

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Gabriela Rizzetti

**ANÁLISE DO IMPACTO DO USO DE SVC
NA ESTABILIDADE DE SISTEMAS
ELÉTRICOS COM PRESENÇA DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Porto Alegre

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Gabriela Rizzetti

**ANÁLISE DO IMPACTO DO USO DE SVC NA
ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM
PRESENÇA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para Graduação em Engenharia Elétrica

UFRGS

Orientador: Flávio Antonio Becon Lemos

Porto Alegre

2021

Gabriela Rizzetti

ANÁLISE DO IMPACTO DO USO DE SVC NA ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM PRESENÇA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para Graduação em Engenharia Elétrica

BANCA EXAMINADORA

Gládis Bordin
UFRGS

Mariana Resener
UFRGS

Flávio Antonio Becon Lemos
Orientador - UFRGS

Resumo

O crescimento da geração de energia elétrica através de usinas solares conectadas em sistemas de transmissão é um novo desafio para os estudos de estabilidade. Pesquisas relacionadas ao comportamento das interfaces de conexão, baseada em eletrônica de potência, e a contribuição desse tipo de usina para o comportamento dinâmico do sistema são cada vez mais necessários. Neste trabalho é apresentado um estudo sobre o impacto da utilização de Compensador Estático de Reativo (SVC - *Static Voltage Compensator*) para melhoria das margens de estabilidade de tensão e transitória do sistema. Para as simulações foi escolhido o software POWERWORLD[®] e o sistema teste IEEE 14 barras. Os modelos genéricos de usinas solares e do SVC utilizados foram desenvolvidos pelo WECC (Western Electricity Coordinating Council). São impostos eventos do tipo curto-circuito, transitório e com abertura de linha de transmissão sob falta, sobrecarga e perda de geração. Como resultado da simulação são obtidas as curvas PV e QV das barras e monitoradas as variáveis nas barras de interesse para a estabilidade. Os resultados obtidos mostram a contribuição que as usinas solares e o SVC podem agregar ao sistema para a estabilidade e o controle da tensão.

Palavras-chave: Geração Solar, FACTS, SVC, Estabilidade de Tensão.

Abstract

The growth of electricity generation through solar plants connected to transmission systems is a new challenge for stability studies. Research related to the behavior of connection interfaces, based on power electronics, and the contribution of this type of plant to the dynamic behavior of the systems are increasingly needed. This work presents a study on the impact of using Static Reactive Compensator (SVC - Static Voltage Compensator) to improve the system's voltage and transient stability margins. For simulations, the POWERWORLD[®] software and the IEEE 14-bar test system were chosen. The generic models of solar plants and the SVC used were developed by the WECC (Western Electricity Coordinating Council). Short-circuit, transient and opening of transmission lines are imposed due to failure, overload and loss of generation. As a result of the simulation, the PV and QV curves of the bars are obtained and the variables in the bars of interest are monitored for stability. The results obtained show the contribution that solar plants and SVC can add to the system for stability and voltage control.

Key-Words: Solar Generation, FACTS, SVC, Voltage Stability.

Lista de Figuras

Figura 1 – Capacidade Instalada no SIN 2020/2024.	13
Figura 2 – Modelo conceitual de um sistema elétrico de potência tradicional. . . .	16
Figura 3 – Máquina Síncrona conectada a barra infinita.	17
Figura 4 – Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência.	19
Figura 5 – Modelo conceitual de Rede Inteligente.	22
Figura 6 – SVS ideal.	27
Figura 7 – Característica tensão-corrente ideal.	27
Figura 8 – Diagrama esquemático dos arranjos e curva característica da corrente-tensão do SVC.	28
Figura 9 – Diagrama esquemático e circuito equivalente do TCR-FC (Reator controlado por tiristor com capacitor fixo).	28
Figura 10 – Curva característica do SVC.	29
Figura 11 – Pontos de operação do SVC para dadas situações.	30
Figura 12 – Diagrama de blocos TCR.	31
Figura 13 – Diagrama de blocos TCR simplificado.	31
Figura 14 – Bloco do regulador de tensão.	32
Figura 15 – Diagrama de blocos TSC.	32
Figura 16 – Diagrama de blocos TSC-TCR.	33
Figura 17 – Diagrama de blocos TCR-FC.	33
Figura 18 – Curva PV normalizada (em pu) para um acgerador infinito (E) e reatância da rede (X).	35
Figura 19 – Curva Q-V normalizada para uma tensão de gerador infinito (E) e reatância da rede (X).	36
Figura 20 – Diagrama de blocos do modelo GENTPF.	37
Figura 21 – Diagrama de blocos do modelo IEEEEX1.	37
Figura 22 – Topologia comumente encontrada em inversores PV trifásicos em escala de concessionária.	38
Figura 23 – Representação de fluxo de potência de gerador único equivalente para uma usina fotovoltaica.	39
Figura 24 – Ambiente do MATLAB® PSAT.	40
Figura 25 – Simulação sistema exemplo MATLAB® SIMULINK.	41
Figura 26 – Diagrama esquemático do modelo SVSMO1.	42
Figura 27 – Diagrama esquemático do modelo de uma planta solar.	46
Figura 28 – Diagrama esquemático do modelo REGC_A.	46
Figura 29 – Diagrama esquemático do modelo REEC_B.	48
Figura 30 – Sistema IEEE 14 barras.	50

Figura 31 – Sistema IEEE 14 barras após modificações.	50
Figura 32 – Sistema IEEE 14 barras com geração solar e SVC.	51
Figura 33 – Sistema de validação SVC no POWERWORLD®.	52
Figura 34 – Curto-circuito trifásico na Barra 2.	52
Figura 35 – Sistema de validação usina solar no POWERWORLD®.	53
Figura 36 – Curto-circuito trifásico na Barra 2.	53
Figura 37 – Fluxo de Potência sem SVC.	55
Figura 38 – Fluxo de Potência com SVC na Barra 9.	56
Figura 39 – Fluxo de Potência com SVC na Barra 4.	56
Figura 40 – Curva PV com carregamento normal sem SVC.	57
Figura 41 – Curva QV com carregamento normal sem SVC.	58
Figura 42 – Tensões nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal Sem SVC.	59
Figura 43 – Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal Sem SVC.	59
Figura 44 – Tensões e Frequências nas Barras com Geração Solar com Carregamento Normal Sem SVC.	60
Figura 45 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal Sem SVC.	60
Figura 46 – Potência Reativa nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal Sem SVC.	61
Figura 47 – Potência Ativa nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal Sem SVC.	61
Figura 48 – Tensões nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30% Sem SVC.	62
Figura 49 – Frequência nas Barras com geração e compensadores síncronos e Carregamento de 30% - Sem SVC.	62
Figura 50 – Tensões e Frequências nas Barras com Geração Solar com Carregamento de 30% - Sem SVC.	63
Figura 51 – Ângulo de Rotor nas Barras de geração com Carregamento de 30% - Sem SVC.	63
Figura 52 – Potência Reativa nas Barras de geração e compensadores síncronos com Carregamento de 30% - Sem SVC.	64
Figura 53 – Potência Ativa nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30% - Sem SVC.	64
Figura 54 – Tensão e Frequência na Barras de geração com Carregamento Normal, SVC barra 4.	65
Figura 55 – Tensão e Potência no SVC com Carregamento Normal - SVC barra 4.	65
Figura 56 – Curva PV com SVC na Barra 4 e Carregamento Normal.	66
Figura 57 – Curva QV com SVC na Barra 4 e Carregamento Normal.	67

Figura 58 – Tensão e Frequência na Barras dos Geradores com Carregamento de 30% - SVC barra 4.	67
Figura 59 – Tensão e Potência no SVC com Carregamento de 30% - SVC barra 4.	68
Figura 60 – Curva PV com SVC na Barra 4 e Carregamento de 30%.	68
Figura 61 – Curva QV com SVC na Barra 4 e Carregamento de 30%.	69
Figura 62 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal - SVC barra 9.	70
Figura 63 – Tensão e Potência no SVC com Carregamento Normal - SVC barra 9.	70
Figura 64 – Curva PV com SVC na Barra 9 e Carregamento Normal.	71
Figura 65 – Curva QV com SVC na Barra 9 e Carregamento Normal.	71
Figura 66 – Tensão e Frequência na Barras dos Geradores com Carregamento de 30% - SVC barra 9.	72
Figura 67 – Tensão e Potência no SVC com Carregamento de 30% - SVC barra 9.	72
Figura 68 – Curva PV com SVC na Barra 9 e Carregamento de 30%.	73
Figura 69 – Curva QV com SVC na Barra 9 e Carregamento de 30%.	73
Figura 70 – Tensões e Frequências nas Barras dos Geradores, SVC barra 8.	74
Figura 71 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores.	74
Figura 72 – Curva PV após substituição de compensador síncrono por SVC na barra 8.	75
Figura 73 – Curva QV após substituição de compensador síncrono por SVC na barra 8.	75
Figura 74 – Tensões e Frequências nas Barras dos Geradores, sem SVC.	76
Figura 75 – Tensões e Frequências nas Barras com Geração Solar, sem SVC.	76
Figura 76 – Potência Ativa e Reativa nas Barras dos Geradores.	77
Figura 77 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores.	77
Figura 78 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 4.	91
Figura 79 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 4.	91
Figura 80 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 4.	92
Figura 81 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, SVC barra 4.	92
Figura 82 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 4.	92
Figura 83 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 4.	93
Figura 84 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 4.	93

Figura 85 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento de 30%, SVC barra 4.	93
Figura 86 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9.	94
Figura 87 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9.	94
Figura 88 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9.	94
Figura 89 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, SVC barra 9.	95
Figura 90 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 9.	95
Figura 91 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 9.	96
Figura 92 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 9.	96
Figura 93 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento de 30%, SVC barra 9.	96
Figura 94 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 8.	97
Figura 95 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 8.	97
Figura 96 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, SVC barra 8.	97
Figura 97 – Tensão e Potência Reativa SVC com Carregamento Normal, SVC barra 8.	98
Figura 98 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, sem SVC.	99
Figura 99 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9	99
Figura 100 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, SVC barra 9.	100
Figura 101 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9.	100
Figura 102 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9.	100
Figura 103 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, SVC barra 9.	101
Figura 104 – Tensão e Potência Reativa SVC com Carregamento Normal, SVC barra 9.	101

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Opções de controle de energia reativa.	49
Tabela 2 – Resultados das variáveis de tensão e frequência.	78
Tabela 3 – Resultados Curvas PV e QV.	78
Tabela 4 – Parâmetros do modelo REGC_A.	84
Tabela 5 – Variáveis internas do modelo REGC_A	84
Tabela 6 – Parâmetros do modelo REEC_B	85
Tabela 7 – Variáveis internas do modelo REEC_B	85
Tabela 8 – Parâmetros do modelo SVSMO1 na base de 100 MVA.	86
Tabela 9 – Impedâncias das linhas em pu	87
Tabela 10 – Impedâncias dos transformadores em pu	87
Tabela 11 – Potência ativa e reativa das cargas para o caso base (sem sobrecarga)..	88
Tabela 12 – Modelo GENTPF das máquinas síncronas.	89
Tabela 13 – Modelo IEEEEX1 das máquinas síncronas	89

Lista de abreviaturas

B_{SVC}	<i>Susceptância equevalente do equipamento SVC</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CIG	<i>Converter-interfaced generation</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission System</i>
HVDC	<i>High-voltage direct current</i>
MSCs	<i>Capacitor Chaveado Mecanicamente</i>
MVAR	<i>Mega volt-ampère reativo</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
PLL	<i>Phase locked loop</i>
REI	<i>Redes Elétricas Inteligente</i>
REMTF	<i>Renewable Energy Modeling Task Force</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
SSR	<i>Subsynchronous resonance</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
SVS	<i>Static Var System</i>
TCR	<i>Reator controlado por tiristor</i>
TCR-FC	<i>Reator controlado por tiristor – Capacitor fixo</i>
TSR	<i>Reator chaveado por tiristor</i>
TSC	<i>Capacitor chaveado por tiristor</i>
VSC	<i>Voltage-source converter</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
2	CONCEITUAÇÃO TEÓRICA DO PROBLEMA	16
2.1	Conceitos Fundamentais de Estabilidade	16
2.2	Revisão Bibliográfica	21
2.3	Compensador Estático de Reativos	26
2.3.1	Princípio de Funcionamento do SVC	27
2.3.2	Modelo Básico de SVC	31
2.3.3	Equacionamento para fluxo de potência	33
2.4	Curvas PV e QV	35
2.4.1	CURVAS PV	35
2.4.2	CURVAS QV	36
2.5	Representação das Máquinas Síncronas e seus controladores	37
2.6	Representação da Geração Solar em Sistemas de Potência	38
3	MODELAGEM E SIMULAÇÃO NO POWERWORLD®	40
3.1	Escolha do Software para Simulação	40
3.2	Levantamento de Modelos da Literatura	41
3.3	Modelagem dos Dispositivos no POWERWORLD®	42
3.3.1	Modelo WECC de SVC para estudos de estabilidade	42
3.3.2	Modelo WECC de geração solar para estudos de estabilidade	45
3.4	Simulação no POWERWORLD®	49
3.4.1	Sistema Teste	49
3.4.2	Validação dos Modelos no POWERWORLD®	51
4	RESULTADOS E ANÁLISES	54
4.1	Simulações e Análises	54
4.2	Caso 1: Fluxo de potência	55
4.3	Caso 2: Curto-circuito sem compensação de reativos	58
4.3.1	Caso 2.1: Carregamento Normal	58
4.3.2	Caso 2.2: Carregamento de 30%	61
4.4	Caso 3: Curto-circuito com compensação na barra 4	65
4.4.1	Caso 3.1: Carregamento normal com compensação na barra 4	65
4.4.2	Caso 3.2: Carregamento de 30% com compensação na barra 4	67
4.5	Caso 4: Curto-circuito com compensação na barra 9	69
4.5.1	Caso 4.1: Carregamento Normal com compensação na barra 9	69

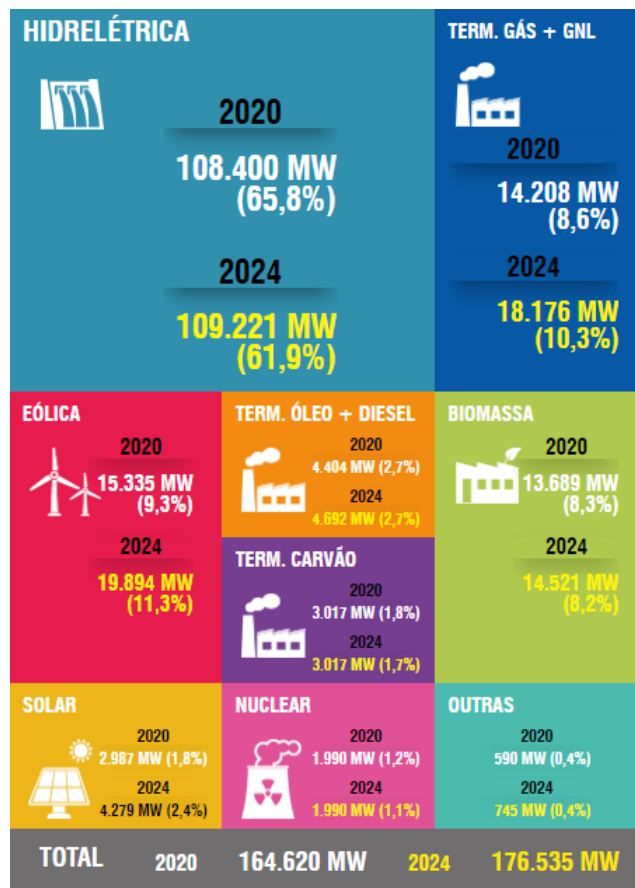
4.5.2	Caso 4.2: Carregamento de 30% com compensação na barra 9	71
4.6	Caso 5: Curto-circuito com substituição de compensador síncrono por SVC	74
4.7	Caso 6: Curto-circuito com perda da geração solar sem compensação de reativos	76
5	CONCLUSÃO	79
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81
	Anexos	83
A	MODELOS GENÉRICOS WECC PARA GERAÇÃO SOLAR	84
B	MODELOS GENÉRICOS WECC PARA SVC	86
C	DADOS DO SISTEMA IEEE 14 BARRAS	87
C.0.1	Impedâncias das Linhas	87
C.0.2	Impedâncias dos transformadores	87
C.0.3	Potência ativa e reativa das cargas.	88
C.0.4	Modelo GENTPF de máquina dos geradores (compensadores) síncronos	88
	Apêndice	90
A	SIMULAÇÕES COMPLETAS DO SISTEMA IEEE 14 BARRAS	91
A.1	Caso 3: Curto-circuito com compensação na barra 4	91
A.1.1	Caso 3.1: Carregamento normal com compensação na barra 4	91
A.1.2	Caso 3.2: Carregamento de 30% com compensação na barra 4	92
A.2	Caso 4: Curto-circuito com compensação na barra 9	94
A.2.1	Caso 4.1: Carregamento normal com compensação na barra 9	94
A.2.2	Caso 4.2: Carregamento de 30% com compensação na barra 9	95
A.3	Caso 5: Curto-circuito substituição de compensador síncrono por SVC, carregamento normal	97
B	PERDA DE GERAÇÃO SOLAR	99
B.1	Curto-circuito com perda da geração solar com SVC barra 9, carregamento normal	99

1 Introdução

O sistema elétrico tradicional é baseado na geração centralizada, composta na sua maioria por hidrelétricas e termoelétricas, que segue das unidades geradoras através de grandes sistemas de transmissão interligados para ser fornecida em sistemas de distribuição regionais aos consumidores finais. Nos últimos anos, há uma crescente demanda de energia elétrica e uma crescente utilização de diferentes fontes de energia renováveis e intermitentes, com destaque para a energia das fontes solar e eólica.

A Figura 1 apresenta a capacidade de geração instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) de cada tipo de fonte de geração, onde cerca de 85% da capacidade instalada provém de fontes renováveis em 2020.

Figura 1 – Capacidade Instalada no SIN 2020/2024.



Fonte: (ONS, 2020).

A geração de energia eólica e solar representa cerca de 11% da capacidade instalada, com uma previsão de aumento para 13,7% de geração instalada no SIN em 2024. Note que na Figura 1, não estão computadas as gerações de energia descentralizadas.

A inclusão de fontes de geração de energia de característica intermitente, a previsão de um crescimento massivo de carros elétricos e a possibilidade de operação do sistema com flexibilidade topológica, como por exemplo, a operação em microrredes, traz novos desafios. Este novo conjunto de desafios e soluções apontam para a necessidade de melhorar a eficiência da operação das redes de energia do sistema elétrico, com a utilização de automação, digitalização e recursos de informação e comunicação (ANNASWAMY, 2013). Com o objetivo de atender a este cenário surgiu o conceito das Redes Elétricas inteligentes (REI). Segundo (CGEE, 2012), “as Redes Elétricas Inteligentes – REI (definição no Brasil do termo inglês *smart grid*) podem ser compreendidas como a rede elétrica que utiliza tecnologia digital avançada para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final”.

Entre os equipamentos que trazem flexibilidade operativa e podem integrar um ambiente de REI estão os FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*). Os FACTS são dispositivos que tem por objetivo melhorar o controle e o gerenciamento da operação das redes de energia elétrica por meio de conversores e controladores dinâmicos que permitem um aprimoramento da gestão operativa da rede existente, melhorando assim a estabilidade, segurança e confiabilidade do sistema. A utilização desses equipamentos viabiliza o controle de fluxo de potência ativa e reativa de forma independente. Dessa forma, é possível maximizar o fluxo ativo de potência e minimizar/maximizar o fluxo reativo de potência, dependendo da necessidade, realizando um aproveitamento mais eficiente das redes elétricas. Assim, em diversas situações é possível evitar sobrecargas e a necessidade de construção e expansão de novas linhas de transmissão.

Neste trabalho o objetivo principal é o estudo da utilização de modelos de controladores genéricos associados a plantas de Usinas Solares e Compensador Estático de Reativo (SVC – Static Voltage Compensator), desenvolvidos pelo WECC (Western Electricity Coordinating Council), e o impacto do SVC para a melhoria da estabilidade transitória e de tensão de um sistema elétrico. Para alcançar o objetivo principal do trabalho, foi desenvolvido um conjunto de etapas, descritas a seguir de forma resumida:

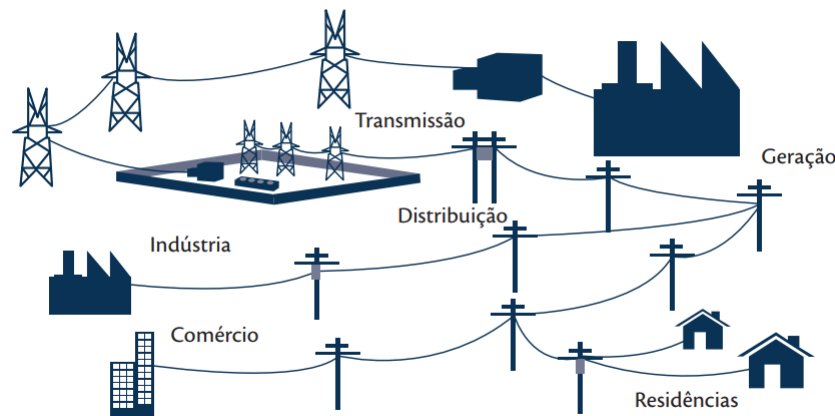
- pesquisa de vários softwares de simulação, culminando com a escolha do software POWERWORLD® para realizar a modelagem e simulação;
- estudo do software POWERWORLD®;
- escolha do sistema teste IEEE 14 barras para realizar os estudos;
- ajustes e validação dos modelos genéricos desenvolvidos pelo WECC (Western Electricity Coordinating Council) para representar usinas solares e seus controladores, a fim de validar o uso no sistema IEEE 14 barras implementado no POWERWORLD®;

-
- ajustes e validação do modelo genérico desenvolvidos pelo WECC (Western Electricity Coordinating Council) para representar SVC (Static Voltage Compensator) e sua inclusão no sistema IEEE 14 barras implementado no POWERWORLD®;
 - implementação do conjunto de eventos para avaliar a estabilidade transitória e de tensão;
 - análise tabular e gráfica dos resultados obtidos com as simulações para avaliar a estabilidade transitória;
 - geração das curvas PV e QV para avaliar a estabilidade de tensão;
 - síntese e conclusão dos resultados obtidos.

2 Conceituação Teórica do Problema

De forma genérica, pode-se representar um sistema elétrico de potência (SEP) pelos agentes de geração, o sistema de transmissão, a rede de distribuição e os usuários de energia elétrica. Em SEP tradicionais a geração é predominantemente centralizada em grandes usinas, as quais são conectadas à subestação ligadas à rede de transmissão, que elevam a tensão e transmitem até subestações de distribuição, que após diversos rebaixamentos de tensão atendem aos seus consumidores industriais, comerciais e residenciais como ilustrado na Figura 2. (CGEE, 2012)

Figura 2 – Modelo conceitual de um sistema elétrico de potência tradicional.



Fonte: (CGEE, 2012).

Nos SEP para garantir uma operação com segurança e qualidade é importante analisar a estabilidade do sistema. As primeiras abordagens de estabilidade estavam relacionadas com o problema angular e seu comportamento nas primeiras oscilações após a aplicação de uma grande perturbação, ou ao comportamento angular do sistema quando aconteciam pequenas mudanças no ponto de equilíbrio. A seguir apresenta-se alguns conceitos e definições importantes para desenvolvimento e compreensão do trabalho, bem como a revisão e comentários dos artigos que foram as referências para a realização desta monografia.

2.1 Conceitos Fundamentais de Estabilidade

A definição mais básica de estabilidade de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é a capacidade do mesmo de manter-se em equilíbrio quando submetido às condições normais de operação ou de retomar um estado de equilíbrio aceitável após ter sido submetido a um distúrbio (KUNDUR, 1994).

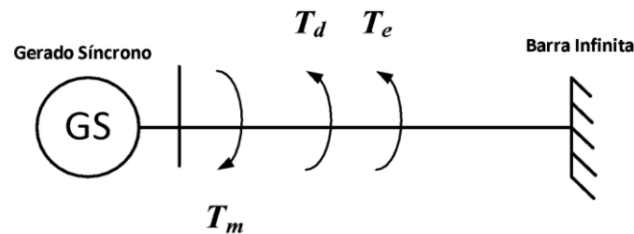
A classificação da estabilidade de SEP é baseada nas seguintes considerações (KUNDUR, 1994):

- a natureza física da instabilidade resultante;
- a dimensão da perturbação considerada;
- os dispositivos, processos e a duração (escala de tempo) que devem ser considerados para verificar a instabilidade;
- o método mais apropriado para o cálculo e previsão da estabilidade.

Inicialmente a estabilidade de sistemas elétricos estava somente preocupada com o comportamento angular, a chamada estabilidade eletromecânica transitória.

A **estabilidade de ângulo** ou a **estabilidade de ângulo do rotor** está associada à capacidade das máquinas síncronas de um sistema de potência interconectado de permanecer em sincronismo após serem sujeitas a uma perturbação (KUNDUR, 1994). Uma máquina mantém sincronismo se o torque eletromagnético for igual e oposto ao torque mecânico fornecido pelo gerador, desconsiderando o torque de amortecimento. Na figura 3 é apresentada esquematicamente esta situação.

Figura 3 – Máquina Síncrona conectada a barra infinita.



Fonte: Autoria Própria.

Quando o ponto de operação é perturbado o equilíbrio é desfeito e surgem forças de aceleração ou desaceleração nos rotores das máquinas. Consequentemente, este tipo de estabilidade depende da capacidade das máquinas síncronas de manter ou restaurar o equilíbrio entre esses dois torques opostos. (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020) A estabilidade de ângulo do rotor pode ser subdividida em duas subcategorias: estabilidade devido a pequenas perturbações e estabilidade transitória devido a grandes perturbações.

A **estabilidade do ângulo do rotor de pequeno distúrbio** (KUNDUR, 1994) é definida como a capacidade do sistema de potência de manter o sincronismo sob pequenas perturbações. Os distúrbios são considerados suficientemente pequenos para que a linearização das equações do sistema seja permitida para fins de análise. O intervalo de tempo de interesse em estudos de estabilidade de pequenas perturbações é da ordem de

10 a 20 segundos após uma perturbação. A instabilidade resultante pode ser devido ao aumento do ângulo do rotor através de um modo não oscilatório ou aperiódico devido à falta de torque de sincronização ou aumento da amplitude das oscilações do rotor devido à falta de torque de amortecimento suficiente.

A referência (KUNDUR, 1994), define a **estabilidade do ângulo do rotor de grande perturbação** ou **estabilidade transitória**, como a habilidade do sistema de energia de manter o sincronismo quando sujeito a uma perturbação grave, como um curto-circuito em uma linha de transmissão. A resposta do sistema resultante envolve grandes excursões dos ângulos do rotor do gerador e é influenciada pela relação não linear de potência-ângulo. A estabilidade transitória depende tanto do estado inicial operacional do sistema quanto da gravidade da perturbação. Frequentemente, o sistema é alterado de maneira que o estado de operação pós-perturbação seja diferente do estado anterior à perturbação. O sistema é, entretanto, projetado e operado de forma a ser estável para um conjunto selecionado de contingências. As contingências normalmente consideradas são curtos-circuitos de diferentes tipos: fase-terra, fase-fase-terra ou trifásico. Geralmente, supõe-se que ocorram em linhas de transmissão, mas ocasionalmente são consideradas faltas nas barras ou no transformador. A falta é considerada eliminada pela abertura de disjuntores apropriados para isolar o elemento sob falha. Em alguns casos, pode-se presumir o religamento em alta velocidade. O período de interesse em estudos de estabilidade transitória geralmente é de 3 a 5 segundos após a perturbação, porém, esse pode se estender por 10 a 20 segundos para sistemas muito grandes com oscilações dominantes entre áreas. (KUNDUR, 1994).

Nos anos 1990 foi definido mais um tipo de estabilidade: a **Estabilidade da Tensão**, a qual pode ser definida como a habilidade de um sistema de potência em manter tensões aceitáveis em todas as barras quando operar em condições normais e em determinado nível de sobrecarga, ou após sofrer distúrbios no sistema. De acordo com (KUNDUR, 1994), um sistema entra em um estado de instabilidade de tensão quando uma perturbação, aumento na demanda de carga ou alteração na condição do sistema causa uma queda progressiva e incontrolável na tensão. A principal causa é a incapacidade do sistema de potência em manter a demanda de potência reativa.

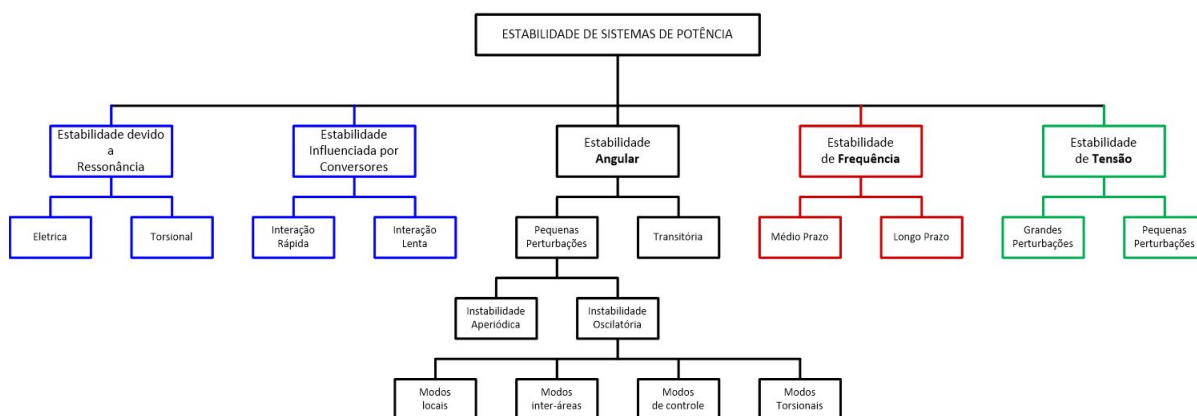
A **estabilidade da tensão** de curto prazo envolve a dinâmica de componentes de carga atuantes, como motores de indução, cargas controladas eletronicamente, conversores e sistemas HVDC (corrente contínua em alta tensão - do inglês *high-voltage direct current*). O período de estudo de interesse é da ordem de vários segundos, e a análise requer solução de equações diferenciais do sistema, isso é semelhante à análise da estabilidade do ângulo do rotor. A modelagem dinâmica de cargas é frequentemente essencial. Em contraste com a estabilidade do ângulo, curtos-circuitos perto de cargas são importantes. (KUNDUR, 1994). A estabilidade de tensão de longo prazo envolve equipamentos de ação mais lenta,

como transformadores com comutação, cargas controladas termostaticamente e limitadores de corrente do gerador. O período de interesse para estudo pode se estender por muitos minutos.(KUNDUR, 1994)

Com o aumento da inserção de geração baseada em fontes renováveis, do tipo eólica e solar, têm aparecido distúrbios que afetam o comportamento da frequência devido a variabilidade da geração e da carga. A **estabilidade de frequência** é definida como “a capacidade de um sistema de potência em manter sua frequência quando submetido a grandes variações de carga ou geração. Geralmente, os problemas de estabilidade de frequência estão associados a inadequações nas respostas dos equipamentos, má coordenação dos equipamentos de controle e proteção ou reserva de geração insuficiente. A instabilidade pode ocorrer na forma de oscilações de frequência sustentadas, levando ao desligamento de unidades geradoras e/ou cargas. Um exemplo de instabilidade de frequência de curto prazo é a formação de uma ilha sub- regenerada com rejeição de carga de subfrequência insuficiente, de modo que a frequência decai rapidamente causando apagão da ilha em poucos segundos.(KUNDUR, 1994)

Recentemente foram propostas duas novas classes de estabilidade na referência. (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020): a **Estabilidade Influenciada por Conversores** e a **Estabilidade devido a Ressonância** como ilustrado na Figura 4.

