



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RODRIGO ALVES DE SOUZA NETO

**Análise do Desempenho de Reguladores Automáticos de Tensão de
Geradores Síncronos em um Sistema Elétrico de Potência**

UBERLÂNDIA

2019

Rodrigo Alves De Souza Neto

**Análise do Desempenho de Reguladores Automáticos de Tensão de
Geradores Síncronos em um Sistema Elétrico de Potência**

Trabalho de conclusão de curso apresentado
a Faculdade de Engenharia Elétrica da UFU,
como requisito para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Caixeta
Guimarães.

UBERLÂNDIA

2019

Rodrigo Alves De Souza Neto

Análise do Desempenho de Reguladores Automáticos de Tensão de Geradores Síncronos em um Sistema Elétrico de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado a Universidade Federal de Uberlândia, como parte das exigências para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Uberlândia-MG, ____ de _____ de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Geraldo Caixeta Guimarães

Prof. Dr. Thales Lima Oliveira

Prof. Dr. Adélio José de Moraes

AGRADECIMENTOS

À minha mãe por todo o suporte dado durante a minha vida tanto acadêmica, quanto pessoal.

Aos professores Geraldo Caixeta Guimarães e Thales Lima Oliveira que me deram a ajuda necessária na realização deste trabalho.

Ao corpo docente da Universidade Federal de Uberlândia que, de alguma maneira, contribuiu para a minha formação.

Análise do Desempenho de Reguladores Automáticos de Tensão de Geradores Síncronos em um Sistema Elétrico de Potência

RESUMO

O principal objetivo da operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP) é buscar atender a carga de maneira contínua e sem sobrecarregar as partes componentes desse sistema. Tendo isso em mente, é fundamental o estudo de como o sistema se comportará após a ocorrência de algumas contingências a fim de traçar estratégias para manter o sistema operando de forma satisfatória, atendendo, assim, a sua demanda de carga. Várias ferramentas para solucionar o problema de instabilidade foram desenvolvidas, como, por exemplo, o Regulador Automático de Tensão (do inglês *Automatic Voltage Regulator* ou AVR). Alguns programas computacionais também foram elaborados para avaliar o AVR e a estabilidade do sistema de potência. Este trabalho utiliza o PSP-UFU (Plataforma de sistemas de potência da UFU), uma ferramenta digital de código aberto e gratuita desenvolvida nesta universidade, para realizar um estudo de estabilidade em um SEP teórico considerando a influência do AVR. Os resultados das simulações do PSP-UFU permitem concluir que o comportamento do sistema teve uma melhoria significativa com o uso do AVR, sobretudo nas respostas das tensões terminais e potências reativas dos geradores. Além disso, foi possível comprovar que o SEP estudado se manteve estável para todos os tipos de perturbações aplicadas.

Palavras chave: Desempenho, Estabilidade, PSP-UFU, Regulador Automático de Tensão.

Performance Analysis of Automatic Voltage Regulators of Synchronous Generators in an Electrical Power System

ABSTRACT

The main purpose of operating an Electrical Power System (EPS) is to deliver power continuously to the load without overloading the system components. Taking this into account, it is extremely important to study the system behaviour following various types of possible disturbances, in order to devise strategies to keep the system stable and attending its demand. Several tools were developed to solve the instability problem, as for example the Automatic Voltage Regulator or simply AVR. There are also computer programs able to evaluate such tool and the system stability. This paper utilizes the *software* PSP-UFU, which is a free and open source tool developed in this university in order to study the stability of a theoretical Electrical Power System including the influence of the AVR. The simulations results from PSP-UFU allowed to conclude that the system behaviour was significantly improved, while utilizing the AVR, especially the terminal voltage and reactive power responses. Besides that, it was shown that the EPS studied was maintained stable for all type of applied faults.

Keywords: Automatic Voltage Regulator, Performance, Stability, PSP-UFU

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Circuito simplificado da máquina síncrona	13
Figura 2- Mapa de capacidade	15
Figura 3- Gráfico da potência fornecida com tensão terminal constante.....	15
Figura 4- Curva da potência em função da tensão terminal	17
Figura 5- Sistema de excitação CC auto excitado.....	19
Figura 6- Sistema do tipo <i>brushless</i>	20
Figura 7- Sistema de excitação estático.....	21
Figura 8- Sistema buck-boost.....	22
Figura 9- Conexões entre transformadores e retificadores	23
Figura 10- Curva de saturação da excitatriz.....	24
Figura 11- Diagrama de blocos do modelo 3 utilizado no PSP-UFU	25
Figura 12- Diagrama de blocos de um sistema buck-boost	26
Figura 13- Resposta de um sistema de segunda ordem ao degrau	26
Figura 14- Sistema de um gerador conectado ao barramento infinito	30
Figura 15- Diagrama fasorial do problema	30
Figura 16- Comparação entre a potência transferida em um sistema regulado e um sem regulação.....	32
Figura 17- Regulador de tensão do tipo II do IEEE	33
Figura 18- Diagrama do problema no PSP-UFU	34
Figura 19-Diagrama de blocos da AVR da máquina 1 no PSP-UFU.....	35
Figura 20- Tensão terminal nos geradores sem o uso de AVR para curto circuito na barra 6	37
Figura 21- Ângulos de carga dos geradores sem Avr para curto circuito na barra 6.....	37
Figura 22-Tensão de campo dos geradores sem o uso da AVR.....	38
Figura 23- Potências ativas dos geradores para um curto circuito sem o uso de AVR	39
Figura 24- Potências reativas dos geradores para um curto circuito sem o uso de AVR.....	39
Figura 25- Frequências dos geradores para um curto circuito na barra 6 sem o uso de AVR.....	40
Figura 26- Tensão terminal dos geradores com uso de AVR para curto circuto na barra 6.....	40
Figura 27- Tensão de campo dos geradores sob efeito da AVR.....	41

Figura 28- Ângulos de carga dos geradores com o uso de AVR para curto na barra 6.	41
Figura 29- Tensão terminal dos geradores para perda da geração da barra 3 sem o uso de AVR	42
Figura 30- Ângulo de carga do gerador 1 para perda da geração da barra 3 sem uso de AVR.....	43
Figura 31- Potência ativa dos geradores para perda da unidade geradora 3	43
Figura 32- Ângulo de carga do gerador 2 para perda da geração da barra 3 sem o uso de AVR	44
Figura 33- Ângulo de carga do gerador 3 para perda da geração da barra 3 sem o uso de AVR	45
Figura 34- Frequências dos geradores para perda da geração da barra 3 sem AVR	45
Figura 35- Tensão terminal dos geradores para perda da geração da barra 3 com o uso de AVR	46
Figura 36- Tensões de campo dos geradores para perda da geração da barra 3 com o uso de AVR	46
Figura 37- Ângulos de carga dos geradores 1 e 2 para perda do gerador 3 com o uso de AVR.....	47
Figura 38- Potências reativas dos geradores para perda da geração da barra 3 com o uso de AVR	48
Figura 39- Potências reativas dos geradores para perda da geração da barra 3 sem o uso de AVR	48
Figura 40- Tensões terminais dos geradores para perda de carga da barra 6 sem o uso de AVR	49
Figura 41- Ângulos de carga dos geradores para perda da carga da barra 6 sem o uso de AVR.	50
Figura 42- Potências ativas dos geradores para perda da carga da barra 6 sem o uso de AVR	50
Figura 43- Frequências dos geradores para perda da carga da barra 6 sem o uso de AVR.....	51
Figura 44- Potências reativas dos geradores para perda da carga da barra 6 sem o uso de AVR	51

Figura 45- Tensões terminais dos geradores para perda de carga da barra 6 com o uso de AVR	52
Figura 46- Tensões de campo dos geradores para perda de carga da barra 6 com o uso de AVR	53
Figura 47- Ângulos de carga dos geradores para perda de carga da barra 6 com o uso de AVR.	53
Figura 48- Potências reativas dos geradores para perda de carga da barra 6 com o uso de AVR	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Dados relativos as linhas de transmissão e transformadores.....	34
Tabela 2- Dados referentes a geradores e cargas	35
Tabela 3- Parâmetros das máquinas síncronas	35
Tabela 4- Parâmetros dos AVR's.....	36

Sumário

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Razões para o uso de AVR	12
1.1.1	Manutenção da tensão constante sob carga.....	13
1.1.2	Prevenção de sobretensão em caso de rejeição de carga.....	13
1.1.3	Melhoria da estabilidade sob carga.....	14
1.1.4	Melhoria da estabilidade transitória.....	16
1.2	Objetivo.....	17
1.2.1	Objetivos específicos.....	17
1.3	Estrutura.....	18
2	TIPOS DE SISTEMAS DE CONTROLE DA EXCITAÇÃO	19
2.1	Sistema de excitação CC	19
2.2	Sistema de excitação CA	20
2.3	Sistema de excitação estáticos.....	20
3	MODELAGEM DO SISTEMA NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA.....	22
3.1	Transformador de potencial e retificador	23
3.2	Comparador	23
3.3	Amplificador.....	23
3.4	A excitatriz	24
3.5	O gerador.....	25
4	ANÁLISE TEÓRICA DO EFEITO DA EXCITAÇÃO NA ESTABILIDADE	28
4.1	Estabilidade transitória.....	28
4.2	Estabilidade dinâmica.....	29
4.2.	Demonstração do efeito da excitação nos limites de potência ativa	29
5	ANÁLISE COMPUTACIONAL DE SISTEMAS DE EXCITAÇÃO	33
5.1	Modelo do diagrama de bloco padrão	33
6	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DO PSP-UFU.....	34
6.1	Curto circuito na barra 6	36
6.2	Perda da unidade geradora 3	42

6.3	Perda da carga da barra 6	48
7	CONCLUSÃO	55
	REFERÊNCIAS.....	56

1 INTRODUÇÃO

Sabe-se que grande parte da energia gerada no Brasil provém de usinas hidroelétricas que utilizam máquinas síncronas como geradores [1]. Tal tipo de máquina possui uma particularidade interessante que é a habilidade de controlar a tensão terminal da máquina, bem como a potência reativa e fator de potência por meio do sistema de excitação do gerador [2].

Em sistemas arcaicos, o sistema de excitação era controlado pelo operador que observava a tensão terminal e, por sua vez, atuava no reostato de campo da excitatriz de modo a se obter as condições de saída desejadas [3]. Com o advento de novas tecnologias, o controle do sistema de excitação passou a ser realizado pelo Regulador Automático de Tensão, representado pela sigla em inglês AVR (*Automatic Voltage Regulator*). Tal tecnologia consiste em um regulador que observa a tensão de saída da máquina e efetua uma ação corretiva por meio de um atuador na excitatriz do gerador.

A troca do controle manual da excitatriz para um sistema automático possibilitou uma melhoria significativa no tempo de resposta do sistema. Com isso, o sistema passou a ser mais confiável e robusto [3].

Um sistema é dito estável se a resposta oscilatória deste, durante um regime transitório após alguma perturbação, for amortecida e o sistema se acomodar em um nova condição de regime permanente em um tempo finito [3]. O AVR, então, contribui para a estabilidade do sistema, uma vez que, seu objetivo é fazer a readequação da tensão terminal da máquina em uma nova situação de operação por meio da variação da tensão de campo da máquina síncrona, evitando assim, problemas graves como sobretensão, subtensão e perdas de sincronismo.

1.1 Razões para o uso de AVR

A habilidade de se atuar rapidamente na excitação do gerador para fazer mudanças em sua tensão terminal é algo extremamente benéfico para os sistemas de potência modernos. O Regulador Automático de Tensão atua de forma mais rápida que qualquer controle manual atuaria, conferindo vantagens como:

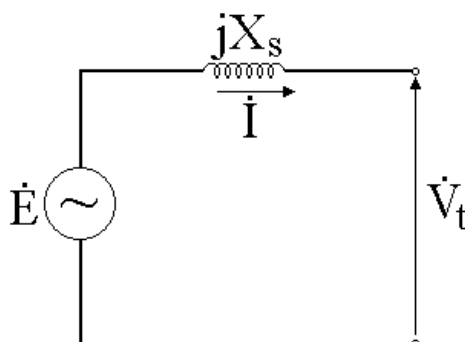
1.1.1 Manutenção da tensão constante sob carga

Sabe-se que a tensão terminal do gerador síncrono é influenciada pela carga, pois ao suprir corrente para a mesma há uma queda de tensão na reatância síncrona que, por sua vez, diminui a tensão terminal da máquina. Tal fato pode ser observado analisando o circuito equivalente da máquina síncrona na Figura 1. A queda de tensão no circuito obedece à seguinte equação.

$$\dot{V}_t = \dot{E} - jX_s \dot{I} = \dot{E} - \Delta \dot{V} \quad (1.1)$$

Onde $\dot{V}_t$ é a tensão terminal do gerador, $\dot{E}$ é a tensão interna da máquina e X_s é a reatância síncrona. Pela equação (1.1), nota-se que, à medida que a carga aumenta, deve-se aumentar a tensão interna da máquina para que a tensão terminal permaneça constante.

Figura 1- Circuito simplificado da máquina síncrona



Fonte: GUIMARÃES, G. [4]

Assim sendo, conclui-se que algum tipo de controle deve ser realizado na excitação da máquina a fim de ajustar a tensão de campo, conforme a necessidade de se aumentar ou diminuir a sua tensão terminal.

1.1.2 Prevenção de sobretensão em caso de rejeição de carga

Supondo que o gerador opera em uma condição nominal, então sua tensão interna deve ser maior que 1,0 p.u. para compensar a queda de tensão na reatância

síncrona. Na situação em que ocorre a rejeição de toda a carga, a corrente que o gerador supre passará a ser 0,0 p.u. e, então, de acordo com a equação (1.1), a tensão terminal da máquina se igualará, à tensão interna. Essa alteração súbita da tensão poderá ocasionar danos severos aos enrolamentos da máquina até em outros componentes do sistema de geração. Portanto, é imprescindível a capacidade de uma rápida alteração na excitação a fim de se reestabelecer o valor da tensão terminal.

1.1.3 Melhoria da estabilidade sob carga

A Figura 2, a qual, representa um mapa de capacidade de um gerador, supondo o gerador inicialmente operando a vazio com uma tensão de excitação constante igual a 1 p.u. (equivale a operação no ponto 0 no gráfico) começa a ter sua carga aumentada. Então, ao fornecer uma potência ativa maior sem um ajuste na excitação, o ponto de operação do gerador excursiona ao longo da curva de excitação de 1 p.u. e, portanto, passa a funcionar com um fator de potência adiantado. Pela análise gráfica, conforme a potência ativa fornecida continua a aumentar e o ponto a excursionar, eventualmente o limite de estabilidade para a potência reativa absorvida será violado. Esse fenômeno pode ser melhorado ao se aumentar a excitação da máquina, mudando o ponto de operação para uma curva de operação garantindo, assim, uma melhor faixa de estabilidade.

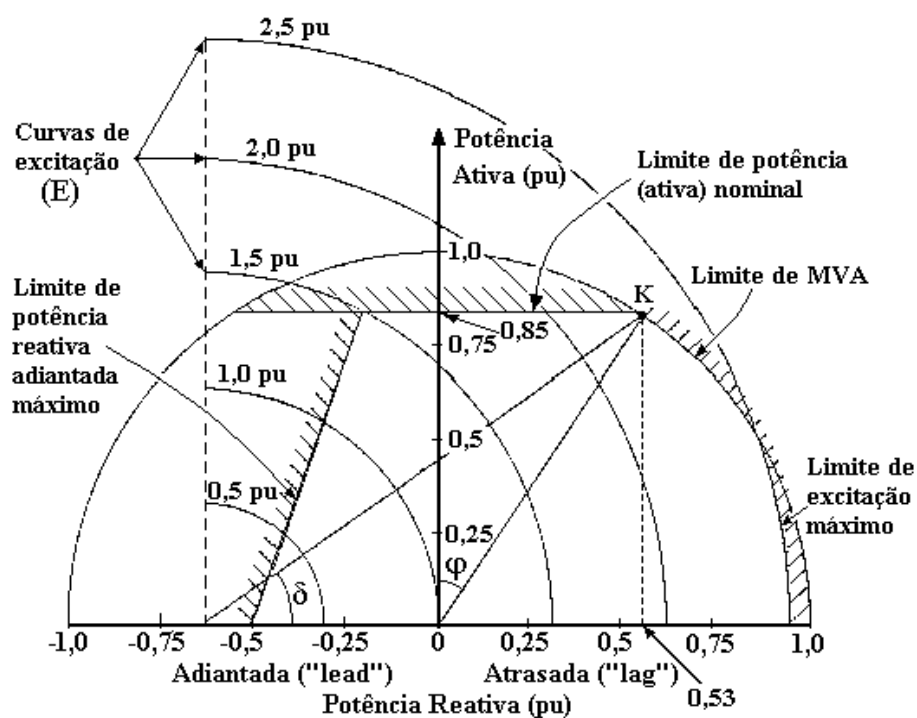
Sendo a potência ativa fornecida pelo gerador dada pela equação (1.2):

$$P = \frac{E \cdot V_t}{X_s} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (1.2)$$

A Figura 3 representa o gráfico da potência (P) fornecida pela máquina em função do ângulo de carga (δ) dado pela equação (1.2). Nota-se que ao ocorrer um acréscimo na carga, mantendo a excitação constante, o ponto de operação é deslocado do ponto 1 ao ponto 2 o que acarreta em uma operação com um ângulo de carga maior do que o inicial, portanto, mais susceptível a perdas de sincronismo, uma vez que, o limite de estabilidade da máquina ocorre em um ângulo igual a 90°. Quando este ângulo é ultrapassado, isto acarreta em um decréscimo na potência

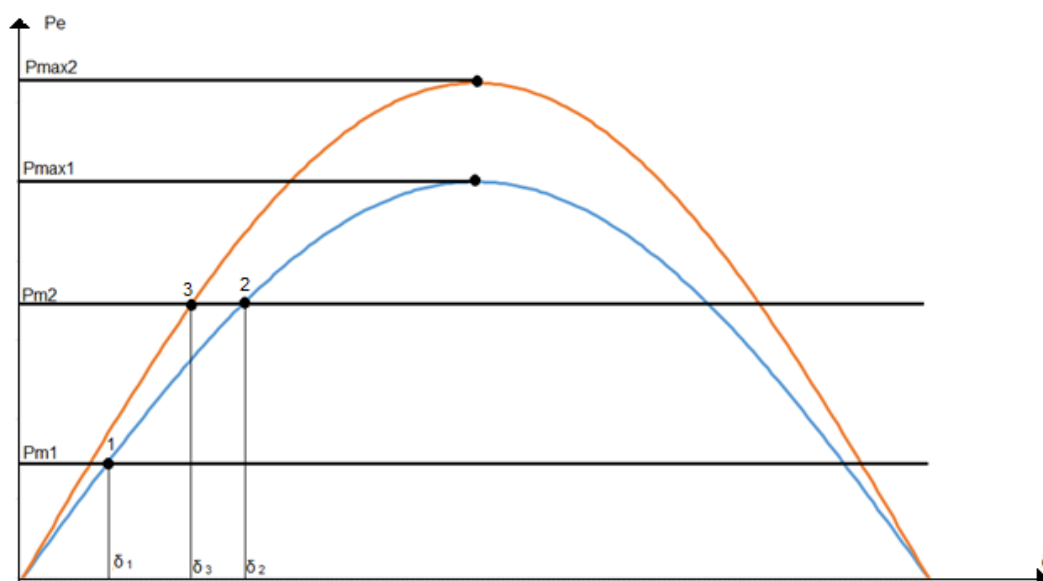
elétrica, gerando um desequilíbrio no torque, fazendo assim o gerador disparar. Porém, ao se aumentar a excitação o ponto de operação desloca para o ponto 3 que possui um ângulo delta menor e mais favorável à operação estável, sendo este efeito decorrente do aumento da potência máxima que pode ser fornecida à carga [4].

