

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

WILLIAN VINICIUS MARTINS

**APLICAÇÃO DE COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REATIVOS EM
PROBLEMAS DE ESTABILIDADE DE TENSÃO**

CORNÉLIO PROCÓPIO

2025

WILLIAN VINICIUS MARTINS

**APLICAÇÃO DE COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REATIVOS EM
PROBLEMAS DE ESTABILIDADE DE TENSÃO**

Application of static reactive compensators in voltage stability problems.

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).
Orientador(a): Rafael Rorato Londero.

CORNÉLIO PROCÓPIO

2025



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Cornélio Procópio
Departamento Acadêmico de Elétrica
Engenharia Elétrica



FOLHA DE APROVAÇÃO

Willian Vinicius Martins

Aplicação de Compensadores Estáticos de Reativos em Problemas de Estabilidade de Tensão

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 14:00hs do dia 17/06/2025 como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O(A) candidato(a) foi arguido(a) pela Banca Avaliadora composta pelos(as) professores(as) abaixo. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Dr(a). Rafael Rorato Londero - Presidente (Orientador(a))

Prof(a). Dr(a). André Luís Shiguemoto - (Membro)

Prof(a). Dr(a). Paulo Junior Silva Costa - (Membro)

AGRADECIMENTOS

Tenho plena consciência de que estas palavras não serão suficientes para contemplar todos aqueles que, de alguma forma, fizeram parte dessa etapa tão significativa da minha vida. Assim, peço desculpas antecipadamente às pessoas cujos nomes não aparecem nestes parágrafos, mas que, sem dúvida, estão presentes em meu pensamento e na minha mais sincera gratidão.

Dedico este trabalho, com todo o meu carinho e reconhecimento, aos meus pais, Claudemir Martins e Patrícia Rodrigues Silva. São eles os grandes responsáveis por eu estar alcançando esta conquista. Agradeço imensamente por todo o esforço, apoio incondicional e pelos conselhos sempre tão sábios. A confiança que depositaram em mim foi fundamental para que eu chegasse até aqui e concluísse minha graduação.

Expresso também meu profundo agradecimento ao meu orientador, Rafael Rorato Londero, por sua paciência, dedicação e disponibilidade ao longo de todo o processo de elaboração deste trabalho. Sua orientação foi essencial para que este projeto se concretizasse

“Todo vencedor já foi um perdedor que se
recusou a desistir”.
(CURY, 2018,)

RESUMO

Garantir a transmissão de energia elétrica com qualidade e com o mínimo de interrupções é prioridade nas concessionárias de energia, então desenvolver alternativas para mitigar os problemas provenientes da estabilidade de tensão é crucial para garantir o funcionamento adequado e confiável do sistema elétrico, mantendo as tensões em níveis aceitáveis após uma perturbação. A instabilidade de tensão ocorre quando variações na carga ou mudanças na topologia do sistema causam um declínio incontrolável na tensão. O controle de tensão visa manter as tensões dentro dos limites estabelecidos para garantir qualidade ao consumidor. Em sistemas de transmissão, surgem vários desafios relacionados ao controle de tensão. Problemas podem ocorrer devido a quedas ou aumentos de tensão ao longo de um circuito, resultantes de variações nos fluxos de potência reativa sob condições de carga constante. Neste contexto, um dos métodos utilizados para o controle de tensão é o uso de compensadores passivos como capacitores e reatores *shunt*. O outro método é a utilização de compensadores ativos tais como os SVCs, que utilizam componentes como tiristores para controle da potência reativa, são dispositivos inteligentes que se ajustam dinamicamente às necessidades do sistema, oferecendo melhor desempenho em estabilizar tensões, embora tenham um custo maior. O trabalho tem como objetivo comparar compensadores estáticos de reativos (SVCs) e compensadores passivos para analisar seus efeitos na estabilidade de tensão em sistemas elétricos. A metodologia envolve simulações com os softwares ANAREDE e ANATEM para estudar o problema de estabilidade de tensão em diferentes cenários: sem compensação, com compensação passiva e com compensação ativa.

Palavras-chave: Compensação passiva; Compensação ativa; Potência reativa; Estabilidade de tensão; Controle de tensão; SVC; Banco *shunt*.

