

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DO IMPACTO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS NA ESTABILIDADE
TRANSITÓRIA DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

WANESSA TÂMIRIS DE SOUZA PINHEIRO

DM: 06/2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DO IMPACTO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS NA ESTABILIDADE
TRANSITÓRIA DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

WANESSA TÂMIRIS DE SOUZA PINHEIRO

DM: 06/2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WANESSA TÂMIRIS DE SOUZA PINHEIRO

ANÁLISE DO IMPACTO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS NA ESTABILIDADE
TRANSITÓRIA DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

Dissertação submetida à Banca Examinadora do
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica na área de
Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistemas de Biblioteca da UFPA**

Pinheiro, Wanessa Tâmiris de Souza, 1988-

Análise do impacto de geradores fotovoltaicos na estabilidade transitória de geradores síncronos distribuídos/ Wanessa Tâmiris de Souza Pinheiro.- 2018.

Orientador: Marcus Vinicius Nunes

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará. Instituto de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2018.

1. Sistemas de energia elétrica- Estabilidade 2. Geração de energia fotovoltaica 3. Energia elétrica- Distribuição I. Título

CDD 22.ed.621.31

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DO IMPACTO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS NA ESTABILIDADE
TRANSITÓRIA DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

AUTOR: WANESSA TÂMIRIS DE SOUZA PINHEIRO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA
EXAMINADORA E PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ PARA
OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA
DE SISTEMAS DE ENERGIA.

AVALIADA EM 19 de FEVEREIRO DE 2018

BANCA EXAMINADORA

Prof.: Dr. Marcus Vinicius Nunes
(Orientador – UFPA)

Prof.: Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Membro – PPGEE_UFPA)

Prof.: Dr. Eduardo Tannus Tuma
(Membro –FEEB_UFPA)

VISTO:

Prof.: Dr. *****
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado à minha mamãe Wanda Pinheiro, que é a responsável por todos os meus sonhos, e a Deus que me deu a melhor mãe do mundo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo privilégio de estar aqui e de ter essa oportunidade de conquistar esse título, pela força e pelo amor com que me conduziu em todos os momentos.

À minha mãe, Wanda Lúcia de Souza Pinheiro, por todo sacrifício e amor que me proporcionou chegar até aqui.

À minha avó Maria de Lourdes, por toda dedicação, paciência e zelo.

Aos meus irmãos, Wandson Pinheiro e Valeska Sousa, pelo apoio durante esses anos cursados no Mestrado.

À minha tia Vânia Sousa por estar comigo em todos os momentos da minha vida com dedicação que só uma mãe tem;

À minha tia Vera Lúcia, pelo apoio mais que precioso no decorrer da minha formação profissional;

Ao professor Marcus Vinicius Nunes, por me orientar e confiar que conseguiria desenvolver este trabalho;

Ao meu namorado Flávio Paixão, pelo companheirismo durante o decorrer do curso;

Aos meus colegas, Celivan Ferreira e Vanderson Carvalho de Souza, pelo apoio no desenvolvimento desse trabalho;

Ao meu colega Raphael Barradas pela companhia nas tardes de simulações;

Aos pesquisadores e funcionários do Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia – CEAMAZON, pelo companheirismo e amizade durante a elaboração deste trabalho.

Obrigada a todos.

“A ciência sem a religião é manca, a religião sem a ciência é cega.”

Albert Einstein

Sumário

DEDICATÓRIA	VI
AGRADECIMENTOS	VII
LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE TABELAS	XIII
LISTA DE ABREVIATURAS	XIV
RESUMO	XVI
ABSTRACT	XVII
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivo	1
1.3 Revisão Bibliográfica	2
1.4 Organização da Dissertação	4
1.5 Trabalho aceito para publicação	4
CAPÍTULO 2 INVERSORES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	5
2.1 Introdução	5
2.2 Característica dos Inversores	5
2.3 Classificação dos Inversores	6
2.4 Controle dos Inversores	7
2.5 Curva de Capacidade dos Inversores	7
2.5.1 Inversores Comutados pela Rede (SFCR)	9
2.5.2 Inversores Autocomutados	10
2.6 Seguimento do Ponto de Máxima Potência	11
CAPÍTULO 3 ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	16
3.1 Introdução	16
3.2 Estabilidade Transitória	17
3.2.1 Estabilidade de Tensão	17
3.2.2 Estabilidade de Frequência	17
3.2.3 Estabilidade Angular	18
CAPÍTULO 4 ANÁLISE DOS MODELOS DE CONTROLE DO INVERSOR FOTOVOLTAICO	21
4.1 Introdução	21
4.2 Representação do Modelo I de controle do inversor para estudo da estabilidade transitória e de tensão	21
4.3 Representação do Modelo II de controle do inversor para estudo da estabilidade transitória e de tensão	22
CAPÍTULO 5 ANÁLISE E RESULTADOS	24
5.1 Sistema teste UKGDS 95 barras	24

5.2	Análise a partir dos Cenários	25
5.3	Análise dos Modelos de Controle	30
5.4	Análise da Estabilidade	34
5.5	Modelo I com Fator de potência unitário e 0.98	35
5.6	Modelo I com Fator de potência unitário e 0.90	38
5.7	Modelo I com Fator de potência unitário e 0.85	41
CAPÍTULO 6 CONCLUSÃO		45
SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS		46
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		47
ANEXO A – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....		49
ANEXO B – DADOS DA GERAÇÃO SÍNCRONA		52
ANEXO C – DIAGRAMA FOTOVOLTAICO		53

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

FIGURA 1. TIPOS DE INVERSORES CLASSIFICADO DE ACORDO COM PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO _____	6
FIGURA 2. CURVA DE CAPACIDADE DO INVERSOR _____	8
FIGURA 3. TIPOS CONTROLE DO INVERSOR _____	8
FIGURA 4. SÍMBOLOS DE COMPONENTES USADOS EM INVERSORES _____	10
FIGURA 5. A) INVERSOR DE UM ESTÁGIO, B) INVERSOR DE DOIS ESTÁGIOS _____	11
FIGURA 6. CURVA TÍPICA DA CORRENTE E POTÊNCIA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA EM FUNÇÃO DA TENSÃO _____	12
FIGURA 7. CURVA CORRENTE X TENSÃO (VERMELHO) E POTÊNCIA X TENSÃO (AZUL) _____	13
FIGURA 8. CARACTERÍSTICAS PARA O SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA _____	13
FIGURA 9. CONVERSORES CC/CC: (A) REDUTOR, (B) ELEVADOR _____	14

CAPÍTULO 3

FIGURA 10. DIVISÃO DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA _____	16
--	----

CAPÍTULO 4

FIGURA 11. DIAGRAMA QUE DESCREVE O MODELO I DO INVERSOR _____	21
FIGURA 12. CURVA QUE DESCREVE O MODELO VOLT-VAR DO INVERSOR _____	23
FIGURA 13. DIAGRAMA QUE DESCREVE O MODELO II DO INVERSOR _____	23

CAPÍTULO 5

FIGURA 14. SISTEMA TESTE UKGDS 95 BARRAS _____	24
FIGURA 15. CURVA DO ÂNGULO DA MÁQUINA SÍNCRONA _____	27
FIGURA 16. CURVA DAS TENSÕES NA BARRA 18 _____	27
FIGURA 17. CURVA DAS TENSÕES NA BARRA 73 _____	28
FIGURA 18. CURVA DAS TENSÕES NA BARRA 89 _____	28
FIGURA 19. CURVA DE POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 73 _____	29
FIGURA 20. CURVA DA POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 18 _____	29
FIGURA 21. CURVA DE POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 89 _____	30
FIGURA 22. CURVA DO ÂNGULO DA MÁQUINA SÍNCRONA _____	31
FIGURA 23. CURVA DA POTÊNCIA ATIVA NA MÁQUINA SÍNCRONA _____	31
FIGURA 24. CURVA DA POTÊNCIA REATIVA NA MÁQUINA SÍNCRONA _____	32

FIGURA 25. CURVA DA POTÊNCIA ATIVA NA BARRA 89 _____	32
FIGURA 26. CURVA DA POTÊNCIA ATIVA NA BARRA 18 _____	32
FIGURA 27. CURVA DA POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 18 _____	33
FIGURA 28. CURVA DA POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 89 _____	33
FIGURA 29. CURVA DA MÁQUINA SÍNCRONA SEM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA ____	35
FIGURA 30. CURVA DO ÂNGULO DA MÁQUINA SÍNCRONA _____	36
FIGURA 31. CURVA DA POTÊNCIA REATIVA _____	36
FIGURA 32. CURVA DA POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 18 _____	37
FIGURA 33. CURVA DA POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 89 _____	37
FIGURA 34. TENSÃO NA BARRA 73 _____	38
FIGURA 35. TENSÃO NA BARRA 18 _____	38
FIGURA 36. ÂNGULO DA MÁQUINA SÍNCRONA _____	39
FIGURA 37. POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 73 _____	39
FIGURA 38. POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 18 _____	40
FIGURA 39. POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 89 _____	40
FIGURA 40. TENSÃO NA BARRA 73 _____	40
FIGURA 41. TENSÃO NA BARRA 18 _____	41
FIGURA 42. ÂNGULO DA MÁQUINA SÍNCRONA _____	41
FIGURA 43. POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 73 _____	42
FIGURA 44. POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 18 _____	43
FIGURA 45. POTÊNCIA REATIVA NA BARRA 89 _____	43
FIGURA 46. TENSÃO NA BARRA 73 _____	43
FIGURA 47. TENSÃO NA BARRA 18 _____	44

LISTA DE TABELAS

TABELA 1. MODO DE OPERAÇÃO.....	25
TABELA 2. FALTA NA BARRA 15, MODELO I.....	26
TABELA 3. FALTA NA BARRA 63, MODELO I.....	26
TABELA 4. TEMPO DE SUBIDA	33
TABELA 5. TEMPO CRÍTICO DE FALTA MODELO I.....	34
TABELA 6. TEMPO CRÍTICO DE FALTA MODELO I.....	34
TABELA 7. TEMPO CRÍTICO DE FALTA MODELO II	34
TABELA 8. TEMPO CRÍTICO DE FALTA MODELO II	34
TABELA 9. TEMPO CRÍTICO DE FALTA	35

LISTA DE ABREVIATURAS

GD	Geração Distribuída
FV	Fotovoltaico
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
SFCRs	Sistemas Conectados à Rede
SFIs	Sistemas Isolados
PWM	Controle de Modulação por Largura de Pulso
CSI	Fonte de Corrente
VSI	Fonte de Tensão
SPPM	Seguimento do Ponto de Máxima Potência
I_{mp}	Corrente de Máxima Potência
V_{mp}	Tensão de Máxima Potência
I_{cs}	Corrente de Curto Circuito
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
MPPT	Maximum Power Point Tracking
P&O	Perturbar e Observar
IncCond	Condutância Incremental
SEP	Sistema Elétrico de Potência
I_{max}	Corrente Máxima
P_{set}	Set-Point de Potência Ativa
Q_{set}	Set-Point de Potência Reativa
I_{qcmd}	Limites de Corrente Reativa
VTM	Tensão Nominal
I_{pcmd}	Limites de Potência Ativa
ANSI	Instituto Americano de Padrões Nacionais

RAT	Regulador Automático de Tensão
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
ANAREDE	Programa de Análise de Redes

RESUMO

Esta Dissertação de Mestrado tem por objetivo apresentar uma análise comparativa entre dois modelos de controles de inversores para o estudo da análise da estabilidade transitória e estabilidade de tensão, com a inserção da geração fotovoltaica nas redes elétricas de distribuição. É proposto também uma análise da influência, tanto negativa quanto positiva, causada pelos modos de controle desses inversores na estabilidade da máquina síncrona interconectada ao sistema elétrico. Uma outra solução a ser investigada neste trabalho será o uso do modo de controle de potência reativa dos geradores fotovoltaicos via inversor, que possa contribuir para o alívio da demanda de reativo dos geradores síncronos distribuídos interligados no mesmo sistema elétrico, com o objetivo de reduzir a possibilidade de gerar uma condição de instabilidade de tensão, após uma grande perturbação, ou quando da ocorrência de contingências no sistema elétrico de potência que possam afetar redes elétricas fracas ou sobrecarregadas e com grande inserção de geradores fotovoltaicos. As análises dos modelos de controle serão realizadas por meio de simulações no domínio do tempo, através da ferramenta computacional ANATEM e ANAREDE.

Palavras-chaves: Estabilidade de sistemas de potência, Geração Fotovoltaica.

ABSTRACT

This dissertation aims to present a comparative analysis between two models of inverter control for the study of the transient stability analysis and voltage stability, with the insertion of the photovoltaic generation in the distribution electric grid. It is also proposed an analysis of the influence, both negative and positive, caused by the control modes of these inverters in the stability of synchronous machine connected to the grid. Another proposed solution to be investigated in this work will be the use of the reactive power control mode of photovoltaic generators via the inverter, which can contribute to the relief of the reactive demand of distributed synchronous generators interconnected in the same electric system, in order to reduce the possibility of generating a voltage instability condition, after a big disturbance, or in the occurrence of contingencies in the electric power system that may affect weak or overloaded electrical grids and with large insertion of photovoltaic generators. The analysis of the control models will be carried out through simulations in the time domain, through the ANATEM and ANAREDE computational tools.

Keywords: Stability of power systems, Photovoltaic Generation.

Capítulo 1 Introdução

1.1 Motivação

A partir da resolução normativa ANEEL nº 482/2012, o Brasil passou a gerar energia a partir da, micro e minigeração [1], e desde então esse mercado tem crescido exponencialmente, principalmente quando se trata da geração fotovoltaica. Em novembro de 2015 com a revisão desta norma, foi estimado que até 2024 o Brasil terá 4,5 GW de potência instalada [2]. Com isso, é importante pensar na possibilidade atual da massiva integração de geradores solares fotovoltaicos nas redes de distribuição, o que tende a provocar um aumento da circulação de fluxos de potência ativa nos alimentadores, partindo dessas fontes intermitentes. Esses fluxos de potência ativa, oriundos das fontes fotovoltaicas, podem tanto reduzir, quanto aumentar a margem da estabilidade transitória ou angular dos rotores de geradores síncronos de pequeno e médio porte, que também estejam conectados no sistema de distribuição ou subtransmissão em esquema de GD [3]. Assim, a maneira como a geração fotovoltaica é vista pela rede elétrica pode ser um fator crítico para a manutenção da estabilidade transitória de geradores síncronos distribuídos no mesmo sistema.

Uma vez que o sistema fotovoltaico pode auxiliar na complementação da geração convencional, mas ao mesmo tempo ele reduz naturalmente a inércia global do sistema elétrico, o que corresponde a um importante fator para a manutenção da estabilidade à grandes perturbações nas condições de contingências elétricas que possam ocorrer nestas redes, como por exemplo, em casos de curtos-circuitos, ou ainda em condições de pequenas perturbações que também podem ser críticas em redes elétricas com a integração das fontes intermitentes de energia [3]. Em muitos casos, estes sistemas já são considerados fracos por serem sobrecarregados ou por estarem próximos de seus limites de transmissão de potência e por causar uma elevação de tensão nos alimentadores. Nesse contexto, é importante avaliar os impactos causados na estabilidade com a inserção da geração fotovoltaica, nos estudos dinâmicos de integração de tais tipos de fontes no sistema de distribuição.

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é avaliar os impactos positivos e negativos causados pela inserção de geradores fotovoltaicos na rede de distribuição, fazendo uma análise de

dois modos de controle de inversores fotovoltaicos já existentes na literatura e verificando a eficácia de cada um. Será analisado o modelo Volt-Var com o modelo Vancutsen, com fator de potência unitário, em seguida será feito uma análise do modelo Vancutsen com fator de potência igual a **0,98, 0,90 e 0,85**. Essa análise será feita através da diminuição da penetração de geração síncrona e em contrapartida haverá um aumento da penetração da geração fotovoltaica, a fim de avaliar o impacto provocado na máquina síncrona. A estabilidade transitória será analisada através do levantamento do tempo crítico de falta e pela curva de oscilação angular da máquina síncrona, respectivamente. Já a estabilidade de tensão será analisada através das curvas de potência reativa e de tensão nas barras críticas.

O sistema utilizado para testes é o UKGDS 95 barras utilizado em [4], que é um sistema genérico de distribuição do Reino Unido. Todas as 95 barras do sistema estão no nível de tensão de 11 KV, os parâmetros da rede e dados de carga estão contidos no anexo deste trabalho, e a topologia deste sistema está demonstrada na Figura 14 com o acréscimo de uma geração síncrona na barra 73. Serão usadas para as simulações as ferramentas computacionais do CEPEL (ANATEM e ANAREDE).

1.3 Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica desta dissertação está focada nos trabalhos que abordam o tema Análise do Impacto de Geradores Fotovoltaicos na Estabilidade Transitória de Geradores Síncronos Distribuídos.

Em [5] o autor faz um estudo interessante na avaliação do impacto de geradores fotovoltaicos distribuídos, conectados diretamente nas redes de distribuição de média tensão, quanto a estabilidade de tensão de longo prazo de um sistema de transmissão. Ele propõe uma estratégia de controle de potência reativa para mitigar os problemas de regulação de tensão causados pela grande penetração de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição, com e sem reguladores de tensão. No primeiro problema relativo a sobretensão, foi mitigado por uma técnica de controle resolvendo o problema sem a necessidade de corte de geração fotovoltaica. Já o segundo problema abordado foi a comutação excessiva de TAP, onde foi feita uma comparação entre a estratégia de controle proposta neste trabalho e uma outra escolhida pelo autor. Os resultados mostraram que as duas técnicas de controle foram eficientes quanto a redução no número de comutações. Por último, foi utilizado a estratégia 1, ou seja, a técnica de

controle utilizada sem a necessidade de corte de geração fotovoltaica para mitigar o problema de *runaway*, que diz respeito ao fenômeno no qual o regulador de tensão perde a capacidade de controlar a tensão na barra desejada. Os resultados encontrados mostraram que as duas técnicas de controle foram eficientes quanto a redução no número de comutações.

Pode-se ressaltar em [6], a análise da capacidade das usinas eólicas e solares para fornecer regulação de tensão. Ele também examina as deficiências nos padrões existentes e fornece recomendações para melhorar os requisitos existentes, a fim de definir claramente o papel da geração variável no fornecimento de suporte de tensão à rede elétrica.

Tem-se também na literatura em [7] a abordagem dos principais problemas operacionais enfrentados pelos operadores de redes de distribuição devido à elevada integração de geradores fotovoltaicos (FV), tais como sobretensões, comutações excessivas de TAP e a condição de *runaway* em reguladores de tensão. Comparou-se três modelos distintos de representação de redes de distribuição com geração fotovoltaica, e concluiu-se que para altos níveis de penetração o modelo mais detalhado é mais adequado quanto a estudos de estabilidades de tensão. Por fim, conclui-se que, nas circunstâncias apresentadas, a integração em altos níveis de penetração, dos geradores fotovoltaicos, apesar de trazer novos desafios operacionais para o sistema de potência, em geral, contribui positivamente para a estabilidade de tensão de longo-prazo.

Em [8] são abordados três modos de controle do inversor, que correspondem a: Controle da Potência Ativa, Controle da Tensão e Controle da Corrente Reativa. Além disso, é demonstrado um exemplo do impacto de cada modo de controle em um alimentador de distribuição. Foi introduzida três funções avançadas de controle de inversor de sistema fotovoltaico e foi demonstrado como modelar essas funções usando a ferramenta de análise de sistema de distribuição de código aberto amplamente disponível, o *OpenDSS*. Foram realizadas simulações para validar o conceito das funções avançadas de controle de inversor.

Em [9] uma estratégia de controle Volt-Var usando reguladores de tensão e compensadores de potência reativa em uma rede de distribuição para integração de energia renovável é apresentada, onde a estratégia coordenada de controle Volt-Var ajusta o valor do regulador de tensão e a injeção de potência reativa para minimizar o desvio de tensão e a perda de potência. A regulação de tensão proposta e a compensação

de potência reativa são validadas por meio de análise de perda de tensão. O desvio de tensão sobre o alimentador pode ser limitado dentro do padrão de regulação de tensão e, portanto, podem ser acomodadas na rede de distribuição uma maior quantidade de fontes de energia renováveis intermitentes.