Figura 2- Mapa de capacidade



Fonte: GUIMARÃES, G. [4]

Figura 3- Gráfico da potência fornecida com tensão terminal constante



Fonte: Autoria própria

1.1.4 Melhoria da estabilidade transitória

Seja a potência elétrica ativa fornecida pelo gerador dada pela equação (1.2). A Figura 4 ilustra a senóide da potência elétrica (curva 1) referente a condição inicial de operação de um gerador e identifica, também, o ponto de cruzamento entre essa potência e a potência mecânica considerada constante (ângulo δ_1).

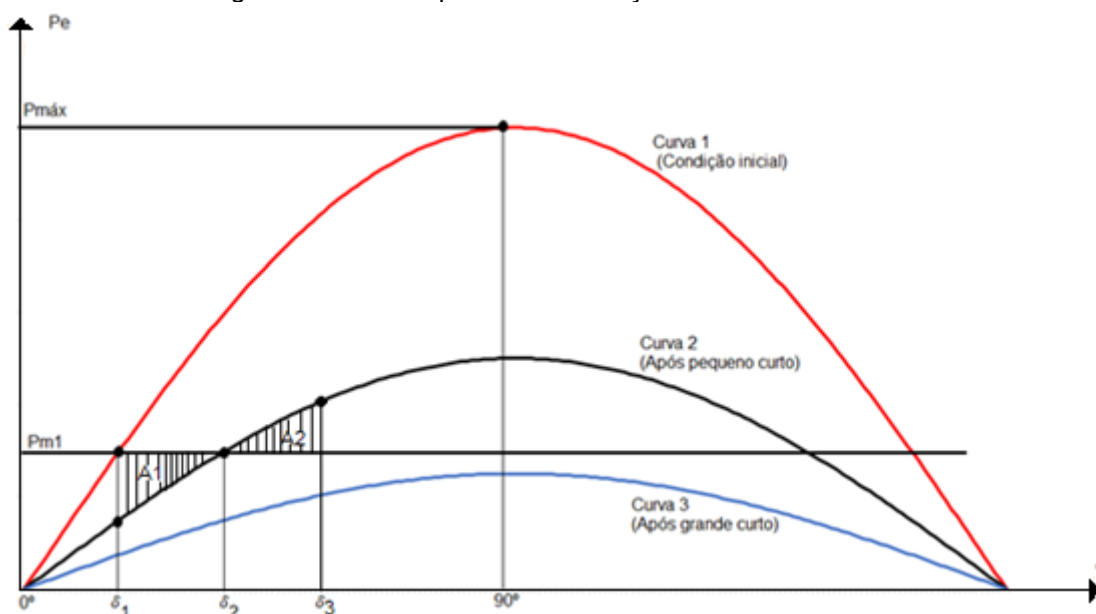
Supondo que haja um pequeno curto circuito próximo à máquina, então a sua tensão terminal cairá e, caso não haja AVR, a potência elétrica máxima também ficará reduzida. Isto altera a senóide de operação do gerador para a curva 2. Com isso, o gerador irá aumentar o ângulo de potência para buscar um novo ponto de equilíbrio entre a potência elétrica e a potência mecânica, indicado pelo ângulo δ_2 na Figura 4.

Para a próxima análise, discutiu-se a estabilidade por critério das áreas iguais, e, para o desenvolvimento desse critério, algumas hipóteses foram consideradas. Primeiramente, deve-se supor que a potência mecânica de entrada se mantém constante. Em segundo lugar, deve-se considerar que as máquinas são representadas por uma tensão constante atrás de uma reatância transitória. E, por último, o amortecimento da máquina é considerado constante.

O critério das áreas iguais mostra que, para que uma oscilação seja considerada estável, a área de aceleração (onde a potência mecânica de entrada é maior que a potência elétrica) deverá ser igual a área de desaceleração (onde a potência elétrica é maior que a potência mecânica de entrada) representadas, respectivamente, pelas áreas A1 e A2 na Figura 4. Caso isso aconteça, toda a energia cinética ganha pela máquina durante a aceleração é devolvida ao sistema durante a desaceleração [5]. Portanto, a velocidade da máquina sofrerá uma oscilação amortecida em torno do ângulo δ_2 até se estabilizar neste ponto.

Supondo agora uma condição de curto-circuito ainda mais severa, retratada pela senóide da curva 3 da Figura 4. Após o distúrbio, o gerador irá buscar um novo ponto de equilíbrio. Como não há ponto de cruzamento entre a potência elétrica e a potência mecânica, dependendo do ângulo de chaveamento e da não extinção do curto circuito, pelo critério das áreas iguais, o gerador não sofrerá desaceleração e, portanto, perderá a estabilidade.

Figura 4- Curva da potência em função da tensão terminal



Fonte: Autoria própria

Caso um AVR esteja sendo utilizado, quando o curto ocorrer, o AVR aumentará a excitação do gerador e, de acordo com a equação (1.2), a potência máxima também aumentará. Portanto, conclui-se que a estabilidade será melhorada.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem por objetivo avaliar a atuação e influência de AVR's na estabilidade de um sistema de 9 barras, extraído da obra *Power System Control And Stability* [3], por meio de simulações computacionais feitas com o software PSP-UFU [6] obtido no site <https://thales1330.github.io/PSP/> (acesso em 2019). Para isto, a partir da condição de operação do sistema elétrico em regime permanente, é aplicado algum tipo de perturbação (como curto-circuito, perda de uma unidade geradora ou perda de uma grande carga) e analisado o desempenho do sistema sem/com a presença de AVR.

1.2.1 Objetivos específicos

Avaliar o comportamento do sistema estudado na presença de um curto circuito, da perda de uma unidade geradora e da perda de uma carga.

Verificar se há melhor desempenho no comportamento das variáveis do sistema para os diversos casos estudados, quando utilizado o AVR, se comparado a situação sem regulação.

1.3 Estrutura

No capítulo 2 deste trabalho, são tratados alguns dos tipos de sistemas de excitação bem como suas particularidades, vantagens e desvantagens entre si.

Já no capítulo 3, é discutido a maneira de se obter a modelagem do sistema no domínio da frequência, componente por componente do sistema de geração, até a obtenção do diagrama de blocos que representa o comportamento do sistema a uma variação em sua tensão de entrada.

Uma análise teórica de como a excitação do gerador influencia na estabilidade do sistema é feita no capítulo 4.

No capítulo 5 foi feita uma breve discussão sobre simulações computacionais e suas particularidades.

Os resultados da simulação do sistema teórico no PSP-UFU são apresentados no capítulo 6.

E por fim, no capítulo 7, foi feita a conclusão e uma síntese do que este trabalho pôde oferecer.

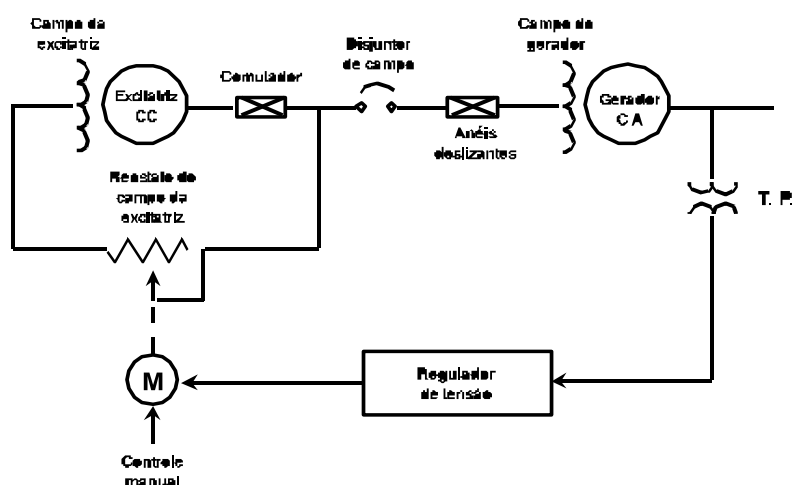
2 TIPOS DE SISTEMAS DE CONTROLE DA EXCITAÇÃO

Neste capítulo serão abordados alguns tipos de excitatrizes que já foram ou ainda são utilizadas. É importante salientar que alguns dos tipos de sistemas de controle da excitação apresentados se tornaram obsoletos e foram substituídos por sistemas mais vantajosos, seja por não possuírem escovas e anéis rotativos que demandam manutenção, por não terem partes rotativas, ou que não tenham partes mecânicas acarretando, assim, em um tempo de resposta melhor que os outros tipos de excitatrizes [7].

2.1 Sistema de excitação CC

Esse tipo de sistema é composto por uma máquina CC, que pode ser acoplada ao eixo do gerador principal ou acionada por uma máquina de indução separada, que por sua vez fornece corrente para o enrolamento de campo da máquina síncrona por meio de escovas e anéis [7]. Existem excitatrizes do tipo auto-excitada, como mostrado no diagrama da Figura 5, ou excitada separadamente através de uma excitatriz piloto, sendo que a máquina com excitação separada apresenta uma resposta mais rápida devido a independência do controle de campo da excitatriz piloto de sua tensão de saída. Devido a necessidade de um dispositivo mecânico para alterar o reostato de campo desse tipo de sistema, ele apresenta uma resposta lenta e, portanto, atualmente foi substituído por tecnologias mais rápidas.

Figura 5- Sistema de excitação CC auto excitado



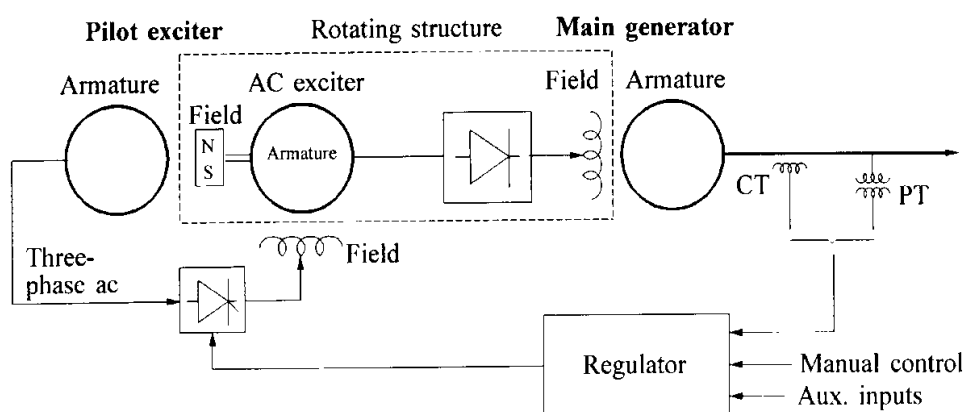
Fonte: KUNDUR, P. [7]

2.2 Sistema de excitação CA

Devido ao desenvolvimento de tecnologias de estado sólido, este tipo de sistema de excitação se tornou usual. Nele, a excitatriz é uma máquina de corrente alternada que tem sua saída retificada e usada para alimentação do campo do gerador síncrono [7]. Esse sistema possui diversas configurações, sendo que a tensão de saída da excitatriz CA pode ser retificada por diodos ou tiristores. Se tiristores são utilizados, o controlador controla diretamente a tensão de saída da excitatriz, melhorando, assim, o tempo de resposta.

Além disso, há a opção de se utilizar um sistema sem escovas, ou *brushless* do inglês representado na figura 6. Nesse sistema, os diodos são montados no eixo rotativo da excitatriz e, em seguida, alimentam diretamente o campo do gerador principal, eliminando, desse modo, a necessidade de se usar escovas [7].

Figura 6- Sistema do tipo *brushless*



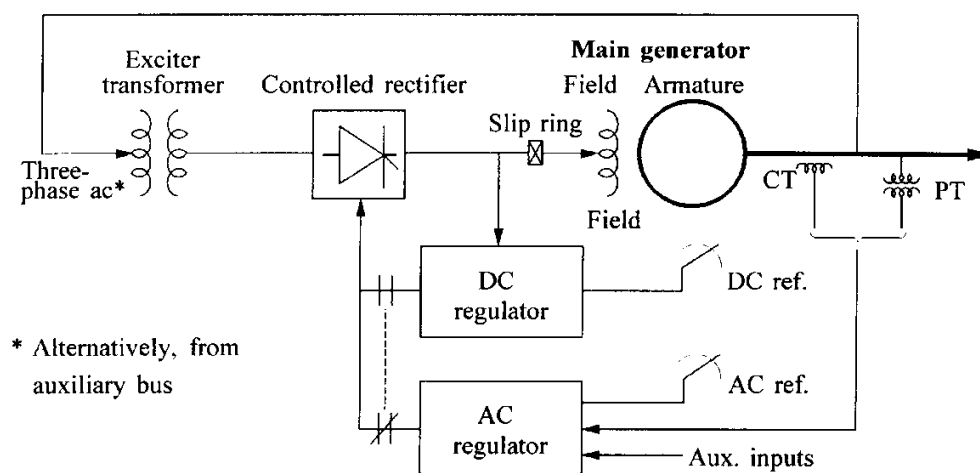
Fonte: KUNDUR, P. [7]

2.3 Sistema de excitação estáticos

Este sistema é representado na figura 7, e é o tipo mais moderno onde todos os componentes do sistema de excitação são estacionários. Utiliza conversores eletrônicos CC/CA e transformadores para o fornecimento de potência no campo do gerador principal [3]. Os conversores podem ser do tipo controlado ou não, sendo que o primeiro apresenta uma característica de resposta muito boa, uma vez que apenas os ângulos de disparo dos tiristores precisam ser controlados. A potência

suprida dos retificadores estáticos provém de algum barramento auxiliar ou mesmo do próprio gerador principal.

Figura 7- Sistema de excitação estático



Fonte: KUNDUR, P. [7]

3 MODELAGEM DO SISTEMA NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA

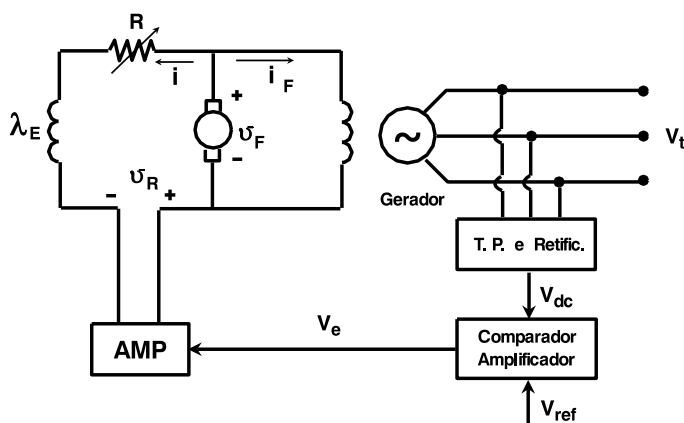
O AVR é o cérebro do sistema de controle de excitação, é ele que possui a função de monitorar a tensão terminal do gerador e, em caso de alguma perturbação, realizar uma ação corretiva por meio da tensão de campo do gerador. Portanto, pode-se afirmar que o regulador controla a tensão interna da máquina e, indiretamente, tanto o fator de potência da máquina, quanto a quantidade de potência reativa gerada ou absorvida pela mesma.

Um dos grandes obstáculos, do ponto de vista do tempo de resposta, de um sistema de regulação é a alta indutância do enrolamento de campo do gerador, que por sua vez acarreta em uma constante de tempo elevada e, por isso, há a dificuldade de realizar mudanças rápidas na corrente de campo do gerador, por isso o AVR deve ter uma rápida resposta de modo a não piorar o problema [3].

É desejável que o regulador tenha uma ação contínua e proporcional, ou seja, durante todo o tempo de operação o sistema de controle deve não só estar presente, mas também, tentando reduzir o sinal de erro, realizando uma ação proporcional a magnitude deste [3].

A ação de controle é representada pelo diagrama de blocos do controlador, sendo que cada bloco corresponde a dinâmica de uma parte do sistema, visto que cada componente tem sua constante de tempo e interfere de alguma forma na resposta do sistema. Isto pode ser visto no sistema do tipo *buck-boost* na Figura 8, com cada um de seus componentes. Para a montagem do diagrama de blocos, a função transferência de cada parte do sistema será deduzida.