ABSTRACT

Ensuring the transmission of electrical energy with quality and minimal interruptions is a priority for energy utilities. Therefore, developing alternatives to mitigate problems arising from voltage stability is crucial to ensuring the proper and reliable functioning of the electrical system, keeping voltages at acceptable levels after a disturbance. Voltage instability occurs when variations in load or changes in the system topology cause an uncontrollable decline in voltage. Voltage control aims to maintain voltages within established limits to ensure quality for the consumer. In transmission systems, various challenges related to voltage control arise. Problems can occur due to voltage drops or increases along a circuit, resulting from variations in reactive power flows under constant load conditions. In this context, one of the methods used for voltage control is the use of passive compensators such as capacitors and shunt reactors. The other method is the use of active compensators such as SVCs, which use components like thyristors for reactive power control. These are intelligent devices that dynamically adjust to the system's needs, offering better performance in stabilizing voltages, although they are more expensive. The aim of this work is to compare static var compensators (SVCs) and passive compensators to analyze their effects on voltage stability in electrical systems. The methodology involves simulations with the ANAREDE and ANATEM software to study the voltage stability problem in different scenarios: without compensation, with passive compensation, and with active compensation.

Keywords: Passive compensation; Active compensation; Reactive power; Voltage stability; Voltage control; SVC; Bank *shunt*.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Curva PV com a sinalização do Ponto Crítico.....	18
Figura 2: Sequência de Passos FPC	19
Figura 3: Arranjo físico de um OLTC	20
Figura 4: Diagrama esquemático de controle do OLTC	22
Figura 5: Diagrama de blocos OEL	23
Figura 6: Curvas de atuação do OEL	24
Figura 7: Modelo de malha de controle do motor de indução ANATEM	25
Figura 8: Exemplo modelagem motor de indução ANATEM	26
Figura 9: SEP Exemplo	27
Figura 10: Capacitor <i>Shunt</i> Conectado ao Sistema de Transmissão	29
Figura 11: Reator <i>Shunt</i> Conectado ao Terciário do Transformador do Sistema de Transmissão	29
Figura 12: Esquemático compensador estático VAR	31
Figura 13: Compensador estático de reativos conectado em delta	32
Figura 14: Thyristor Controlled Reactor (TCR)	33
Figura 15: Tiristor (SCR)	34
Figura 16: Fatiamento da Senoide	35
Figura 17: Ângulo de Disparo	36
Figura 18: Operação de SVC para condições específicas do sistema	37
Figura 19: Característica V.I do SVC em regime permanente	38
Figura 20: Malha de controle de tensão SVC	39
Figura 21: Sistema sem SVC	40
Figura 22: Sistema com SVC	41
Figura 23: Sistema Teste	42
Figura 24: Resultado do fluxo de potência sistema teste (Nível 1)	43
Figura 25: Resultado do fluxo de potência sistema teste (Nível 2)	43
Figura 26: Resultado do fluxo de potência sistema teste (Nível 3)	45
Figura 27: Resultado do fluxo de potência sistema teste (Nível 4)	46
Figura 28: Tensão em pu na barra 8 e 11 nível 1	47
Figura 29: Tensão em pu na barra 8 e 11 nível 2	48
Figura 30: Corrente de campo do gerador síncrono G3	49
Figura 31: Potência reativa gerador 3	50
Figura 32: Tensão em pu na barra 8 e 11 nível 3	51
Figura 33: Corrente de campo do gerador síncrono G3 nível 3	52
Figura 34: Potência reativa gerador 3	53
Figura 35: Tensão em pu na barra 8 e 11 nível 4	54
Figura 36: Parâmetros definidos para o banco <i>shunt</i>	55
Figura 37: Tensão em pu na barra 8 sem compensação e com banco <i>shunt</i> 150MVAR nível 1	56
Figura 38: Potência reativa injetada na barra 8 pelo banco <i>shunt</i> nível 1	57
Figura 39: Tensão em pu na barra 8 e 11 sem compensação e com banco <i>shunt</i> nível 2	58
Figura 40: Potência reativa injetada na barra 8 pelo banco <i>shunt</i> nível 2	59
Figura 41: Tensão em pu na barra 8 e 11 sem compensação e com banco <i>shunt</i> nível 3	60
Figura 42: Potência reativa injetada na barra 8 pelo banco <i>shunt</i> nível 3	61