Em [10] são realizadas análises em sistemas de transmissão do comportamento da geração solar fotovoltaica na rede, definidas pela forma como a potência ativa de saída e a potência reativa são controladas, onde a potência reativa pode ser controlada tanto diretamente como um valor predefinido, como indiretamente através do controle da magnitude da tensão no ponto de acoplamento comum. Nesse contexto são abordados dois modos de controle: potência reativa constante e modelos de magnitude da tensão constantes para um sistema de geração fotovoltaica de capacitor infinito.

Concluiu-se que a geração solar fotovoltaica no modo de controle PV não afeta a estabilidade de tensão do sistema, e sim contribui para sua melhora, o que não acontece para o caso do modo de controle PQ, como já era esperado.

1.4 Organização da Dissertação

O trabalho aqui desenvolvido está organizado como segue:

O capítulo 2. Apresenta os conceitos de inversores em redes de distribuição e o segmento do ponto de máxima potência.

O capítulo 3. Apresenta os conceitos de estabilidade no sistema elétrico de potência - SEP.

O capítulo 4. Apresenta a análise dos modelos de controle do inversor fotovoltaico.

O capítulo 5. Apresenta os resultados comparativos, fazendo uma análise do impacto causado pelos controles na rede de distribuição de acordo com o modo de operação.

O capítulo 6. Apresenta as conclusões da dissertação e as recomendações para trabalhos futuros.

1.5 Trabalho aceito para publicação

- W. T. S Pinheiro, C. F. Vieira, V. C. Souza, Z. A. F. Souza, M. V. A Nunes. Inverters Controlling the Reactive Power at the Output of Photovoltaic Generators to Improve the Transient Stability of the Electrical. XII LATIN-

Capítulo 2 Inversores em Redes de Distribuição

2.1 Introdução

Inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). Essa corrente contínua pode ser proveniente, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. A tensão com corrente alternada de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas. Adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede [11].

2.2 Característica dos Inversores

De acordo com [11], há uma vasta gama de tipos de inversores, porém este trabalho dará ênfase apenas aos inversores para uso em sistemas fotovoltaicos. Neste caso os inversores estão divididos em duas categorias que são: Sistemas Isolados (SFIs) e Sistemas Conectados à Rede (SFCRs). Esses dois inversores usam do mesmo princípio geral de funcionamento, porém o SFCR se distingue quanto as suas características específicas, para atenderem às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede.

O desenvolvimento dos inversores segundo [11] está diretamente ligada a evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes quanto da topologia de seus circuitos de potência e controle. Os inversores mais modernos são desenvolvidos levando em conta a complexidade e as exigências de sua aplicação específica. Desta forma, no decorrer de poucas décadas, as topologias foram sendo otimizadas e os custos de fabricação reduzidos, enquanto que as eficiências de conversão evoluíram para aproximadamente 99% em alguns inversores para conexão à rede elétrica.

2.3 Classificação dos Inversores

Os inversores podem ser classificados de acordo com o princípio de operação em dois grandes grupos: Comutados pela rede (Comutação Natural) ou Autocomutados (Comutação Forçada), como visto em [11], mostrados no diagrama da figura 1.

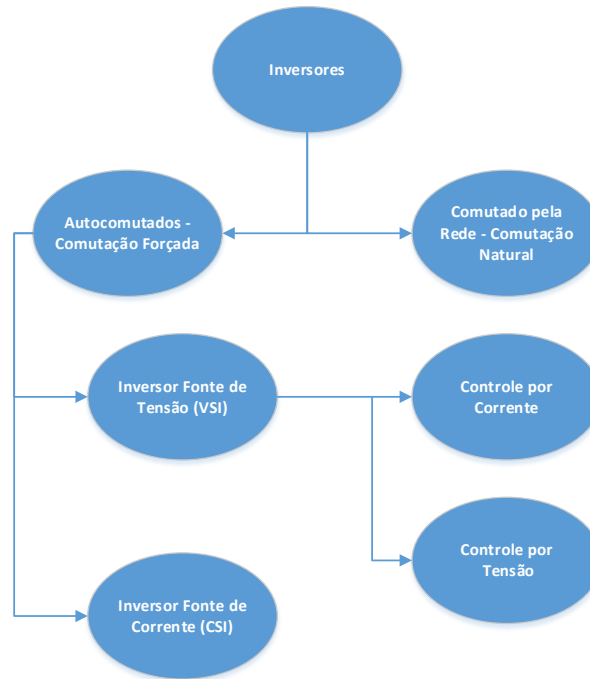


Figura 1. Tipos de Inversores classificado de acordo com princípio de funcionamento (Fonte: Próprio autor)

Os inversores de comutação natural são constituídos de tiristores, cuja a mudança do estado de condução desse inversor para estado de corte é controlada pelo circuito de potência. De acordo com [11] é visto que, apesar de robusto e simples, esses inversores apresentam baixa qualidade na tensão e corrente de saída por causa do conteúdo harmônico, e com isso é necessário o uso de redes de filtragens complexas, onerosas e que acarretam em perdas. Com a evolução dos inversores, esses tiristores foram se tornando de utilização restrita e pouco comercializáveis, sendo substituídos por IGBTs e MOSFETs em diversas situações [11].

Ainda em [11] é visto que os elementos de chaveamento nos inversores autocomutados são semicondutores que podem ser postos em estado de condução ou de corte em qualquer instante do ciclo, através de um terminal de controle. Os inversores

autocomutados são classificados como fonte de corrente e fonte de tensão como visto a seguir.

O inversor mais empregado em geração fotovoltaica é a fonte de tensão que pode ser controlada tanto por corrente quanto por tensão, de acordo com a grandeza de saída escolhida como referência. Devido a sua estabilidade diante de perturbações na rede e à facilidade no controle do fator de potência, o controle por corrente é adotado na maioria dos modelos para SFCRs, enquanto que o controle por tensão é utilizado principalmente em inversores para SFIs [11].

2.4 Controle dos Inversores

Neste capítulo, serão discutidos os vários tipos de inversores, suas principais funcionalidades, curvas de capacidade dos inversores, os SFCR e os Inversores autocomutados, assim como suas principais características.

2.5 Curva de Capacidade dos Inversores

Sabe-se que as curvas de capacidade reativa para inversores, mostrada na Figura 2, diferem das curvas usadas para máquinas síncronas, isso porque normalmente essas curvas são limitadas por restrição interna de tensão e corrente [12]. Os inversores são tipicamente projetados para operação de 90% a 110% da tensão nominal do terminal, e esses limites de tensão afetam muito a capacidade de potência reativa. Quando a tensão do terminal é de 110%, nenhuma energia reativa adicional pode ser injetada na rede [12]. De acordo com a curva de capacidade fotovoltaica mostrada a seguir na Figura 2, é possível definir o limite de corrente reativa através da faixa de fator de potência localizada na área triangular sombreada.

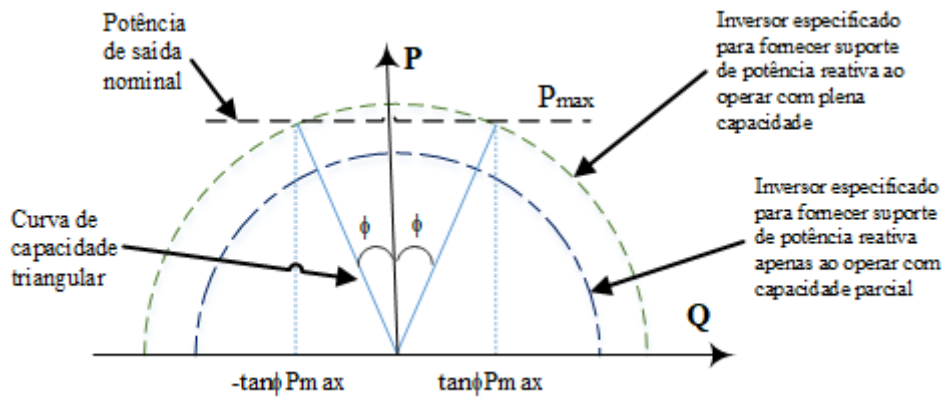


Figura 2. Curva de Capacidade do Inversor

(Fonte: Próprio autor)

Essa curva reativa é geralmente válida apenas para tensão nominal, considerando os limites de tensão do terminal discutidos anteriormente. É tecnicamente possível projetar inversores fotovoltaicos para fornecer suporte reativo, mesmo que a entrada solar seja zero, como um STATCOM. No nível da planta, deve ser levado em consideração que uma parte dos inversores pode ser desligada com baixa potência, resultando em uma redução da capacidade reativa. E se necessário, é possível que haja um ajuste no fator de potência desses inversores, através de um controlador de reativo para atender a requisitos operacionais no ponto de interconexão, onde o controlador de nível da planta também coordena a operação dos capacitores comutados [12]. São definidos quatro modos de controle visto a seguir, na Figura 3.



Figura 3. Tipos Controle do inversor

(Fonte: Próprio autor)

O controle de tensão em circuito fechado tem o objetivo de manter a tensão dentro da capacidade de energia reativa da instalação fotovoltaica, em determinada amplitude de potência ativa. Pode ser apropriada em algumas situações, uma pequena histerese ou banda morta, como por exemplo a regulação da tensão no ponto de interconexão dentro de 1% ou 2% da programação [12]. Para o controle de queda de

tensão o objetivo é basicamente, aumentar ou diminuir a saída de potência reativa, em função da tensão. Este tipo de controle permite que a instalação fotovoltaica forneça suporte de tensão, evitando grandes mudanças de potência reativa que uma pequena instalação fotovoltaica veria quando conectada a um sistema de transmissão relativamente forte. Uma pequena banda morta pode ser implementada. No controle de fator de potência, o objetivo é manter o fator de potência no ponto de interconexão próximo a um nível especificado. O controle da potência reativa, deve manter o fluxo de potência reativa dentro dos limites especificados [12].

2.5.1 Inversores Comutados pela Rede (SFCR)

Os primeiros inversores utilizavam dispositivos semicondutores para chaveamento que suportavam altíssimas correntes e tensões, conhecidos como tiristores SCR e TRIAC [11] mostrados na Figura 2. Quando esses dispositivos entram em condução, só é levado ao corte quando a corrente que flui dele é maior que a corrente de manutenção de condução, ou quando ocorrer uma inversão na polaridade entre anodo e catodo. Como o circuito de potência é o responsável pela troca do estado de condução para o estado de corte, os inversores a tiristor são chamados inversores de comutação natural ou inversores comutados pela rede, como visto em [11]. Com tudo, esses inversores apesar de robustos e simples, tem uma baixa qualidade de tensão e corrente de saída por causa da alta quantidade de harmônicos. Por isso, o uso desses inversores foi substituído por novos dispositivos de chaveamento como MOSFET e IGBT mostrados na Figura 4, sendo os inversores a tiristores utilizados apenas em casos restritos de unidades de potência elevada acima de 100 KW e acionadores de motores elétricos de grande porte [11].

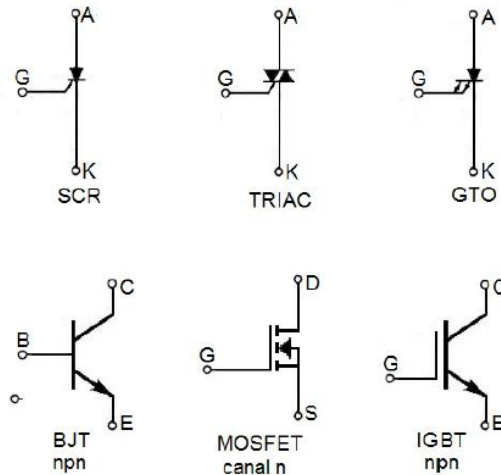


Figura 4. Símbolos de Componentes Usados em Inversores
(Adaptado de [11])

2.5.2 Inversores Autoconmutados

Nos inversores autoconmutados, os elementos de chaveamento são semicondutores que podem ser postos em estado de condução ou de corte em qualquer instante do ciclo, através de um terminal de controle. Os IGBTs e MOSFETs são utilizados nos inversores de acordo com a necessidade a partir da velocidade do chaveamento e do nível de tensão e potência. Para que esses inversores tenham um bom controle sobre a forma de onda e a tensão de saída, eles operam com a estratégia de controle de modulação por largura de pulso (PWM) [11]. Os inversores autoconmutados são divididos em dois tipos:

- Fonte de Corrente (CSI)
- Fonte de Tensão (VSI)

A configuração mais usada em sistemas de conversão fotovoltaica é a fonte de tensão, pois o controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, de acordo com a grandeza de saída utilizada como referência. O controle por corrente é utilizado na maioria dos modelos para SFCRs, devido sua estabilidade diante de perturbações na rede e a facilidade no controle do fator de potência, já o controle de tensão é usado mais em inversores para SFIs [11], [13].

Os inversores podem ser constituídos com um ou dois estágios como mostrado na Figura 5. Os inversores compostos por um estágio têm reduzido número de

componentes e uma alta eficiência e robustez. Porém, no caso de inversor de um estágio, sem transformador, a tensão CC de entrada deve ter um valor mínimo relativamente elevado, equivalente ao valor de pico CA da rede elétrica ou o dobro dela, dependendo da configuração da ponte inversora. Uma inclusão opcional de um transformador de alta frequência, cria um isolamento galvânico entre os lados de corrente contínua e alternada [11].



Figura 5. a) Inversor de um estágio, b) Inversor de dois estágios
(Adaptado de [11])

A Figura 5, mostra no item (a), o inversor de um estágio, e no item (b) o inversor de dois estágios.

O estágio conversor cc.cc. gera uma tensão adequada no elo cc.cc. interno, ou seja, no link cc.cc. do inversor [11]. No caso do inversor para SFCR normalmente efetua a estratégia do Seguimento do Ponto de Máxima Potência SPPM na entrada proveniente do painel fotovoltaico, já no caso do inversor para SFI, o estágio conversor cc.cc. é apenas um elevador de tensão [11]. Uma outra característica interessante é que o elo cc. interno é um capacitor eletrolítico que tem as funções de armazenamento de energia e filtragem [11].

2.6 Seguimento do Ponto de Máxima Potência

O seguimento do ponto de máxima potência tem a função de extrair a máxima potência dos painéis fotovoltaicos em condições normais [13]. De acordo com [14], se um arranjo fotovoltaico estiver submetido a irradiância uniforme, ou seja, sem sombreamentos parciais e não contiver células ou módulos defeituosos, sua curva potência *versus* tensão, terá o formato mostrado a seguir, apresentando um único ponto com derivada nula.

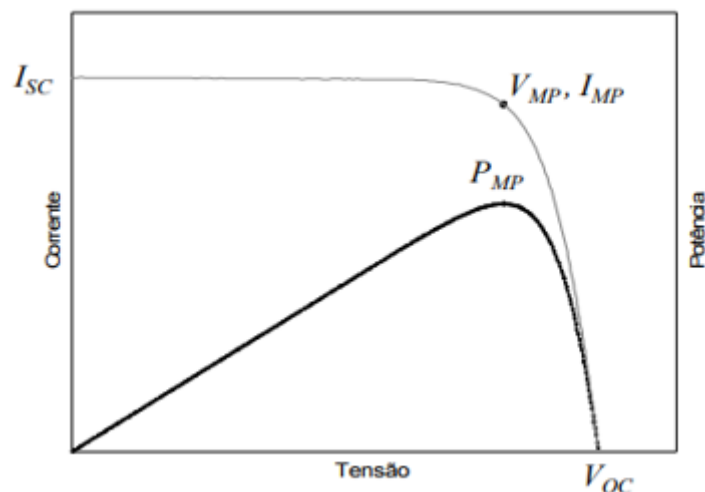


Figura 6. Curva típica da Corrente e Potência de uma célula fotovoltaica em função da Tensão (Adaptado de [14])

Este único ponto com derivada nula é o chamado ponto de máxima potência, em que o valor máximo é o produto corrente *versus* tensão, calculados através de $I_{MP}V_{MP}$ e P_{MP} são dependentes das condições de irradiância e de temperatura da célula. Na Figura 6 ainda estão destacados os pontos de corrente de curto-circuito I_{CS} , tensão de circuito aberto V_{OC} e máxima potência $P_{MP}(V_{MP}, I_{MP})$. A passagem de nuvens resulta numa mudança drástica em questão de segundos na irradiância, embora as variações da temperatura de célula sejam tipicamente mais lentas [14]. Da mesma forma, sombreamentos parciais provocados por árvores e edificações próximas, além de folhas e dejetos de pássaros depositados sobre a superfície dos módulos, podem provocar distorções na curva característica do gerador fotovoltaico, inclusive com a ocorrência de máximos locais, como mostrado na Figura 6. A Figura 7 mostra a primeira curva (a) sem sombreamento e a segunda (b) com um dos módulos submetido a um fator de sombreamento de 50%.

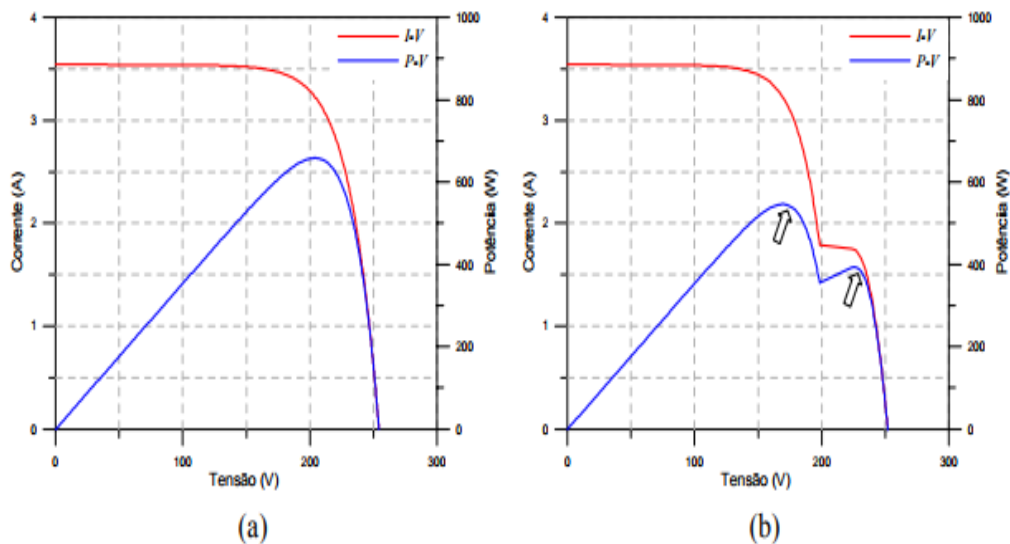


Figura 7. Curva Corrente x Tensão (Vermelho) e Potência x Tensão (Azul) (Adaptado de [14])

Portanto, é conveniente que haja um mecanismo que detecte continuamente as modificações na curva característica e atue sobre a eletrônica do inversor de modo a manter o arranjo fotovoltaico polarizado na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas que ocorreriam se o acoplamento ocorresse em outra tensão que não a ótima. Esse processo é chamado de seguimento de ponto de máxima potência (Maximum Power Point tracking - MPPT).