Figura 8- Sistema buck-boost



Fonte: KUNDUR, P. [7]

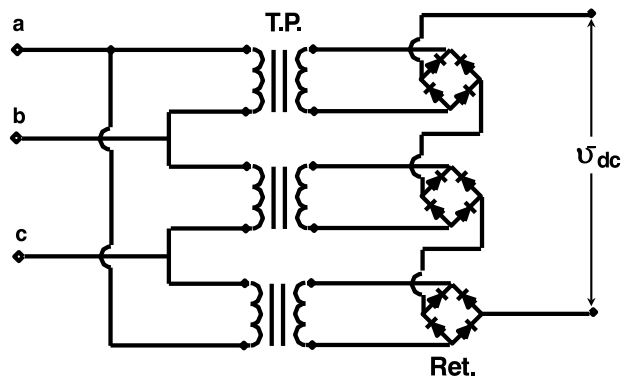
3.1 Transformador de potencial e retificador

Sendo a conexão dos transformadores e pontes de diodos dadas de acordo com a Figura 9, tem-se que a tensão DC de saída será fornecida pela soma dos valores efetivos das tensões de fase. Sendo a média da tensão rms representada por V_t tem-se a equação (3.1):

$$V_{dc}(s) = \frac{k_R}{1 + \tau_R s} \quad (3.1)$$

Onde k_R representa o ganho do retificador e τ_R sua constante de tempo.

Figura 9- Conexões entre transformadores e retificadores



Fonte: KUNDUR, P. [7]

3.2 Comparador

O segundo componente do sistema representa um circuito que compara a tensão V_{dc} com a tensão de referência (V_{ref}) e o produto disso é o sinal de erro V_e dado pela equação (3.2):

$$V_e = k(V_{ref} - V_{dc}) \quad (3.2)$$

3.3 Amplificador

O amplificador pode ser tanto um amplificador rotativo, magnético ou mesmo eletrônico. Seus parâmetros são um ganho simbolizado por K_A e uma constante de tempo τ_A e sua função transferência é dada por:

$$V_R = \frac{k_A}{1+\tau_{AS}} V_e \quad (3.3)$$

Como para qualquer amplificador, limites de saturação devem ser considerados, portanto:

$$V_{Rmin} < V_R < V_{Rmax} \quad (3.4)$$

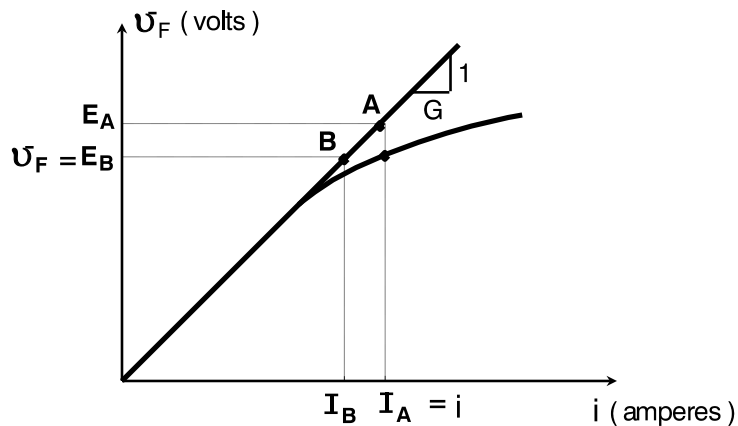
3.4 A excitatriz

Sabe-se que a tensão de saída da excitatriz depende da tensão do regulador e que ela sofre os efeitos da saturação. Define-se a função de saturação S_E como [3]:

$$S_E = \frac{I_A - I_B}{I_B} = \frac{E_A - E_B}{E_B} \quad (3.5)$$

Pela curva de saturação da excitatriz representada pela figura 10, obtém-se a relação (3.6) pela a semelhança entre o triângulo de catetos E_A e I_A e o triângulo auxiliar de catetos 1 e G .

Figura 10- Curva de saturação da excitatriz



Fonte: GUIMARÃES, G. [4]

$$\frac{E_A}{1} = \frac{I_A}{G} \therefore i = G E_A \quad (3.6)$$

De (3.5):

$$E_B S_E = E_A - E_B \therefore E_A = (S_E + 1) E_B \quad (3.7)$$

Substituindo (3.6) em (3.7):

$$i = G(S_E + 1)V_f \quad (3.8)$$

Sendo um sistema *buck-boost*:

$$\tau_E \dot{v}_f = v_F + v_R - Ri \quad (3.9)$$

E então:

$$\tau_E \dot{v}_f = v_F + v_R - RG(S_E + 1)v_F \quad (3.10)$$

Onde v_F é a tensão que alimenta o enrolamento de campo do gerador.

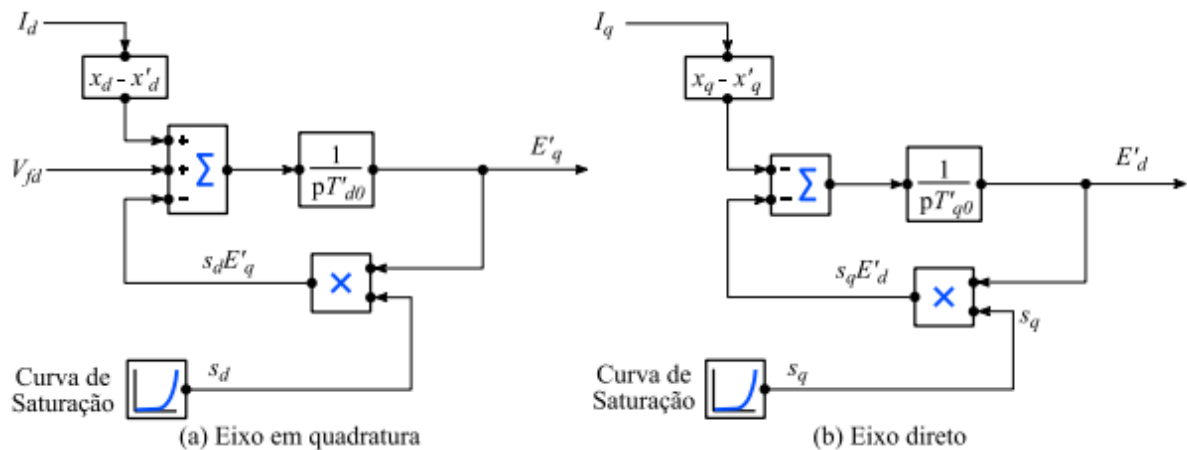
Utilizando a transformada de Laplace tem-se:

$$V_F(s) = \frac{V_R(s) - S_E V_F(s)}{K_E + S\tau_E} \quad (3.11)$$

3.5 O gerador

Salienta-se que o desenvolvimento realizado abaixo é para efeito didático na demonstração do diagrama de blocos da Figura 12. O PSP-UFU utiliza um modelo mais avançado para a representação do gerador no domínio da frequência dado pela Figura 11 [3].

Figura 11- Diagrama de blocos do modelo 3 utilizado no PSP-UFU



Fonte: Oliveira, T.L. [6]

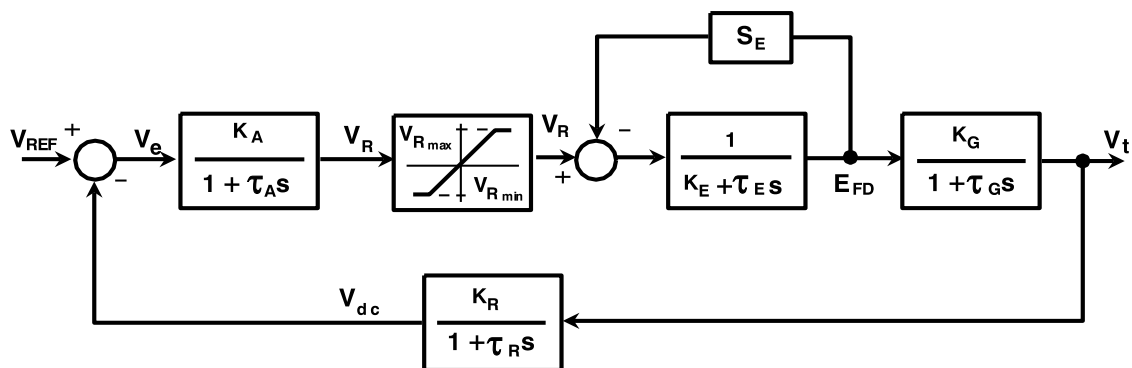
A resposta da tensão terminal, V_t , do gerador a uma mudança na tensão de campo é basicamente a mesma de um amplificador linear, sendo seus parâmetros

um ganho K_G e uma constante de tempo τ_G , sendo que a constante de tempo do gerador sob carga está entre a constante de tempo do gerador sem carga e em curto circuito. Então, a resposta do gerador obedece a seguinte equação:

$$V_t = \frac{k_G}{1+\tau_s} E_{FD} \quad (3.12)$$

Unindo-se todas as equações anteriores forma-se o diagrama de blocos da Figura 12.

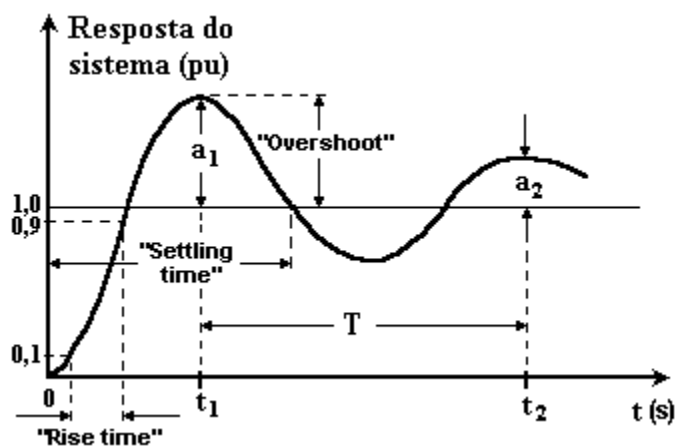
Figura 12- Diagrama de blocos de um sistema buck-boost



Fonte: GUIMARÃES, G. [4]

A resposta deste diagrama de blocos a uma perturbação na tensão de saída é compatível com a resposta ao degrau de um sistema de segunda ordem. Tal resposta é apresentada na Figura 13.

Figura 13- Resposta de um sistema de segunda ordem ao degrau



Fonte: GUIMARÃES, G. [4]

Esse tipo de resposta é caracterizado por alguns parâmetros, sendo estes:

Overshoot (Sobreelevação): É a porcentagem que o valor de pico da resposta superou o valor de regime permanente.

Rise time (Tempo de subida): É o quanto a resposta demora para subir de 10% do seu valor de regime permanente até 90% deste valor.

Settling time (Tempo de acomodação): É o tempo que a resposta leva para ficar entre limites do valor final, expresso em uma porcentagem do mesmo.

Damping ratio (taxa de amortecimento): é o valor de um sistema de segunda ordem definido por ξ na expressão de $G(s)$, sendo relacionado com os valores de a_1 e a_2 de dois *overshoots* sucessivos.

$$G(s) = \frac{k}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.13)$$

A resposta é classificada de diversas maneiras, dependendo do valor de ξ :

Para $\xi = 0,0$ Sistema oscilatório.

Para $\xi = 0,7$ O sistema é subamortecido.

Para $\xi = 1,0$ Classificado como amortecimento crítico.

Para $\xi > 1,0$ Sistema sobreamortecido.

4 ANÁLISE TEÓRICA DO EFEITO DA EXCITAÇÃO NA ESTABILIDADE

Na época dos primeiros estudos sobre estabilidade, notou-se que os limites de potência de redes, em regime permanente, podiam ser melhorados ao se utilizar os reguladores de tensão de ação contínua e alto ganho existentes na época [3]. Há uma certa dificuldade em especificar os sistemas de controle uma vez que os requisitos do sistema, após os primeiros ciclos de um transitório podem ser muito diferentes dos requisitos necessários após alguns segundos desse transitório. Além disso, a melhor ação de controle em um curto período pode causar instabilidade no sistema posteriormente [3].

Devido a esses fatos, é sugerida a divisão do problema em dois campos distintos denominados de estabilidade transitória (curto período) e estabilidade dinâmica (longo período).

4.1 Estabilidade transitória

No estudo de estabilidade transitória a máquina é submetida a um impacto severo que é mantido por um curto tempo e causa uma mudança drástica na tensão terminal da máquina. Considerando a hipótese de uma máquina conectada a um barramento infinito, tem-se que a potência de saída se dá pela expressão (4.1):

$$P = \frac{V_t V_\infty}{X} \sin \delta \quad (4.1)$$

Sendo V_t a tensão terminal da máquina e V_∞ a tensão do barramento infinito e X a reatância da máquina. Então, se V_t é reduzido P também sofre uma redução. Para prevenir essa redução brusca de P no caso de uma falta, o regulador deverá fornecer um pico de tensão de uma maneira muito rápida. Logo, conclui-se que o regulador para esse tipo de problema deverá ter um tempo de resposta rápido e uma alta capacidade de tensão de pico. Além disso, quando a falta é removida e a reatância X se altera, outra mudança rápida na excitação é exigida para manter P em valores razoáveis.

4.2 Estabilidade dinâmica

O problema de estabilidade dinâmica é caracterizado pela capacidade de todas as máquinas do sistema se estabilizarem em um novo ponto de operação após mudanças sutis de carga ou impactos pequenos. Imagine que a carga de um sistema seja aumentada, logo os geradores terão que suprir uma parcela maior de potência ativa e, inicialmente, essa parcela virá da energia cinética armazenada nas massas girantes até que o regulador de velocidade consiga ajustar o potência mecânica das máquinas para se adequar a carga [3].

Para uma mudança de pequena magnitude discutida anteriormente, cada máquina que compõe o sistema responderá de uma maneira diferente, uma vez que cada máquina verá uma impedância diferente (máquinas que estão mais perto do evento serão) e possuem constantes de inércia diferentes. Além disso, os tamanhos e parâmetros das máquinas são diferentes e cada unidade possui sua própria frequência natural de resposta e oscilarão por um tempo até serem amortecidas. Então, uma mudança de degrau em alguma variável do sistema ou alguma mudança de carga desencadeia uma série de respostas oscilatórias diferentes para cada unidade e o sistema será afetado por várias oscilações de diferentes frequências até serem amortecidas [3].

Em sistemas de excitação mais modernos, as alterações de carga são sentidas imediatamente e cada oscilação leva o regulador a realizar uma ação corretiva. Porém, o regulador tem dificuldade em realizar as ações corretivas, uma vez que, a constante de tempo do enrolamento de campo da excitatriz é elevada. Então, desde o momento que uma oscilação é reconhecida e a mudança na excitação é realizada há um *delay*, e durante esse *delay*, o estado do sistema oscilatório mudará, causando uma nova ação corretiva na excitação e, assim, o sistema tem dificuldade em se estabilizar [3].

4.3 Demonstração do efeito da excitação nos limites de potência ativa

Para demonstrar o efeito do controle de excitação na estabilidade de um sistema, será mostrada a seguir um exemplo retirado da página 311 da obra livro *Power Systems Control and Stability* [3].

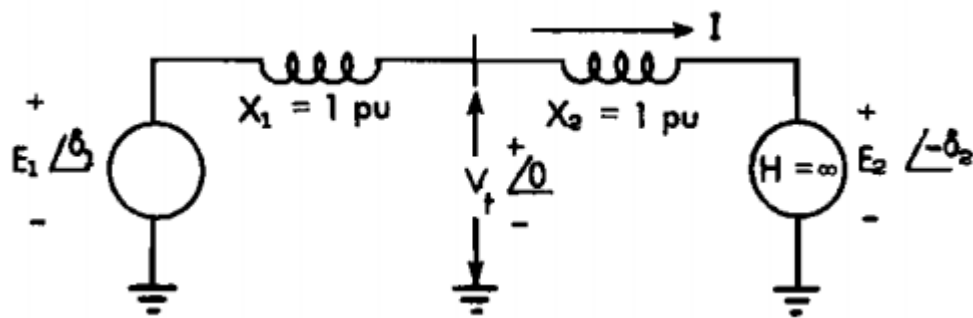
Considerando o diagrama da Figura 14, que representa uma máquina conectada a um barramento infinito, tem-se que a potência entregue pelo gerador se dá por:

$$P = \frac{E_1 E_2}{(X_1 + X_2)} \sin \delta \quad (4.2)$$

Sendo:

$$\delta = \delta_1 + \delta_2 \quad (4.3)$$

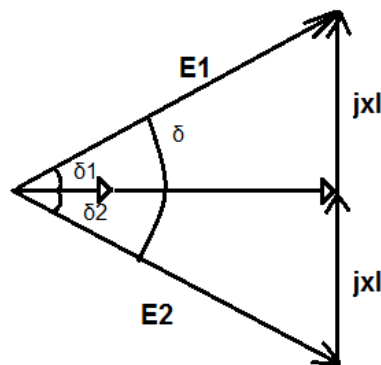
Figura 14- Sistema de um gerador conectado ao barramento infinito



Fonte: FOUAD, A. A. [3]

A seguir, será determinado o efeito da excitação nessa equação. Assumindo que o fator de potência é unitário, E_1 e E_2 devem assumir valores para qualquer carga de modo a manter a tensão V_t constante e igual a 1 pu. Como o fator de potência é unitário e $X = 1$ p.u., E_1 e E_2 apresentam a mesma magnitude, como pode ser visto no diagrama fasorial da Figura 15. E, de acordo com a equação (4.2), a potência máxima se dá em um ângulo $\delta = 90^\circ$.