Figura 43: Tensão em pu na barra 8 sem compensação e com banco <i>shunt</i> 150MVar	61
Figura 44: Tensão em pu na barra 8 sem compensação e com banco <i>shunt</i> 160MVar	61
Figura 45: Potência reativa injetada pelo banco <i>shunt</i> de 160MVar	62
Figura 46: Parâmetros definidos no SVC.....	62
Figura 47: Tensão em pu na barra 8 e 11 sem compensação e com SVC nível 1	63
Figura 48: Potência reativa injetada no sistema pelo SVC nível 1	64
Figura 49: Tensão em pu na barra 8 e 11 sem compensação e com SVC nível 2	64
Figura 50: Potência reativa injetada no sistema pelo SVC nível 2	64
Figura 51: Tensão em pu na barra 8 e 11 sem compensação e com SVC nível 3	65
Figura 52: Potência reativa injetada no sistema pelo SVC nível 3	65
Figura 53: Susceptância SVC	66
Figura 54: SVC com 150 MVar com 3% e 2% de estatismo nível 4	66
Figura 55: Sistema sem compensação e com SVC 160MVar e com 2% de estatismo.....	67
Figura 56: Curto-circuito na linha com 50 Milissegundos.....	68
Figura 57: Curto-circuito na linha com 52 Milissegundos.....	69
Figura 58: Curto-circuito na linha com 53 Milissegundos.....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Linhas de transmissão (R, X e B em pu base de 100 MVA)	40
Tabela 2: Parâmetros Transformador (em pu na base 100 MVA)	41
Tabela 3: <i>Shunt</i> capacitor	41
Tabela 4: Cargas	41
Tabela 5: Geradores	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

INBRAEP	Instituto Brasileiro de Ensino Profissionalizante
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SEP	Sistema Elétrico de Potência
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
LTC	<i>Load Tap Changer</i>
OEL	<i>Over Excitation Limiter</i>
ECT	Equipamento de Controle de Tensão
TCR	<i>Thyristor-Controlled Reactor</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
TCSC	<i>Thyristor Controlled Switched Capacitor</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Objetivo geral.....	13
1.2	Objetivos específicos	13
2	ESTABILIDADE DE TENSÃO	14
2.1	Colapso de Tensão.....	15
2.2	Análise de estabilidade de tensão.....	17
2.2.1	Análise estática.....	17
2.2.2	Análise dinâmica.....	19
2.2.2.1	OLTC	20
2.2.2.2	OEL	22
2.2.2.3	Motor de indução	23
3	CONTROLE DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	26
3.1	Compensadores passivos	27
3.1.1	Banco de capacitores shunt e reatores shunt.....	27
3.1.2	Controle de tensão	29
3.2	Compensadores ativos	29
3.2.1	Compensadores estáticos	29
3.2.2	Reator Controlado por Tiristor TCR	31
3.2.3	Controle de potência reativa	32
3.2.4	Controle de tensão	34
3.2.5	Resposta em contingências	37
3.3	Compensadores passivos X compensadores ativos	39
4	SISTEMA TESTE	40
4.1	Sistema elétrico utilizado.....	40
4.1.1	Procedimento experimental	42
4.2	Simulação do sistema base no ANAREDE.....	43
4.3	Simulação dos casos base sem compensação.	48
4.4	Simulação dos casos com compensação passiva utilizando um banco de capacitores shunt	55
4.5	Simulação dos casos com compensação ativa utilizando SVC	61
4.6	Aplicação de curto-circuito na linha.....	68
5	CONCLUSÃO.....	71
	REFERÊNCIAS	73
	APÊNDICE	76

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um recurso essencial na sociedade contemporânea. Sua importância não se limita apenas ao nosso bem-estar, mas é crucial para o funcionamento da comunidade. Imaginar uma vida sem ela nos confronta com desafios ainda maiores do que os que enfrentamos diariamente. Por isso, garantir seu fornecimento contínuo, com qualidade e de forma economicamente viável, é de suma importância para a humanidade (INBRAEP, 2021).