Um seguidor do ponto de máxima potência deve atender as seguintes características:

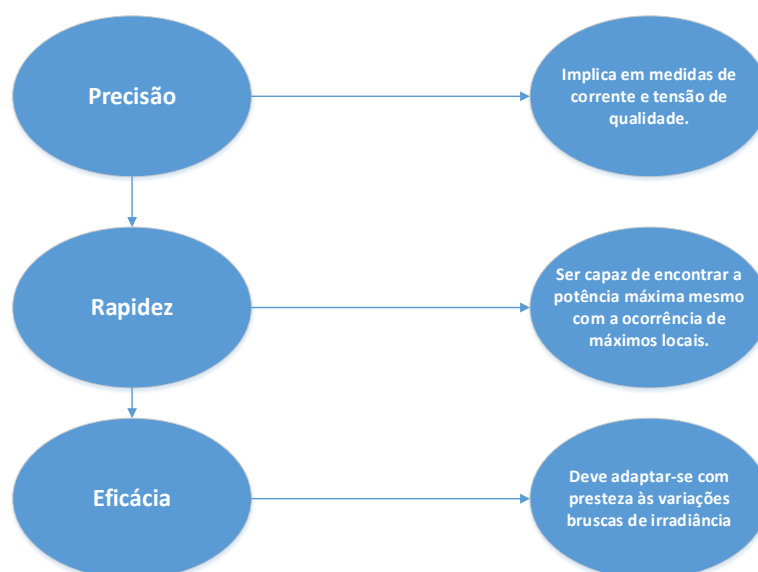


Figura 8. Características para o Seguimento do Ponto de Máxima Potência (Fonte: Próprio autor)

Os dispositivos para seguimento do ponto de máxima potência devem ser divididos em dois blocos básicos: uma seção de controle e uma seção de potência [14]. Em inversores de dois estágios, a seção de potência do MPPT consiste geralmente em um conversor CC/CC em modo chaveado. Existem três topologias que são fundamentais, são elas: elevadora (*boost*), redutora (*buck*) e elevadora-redutora. A utilização do conversor CC-CC permite uma maior flexibilidade na tensão de entrada, às custas de uma redução da ordem de 2% na eficiência global do inversor, em função dos componentes adicionais. Os inversores *multi-string* possuem dois ou mais dispositivos de MPPT independentes, a fim de permitir a utilização de arranjos fotovoltaicos com características elétricas ou orientações diferentes.

A seção de potência do seguidor de máxima potência é a própria ponte inversora e a conversão é do tipo redutora para inversor de único estágio. Isso implica que, no caso de inversores sem transformador, o gerador fotovoltaico deverá ter uma tensão de operação mínima superior ao valor de pico a pico da tensão da rede CA ou o dobro desta, dependendo da topologia utilizada [14].

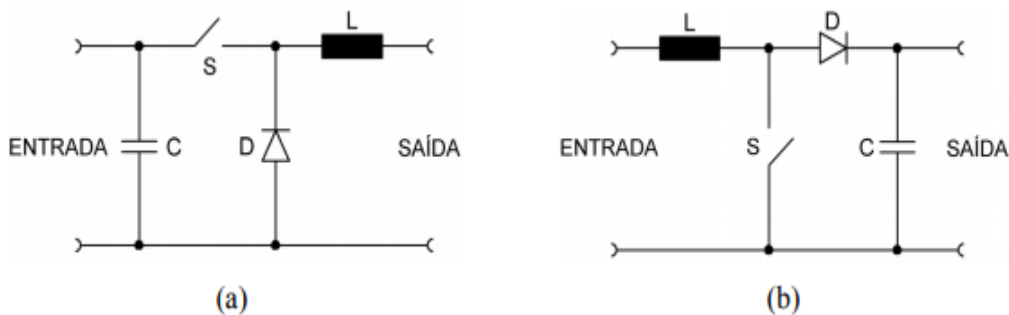


Figura 9. Conversores CC/CC: (a) Redutor, (b) Elevador
(Adaptado de [14])

O bloco de controle do MPPT é responsável pelo ajuste da tensão de polarização do gerador fotovoltaico, através de algoritmos que atuam sobre o controle eletrônico dos dispositivos de chaveamento do conversor CC/CC ou da ponte inversora. Os algoritmos de controle têm como entrada dados instantâneos de tensão e corrente de operação do gerador fotovoltaico, além de outros parâmetros como temperatura e irradiância. Essa implementação pode ser feita de forma analógica ou digital, através de microprocessadores ou processamento digital de sinais [14]. As estratégias de controle

do seguimento do ponto de máxima potência estão divididas em duas partes: Métodos diretos e Métodos indiretos [11].

Os métodos diretos, são aqueles que utilizam medições em tempo real da corrente e da tensão disponíveis na entrada do inversor para encontrar o ponto de potência máxima do gerador fotovoltaico. Os métodos diretos não necessitam de informações prévias sobre as características do gerador fotovoltaico e são, a princípio capazes de reagir a variações rápidas nas condições de operação dos módulos. Um exemplo do método direto é o “Perturbar & Observar” (P&O), e o “Condutância Incremental” (IncCond) [11].

O método indireto é aquele que utiliza um sinal de referência como, irradiância, temperatura dos módulos, corrente de curto circuito ou tensão de circuito aberto de uma célula de referência ou do próprio gerador fotovoltaico para estimar o ponto de máxima potência. Essa informação é comparada com uma base de dados ou algum modelo matemático com características previamente determinadas do gerador fotovoltaico específico. O método indireto é pouco utilizado, por ele estar sujeito a imprecisões e ser incapaz de detectar os efeitos de sombreamento parcial e pelo envelhecimento e acúmulo de sujeira sobre os módulos [11].

Capítulo 3 Estabilidade do Sistema Elétrico de Potência

3.1 Introdução

O sistema elétrico de potência (SEP) tem como principal função, fazer o balanço entre o suprimento de eletricidade e a demanda em qualquer período de tempo. Esse sistema deve ser capaz de manter o balanço em condições normais, em estado estacionário ou após distúrbios na rede elétrica. Os distúrbios ocorridos no SEP podem ocorrer por diversos fatores, oriundos desde pequenas variações de carga até perdas de linhas de transmissão [15]. A Figura 10, mostra os tipos de estabilidades em categorias de acordo com o tipo, a intensidade das perturbações e o tempo de recuperação do sistema elétrico de potência.

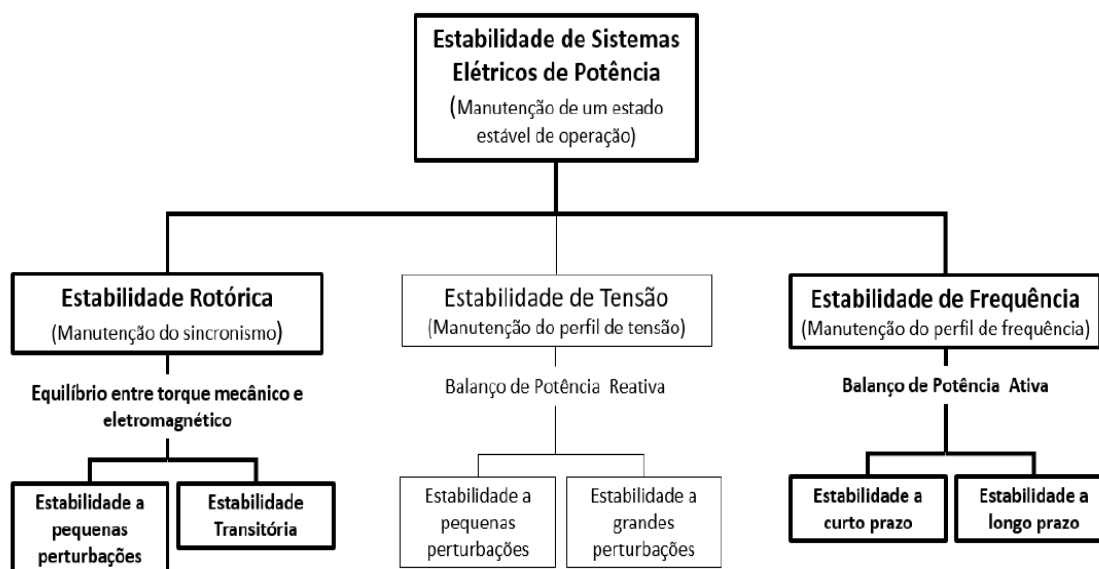


Figura 10. Divisão da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência (Adaptado de [16])

A análise da estabilidade transitória diz respeito a capacidade do sistema de potência em manter sua estabilidade diante de uma grande perturbação [16]. E a estabilidade de tensão segundo [3], é definida como a capacidade do sistema em manter níveis aceitáveis de tensão em regime, em condições normais de operação e após distúrbios. Quando algum distúrbio provoca sucessivas quedas de tensão e as ações de controle não conseguem deter esta queda de tensão, ocorre uma instabilidade de tensão que levará o sistema ao colapso.

3.2 Estabilidade Transitória

Segundo [17], a análise da estabilidade transitória diz respeito aos fenômenos resultantes de ocorrência de uma grande e súbita perturbação em um sistema de potência. Em sistemas que se aproximam de um modelo máquina-barras infinita ou de um modelo de duas máquinas, é possível usar um método gráfico conhecido como *critério das áreas iguais*, porém esse método não será abordado neste trabalho. Para sistemas multimáquinas a solução é obtida no domínio do tempo.

O período de estudo para estabilidade transitória pode variar de uma fração de segundos para casos em que a estabilidade da primeira oscilação já está determinada, para períodos superiores a 10 segundos nos casos em que a estabilidade para múltiplas oscilações deve ser examinada.

Segundo IEEE, diz-se que um sistema de potência é *estável do ponto de vista da estabilidade transitória* para uma condição de operação particular e para uma dada grande perturbação se, após a ocorrência da perturbação, o sistema é capaz de alcançar uma condição de operação aceitável [17].

3.2.1 Estabilidade de Tensão

De acordo com Kundur [3], “*Estabilidade de tensão é definida como a capacidade do sistema de potência em manter níveis de tensão aceitáveis em todas as barras do sistema elétrico, sob condições normais de operação e após a ocorrência de distúrbios*”. Um sistema entra em estado de instabilidade de tensão quando o distúrbio causa um irreversível e incontrolável declínio da tensão. O principal fator que causa a instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema de suprir a demanda de potência reativa à rede elétrica.

A ocorrência de perturbações de alto nível no sistema elétrico, como uma queda de tensão, pode ocasionar um colapso de tensão tanto progressivo quanto irreversível, tendo em vista uma provável falta de suporte de potência reativa em casos de grande carregamento na rede elétrica [15].

3.2.2 Estabilidade de Frequência

A estabilidade de frequência é a capacidade de um sistema elétrico de potência em manter sua frequência estável, mesmo após haver desequilíbrios entre o carregamento

elétrico e a potência gerada devido perturbações na rede elétrica. A restauração do equilíbrio dependerá diretamente da capacidade de tal sistema [15].

A ocorrência de divisão do sistema, de sobrecargas na linha e desligamento de geradores é o provável resultado da falta de estabilidade. Diferentemente dos outros tipos de estabilidade, a estabilidade da frequência não pode ser classificada entre grande ou pequena perturbação, pois não se enquadra nesse tipo de parâmetro, ela só pode ser determinada através da análise de sistemas globais ou através de análise individual de cada subsistema [15].

3.2.3 Estabilidade Angular

A estabilidade angular, segundo Kundur [3], é a capacidade de máquinas síncronas interconectadas permanecerem em sincronismo com a rede elétrica. Para entender melhor como as máquinas mantêm o sincronismo é preciso conhecer seus mecanismos básicos de funcionamento.

A máquina síncrona é constituída do rotor, onde está localizado o enrolamento de campo, que é alimentado com corrente contínua para produzir o fluxo magnético principal que é colocado em movimento giratório através de uma máquina primária, e pelo estator, que é composto por enrolamentos estatóricos onde serão induzidas tensões e correntes, por causa do campo magnético do rotor, em que as frequências estão em sincronismo com a velocidade mecânica da máquina. O campo magnético induzido no estator reage com o campo do rotor produzindo um torque eletromagnético que tende a alinhar os dois campos [18].

No gerador, o torque eletromagnético é oposto à rotação do rotor, de forma que um torque mecânico de entrada deve ser fornecido para manter a rotação. A mudança no torque elétrico de saída, é provocada por qualquer variação no torque mecânico. Se ocorrer um aumento no torque mecânico de entrada, este ocasionará um adiantamento em relação ao campo do estator, provocando um aumento na diferença angular entre eles, porém se o torque de entrada diminuir, a diferença angular também diminuirá. A diferença angular entre os campos magnéticos da máquina é chamada de ângulo interno da máquina, pois se a carga elétrica aumentar, o campo do estator sofrerá um atraso em relação ao campo do rotor aumentando a diferença angular entre eles; caso contrário o ângulo diminui [18]. É possível perceber que torque e potência estão intimamente

relacionados, pois, o aumento da potência mecânica acarretará em um aumento do torque de entrada que, por sua vez, provocará um aumento no torque elétrico de saída ocasionando um aumento da potência gerada [18].

Em um motor síncrono é visto que as relações entre os torques são inversas, o torque elétrico de entrada faz o motor girar, enquanto o torque mecânico de saída se opõe a rotação, evidenciando que, a potência gerada e o ângulo interno se relacionam. Em [18], mostra que, para um gerador conectado a uma barra infinita e em regime permanente, a seguinte equação é válida.

$$P = \frac{EV}{X} \sin\delta \quad (\text{Equação 1})$$

Em que:

V é a tensão terminal do gerador;

E é a tensão de excitação da máquina que está ao longo do eixo em quadratura;

X é a reatância da máquina síncrona;

δ é o ângulo de carga;

P é a potência elétrica real.

Observe que a relação entre P e δ é senoidal [18].

Para que o sistema de potência atenda às especificações de frequência, precisa ser composto de geradores que necessitam estar em sincronismo. Quando dois geradores conectados em um sistema elétrico de potência estão dessincronizados, o mais lento dentre eles, acabará funcionando como carga, absorvendo potência do outro, trabalhando com esta situação, haverá uma necessidade natural do aumento de velocidade do gerador que está trabalhando de modo mais lento, até que os dois geradores entrem em sincronismo. Isso acaba provocando perdas para o sistema, uma vez que um dos geradores perde a função de fornecer potência e passa a consumi-la até que o sincronismo seja reestabelecido.

É observado na equação 1, que o ângulo de carga deve estar situado entre 0° e 90° para que o sistema seja estável, onde P aumenta de acordo com o aumento de δ . Se

$\delta > 90^\circ$, ou seja, quando o gerador mais lento absorve potência do sistema, ocasiona uma diminuição da sua velocidade, ao invés do aumento, configurando assim, uma situação de instabilidade na frequência do sistema elétrico de potência [18].

É mostrado ainda em [18], que um distúrbio sofrido em um sistema elétrico de potência altera o torque elétrico das máquinas síncronas, e pode ser dividido em: Torque de Sincronização e Torque de Amortecimento, como mostra a equação a seguir.

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (\text{Equação 2})$$

Em que:

ΔT_e , $\Delta \delta$ e $\Delta \omega$ são variações ocorridas no torque elétrico, no ângulo de carga e na velocidade angular da máquina devido à distúrbios;

T_s e T_D são os coeficientes de torque de sincronização e amortecimento;

Se houver pouco torque de sincronização, a máquina sofrerá instabilidade no ângulo do rotor, e se houver baixo torque de amortecimento, ocorrerá instabilidade oscilatória [18].

Capítulo 4 Análise dos modelos de Controle do Inversor Fotovoltaico

4.1 Introdução

Este capítulo apresenta, de forma resumida, as principais características dos controles de inversores fotovoltaicos incluindo análise dos seus diagramas de bloco e mostrando possíveis condições de injeções de potência reativa pelos respectivos controles, para a melhoria na estabilidade de tensão e transitória. São analisadas duas estratégias de controle, onde na primeira, proposta por VanCutsem em [19], o controle da potência reativa é realizado através de I_{qcmd} . Neste caso, o controle tem como parâmetro de entrada, o PF_{min} que corresponde ao parâmetro de entrada do fator de potência. O segundo modelo proposto é o Volt-Var em [9], que faz uso do controle do fator de potência sem que este seja definido nos parâmetros de entrada, mas sim calculado pela própria malha de controle.

4.2 Representação do Modelo I de controle do inversor para estudo da estabilidade transitória e de tensão

O modelo I correspondente ao modelo proposto por VanCutsem, que propõe um ajuste da potência reativa e da potência ativa dos inversores para impedir ou atenuar os problemas de sobretensão [19].

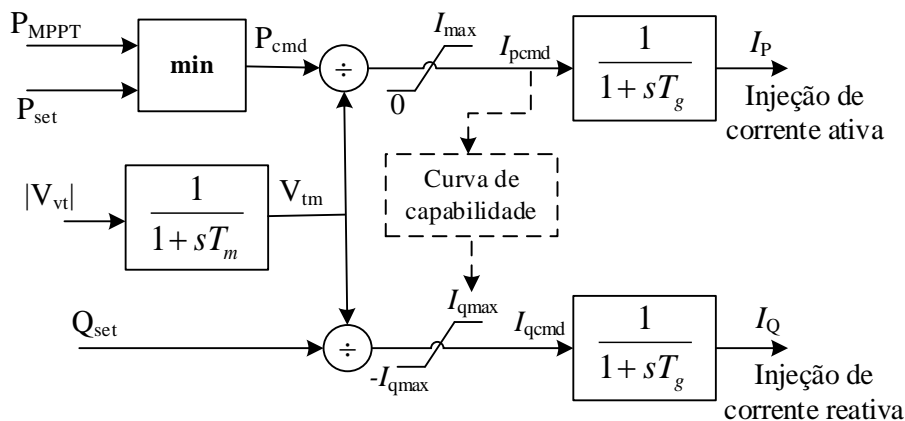


Figura 11. Diagrama que descreve o modelo I do inversor
(Fonte: Próprio autor)

O modelo mostrado na Figura 11, limita a potência ativa (I_{pcmd}) através da classificação do inversor (I_{max}). O P_{set} e Q_{set} são os set-points de potência ativa e reativa calculados pelo controlador. Quando $P_{set} \geq P_{MPPT}$, a unidade funciona no modo

MPPT. E, T_g e T_m são constantes de medidas de corrente e tensão. E por fim, tem-se os limites referentes a corrente reativa definido em (I_{qcmd}) que é calculado a partir da capacidade de energia reativa, e usando-se I_{pcmd} para corrente referente a potência ativa [19]. Neste trabalho, este modelo será avaliado com o fator de potência (FP) unitário, $FP = 0,95$, $FP = 0,90$, $FP = 0,85$ e $FP = 1,0$. Esse controle proposto por VanCutssen não aceita fator de potência com sinal negativo por causa do limitador de I_{max} , o controle considera erro quando é inserido fator de potência com sinal negativo.

A partir da Figura 11, pode-se calcular o limite de corrente reativa definido em [19] como:

$$I_{qmax} = I_{pcmd} \tan(\cos^{-1} PF_{min}) \quad (\text{Equação 3})$$

De acordo com [19], calcula-se o controle da potência reativa referente a I_{qcmd} a partir da equação 3. O controle é implementado no nível do inversor, tendo como entrada a tensão terminal (VTM), e faz o ajuste de potência ativa e reativa através de I_{qcmd} e I_{pcmd} .

4.3 Representação do Modelo II de controle do inversor para estudo da estabilidade transitória e de tensão

O modelo Volt-Var é indicado para sistemas de energia que tem uma grande alteração na sua relação X/R , e é usado principalmente em casos onde é preciso manter a tensão no terminal fotovoltaico dentro dos limites ANSI (Instituto Americano de padrões Nacionais) aceitáveis. Em casos de elevação, de tensão de acordo com uma curva Volt-Var pré-estabelecida, o sistema fotovoltaico pode absorver potência reativa [12].

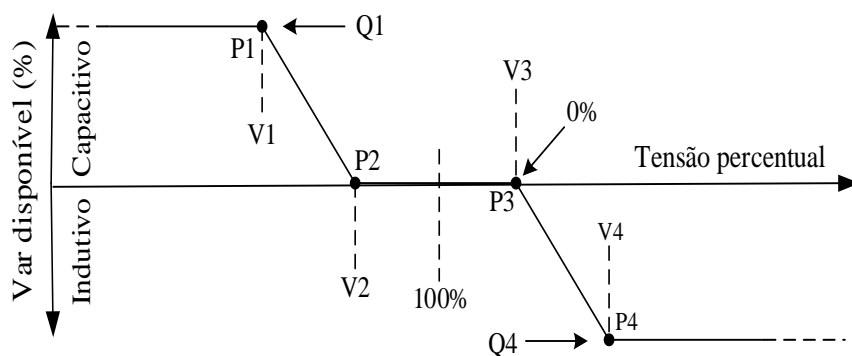


Figura 12. Curva que descreve o modelo Volt-Var do Inversor
(Fonte: Próprio autor)

Na Figura 12 pode-se analisar o funcionamento do modelo Volt-Var, que mostra que quando as tensões forem inferiores a V_2 , o inversor vai gerar potência reativa entre 0% e 100% de sua capacidade disponível, devendo alcançar o nível de 100% quando a tensão for igual ou inferior a V_1 . O inversor irá absorver potência reativa entre 0% e 100% quando as tensões forem superiores a V_3 , e alcança o limite de 100% de absorção quando a tensão for igual ou superior ao valor de V_4 [20].