Figura 15- Diagrama fasorial do problema



Fonte: Autoria própria

Supondo que E_1 e E_2 estão sobre a ação de um regulador ideal, tem-se em notação fasorial:

$$E_1 = 1 + jI \quad E_2 = 1 - jI \quad (4.4)$$

Somando-se essas equações:

$$E_1 + E_2 = 2 \quad (4.5)$$

Pelo diagrama fasorial, percebe-se que:

$$\delta = \frac{\delta}{2} + \frac{\delta}{2} \quad (4.6)$$

Além disso, também pelo diagrama fasorial calcula-se:

$$E_1 = E_2 = \frac{1}{\cos(\delta/2)} \quad (4.7)$$

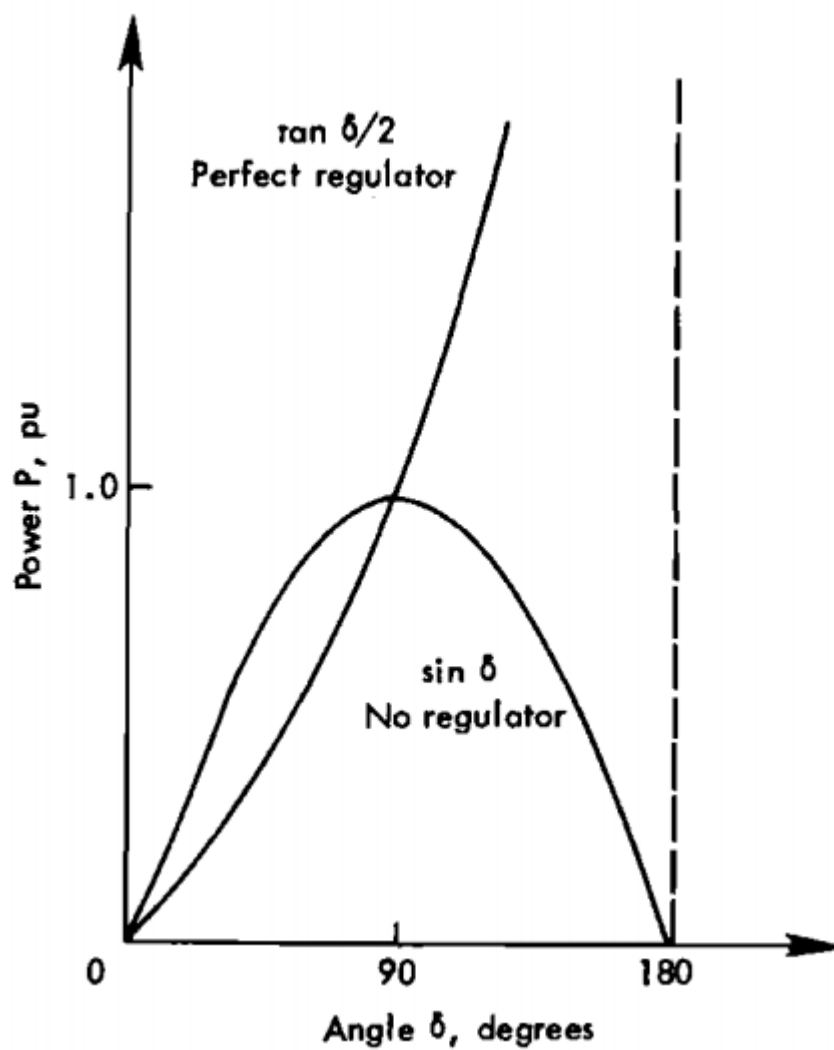
Substituindo (4.6) em (4.2) e expandindo o arco duplo, tem-se:

$$\begin{aligned} P &= \frac{E_1 \times E_2}{X_1 + X_2} \sin\left(\frac{\delta}{2} + \frac{\delta}{2}\right) \\ P &= \frac{1}{X_1 + X_2} \times \frac{2 \sin \frac{\delta}{2} \cos \frac{\delta}{2}}{\left(\cos \frac{\delta}{2}\right)^2} \\ P &= \tan \frac{\delta}{2} \end{aligned} \quad (4.8)$$

A equação (4.8) foi plotada juntamente com a equação (4.2) na Figura 16. Ao se deduzir a equação (4.7) foi assumido que os reguladores que atuam sobre E_1 e E_2 o fazem continuamente e instantaneamente. Analisando a Figura 16 percebe-se que, no caso de reguladores ideais, não existe mais limite de estabilidade e que o sistema pode operar para ângulos maiores que 90° .

É importante salientar que o caso de regulação ideal não é praticável, uma vez que sempre haverá algum atraso no tempo de resposta e que o controle de excitação de um barramento infinito não é possível.

Figura 16- Comparação entre a potência transferida em um sistema regulado e um sem regulação



Fonte: FOUAD, A. A. [3]

5 ANÁLISE COMPUTACIONAL DE SISTEMAS DE EXCITAÇÃO

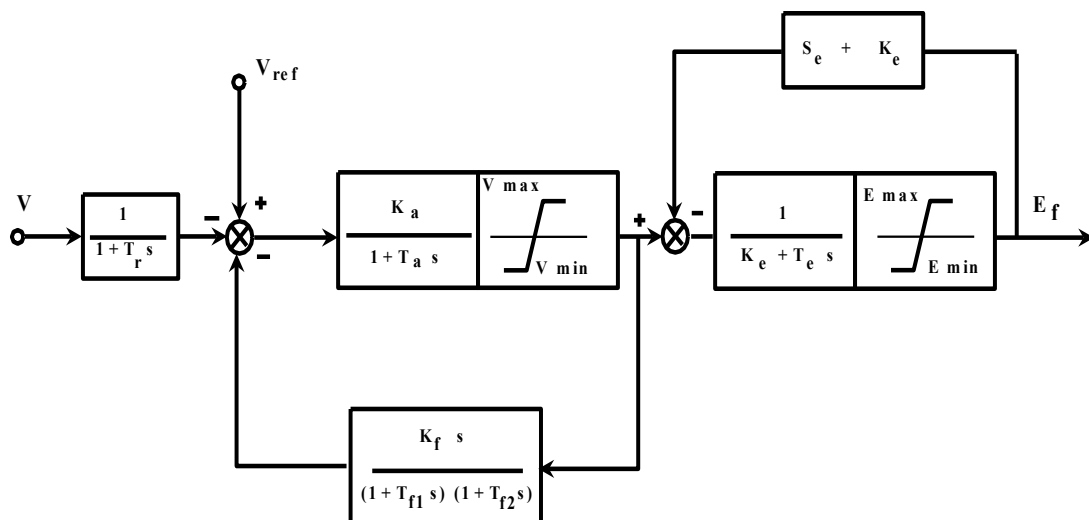
5.1 Modelo do diagrama de bloco padrão

A partir do momento em que computadores passaram a ser usados para fazerem os estudos de estabilidade transitória, foi necessária a padronização dos diagramas de blocos dos reguladores de tensão de modo a permitir que os fabricantes, desses sistemas, apenas precisassem fornecer as constantes que melhor representassem seus sistemas. Assim sendo, simplificaria o problema da obtenção de dados para o usuário.

Com base nisso, o IEEE padronizou alguns modelos de diagramas que permitem a representação do sistema de controle, de acordo com a quantidade de informações sobre o sistema que o usuário dispõe. Isto é, os modelos variam de complexidade permitindo análises mais precisas e detalhadas caso necessário [8].

O modelo utilizado nas simulações que serão apresentadas neste trabalho foi um modelo do tipo II, apresentado na Figura 17.

Figura 17- Regulador de tensão do tipo II do IEEE

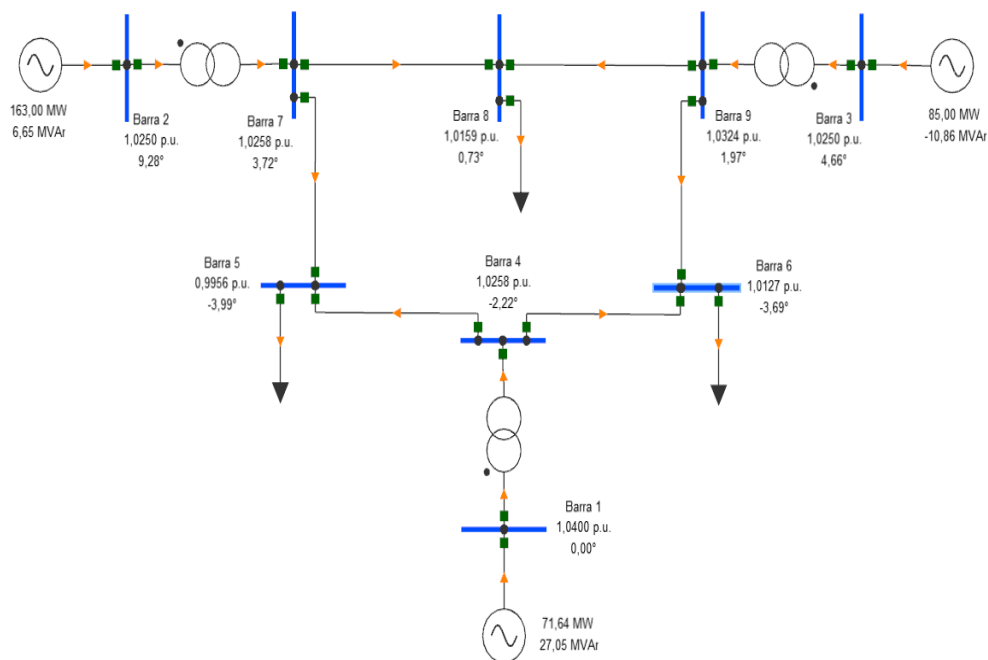


Fonte: GUIMARÃES, G. [4]

6 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DO PSP-UFU

Na Figura 18 tem-se o diagrama do sistema que será estudado representado na área de trabalho do PSP-UFU. Esse problema foi retirado do livro [3] página 38.

Figura 18- Diagrama do problema no PSP-UFU



Fonte: Autoria própria

Os dados relativos aos geradores, linhas, cargas e transformadores estão de acordo com as tabelas 1 , 2 e 3.

Tabela 1- Dados relativos as linhas de transmissão e transformadores

Ramo número	Barra inicial	Barra final	Resistência série (pu)	Reatância série (pu)	Susceptância shunt (pu) (B/2)
1	1	4	0,0	0,0576	-
2	2	7	0,0	0,0625	-
3	3	9	0,0	0,0586	-
4	4	5	0,010	0,085	0,088
5	4	6	0,017	0,092	0,079
6	5	7	0,032	0,161	0,153
7	6	9	0,039	0,170	0,179
8	7	8	0,0085	0,072	0,0745
9	8	9	0,0119	0,1008	0,1045

Fonte: FOUAD, A. A. [3]

Tabela 2- Dados referentes a geradores e cargas

Barra número	Potência Gerada		Potência Consumida		Módulo da tensão (pu)	Ângulo da tensão (graus)
	Ativa (MW)	Reativa (MVAR)	Ativa (MW)	Reativa (MVAR)		
1	71,6	27,0			1,040	0,0
2	163,0	6,7			1,025	9,3
3	85,0	-10,9			1,025	4,7
4					1,026	-2,2
5			125,0	50,0	0,996	-4,0
6			90,0	30,0	1,013	-3,7
7					1,026	3,7
8			100,0	35,0	1,016	0,7
9					1,032	2,0

Fonte: FOUAD, A. A. [3]

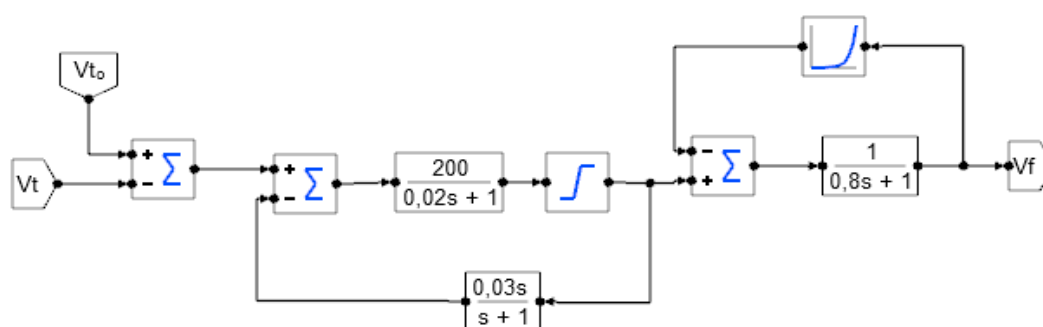
Tabela 3- Parâmetros das máquinas síncronas

Máq N°	Potência (MVA)	Rotação (rpm)	X'd (pu)	X'q (pu)	Xd (pu)	Xq (pu)	T'do (s)	T'qo (s)	Energia armazenada à velocidade nominal (MWs)
1	247,5	180	0,0608	0,0969	0,1460	0,0969	8,96	0,0	2364
2	192,0	3600	0,1198	0,1969	0,8958	0,8645	6,00	0,535	640
3	128,0	3600	0,1813	0,25	1,3125	1,2578	5,89	0,600	301

Fonte: FOUAD, A. A. [3]

Os reguladores foram todos configurados pelo programa, que é dotado de uma área para diagrama de blocos totalmente customizável. O diagrama, utilizado nas simulações, foi uma adaptação do diagrama tipo 2 do IEEE, de modo a se adequarem os dados do regulador para com os dados disponíveis do problema. Na Figura 19, tem-se o diagrama utilizado representado na interface do programa PSP-UFU.

Figura 19-Diagrama de blocos da AVR da máquina 1 no PSP-UFU



Fonte: Autoria própria

Os parâmetros utilizados nos AVR's estão de acordo com a Tabela 4

Tabela 4- Parâmetros dos AVR's

Máq Nº	K_a (pu)	T_a (s)	K_f (pu)	T_f (s)	K_e (pu)	T_e (s)	V_{max} (pu)	V_{min} (pu)	E_{max} (pu)	E_{min} (pu)	$SE_{0,75E_{max}}$ (pu)	SE_{max} (pu)	D_{max} (pu/s)
1	200	0,02	0,03	1,0	1,0	0,8	6,6	0,0	∞	0,0	1,5	1,6	∞
2	50	0,02	0,03	1,0	1,0	0,8	6,6	0,0	∞	0,0	1,5	1,6	∞
3	50	0,02	0,03	1,0	1,0	0,8	6,6	0,0	∞	0,0	1,5	1,6	∞

Fonte: FOUAD, A. A. [3]

É importante salientar que, apesar do regulador de velocidade não ser o foco deste trabalho, todas as simulações realizadas o utilizaram. O estudo foi realizado em 3 casos sendo, curto circuito na barra 6, perda do gerador 3 e perda da carga da barra 6.

Para cada um desses casos, foram simuladas situações em que o sistema de controle foi utilizado e outra simulação sem sistema de controle. Os resultados das simulações serão tratados, separadamente, para cada caso apresentado.

6.1 Curto circuito na barra 6

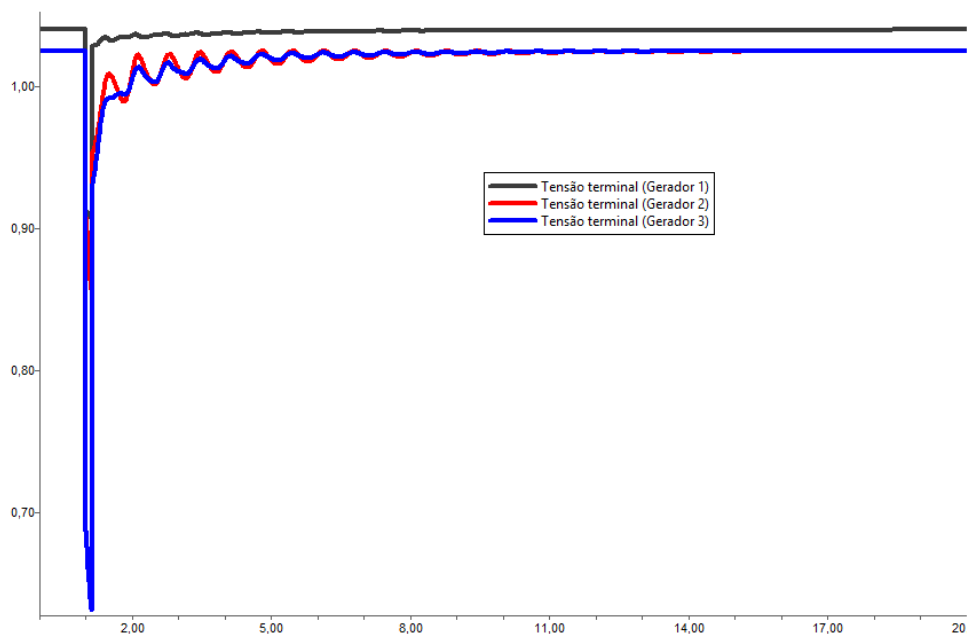
Foi simulado um curto circuito franco na barra 6 a partir do instante $t = 1s$ de 140 ms de duração. Na Figura 20, tem-se o gráfico da tensão terminal dos 3 geradores em função do tempo sem a utilização do AVR.

Como pode se observar, no instante $t = 1,0 s$ a tensão terminal dos geradores, que era constante, decai bruscamente em virtude da queda de tensão provocada pela alta corrente de curto circuito na impedância interna da máquina.

Após a extinção do curto circuito, a tensão do sistema começa a oscilar até se estabilizar novamente no valor de regime permanente. Fato que era esperado após a extinção da falta, caso o sistema não perdesse o sincronismo, uma vez que não houve alteração do consumo nem da geração. Conclui-se, pois, que a perturbação não é grande o suficiente para fazer o sistema ficar instável.

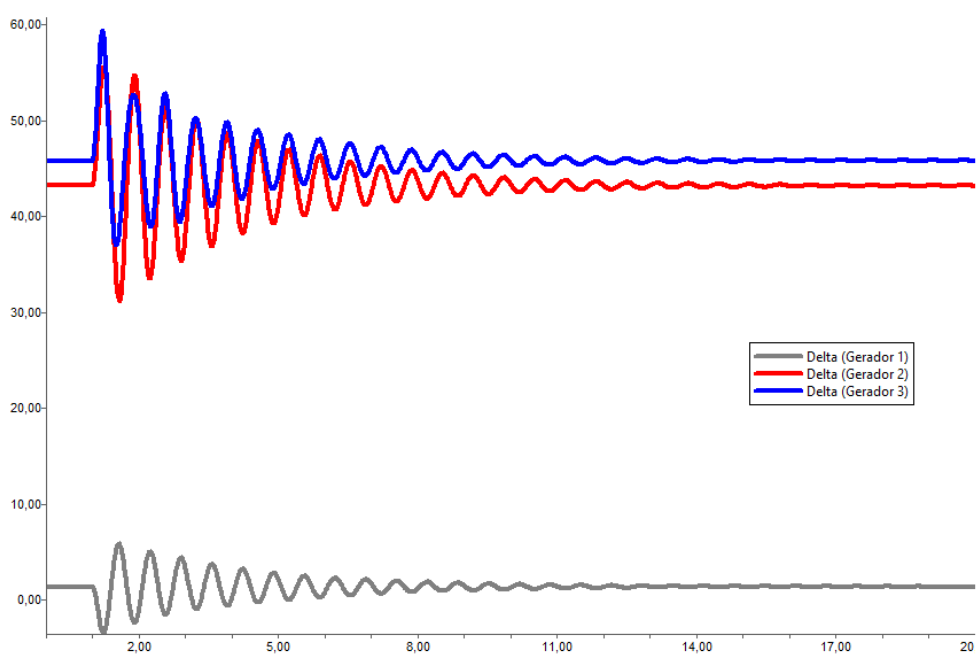
Tal fato pode ser comprovado na Figura 21, os ângulos de carga dos geradores oscilam, mas se estabilizam novamente e, em nenhum momento tem-se grandes diferenças angulares entre si.