Figura 4 – Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência.



Fonte: Adaptado pela autora de (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

(HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020) afirma que essas novas classes se justificam pelo aumento de novas tecnologias que utilizam como interface conversores eletrônicos de potência. Algumas dessas tecnologias são geração eólica e fotovoltaica, tecnologias de armazenamento, dispositivos FACTS, linhas HVDC e cargas com interface eletrônica de potência. Com integração significativa de geração com conversores de interface chamados CIG – “*converter-interfaced generation*”, cargas e dispositivos de transmissão, a resposta dinâmica dos sistemas de energia tornou-se progressivamente mais dependente de complexos dispositivos eletrônicos de potência de resposta rápida, alterando assim o comportamento

dinâmico do sistema de potência. Conseqüentemente, surgiram novas preocupações de estabilidade que precisam ser adequadamente caracterizados, classificados e definidos. Isto ainda tem sido motivo de discussão na comunidade de sistemas de potência.

Conforme (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020), o termo estabilidade devido a ressonância abrange a SSR (ressonância subsíncrona ou “*subsynchronous resonance*”), seja associado a uma ressonância eletromecânica ou uma ressonância inteiramente elétrica. O termo SSR, pode manifestar-se em duas formas possíveis:

- I. Devido a uma ressonância entre a compensação em série e as frequências de torção mecânicas do eixo do gerador da turbina, chamada de estabilidade devido a ressonância torcional.
- II. Devido a uma ressonância entre a compensação em série e as características elétricas do gerador, chamada de estabilidade devido a ressonância elétrica.

(HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020), afirma que o comportamento dinâmico do CIG é claramente diferente do convencional gerador síncrono, devido à interface do VSC (conversor de tensão-fonte ou “*voltage-source converter*”) predominante com a rede. Conforme descrito em (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020), um CIG típico depende de laços de controle e algoritmos com tempos de resposta rápidos, como o PLL (laço fechado por fase ou “*phase locked loop*”) e os laços de controle de corrente interna. A este respeito, a ampla escala de tempo relacionada aos controles de CIGs pode resultar em acoplamentos cruzados com ambos a dinâmica eletromecânica de máquinas e os transientes eletromagnéticos da rede, o que pode levar a oscilações instáveis do sistema de energia em um amplo intervalo de frequência. Conseqüentemente, as interações lentas e rápidas são diferenciadas, conforme mostrado na Figura 13, com base nas frequências dos fenômenos observados. Fenômenos de instabilidade mostrando frequências relativamente baixas são classificados como **estabilidade acionada por conversor de interação lenta** (normalmente, menos de 10 Hz), enquanto fenômenos com frequências relativamente altas são classificados como **estabilidade acionada por conversor de interação rápida** (normalmente, dezenas a centenas de Hz, e possivelmente em kHz).

Instabilidades em sistemas de energia devido a **interações rápidas do conversor** podem surgir de várias maneiras diferentes. Por exemplo, as interações da rápida corrente interna laços de CIG com componentes passivos do sistema podem causar oscilações de alta frequência, tipicamente na faixa de centenas de hertz a vários quilohertz. Este fenômeno tem sido referido como instabilidade harmônica na comunidade de eletrônica de potência. É um termo geral usado para uma ampla gama de fenômenos, resultando em oscilações de alta frequência, incluindo problemas de ressonância e multirressonância, que podem ser evitados e / ou mitigados por estratégias de amortecimento ativo. (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020)

Instabilidades causadas por **interações lentas do conversor** podem surgir em sistemas de controle de dispositivos eletrônicos de potência com componentes de resposta lenta do sistema de energia, como a dinâmica eletromecânica de geradores e alguns controladores de gerador dos sistemas de controle de dispositivos baseados em eletrônica de potência com componentes de resposta lenta do sistema de energia, como a dinâmica eletromecânica de geradores e alguns controladores de gerador. (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020)

2.2 Revisão Bibliográfica

Os artigos apresentados e comentados a seguir foram utilizados como referências básicas para o desenvolvimento deste trabalho.

Na publicação (ANNASWAMY, 2013), uma rede inteligente é definida como uma rede elétrica cibernética de ponta a ponta de um sistema de energia, desde a fonte de combustível até a geração, transmissão, distribuição e uso final, que irá:

1. permitir a integração de fontes de energia renováveis intermitentes e ajudar a descarbonizar os sistemas de energia;
2. permitir fluxos de informação e energia bidirecionais confiáveis e seguros;
3. permitir eficiência energética, gestão eficaz da demanda e opções de escolha por parte dos clientes;
4. permitir a adoção de “*self-healing*” para recompor o sistema de forma automática após eventos que conduzam a desligamentos;
5. operar o sistema elétrico de maneira resiliente contra ataques físicos e cibernéticos.

Este conceito é particularmente importante para permitir a inserção de controladores inteligentes no sistema e a coordenação entre os vários dispositivos de controles presentes em uma rede elétrica, a fim de melhorar a estabilidade e segurança da operação do sistema elétrico.

Do ponto de vista da utilização da energia solar para gerar energia elétrica, encontra-se várias publicações, com diferentes abordagens.

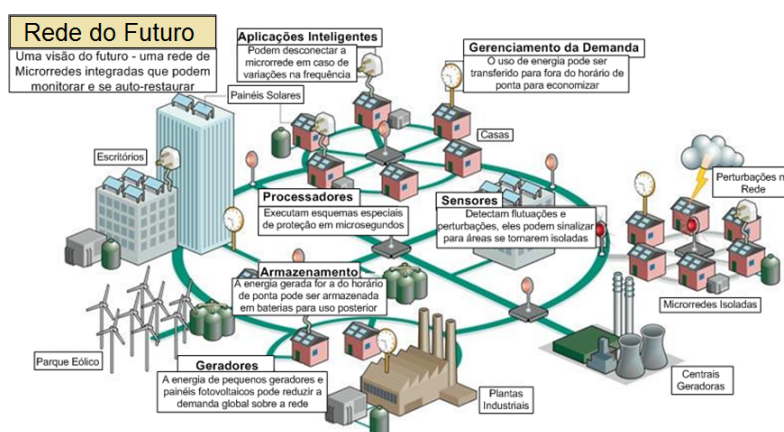
A forma mais clássica e tradicional de estudo e análise é avaliar a estabilidade angular do sistema elétrico (ramo em preto, Figura 4). Nas décadas finais do século XX foram introduzidas definições para Estabilidade de Tensão (ramo em verde, Figura 4) e Frequência (ramo em vermelho, Figura 4), que surgiram devido a problemas de manutenção de níveis adequados de suporte de reativos em redes de transmissão altamente carregadas e inserção de fontes de energia intermitentes, respectivamente.

Recentemente, em função da alta penetração de geração baseada em recursos renováveis, principalmente eólica e solar, associadas a interfaces de eletrônica de potência (inversores/conversores) e dispositivos de controle inseridos nos sistemas de transmissão e distribuição, foram propostos mais dois ramos para incorporar problemas neste domínio: Estabilidade Devido a Ressonância e Estabilidade Influenciada por Conversores (ramos em azul). Entretanto, essas definições ainda não são consenso entre pesquisadores e empresas.

Na operação diária um SEP está sujeito a uma ampla gama de distúrbios, de pequeno e grande impacto. Pequenos distúrbios na forma de mudanças de carga ocorrem continuamente, e para este tipo de perturbação o sistema deve ser capaz de se ajustar ao mudar as condições e operar de forma satisfatória. Deve também ser capaz de sobreviver a inúmeros distúrbios de natureza severa, como um curto-circuito em uma linha de transmissão ou perda de um grande gerador (Kundur *et al.*, 2004). Em (Kundur *et al.*, 2004), tem-se a definição para estabilidade: “A estabilidade do sistema de energia é a capacidade de uma energia elétrica sistema, para uma determinada condição operacional inicial, para recuperar um estado de equilíbrio operacional após ser submetido a uma perturbação física, com a maioria das variáveis do sistema limitadas de modo que praticamente todo o sistema permanece intacto”.

Segundo (CGEE, 2012), às Redes inteligentes (RI), apresentado na Figura 5, compreendem sete principais domínios interligados entre si: geração, transmissão, distribuição, consumidor, mercados, operadores de rede e provedores de serviço.

Figura 5 – Modelo conceitual de Rede Inteligente.



Fonte: Consumer energy report. Disponível em: <http://horizonenergy.blogspot.com/>.

Em todo o mundo, o sistema de energia convencional está enfrentando problemas de esgotamento gradual dos recursos de combustíveis fósseis, baixa eficiência energética e poluição ambiental. Esses problemas levaram a uma nova tendência de geração de energia localmente no nível de tensão de distribuição, usando fontes de energia não convencionais / renováveis como gás natural, biogás, energia eólica, células solares fotovoltaicas e células de combustível. (SERIES, 2009).

Do ponto de vista da utilização da energia solar para gerar energia elétrica, encontra-se várias publicações, com diferentes abordagens. No Brasil a utilização de energia fotovoltaica em pequenos aproveitamentos, a chamada geração distribuída, já está consolidada. Entretanto, a geração solar fotovoltaica em grandes usinas solares é recente, e uma tendência para os próximos anos. BANDEIRA, 2012, afirma que, apesar das diferentes características climáticas observadas no Brasil, pode-se observar que a média anual de irradiação global apresenta boa uniformidade, com médias anuais relativamente altas em todo país. O valor máximo de irradiação global – $6,5 \text{ Wh/m}^2$ – ocorre no norte do estado da Bahia, próximo à fronteira com o estado do Piauí. A menor irradiação solar global – $4,25 \text{ Wh/m}^2$ – ocorre no litoral norte de Santa Catarina, mesmo assim um valor cerca de quatro vezes superior ao apresentado no território da Alemanha, país que é líder mundial do setor de aproveitamento de energia solar. Desse modo é possível concluir que o aproveitamento de energia solar no Brasil demonstra-se vantajoso mesmo nas regiões menos favorecidas pela irradiação solar, mais ainda com a queda nos preços dos equipamentos.

Devido ao aumento exponencial na conexão de parques de geração fotovoltaica e as colocações realizadas na referência (BANDEIRA, 2012), é reforçada a necessidade de aprofundar os estudos sobre a conexão desse tipo de geração de energia elétrica. Deste modo, é de grande importância o estudo do impacto da geração solar em sistemas de potência durante eventos dinâmicos transitórios, dada a sua característica de intermitência.

Para permitir um maior direcionamento na abordagem utilizada e na ferramenta escolhida para análise, definiu-se ao longo do trabalho que o foco seria a estabilidade transitória e de tensão e o programa computacional para simulação selecionado foi o POWERWORLD® (POWERWORLD, 2021). Desta forma, as próximas referências foram consultadas para construir um embasamento sobre os modelos para representar usinas solares e compensadores estáticos de reativos em estudos de fluxo de potência e estabilidade.

Um problema enfrentado ao realizar estudos que envolvem dinâmica, onde é necessário a modelagem dos dispositivos de geração renovável (solar e eólica), a interface com a rede (inversores) e seus respectivos controles, é encontrar informações de modelos e dados reais desses equipamentos. De forma a contornar esta dificuldade, a *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) desenvolveu em (FORCE, 2014) um guia para aplicação de vários modelos genéricos (geradores eólicos, geração fotovoltaica, compensadores estáticos de reativos, armazenadores de energia, entre outros) aprovados por meio de seu grupo de pesquisa *Renewable Energy Modeling Task Force* (REMTF). Nesse guia é simulado um sistema exemplo no qual são aplicados os valores especificados pela REMTF dos modelos para os softwares PSLF™ da GE, PTI PSS/E™ da Siemens e POWERWORLD®. Isto permite que ao realizar aplicação ou desenvolvimento de programas computacionais exista um conjunto de modelagem, com a respectiva faixa de ajustes, para validar os estudos.

Em (MULJADI; SINGH; GEVORGIAN, 2014) é desenvolvido um guia para simulações de modelos dinâmicos de geração solar usando o software PSCAD™, utilizando para as simulações os modelos apresentados em (FORCE, 2014). Os resultados obtidos aproximaram adequadamente o comportamento de duas plantas solares existentes, demonstrando que esses modelos são bons indicativos do comportamento de casos reais. De forma similar, em (SONI, 2014) é realizado um estudo com esses modelos genéricos no qual a validação é realizada através de medições em plantas solares reais e simulações desenvolvidas no software PSLF™.

(LAMMERT *et al.*, 2016), implementa e valida os modelos genéricos WECC de gerador/conversor chamado REGCA e controles elétricos dos inversores chamado de REECB, através do confronto de simulações do software DIgSILENT Power Factory® contra uma ferramenta que utiliza as especificações da WECC e que foram validadas por meio de medições reais.

(PARENTE, 2018), utiliza os modelos genéricos WECC para avaliar o impacto da planta solar na estabilidade de rede através do MATLAB® Simulink. Nas simulações realizadas foi constatado que as plantas modeladas se comportam segundo os requisitos técnicos estabelecidos nos procedimentos de rede no Brasil. Os modelos genéricos propostos em (FORCE, 2014) também são empregados para a validações em simulações como apresentado nos artigos (EGUIA *et al.*, 2015) e (CLARK; WALLING; MILLER, 2011). Destaca-se que para a análise do comportamento das plantas solares e validação dos trabalhos citados, controlou-se os parâmetros de tensão, potência ativa e reativa.

Com o avanço da geração solar fica evidente alguns problemas, tais como a natureza intermitente com dependência do clima e a necessidade de modernização do sistema elétrico. No intuito de modernizar o sistema elétrico existente e tornar a operação dos sistemas elétricos mais inteligente, é necessário que os dispositivos que o integram sejam versáteis, confiáveis e eficientes, a fim de permitir que oscilações de geração e carga sejam absorvidas e amortecidas adequadamente.

Desta forma, além de modelar a geração fotovoltaica, e seus equipamentos associados, utilizando os modelos do WECC, foi modelado e simulado um compensador estáticos de reativos (*Static Voltage Compensator - SVC*) para auxiliar no comportamento da estabilidade e melhorar a segurança da operação na presença de geração de energia através de recursos renováveis, no caso deste trabalho, a geração fotovoltaica.

Esses equipamentos são aplicados com a finalidade de ajustar a compensação de reativos, capacitivos e indutivos, na rede promovendo uma melhoria na estabilidade de tensão, uma vez que possui a possibilidade de controle rápido e contínuo da tensão. A compensação reativa dos SVC também está ligada ao aumento na margem de estabilidade de tensão do sistema, pois a principal causa desse tipo de instabilidade é a incapacidade do sistema em alcançar a demanda de carga reativa exigida do sistema.

Um estudo realizado em (NOROOZIAN *et al.*, 2003), comprova, através de simulações de modelos de SVC desenvolvidos no MATLAB® SIMULINK, a melhora significativa de tensão durante o período transitório e também o impacto no aumento da capacidade de transmissão do sistema de energia.

A referência (FORCE, 2011) propõe proposto um modelo dinâmico genérico para SVC desenvolvidos através dos softwares PSLF™ e PTI PSS/E™, chamado de SVSMO1. Neste guia o modelo é validado por meio de confronto com medições reais de parâmetros como tensão, susceptância e potência reativa. A comparação das medições e simulações encontram-se de forma mais detalhada em (Pourbeik *et al.*, 2012). Da mesma forma, (POURBEIK; STEFOPOULOS, 2014), valida o modelo genérico WECC, a partir de medições em instalações existentes, no qual o estudo comprovou que os modelos genéricos representam adequadamente os equipamentos reais.

Para que se obtenha o melhor aumento de estabilidade de tensão possível dentro de um sistema é preciso identificar o barramento mais “fraco”. Segundo (SODE-YOME; MITHULANANTHAN, 2004), o barramento mais fraco é definido como o barramento mais próximo de sofrer um colapso de tensão, de forma equivalente, o barramento mais fraco é aquele que tem uma grande proporção de mudança diferencial na tensão para mudança diferencial na carga (dV / dP Total). Nesta mesma publicação, os autores comparam o desempenho do caso base (sem utilização de equipamentos de compensação) ao desempenho de um banco de capacitores shunt, SVC e STATCOM para a melhoria da estabilidade de tensão estática das barras do sistema teste IEEE 14, com cargas do tipo injeção de potência constante, sob variadas condições de operação desse sistema. São apresentadas algumas questões importantes como dimensionamento e localização de instalação, para melhoria exclusiva da margem de carga. A partir dessas definições são realizados estudos comparativos entre os dispositivos, onde os seguintes itens são avaliados:

- margem de carga na barra mais fraca a fim de estimar o valor apropriado de compensação reativa, no qual utilizou-se um compensador síncrono sem limite de potência reativa;
- curvas de potência versus tensão (P-V), no qual foi possível observar melhorias no ponto crítico da curva na barra mais fraca;
- perfis de tensão de cada barra do sistema: análises dos limites de tensão de cada barra devido a compensação localizada na barra mais fraca;
- curvas PV na barra mais fraca com diferentes capacidades de SVC;
- perdas de potência ativa e reativa no sistema para diferentes valores de carregamento, no qual constatou-se que para maiores fatores de carregamento ambas as perdas

umentam rapidamente, porém obteve-se melhorias significativas de perdas quando comparado ao caso base;

- capacidade de transferência de linhas de transmissão altamente carregadas: observou-se um aumento do fluxo de potência ativa em todas as linhas de transmissão do sistema;
- margem de carregamento do sistema durante interrupções em linha de transmissão; devido a característica do SVC de tentar manter o nível de tensão, houve um aumento da margem de carregamento em relação ao caso base.

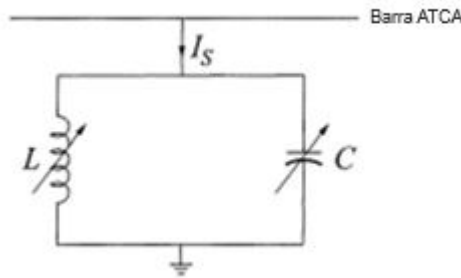
Em (TIKAR *et al.*, 2017) é proposto um estudo através de simulações utilizando o sistema IEEE de 9 barras, no qual utilizou-se o software POWERWORLD® para comprovar a melhoria da estabilidade da tensão do sistema. Na simulação foram comparados o caso base, sem e com SVC, com carregamento de cargas variando de 100% a 120%. O perfil de tensão na barra 5 foi melhorado de 0,91 pu para 0,99 pu com a incorporação do dispositivo SVC. As curvas PV obtidas a partir de dados de simulação no POWERWORLD® mostraram que usando SVC o limite de carga foi melhorado assim como a variação de tensão na barra mais fraca diminuiu.

Outro aspecto importante é avaliar os efeitos do equipamento em eventos como curto-circuito. No artigo de (BHARTI; DEWANGAN; RAM, 2016), este assunto é abordado através da análise de um sistema de distribuição com fazendas eólicas. Diferentes tipos de faltas foram aplicados ao sistema tais como: faltas de uma linha à terra, bifásica aterrada, bifásica e trifásica. Para todos os casos a tensão é estabilizada até o fim do tempo da simulação de 3,0 segundos. Com base nos dados obtidos é possível comprovar que o dispositivo é eficaz durante as faltas e após a eliminação da mesma, devido a capacidade de responder rapidamente durante os eventos, conseguindo melhorar a estabilidade do sistema.

2.3 Compensador Estático de Reativos

Os compensadores estáticos de reativo (SVC - *Static Var Compensator*) são dispositivos do tipo paralelo (*shunt*) e tem a finalidade de compensar a potência reativa em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. O SVS (static var system) é uma junção dos equipamentos SVCs, capacitor chaveado mecanicamente (MSCs) e reator chaveado mecanicamente. Um SVS ideal é formado por capacitores *shunt* e indutores *shunt* no qual ambos são variáveis, como mostra a Figura 6.

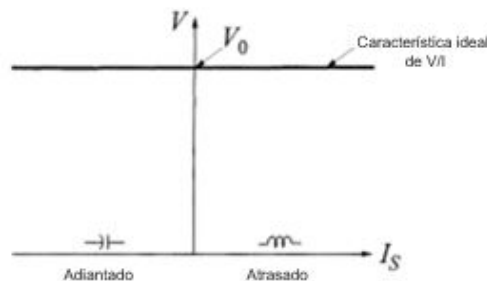
Figura 6 – SVS ideal.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

Idealmente, um SVS deve manter tensão constante (assumindo que esse seja o objetivo desejado), possuir capacidade ilimitada de geração e/ou absorção de reativos sem perda de potência ativa e reativa e fornecer resposta instantânea. O desempenho do SVS pode ser visualizado em um gráfico de tensão de barramento CA (V) controlada, plotada contra a corrente reativa (I_S) do SVS. A característica V/I de um SVS ideal é mostrada na Figura 7. Representa as características de estado estacionário e quase estável do SVS.

Figura 7 – Característica tensão-corrente ideal.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

2.3.1 Princípio de Funcionamento do SVC

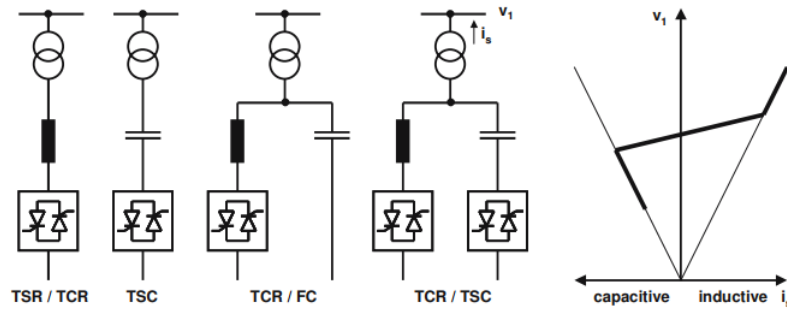
Os SVC são formados por um capacitor shunt e um reator shunt em paralelo, no qual pelo menos uma das derivações possui tiristores a fim de realizar o controle da tensão e da potência reativa no barramento ao qual estão conectados. Os tipos de combinações possíveis são:

- Capacitor chaveado por tiristor (TSC)
- Reator controlado por tiristor (TCR)
- Reator chaveado por tiristor (TSR)

- Reator controlado por tiristor – Capacitor fixo (TCR-FC)

Estes diferentes arranjos variam a potência reativa e o nível de tensão no ponto ao qual estão conectados conforme mostra na Figura 8.

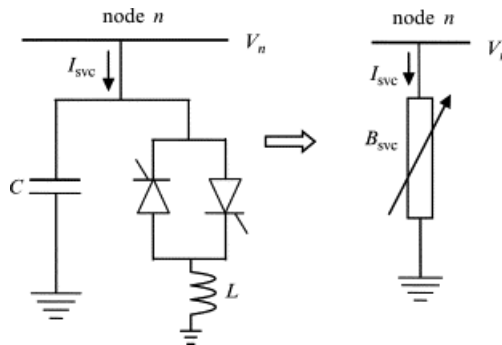
Figura 8 – Diagrama esquemático dos arranjos e curva característica da corrente-tensão do SVC.



Fonte: Adaptado de (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2012).

A configuração mais comum desse tipo de dispositivo conectado à derivação é uma combinação de capacitor fixo “C” e um reator controlado por tiristor (TCR), como mostra a Figura 9.

Figura 9 – Diagrama esquemático e circuito equivalente do TCR-FC (Reator controlado por tiristor com capacitor fixo).



Fonte: Adaptado de (MONDAL *et al.*, 2014).

Onde I_{svc} é a corrente do SVC e V_n , a tensão da barra ao qual o SVC está conectado, C é o capacitor, L é o reator e B_{svc} a susceptância equivalente do modelo.

As válvulas do tiristor são disparadas simetricamente em um ângulo α variando de 90° a 180° (MONDAL *et al.*, 2014). A susceptância para este modelo é dada pela expressão 1 a seguir:

$$B_{SVC} = \frac{-X_l - \frac{X_C}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha)}{X_C X_L} \quad (1)$$

Onde: X_l é a impedância do reator, X_c é a impedância do capacitor e α é o ângulo de disparo dos tiristores.

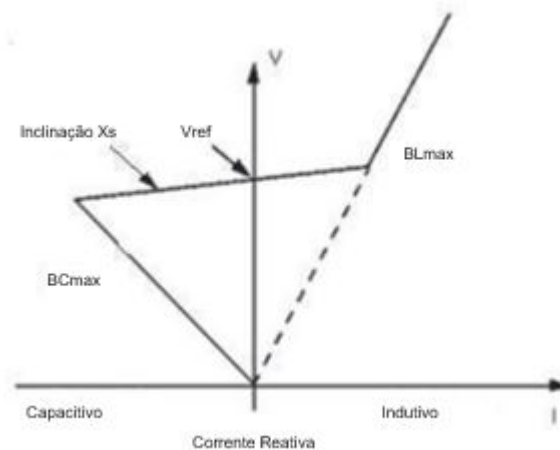
Desse modo, conclui-se que a relação entre o ângulo de disparo dos tiristores e a susceptância é não linear, para análises de pequenos perturbações utiliza-se a forma linearizada dada pela Equação 2 que foi obtida através da Equação 1.

$$\Delta B_{SVC} = \frac{2(\cos(2\alpha) - 1)}{X_L} \Delta\alpha \quad (2)$$

Onde uma variação ΔB_{svc} de susceptância é diretamente proporcional a uma variação $\Delta\alpha$ de ângulo de tiristor.

Como observa-se na Figura 9, o circuito equivalente do SVC pode ser representado como uma susceptância variável. A Figura 10 apresenta a curva entre os limites de susceptância máximo e mínimo, a curva entre esses valores representa a condição normal deste sistema. A tensão (V), que é a tensão do sistema ao qual o circuito está conectado, é regulada pelo B_{eq} , cujo limite máximo é a susceptância indutiva máxima (B_{Lmax}) e o limite mínimo é a susceptância capacitiva máxima (B_{Cmin}) e a inclinação X_s é referente a reatância do modelo.

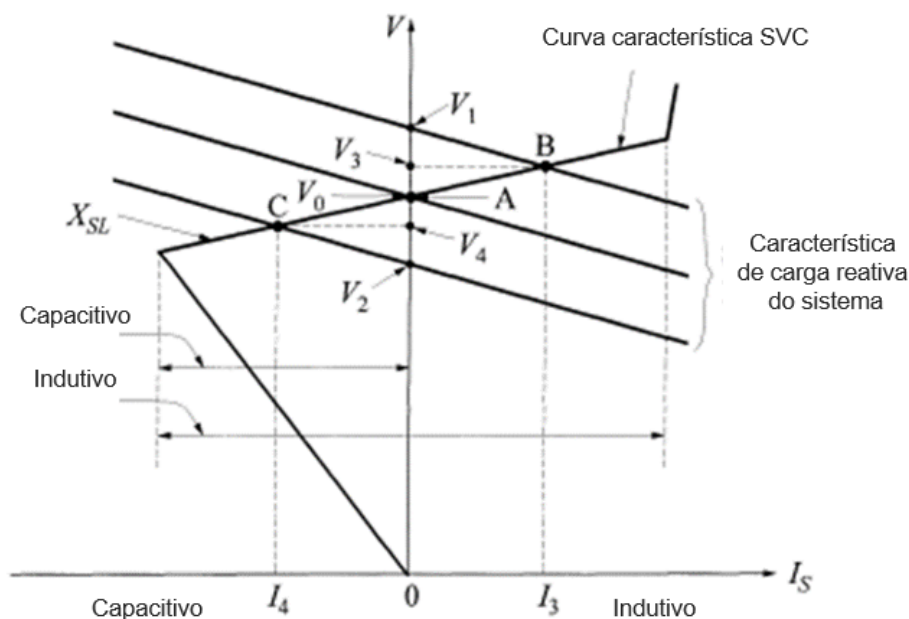
Figura 10 – Curva característica do SVC.



Fonte: Adaptado de (BHARTI; DEWANGAN; RAM, 2016).

Três características de sistemas são consideradas na Figura 11, correspondendo a três valores de fonte de tensão.

Figura 11 – Pontos de operação do SVC para dadas situações.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

A característica central representa a condição nominal do sistema, e é assumida sua interseção com a característica do SVC no ponto A , onde $V = V_0$ e $I_s = 0$. Se a tensão do sistema apresenta um incremento, por exemplo devido redução na carga, a tensão V será incrementada para V_1 , sem o SVC neste sistema. Entretanto com o SVC, o ponto de operação do sistema move-se para B , devida a absorção de corrente indutiva I_3 , e o SVC mantém a tensão em V_3 . De maneira similar, se a tensão do sistema apresentar um decremento (causado por exemplo por um aumento de carga), o SVC sustenta a tensão em V_4 , caso contrário a tensão estaria em V_2 . Neste caso, o SVC opera de forma a mover o ponto de operação para o ponto C , injetando uma corrente capacitiva I_c e mantendo a tensão neste ponto em V_4 . Se a inclinação K_s da curva característica fosse zero, a tensão teria mantido-se em V_0 para os dois casos considerados. (KUNDUR, 1994)

Algumas das principais aplicações dos SVCs, em redes de transmissão, distribuição e industrial de acordo com (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2012) são:

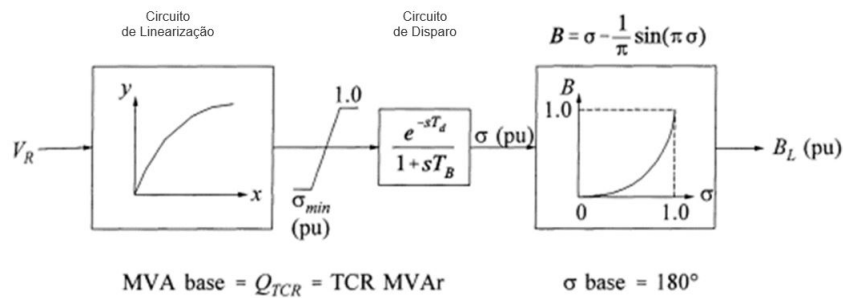
- redução de fluxos de energia reativa indesejadas e, portanto, redução de perdas na rede;
- manutenção de trocas contratuais de energia com potência reativa equilibrada;
- compensação de consumidores e melhoria da qualidade de energia, especialmente com grandes flutuações de demanda, como máquinas industriais, usinas de fusão de metais, sistemas ferroviários ou ferroviários;
- compensação de tiristores conversores nas linhas de HVDC;

- melhoria da estabilidade estática ou transitória.

2.3.2 Modelo Básico de SVC

O diagrama do reator controlado por tiristor (TCR) básico para estudos de estabilidade é mostrado na Figura 12. Observa-se a susceptância do reator em função do ângulo de disparo do tiristor e do circuito linearizador usado para compensar a relação não linear entre a susceptância B e o ângulo de condução α .