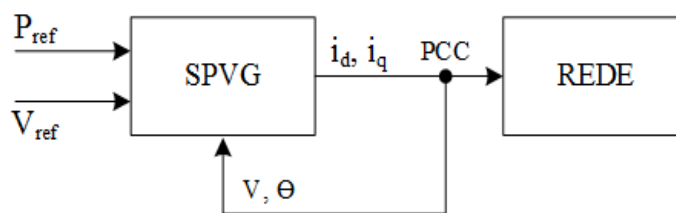


Figura 13. Diagrama que descreve o modelo II do inversor
(Adaptado de [10])

A Figura 13 mostra o diagrama de blocos que descreve o modelo II, o qual corresponde ao modelo Volt-Var do inversor. O controle se baseia nos parâmetros de entrada que correspondem a potência ativa e a tensão de referência respectivamente, e faz uma comparação com a tensão no ponto de acoplamento comum, que tem como resultado os sinais de controle I_d que corresponde ao controle da potência ativa e I_q ao controle da potência reativa [19].

Capítulo 5 Análise e Resultados

São apresentados neste capítulo, os resultados dos estudos de estabilidade transitória e de tensão. Para a análise foi utilizado dois modelos de controle para o inversor, o primeiro denominado Modelo 1 corresponde ao controle utilizado por VanCutsem, e o segundo denominado Modelo 2 corresponde ao controle Volt-Var. É feita uma análise do Modelo 2, em seguida é feita análise comparativa entre o Modelo 1 e o Modelo 2, e por último é feita uma comparação do Modelo 1 com fator de potência unitário e o mesmo Modelo em três fatores de potência distintos: $FP = 0,95$, $FP = 0,85$ e $FP = 0,90$. Esse estudo foi realizado com o auxílio das ferramentas computacionais ANAREDE E ANATEM, respectivamente.

5.1 Sistema teste UKGDS 95 barras

Nesta seção, é apresentado o sistema teste utilizado para a simulação com os dois modelos de controle considerados anteriormente. O Sistema Teste UKGDS é apresentado na Fig. 14 a seguir.

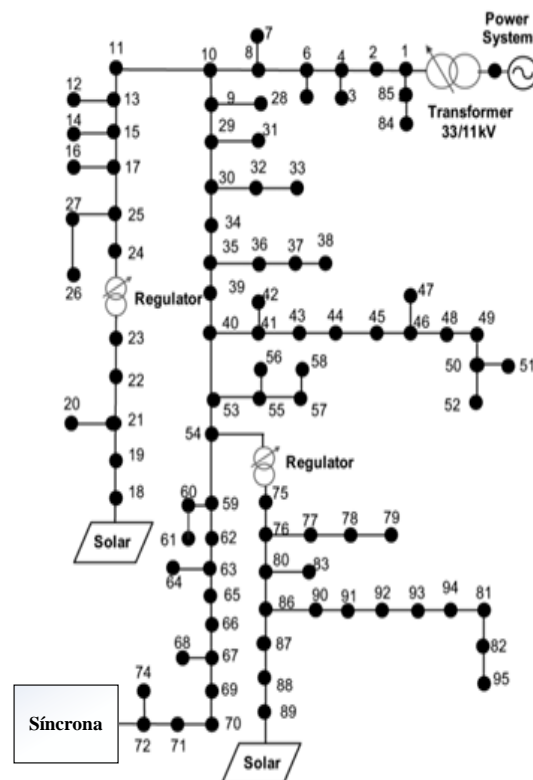


Figura 14. Sistema teste UKGDS 95 barras
(Adaptado de [22])

O sistema teste mostrado na Figura 14, é constituído de 95 barras, destas, 55 são centros de carga, totalizando 5,85 MW de carga total no cenário de máximo carregamento. Além disso, também é composto por dois geradores fotovoltaicos de grande porte, e em sua modelagem, foram considerados casos em que a capacidade máxima de cada inversor é de 1,5MW. Todas as conexões de geração, tanto fotovoltaica quanto síncrona são consideradas com barra PQ pois em sistema de distribuição é recomendado que se use barra PQ para geração distribuída [10]. Nas Figuras 11 e 13, são mostrados os modelos do gerador fotovoltaico utilizado neste estudo. Os geradores fotovoltaicos estão localizados nas barras 18 e 89, respectivamente. O sistema utilizado é um sistema radial, com baixo suporte de reativo. Para favorecer o estudo de estabilidade transitória foi inserido um gerador síncrono ao lado de baixa tensão do barramento 73 com os dados mostrados no anexo B. Os dados de carga e geração deste sistema foram obtidos a partir de [22] e estão descritos no anexo A.

5.2 Análise a partir dos Cenários

O modelo utilizado para a simulação é o sistema teste UKGDS 95 barras [22], com duas conexões fotovoltaicas, uma inserida na barra 18 e a outra na barra 89, e ainda um sistema de geração síncrona na barra 73. Foram escolhidos dois modelos de controle do conversor fotovoltaico como mostrado anteriormente. Foram utilizados os programas computacionais ANAREDE E ANATEM [23] para obter as simulações no domínio do tempo utilizadas na análise.

Modo de Operação	Síncrono (MW)	PV (MW)	NP % (PV)
Modo 1	3	1	17,15
Modo 2	2	2	34,31
Modo 3	1	3	51,46

Tabela 1. Modo de Operação

É proposto nos cenários, o aumento da penetração fotovoltaica (NP%) com a redução da geração síncrona, a fim de avaliar o impacto desta penetração na rede e consequentemente na máquina síncrona.

Foi considerado para essa etapa apenas o modelo II Volt-Var, de controle para os modos de operação citados na Tabela 1. Como mostrado na Tabela 2, que

corresponde à falta na barra 15, próximo à geração fotovoltaica, percebeu-se um aumento no tempo de acomodação e também uma diminuição na amplitude da primeira oscilação, e isso acabou trazendo benefício para estabilidade da rede, como mostrado nas Figuras 15, 16 e 17, pois houve uma redução na oscilação da tensão aumentando a margem de estabilidade transitória, deixando assim o sistema mais estável. O curto circuito na barra 63, próximo à geração síncrona ocorreu com mais severidade e fez com que o caso base perdesse a estabilidade. Percebe-se também, que com o aumento da penetração da geração fotovoltaica, ocorreu uma melhoria na estabilidade da rede. Nos modos seguintes, nas Tabelas 2 e 3, pode-se perceber que com o aumento da penetração fotovoltaica ocorre um aumento no tempo de acomodação e uma diminuição na amplitude da primeira oscilação, como no caso anterior.

Ts = 7ms Carga pesada	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Amplitude da Primeira Oscilação (°)	16,4	13,12	9,17	4,75
Tempo de Acomodação (s)	3,97	4,99	5,42	6,81

Tabela 2. Falta na barra 15, Modelo I

Ts = 7ms Carga pesada	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Amplitude da Primeira Oscilação (°)	Instável	27,6	19,2	10,4
Tempos de Acomodação (s)	Instável	4,95	5,85	7,21

Tabela 3. Falta na barra 63, Modelo I

Como mostrado nas Tabelas 2 e 3, pode-se verificar também graficamente nas Figuras 15, 16 e 17 que com o aumento da geração fotovoltaica, a amplitude da primeira oscilação diminui, mas em contrapartida, o tempo de acomodação aumenta para cada modo de operação, em que o caso base corresponde ao sistema com apenas conexão de geração síncrona. A curva de cor vermelha, é correspondente a geração síncrona, já a curva em azul diz respeito à geração fotovoltaica no modo 1 de operação, ou seja, com o mínimo de penetração. De acordo com o aumento da penetração fotovoltaica, como apresentado nas curvas em azul e verde e preto, respectivamente, pode-se perceber que há uma redução na amplitude da primeira oscilação.

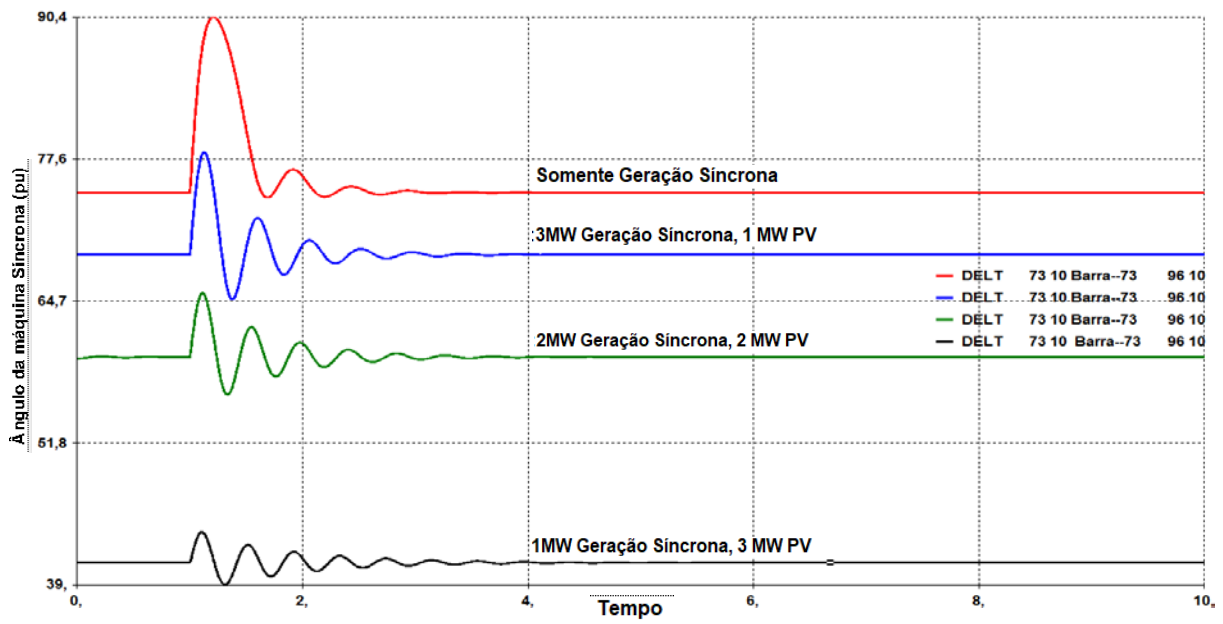


Figura 15. Curva do ângulo da Máquina Síncrona

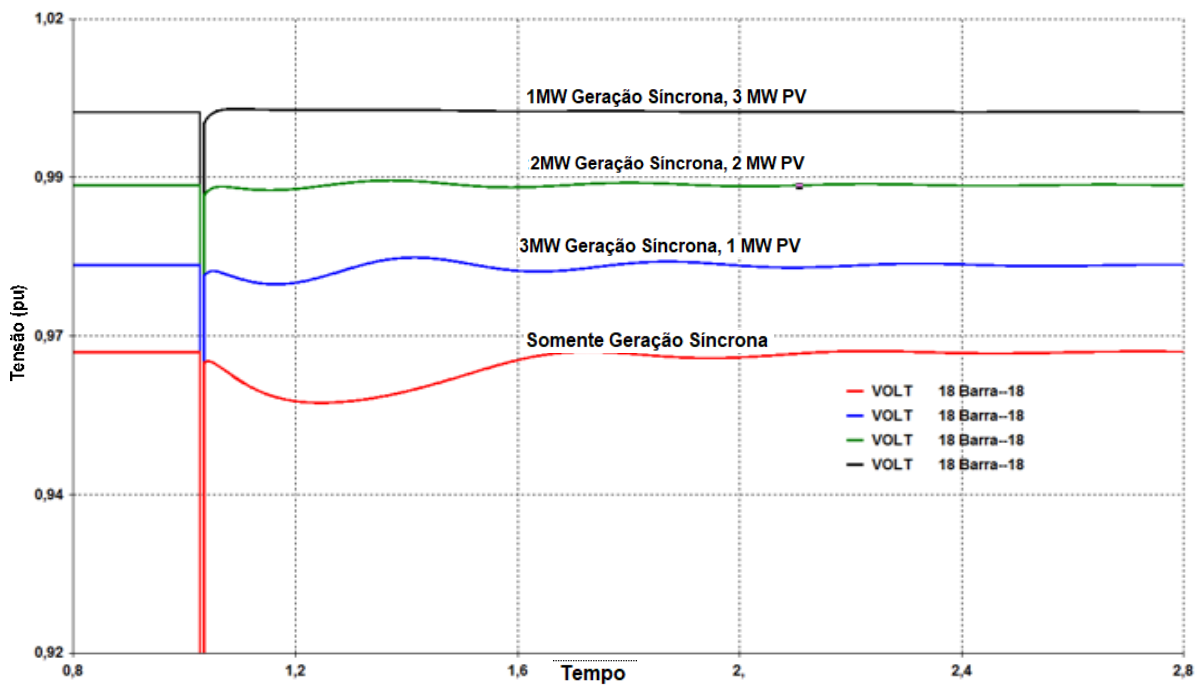


Figura 16. Curva das Tensões na barra 18

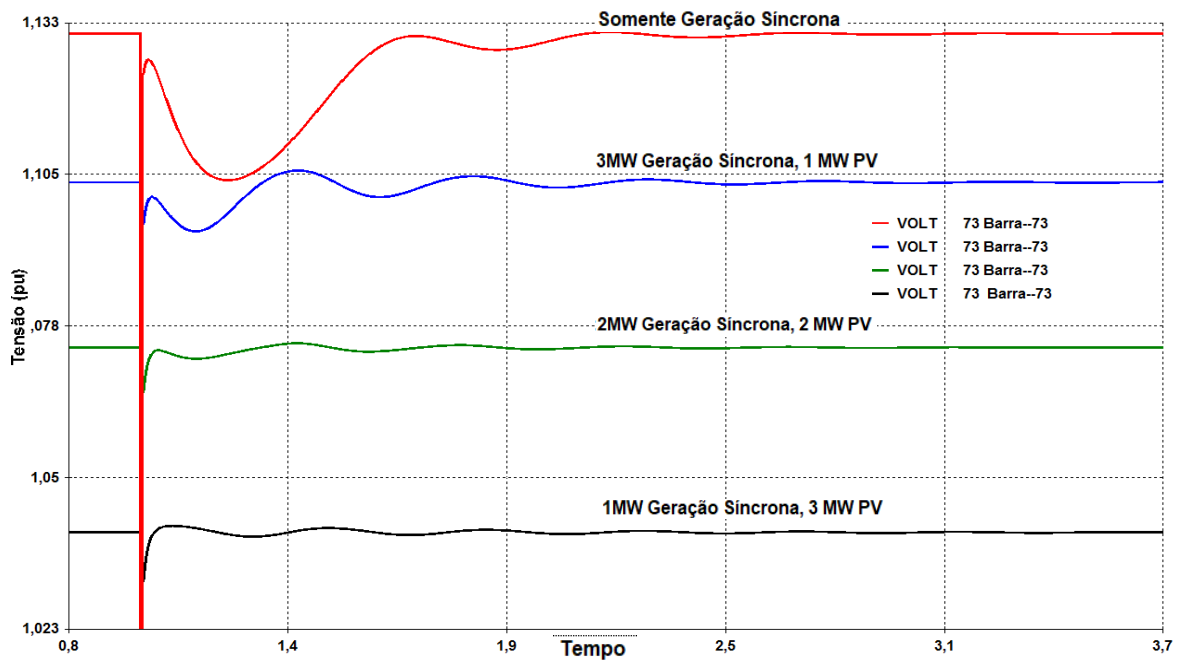


Figura 17. Curva das Tensões na barra 73

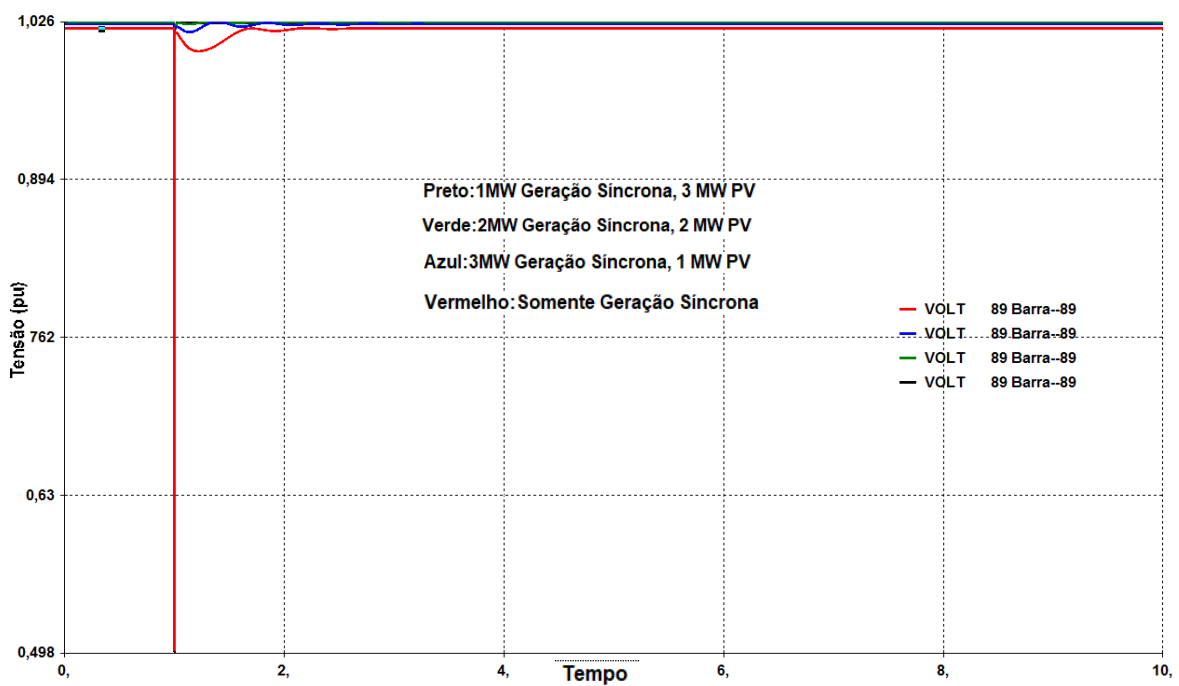


Figura 18. Curva das Tensões na barra 89

Analisando os gráficos das tensões e do ângulo da máquina síncrona nas Figuras 15, 16, 17 e 18 pode-se concluir que o Volt-Var aumenta a estabilidade de tensão e transitória do sistema, pois é visível que à medida que a penetração de geração fotovoltaica cresce, a amplitude das oscilações reduz na barra onde está conectada a geração síncrona. Nas Figuras 15 e 17, está bem visível essa diminuição da amplitude se

comparada às curvas correspondentes ao máximo carregamento fotovoltaico, que apresenta uma amplitude de oscilação reduzida, e com a curva na cor vermelha que corresponde apenas a geração síncrona na Fig. 18, a qual demonstra maior amplitude de oscilação. Pode-se concluir, a partir destas simulações, que uma alta penetração da geração fotovoltaica causaria uma melhoria na estabilidade transitória.