Figura 20- Tensão terminal nos geradores sem o uso de AVR para curto circuito na barra 6



Fonte: Autoria própria

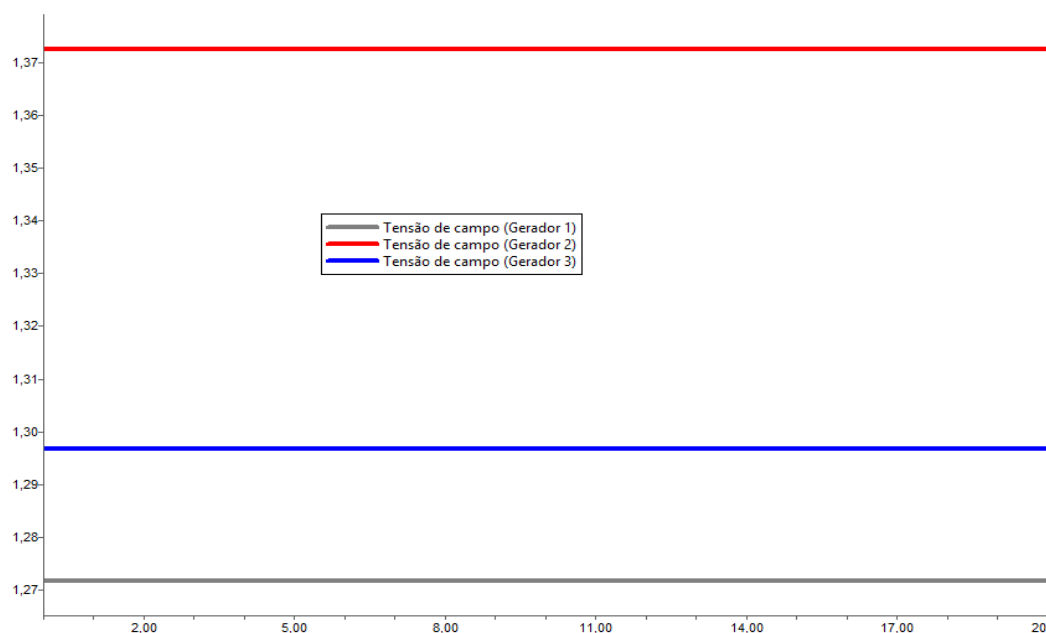
Figura 21- Ângulos de carga dos geradores sem Avr para curto circuito na barra 6



Fonte: Autoria própria

É interessante notar na Figura 22 que, como o sistema não utilizava reguladores de tensão, as tensões de campo dos geradores permanecem constantes durante toda a simulação.

Figura 22-Tensão de campo dos geradores sem o uso da AVR



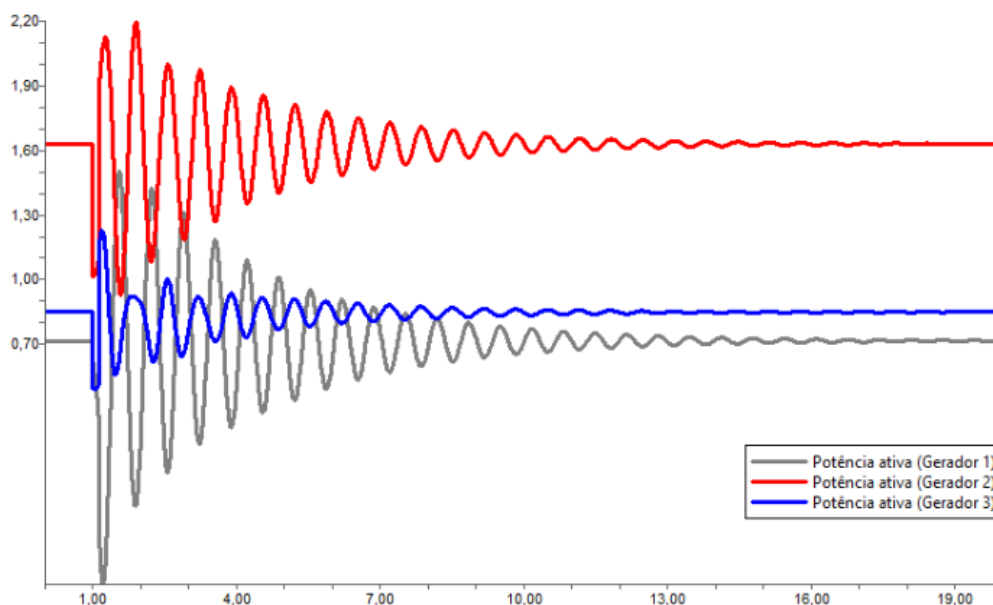
Fonte: Autoria Própria

A Figura 23, que representa as potências ativas dos geradores, mostra que como o curto circuito acarreta uma queda de tensão terminal, espera-se que as potências ativas fornecidas pelas máquinas decaiam no instante inicial, que é o ocorrido na simulação.

Já os picos das potências reativas no instante inicial, representados na Figura 24, são explicados pelo fato do curto circuito ser um fenômeno predominantemente reativo (devido a impedância de curto circuito), então no momento que ele ocorre há uma maior demanda por potência reativa.

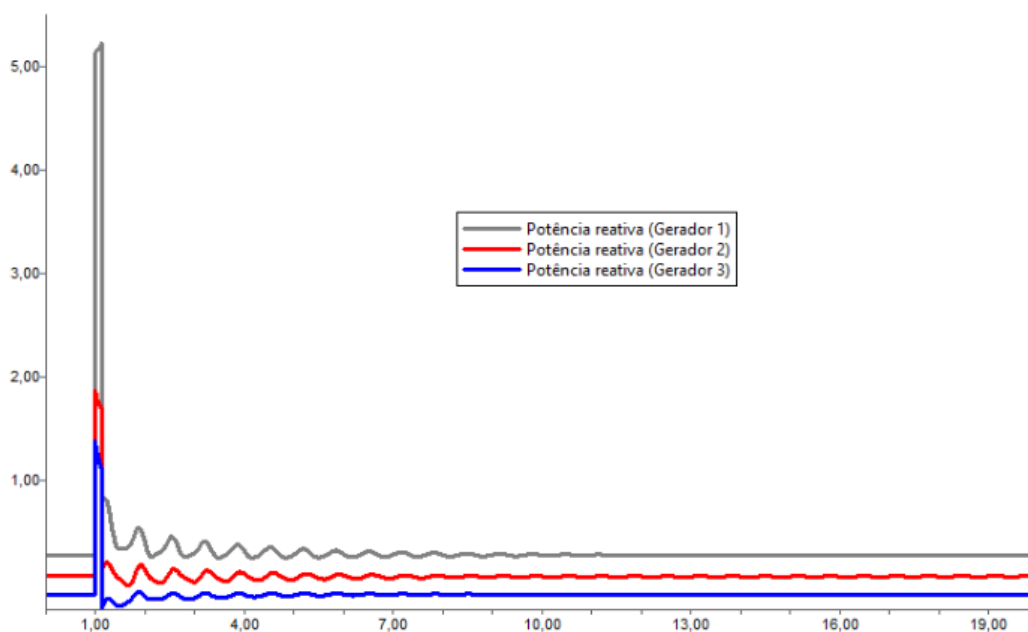
Pode-se notar também, nas figuras 23 e 24, que as potências geradas pelas máquinas retornam ao seu valor inicial, uma vez que, após a extinção do curto, não acontecerem mudanças no consumo (carga) e o sistema não saiu de sincronismo.

Figura 23- Potências ativas dos geradores para um curto circuito sem o uso de AVR



Fonte: Autoria própria

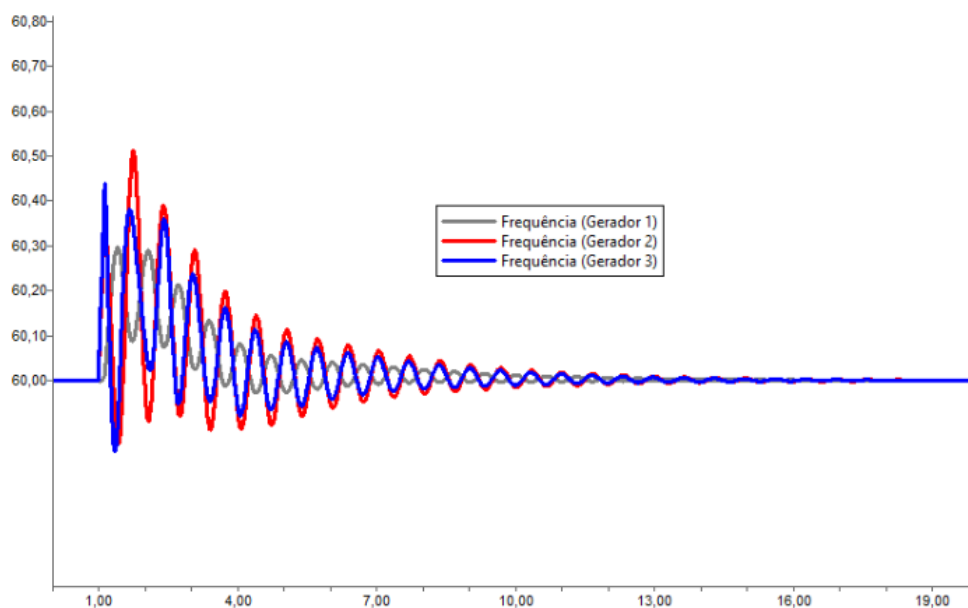
Figura 24- Potências reativas dos geradores para um curto circuito sem o uso de AVR



Fonte: autoria própria

Na Figura 25, a estabilidade do sistema é mais uma vez comprovada, pois as frequências dos geradores seguem a mesma tendência de oscilação, e no final, ainda retornam a 60 hz devido à ação do regulador de velocidade.

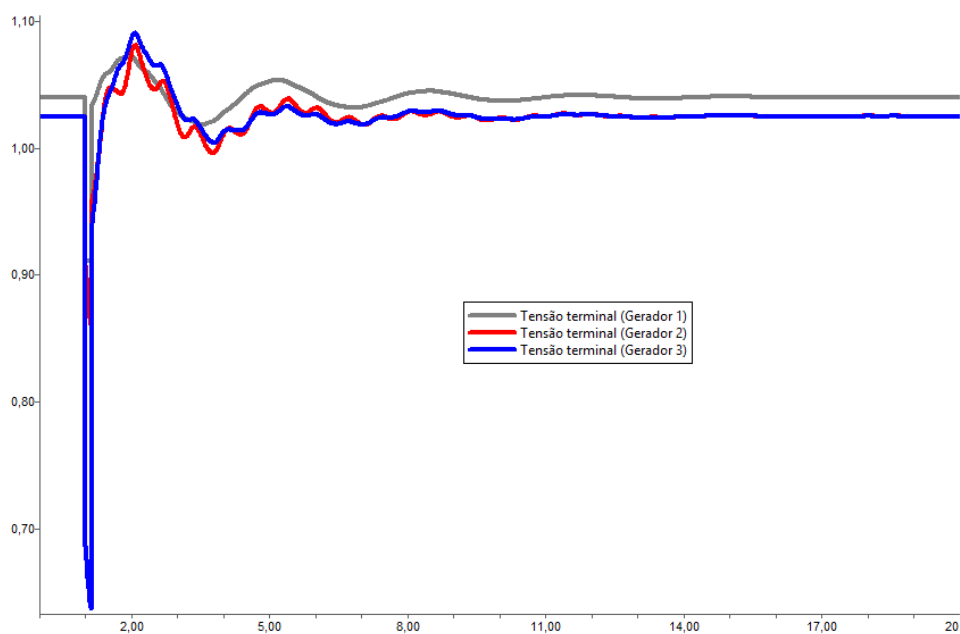
Figura 25- Frequências dos geradores para um curto circuito na barra 6 sem o uso de AVR



Fonte: autoria própria

Com a utilização do AVR, as tensões terminais se comportam como apresentado na Figura 26.

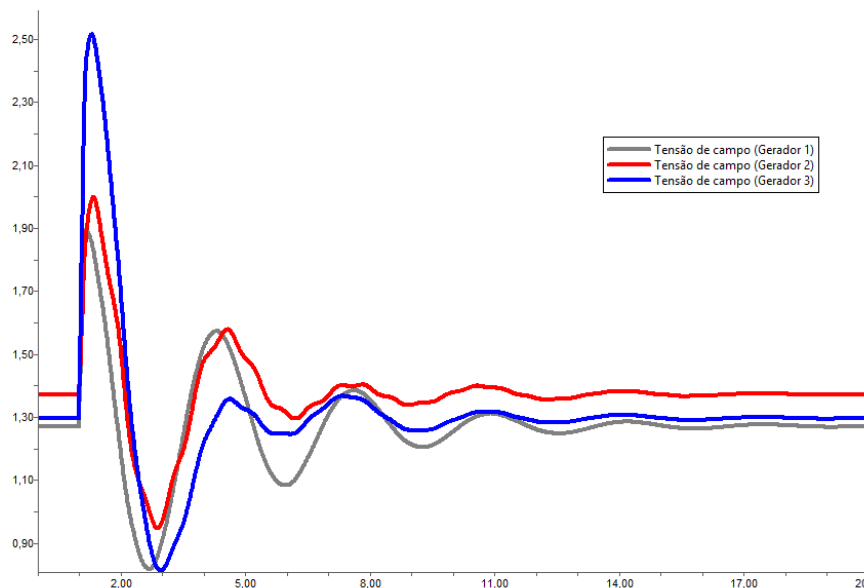
Figura 26- Tensão terminal dos geradores com uso de AVR para curto circuito na barra 6.



Fonte: autoria própria.

Nota-se que, ao cair a tensão terminal em $t=1,0$ s, o regulador entra em ação elevando a tensão de campo (Figura 27) que por sua vez elevará a tensão terminal, fato evidenciado na Figura 26 pela presença de overshoot (o que não ocorreu na Figura 20).

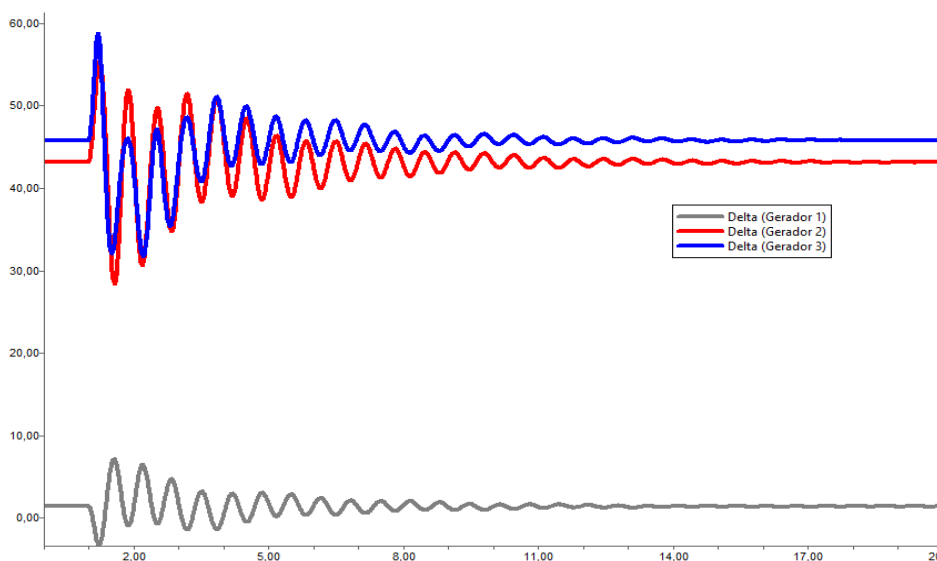
Figura 27- Tensão de campo dos geradores sob efeito da AVR.



Fonte: Autoria própria

Percebe-se um comportamento semelhante ao da Figura 21 do ângulo delta com a utilização de um avr (Figura 28), logo o sistema também é estável.

Figura 28- Ângulos de carga dos geradores com o uso de AVR para curto na barra 6.



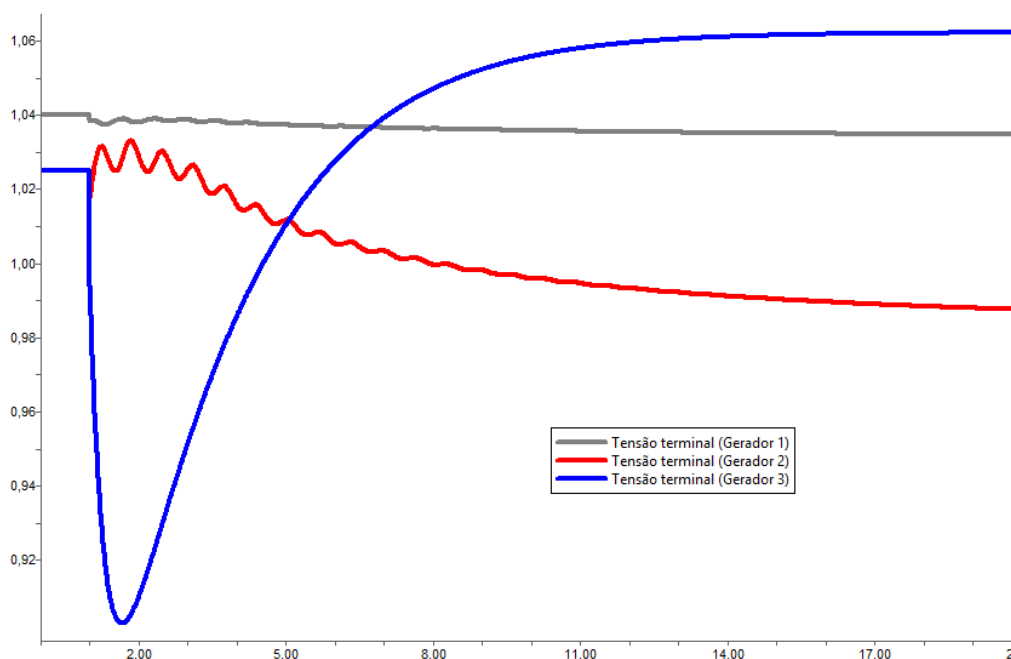
Fonte: Autoria própria

6.2 Perda da unidade geradora 3

No que se refere à perda de uma unidade geradora, sem o uso de AVR, espera-se que as unidades remanescentes no sistema assumam a parcela da carga que era suprida pela outra unidade geradora. Então, a tensão terminal dos geradores que ainda estiverem conectados à rede tende a cair, devido ao aumento da queda de tensão na reatância síncrona causada pela maior corrente fornecida à rede, já a tensão terminal do gerador que foi desconectado tende a aumentar (até se igualar a tensão interna), uma vez que, este não sofre mais queda de tensão interna.