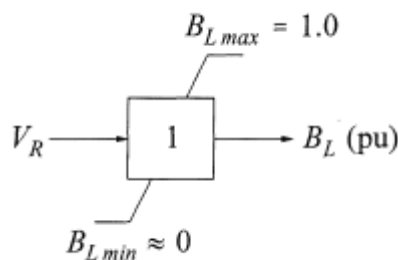
Figura 12 – Diagrama de blocos TCR.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

Os limites mostrados no bloco do circuito de disparo representam os limites do ângulo de condução, que por sua vez determinam os valores-limite de B_L , que em pu (sistema por unidade) o valor máximo de B é 1,0. Normalmente, o valor mínimo de B_L para um TCR é 0,02 pu, porém também pode-se supor que seja zero. O parâmetro T_d é o atraso do terminal de disparo do tiristor, e tem um valor de cerca de 1ms e é normalmente desprezado, tornando $e^{sT_d} = 1,0$. A constante de tempo T_b associada ao controle da sequência de disparo do tiristor tem um valor de cerca de 5 ms, e também pode ser desprezada na maioria dos estudos de estabilidade dinâmica. Se a relação entre α e B for assumida como perfeitamente compensada e T_d e T_b forem negligenciados, o bloco TCR pode ser representado por um ganho unitário com limites, como mostra a Figura 13.(KUNDUR, 1994)

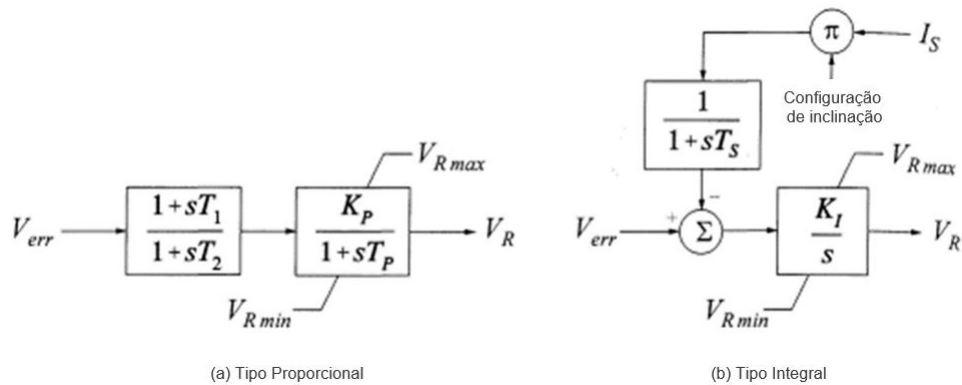
Figura 13 – Diagrama de blocos TCR simplificado.



Fonte: (KUNDUR, 1994).

A Figura 14A apresenta um regulador com o ganho K_p (ganho proporcional) que corresponde a reatância da inclinação X_s da curva característica V-I apresentada na na Figura 10. A constante de tempo T_P geralmente esta em uma faixa de 50 ms a 100 ms. As constantes de tempo T_1 e T_2 representam o representa o processo de medição de tensão. A Figura 14B mostra um regulador de tipo integral, a inclinação da curva característica V-I é obtida através da realimentação da corrente SVC, onde K_I é o ganho integral, T_S é a constante de tempo, V_{err} é a tensão de erro e V_R a tensão de saída do bloco.

Figura 14 – Bloco do regulador de tensão.



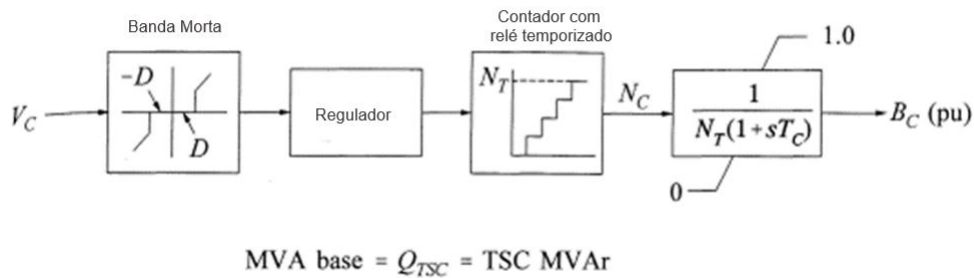
(a) Tipo Proporcional

(b) Tipo Integral

Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

A Figura 15 apresenta um modelo para um capacitor comutado por tiristor (TSC), onde: T_C é a constante de tempo associada ao controle da sequência do tiristor. N_T é o número total de unidades de banco de capacitores comutadas individualmente (supostamente de tamanho igual). N_C é o número de unidades ativadas a qualquer momento. D é a largura de banda morta. V_c é a tensão da barra a qual o modelo está conectado. B_c é a susceptância do modelo.

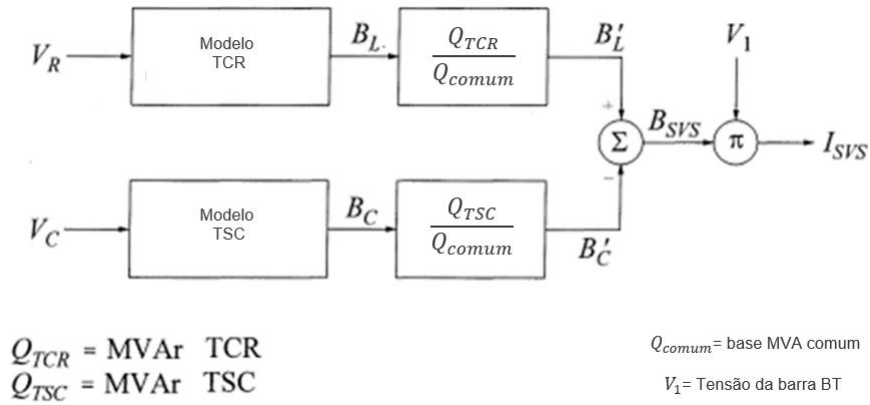
Figura 15 – Diagrama de blocos TSC.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

A combinação dos sistemas TSC e TCR é representada na Figura 16, no qual se a susceptância B_{SVC} for positiva significa que a mesma tem característica indutiva e se o sinal for negativo, B_{SVC} é capacitivo.

Figura 16 – Diagrama de blocos TSC-TCR.

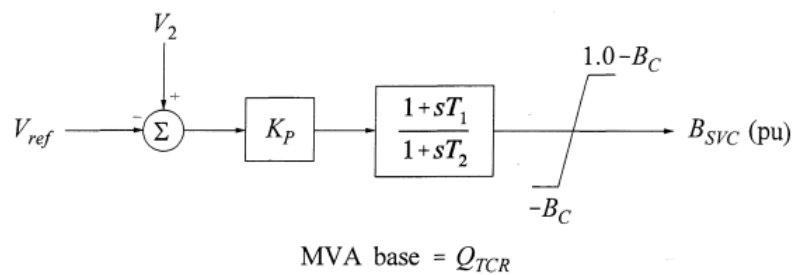


Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

A resposta do TSC pode ser considerada instantânea e o SVS é representado pelo arranjo TCR-FC. Dessa maneira, com um capacitor fixo, não é necessária lógica de comutação e a susceptância B_C tem um valor fixo. (KUNDUR, 1994)

A Figura 9 mostra um modelo simplificado que consiste de TCR e um capacitor fixo, no qual assume-se que este modelo tenha um regulador de tipo proporcional.

Figura 17 – Diagrama de blocos TCR-FC.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

2.3.3 Equacionamento para fluxo de potência

Como visto anteriormente, o SVS pode ser representado como uma susceptância variável. Segundo (ACHA *et al.*, 2004), considerando-se uma barra k e uma tensão na barra V_k , a corrente no I_{SVC} será dada por

$$I_{SVC} = jB_{SVC} \cdot V_k \quad (3)$$

e a potência reativa absorvida pelo SVC, que também é a potência reativa injetada no barramento k (Q_k), é

$$Q_{SVC} = Q_k = -V_k^2 \cdot B_{SVC}. \quad (4)$$

A equação linearizada é dada pela Equação 5, onde a susceptância equivalente B_{SVC} é considerada como a variável de estado:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & Q_k \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta B_{SVC}/B_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (5)$$

No final da iteração (i), a variável B_{SVC} de susceptância ao shunt é atualizada de acordo com:

$$B_{SVC}^{(i)} = B_{SVC}^{(i-1)} + \left(\frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}} \right)^{(i)} \cdot B_{SVC}^{(i-1)} \quad (6)$$

A susceptância variável representa a susceptância total do SVC necessária para manter a magnitude da tensão nodal no valor especificado. Após o cálculo do nível de compensação, o ângulo de disparo do tiristor pode ser calculado. Entretanto, o cálculo adicional requer uma solução iterativa porque a susceptância ao SVC e o ângulo de disparo do tiristor não estão linearmente relacionados. (ACHA *et al.*, 2004)

Um modelo de SVC alternativo, que contorna o processo iterativo adicional, consiste em lidar com o ângulo de disparo α do reator controlado por tiristor (TCR) como uma variável de estado na formulação de fluxo de potência. A variável será designado aqui como α_{SVC} , para distingui-lo do ângulo de tiro TCR usado no modelo TCSC (compensador em série controlado por tiristor). (ACHA *et al.*, 2004)

Conforme (ACHA *et al.*, 2004), a susceptância de sequência positiva do SVC, é dada pela Equação:

$$B_{SVC} = \frac{1}{X_C X_L} \left\{ X_L - \frac{X_C}{\pi} [2(\pi - \alpha_{SVC}) + \sin 2\alpha_{SVC}] \right\} \quad (7)$$

A Equação 7, é usada na Equação 8:

$$Q_k = \frac{-V_k^2}{X_C X_L} \left\{ X_L - \frac{X_C}{\pi} [2(\pi - \alpha_{SVC}) + \sin 2\alpha_{SVC}] \right\} \quad (8)$$

Desse modo, a Equação linearizada, aplicando-se a Equação 8, é dada por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{2V_k^2}{\pi X_L} [\cos(2\alpha_{SVC}) - 1] \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \alpha_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (9)$$

Ao final da iteração (i), a variável de ângulo de disparo α_{SVC} é atualizada conforme:

$$\alpha_{SVC}^{(i)} = \alpha_{SVC}^{(i-1)} + \Delta\alpha_{SVC}^{(i)} \quad (10)$$

2.4 Curvas PV e QV

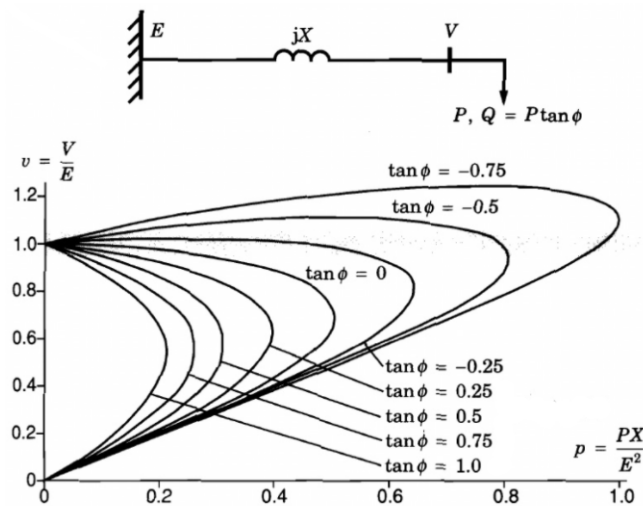
As curvas PV e QV são métodos de análise de regime permanente baseadas no fluxo de potência, utilizados para determinar os limites de capacidade de carregamento de cada barra para a análise conceitual da estabilidade da tensão.

2.4.1 CURVAS PV

O método também é usado para análise de redes de grande porte onde P (potência ativa) é a carga total em uma área e V é a tensão em uma barra crítica ou representativa. P também pode ser a transferência de potência através de uma interface de transmissão ou interconexão. (TAYLOR, 1994)

Na Figura 18 é apresentado um exemplo da curva P-V:

Figura 18 – Curva PV normalizada (em pu) para um acgerador infinito (E) e reatância da rede (X).



Fonte: Adaptado de (TAYLOR, 1994).

Na Figura 18, E é a tensão da barra infinita (fixo), X é a reatância da rede, V é a tensão da barra ao qual a carga com um dado valor de fator de potência $\tan\phi$, potência ativa (P) e reativa (Q) está conectada. Cada curva da Figura 18 corresponde a um dado valor fixo de fator de potência da carga. Desse modo, obtém-se a curva PV, fixando-se o fator de potência da carga e aumentando a potência ativa da carga, sendo que a cada aumento de potência P (em pu) é plotado uma tensão correspondente no eixo V (tensão em pu) .

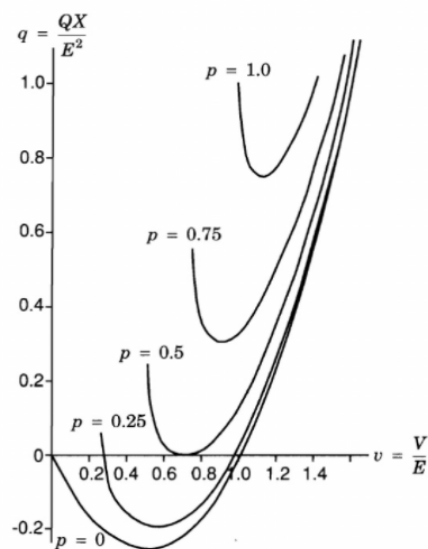
Em um fator de potência mais adiantado (carga capacitiva), a potência máxima transferida é maior. A tensão crítica (correspondente do ponto de máxima potência no eixo V), ou nariz da curva, também é maior. Este é o caso, por exemplo, da curva em que o fator de potência da carga é $\tan\phi = -0,75$, no qual a máxima potência transferida é 1,0 pu e a tensão crítica é aproximadamente 1,0 pu. De forma análoga, a menor potência máxima transferida é o $\tan\phi = 1,0$, no qual o fator de potência é o mais atrasado, isto é, carga tem característica indutiva.

Uma desvantagem deste método, é que a simulação do fluxo de potência será divergente próximo ao nariz ou ponto de potência máxima na curva. Outra desvantagem é que a geração pode não ser aumentada de forma realista conforme a carga é aumentada. (TAYLOR, 1994). Métodos chamados de Métodos da Continuação conseguem contornar esta situação (AJJARAPU, 2007)

2.4.2 CURVAS QV

Outra ferramenta muito utilizada para análise em regime permanente de estabilidade de tensão são as curvas QV. As curvas QV representam a tensão em uma barra de teste ou crítica versus a potência reativa na mesma barra, sendo obtida da seguinte maneira: para um valor constante de p , são monitorados os valores q (Q normalizado) para um dado valor de v . A curva obtida, pode ser observada na Figura 19.

Figura 19 – Curva Q-V normalizada para uma tensão de gerador infinito (E) e reatância da rede (X).



Fonte: Adaptado de (TAYLOR, 1994).

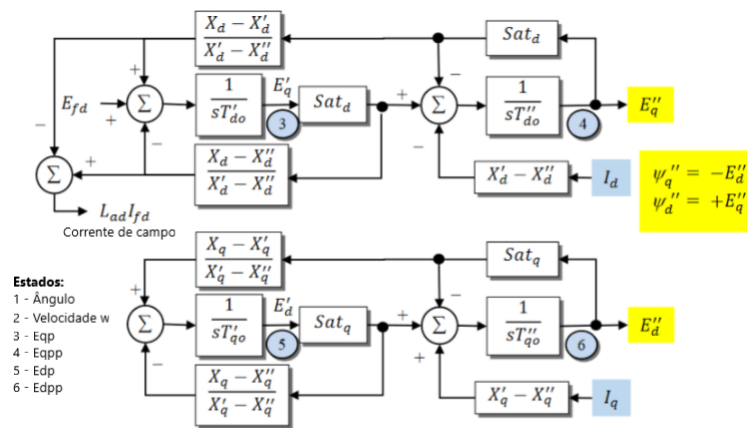
O ponto de operação para um valor fixo de p é o local onde a curva cruza o eixo v . Para ilustrar, por exemplo, os casos em que $p = 0$ pu e $p = 0,25$ pu, o ponto de operação da tensão é aproximadamente 1,0 pu. A margem de potência reativa é a distância em

MVAR do ponto operacional até a parte inferior da curva. Observa-se que a curva $p = 0,75$ pu e $p = 1,0$ pu não possuem ponto de operação, necessitando obrigatoriamente de uma compensação (banco de capacitores ou SVC) para viabilizar o ponto de operação. Em $p = 0,5$ pu não há margem de potência reativa, isto é, está em máximo carregamento, enquanto em $p = 0,0$ pu há a maior margem de potência reativa (caso de menor carregamento).

2.5 Representação das Máquinas Síncronas e seus controladores

O modelo utilizado para representar as máquinas síncronas (geradores e compensadores) é um modelo *built-in* do POWERWORLD® chamado GENTPF. A Figura 20 representa o diagrama de blocos deste modelo. A descrição pode ser encontrada no Manual do POWERWORLD® em (POWERWORLD, 2021).

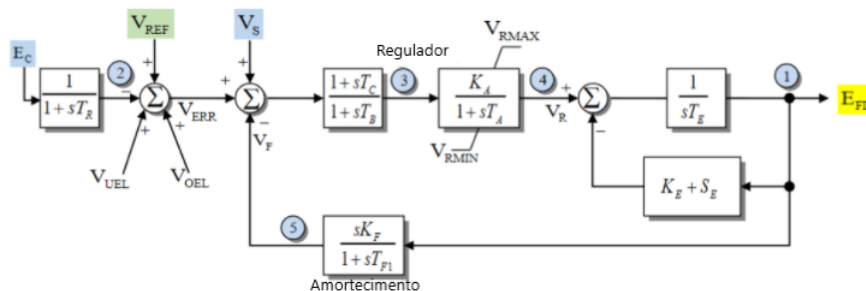
Figura 20 – Diagrama de blocos do modelo GENTPF.



Fonte: Adaptado pela Autora de (POWERWORLD, 2021).

Os reguladores de tensão, na Figura 21 também são modelos *built-in* do POWERWORLD®, chamados de IEEEEX1, e representam o modelo IEEEEDC1. (KUNDUR, 1994)

Figura 21 – Diagrama de blocos do modelo IEEEEX1.

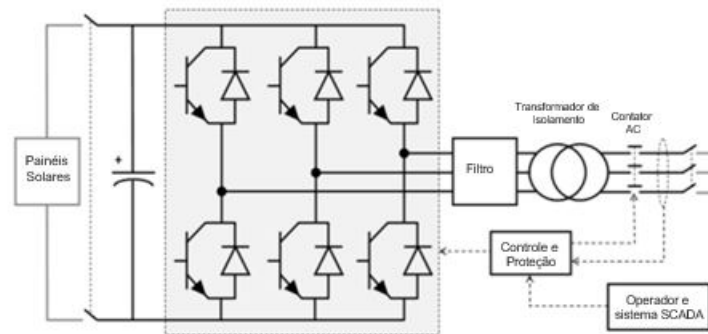


Fonte: Adaptado pela Autora de (POWERWORLD, 2021).

2.6 Representação da Geração Solar em Sistemas de Potência

Diferentemente de gerações convencionais, a interface da geração solar (PV) são inversores conectados aos painéis solares, conforme a Figura 23.

Figura 22 – Topologia comumente encontrada em inversores PV trifásicos em escala de concessionária.



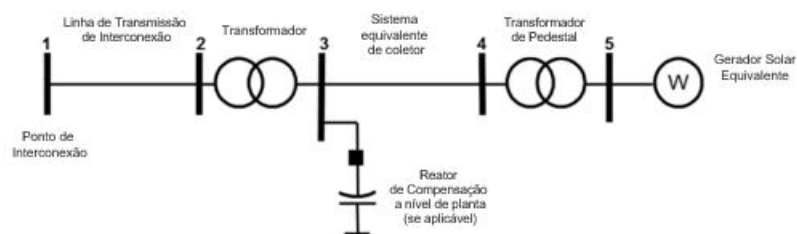
Fonte: Adaptado pela Autora de (FORCE, 2014).

Os inversores são caracterizados por baixa contribuição de corrente de curto-circuito, falta de inércia mecânica, e controles de alta largura de banda (rápidos). Uma função primária dos controles do inversor é fazer o uso mais eficiente da energia disponível produzida pelo painel fotovoltaico, garantindo que a magnitude da corrente AC não exceda os valores do inversor. As plantas fotovoltaicas não têm capacidade inerentes de resposta inercial ou de frequência.

Os modelos dinâmicos genéricos WECC empregados nas simulações do software POWERWORLD[®] assumem que os geradores solares são representados explicitamente no fluxo de energia, representando uma única grande planta ou um agregado de várias plantas menores conectadas a sistemas de distribuição.

De acordo com o (FORCE, 2014), usinas fotovoltaicas devem ser representadas por um sistema simplificado que consiste em um ou mais geradores e transformadores de unidade equivalentes, sistema coletor equivalente, transformador de subestação, e sistema de suporte reativo no nível da planta, se houver. Para a maioria das usinas fotovoltaicas, o modelo equivalente de gerador único mostrado na Figura 23 é adequado para fluxo de potência e simulação dinâmica.

Figura 23 – Representação de fluxo de potência de gerador único equivalente para uma usina fotovoltaica.



Fonte: Adaptado pela Autora de (FORCE, 2014).

3 Modelagem e Simulação no POWERWORLD[©]

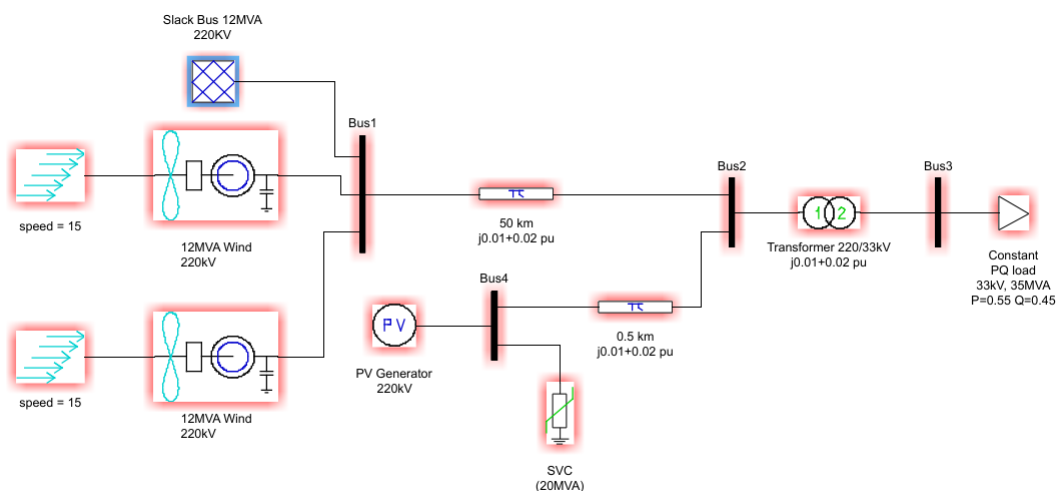
Neste Capítulo são descritos os modelos genéricos WEEC, disponíveis no software POWERWORLD[©], utilizados para as simulações deste trabalho.

Neste Capítulo são apresentadas de forma sintética as principais etapas que foram desenvolvidas para a realização deste trabalho. Serão apresentados os modelos de SVC e geração solar implementados durante as simulações no POWERWORLD[©], o sistema original ao qual estes foram aplicados e as condições ao qual o sistema foi submetido.

3.1 Escolha do Software para Simulação

Foram realizadas buscas de softwares gratuitos para a utilização no objetivo deste trabalho. Dado que o trabalho aborda o problema da estabilidade, transitória e de tensão, o software deveria ter a capacidade de executar, em um mesmo ambiente, fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade, além de oferecer um ambiente amigável de simulação e análise. Inicialmente foram consideradas as seguintes ferramentas: MATLAB[®] PSAT, MATLAB[®] SIMULINK e POWERWORLD[®]. Após um estudo mais aprofundado do software, descartou-se a possibilidade da realização através do software MATLAB[®] PSAT, pois o mesmo não permite a implementação dos modelos dinâmicos descritos em (FORCE, 2011) e (FORCE, 2014) para análise de estabilidade. Na Figura 24 é apresentado, como exemplo, uma simulação no programa referente ao sistema estudado em (BHARTI; DEWANGAN; RAM, 2016).

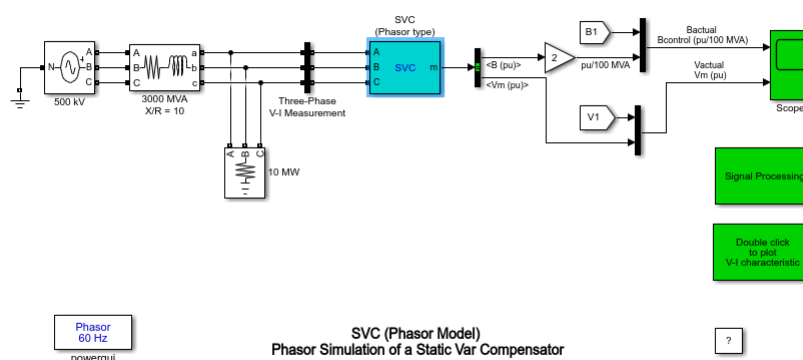
Figura 24 – Ambiente do MATLAB[®] PSAT.



Fonte: Autoria Própria.

Durante as pesquisas bibliográficas haviam diversas implementações com aplicação em ambos MATLAB® SIMULINK e POWERWORLD®. A Figura 25, apresenta um sistema exemplo do MATLAB® SIMULINK para SVC. Como se observa a ferramenta já possui um bloco implementado, porém o mesmo não corresponde aos modelos genéricos estudados nos guias da WECC, de forma que possui apenas um bloco de regulação de tensão conforme apresentado no capítulo de revisão teórica.

Figura 25 – Simulação sistema exemplo MATLAB® SIMULINK.



Fonte: Autoria Própria.

No software POWERWORLD® havia suporte para os modelos já implementados no formato dos guias WECC, enquanto no MATLAB® SIMULINK seria necessário desenvolver cada bloco que compõe os modelos, dificultando uma futura implementação em um sistema modelo IEEE 14 barras. Desta forma, devido à interface amigável, a implementação de modelos e valores típicos presentes em guias da WECC optou-se por desenvolver o trabalho no software POWERWORLD®.

3.2 Levantamento de Modelos da Literatura

Foram realizadas pesquisas bibliográficas de modelos utilizados para representar usinas fotovoltaicas e equipamentos SVC. A escolha dos modelos foi direcionada para aqueles que possuíam modelos implementados no POWERWORLD®. Escolheram-se os modelos genéricos da WECC descritos em (FORCE, 2011) para o modelo de SVC e (FORCE, 2014) para geração fotovoltaica. Além da disponibilidade dos modelos na ferramenta escolhida, os modelos são amplamente estudados em artigos e validados através de medidas reais conforme pode-se verificar em: (TIKAR *et al.*, 2017), (SODE-YOME; MITHULANANTHAN, 2004), (POURBEIK; STEFOPOULOS, 2014), (NOROOZIAN *et al.*, 2003), (PARENTE, 2018), (CLARK; WALLING; MILLER, 2011), (SONI, 2014), (LAMMERT *et al.*, 2016) e (EGUIA *et al.*, 2015).

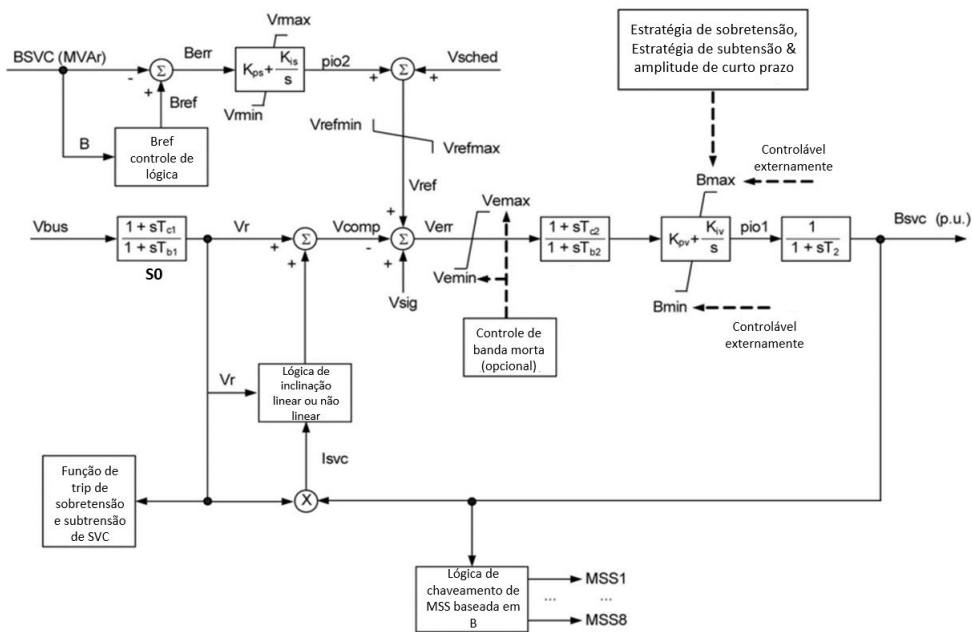
3.3 Modelagem dos Dispositivos no POWERWORLD©.

A seguir são detalhados os modelos genéricos WECC desenvolvidos nos guias (FORCE, 2011) para SVC e (FORCE, 2014) para usinas fotovoltaicas.

3.3.1 Modelo WECC de SVC para estudos de estabilidade

Para os estudos de estabilidade utilizou-se o modelo SVSMO1 disponível no POWERWORLD© e desenvolvidos pelo Western Electricity Coordinating Council (WECC), para representar o dispositivo SVC para fluxo de potência e simulações de estabilidade no domínio do tempo. A Figura 26 apresenta em detalhes o modelo, que é uma representação genérica de um sistema SVC. Os blocos de (KUNDUR, 1994), apresentados anteriormente no capítulo de revisão teórica, estão representados no modelo WECC. Além dessas funcionalidades básicas, o modelo implementa outras funcionalidades adicionais, as quais são descritas a seguir.

Figura 26 – Diagrama esquemático do modelo SVSMO1.



Fonte: Adaptado pela autora de (POWERWORLD, 2021).

De acordo com (FORCE, 2011) o modelo possui as seguintes funcionalidades implementadas:

1. **Ciclo de regulação de tensão primária proporcional-integral:** O K_{pv} e K_{iv} são o ganho proporcional e integral do controle. O ganho proporcional do regulador proporcional e integral (PI) normalmente tem um impacto negativo em quaisquer oscilações ao longo da faixa de frequência, o qual terá um efeito negativo nas

oscilações de frequência mais altas, enquanto que o ganho de um regulador de integração reduzirá rapidamente com o aumento da frequência.