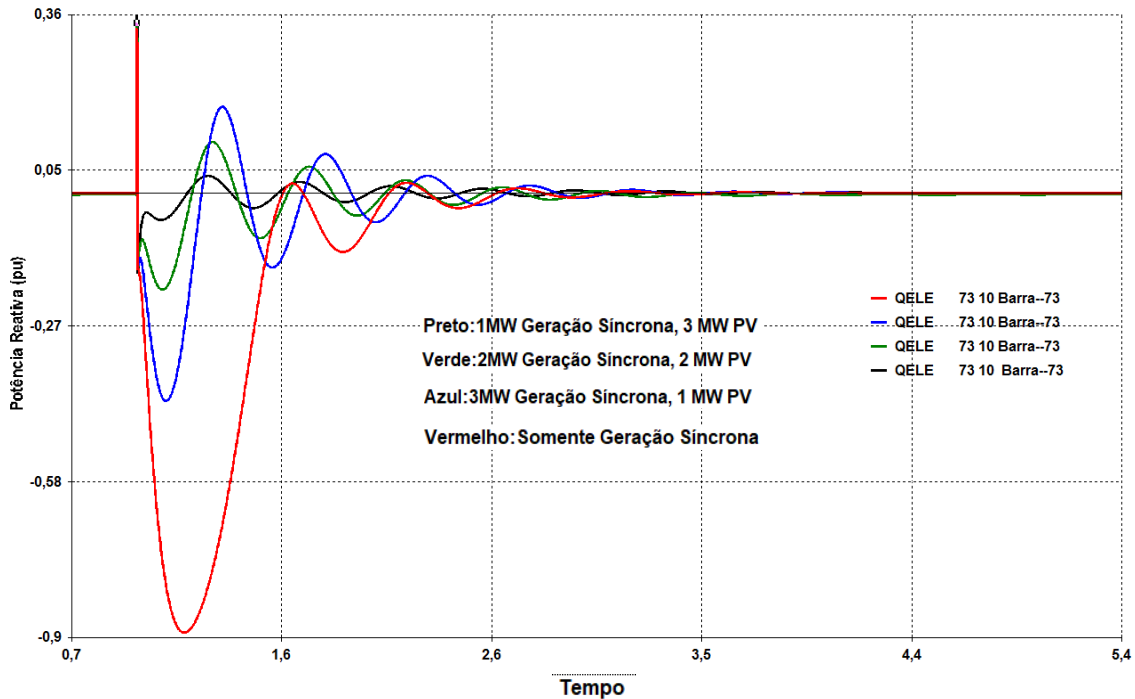


Figura 19. Curva de Potência Reativa na barra 73

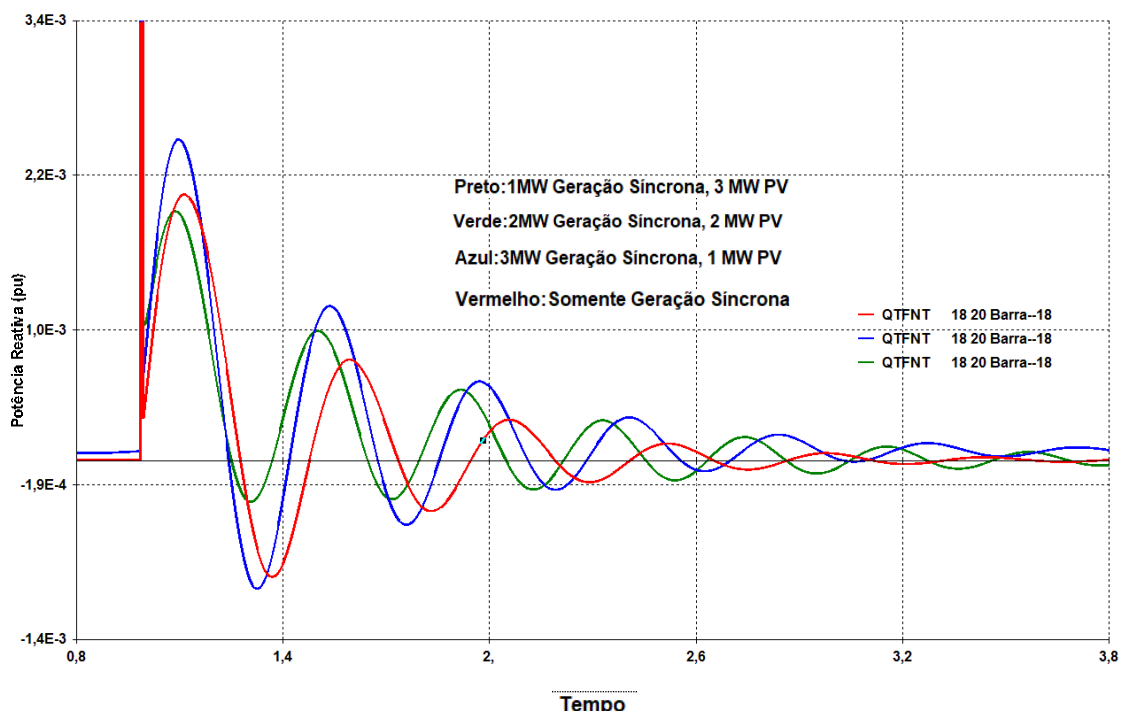


Figura 20. Curva da Potência Reativa na barra 18

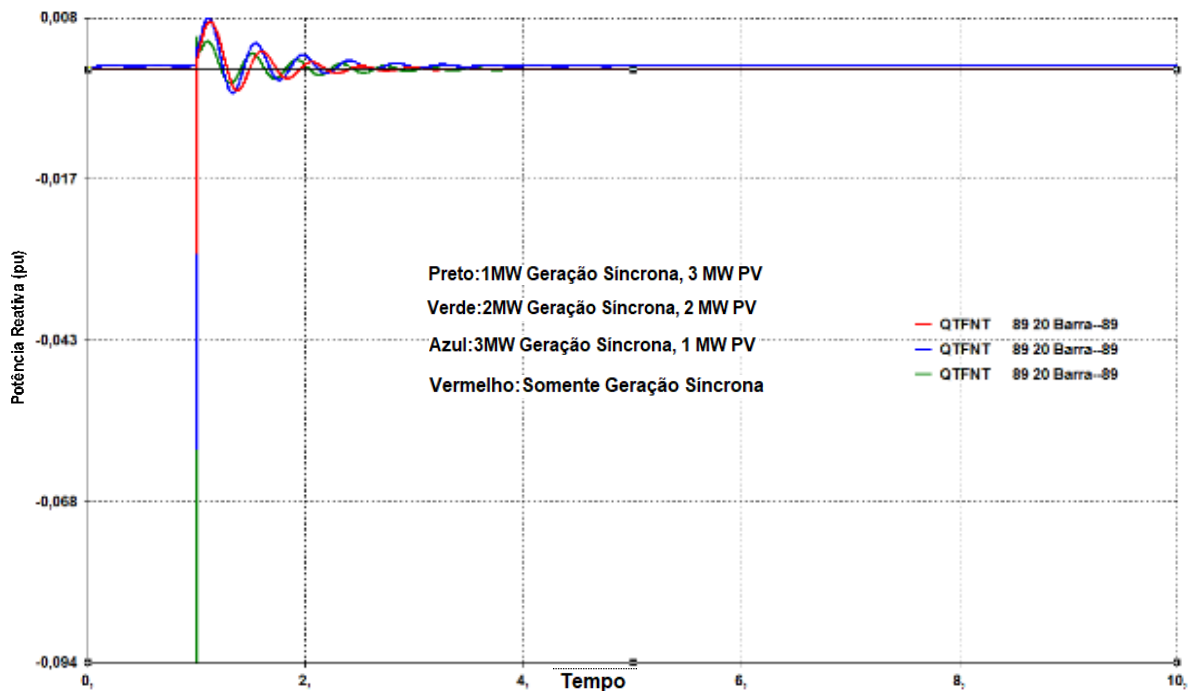


Figura 21. Curva de Potência Reativa na barra 89

Na curva da potência reativa nas Figuras 19, 20 e 21 pode-se observar que o gerador fotovoltaico está contribuindo com a falta, o que acaba contribuindo também para a melhoria da estabilidade da tensão. Nas três figuras, é possível perceber que a geração fotovoltaica auxilia com suporte de reativo para o sistema elétrico. À medida que a máquina síncrona vai reduzindo sua penetração na rede elétrica e a geração fotovoltaica vai aumentando, o gerador síncrono passa a consumir menos potência reativa da rede durante a ocorrência da falta, e isso faz com que ocorra uma melhoria nos níveis de tensão do sistema, acarretando na melhoria tanto da estabilidade transitória quanto da estabilidade da tensão.

5.3 Análise dos Modelos de Controle

A seguir, é mostrado o desempenho dos dois modelos de controle analisados neste trabalho, com o objetivo de avaliar qual deles tem melhor resposta do ponto de vista da estabilidade transitória.

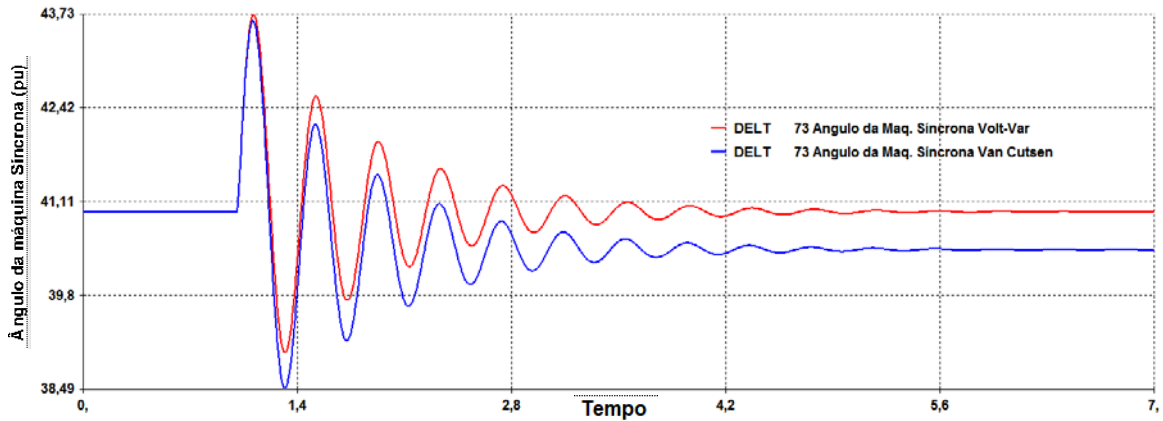


Figura 22. Curva do Ângulo da Máquina Síncrona na barra 73

A curva do ângulo da máquina síncrona apresentada na Figura 22, mostra que o modelo Volt-var teve um desempenho ligeiramente melhor do ponto de vista da estabilidade transitória, apresentando uma pequena redução na amplitude de oscilação se comparado ao modelo de VanCutsen. A curva em azul, correspondente ao modelo de VanCutsen, estabilizou em um ponto distinto do ponto inicial.

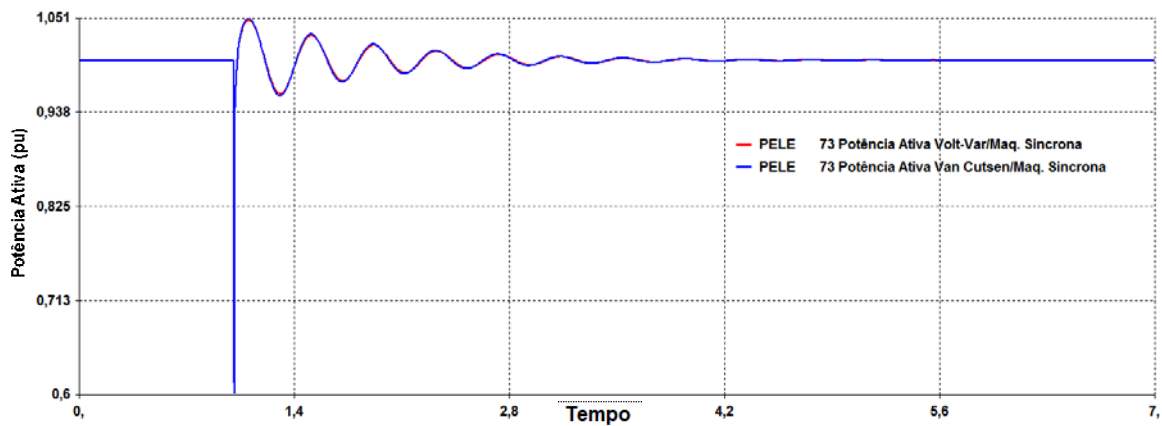


Figura 23. Curva da Potência Ativa na Máquina Síncrona

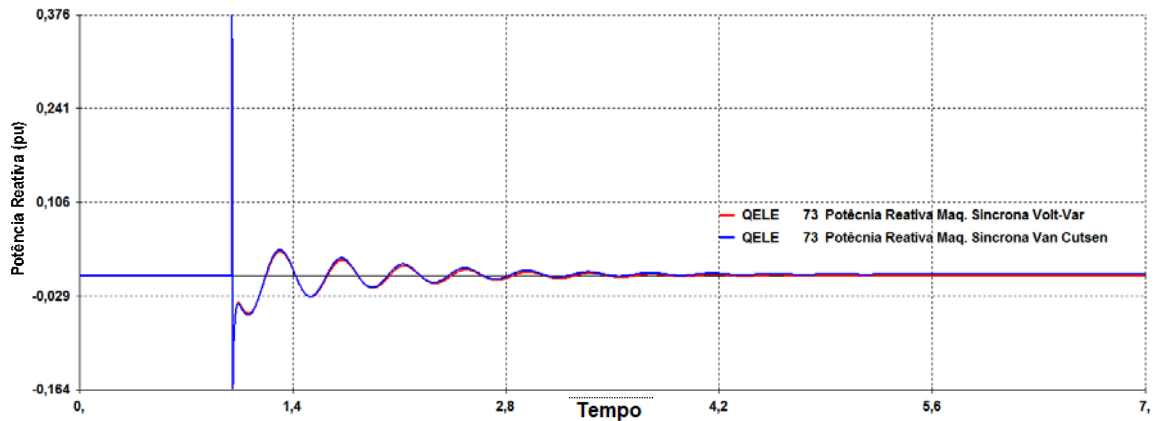


Figura 24. Curva da Potência Reativa na Máquina Síncrona

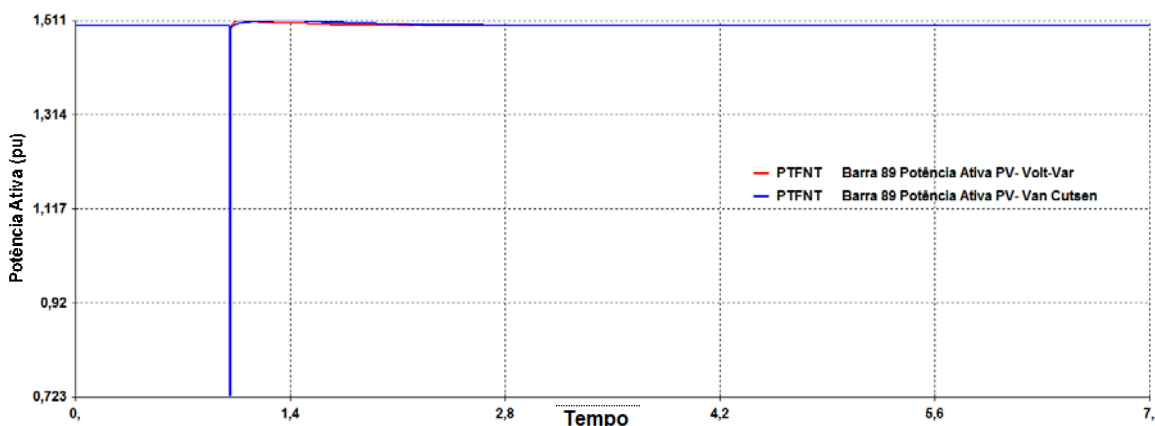


Figura 25. Curva da Potência Ativa na barra 89

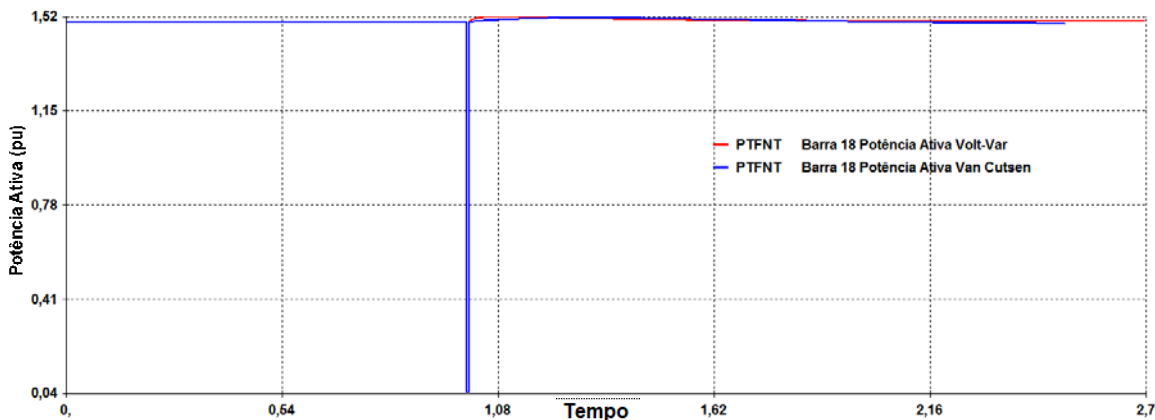


Figura 26. Curva da Potência Ativa na barra 18

De acordo com as Figuras 23, 25 e 26 relativas à potência ativa e as Figuras 22 e 24 relativas à máquina síncrona, é possível verificar que os dois controles atuam de forma similar, com fator de potência unitário. Contudo, de acordo com a curva da potência ativa nas barras 18 e 89 próximas as gerações, mostrado nas Figuras 25 e 26, pode-se perceber uma variação entre os dois controles, onde o modelo I tem um melhor

tempo de subida. Na Figura 27 e 28 onde estão as curvas de potência reativa nas barras 18 e 89, pode-se perceber que os dois controles estão atuando similarmente, ambos com fator de potência unitário.

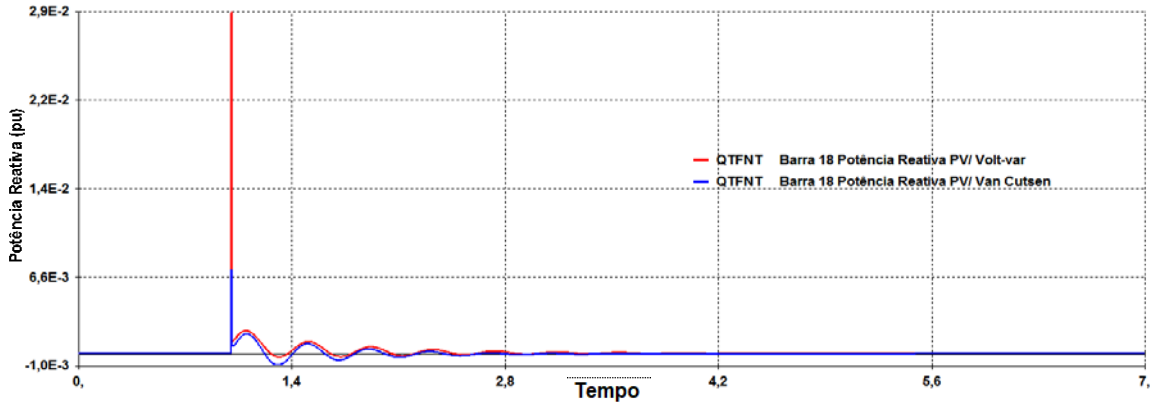


Figura 27. Curva da Potência Reativa na barra 18

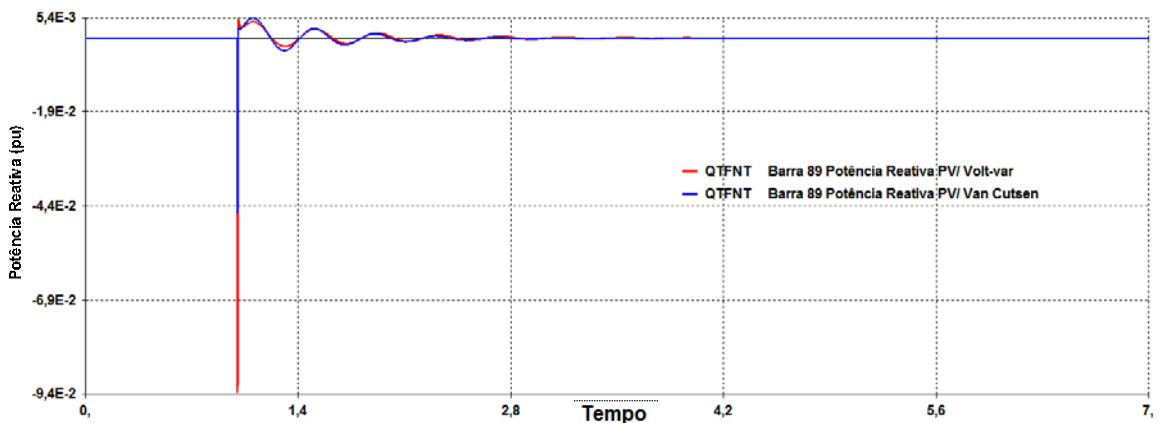


Figura 28. Curva da Potência Reativa na barra 89

Barra 89				
	Vancutsen Modelo I		Volt –Var Modelo II	
Modo 1	60	0	35	0,33
Modo 2	361,5	0,49	55	0,56
Modo 3	390	0,42	70	0,71
	Ts (ms)	Ov%	Ts (ms)	Ov%

Tabela 4. Tempo de Subida

De acordo com a análise da Tabela 4, pode-se concluir que o modelo I apresentou menor característica dinâmica com relação ao *overshoot*, ou seja, teve menor nível de tensão de saída ultrapassado durante a resposta transitória, e o modelo II apresentou melhor tempo de subida respectivamente. Do ponto de vista da estabilidade

transitória e de tensão, pode-se considerar que, os dois modelos apresentaram significativo desempenho.