Tudo já dito, anteriormente pode ser confirmado conforme Figura 29, na sequência. Observa-se que no instante inicial a tensão terminal da máquina 3 cai, devido ao fato da máquina estar operando subexcitada, e depois sobe até se estabilizar em um valor elevado. Esse comportamento é explicado devido ao aumento da variação de fluxo magnético causada pela elevação da frequência e, conseqüentemente, da velocidade da máquina. Já a tensão das outras máquinas caem e se estabilizam em um valor menor do que o inicial.

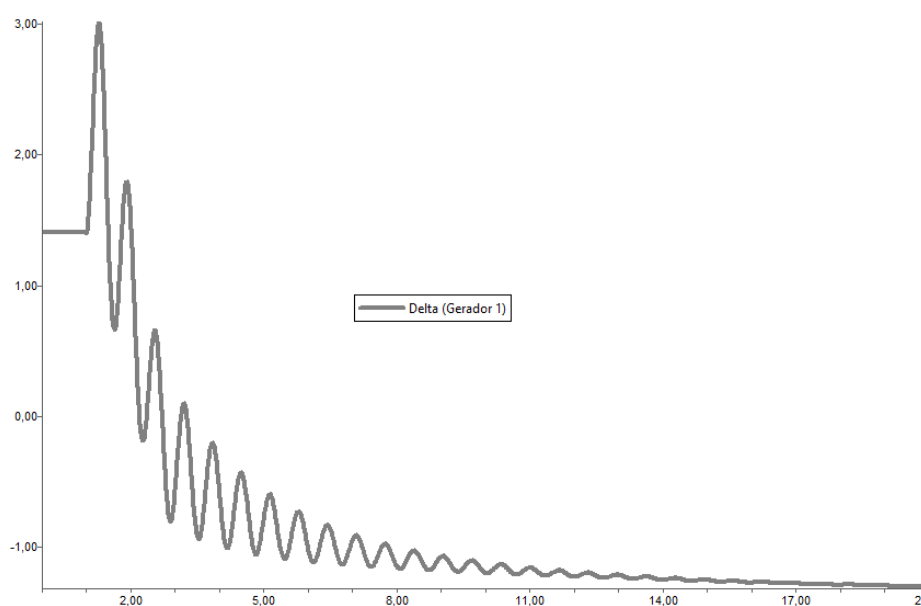
Figura 29- Tensão terminal dos geradores para perda da geração da barra 3 sem o uso de AVR



Fonte: Autoria própria

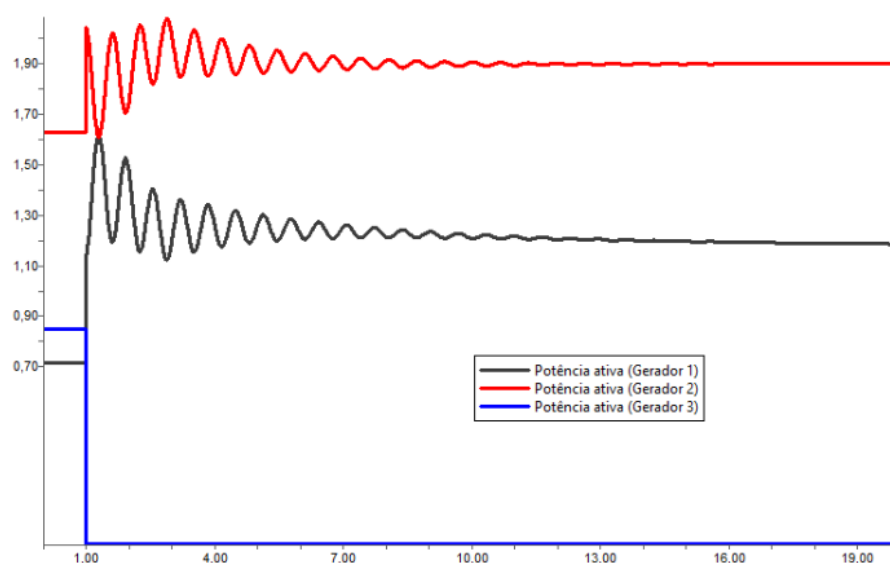
Na Figura 30 a seguir, percebe-se que o ângulo do gerador 1 decai e chega a se estabelecer em valores negativos. Apesar disso não ocorre o fenômeno de motorização, já que na Figura 31 pode-se observar que ele passa a fornecer mais potência ativa ainda (o que era esperado, porque os geradores assumem a potência que o gerador 3 fornecia) ao invés de absorvê-la.

Figura 30- Ângulo de carga do gerador 1 para perda da geração da barra 3 sem uso de AVR



Fonte: Autoria própria

Figura 31- Potência ativa dos geradores para perda da unidade geradora 3



Fonte: Autoria própria

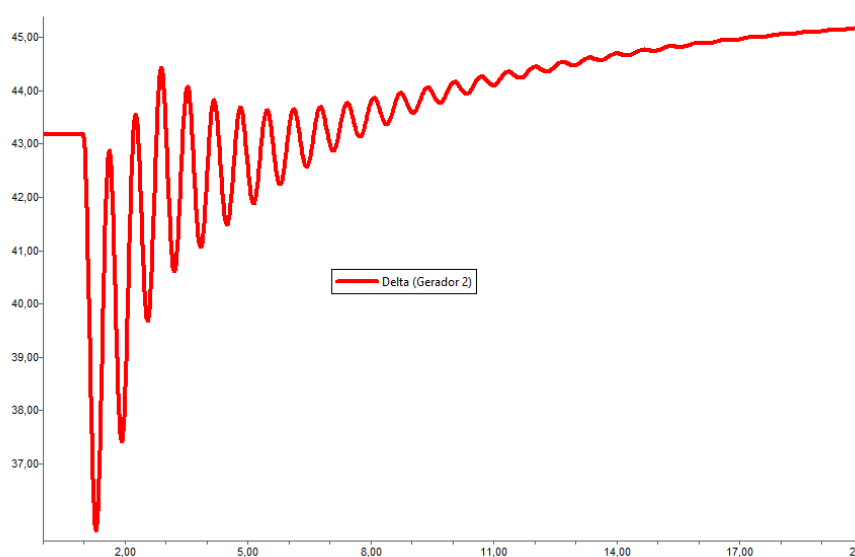
Na Figura 32, nota-se que o delta do gerador 2 tem uma tendência crescente, enquanto o gerador 1 decresce. A análise do ângulo do gerador 3 (Figura 33) não tem sentido físico, uma vez que quando o gerador é desconectado ele perde a referência angular que o programa usa para plotar o gráfico. Para determinar a estabilidade, nesse caso, pode ser feita a análise do gráfico das frequências das máquinas representado pela Figura 34.

Como as frequências de todos os geradores se estabilizam, pode-se concluir que todos os geradores são estáveis para essa perturbação, tanto os geradores 1 e 2 que, pela ação do controle *droop* do regulador de velocidade, tem sua frequência diminuída devido ao aumento da potência ativa gerada por eles. Já o gerador 3 passa a girar em vazio e tem sua frequência aumentada até o torque acelerante, acarretado pela perda de carga, ser contido pelo regulador de velocidade e pela inércia da máquina.

Com a utilização do AVR, representada na Figura 35, todos os geradores se estabilizam em suas tensões iniciais. Logo, a eficácia da AVR está comprovada.

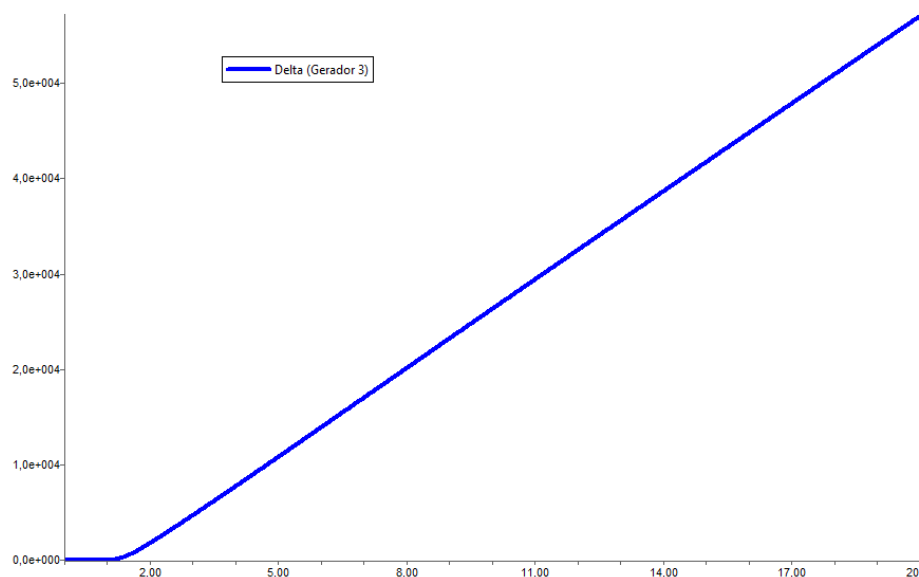
Ao se analisar a Figura 36 a seguir, percebe-se a ação do regulador, que inicialmente aumenta a tensão de campo ao mesmo ritmo que a tensão terminal do gerador 3 cai, uma vez que, ele estava operando em subexcitação quando foi desconectado, e depois se estabiliza em um valor menor de excitação, fazendo com que a tensão terminal da máquina se mantenha no patamar inicial.

Figura 32- Ângulo de carga do gerador 2 para perda da geração da barra 3 sem o uso de AVR



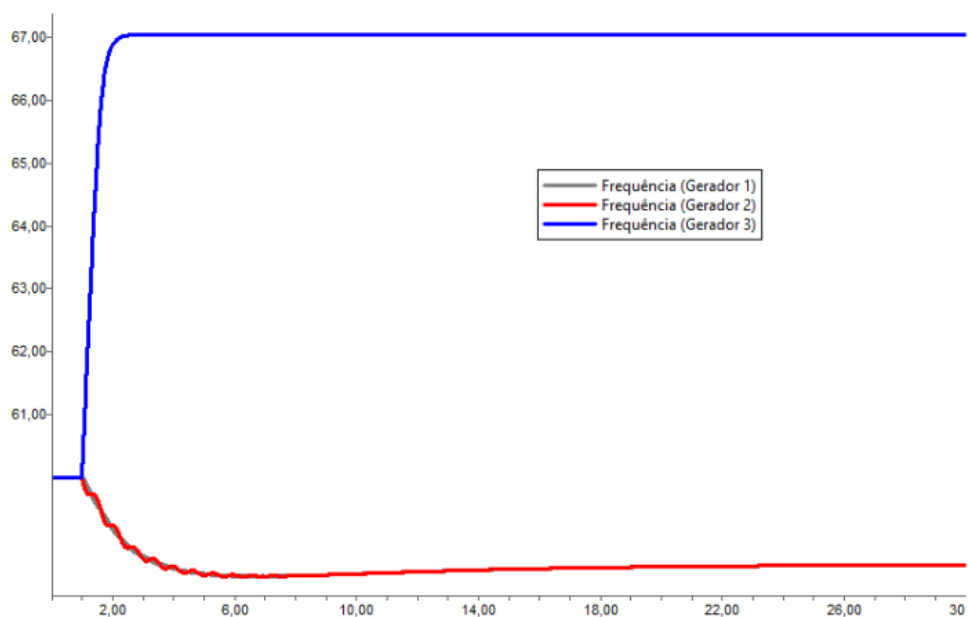
Fonte: Autoria própria

Figura 33- Ângulo de carga do gerador 3 para perda da geração da barra 3 sem o uso de AVR



Fonte: Autoria própria

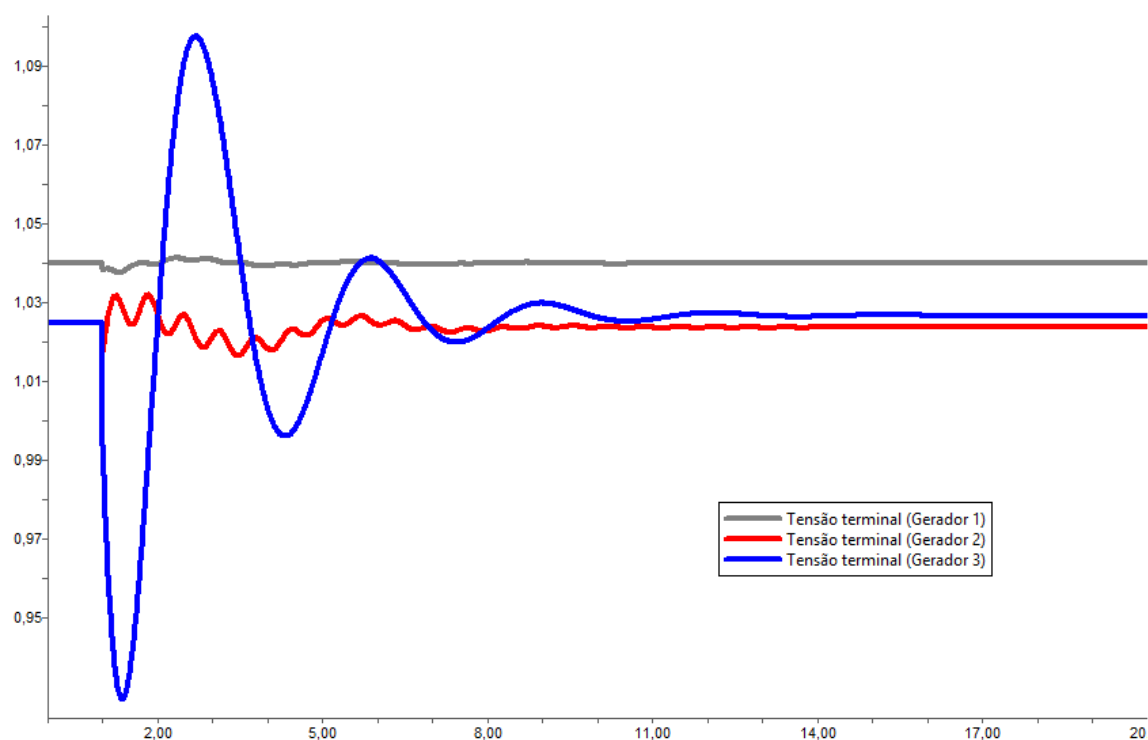
Figura 34- Frequências dos geradores para perda da geração da barra 3 sem AVR



Fonte: Autoria própria

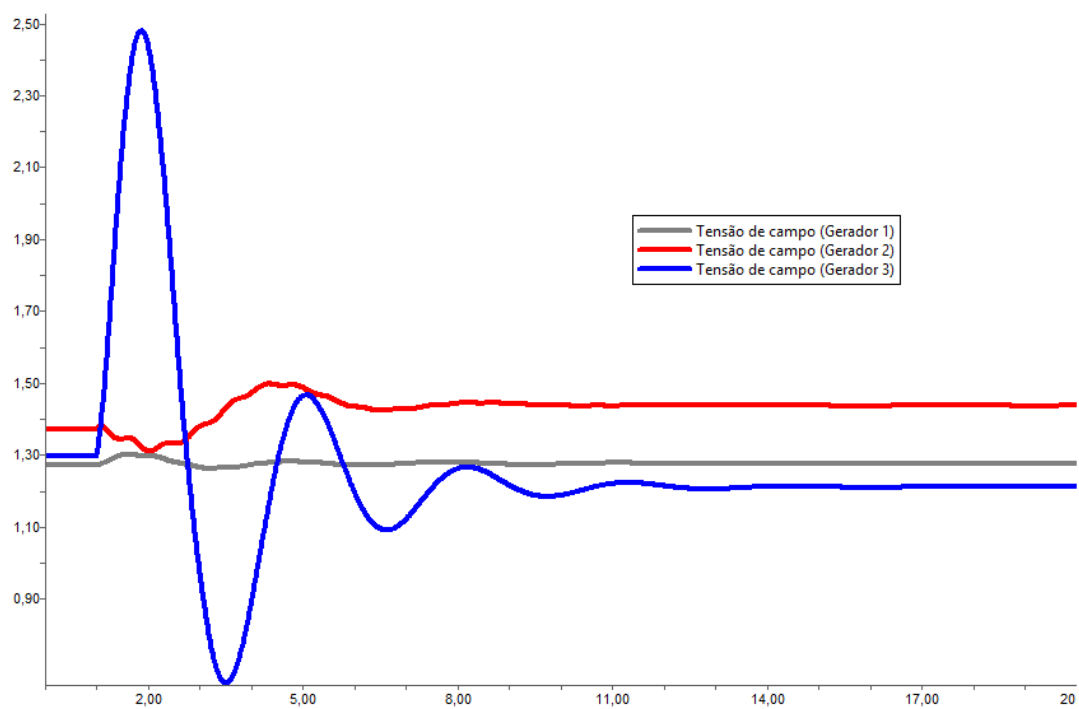
O contrário acontece com os outros geradores. Ao atenderem a parcela da carga que o gerador 3 atendia, eles sofrem uma maior queda de tensão na impedância interna e, portanto, para contrabalancear a maior queda de tensão terminal, a tensão de campo deve ser aumentada para garantir que a tensão terminal retorne a valores próximos dos iniciais.