2. **Bloco de avanço / atraso para medição de tensão:** O bloco com constantes de tempo T_{c_1} / T_{b_1} representa o processo de medição de tensão.
3. **Bloco de avanço / atraso para redução de ganho transiente:** O bloco com constantes de tempo T_{c_2} / T_{b_2} pode ser usado para introduzir redução de ganho transiente ou simplesmente para experimentar o impacto da resposta SVC no amortecimento durante a fase de compensação de avanço. Normalmente, não é usado.
4. **Bloco de Atraso (T2):** Representa o atraso no circuito de disparo do SVC.
5. **Os Limites de Susceptância SVC:** Os limites de susceptância, parâmetros B_{max} e B_{min} , são controlados externamente pelo usuário.
6. **Regulador de Susceptância Lenta:** O regulador PI K_{ps} / K_{is} é o regulador de susceptância lento que regula lentamente a tensão de referência do SVC entre os valores de v_{refmax} e v_{refmin} para manter o estado estacionário da saída do SVC dentro da largura de banda de B_{scs} / B_{sis} .
7. **Estratégia de controle de sobretensão / subtensão:** A seguinte estratégia de subtensão é implementada: Se a tensão do barramento SVC for menor que um determinado valor (parâmetro UV_1), a susceptância do SVC será limitada a um valor definido (parâmetro $UVSB_{max}$), que pode ser tipicamente os bancos de filtros fixos ou saída zero.
 - Se a tensão retornar em menos de um atraso de tempo definido (parâmetro UV_{tm1}), então o SVC continuará a operação normal.
 - Se a tensão retornar em um período de tempo maior do que UV_{tm1} (normalmente, segundos), então haverá um pequeno atraso associado ao PLL para ressincronizar o SVC para que ele possa retomar operação normal. Este atraso (normalmente em torno de 100 a 150 ms) é representado pelo parâmetro $PLLdelay$.

Se a tensão cair abaixo de um nível de tensão mais severo (parâmetro UV_2), por exemplo, $UV_2 = 0,3$ pu, então o SVC é forçado ao seu limite indutivo para evitar uma sobretensão quando a tensão do sistema for restaurada. Durante condições de sobretensão, onde a tensão do barramento SVC excede um determinado nível (parâmetro OV_1), a saída SVC é forçada ao seu limite indutivo imediatamente. Esta é a estratégia de sobretensão.

8. **Proteção contra sobretensão / subtensão:** Para proteger o equipamento SVC de sobretensão prolongada ou condições de subtensão, o SVC desarmará após um

dado atraso de tempo definido. O modelo inclui recursos que tentam emular este comportamento. A lógica é a seguinte: Se a tensão do terminal SVC for abaixo de UVT por mais de UV_{tm2} segundos, o status do modelo SVC é definido como zero (“trip” do SVC). Se a tensão do terminal exceder OV_1 (ou OV_2) para mais do que OV_{tm1} (ou OV_{tm2}) segundos, o SVC irá desarmar (OV_1 é o mesmo parâmetro usado acima na estratégia de controle de sobretensão).

9. **Amplitude nominal de tensão de curto prazo:** A magnitude de curto prazo é modelada (ou seja, o resultado do SVC pode exceder seu valor contínuo até um determinado valor por um curto período de tempo). Isso é modelado pelos parâmetros B_{shrt} e T_{shrt} . Ou seja, a saída capacitiva do SVC pode ir para B_{shrt} por até T_{shrt} segundos.
10. **Controle de banda morta opcional:** O controle de banda morta, regulador de susceptância lenta e queda não linear são todos destinados ao mesmo propósito: manter o SVC em um estado estável de saída baixa quando a tensão do sistema está dentro de uma determinada largura de banda. Para uma resposta de controle estável e adequada em simulações, o uso de qualquer combinação de controle de banda morta, regulação de susceptância lenta e inclinação / queda não linear é altamente desencorajada. Apenas um dos três deve ser usado. O modelo verifica essas condições durante a inicialização e não permite o uso de combinações desses controles.

O controlador de banda morta, conforme implementado no modelo, não pretende necessariamente representar a estratégia de controle exata, mas sim ser uma representação genérica de controle de banda morta. A tensão de referência do SVC é considerada como a tensão programada no barramento do fluxo de energia. V_{dbd1} define a zona morta em torno desta tensão.

11. **Inclinação linear e não linear:** Se o parâmetro $flag_2$ for definido como 0, então uma inclinação linear no valor de $Xc1$ é assumida, como é típico na maioria dos projetos. Essa inclinação é a razão da mudança de tensão à mudança atual sobre a faixa de controle definida do dispositivo. Por exemplo, se uma mudança de tensão de 3% for permitida em toda a faixa de controle de um SVC, e o SVC é classificado como + 200 / -100 Mvar e assumimos um sistema de base MVA de 100 MVA, então a inclinação é $Xc = 0,03 / 3 = 0,01$ pu na base de 100 MVA.

Alternativamente, definindo $flag_2$ para 1, pode-se usar um três constantes ($Xc1$, $Xc2$ e $Xc3$) por partes com configuração de inclinação linear. Isso pode ser usado para tornar o SVC não responsivo em uma dada largura de banda, semelhante ao controle de banda morta.

12. **Lógica MSS:** A lógica MSS é implementada, permitindo a comutação MSS automatizada com base na saída SVC VAR. Dois limites (normalmente, um para comutação

rápida e outro para comutação lenta) são implementados com diferentes atrasos na comutação (parâmetros B_{scs} , B_{lcs} , B_{sis} , B_{lis} , $Tdelay_1$, $Tdelay_2$). O tempo de descarga do MSS também pode ser definido (ou seja, o tempo que o MSS deve ser desligado antes de poder ser ligado novamente, isso se aplica apenas a shunt capacitores - parâmetro T_{out}). O atraso do disjuntor MSS também é modelado (parâmetro T_{mssbrk}).

O modelo utilizado para as simulações, o qual foi validado conforme (FORCE, 2011) possui lógica de inclinação linear e emprega os blocos de estratégia e proteção para sobre e subtensão, os valores utilizados são de acordo com os valores típicos recomendados em (FORCE, 2011). Desse modo, conforme o modelo de validação (FORCE, 2011), não são aplicados os blocos de lógica de comutação de capacitor (MSS), amplitude de tensão de curto prazo, controle de banda morte e regulador de suscetibilidade lenta. Também não se aplica o bloco de avanço / atraso para redução de ganho transiente, indicado com o número S0 da Figura 26. Na Tabela 8 do Anexo B são apresentadas as variáveis correspondentes a Figura 26 e os valores utilizados típicos utilizados.

3.3.2 Modelo WECC de geração solar para estudos de estabilidade

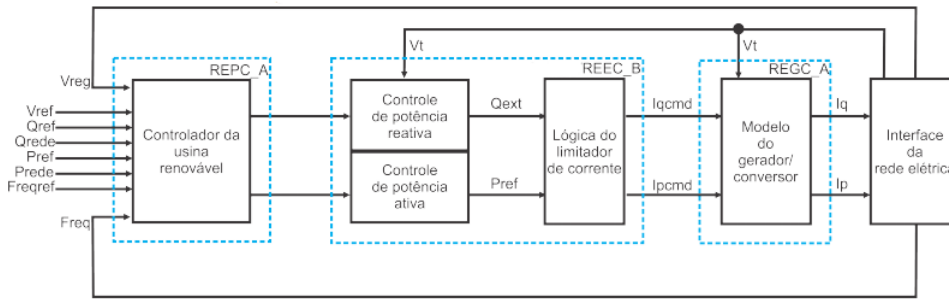
A estrutura de uma planta solar é apresentada na Figura 27, que consiste nos módulos: REPC_A, REEC_B e REGC_A.

O módulo **REGC_A** representa o **modelo do gerador/conversor** responsável por processar o comando de corrente real e reativa, e saídas de injeção de corrente ativa e reativa no modelo de rede. (FORCE, 2014).

O módulo **REEC_B** é utilizado para representar os **controles elétricos dos inversores**, atuando na referência de potência ativa e reativa do módulo REPC_A, com realimentação do terminal tensão e saída de energia do gerador, e fornecendo comandos de corrente ativa e reativa para o módulo REGC_A. (FORCE, 2014).

O modelo **REPC_A** é uma etapa opcional que processa tensão e saída de potência reativa para emular o controle de volt / var no nível da planta, representando o **sistema controlador da usina**. Ele também processa frequência e saída de potência ativa para emular o controle de potência ativa. Este módulo fornece comando de potência reativa e ativa para o módulo REEC_B. (FORCE, 2014).

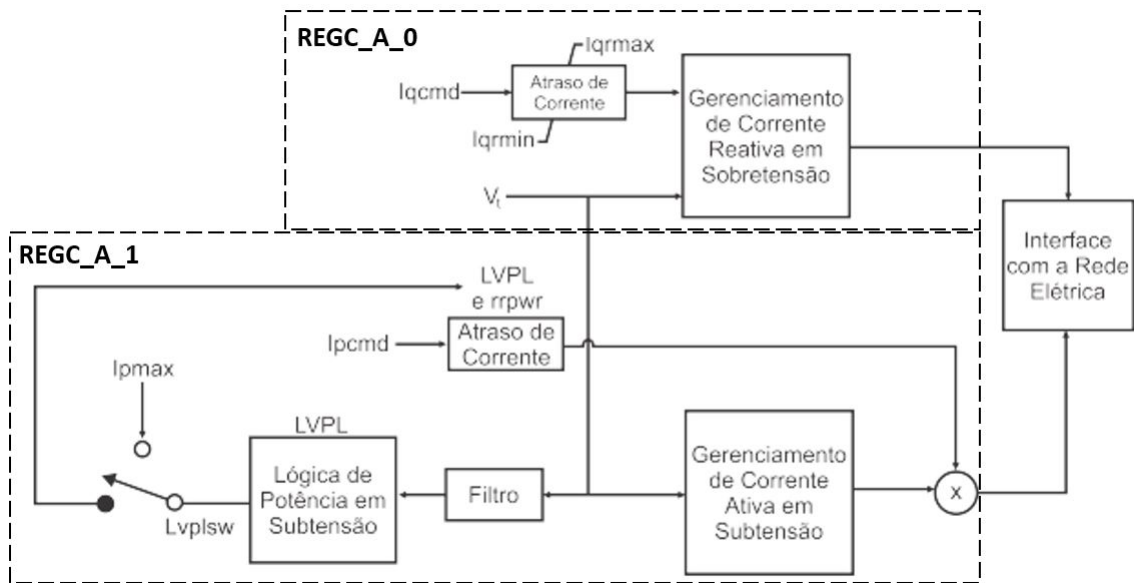
Figura 27 – Diagrama esquemático do modelo de uma planta solar.



Fonte: Adaptado pela autora de (PARENTE, 2018).

Para os estudos de estabilidade, neste trabalho, são utilizados os modelos REGC_A e REEC_B disponíveis no software POWERWORLD®, o módulo de REPC_A não será aplicado nas implementações deste trabalho. A Figura 28 apresenta de forma detalhada o modelo REGC_A.

Figura 28 – Diagrama esquemático do modelo REGC_A.



Fonte: Adaptado pela autora de (PARENTE, 2018).

O modelo REGC_A incorpora um regulador de corrente que injeta componentes ativa e reativo da corrente do inversor na rede externa necessária pela rede, em resposta para comandos de corrente ativa (I_{pcmd}) e reativa (I_{qcmd}) determinado pelo modelo de controle elétrico (REEC_B). Os filtros passa-baixa nos sinais de comando de entrada são aproximações simples para o sistema de controle eletrônico complexo e rápido. Este pequeno atraso (T_{ftr} e T_g 0,02 segundos) fornece uma representação razoável no intervalo de tempo de interesse. (CLARK; WALLING; MILLER, 2011).

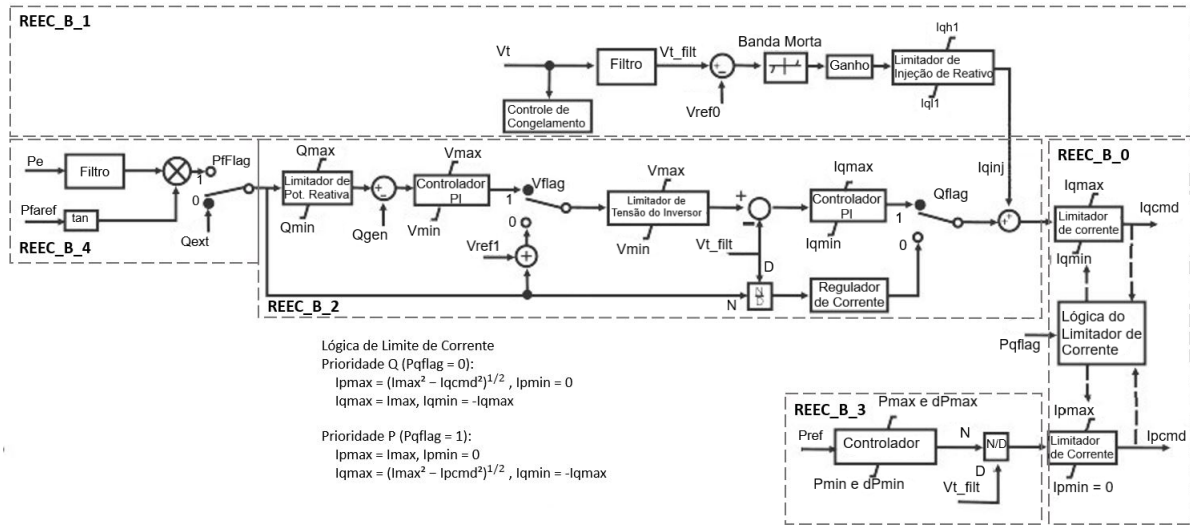
O modelo apresentado na Figura 28 foi estruturado conforme as seguintes funcionalidades: **REGC A_0** e **REGC A_1**. (LAMMERT *et al.*, 2016).

- **REGC A_0**: Região de sobretensão que permite o gerenciamento de corrente reativa durante eventos de alta tensão.
- **REGC A_1**: Região de subtensão ativa que permite o gerenciamento de corrente ativa durante eventos de baixa tensão para emular a resposta do circuito de bloqueio de fase do inversor (PLL) durante quedas de tensão, e lógica de energia durante eventos de baixa tensão para permitir uma resposta controlada da corrente ativa durante e imediatamente após quedas de tensão.

A Tabela 4 do Anexo A apresenta parâmetros utilizados durante as simulações para o modelo **REGC_A**, da Figura 28. A Tabela 5 do Anexo A descreve as variáveis do modelo **REGC_A**, da Figura 28.

A Figura 29 apresenta de forma detalhada o **modelo REEC_B**. O subsistema de controle de potência ativa fornece o comando de corrente ativa para o modelo de injeção de corrente. O comando de corrente ativa está sujeito à limitação de corrente, com prioridade selecionável pelo usuário entre a corrente ativa e reativa. O comando de corrente ativa é derivado de uma referência potência ativa e a tensão do terminal do inversor determinada na solução de rede. A referência potência ativa é a potência ativa inicial do caso de fluxo de potência resolvido, ou, no caso em que o modelo do controlador da planta (**REPC_A**) está incluído, a partir do controlador da planta. A potência reativa do subsistema de controle fornece o comando de corrente reativa para o modelo de injeção de corrente. O comando de corrente reativa está sujeito à limitação de corrente, com prioridade selecionável pelo usuário entre corrente ativa e reativa. (FORCE, 2014).

Figura 29 – Diagrama esquemático do modelo REEC_B.



Fonte: Adaptado pela autora de (PARENTE, 2018).

O modelo apresentado na Figura 29 foi estruturado conforme as seguintes funcionalidades: **REEC_B_0**, **REEC_B_1**, **REEC_B_2**, **REEC_B_3** e **REEC_B_4**. (LAMMERT *et al.*, 2016).

- **REEC_B_0:** a lógica de limite de corrente fornece prioridade de potência reativa ou ativa, que pode ser definida pelo limite de corrente lógica. De modo que quando $Pqflag = 0$, a prioridade é de potência reativa e quando $Pqflag = 1$, a prioridade é de potência ativa, conforme a lógica apresentada na Figura 29.
- **REEC_B_1:** Controle de “*fault ride-through*” isto é, a capacidade dos conversores de permanecerem operando em curtos períodos em que a tensão da rede é mais baixa ou por meio de uma falha (queda de tensão), oferecendo injeção de corrente reativa para controle da tensão terminal.
- **REEC_B_2:** O controle Q/V ativa o controle de energia reativa por um laço de alimentação linear ou dois laços PI, que permitem o controle local de tensão ou coordenação local Q/V.
- **REEC_B_3:** Fornece uma potência ativa referência, que é passada por um filtro passa-baixa de primeira ordem com limite superior, inferior de “*anti-windup*” e de rampa, dividido pela tensão filtrada.
- **REEC_B_4:** Fornece um fator de potência constante, com base no fator de potência do inversor no caso de fluxo de potência resolvido.

A Tabela 6 do ANEXO A apresenta parâmetros de entrada utilizados durante as simulações para o modelo REEC_B, da Figura 29. Há várias possibilidades de combinações

dos módulos a partir da determinação adequada de alguns parâmetros para uma finalidade desejada. Seguindo a simulação de validação de (FORCE, 2014), neste trabalho é aplicada a estratégia de controle local V/Q coordenado, com prioridade de potência reativa (Pqflag=0). A Tabela 1, apresenta as funcionalidades disponíveis, módulos necessários e os valores de estado dos parâmetros aplicados.

Tabela 1 – Opções de controle de energia reativa.

Funcionalidade	Modelos necessários	PfFlag	Vflag	Qflag
Controle de PF local constante	REEC_B	1	N/A	0
Controle Q local constante	REEC_B	0	N/A	0
Controle V local (terminais de geração)	REEC_B	0	0	1
Controle V / Q coordenado local	REEC_B	0	1	1

Fonte: Adaptado de (FORCE, 2014).

3.4 Simulação no POWERWORLD[©]

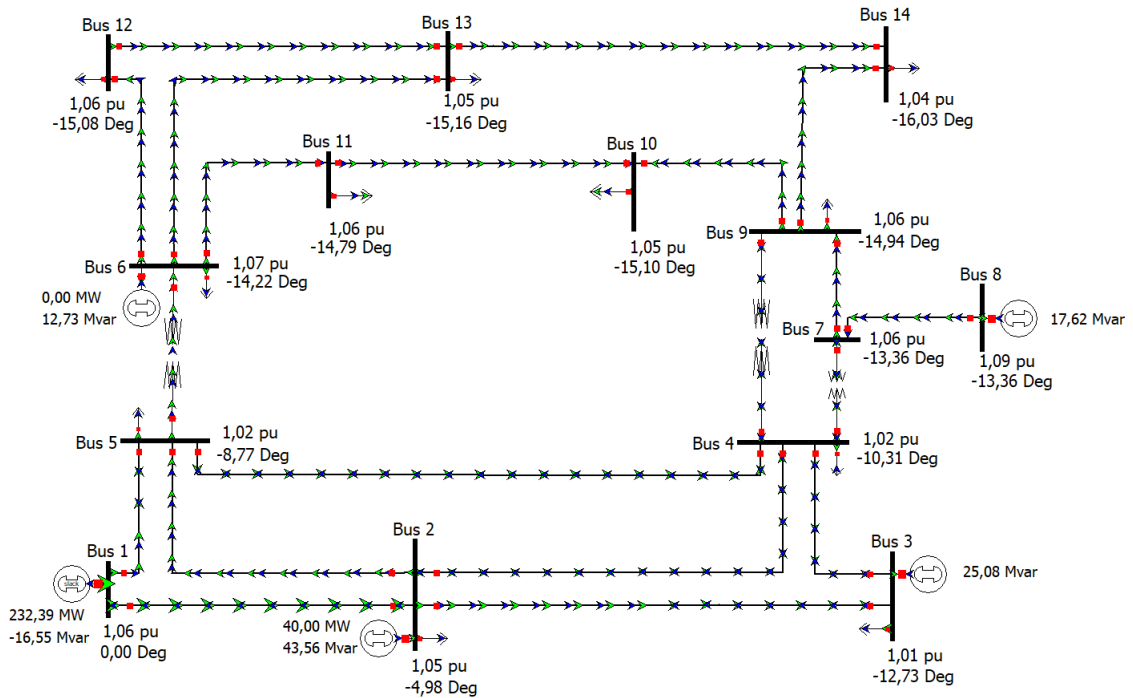
3.4.1 Sistema Teste

Para permitir os estudos de estabilidade deste trabalho, foi escolhido o sistema teste IEEE 14 barras. Este sistema é amplamente utilizado na literatura para estudos de fluxo de potência e estabilidade. Detalhes da modelagem estática e dinâmica do sistema IEEE 14 podem ser encontrados na referência (IYAMBO; TZONEVA, 2007).

O sistema IEEE 14 barras modelado no POWERWORLD[©] ao qual os modelos genéricos da WECC foram implementados é apresentado na Figura 30.

As setas em verde na figura representam o sentido do fluxo de potência ativa enquanto as setas em azul representam o sentido do fluxo de potência reativa, para as condições do caso base. A barra 1 é a barra infinita do sistema, as barras 3, 6 e 8 são compensadores síncronos e na barra 2 há um gerador. Os demais valores como potência reativa e ativa das cargas, impedâncias de linhas, impedâncias de transformadores e valores dos modelos dos geradores e respectivos reguladores encontram-se no Anexo C.

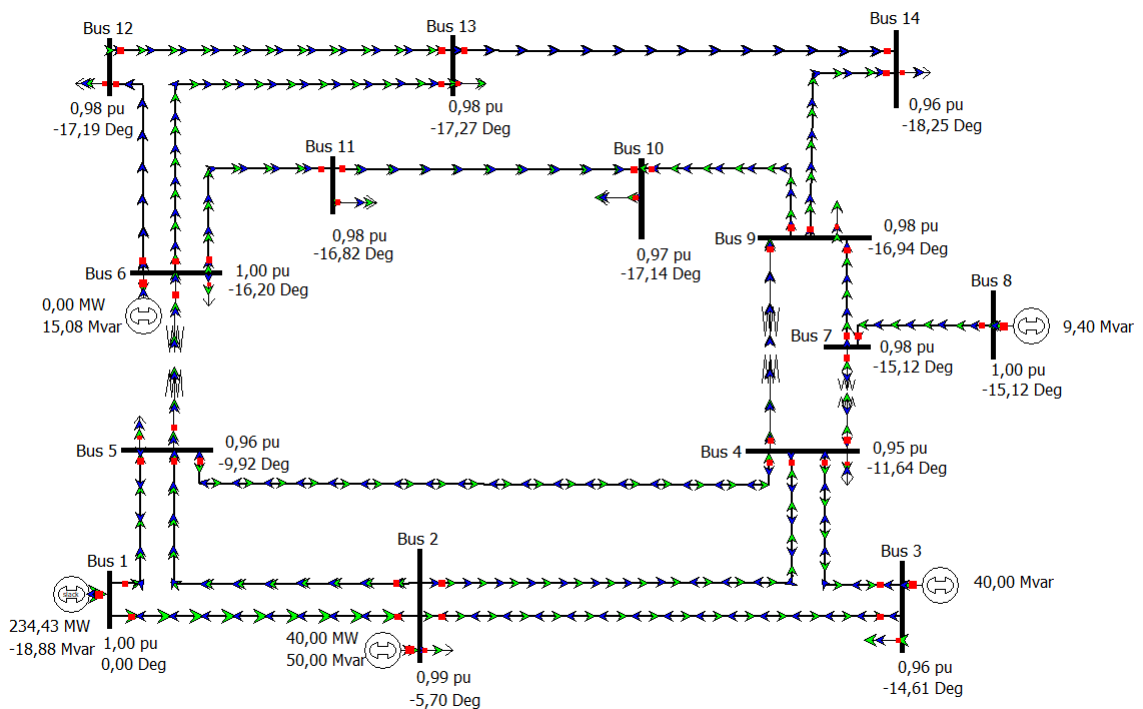
Figura 30 – Sistema IEEE 14 barras.



Fonte: Autoria Própria.

A primeira alteração do sistema apresentado foi uma modificação na tensão *target* das barras que estavam acima de 1,0 pu. A Figura 31 apresenta o sistema a solução do fluxo de potência após esta modificação, observa-se que o nível de tensão foi reduzido.

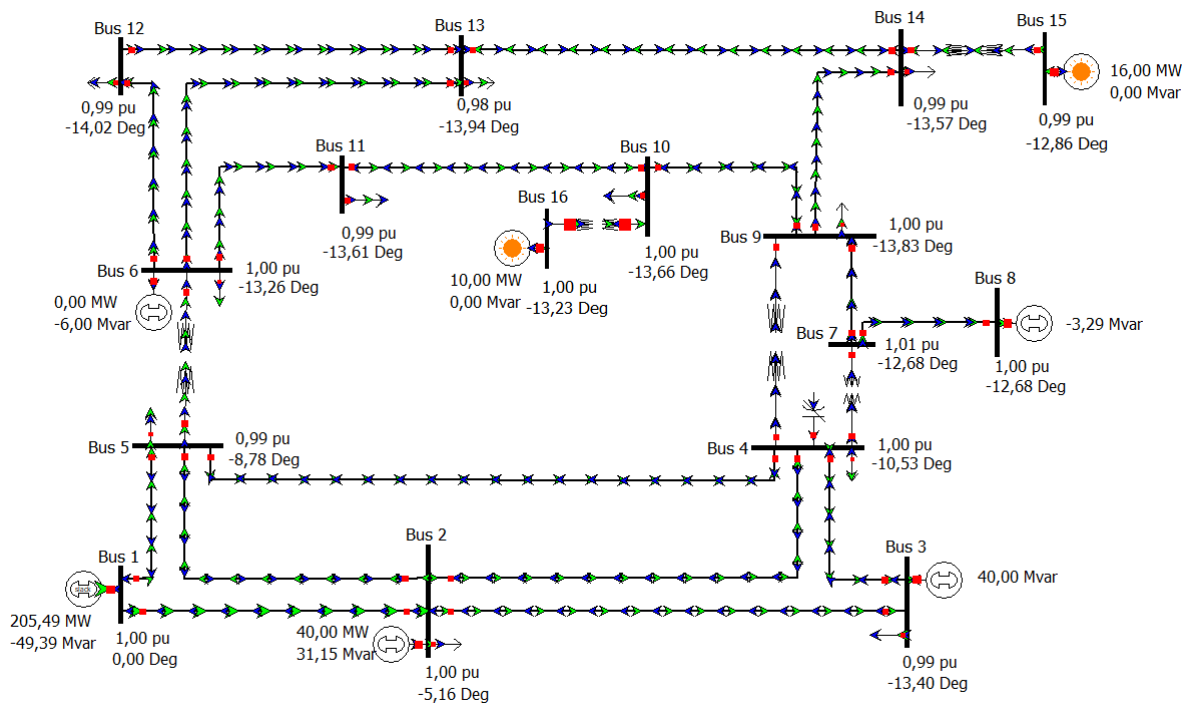
Figura 31 – Sistema IEEE 14 barras após modificações.



Fonte: Autoria Própria.

Posteriormente escolheram-se as barras 10 e 14 para conexão das usinas solares, sendo o SVC posicionado na barra 4 com o objetivo de aumentar o nível da tensão das áreas adjacentes a esta barra. A Figura 32 apresenta o sistema com todas as modificações realizadas.

Figura 32 – Sistema IEEE 14 barras com geração solar e SVC.



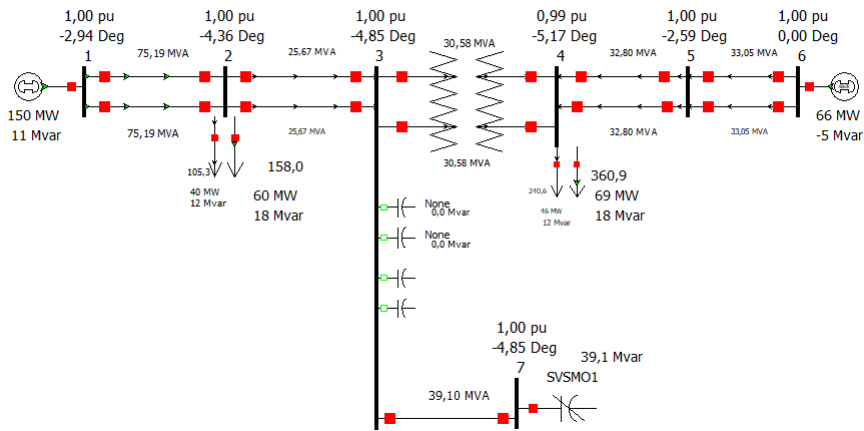
Fonte: Autoria Própria.

Para as simulações de eventos utilizou-se a ferramenta de análise de estabilidade de transitórias disponível no software.

3.4.2 Validação dos Modelos no POWERWORLD®.

O modelo genérico de SVC foi validado conforme o caso exemplo no guia (FORCE, 2011), a Figura 33 apresenta o caso simulado. Destaca-se que todos os valores necessários para as simulações de validação se encontram em (FORCE, 2011) e (FORCE, 2014).

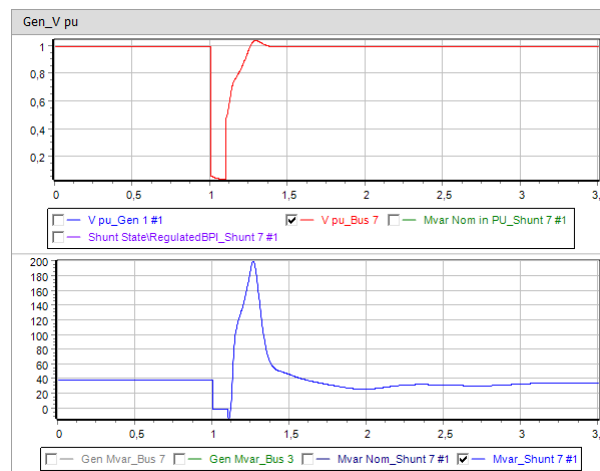
Figura 33 – Sistema de validação SVC no POWERWORLD®.



Fonte: Autoria Própria.

A Figura 33, apresenta o resultado de um evento de curto-circuito trifásico na Barra 2 em 1s. Em 1,1 s o curto-circuito é eliminado e a uma das linhas entre as barras 2 e 3 é aberta.

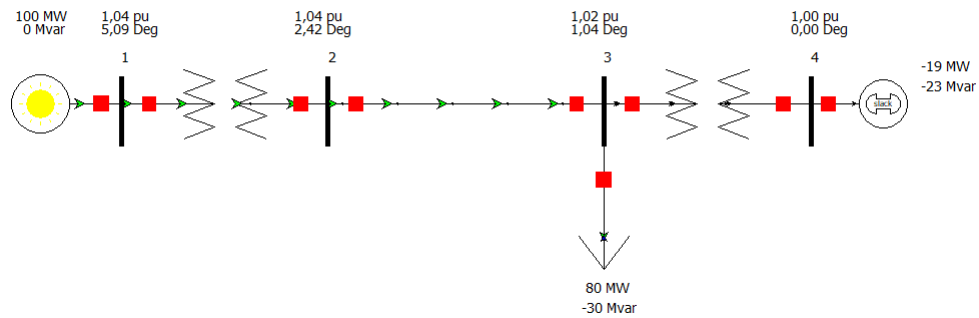
Figura 34 – Curto-circuito trifásico na Barra 2.



Fonte: Autoria Própria.

O modelo genérico de usina fotovoltaica foi validado conforme o caso exemplo no guia (FORCE, 2014). A Figura 35 apresenta o caso simulado.

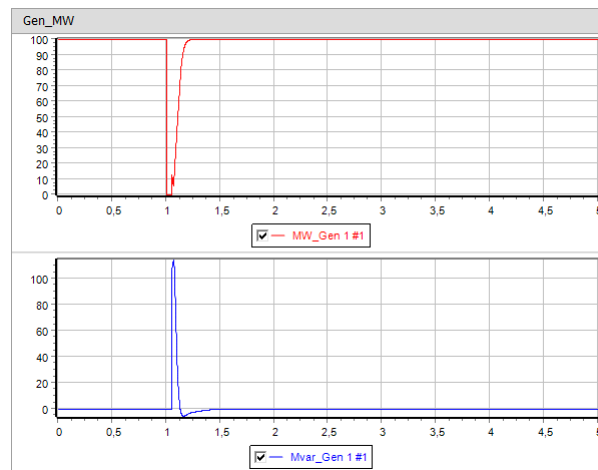
Figura 35 – Sistema de validação usina solar no POWERWORLD®.