5.4 Análise da Estabilidade

Nesta seção é avaliada a estabilidade transitória dos respectivos modelos propostos anteriormente. De acordo com as Tabelas 5,6,7 e 8 apresentadas a seguir.

Curto na Barra 15	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Tempo Crítico de Eliminação de Falta (ms)	7	19,2	25	31

Tabela 5. Tempo Crítico de Falta Modelo I

Curto na Barra 63	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Tempo Crítico de Eliminação de Falta (ms)	3,7	7,7	17	57

Tabela 6. Tempo Crítico de Falta Modelo I

Curto na Barra 15	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Tempo Crítico de Eliminação de Falta (ms)	7	16	37	116

Tabela 7. Tempo Crítico de Falta Modelo II

Curto na Barra 63	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Tempo Crítico de Eliminação de Falta (ms)	3,7	8	18	57

Tabela 8. Tempo Crítico de Falta Modelo II

A análise da estabilidade é realizada de acordo com as Tabelas 5, 6, 7 e 8 onde está descrito o tempo crítico de falta nas barras 15 e 63 dos dois modelos em estudo, considerando fator de potência unitário para o controle do modelo de Van Cutsen. No caso base, ou seja, sem geração fotovoltaica, o curto foi mais severo na barra 15 que está mais distante da geração síncrona. Em contrapartida, o curto da barra 63, próximo da geração síncrona na barra 73, teve menos severidade. O modelo de controle I de

acordo com os modos de penetração fotovoltaica, foi o que demonstrou menos severidade nos modos 2 e 3, contudo, no modo 1 o modelo II foi o que teve melhor resposta. Com a falta na barra 63 os dois modelos de controle tiveram respostas semelhantes.

5.5 Modelo I com Fator de potência unitário e 0.98

Nesta seção, é feita análise do Modelo I de controle, com fator de potência 0,98; 0,90 e 0,85 em avanço e é visto seu impacto, se comparado ao mesmo modelo com fator de potência unitário. A seguir, é mostrado primeiramente o resultado para o sistema com apenas a conexão de geração síncrona.

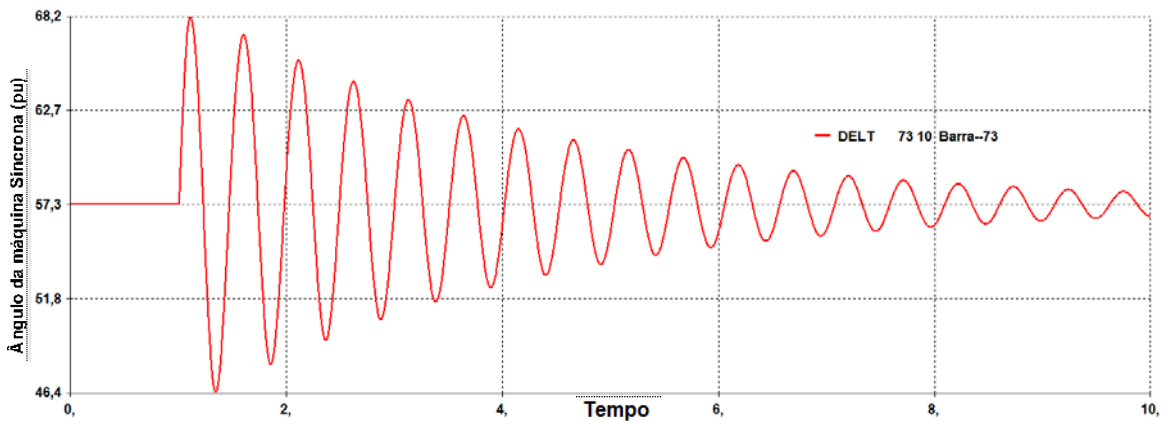


Figura 29. Curva da máquina síncrona sem geração fotovoltaica

Na Figura 29 é mostrado o cenário apenas com a máquina síncrona. A análise deste resultado mostra que a máquina apresenta uma grande oscilação após uma perturbação, isso é ocasionado pelo valor muito baixo de inércia que esta apresenta.

	Vancutsen Modelo I FP = 0.98	Vancutsen Modelo I FP = 1.0
Modo 1	92	92
Modo 2	93	94
Modo 3	95	96
	ms	ms

Tabela 9. Tempo Crítico de Falta

Com a análise dos dados contidos na Tabela 9, onde pode ser visto o modelo I de controle (Van Cutsen), em dois momentos distintos, em que no primeiro ele está com fator de potência em 0.98 e no segundo momento ele se encontra com fator de potência

unitário. É visto, de acordo com o tempo crítico de falta, que o Modelo I proporciona uma melhor margem de estabilidade, tendo em vista que, o seu tempo crítico é maior.

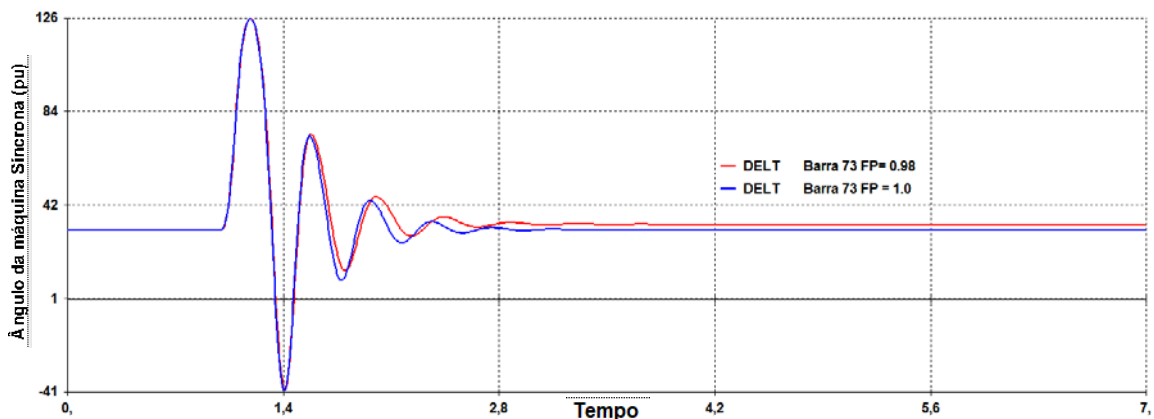


Figura 30. Curva do Ângulo da Máquina Síncrona

A Figura 30 apresenta a Curva do ângulo da máquina síncrona, onde a curva em vermelho corresponde ao modo de controle com fator de potência igual a 0,98 e a curva em azul corresponde ao modo de controle com fator unitário. As duas curvas apresentam resultados semelhantes na primeira oscilação, apresentando uma pequena variação na segunda oscilação (curva em vermelho).

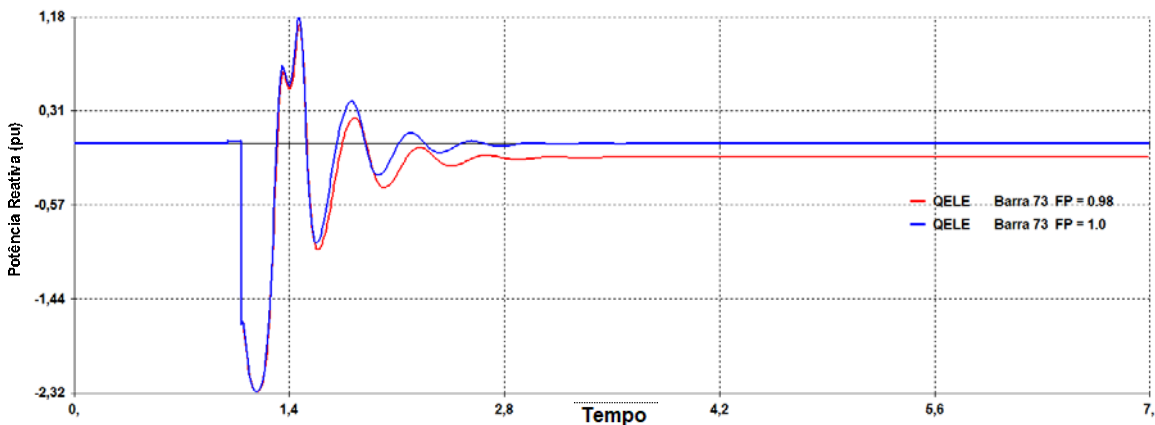


Figura 31. Curva da Potência Reativa

A Figura 31 apresenta a curva da potência reativa da máquina síncrona, onde a curva em vermelho corresponde ao modo de controle com fator de potência igual a 0,98 e a curva em azul corresponde ao modo de controle com fator unitário. Pode-se verificar que, como na Figura 30, aqui também a curva da potência reativa mostra uma pequena variação.

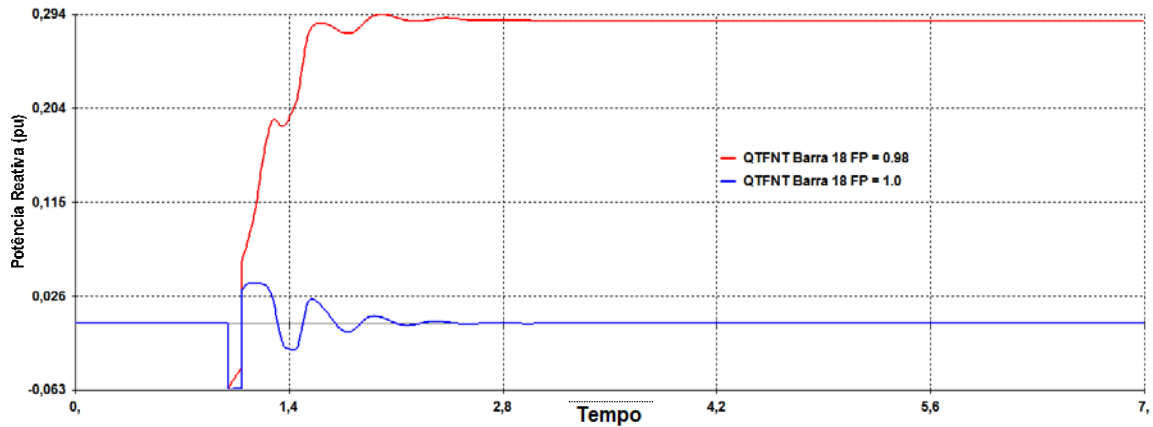


Figura 32. Curva da Potência Reativa na barra 18

As Figuras 32 e 33 correspondentes a Curva da potência reativa na barra 18 e 89, onde a curva em vermelho corresponde ao modo de controle com fator de potência igual a 0,98 e a curva em azul corresponde ao modo de controle com fator de potência unitário, mostram que o modo de controle em vermelho contribui ativamente para manter a estabilidade do sistema com suporte de reativo, enquanto que a curva em azul permanece com fator de potência unitário.

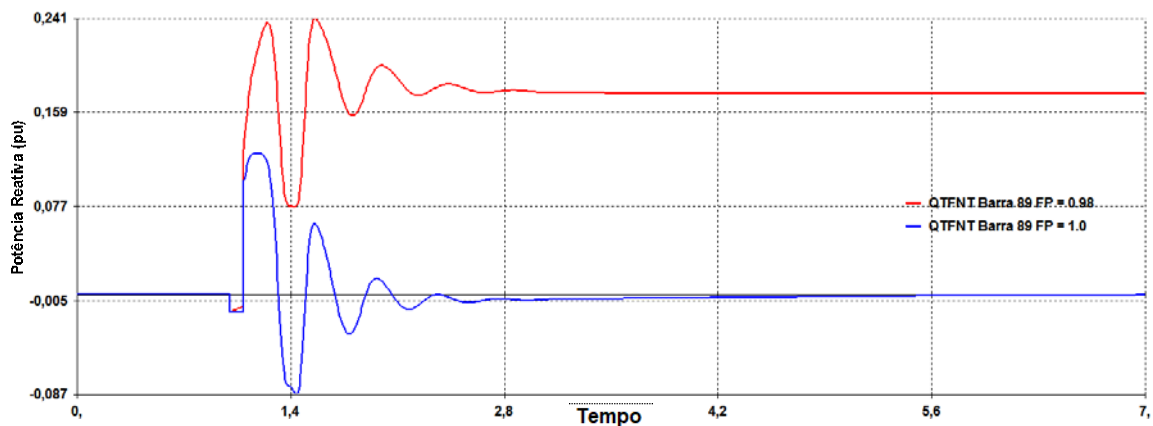


Figura 33. Curva da Potência Reativa na barra 89

Pode-se perceber, visualizando as Figuras 33, 34 e 35 correspondentes as curvas de potência reativa que, na curva correspondente a máquina síncrona o modelo com fator de potência em 0,98 teve praticamente o mesmo desempenho diante da falta, alcançando a estabilidade no mesmo instante em que o segundo modelo. Nas curvas correspondentes a barra onde se encontra a geração fotovoltaica, pode-se perceber que a curva em vermelho mais uma vez teve desempenho muito similar à curva com fator de potência unitário, se diferenciando quanto ao suporte de potência reativa, ou seja,

diferentemente do fator de potência unitário, ela ajuda com suporte de reativo para manter a estabilidade.

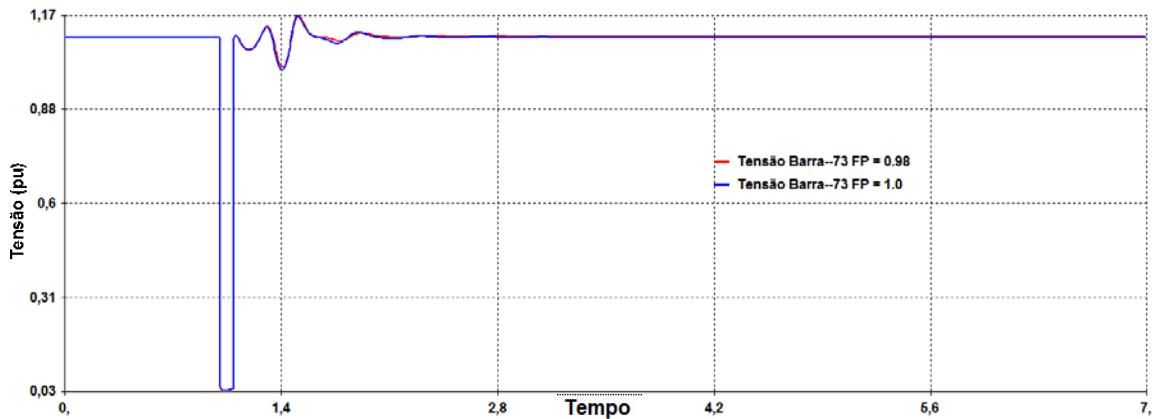


Figura 34. Tensão na barra 73

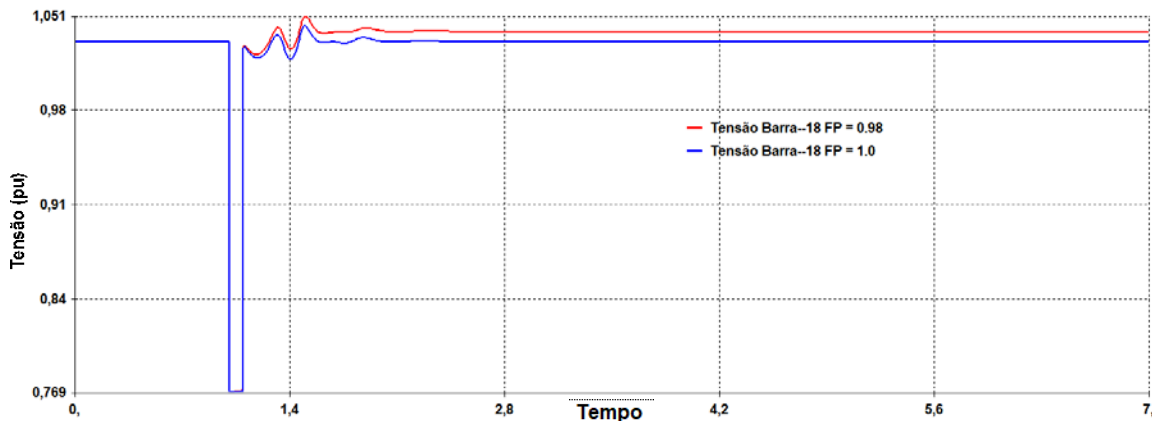


Figura 35. Tensão na barra 18

Nas Figuras 34 e 35, correspondentes as tensões nas barras 18 e 73 pode-se perceber que a curva em vermelho teve resposta similar a curva em azul, mostrando que as duas curvas têm praticamente o mesmo impacto com relação a estabilidade de tensão.

5.6 Modelo I com Fator de potência unitário e 0.90

É mostrado a seguir o modelo I de controle com fator de potência $FP = 0,90$ para análise de impacto do mesmo na estabilidade transitória.

Falta na barra 63	Vancutsen Modelo I $FP = 0.90$	Vancutsen Modelo I $FP = 1.0$
Modo 1	92	92
Modo 2	94	94
Modo 3	95	96
	ms	ms

Tabela 10. Tempo Crítico

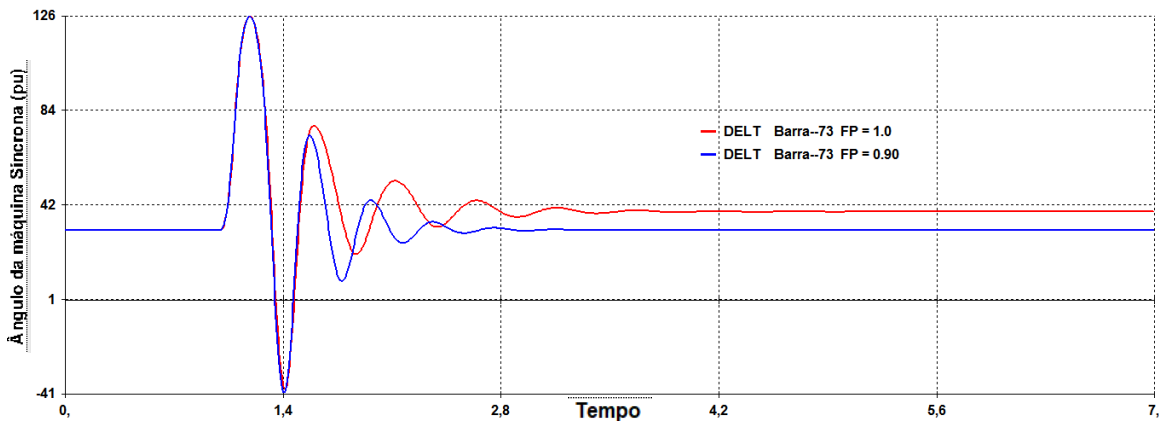


Figura 36. Ângulo da máquina síncrona

A Figura 36 mostra o ângulo da máquina síncrona com o fator de potência $FP = 0,90$ representado na curva em vermelho, e com $FP = 1,0$ representado na curva azul. A curva correspondente ao fator de potência unitário estabiliza com o mesmo valor inicial após a falta, já a curva em vermelho estabiliza em outro ponto após a falta devido a injeção de reativo, tendo as duas características muito semelhantes, se diferenciando apenas após a segunda oscilação.