Figura 35- Tensão terminal dos geradores para perda da geração da barra 3 com o uso de AVR



Fonte: Autoria própria

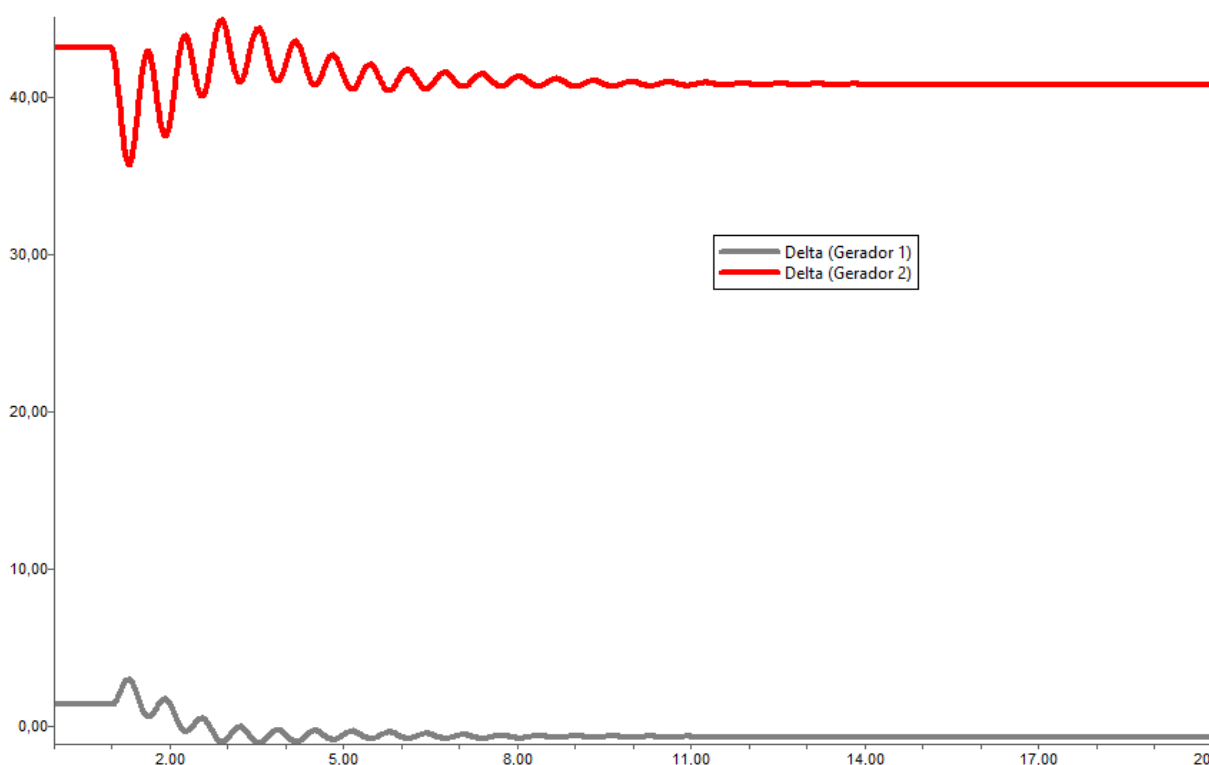
Figura 36- Tensões de campo dos geradores para perda da geração da barra 3 com o uso de AVR



Fonte: Autoria própria

Na Figura 37 a seguir, tem-se que os ângulos de carga operam em valores ligeiramente menores, além de seguirem a mesma tendência de alinhamento por isso a estabilidade do sistema é melhorada devido ao uso da AVR.

Figura 37- Ângulos de carga dos geradores 1 e 2 para perda do gerador 3 com o uso de AVR

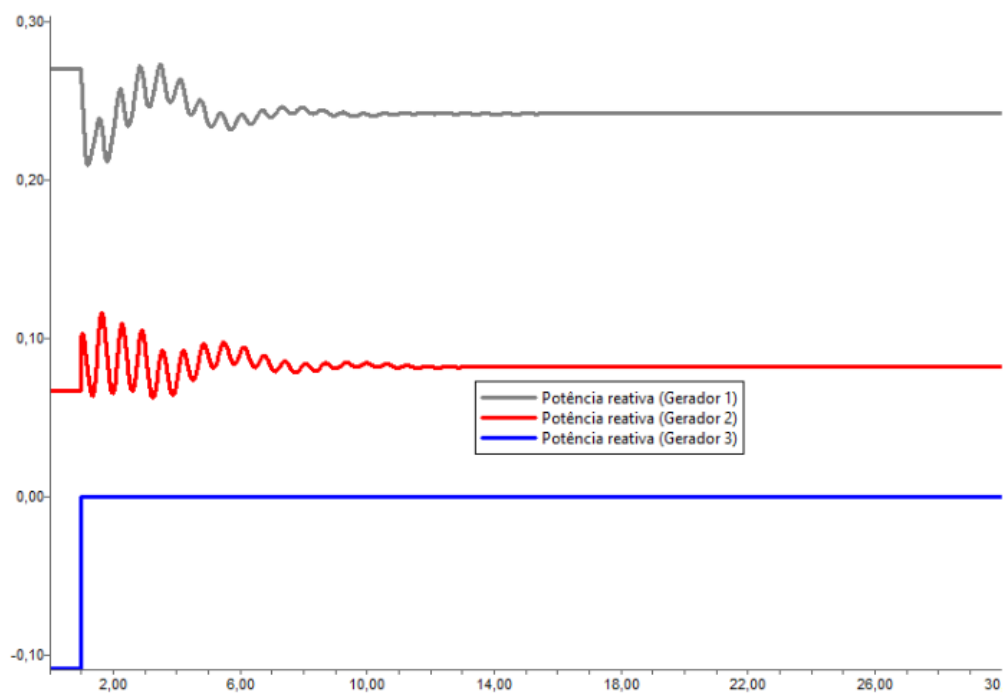


Fonte: Autoria própria

Estabelecendo uma comparação entre a Figura 38 e a Figura 39 percebe-se uma melhoria significativa no comportamento da potência reativa em uma máquina com AVR em relação a uma máquina não regulada. No caso sem regulação, o gerador 2 passa a consumir potência reativa e o gerador 1 precisa gerar uma quantidade de reativo significativamente maior do que gerava no período inicial, de modo a satisfazer o balanço de potências reativas para sustentar o novo ponto de operação do sistema e suas novas tensões de barras.

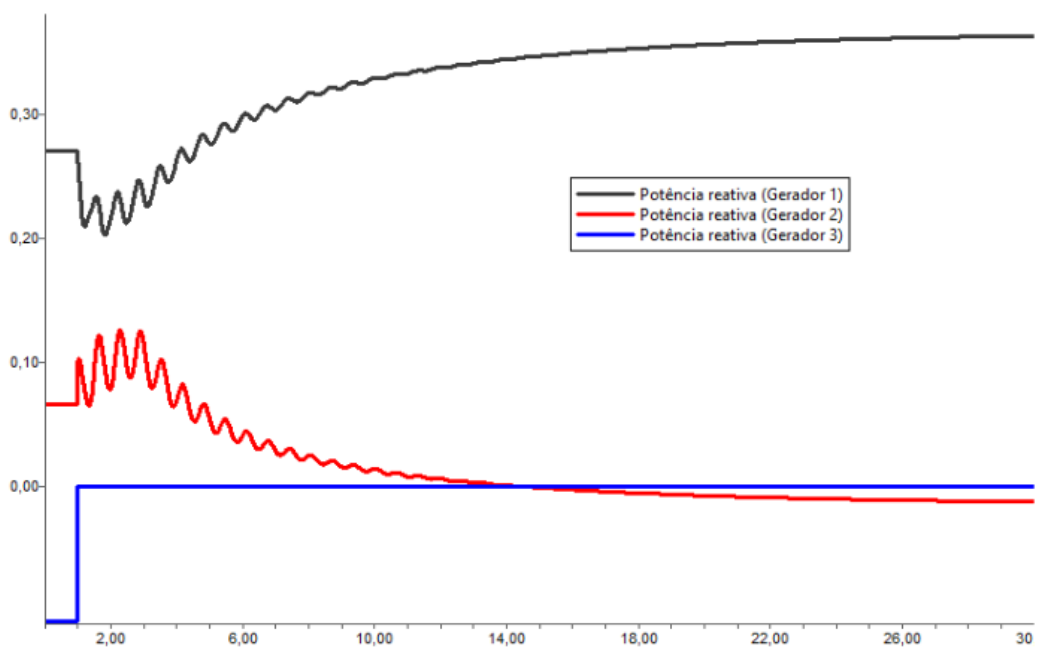
Com o uso de AVR isso não acontece, ambos os geradores tem a potência reativa estabilizada mais rapidamente e sem grandes variações.

Figura 38- Potências reativas dos geradores para perda da geração da barra 3 com o uso de AVR



Fonte: Autoria própria

Figura 39- Potências reativas dos geradores para perda da geração da barra 3 sem o uso de AVR



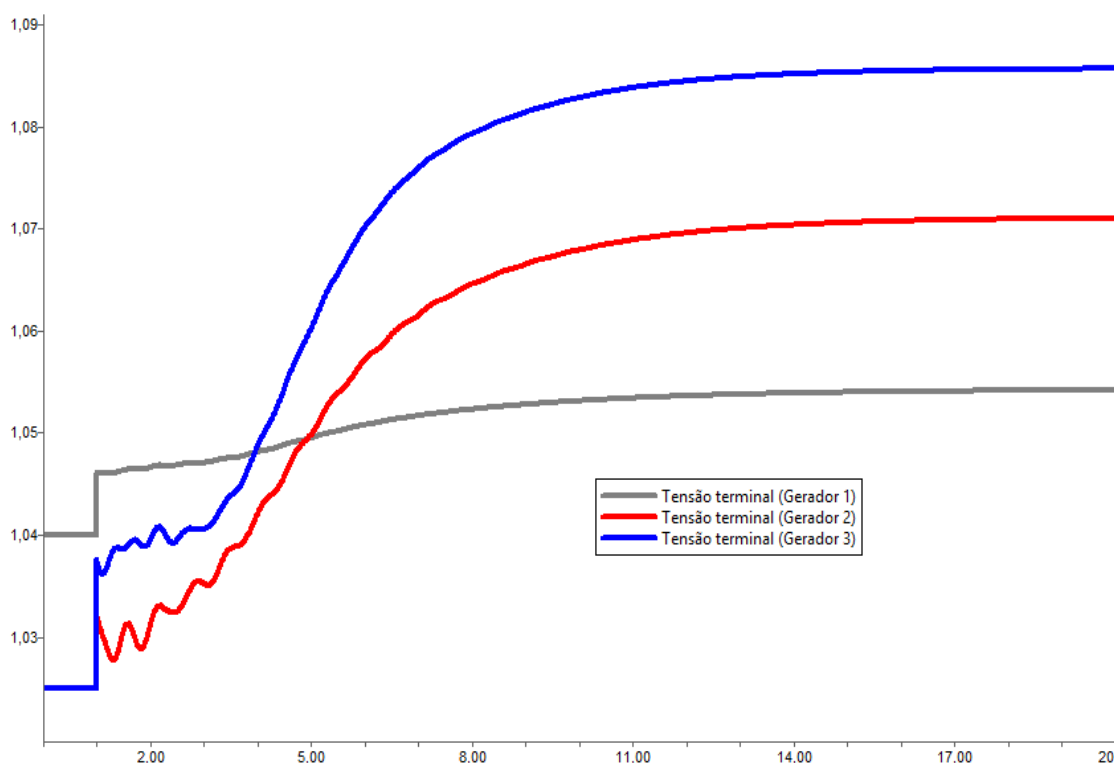
Fonte: Autoria própria

6.3 Perda da carga da barra 6

No caso de perda de carga, espera-se que com o excesso de excitação, as tensões terminais das máquinas subam inicialmente e, caso não haja AVR, as

tensões continuarão a aumentar. A Figura 40 apresentada está de acordo com tal afirmação, uma vez que, todas as tensões dão um pico no instante inicial e continuam subindo até se estabilizarem em valores mais elevados.

Figura 40- Tensões terminais dos geradores para perda de carga da barra 6 sem o uso de AVR

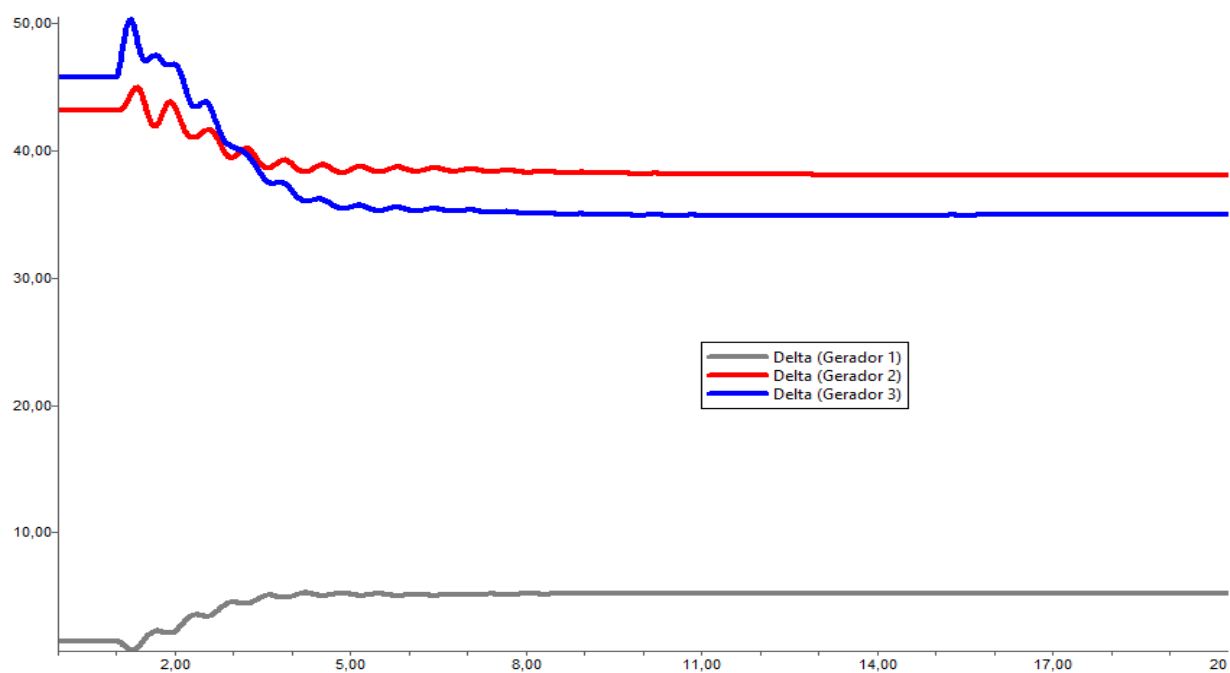


Fonte: Autoria própria

Ao se analisar os ângulos de carga (Figura 41) percebe-se que todos os ângulos se estabilizam, então pode-se afirmar que o sistema se estabiliza em um ponto de operação cujas tensões terminais são maiores que as tensões iniciais.

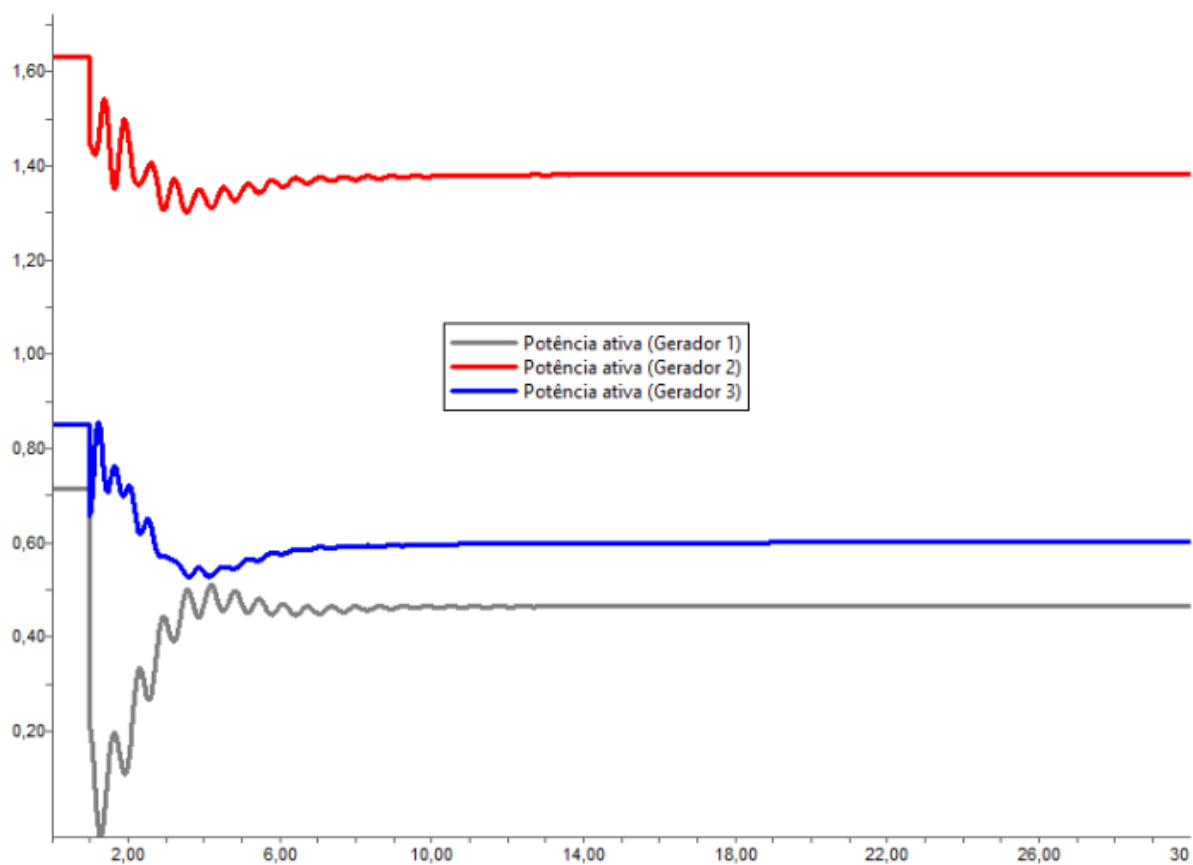
Para as potências ativas (Figura 42), espera-se que devido ao decréscimo de potência ativa demandada, os reguladores de velocidade atuem no sentido de diminuir a potência mecânica de entrada dos geradores de modo a conter o disparo da frequência deles que é mostrado na Figura 43, onde os geradores se estabilizam em uma frequência um pouco maior que 60 hz.

Figura 41- Ângulos de carga dos geradores para perda da carga da barra 6 sem o uso de AVR.