Fonte: Autoria Própria.

A Figura 35, apresenta o resultado de um evento de curto-circuito trifásico na barra 2 em 1,0 s e em 1,05 s o curto-circuito é eliminado.

Figura 36 – Curto-circuito trifásico na Barra 2.



Fonte: Autoria Própria.

Comparando-se os resultados obtidos de ambas as simulações de validação com os guias (FORCE, 2011) e (FORCE, 2014) conclui-se que o modelo disponível no POWERWORLD® está adequado para representação dos modelos genéricos apresentados nos guias WECC.

4 Resultados e Análises

Neste capítulo são apresentadas as simulações e análises realizadas no sistema teste IEEE 14 barras. A configuração original do sistema IEEE 14 barras foi modificada para incluir 2 usinas solar fotovoltaica e um compensador estático de reativos.

4.1 Simulações e Análises

A seguir são apresentados os casos que foram simulados no sistema IEEE 14 barras modificado para avaliar o comportamento da estabilidade transitória e de tensão. A lista a seguir apresenta, de forma resumida, os casos simulados. Os casos simulados são:

- *Fluxo de potência: Carregamento normal*
 - Sistema sem SVC
 - Sistema com SVC na barra 4
 - Sistema com SVC na barra 9

- *Eventos de Curto-circuitos:*
 - Sistema sem SVC.
 - Sistema com SVC na barra 4
 - Sistema com SVC na barra 9
 - Substituição do compensador síncrono da barra 8 por SVC
 - Perda dos geradores solares sem SVC
 - Perda dos geradores solares com SVC na barra 9

Para cada caso simulado, é gerado um conjunto de gráficos de variáveis que serão monitoradas para avaliar o comportamento da estabilidade do sistema:

- Tensão e frequência barra 15 e 16
- Potência ativa na barra 15 e 16
- Tensão e frequência nos geradores (compensadores)
- Potência ativa e reativa nos geradores (compensadores)
- Ângulo dos geradores (compensadores)

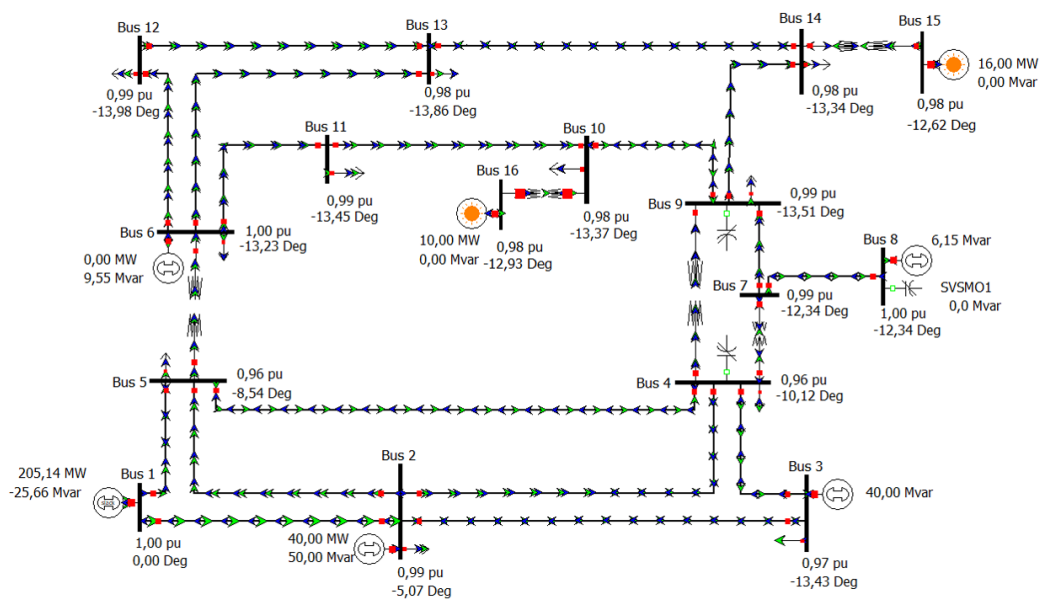
- Variáveis nas barras de conexão do SVC (Tensão e Potência Reativa)
- Curva PV
- Curva QV

Todos os eventos são curtos circuitos trifásicos francos e são extintos 0,1 s após a ocorrência. São localizados na barra selecionada, a barra 9, devido à maior proximidade aos geradores fotovoltaicos. Os gráficos dos parâmetros monitorados de cada caso, os quais não são comentados, estão disponíveis no Anexo D.

4.2 Caso 1: Fluxo de potência

Neste caso, analisou-se apenas o efeito do SVC no fluxo de potência quando aplicado em diferentes locais do sistema, cujos resultados são apresentados nas Figuras 37, 38 e 39.

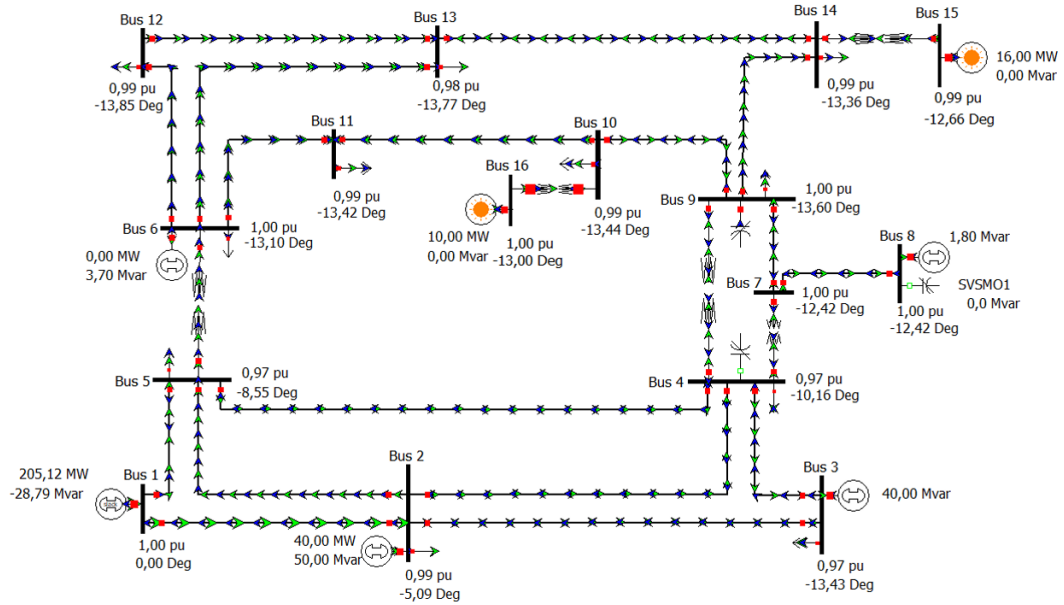
Figura 37 – Fluxo de Potência sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

Observa-se na Figura 37 que as barras com o menor nível de tensão são as barras 3, 4 e 5.

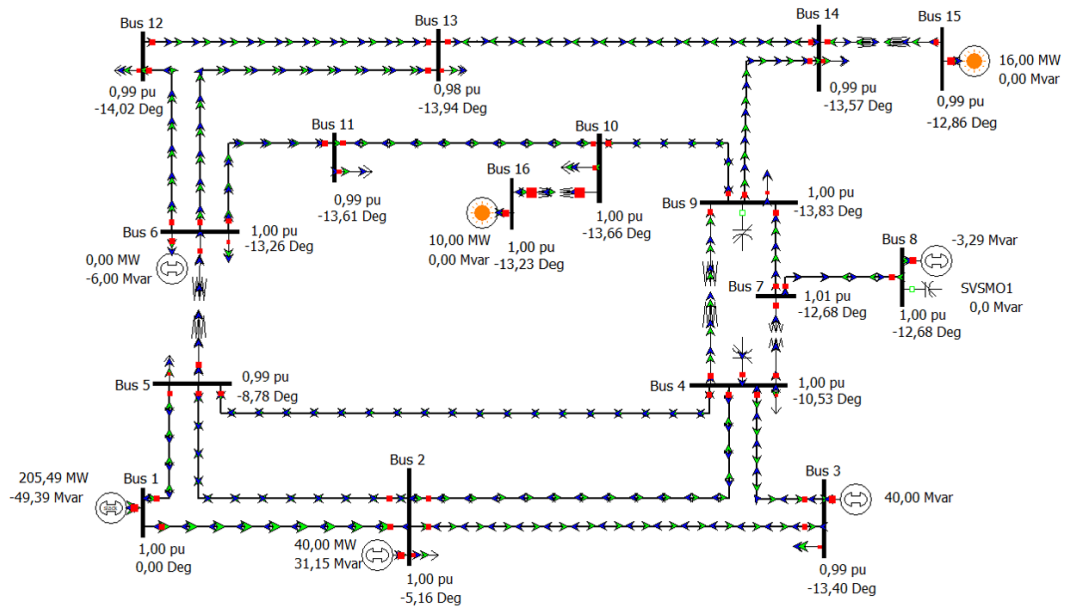
Figura 38 – Fluxo de Potência com SVC na Barra 9.



Fonte: Autoria Própria.

Ao posicionar o SVC na barra 9, como indicado na Figura 37 os níveis de tensão em geral do sistema apresentam uma melhoria, no qual as barras próximas da barra 9 alcançam 1,0 pu de tensão. As barras 3, 4 e 5, continuam apresentando o menor nível de tensão, de 0,97 pu.

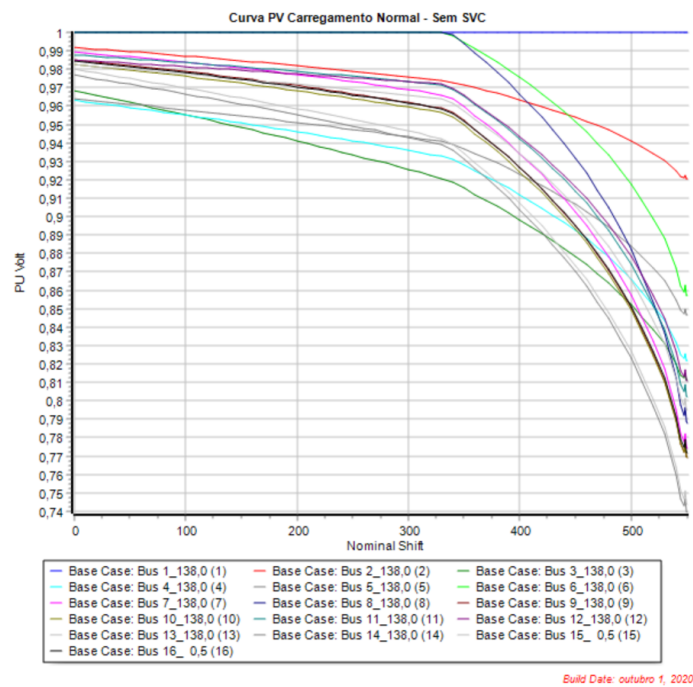
Figura 39 – Fluxo de Potência com SVC na Barra 4.



Fonte: Autoria Própria.

Ao posicionar o SVC na barra 8 como indicado na Figura 37 os níveis de tensão mantiveram-se próximos de 1,0 pu. As barras 3, 4 e 5, que anteriormente apresentavam os níveis mais baixos de tensão, obtiveram uma melhora significativa ao manter a tensão em aproximadamente 1,0 pu. A próxima análise foi traçar as curvas PV e QV das barras do sistema, para o caso base sem SVC, a fim de manter um caso de referência para as futuras análises. Cada curva PV e QV plotada representa um caso isolado de carga injetada por barra.

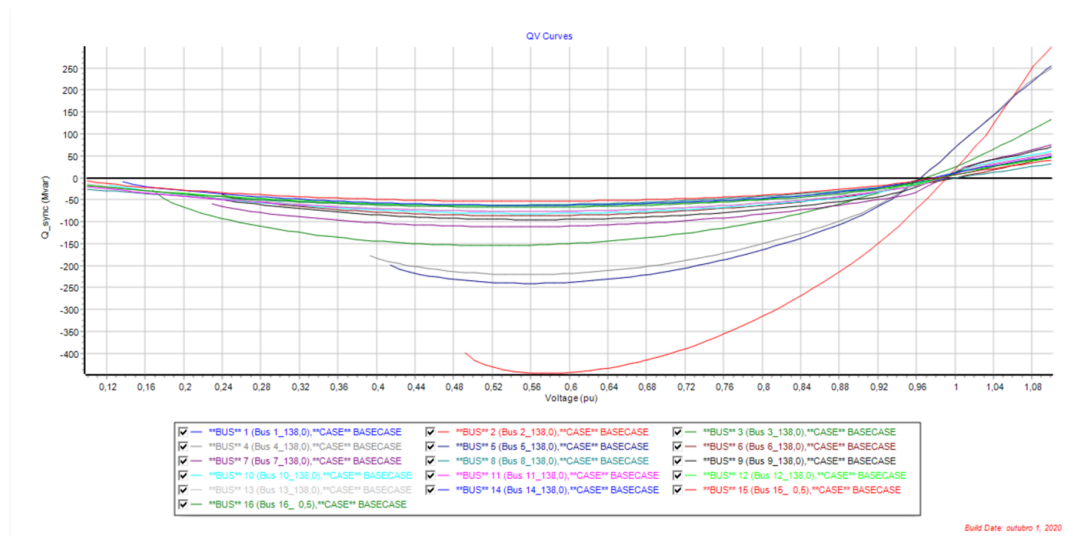
Figura 40 – Curva PV com carregamento normal sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 40 as barras atingem o nariz da curva (*nose point*) em aproximadamente 550 MW. A curva da barra 2 (vermelho) atinge a máxima potência transferida em aproximadamente 0,92 pu de tensão, sendo a barra com menor característica reativa indutiva, isto é, a barra 2 é a que permite ao maior carregamento de potência ativa com o maior nível de tensão que as outras barras. Enquanto a barra 15 (cinza) possui a maior característica reativa indutiva com o nariz da curva em 0,74 pu de tensão, isto é permite o máximo carregamento em uma tensão baixa, o qual não seria possível operar em uma situação real.

Figura 41 – Curva QV com carregamento normal sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

Nas curvas QV, Figura 41, observa-se que há vários pontos de operação abaixo de 1,0 pu, sendo a barra 5 a curva com o ponto de operação mais distante de 1,0 pu. A maior margem de potência reativa encontra-se na barra 2, enquanto a barra 15 é a barra com menor margem de potência reativa, deste modo a barra 15 é a mais carregada.

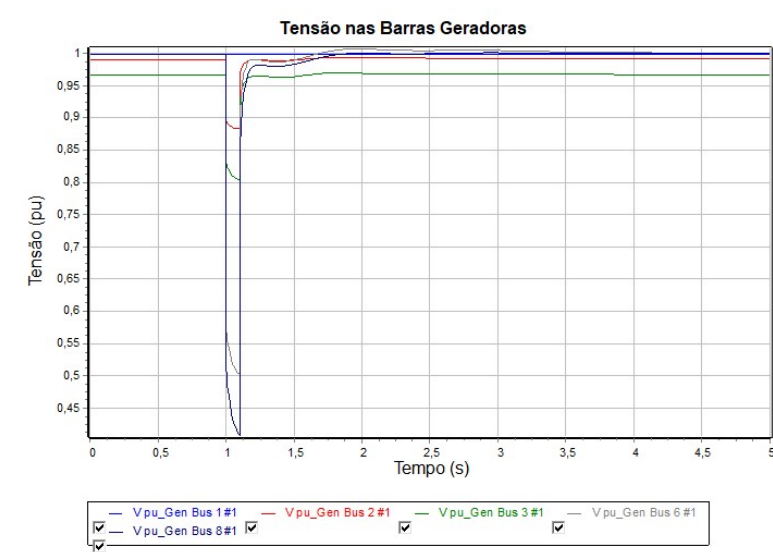
4.3 Caso 2: Curto-circuito sem compensação de reativos

Neste segundo caso testou-se o comportamento das gerações fotovoltaicas em um local próximo (barra 9), com o carregamento normal e com 30% de sobrecarga, sem que houvesse a presença do compensador de reativos.

4.3.1 Caso 2.1: Carregamento Normal

A seguir são apresentados os resultados do curto-circuito com o sistema com carregamento normal.

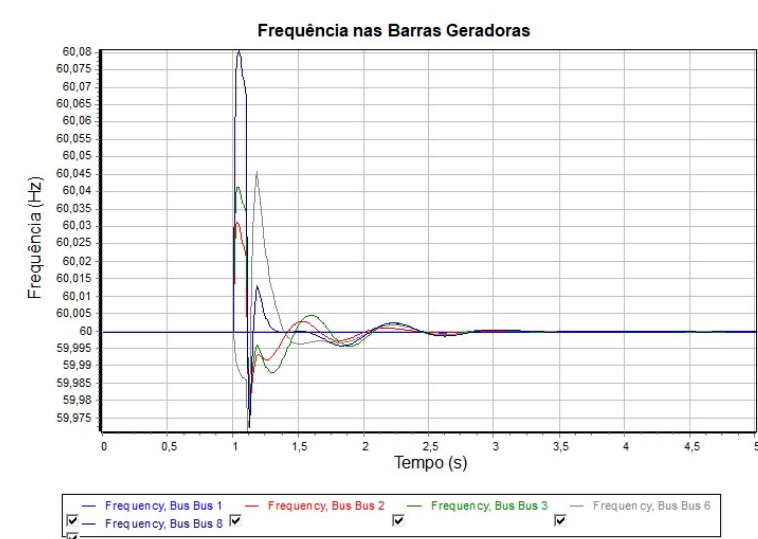
Figura 42 – Tensões nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal Sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

Observa-se que as tensões das barras com geração se estabilizam em aproximadamente 2,0 s. Destaca-se que a barra 3, que possui um compensador síncrono, é a de menor nível de tensão antes, durante e após o evento. Esta situação de ajuste foi adotada para preservar as condições iniciais do sistema teste IEEE 14 barras.

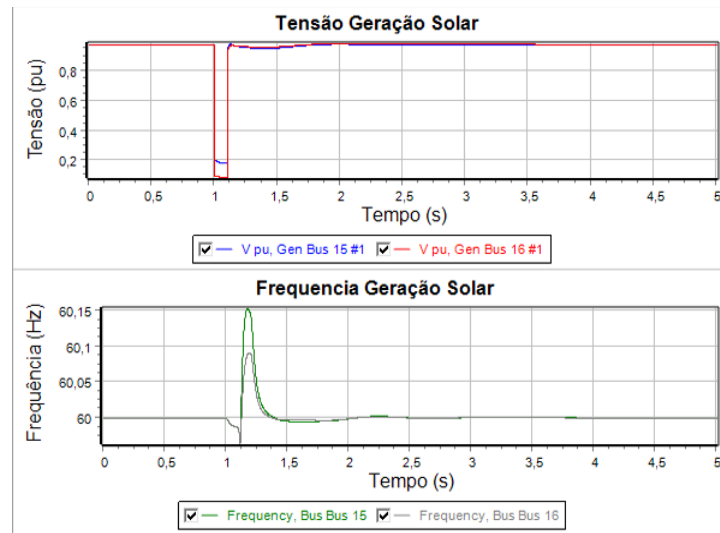
Figura 43 – Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal Sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

As frequências apresentaram baixos picos durante o evento, a maior frequência registrada foi na barra 8. Em aproximadamente 3,5 s as frequências estão estáveis.

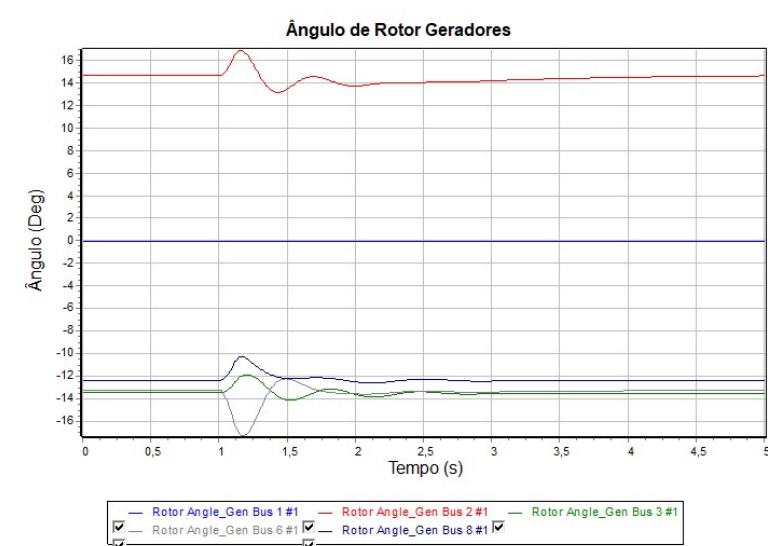
Figura 44 – Tensões e Frequências nas Barras com Geração Solar com Carregamento Normal Sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

A tensão dos geradores fotovoltaicos seguiram um comportamento adequado, porém levam mais tempo para estabilizar a tensão, em torno de 3,6 s. A frequência nas barras de conexão das gerações solares apresentaram durante o evento baixos desvios de frequências, apesar do pico de frequência mais elevado quando comparando-se aos outros geradores do sistemas.

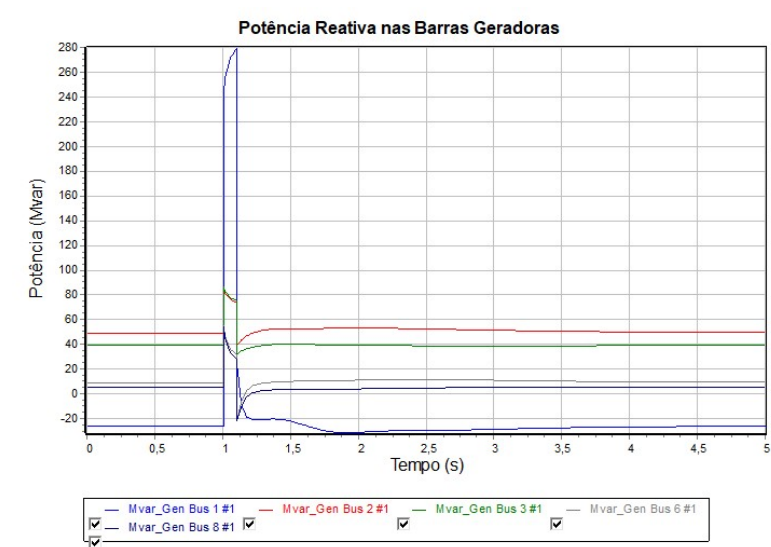
Figura 45 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal Sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

Observa-se, na Figura 45 que os ângulos de rotor dos geradores síncronos estabilizam-se antes do final do tempo de simulação de 5,0 s, indicando um comportamento dinâmico adequado.

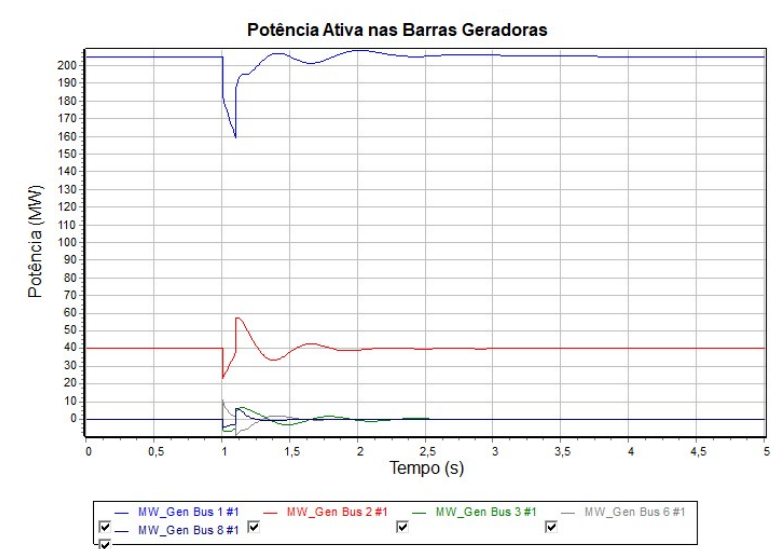
Figura 46 – Potência Reativa nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal Sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

A potência reativa das barras com geração volta para o estado anterior ao evento em aproximadamente 4,5 s, mostrando um ajuste adequado dos reguladores de tensão.

Figura 47 – Potência Ativa nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal Sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

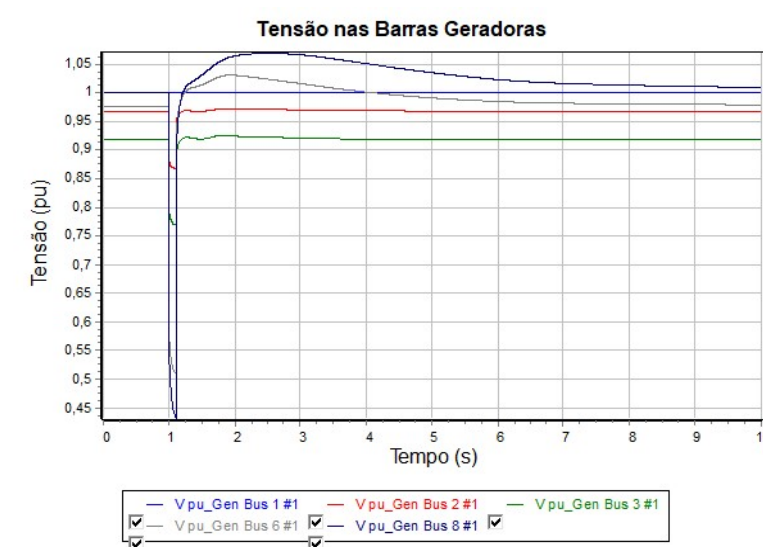
A potência ativa das barras com geração retorna para o estado anterior ao evento em aproximadamente 3,5 s, mostrando um comportamento estável.

4.3.2 Caso 2.2: Carregamento de 30%.

A seguir são apresentados os resultados do curto-circuito do sistema com 30% de carregamento. Destaca-se que, devido a sobrecarga, foi necessário aumentar o tempo de

simulação que era de 5 s para 10 s, a fim de capturar adequadamente o comportamento dinâmico do sistema e o tempo de estabilização.

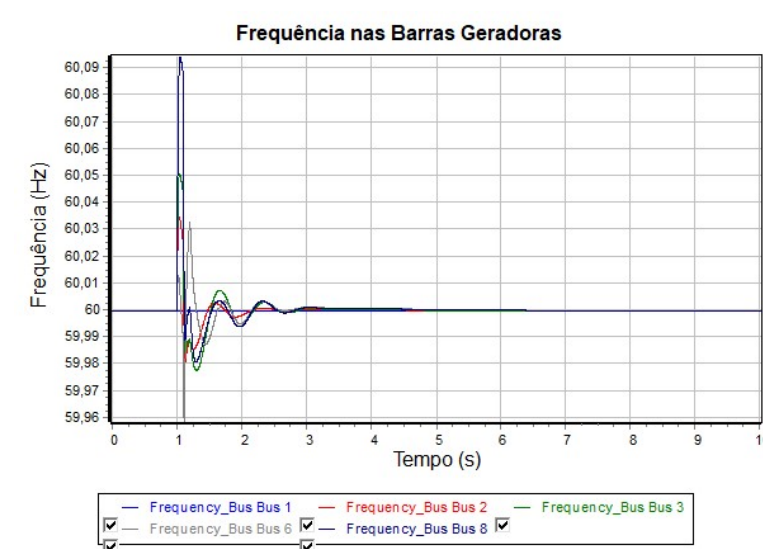
Figura 48 – Tensões nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30% Sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

Observa-se que as tensões nas barras que possuem geração apresentam um nível mais baixo de tensão em regime permanente, devido a sobrecarga, e após o evento se estabilizam em aproximadamente 10 s, com baixo sobressinal e mostrando um amortecimento adequado.

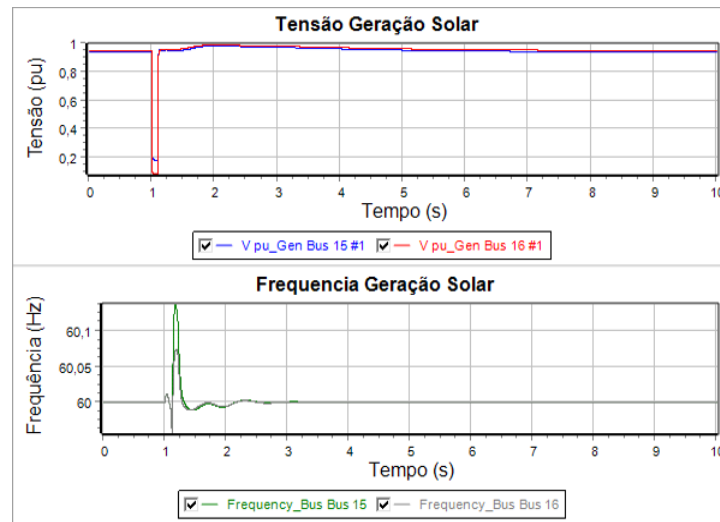
Figura 49 – Frequência nas Barras com geração e compensadores síncronos e Carregamento de 30% - Sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

As frequências apresentaram poucas mudanças de amplitude em relação ao caso normal, porém demoram mais tempo para voltar ao estado anterior ao curto-circuito.

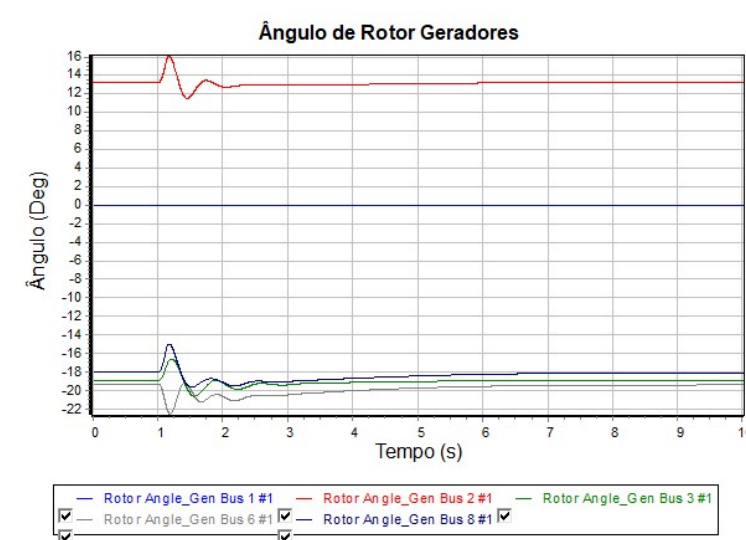
Figura 50 – Tensões e Frequências nas Barras com Geração Solar com Carregamento de 30% - Sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

A tensão dos geradores fotovoltaicos demonstram um comportamento dinâmico condizente para este evento, demonstrando um ajuste adequado dos parâmetros de controle para a estratégia adotada. A frequência na conexão das gerações solares apresentaram baixos desvios durante o evento, apesar do pico de frequência ser mais elevado quando comparando-se aos outros geradores do sistemas.