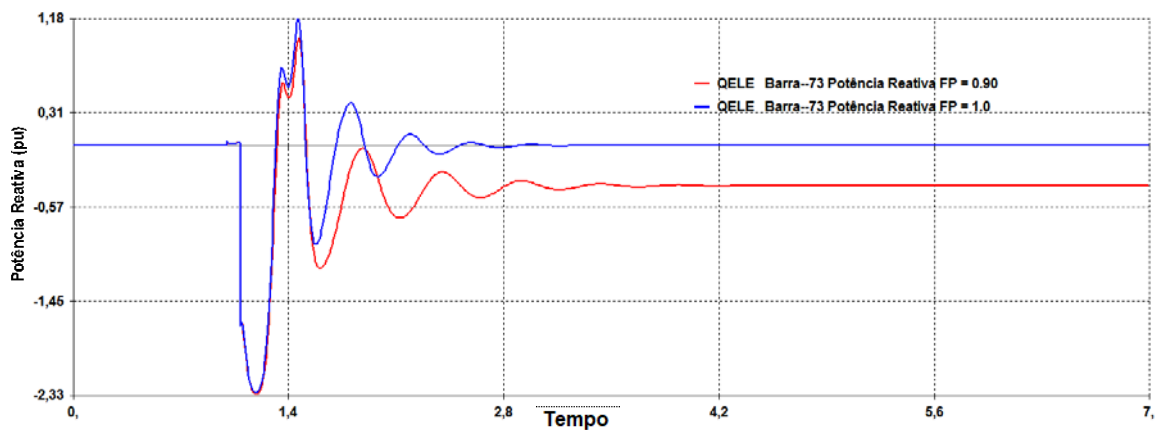


Figura 37. Potência Reativa na Barra 73

A Figura 37 apresenta a Curva da potência reativa da máquina síncrona, onde a curva em vermelho corresponde ao modo de controle com fator de potência igual a 0,90 e a curva em azul corresponde ao modo de controle com fator unitário. Pode-se verificar que, como na Figura 31, aqui também a curva da potência reativa mostra uma pequena variação, estabilizando em um ponto diferente do inicial.

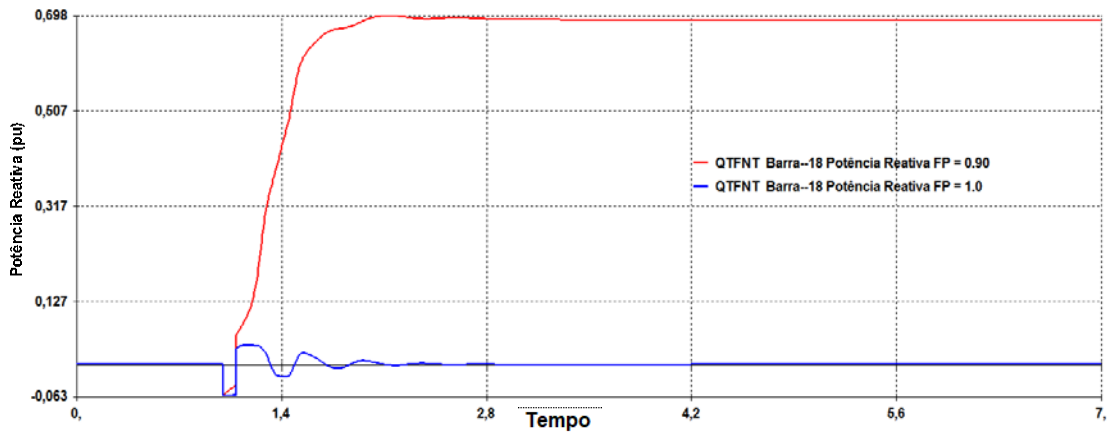


Figura 38. Potência Reativa na Barra 18

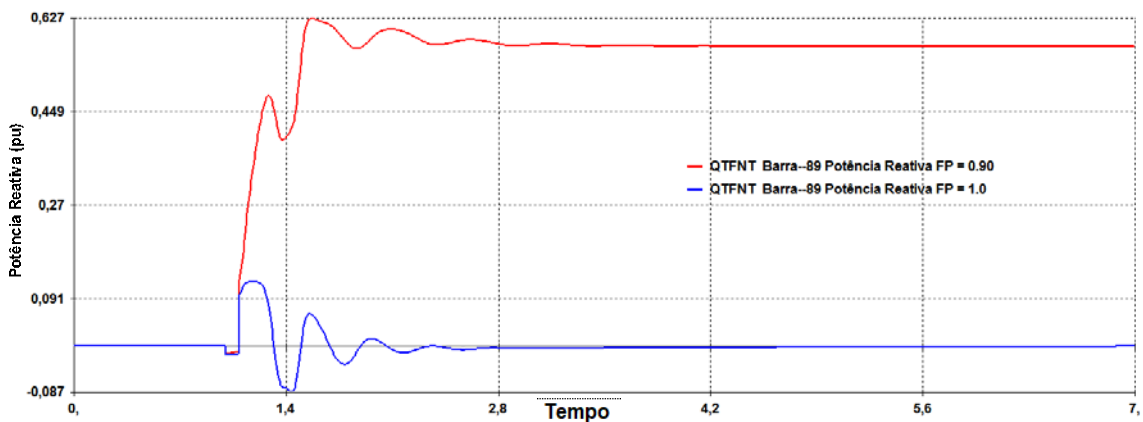


Figura 39. Potência Reativa na Barra 89

Pode-se perceber visualizando as Figuras 38 e 39 correspondentes as curvas de potência reativa que, na curva próxima à falta, o modelo com fator de potência 0,90 participa ativamente com suporte de reativo diante da falta ajudando assim na estabilidade, enquanto que o fator de potência unitário se manteve sem suporte de reativo, como esperado.

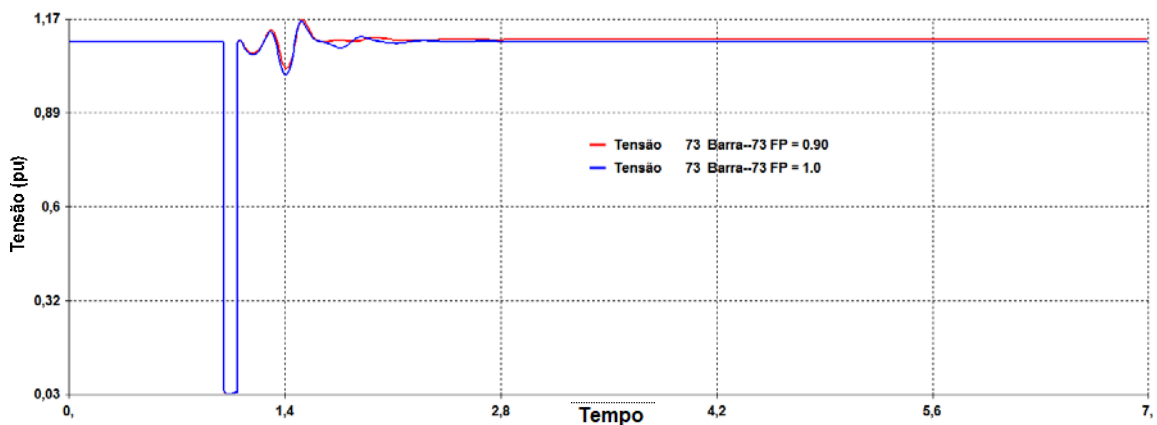


Figura 40. Tensão na Barra 73

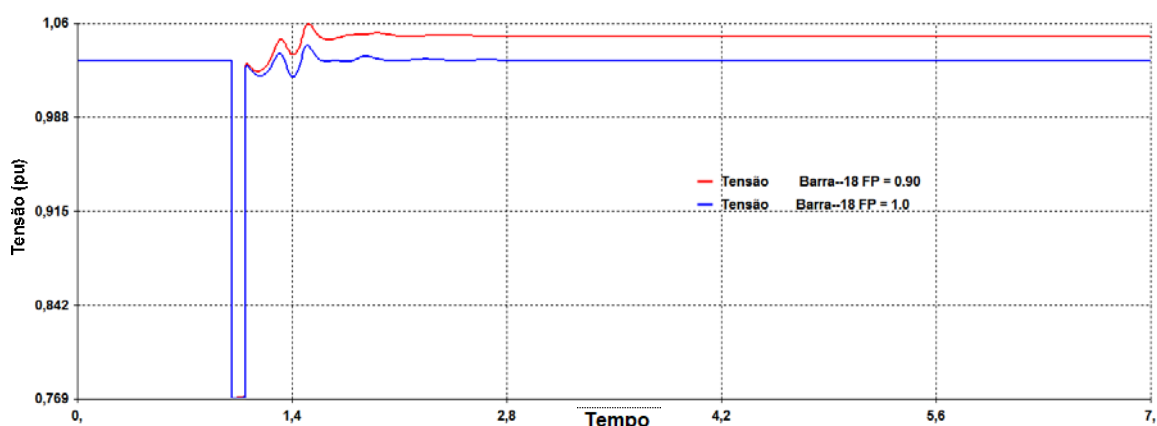


Figura 41. Tensão na Barra 18

Nas Figuras 40 e 41, correspondentes as tensões nas barras 18 e 73 pode-se perceber que a curva em vermelho teve resposta similar a curva em azul, mostrando que as duas curvas têm praticamente o mesmo impacto com relação a estabilidade de tensão.

5.7 Modelo I com Fator de potência unitário e 0.85

É mostrado a seguir o modelo I de controle com fator de potência $FP = 0,85$ para análise de impacto do mesmo na estabilidade transitória.

Falta na barra 63	Vancutsen Modelo I $FP = 0.85$	Vancutsen Modelo I $FP = 1.0$
Modo 1	92	92
Modo 2	93	94
Modo 3	95	96
	ms	ms

Tabela 11. Tempo Crítico

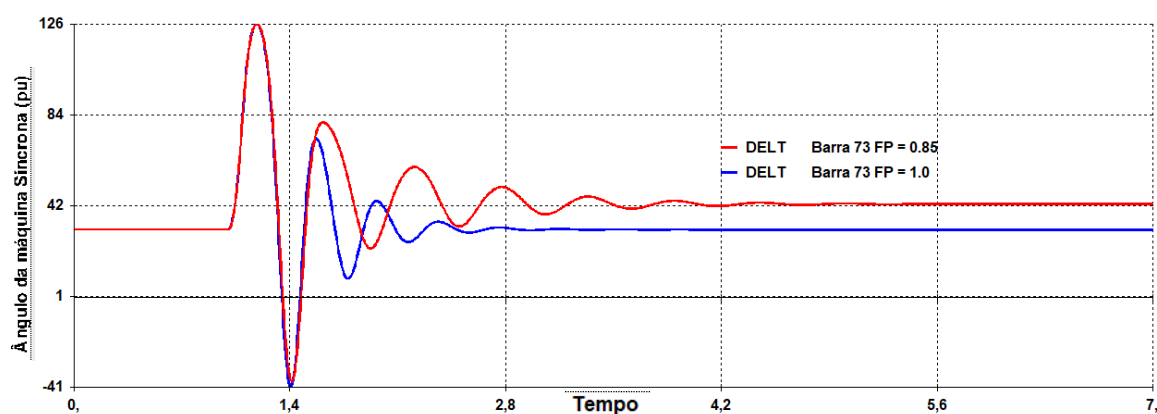


Figura 42. Ângulo da Máquina Síncrona

A Figura 42 mostra o ângulo da máquina síncrona com o fator de potência $FP = 0.85$ representado na curva em vermelho, e o $FP = 1,0$ representado na curva azul. A curva correspondente ao fator de potência unitário estabiliza com o mesmo valor inicial após a falta, já a curva em vermelho estabiliza em outro ponto após a falta devido a injeção de reativo. É possível perceber que neste caso a curva em vermelho oscila mais que a curva em azul, a partir da segunda oscilação, estando as duas bem semelhantes quanto à primeira oscilação mostrando, portanto, impactos semelhantes no que diz respeito à estabilidade transitória.

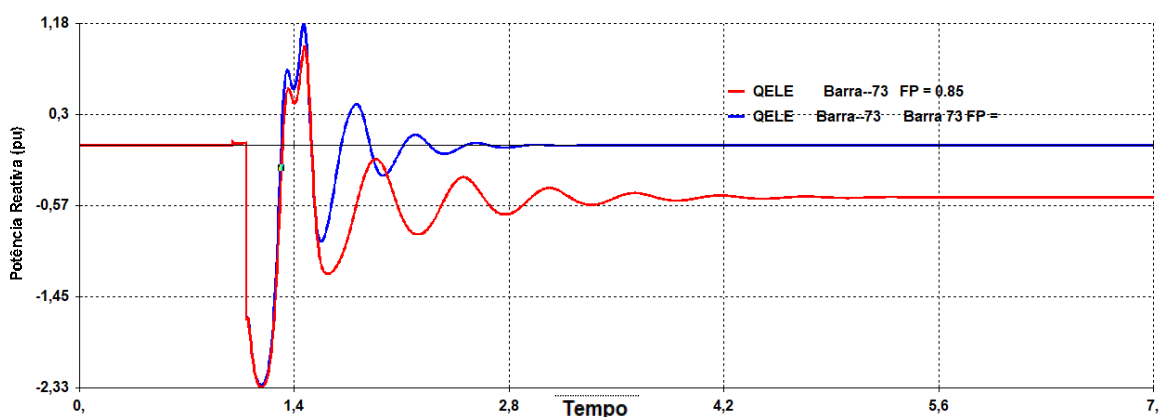


Figura 43. Potência Reativa na Barra 73

Curva da potência reativa da máquina síncrona na Figura 43, onde a curva em vermelho corresponde ao modo de controle com fator de potência igual a 0,85 e a curva em azul corresponde ao modo de controle com fator unitário. É possível constatar que, a curva em vermelho possui maior amplitude de oscilação e demora um pouco mais para estabilizar, além de estabilizar em um ponto diferente do pré falta, demonstrando assim uma estabilidade assintótica.

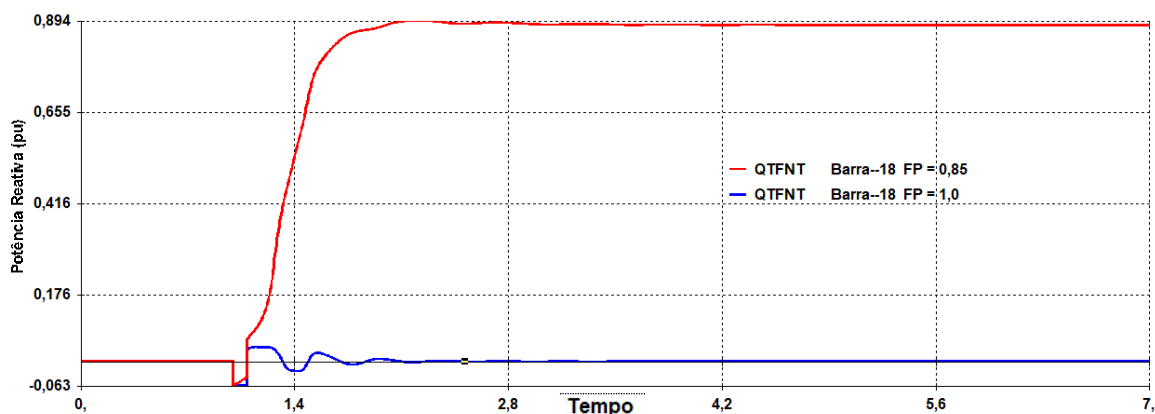


Figura 44. Potência Reativa na Barra 18

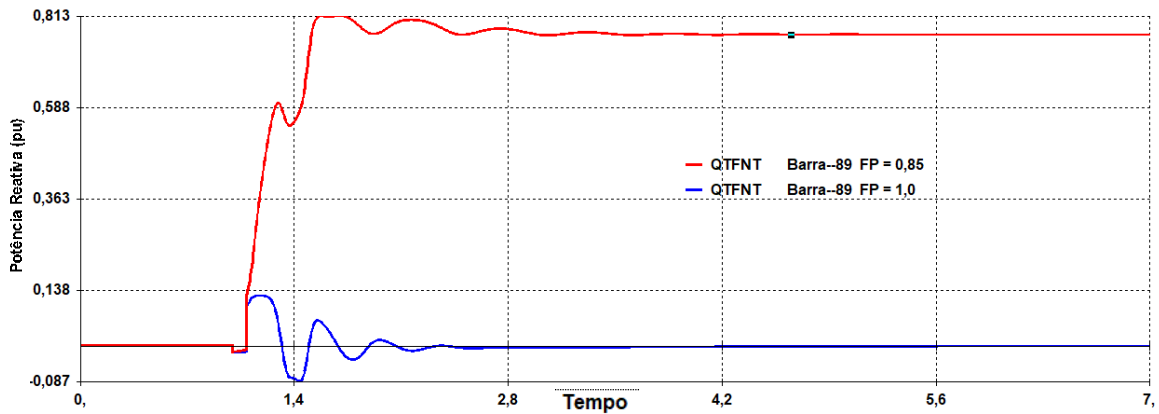


Figura 45. Potência Reativa na Barra 89

Pode-se perceber, visualizando as Figuras 44 e 45, correspondentes as curvas de potência reativa que, na curva correspondente à Barra próxima à falta, o modelo com fator de potência 0,85 participa ativamente com suporte de reativo diante da ocorrência da falta, auxiliando assim na estabilidade, enquanto que o fator de potência unitário se manteve sem suporte de reativo, como já apresentado nas simulações anteriores.