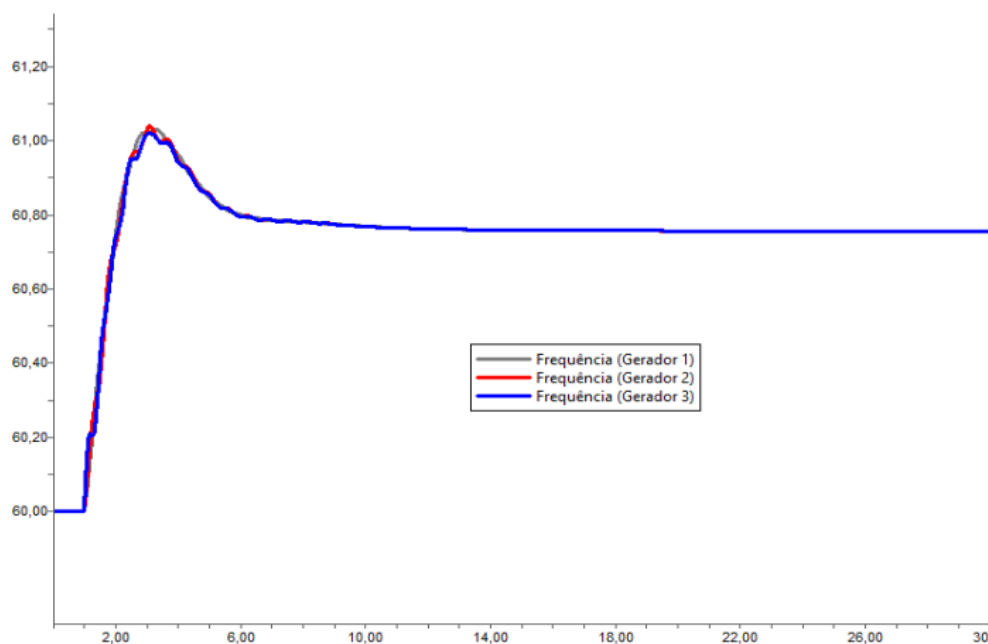
Fonte: Autoria própria

Figura 42- Potências ativas dos geradores para perda da carga da barra 6 sem o uso de AVR



Fonte: Autoria própria

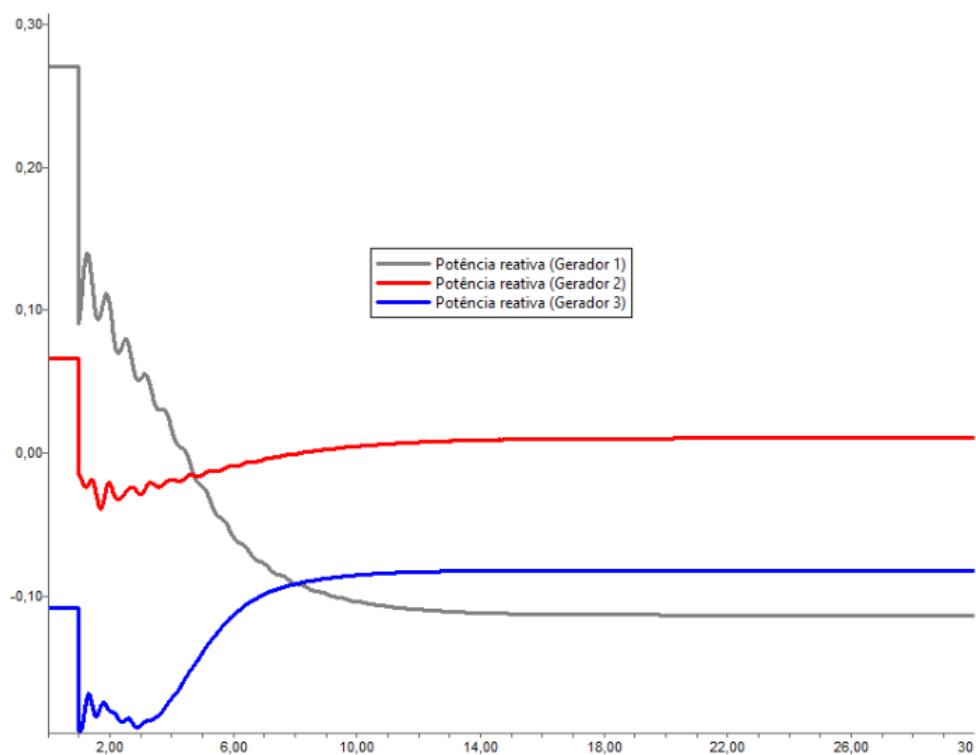
Figura 43- Frequências dos geradores para perda da carga da barra 6 sem o uso de AVR



Fonte: Autoria própria

As potências reativas (Figura 44) sofrem um decaimento no instante em que a carga é desconectada do sistema e oscilam até se estabilizarem no novo ponto de operação do sistema.

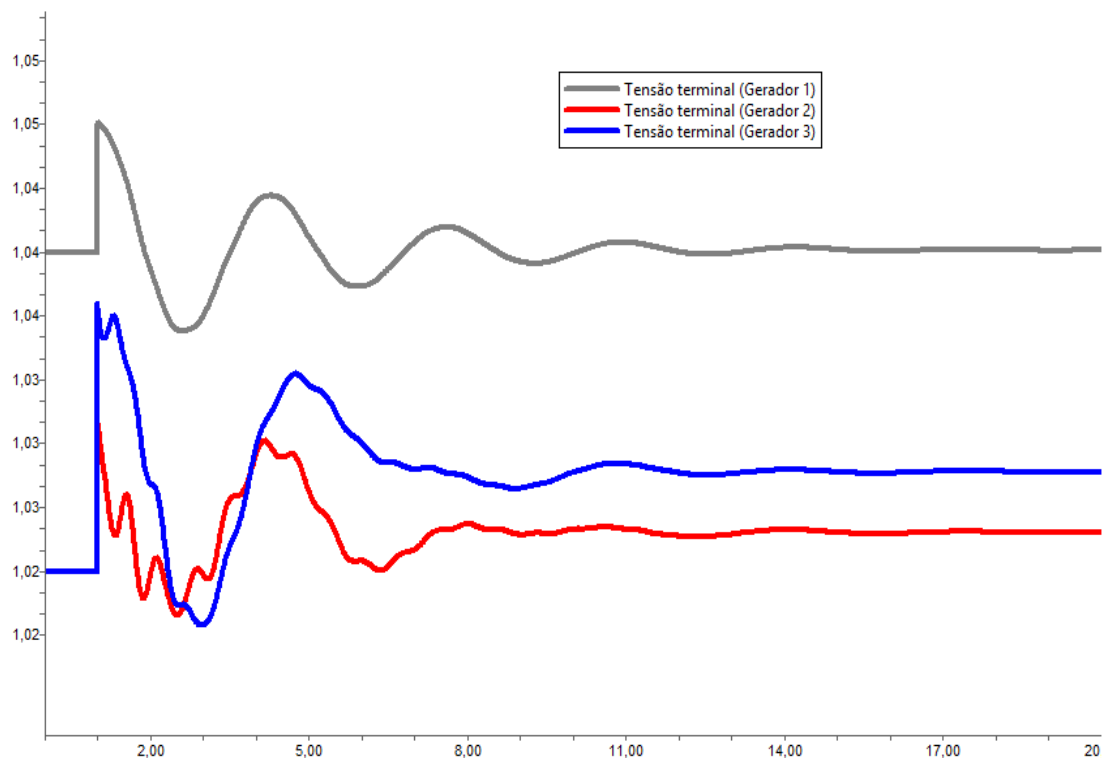
Figura 44- Potências reativas dos geradores para perda da carga da barra 6 sem o uso de AVR



Fonte: Autoria própria

Com a utilização do AVR (Figura 45), as tensões deram um pico inicialmente, mas todas voltaram a se estabilizar em valores próximos da sua condição inicial sem grandes elevações de tensão.

Figura 45- Tensões terminais dos geradores para perda de carga da barra 6 com o uso de AVR



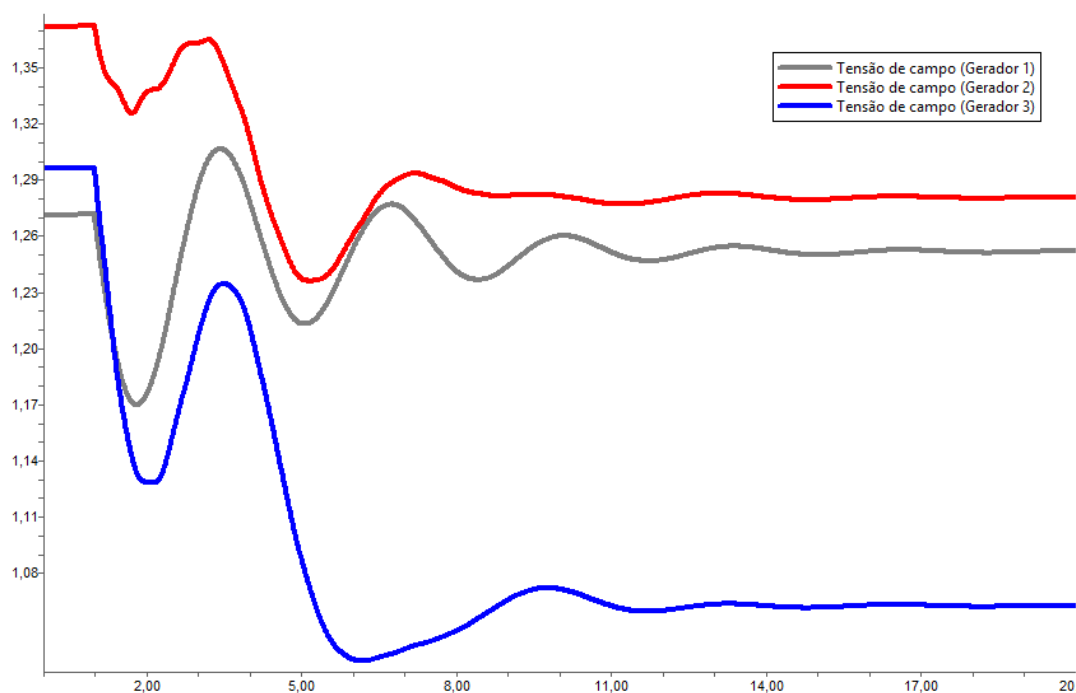
Fonte: Autoria própria

Os AVR'S operaram da maneira esperada (Figura 46) abaixando as tensões de campo da máquina.

Na Figura 47 observa-se que ângulos de carga oscilaram de maneira suave e se estabilizaram mantendo o alinhamento, logo o sistema é estável nessa condição.

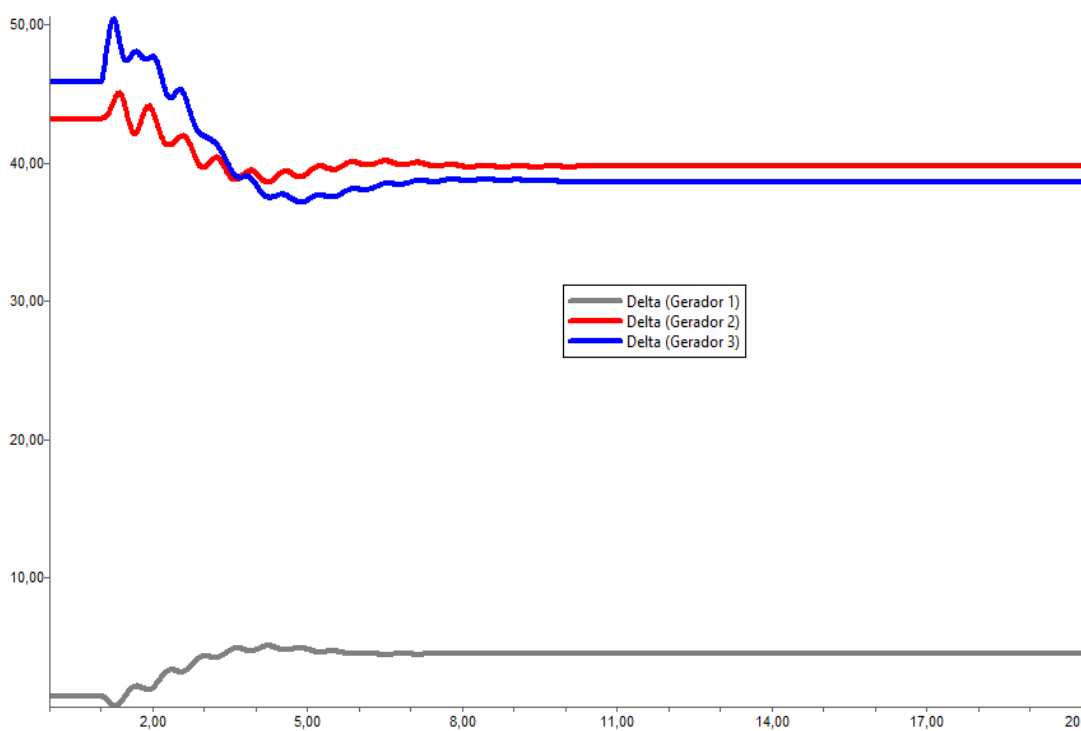
Ao se analisar a Figura 48, nota-se de novamente a grande influência da excitação do gerador na potência reativa, pois, com a utilização do AVR, a potência reativa se estabilizou mais rapidamente e com variações mais suaves, em relação a máquina sem regulação.

Figura 46- Tensões de campo dos geradores para perda de carga da barra 6 com o uso de AVR



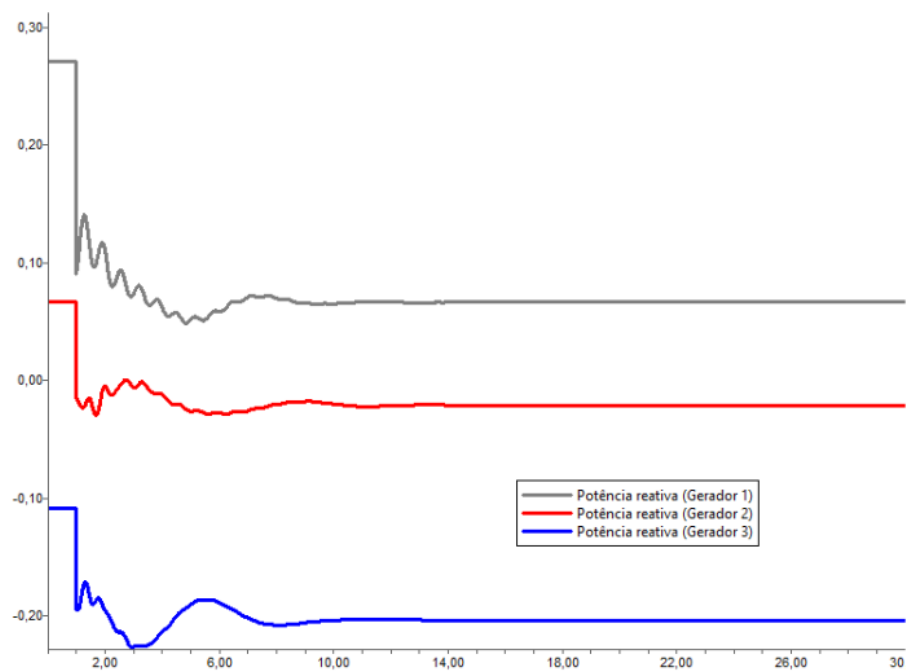
Fonte: Autoria própria

Figura 47- Ângulos de carga dos geradores para perda de carga da barra 6 com o uso de AVR.



Fonte: Autoria própria

Figura 48- Potências reativas dos geradores para perda de carga da barra 6 com o uso de AVR



Fonte: Autoria própria

7 CONCLUSÃO

Ao longo deste trabalho, foi possível fazer considerações gerais sobre os sistemas de excitação e reguladores de tensão, bem como discutir as vantagens que o uso de regulação automática de tensão traz para o sistema elétrico de potência na melhoria do tempo de resposta e estabilidade do sistema.

Esta pesquisa também comprovou como o Regulador Automático de Tensão influencia, positivamente, nas respostas do sistema a uma perturbação, especialmente na resposta da tensão terminal dos geradores, uma vez que em todos os casos que utilizaram o AVR apresentaram respostas bem comportadas, prevenindo surtos de tensão e, na resposta das potências reativas que, em geral, se estabilizaram mais rapidamente e tiveram uma menor variação, se comparadas as potências reativas de cada caso sem o uso do regulador.

Pôde-se inferir, por meio das simulações, que o SEP teórico estudando se manteve em sincronismo e estável para todas as perturbações as quais foi submetido. Como os resultados obtidos foram bem próximos aos resultados esperados para cada falta, conclui-se que o modelo adotado para o diagrama de blocos do regulador foi coerente, adequado e bem ajustado, uma vez que, o AVR conseguiu desempenhar bem seu papel na manutenção da tensão terminal dos geradores.

Além disso, o *software* PSP-UFU é uma plataforma de fácil utilização, interface gráfica amigável e manipulação simples que proporcionou uma boa experiência ao ser utilizada para realizar o estudo de estabilidade.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. **Capacidade de geração do Brasil**. [S. l.], 28 nov. 2019. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 28 nov. 2019.
- [2] Fitzgerald, A. E.; Kingsley Jr, C.; Kusko, A. **Máquinas Elétricas**. Mc Graw Hill do Brasil, 1975.
- [3] ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power Systems Control And Stability**. 2. ed. [S. l.]: Wiley-IEEE Press, 2002. 672 p.
- [4] GUIMARÃES, G. **Dinâmica de Sistemas Elétricos I**. Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia, 2018
- [5] ANTÔNIO J. A. S., Antônio J. A. S.; SILVA, Aguinaldo S. **Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis: UFSC, 2000. Disponível em: <http://www.labspot.ufsc.br/~simoies/dincont/>. Acesso em: 21 nov. 2019.
- [6] OLIVEIRA, Thales Lima. **Desenvolvimento de um programa computacional livre, gráfico, e multiplataforma para analisar sistemas elétricos de potência em regime permanente e dinâmico**. Uberlândia: UFU, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/27257>. Acesso em: 21 nov. 2019.
- [7] KUNDUR, P. **Power system stability and control**. 1. ed. [S. l.]: MCGRAW-HILL II, 1994. 1176 p.
- [8] 421.5-2016 - **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies**.