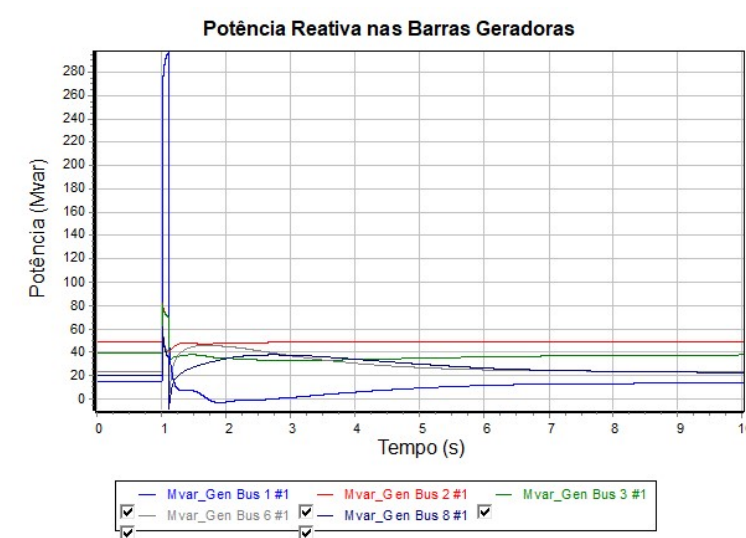
Figura 51 – Ângulo de Rotor nas Barras de geração com Carregamento de 30% - Sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

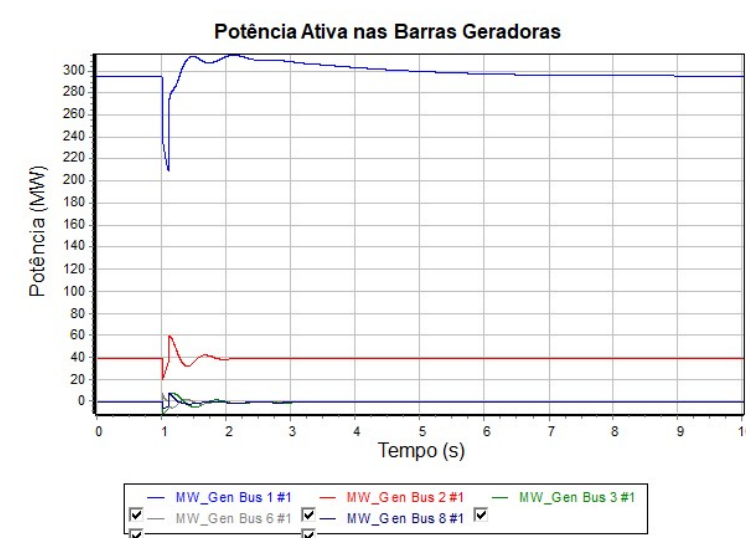
Observa-se que os ângulos de rotor dos geradores e compensadores levam mais tempo para voltar ao regime, que está em aproximadamente no ponto 7,0s.

Figura 52 – Potência Reativa nas Barras de geração e compensadores síncronos com Carregamento de 30% - Sem SVC.



A potência reativa das barras de geração retorna para o estado anterior ao evento em aproximadamente 8,0s, levando aproximadamente 4,0 s a mais em comparação com o caso anterior (sem sobrecarga).

Figura 53 – Potência Ativa nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30% - Sem SVC.



A potência ativa das barras dos geradores volta para o estado anterior ao evento em aproximadamente 7,0 s aproximadamente 3,0 s a mais em comparação com o caso anterior (sem sobrecarga).

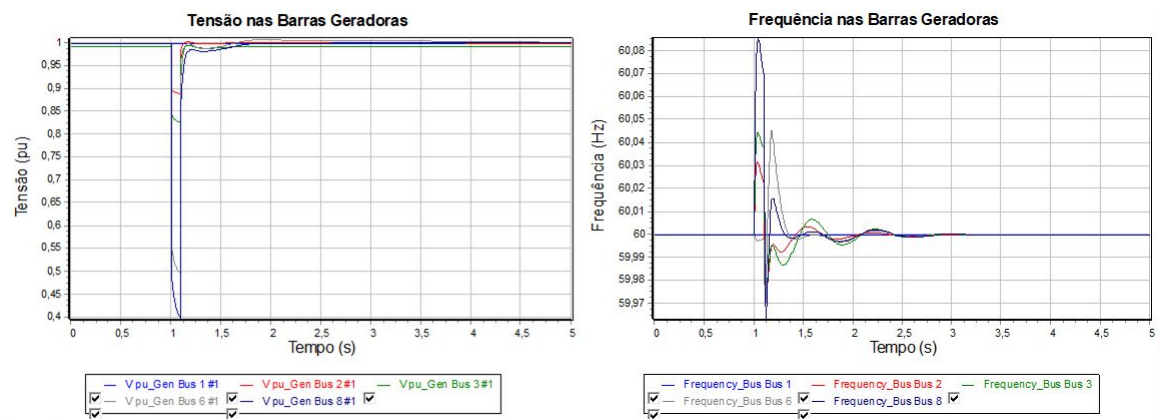
4.4 Caso 3: Curto-circuito com compensação na barra 4

Neste segundo caso testou-se o comportamento das gerações fotovoltaicas em um local próximo (barra 9), com o carregamento normal e com 30% de sobrecarga, na presença do compensador de reativos na barra 4.

4.4.1 Caso 3.1: Carregamento normal com compensação na barra 4

A seguir são apresentados os resultados do evento no sistema com carregamento normal e compensação na barra 4.

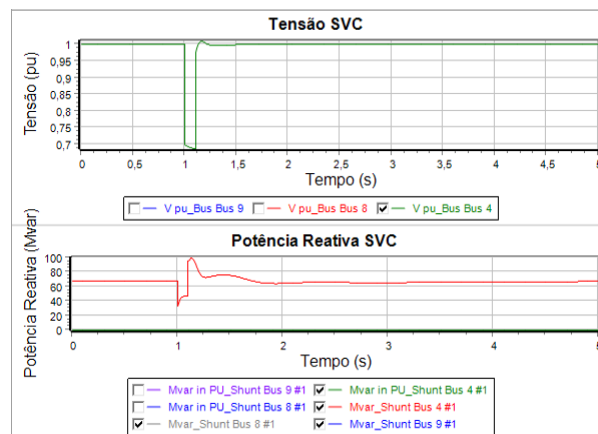
Figura 54 – Tensão e Frequência nas Barras de geração com Carregamento Normal, SVC barra 4.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 54 observa-se que o perfil de tensão das barras estão mais próximas de 1,0 pu em regime permanente do que quando comparadas a Figura 42, no qual não há SVC. A a frequência não sofre modificações apreciáveis com a inserção da compensação.

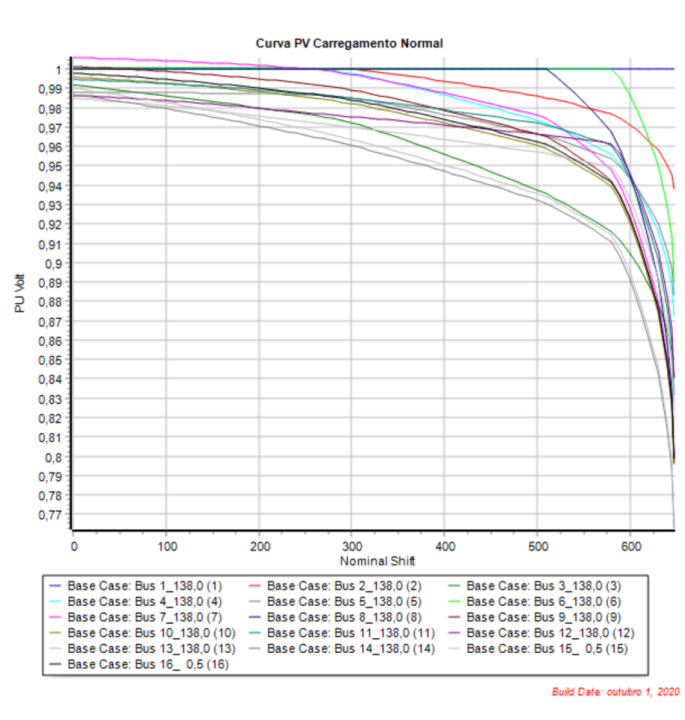
Figura 55 – Tensão e Potência no SVC com Carregamento Normal - SVC barra 4.



Fonte: Autoria Própria.

A Figura 55 apresenta o comportamento do SVC na barra 4 durante o evento de curto-circuito, nota-se que a tensão entra em regime em menos de 0,5 s após o evento, enquanto a potência reativa entra em regime no tempo 4,5 s da simulação.

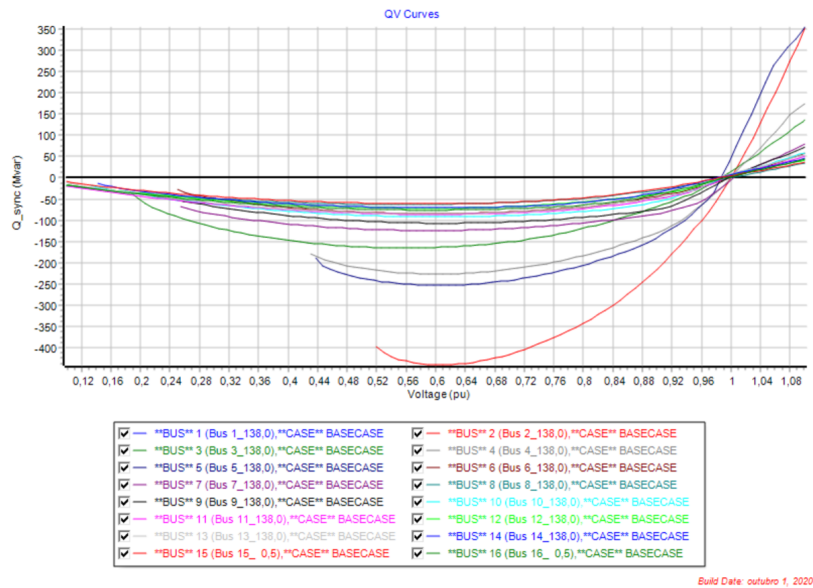
Figura 56 – Curva PV com SVC na Barra 4 e Carregamento Normal.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 56 observa-se o aumento da capacidade do sistema, com o nariz da curva sendo atingido em aproximadamente 650 MVA, representando um aumento de 100 MVA em relação ao caso sem SVC. Comparando-se com o caso base, o nariz das curvas em geral apresenta um maior nível de tensão, o que significa que houve uma redução de característica reativa entre as barras.

Figura 57 – Curva QV com SVC na Barra 4 e Carregamento Normal.



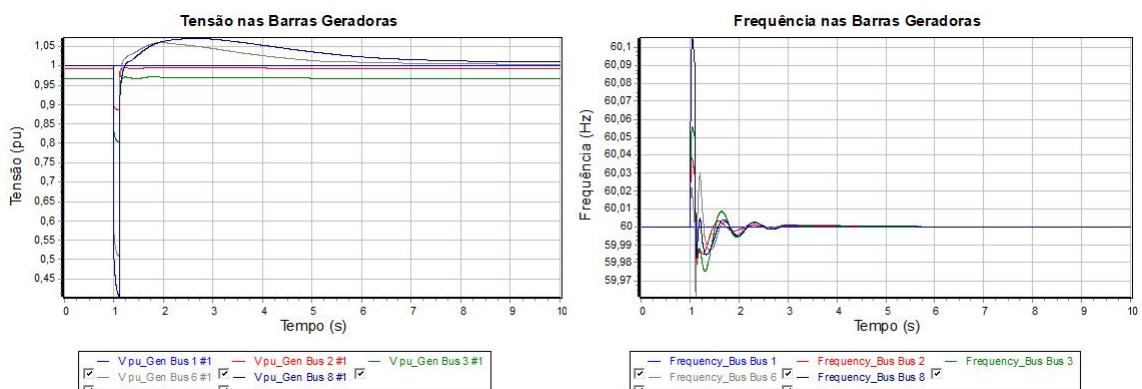
Fonte: Autoria Própria.

Comparando-se o caso base com os resultados da Figura 57 conclui-se que os pontos de operação estão mais próximos de 1,0 pu, enquanto a margem de reativos permanece similar com o caso base.

4.4.2 Caso 3.2: Carregamento de 30% com compensação na barra 4

A seguir são apresentados os resultados do evento de curto-circuito no sistema com carregamento 30% e compensação na barra 4.

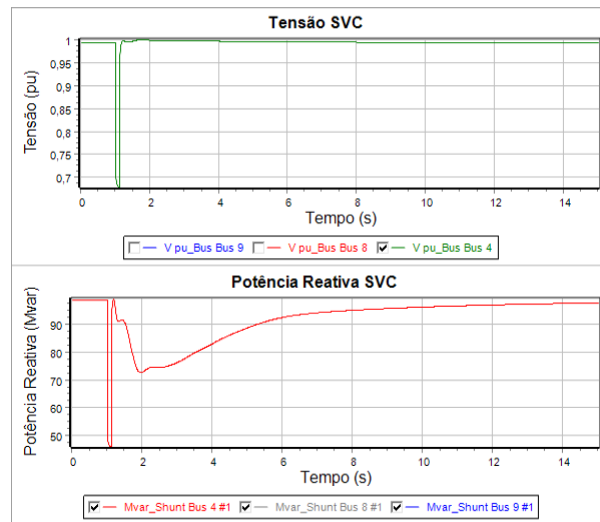
Figura 58 – Tensão e Frequência na Barras dos Geradores com Carregamento de 30% - SVC barra 4.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 58 observa-se que o perfil de tensão das barras estão mais baixos em regime permanente do que quando comparadas ao caso anterior (carregamento normal), na Figura 54. Enquanto a frequência leva mais tempo para se estabilizar, próximo de 6,0 s.

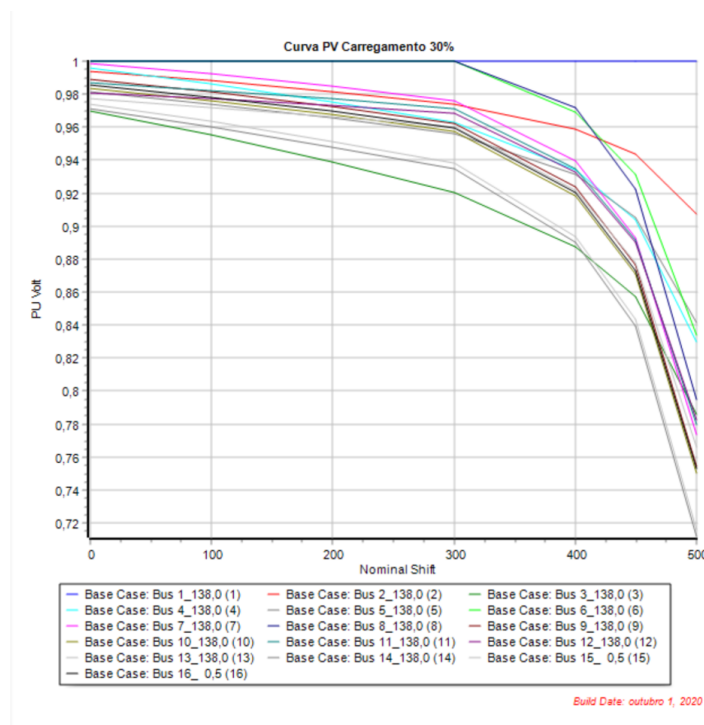
Figura 59 – Tensão e Potência no SVC com Carregamento de 30% - SVC barra 4.



Fonte: Autoria Própria.

A tensão na barra do SVC, como apresentada na Figura 59, entra em regime antes do tempo de 2,0 s, sem aumento de sobressinal, enquanto a potência reativa entra em regime no tempo 14,0 s da simulação. O comportamento de ambas, tensão e frequência, demonstram claramente a estabilidade do sistema.

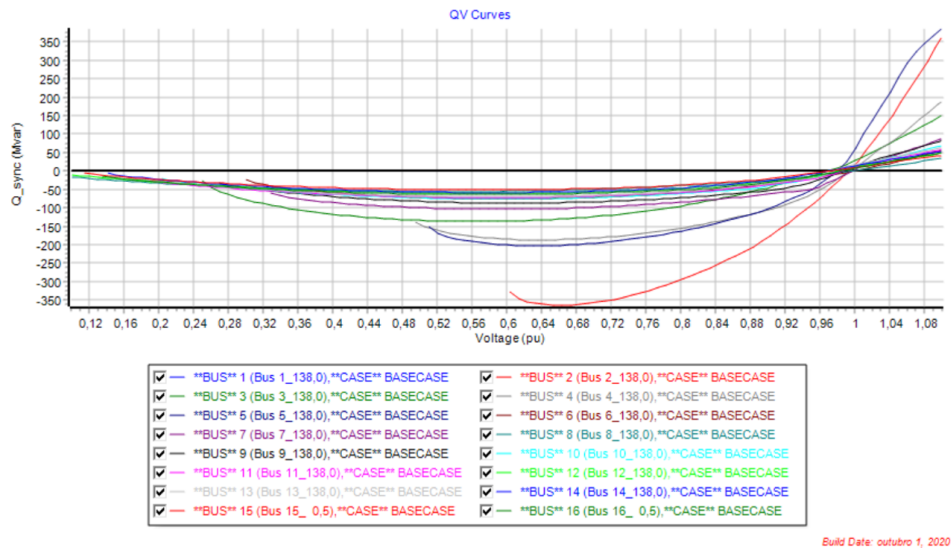
Figura 60 – Curva PV com SVC na Barra 4 e Carregamento de 30%.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 60 observa-se que o nariz da curva é atingido em aproximadamente 500 MVA, representando uma redução de 150 MVA em relação ao caso anterior, na Figura 56. Em relação ao caso anterior há também uma diminuição da tensão do nariz da curva.

Figura 61 – Curva QV com SVC na Barra 4 e Carregamento de 30%.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 61 é possível observar que as curvas apresentam uma redução de margem de reativos em comparação com o caso anterior, na 57. E também, operam em tensões mais distantes de 1,0 pu.

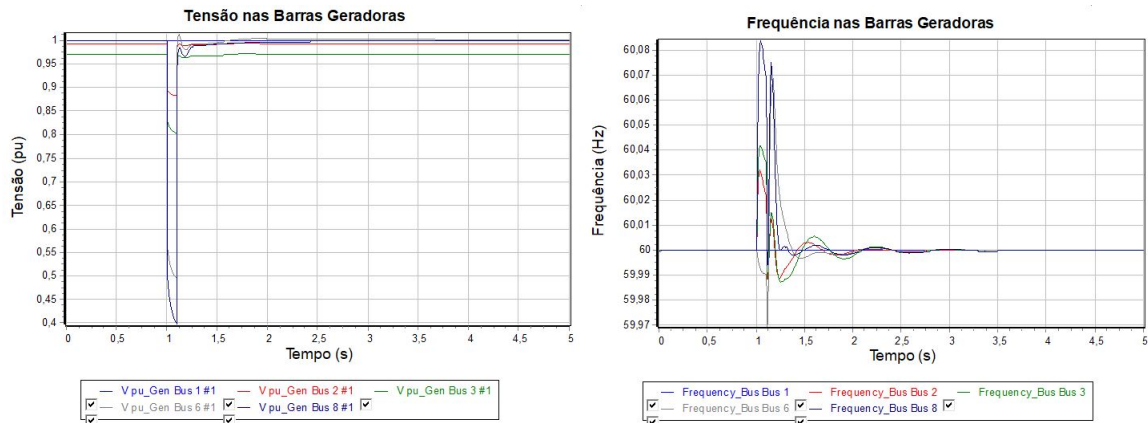
4.5 Caso 4: Curto-circuito com compensação na barra 9

Com o objetivo de analisar os efeitos da compensação em um local próximo (barra 9) às gerações fotovoltaicas, o SVC foi posicionado na barra 9, e posteriormente foram simulados os casos com o carregamento normal e com 30% de sobrecarga.

4.5.1 Caso 4.1: Carregamento Normal com compensação na barra 9

A seguir são apresentados os resultados do evento no sistema com carregamento normal e compensação na barra 9.

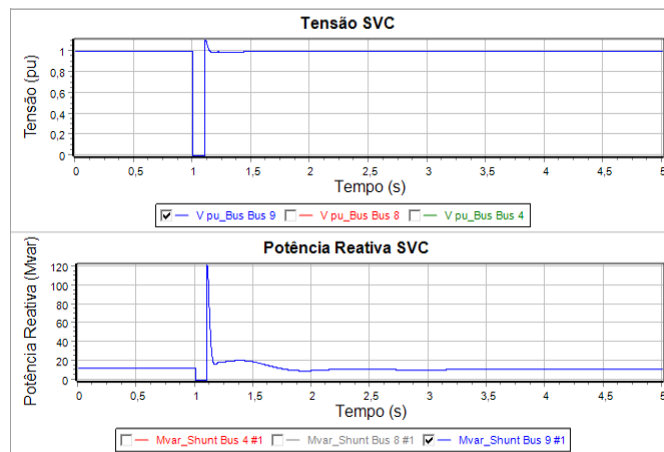
Figura 62 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal - SVC barra 9.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 62 observa-se que o perfil de tensão das barras estão mais próximas de 1,0 pu em regime permanente do que quando comparadas a Figura 42, no qual não há SVC, entretanto o perfil da Figura 54 ainda apresenta o melhor resultado. Enquanto a frequência não sofre modificações apreciáveis com a compensação.

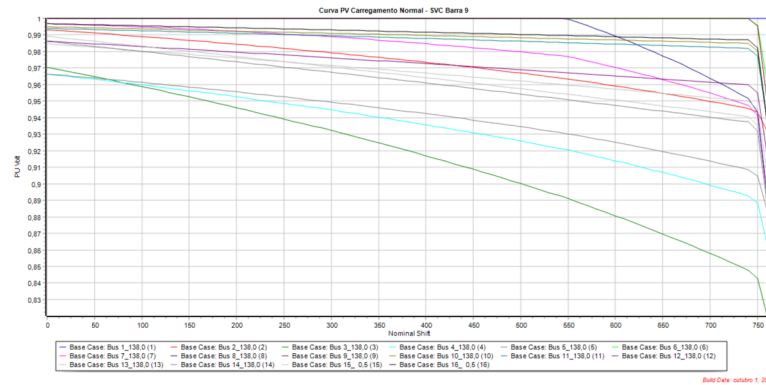
Figura 63 – Tensão e Potência no SVC com Carregamento Normal - SVC barra 9.



Fonte: Autoria Própria.

A Figura 63 apresenta o comportamento do SVC na barra 9 durante o evento de curto-circuito. Pode-se observar que a tensão entra em regime permanente em menos de 0,5 s após o evento, enquanto a potência reativa estabiliza tempo 4,0 s da simulação.

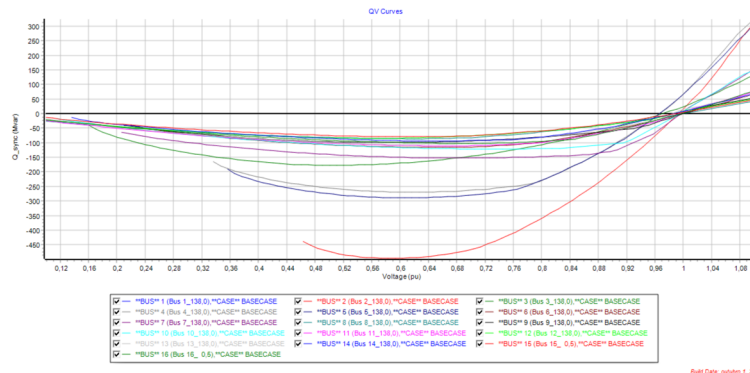
Figura 64 – Curva PV com SVC na Barra 9 e Carregamento Normal.



Fonte: Autoria Própria.

O nariz da curva, na Figura 64, foi atingido com aproximadamente 750 MVA, representando um aumento de 200 MVA em relação ao caso sem SVC e um aumento de 100 MVA em relação ao caso em que o SVC foi posicionado na barra 4, na Figura 56.

Figura 65 – Curva QV com SVC na Barra 9 e Carregamento Normal.



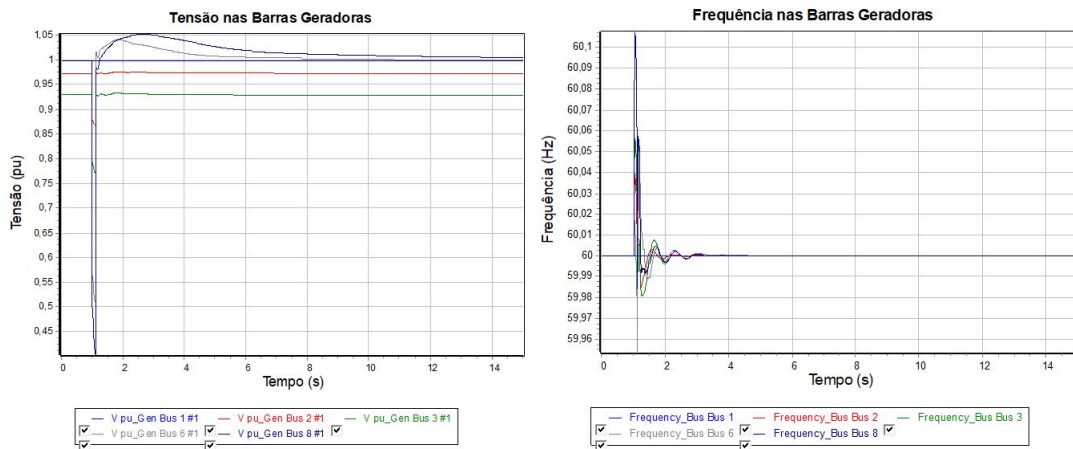
Fonte: Autoria Própria.

A curva QV, na Figura 73, apresenta um comportamento similar ao observado no caso anterior, na Figura 57.

4.5.2 Caso 4.2: Carregamento de 30% com compensação na barra 9

A seguir são apresentados os resultados do evento no sistema com carregamento 30% e compensação na barra 9.

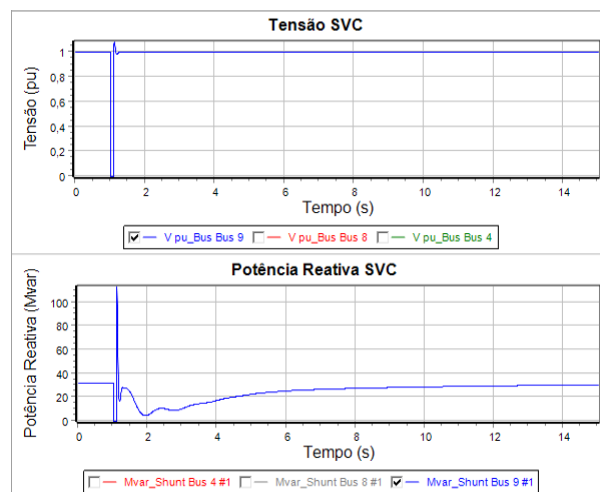
Figura 66 – Tensão e Frequência na Barras dos Geradores com Carregamento de 30% - SVC barra 9.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 66 observa-se que o perfil de tensão das barras estão mais baixos em regime permanente do que quando comparadas ao caso anterior, no qual o SVC estava na barra 4, Figura 58. Enquanto a frequência entra em regime próximo de 5,0 s e mantém um comportamento similar ao caso sem implementação de compensador reativo.

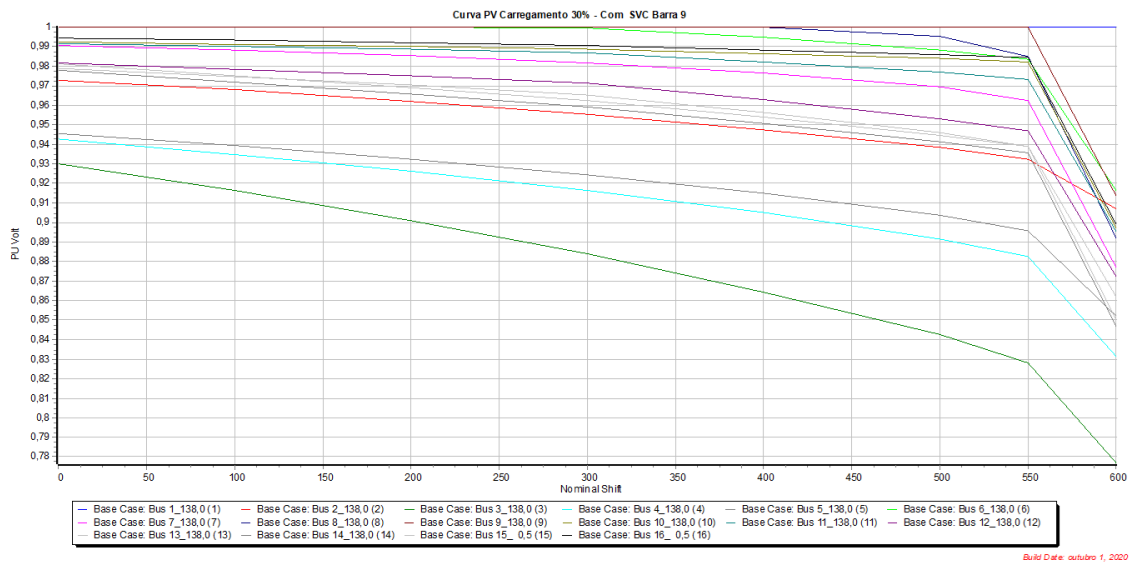
Figura 67 – Tensão e Potência no SVC com Carregamento de 30% - SVC barra 9.



Fonte: Autoria Própria.

A tensão na barra do SVC, na Figura 67, entra em regime antes do tempo de 2,0 s, enquanto a potência reativa entra em regime no tempo 13,0 s da simulação.

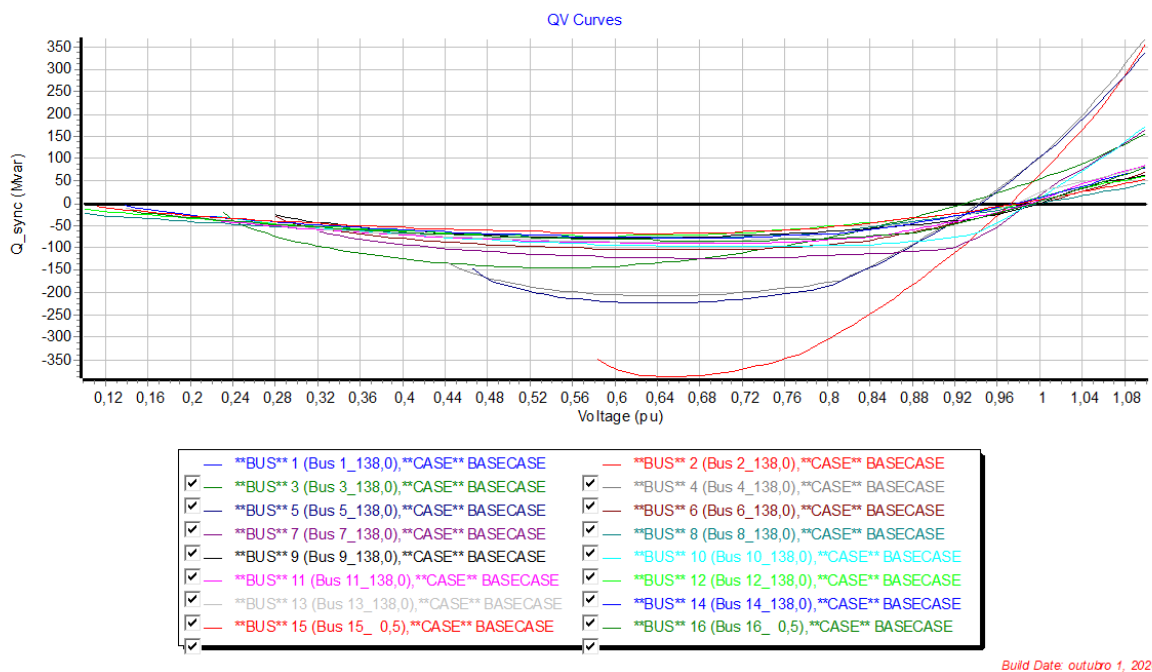
Figura 68 – Curva PV com SVC na Barra 9 e Carregamento de 30%.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 68 observa-se que o nariz da curva está em aproximadamente 600 MVA, em relação ao caso anterior com o SVC na barra 4, na Figura 60, há um aumento de 100 MVA. De forma similar ao caso anterior de sobrecarga, há uma diminuição da tensão do nariz da curva.