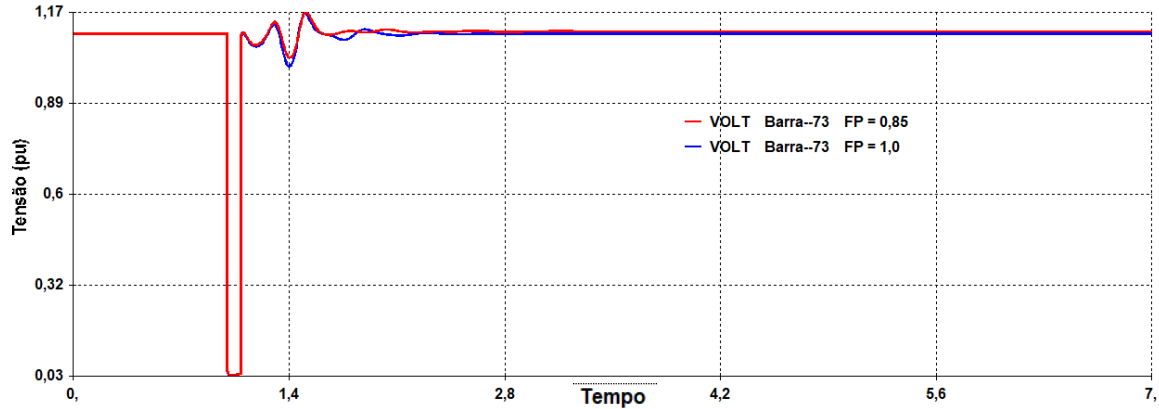


Figura 46. Tensão na barra 73

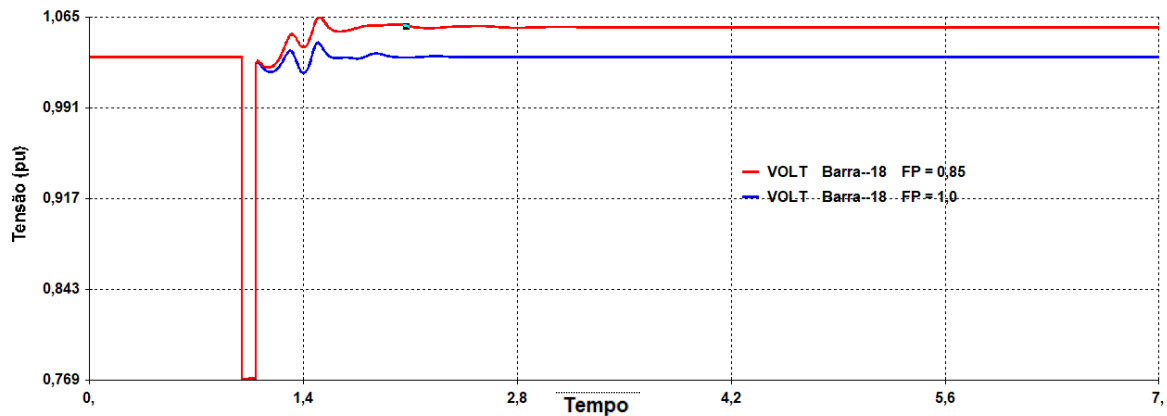


Figura 47. Tensão na barra 18

Nas Figuras 46 e 47, correspondentes as tensões nas barras 18 e 73, pode-se perceber que a curva em vermelho (FP=0.85) apresentou resposta diferente da curva em azul está última correspondendo ao fator de potência unitário. A curva em vermelho, após a perturbação na Fig. 47, se estabilizou em um novo ponto, distinto do ponto inicial, ocasionando uma sobretensão na barra, enquanto a curva com FP = 1 retornou para o valor inicial. Do ponto de vista da estabilidade, a melhor condição apresentada foi com fator de potência unitário, que evitou a condição de sobretensão após o transitório.

Capítulo 6 - Conclusão

Neste trabalho, foi proposta uma análise do impacto causado pela penetração da geração fotovoltaica na rede de distribuição, utilizando de dois modelos de controle de inversores. Foi avaliado controle com fator de potência unitário, fator de potência 0,98, 0,90 e 0,85.

Na primeira análise, foram utilizados dois modelos de controle, o do VanCutser e o Volt-Var, relativo à estabilidade de tensão e estabilidade transitória. Neste caso, os pontos negativos consideráveis foram, o aumento no tempo de acomodação da máquina síncrona, que não foi de grande relevância, tendo em vista que a amplitude da oscilação diminuiu, ocasionando uma melhoria na estabilidade global do sistema. De acordo com as análises gráficas, é perceptível que com fator de potência unitário quase não houve diferença entre os dois controles, contudo de acordo com o tempo crítico de falta, se percebe que o modelo I apresentou um melhor desempenho que o modelo II apesar de terem relativa semelhança, com que diz respeito à análise gráfica pois, tanto na curva da potência ativa da Figura 23, quanto na curva da potência reativa da Figura 24, eles atuam de forma semelhante de acordo com as respectivas figuras. Do ponto de vista da estabilidade transitória e de tensão, pode-se considerar que, tanto o modelo do Van Cutser quanto o modelo Volt-Var tiveram significativo desempenho.

Para a segunda análise, foi utilizado o modelo de controle proposto por Van Cutser [19], considerando o fator de potência unitário, o fator de potência igual a 0,98, 0,90 e 0,85. Em seguida, foi calculado o tempo crítico dos dois casos e coletados os gráficos de interesse para análise da estabilidade transitória. Na segunda análise foi considerado a inserção do regulador automático de tensão, tendo em vista que as simulações estavam com uma margem de estabilidade bem pequena, e com isso pode-se concluir a impossibilidade da inserção da geração fotovoltaica sem regulador automático de tensão.

Considerando o tempo crítico de falta, é possível perceber que, a inserção da geração fotovoltaica sem regulador automático de tensão (RAT), é prejudicial do ponto de vista da estabilidade transitória, por ter uma margem bem pequena de estabilidade, abaixo de 50 ms. Contudo, quando a geração fotovoltaica está acompanhada de um RAT, ela proporciona uma melhoria na margem de estabilidade acima de 85 ms. Comparando os modos de controle do Van Cutser com fator de potência em 0,98; 0,90

e 0,85 com o fator de potência unitário, foi visto que com fator de potência variado o impacto é praticamente o mesmo, de acordo com as figuras a variação do fator de potência não afeta a estabilidade transitória, pois não se ver diferenças significativas na primeira oscilação dos gráficos, o que se ver é uma diferença no amortecimento após a primeira oscilação. Portanto, do ponto de vista da estabilidade transitória, todos os modos de controle são viáveis.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros, pode-se:

- Inserir na malha de controle do modelo proposto por VanCutsern uma estratégia que tanto injete quanto absorva reativo, tendo em vista que este modelo apenas injeta reativo na rede, e em seguida avaliar os benefícios ou malefícios causados por essa mudança na malha de controle.
- Realizar testes utilizando geradores síncronos com mais inercia que o utilizado neste trabalho, para ver a influência dos geradores fotovoltaicos na estabilidade desses geradores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. N. d. E. E. -. R. 482, “ANEEL,” 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/CEDOC/ren2012482.pdf>>.
- [2] A. N. d. E. E. -. R. 687, “ANEEL,” 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- [3] K. P., Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [4] H. L. J. S. a. W. S. M. Rylander, “[12] M. RylandeDefault volt-var inverter settings to improve distribution system performance,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5, 2016.
- [5] 2. ". ., U. B. B. V. C de Souza, “Controle local de potência reativa em geradores fotovoltaicos para a melhoria da regulação de tensão EM redes de distribuição,” *Dissertação de mestrado, UFPA*, 2017.
- [6] S. M. I. R. N. M. I. “. A. Ellis, “Reactive Power Performance Requirements for Wind and Solar Plants”.
- [7] H. A. Barata, “Impacto de redes de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de longo-prazo em sistemas de potência,” *Dissertação de mestrado, UFPA, Belém, Brasil*, 2017.
- [8] R. C. D. a. J. S. W. Sunderman, “Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations,” *IEEE PES T&D Conference and Exposition*, pp. 1-5, 2014.
- [9] X. L. e. al, “Coordinated Volt-VAR control in active distribution systems for renewable energy integration,” *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, pp. 99-104, 2015.
- [10] C. C. a. K. B. B. Tamimi, “Modeling and performance analysis of large solar photo-voltaic generation on voltage stability and inter-area oscillations,” pp. 1-6, 2011.
- [11] M. A. G. João Tavares Pinho, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, Rio de Janeiro: CEPTEL-DTE-CRESEB, 2014.
- [12] W. E. C. Council, WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems In Large-Scale Load Flow Simulations, 2010.
- [13] D. Hauser, Universidade Federal do Rio de Janeiro-Escola Politécnica , 2014.
- [14] C. W. M. Prieb, Determinação da Eficiência de Seguimento de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição, Porto Alegre, 2011.
- [15] L. E. B. e R. Vasconcelos e R. A. d. Vasconcelos, “Análise do Impacto da Geração Distribuída na Estabilidade Transitória.”.
- [16] “Labspot-ufsc,” Disponível em: <http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/dc-cap6.pdf>. [Acesso em 22 11 2017].
- [17] A. S. Costa, “Estabilidade de Sistemas de Potência,” vol. Capítulo 6, p. Capítulo 6.
- [18] P. C. Fernandes, *Regulador Automático de Tensão: Influência do Ganho no Sistema Elétrico de Potência - UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ*, Itajubá, 2011.
- [19] P. A. D. E. a. T. V. C. F. Olivier, “Active Management of Low-Voltage Networks

- for Mitigating Overvoltages Due to Photovoltaic Units,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, n° 2, pp. 926-936, 2016.
- [20] H. L. J. S. a. W. S. M. Rylander, “Default volt-var inverter settings to improve distribution system performance,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5, 2016.
- [21] P. R. R. d. Freitas, “Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDDS,” *Universidade de São Paulo-USP*, 2015.
- [22] B. C. P. a. R. A. J. Y. Agalgaonkar, “Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators,” *IEEE PES General Meeting / Conference & Exposition, National Harbor*, pp. 1-1, 2014.
- [23] CEPEL, ANAREDE e ANATEN V.10.04.04 – Manual do usuário, 2005.

ANEXO A – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Barra	Carga média		Carga leve		Carga pesada	
	P	Q	P	Q	P	Q
1	1,5	0,414	1,05	0,2898	1,95	0,5382
2						
3	0,015	0,005	0,0105	0,0035	0,0195	0,0065
4						
5	0,035	0,009	0,0245	0,0063	0,0455	0,0117
6						
7	0,035	0,007	0,0245	0,0049	0,0455	0,0091
8						
9						
10						
11	0,005	0,002	0,0035	0,0014	0,0065	0,0026
12	0,005	0,002	0,0035	0,0014	0,0065	0,0026
13						
14	0,025	0,005	0,0175	0,0035	0,0325	0,0065
15						
16	0,015	0,006	0,0105	0,0042	0,0195	0,0078
17						
18						
19	0,135	0,027	0,0945	0,0189	0,1755	0,0351
20	0,02	0,003	0,014	0,0021	0,026	0,0039
21						
22	0,03	0,01	0,021	0,007	0,039	0,013
23	0,03	0,011	0,021	0,0077	0,039	0,0143
24	0,065	0,017	0,0455	0,0119	0,0845	0,0221
25						
26	0,07	0,022	0,049	0,0154	0,091	0,0286
27						
28	0,03	0,011	0,021	0,0077	0,039	0,0143
29						
30						
31	0,025	0,004	0,0175	0,0028	0,0325	0,0052
32	0,06	0,016	0,042	0,0112	0,078	0,0208
33	0,025	0,008	0,0175	0,0056	0,0325	0,0104
34	0,03	0,011	0,021	0,0077	0,039	0,0143
35						
36	0,065	0,016	0,0455	0,0112	0,0845	0,0208
37	0,03	0,012	0,021	0,0084	0,039	0,0156
38	0,01	0,001	0,007	0,0007	0,013	0,0013
39	0,015	0,002	0,0105	0,0014	0,0195	0,0026

40						
41						
42	0,035	0,01	0,0245	0,007	0,0455	0,013
43	0,06	0,023	0,042	0,0161	0,078	0,0299
44						
45						
46						
47	0,015	0,005	0,0105	0,0035	0,0195	0,0065
48						
49	0,02	0,005	0,014	0,0035	0,026	0,0065
50						
51	0,035	0,01	0,0245	0,007	0,0455	0,013
52	0,06	0,021	0,042	0,0147	0,078	0,0273
53						
54	0,03	0,011	0,021	0,0077	0,039	0,0143
55						
56	0,008	0,003	0,0056	0,0021	0,0104	0,0039
57	0,009	0,003	0,0063	0,0021	0,0117	0,0039
58	0,01	0,001	0,007	0,0007	0,013	0,0013
59						
60	0,015	0,005	0,0105	0,0035	0,0195	0,0065
61	0,015	0,005	0,0105	0,0035	0,0195	0,0065
62	0,025	0,007	0,0175	0,0049	0,0325	0,0091
63						
64	0,03	0,008	0,021	0,0056	0,039	0,0104
65	0,03	0,01	0,021	0,007	0,039	0,013
66	0,035	0,012	0,0245	0,0084	0,0455	0,0156
67						
68	0,035	0,012	0,0245	0,0084	0,0455	0,0156
69	0,014	0,005	0,0098	0,0035	0,0182	0,0065
70						
71						
72						
73	0,013	0,004	0,0091	0,0028	0,0169	0,0052
74	0,065	0,025	0,0455	0,0175	0,0845	0,0325
75	0,01	0,003	0,007	0,0021	0,013	0,0039
76						
77	0,005	0,002	0,0035	0,0014	0,0065	0,0026
78	0,012	0,004	0,0084	0,0028	0,0156	0,0052
79	0,06	0,016	0,042	0,0112	0,078	0,0208
80						
81						
82	0,06	0,017	0,042	0,0119	0,078	0,0221
83	0,005	0,002	0,0035	0,0014	0,0065	0,0026
84	1	0,3	0,7	0,21	1,3	0,39

85						
86						
87	0,115	0,032	0,0805	0,0224	0,1495	0,0416
88						
89	0,11	0,032	0,077	0,0224	0,143	0,0416
90	0,06	0,014	0,042	0,0098	0,078	0,0182
91						
92	0,17	0,061	0,119	0,0427	0,221	0,0793
93						
94	0,07	0,014	0,049	0,0098	0,091	0,0182

ANEXO B – DADOS DA GERAÇÃO SÍNCRONA

$R_a = 0,00$	$H = 4182$	$L'_d = 223,3$	$L''_d = 116,6$
$L_d = 297,2$	$L_q = 178,3$	$Fr = 60 \text{ Hz}$	$X_1 =$
$MVA = 2,050$	$T'_d = 0,245$	$T''_d = 0,023$	$T''_q = 0,020$

ANEXO C – DIAGRAMA FOTOVOLTAICO

Diagrama VanCutsen

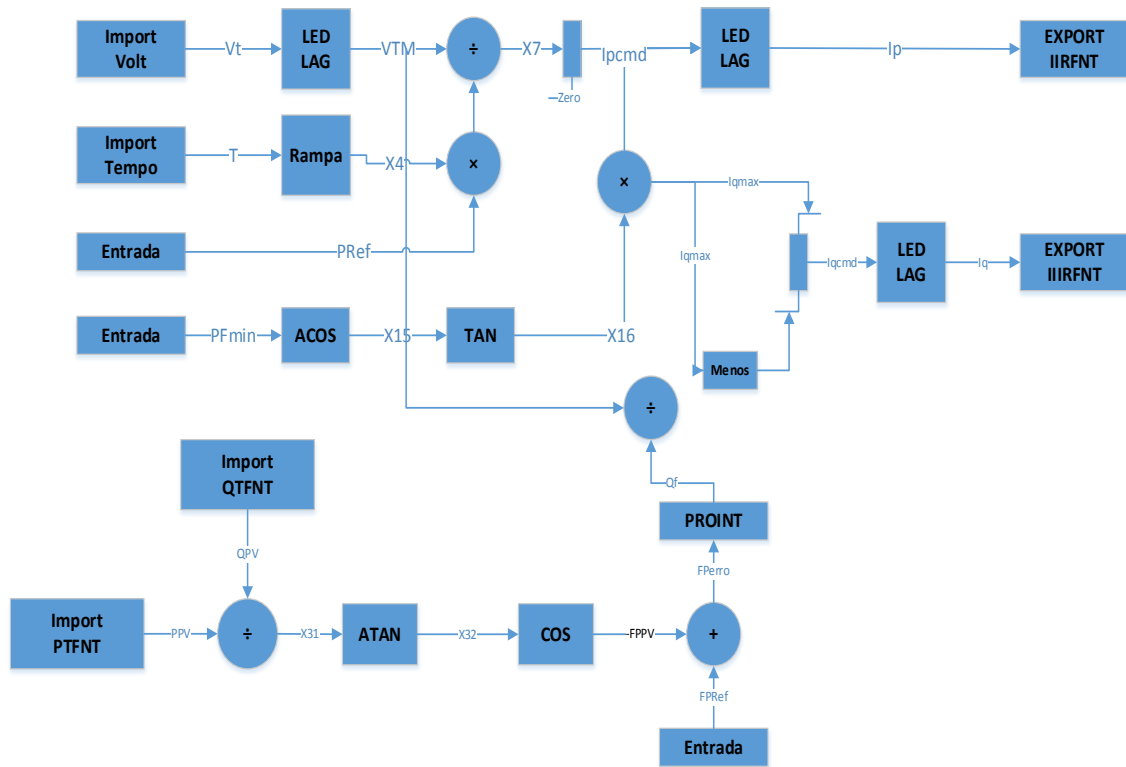


Diagrama Volt-Var

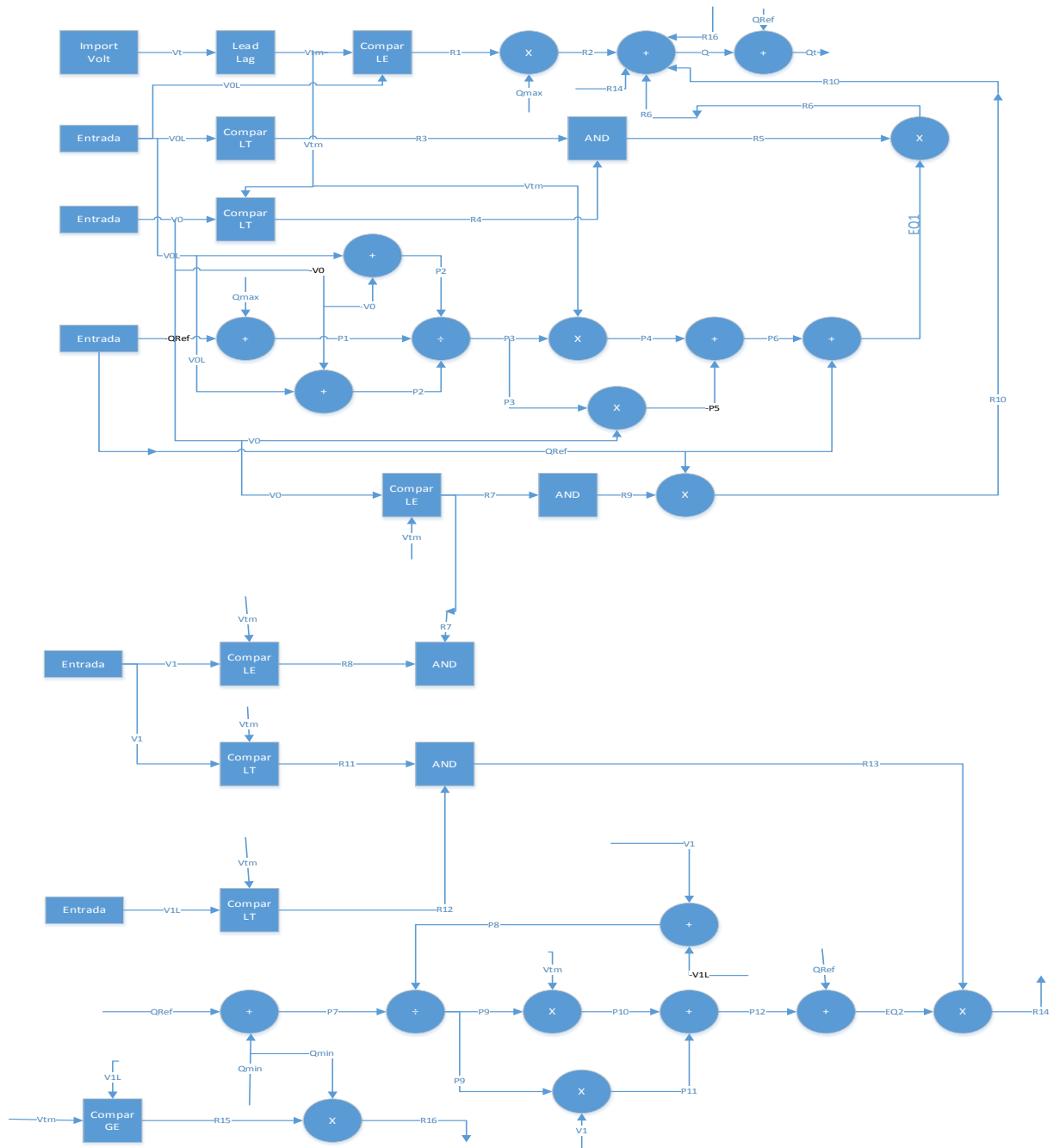
$$I_{max} = 1,0 \text{ pu}$$

$$V_0 = 0,95 \text{ pu}$$

$$V_{0L} = 0,93 \text{ pu}$$

$$V_1 = 1,04 \text{ pu}$$

$$V_{1L} = 1,05 \text{ pu}$$



Cálculo dos limites de Potência Reativa

