2015
                  Zero X2015
2016 COMPAR .GT.    X2015 X2016

```

```

TminV2 X2016
-----
( Part 3 - Undervoltage Protection Logic - (V<=0.600)
-----
2020 ENTRAD          TminV3
2022 ENTRAD          VminV3
2023 COMPAR .LE.     VTERM X2023
                   VminV3 X2023
2024 LOGIC .NOT.     X2023 X2024
2025 INTRES          X2023 X2025 1.          Zero  INF
                   X2024 X2025
                   Zero X2025
2026 COMPAR .GT.     X2025 X2026
                   TminV3 X2026
-----
( Part 4 - Undervoltage Protection Logic - (V<=0.850)
-----
2030 ENTRAD          TminV4
2032 ENTRAD          VminV4
2033 COMPAR .LE.     VTERM X2033
                   VminV4 X2033
2034 LOGIC .NOT.     X2033 X2034
2035 INTRES          X2033 X2035 1.          Zero  INF
                   X2034 X2035
                   Zero X2035
2036 COMPAR .GT.     X2035 X2036
                   TminV4 X2036
-----
( Part 5 - Undervoltage Protection Logic - (V<=0.899)
-----
2040 ENTRAD          TminV5
2042 ENTRAD          VminV5
2043 COMPAR .LE.     VTERM X2043
                   VminV5 X2043
2044 LOGIC .NOT.     X2043 X2044
2045 INTRES          X2043 X2045 1.          Zero  INF
                   X2044 X2045
                   Zero X2045
2046 COMPAR .GT.     X2045 X2046
                   TminV5 X2046
-----
( Part 1 - Overvoltage Protection Logic (V>=1.201)
-----
2050 ENTRAD          TmaxV1
2052 ENTRAD          VmaxV1
2053 COMPAR .GT.     VTERM X2053
                   VmaxV1 X2053
2054 LOGIC .NOT.     X2053 X2054
2055 INTRES          X2053 X2055 1.          Zero  INF
                   X2054 X2055
                   Zero X2055
2056 COMPAR .GT.     X2055 X2056
                   TmaxV1 X2056
-----
( Part 2 - Overvoltage Protection Logic (V>=1.101)
-----
2060 ENTRAD          TmaxV2
2062 ENTRAD          VmaxV2
2063 COMPAR .GT.     VTERM X2063
                   VmaxV2 X2063
2064 LOGIC .NOT.     X2063 X2064
2065 INTRES          X2063 X2065 1.          Zero  INF
                   X2064 X2065
                   Zero X2065
2066 COMPAR .GT.     X2065 X2066
                   TmaxV2 X2066
-----
( Logic Performance
-----
4000 SOMA            X2006 SHOLD
                   X2016 SHOLD
                   X2026 SHOLD
                   x2036 SHOLD
                   X2046 SHOLD
                   X2056 SHOLD
                   X2066 SHOLD
(
4001 S/HOLD          Zero TRIP
                   SHOLD TRIP
4002 atraso          TRIP TRIP_d 0.15

```



```

4003 SAIDA          TRIP_d
(-----)
(
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 ) ( d2 )
DEFVAL  VAR   Porder Pgen
(
DEFVAL      ZZ1    0.01
DEFVAL      INF    9999
DEFVAL      MINF   -9999
DEFVAL      Zero   0.0
(
DEFVAL      PQflag #PQflg
DEFVAL      ICmax  #ICMAX
(
(-----)
(
( Frequency Control
(
(-----)
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL  VAR   Fref  Freq
DEFVAL  VAR   Pref  Pelec
DEFVAL      femax #femax
DEFVAL      femin #femin
DEFVAL      Pmin  #Pmin
DEFVAL      Pmax  #Pmax
DEFVAL  VAR   X097 Pelec
DEFVAL      Fflag #Fflag
(-----)
( Constante Power Factor
(-----)
DEFVAL  VAR   Qpf  Qelec
DEFVAL      FPmax #FPmax
DEFVAL      FPmin #FPmin
(-----)
( Constante Reactive
(-----)
DEFVAL  VAR   Qref  Qelec
DEFVAL      PFAFLG #PFAFL
(-----)
( Reactive Power Control Mode
(-----)
DEFVAL      VARFLG #VARFL
DEFVAL      Qmn   #Qmin
DEFVAL      Qmx   #Qmax
(-----)
( Calculo de Iq - Type 3
(-----)
DEFVAL  VAR   X052 Vterm
DEFVAL      VRFmin #VRFmin
DEFVAL      VRFmax #VRFmax
DEFVAL  VAR   X058 Iqcmd
(
(-----)
( Calculo de Iq - Type 1 and Type 2-BDEW
(-----)
DEFVAL      Iql12 #Iql12
DEFVAL      Iqh12 #Iqh12
DEFVAL  VAR   Iqcmd2 Iqcmd
(-----)
( Remote Control
(-----)
DEFVAL  VAR   Qord  Qelec
DEFVAL      Vermn  #Vermn
DEFVAL      Vermx  #Vermx
(
(-----)
( Protection
(-----)
(
DEFVAL      VminV1 .200
DEFVAL      VminV2 .400
DEFVAL      VminV3 .600
DEFVAL      VminV4 .850
DEFVAL      VminV5 .899
(
DEFVAL      TminV1 0.00
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 ) ( d2 )
DEFVAL      TminV2 0.654
DEFVAL      TminV3 0.808

```

```
DEFVAL      TminV4  1.000
DEFVAL      TminV5  5.000
(
DEFVAL      VmaxV1  1.201
DEFVAL      VmaxV2  1.101
(
DEFVAL      TmaxV1  0.001
DEFVAL      TmaxV2  2.500
(
DEFVAL      TRIP    1.00
FIMCDU
(
999999
(
FIM
```