Figura 69 – Curva QV com SVC na Barra 9 e Carregamento de 30%.



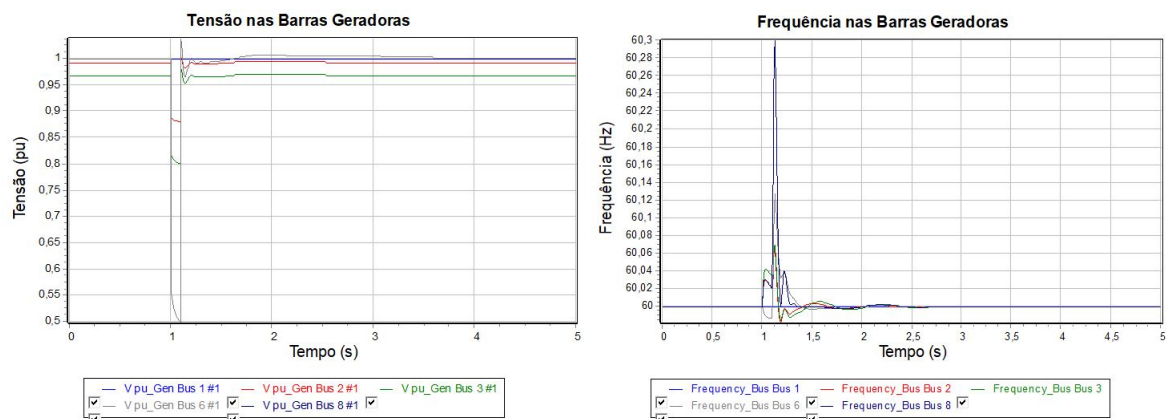
Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 69 é possível observar que as curvas apresentam o mesmo comportamento observado no caso anterior, na Figura 57. De forma análoga ao caso de sobrecarga anterior, há uma redução de margem de potência reativa.

4.6 Caso 5: Curto-circuito com substituição de compensador síncrono por SVC

A seguir são apresentados os resultados do evento no sistema com substituição do compensador síncrono por um SVC na barra 8.

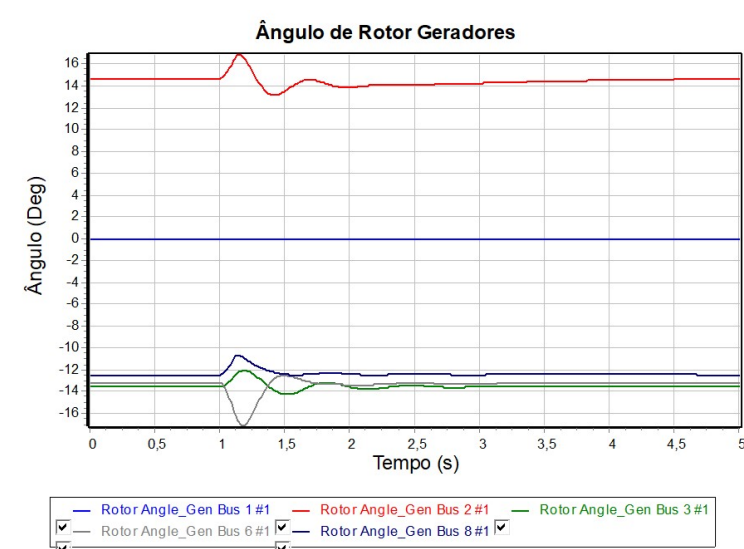
Figura 70 – Tensões e Frequências nas Barras dos Geradores, SVC barra 8.



Fonte: Autoria Própria.

Observa-se que o nível das tensões das barras dos geradores é similar ao caso sem aplicação de SVC. Da mesma forma, a frequência também apresenta o mesmo comportamento do caso sem compensador de reativos.

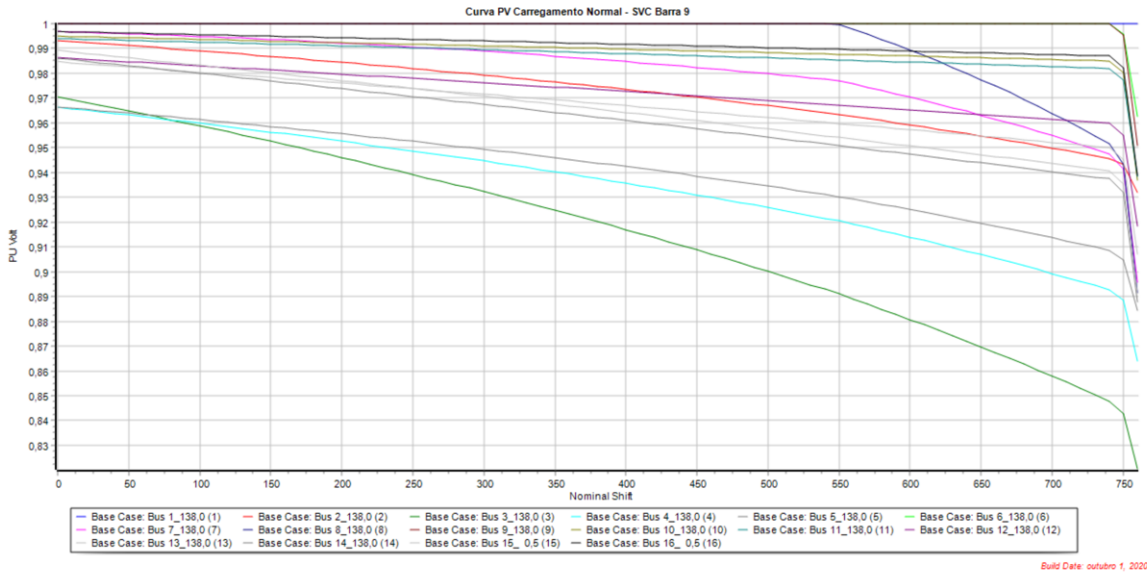
Figura 71 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores.



Fonte: Autoria Própria.

Os ângulos de rotor das máquinas síncronas estabilizam em aproximadamente 5,5 s. Isto é, demora mais para chegar em regime quando comparado com o caso sem SVC, como já esperado, pois o sistema com a troca do compensador síncrono pelo SVC, tem perda de inércia mecânica.

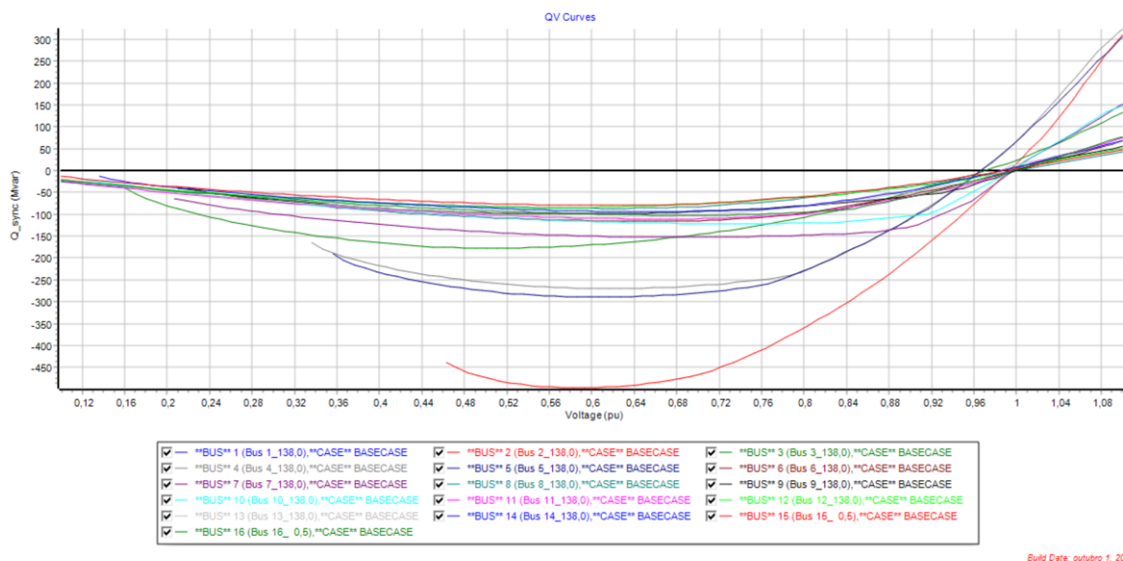
Figura 72 – Curva PV após substituição de compensador síncrono por SVC na barra 8.



Fonte: Autoria Própria.

O nariz da curva, na Figura 72, é atingido em aproximadamente 750 MVA, apresentando um aumento no limite de potência ativa do sistema, resultado similar ao obtido com o posicionamento do SVC na barra 9.

Figura 73 – Curva QV após substituição de compensador síncrono por SVC na barra 8.



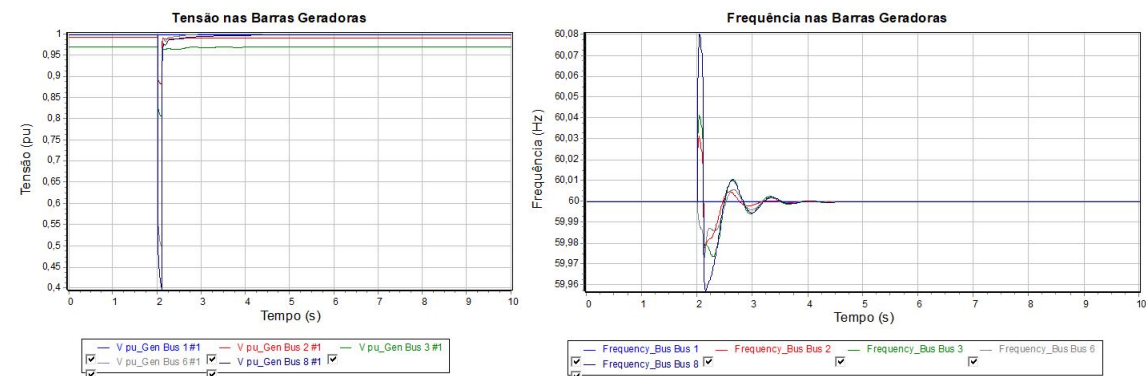
Fonte: Autoria Própria.

A curva QV, na Figura 73, apresenta um comportamento similar ao caso sem compensação de reativos, pois neste caso houve uma troca do tipo de compensação (síncrona por SVC), diferentemente dos casos 4 e 5, no qual houve um aumento de compensação quando se utilizou o SVC e o compensador síncrono da barra 8 manteve-se ativo.

4.7 Caso 6: Curto-circuito com perda da geração solar sem compensação de reativos

A seguir são apresentados os resultados da perda das gerações solares após o evento de curto-circuito, que ocorre no tempo de 2,0 s e encerra em 2,1 s.

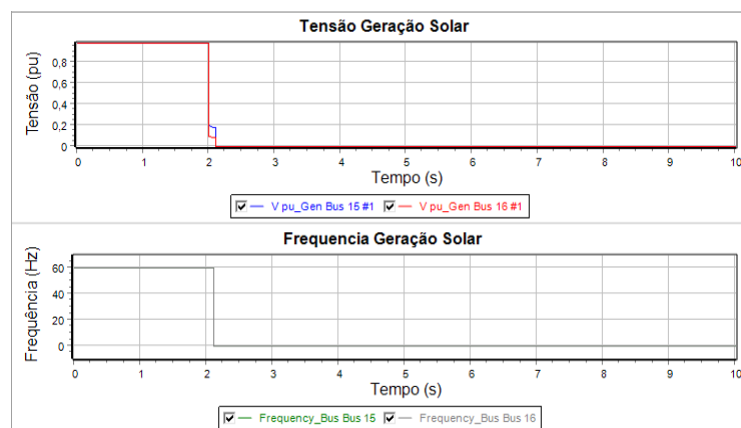
Figura 74 – Tensões e Frequências nas Barras dos Geradores, sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

O nível das tensões e frequências das barras dos geradores, antes e após o evento, permanecem similares ao caso sem aplicação de SVC.

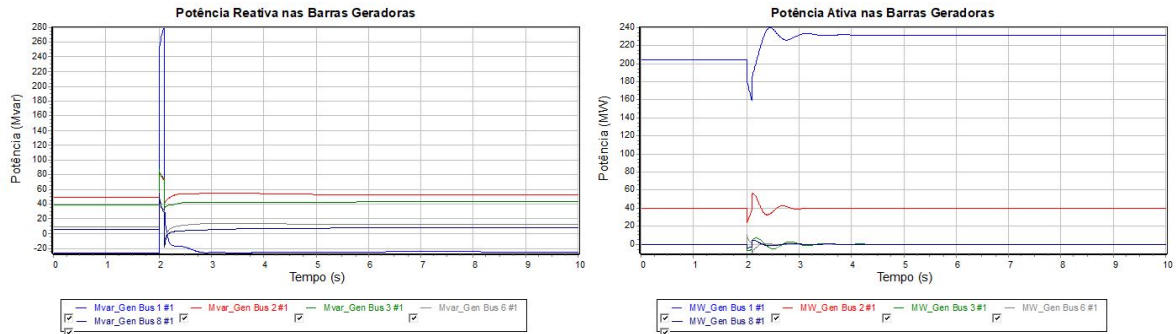
Figura 75 – Tensões e Frequências nas Barras com Geração Solar, sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 74 são apresentadas as tensões e frequências dos geradores fotovoltaicos que zeram após serem interrompidos no momento da extinção do curto-circuito, pois os mesmos são desconectados após o evento para permitir a avaliação com o desligamento das usinas solares.

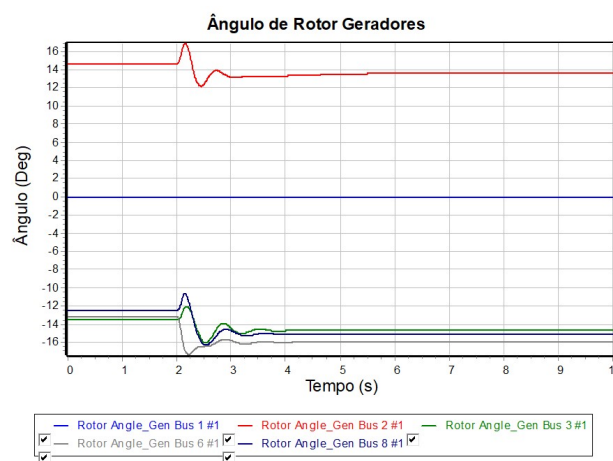
Figura 76 – Potência Ativa e Reativa nas Barras dos Geradores.



Fonte: Autoria Própria.

As potências reativas e ativas são apresentadas na Figura 76. A potência reativa não sofre impacto com a perda dos geradores solares, pois os mesmos não geram potência reativa. Como é possível observar na Figura 76 com a perda das potências ativas dos geradores é necessário que a barra infinita (barra 1) após o evento, gere mais potência ativa para suprir a perda dos geradores fotovoltaicos.

Figura 77 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores.



Fonte: Autoria Própria.

Os ângulos de rotor dos geradores, na Figura 77, entram em regime em aproximadamente 6,0 s. Após o evento, o ponto de operação dos ângulos de rotores mudam devido a perda de geração solar, e demonstram claramente o comportamento estável decorrente da mudança do ponto de operação do sistema (ponto de equilíbrio).

A Tabela 2 apresenta de forma resumida os resultados das variáveis de tensão e frequência, apresentados neste trabalho.

Tabela 2 – Resultados das variáveis de tensão e frequência.

Caso	Descrição	Nível máximo de tensão durante evento (em pu)	Tempo de acomodação da tensão (em s)	Nível mínimo de tensão em regime (em pu)	Tempo de acomodação da frequência (em s)
Base	carregamento normal	1	2	0,97	2
SVC barra 4	carregamento normal	1	0,7	0,99	2
SVC barra 9	carregamento normal	1	1	0,97	2
Base	30% de sobrecarga	1,07	10	0,92	5,5
SVC barra 4	30% de sobrecarga	1,07	8,5	0,97	4,5
SVC barra 9	30% de sobrecarga	1,05	8,5	0,93	3,5
Substituição SVC na barra 8	carregamento normal	1,04	1	0,97	2
Perda de geração solar	carregamento normal	1	1,5	0,97	2,5

Fonte: Autoria própria.

A Tabela 3 apresenta de forma resumida os resultados das das Curvas PV e QV, apresentados neste trabalho.

Tabela 3 – Resultados Curvas PV e QV.

Caso	Melhor barra			Pior barra		
	Nariz da curva PV (MW)	Tensão crítica (pu)	Margem potência reativa (Mvar)	Nariz da curva PV (MW)	Tensão crítica (pu)	Margem potência reativa (Mvar)
Base	520	0,94	445	520	0,78	55
SVC barra 4	600	0,94	465	650	0,8	65
SVC barra 9	750	0,99	500	750	0,85	80
Substituição SVC na barra 8	750	0,99	445	750	0,85	55

Fonte: Autoria própria.

5 Conclusão

Neste trabalho foram estudados os modelos genéricos para representar um Compensador Estático de Reativo (do inglês, *Static Voltage Compensator - SVC*) e usinas de geração solar fotovoltaica propostos pelo *Western Electricity Coordinating Council - WECC*. Para avaliar a utilização desses modelos na análise de fluxo de potência e no comportamento da estabilidade transitória e de tensão foi utilizado o sistema teste IEEE 14 barras, sendo a modelagem realizada no software POWERWORLD.

Para avaliar a operação do sistema em regime permanente e o comportamento da estabilidade foram criados diversos cenários, que incluíram eventos de perturbação do ponto de equilíbrio de operação (curto-circuito trifásico, com e sem abertura de LT, e perda de geração solar fotovoltaica) e alocação do SVC em três diferentes barras do sistema, para dois casos de operação: estado normal de operação e com 30% de sobrecarga. Também foi avaliado o impacto da substituição de um compensador síncrono por um SVC nas duas condições de carregamento. As usinas solares fotovoltaicas foram ajustadas para realizar o controle através da estratégia de controle local V/Q coordenado, com prioridade de potência reativa.

Nos casos de troca de posição do SVC em carregamento normal, a alocação na barra 4 foi a que apresentou a melhor contribuição para os níveis de tensão em regime permanente. Com o SVC alocado nas barras 4 e 9 verifica-se uma melhoria no tempo de acomodação do sinal da tensão em relação ao caso sem compensação por SVC. A frequência apresenta um comportamento dinâmico estável, com baixo sobressinal e com uma estabilização em torno de 3,5s e 5,5s, para carregamento normal e 30% de sobrecarga, respectivamente.

Ao avaliar-se a possibilidade de aumento do carregamento de potência ativa do sistema, mostrado pelas curvas PV das barras, observa-se que a alocação do SVC na barra 9 e a substituição do compensador síncrono pelo SVC são as opções que mais contribuem para o aumento da margem de carregamento de potência ativa. Para o SVC posicionado na barra 9 o aumento na margem da potência ativa foi de 750 MW, aproximadamente 150 MW a mais que o caso sem compensação e 100 MW a mais que o limite de potência ativa na barra 4. Para o caso em que o compensador síncrono foi substituído pelo SVC o aumento na margem de carregamento foi de 150MW.

Em relação a potência reativa, avaliando-se as curvas QV observa-se que alocação do SVC nas barras 8 e 9 foram as posições que apresentaram a maior margem, com cerca de 50 Mvar a mais que na posição da barra 4. No caso de operação em sobrecarga de 30%, com troca de posição do SVC, a alocação na barra 4 foi o caso que melhor

compensa essa sobrecarga. Observa-se que as gerações solares fotovoltaicas apesar de apresentarem um pico de tensão maior quando acontece um evento em sobrecarga, as mesmas possuem um sobressinal significativamente inferior ao sobressinal de outras barras com máquinas síncronas, o que demonstra a atuação da estratégia de controle coordenado de Q/V. O controle Q da estratégia de controle é verificado nos gráficos de potência ativa e reativa o qual se mantém em todos os casos (exceto no caso de perda de geração) idêntico qualitativamente ao sinal de validação.

No caso de troca do compensador síncrono pelo SVC em carregamento normal, não se observa uma melhoria significativa de perfil de tensão em regime permanente. O carregamento de potência ativa máxima aumenta, porém, sem afetar significativamente a margem de potência reativa. Destaca-se que a perda da inércia devido a substituição do compensador síncrono pelo SVC afeta o comportamento do ângulo de carga das máquinas síncronas do sistema. A estabilidade de tensão melhora com a alocação do SVC nesta posição.

Nesse sentido, considerando os resultados obtidos as seguintes propostas de trabalho são sugeridas:

- Extensão da abordagem do modelo genérico WEEC com diferentes estratégias de controle de potência reativa.
- Implementação do modelo controlador de planta REPC_A.
- Comparativo de compensação de reativos de SVC vs STATCOM

Referências Bibliográficas

- ACHA, E.; FUERTE-ESQUIVEL, C. R.; AMBRIZ-PEREZ, H.; ANGELES-CAMACHO, C. *FACTS: modelling and simulation in power networks*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2004.
- AJJARAPU, V. *Computational techniques for voltage stability assessment and control*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2007.
- ANNASWAMY, A. Smart grid research: Control systems - ieev vision for smart grid control: 2030 and beyond roadmap. *IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap*, p. 1–12, 10 2013.
- BANDEIRA, F. *De PM Aproveitamento da energia solar no Brasil: Aproveitamento e perspectivas*. 2012.
- BHARTI, S.; DEWANGAN, S.; RAM, S. Performance of wind farm distribution system under balanced and unbalanced condition with svc & statcom. In: IEEE. *2016 International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES)*. [S.l.], 2016. p. 182–187.
- CGEE. Centro de gestão e estudos estratégicos (org.). *Redes elétricas inteligentes: contexto nacional*. Brasília: Tatiana de Carvalho Pires, 2012.
- CLARK, K.; WALLING, R.; MILLER, N. Solar photovoltaic (pv) plant models in pslf. In: IEEE. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2011. p. 1–5.
- EGUIA, P.; ETXEGARAI, A.; TORRES, E.; MARTÍN, J. S.; ALBIZU, I. Use of generic dynamic models for photovoltaic plants. *Renew. Energy Power Qual. J*, p. 368–373, 2015.
- FORCE, W. R. E. M. T. Wecc pv power plant dynamic modeling guide. *Western Electricity Coordinating Council*, 2014.
- FORCE, W. S. V. C. T. *Generic static VAr system models for the Western Electricity Coordinating Council*. [S.l.]: Rep, 2011.
- HATZIARGYRIOU, N.; MILANOVIĆ, J.; RAHMANN, C.; AJJARAPU, V.; CAÑIZARES, C.; ERLICH, I.; HILL, D.; HISKENS, I.; KAMWA, I.; PAL, B. *et al.* Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies. IEEE, 2020.
- IYAMBO, P.; TZONEVA, R. Transient stability analysis of the ieev 14-bus electric power system. In: IEEE. *AFRICON 2007*. [S.l.], 2007. p. 1–9.
- KUNDUR, P. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7.
- Kundur, P.; Paserba, J.; Ajjarapu, V.; Andersson, G.; Bose, A.; Canizares, C.; Hatziargyriou, N.; Hill, D.; Stankovic, A.; Taylor, C.; Van Cutsem, T.; Vittal, V. Definition and classification of power system stability ieev/cigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004.

- LAMMERT, G.; OSPINA, L. D. P.; POURBEIK, P.; FETZER, D.; BRAUN, M. Implementation and validation of wecc generic photovoltaic system models in digilent powerfactory. In: IEEE. *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.], 2016. p. 1–5.
- MONDAL; DEBASISH; CHAKRABARTI; ABHIJIT; SENGUPTA; APARAJITA. *Power system small signal stability analysis and control*. [S.l.]: Academic Press, 2014.
- MULJADI, E.; SINGH, M.; GEVORGIAN, V. *User guide for PV dynamic model simulation written on PSCAD platform*. [S.l.], 2014.
- NOROOZIAN, M.; PETERSSON, N.; THORVALDSON, B.; NILSSON, A.; TAYLOR, C. Benefits of svc and statcom for electric utility application. In: IEEE. *2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No. 03CH37495)*. [S.l.], 2003. v. 3, p. 1143–1150.
- ONS. *O Sistema em Números*. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>.
- PARENTE, D. P. Análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência usando modelos genéricos de fontes eólica e solar fotovoltaica. 2018.
- POURBEIK, P.; STEFOPOULOS, G. Validation of generic models for stability analysis of two large static var systems in new york using pmu data. In: IEEE. *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*. [S.l.], 2014. p. 1–4.
- Pourbeik, P.; Sullivan, D. J.; Bostrom, A.; Sanchez-Gasca, J.; Kazachkov, Y.; Kowalski, J.; Salazar, A.; Meyer, A.; Lau, R.; Davies, D.; Allen, E. Generic model structures for simulating static var systems in power system studies—a wecc task force effort. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, n. 3, p. 1618–1627, 2012.
- POWERWORLD. *SOFTWARE Powerworld®*. 2021. Disponível em: <<https://www.powerworld.com/>>.
- SERIES, I. Microgrids and active distribution networks. *The institution of Engineering and Technology*, 2009.
- SODE-YOME, A.; MITHULANANTHAN, N. Comparison of shunt capacitor, svc and statcom in static voltage stability margin enhancement. *International Journal of Electrical Engineering Education*, SAGE Publications Sage UK: London, England, v. 41, n. 2, p. 158–171, 2004.
- SONI, S. *Solar PV Plant Model Validation for Grid Integration Studies: A Thesis for the Degree Master of Science/Arizona State University*. [S.l.]: Arizona, 2014.
- TAYLOR, C. *Power System Voltage Stability*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. (EPRI power system engineering series). ISBN 9780070631847.
- TIKAR, D. A.; MANKAR, R. K.; KANKALE, R. S.; PARASKAR, S. R. Enhancement of voltage stability by using facts device. In: IEEE. *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*. [S.l.], 2017. p. 1845–1849.
- ZHANG, X.-P.; REHTANZ, C.; PAL, B. *Flexible AC transmission systems: modelling and control*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2012.

Anexos

A Modelos Genéricos WECC para Geração Solar

Tabela 4 – Parâmetros do modelo REGC_A.

Parâmetro	Descrição	Valor
Tftr	Terminal de Filtro de tensão (para LVPL) constante de tempo em segundos	0,01
Lvpl1	Ponto de interrupção de ganho LVPL (corrente pu/ tensão pu)	1,22
Zerox	Cruzamento de zero LVPL (tensão pu)	0,4
Brkpt	Ponto de interrupção LVPL (tensão pu)	0,9
Lvplsw	Habilitar (1) ou desabilitar (0) lógica de energia de baixa tensão	0
rrpwr	Limite da taxa de aumento de corrente ativa na recuperação de tensão (pu/s)	10
Tg	Constante de atraso do regulador de corrente do inversor (s)	0,02
Volim	Limite de tensão para lógica de clamp de alta tensão (pu)	1,2
lvnt0	Ponto de interrupção de gerenciamento de corrente ativa de baixa tensão (pu)	0,5
lvnt1	Ponto de interrupção de gerenciamento de corrente ativa de baixa tensão (pu)	0,9
Iqrmax	Taxa máxima de variação da corrente reativa (pu / s)	N/A
Iqrmin	Taxa mínima de mudança de corrente reativa (pu / s)	N/A

Fonte: Adaptado de (FORCE, 2014).

Tabela 5 – Variáveis internas do modelo REGC_A

Variável	Descrição
Vt	Tensão terminal (em pu, da rede)
V	Tensão do terminal filtrada (pu)
LVPL	Limite de corrente LVPL ativo da lógica
Iqcmd	Corrente reativa desejada (pu)
Ipcmd	Corrente ativa desejada (pu)
Iq	Corrente reativa real (pu)

Fonte: Adaptado de (FORCE, 2014).

Tabela 6 – Parâmetros do modelo REEC_B

Parâmetro	Descrição	Valor
PFflag	Constante Q (0) ou PF (1) controle local	0
Vflag	Local Q (0) ou controle de tensão (1)	1
Qflag	Desviar (0) ou ciclo interno do regulador de tensão (1)	1
Pqflag	Prioridade para corrente reativa (0) ou corrente ativa (1)	0
Trv	Constante (s) de tempo do filtro de tensão do barramento terminal	0.02
Vdip	Tensão de disparo de condição de baixa tensão (pu)	0.9
Vup	Tensão de disparo de condição de alta tensão (pu)	1.1
Vref0	Tensão de referência para injeção de corrente reativa (pu)	1.0
dbd1	Banda morta de sobretensão para injeção de corrente reativa (pu)	-0.5
dbd2	Banda morta de subtensão para injeção de corrente reativa (pu)	0.5
Kqv	Ganho de injeção de corrente reativa (pu / pu)	4
Iqhl	Injeção máxima de corrente reativa (pu)	1.1
Iqll	Injeção de corrente reativa mínima (pu)	-1.5
Tp	Constante (s) de tempo do filtro de potência ativa	0.02
Qmax	Potência reativa máxima quando Vflag = 1 (pu)	0,35
Qmin	Potência reativa mínima quando Vflag = 1 (pu)	-0,35
Kqp	Ganho proporcional do regulador Q local (pu / pu)	0
Kqi	Ganho integral do regulador Q local (pu / pu-s)	1,1
Vmax	Tensão máxima no barramento do terminal do inversor (pu)	1.1
Vmin	Tensão mínima no barramento do terminal do inversor (pu)	0.9
Kvp	Ganho proporcional do regulador de tensão local (pu / pu)	3
Kvi	Ganho integral do regulador de tensão local (pu / pu-s)	40
Tiq	Constante (s) de atraso do regulador de corrente reativa	0.02
Tpord	Constante (s) de tempo de atraso de ordem de energia do inversor	0,04
Pmax	Potência ativa máxima (pu)	1,2
Pmin	Potência ativa mínima (pu)	0
dPmax	Limite de aumento de potência ativa (pu/s)	10
dPmin	Limite de redução de potência ativa (pu/s)	-10
Imax	Corrente aparente máxima (pu)	1.0

Fonte: Adaptado de (FORCE, 2014).

Tabela 7 – Variáveis internas do modelo REEC_B

Parâmetro	Descrição
Vt	Tensão terminal bruta (pu, da solução de rede)
Vt_filt	Tensão do terminal filtrada (pu)
Voltage_dip	Condição de condução de baixa / alta tensão (0 = normal, VRT = 1)
Pe	Potência ativa do inversor (pu)
Pref	Referência de potência ativa do inversor (pu, da solução de fluxo de potência ou do modelo do controlador da planta)
Pfaref	Ângulo do fator de potência inicial do inversor (da solução de fluxo de potência)
Qgen	Potência reativa do inversor (pu)
Qext	Referência de potência reativa do inversor (pu, da solução de fluxo de potência ou do modelo do controlador da planta)
Iqinj	Injeção de corrente reativa suplementar durante o evento VRT (pu)
Ipmax	Corrente ativa dinâmica máxima (pu)
Ipmin	Corrente ativa mínima (0)
Iqmax	Corrente reativa dinâmica máxima (pu)
Iqmin	Corrente reativa dinâmica mínima (pu, = -iqmax)
Ipcmd	Corrente ativa desejada (pu)
Iqcmd	Corrente reativa desejada (pu)

Fonte: Adaptado de (FORCE, 2014).

B Modelos Genéricos WECC para SVC

Tabela 8 – Parâmetros do modelo SVSMO1 na base de 100 MVA.

Variável	Descrição	Valores
UVSBmax	Limite capacitivo máximo do SVC durante estratégia de subtensão (pu)	0,2
UV1	Ponto de subtensão 1, em que a saída é forçada para UVSBmax (pu)	0,5
UV2	Ponto de subtensão 2, em que a saída é forçada para Bmin (pu).	0,3
UVT	Ponto de ajuste de desarme de baixa tensão (pu)	0,5
OV1	Ponto de ajuste de sobretensão 1, acima do qual SVC a saída é forçada para Bmin (pu)	1,3
OV2	Ponto de ajuste de sobretensão 2 (pu)	1,5
UVtm1	Tempo 1 (s) de disparo subtensão em segundos	1
UVtm2	Tempo 2 (s) de disparo subtensão em segundos	7
OVtm1	Tempo de disparo de sobretensão 1 em segundos	1
OVtm2	Tempo de disparo de sobretensão 2 em segundos	0,25
flag1	0 - sem comutação de MSS; 1 - comutação MSS ativado	0
flag2	inclinação linear 0; Inclinação 1 - não linear (0)	0
Xc1	inclinação linear nominal ou primeira parte de inclinação linear por partes (pu / pu)	0,02
Tc1	Constante de tempo de avanço em segundos	0s
Tb1	Constante de tempo de atraso Tb1 em segundos	0s
Tc2	Constante de tempo de avanço Tc2 em segundos	0s
Tb2	Constante de tempo de atraso	0s
Kpv	Ganho proporcional do regulador de tensão (pu/pu)	0
Kiv	Ganho integral do regulador de tensão (pu / pu.s)	250
vemax	Erro máximo de tensão permitido	N/A
vemin	Erro de tensão mínima permitida	N/A
T2	Constante de tempo de retardo de disparo em segundos	0,01
Bshrt	Valor capacitivo máximo de curto prazo do SVC (pu)	2,2
Tshrt	Atraso de tempo definido de curto prazo em segundos	3
Bmax	Valor capacitivo máximo contínuo (pu)	1
Bmin	Valor indutivo mínimo contínuo (pu)	1
PLLdelay	Atraso PLL na recuperação se a tensão permanecer abaixo de UV1 por mais de UVtm1 em segundos	0,1

Fonte: Adaptado de (FORCE, 2011).

C Dados do Sistema IEEE 14 barras

C.0.1 Impedâncias das Linhas

Tabela 9 – Impedâncias das linhas em pu

Linha	R (pu)	X (pu)	B(pu)
L1-2	0,01938	0,05917	0,0528
L1-5	0,05403	0,22304	0,0492
L2-3	0,04699	0,19797	0,0438
L2-4	0,05811	0,17632	0,034
L2-5	0,05695	0,17388	0,0346
L3-4	0,06701	0,17103	0,0128
L4-5	0,01335	0,04211	0
L6-11	0,09498	0,1989	0
L6-12	0,12291	0,25581	0
L6-13	0,06615	0,13027	0
L7-8	0	0,17615	0
L7-9	0	0,11001	0
L9-10	0,03181	0,0845	0
L9-14	0,12711	0,27038	0
L10-11	0,08205	0,19207	0
L12-13	0,22092	0,19988	0
L13-14	0,17093	0,34802	0

Fonte: Adaptado de (IYAMBO; TZONEVA, 2007).

C.0.2 Impedâncias dos transformadores

Tabela 10 – Impedâncias dos transformadores em pu

Transformador	R(pu)	X(pu)
L4-7	0	0,20912
L4-9	0	0,55618
L5-6	0	0,25202
L10-16	0,02	0,075
L14-15	0,02	0,075

Fonte: Adaptado de (IYAMBO; TZONEVA, 2007).

C.0.3 Potência ativa e reativa das cargas.

Tabela 11 – Potência ativa e reativa das cargas para o caso base (sem sobrecarga).

Cargas	P (W)	Q (Var)
2	21,7	12,7
3	94,2	19
4	47,8	-3,9
5	7,6	1,6
6	11,2	7,5
9	29,5	16,6
10	9	5,8
11	3,5	1,8
12	6,1	1,6
13	13,5	5,8
14	14,9	5

Fonte: Adaptado de (IYAMBO; TZONEVA, 2007).

C.0.4 Modelo GENTPF de máquina dos geradores (compensadores) síncronos

Valores nas seguintes bases:

- Gerador 1: 615 MVA
- Geradores 2 e 3: 60 MVA
- Gerador 6 e 8: 25 MVA

Tabela 12 – Modelo GENTPF das máquinas síncronas.

Parâmetro	Gerador 1	Geradores 2 e 3	Geradores 6 e 8
H	5,148	6,54	5,06
D	2	2	2
Ra	0,0000	0,0031	0,0014
Xd	0,8979	1,05	1,25
Xq	0,646	0,98	1,22
Xdp	0,2995	0,185	0,232
Xqp	0,646	0,36	0,715
Xdpp	0,23	0,13	0,12
Xqpp	0,4	0,13	0,12
Xl	0,2396	0	0,096
Tdop	7,4	6,1	4,75
Tqop	0	0,3	1,5
Tdopp	0,04	0,04	0,06
Tqopp	0,04	0,099	0,21
S1	0	0	0
S12	0	0	0
Rcomp	0	0	0
Xcomp	0	0	0
Accel	0,4	0,4	0,4

Fonte: Adaptado de (IYAMBO; TZONEVA, 2007).

Tabela 13 – Modelo IEEEEX1 das máquinas síncronas

Parâmetro	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Gerador 6	Gerador 8
Tr	0	0	0	0	0
Ka	408	20	408	408	300
Ta	0	0	0	0	0
Tb	0	0	0	0	0
Tc	0	0	0	0	0
Vrmax	7,32	4,38	4,38	6,81	6,81
Vrmin	0	0	0	1,395	1,395
Ke	1	1	1	1	3
Te	1	0,5	1	1	6
Kf	0,1046	0,001	0,1046	0,1046	0,3
Tf1	3,17	1	3,17	3,17	3
Switch	0	0	0	0	0
E1	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
SE1	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
E2	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73
SE2	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33

Fonte: Adaptado de (IYAMBO; TZONEVA, 2007).

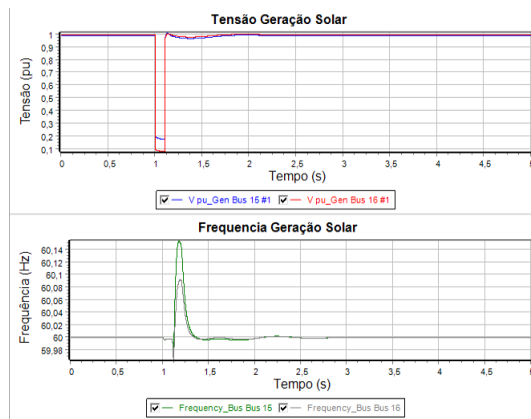
Apêndice

A Simulações completas do Sistema IEEE 14 barras

A.1 Caso 3: Curto-circuito com compensação na barra 4

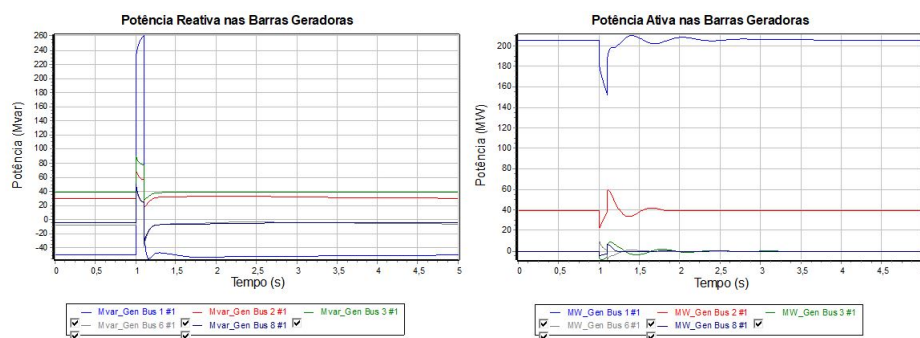
A.1.1 Caso 3.1: Carregamento normal com compensação na barra 4

Figura 78 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 4.



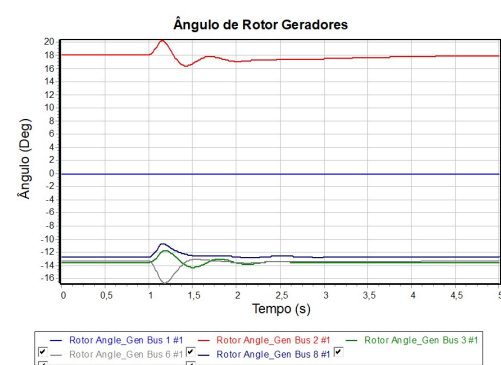
Fonte: Autoria Própria.

Figura 79 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 4.



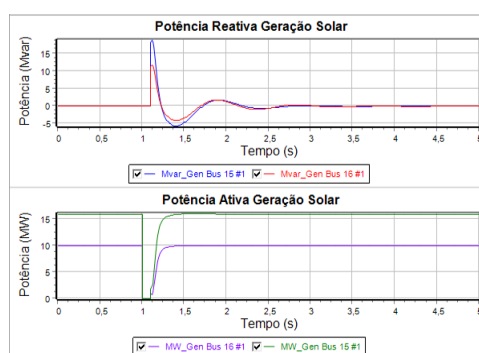
Fonte: Autoria Própria.

Figura 80 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 4.



Fonte: Autoria Própria.

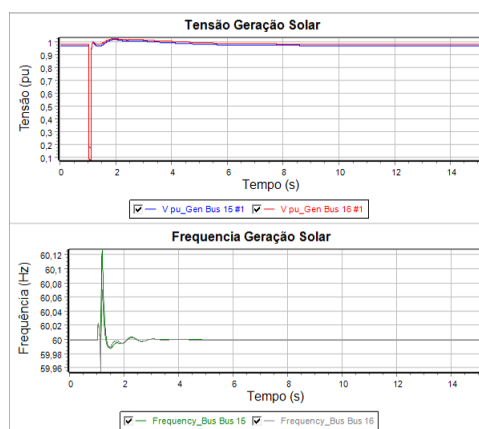
Figura 81 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, SVC barra 4.



Fonte: Autoria Própria.

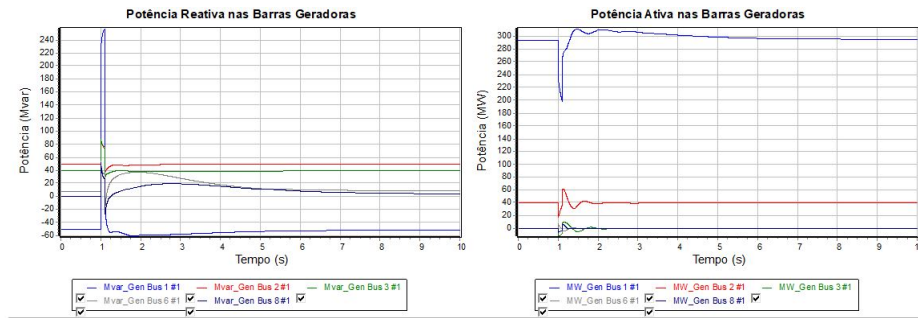
A.1.2 Caso 3.2: Carregamento de 30% com compensação na barra 4

Figura 82 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 4.



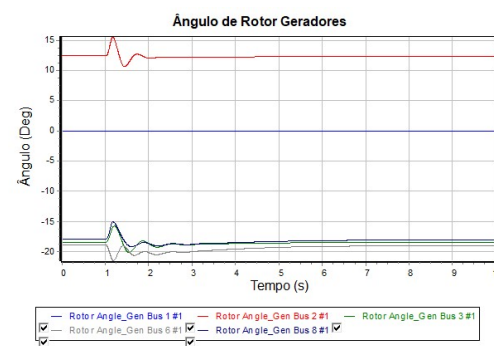
Fonte: Autoria Própria.

Figura 83 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 4.



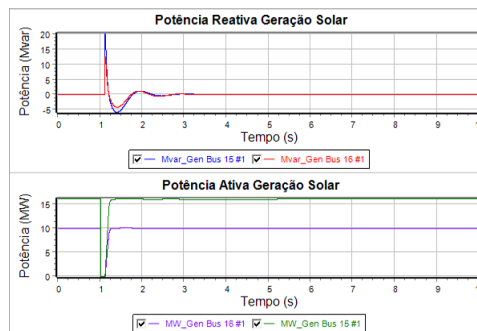
Fonte: Autoria Própria.

Figura 84 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 4.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 85 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento de 30%, SVC barra 4.

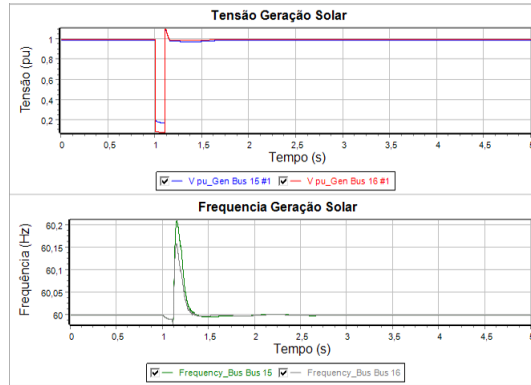


Fonte: Autoria Própria.

A.2 Caso 4: Curto-circuito com compensação na barra 9

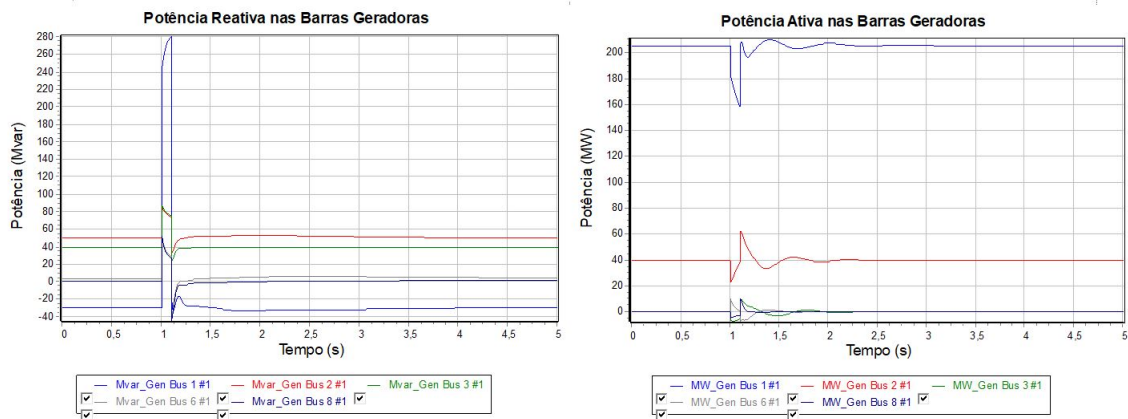
A.2.1 Caso 4.1: Carregamento normal com compensação na barra 9

Figura 86 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9.



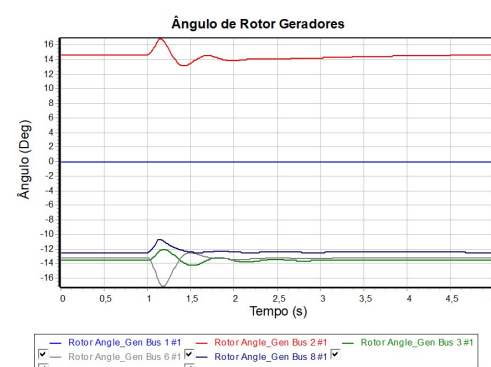
Fonte: Autoria Própria.

Figura 87 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9.



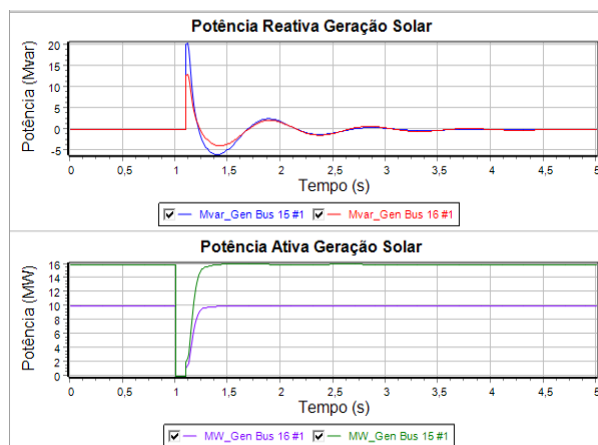
Fonte: Autoria Própria.

Figura 88 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9.



Fonte: Autoria Própria.

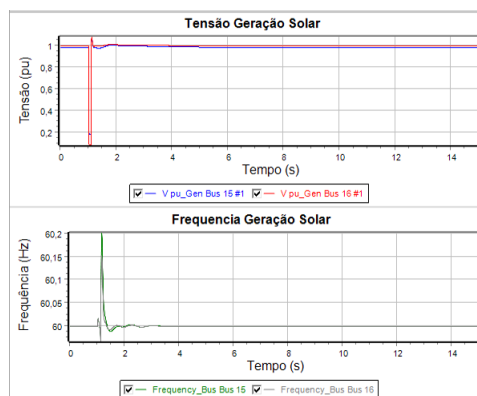
Figura 89 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, SVC barra 9.



Fonte: Autoria Própria.

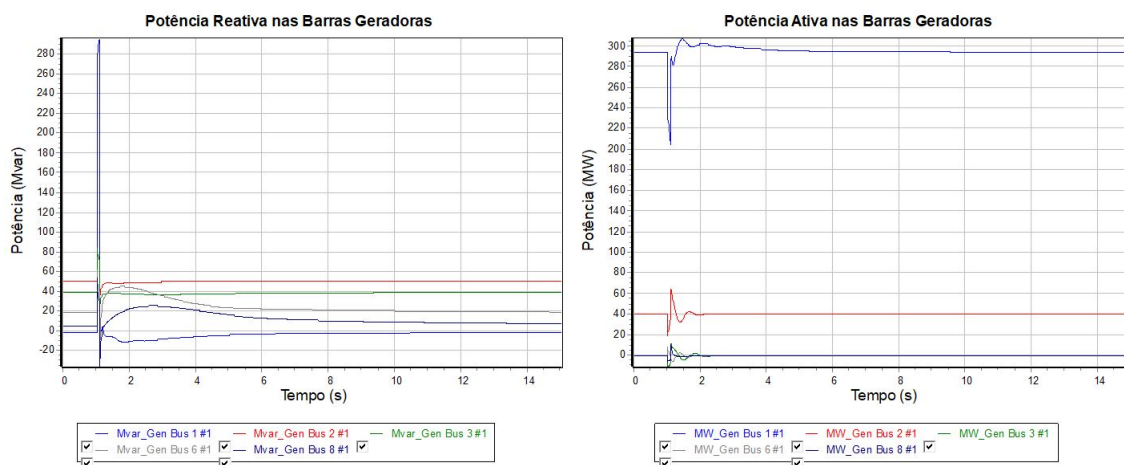
A.2.2 Caso 4.2: Carregamento de 30% com compensação na barra 9

Figura 90 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 9.



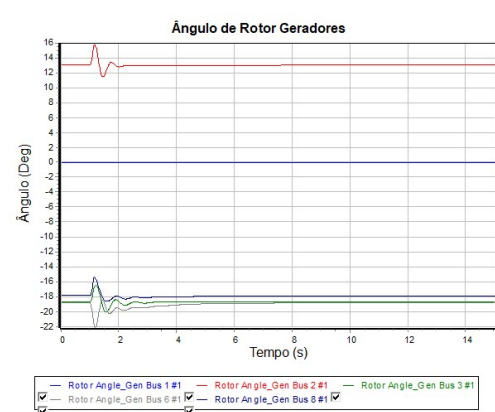
Fonte: Autoria Própria.

Figura 91 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 9.



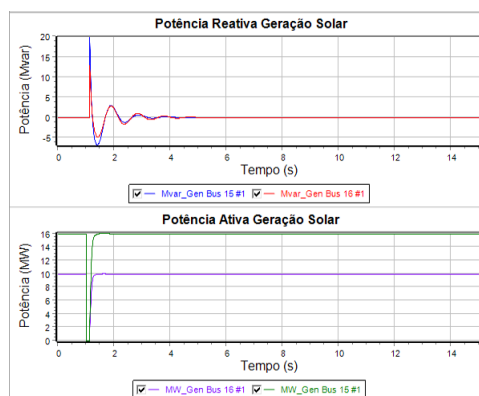
Fonte: Autoria Própria.

Figura 92 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento de 30%, SVC barra 9.



Fonte: Autoria Própria.

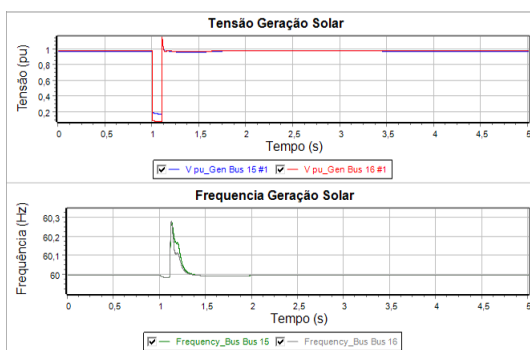
Figura 93 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento de 30%, SVC barra 9.



Fonte: Autoria Própria.

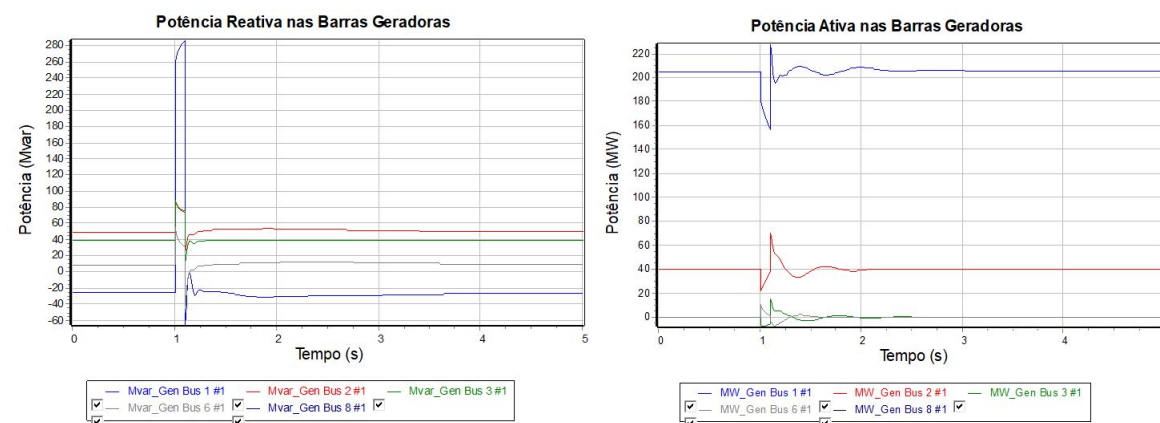
A.3 Caso 5: Curto-circuito substituição de compensador síncrono por SVC, carregamento normal

Figura 94 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 8.



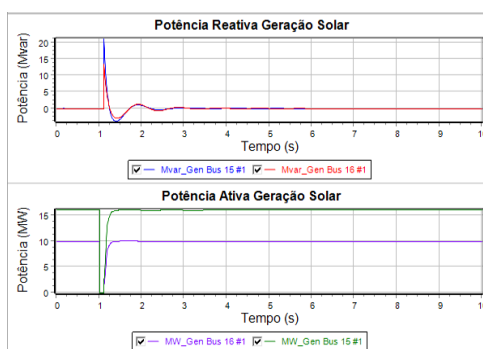
Fonte: Autoria Própria.

Figura 95 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 8.



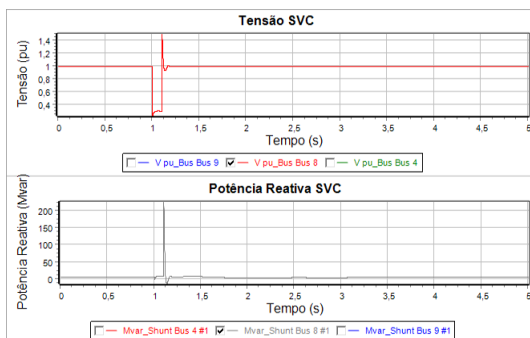
Fonte: Autoria Própria.

Figura 96 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, SVC barra 8.



Fonte: Autoria Própria.

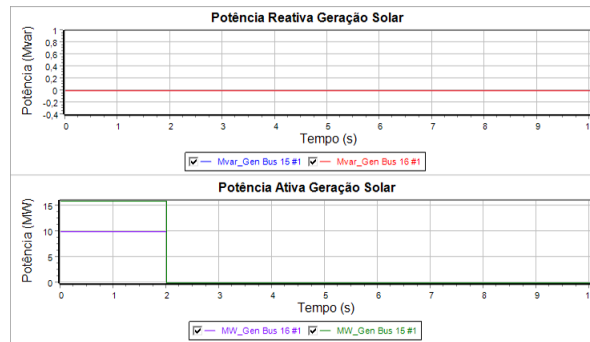
Figura 97 – Tensão e Potência Reativa SVC com Carregamento Normal, SVC barra 8.



Fonte: Autoria Própria.

B Perda de geração solar

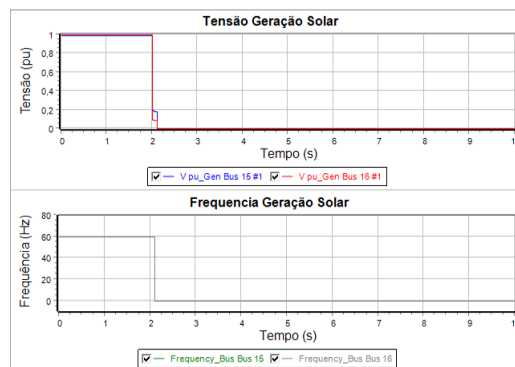
Figura 98 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, sem SVC.



Fonte: Autoria Própria.

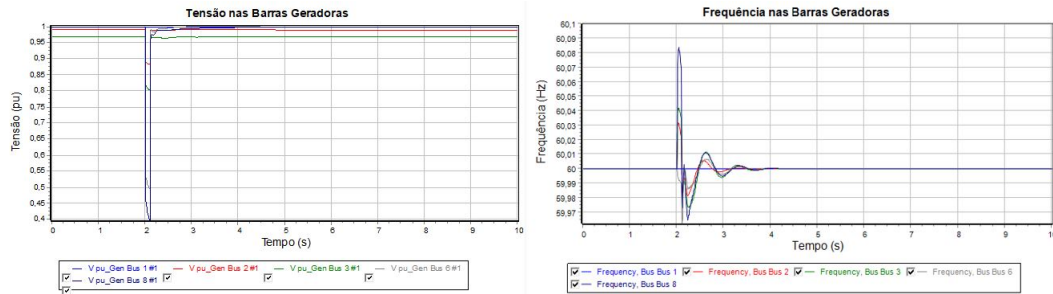
B.1 Curto-circuito com perda da geração solar com SVC barra 9, carregamento normal

Figura 99 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9



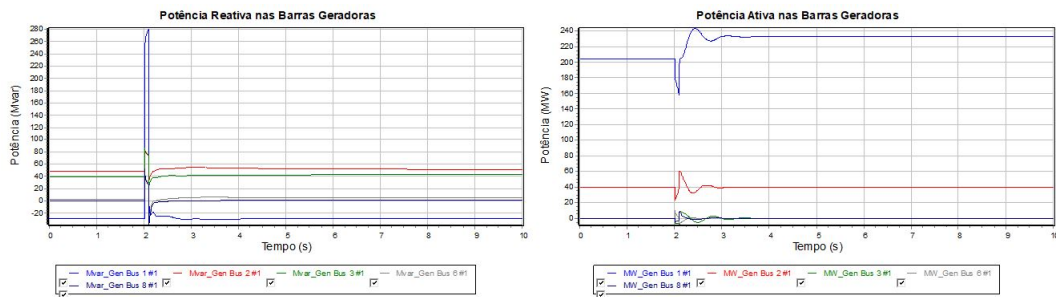
Fonte: Autoria Própria.

Figura 100 – Tensão e Frequência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, SVC barra 9.



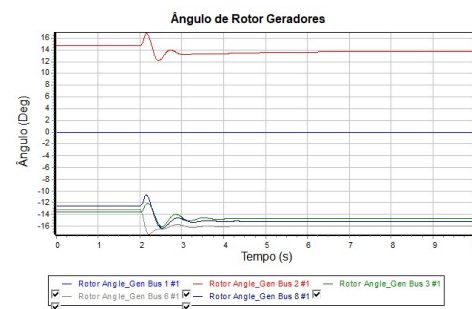
Fonte: Autoria Própria.

Figura 101 – Potência nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9.



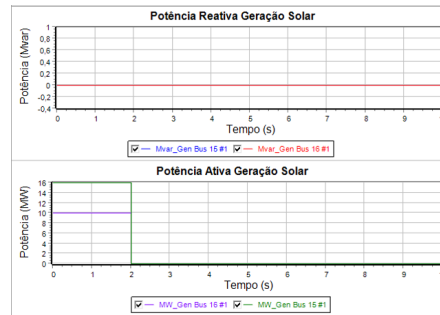
Fonte: Autoria Própria.

Figura 102 – Ângulo de Rotor nas Barras dos Geradores com Carregamento Normal, SVC barra 9.



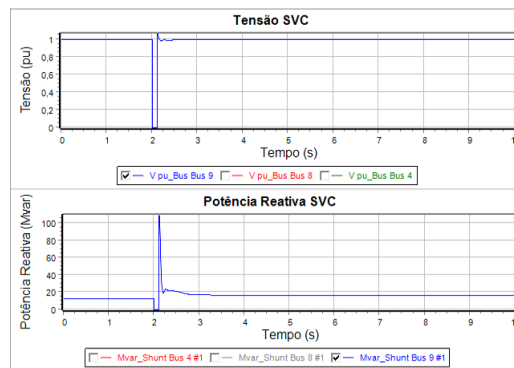
Fonte: Autoria Própria.

Figura 103 – Potência nas Barras dos Geradores Fotovoltaicas com Carregamento Normal, SVC barra 9.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 104 – Tensão e Potência Reativa SVC com Carregamento Normal, SVC barra 9.



Fonte: Autoria Própria.