Nos últimos anos, o Brasil enfrentou desafios no Sistema Interligado Nacional (SIN), como o apagão causado por uma sobrecarga no Ceará em agosto de 2023. Em fevereiro, o consumo de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) registrou um aumento de 8% em relação ao mesmo período de 2023, atingindo 46.314 GWh (EPE, 2023).

A estabilidade de um sistema elétrico de potência pode ser dividida em três grupos principais: estabilidade de frequência, estabilidade do ângulo do rotor e estabilidade de tensão, entretanto neste trabalho será explorado apenas os problemas relacionados a estabilidade de tensão, abordando suas causas e soluções (KUNDUR *et al.*, 2004).

Embora a natureza da estabilidade de tensão seja fundamentalmente dinâmica, as influências que afetam essa estabilidade geralmente ocorrem em um ritmo lento. Portanto, certos aspectos desse fenômeno podem ser examinados por meio de abordagens estáticas, que avaliam a viabilidade do ponto de equilíbrio representado por uma condição de operação específica do Sistema Elétrico de Potência (SEP). A análise baseada em simulações de fluxo de potência para o estado de equilíbrio após uma perturbação é comumente um método utilizado para a avaliação da estabilidade de tensão em longo prazo. (KUNDUR, 1994; TAYLOR, 1994).

Os SVC's (*Static Vars Compensator*) são dispositivos conectados no sistemas de transmissão e têm como finalidade controlar a tensão em determinadas barras do sistema ou aumentar a capacidade de transferência de potência equipamento série TCSC (*Thyristor Controlled Switched Capacitor*) ou *shunt* TCR (*Thyristor-Controlled Reactor*), ampliando a margem de estabilidade. Isso se faz necessário para aprimorar as características de transmissão em condições permanentes, bem como para manter a estabilidade eletromecânica da tensão e mitigar problemas de ressonância subsíncrona no sistema. (CEPEL, 2024).

O presente trabalho tem como objetivo fazer uma comparação entre a utilização do SVC e compensadores passivos visando analisar os efeitos em problemas de estabilidade de tensão no sistema elétrico. O intuito é fazer simulações utilizando os softwares ANAREDE (Programa de Análise de Redes) e ANATEM (Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos), desenvolvidos pelo CEPEL (Centro Pesquisas em Energia Elétrica) (CEPEL, 2024).

1.1 Objetivo geral

Fazer uma análise comparativa entre o SVC e compensação passiva, o intuito é verificar suas influências no sistema por meio de uma simulação de um problema de estabilidade de tensão.

1.2 Objetivos específicos

- a) Modelar a Compensação ativa.
- b) Modelar a Compensação passiva
- c) Definir o Sistema que será estudado
- d) Simular uma Situação de Estabilidade no Sistema sem compensação
- e) Simular uma Situação de Estabilidade no Sistema com compensação passiva
- f) Simular uma Situação de Estabilidade no Sistema com compensação ativa
- g) Analisar os resultados obtidos através de gráficos.

2 ESTABILIDADE DE TENSÃO

A estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência é um aspecto fundamental para garantir o funcionamento adequado e confiável do sistema. Trata-se da capacidade do sistema em manter as tensões em níveis aceitáveis em todos os barramentos, tanto sob condições normais de operação quanto após a ocorrência de perturbações. (KUNDUR, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

A instabilidade de tensão surge quando uma perturbação, como uma variação na carga ou uma mudança na topologia do sistema, desencadeia um declínio progressivo e incontrolável da tensão em uma ou mais barras do sistema. Esse processo muitas vezes é resultado da tentativa das cargas dinâmicas em restaurar a energia consumida para além da capacidade dos sistemas de geração e transmissão (KUNDUR, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Diversos fatores podem contribuir para a instabilidade de tensão. Entre eles, destacam-se (KUNDUR, 1994):

- Carga elevada alimentada pelo sistema de transmissão: Quando a demanda de carga é muito alta em relação à capacidade de transmissão do sistema, pode ocorrer uma sobrecarga que compromete a estabilidade das tensões.
- Distância excessiva entre geradores e centros de carga: Geradores localizados a uma grande distância dos centros de consumo enfrentam maiores perdas de transmissão, o que pode resultar em quedas de tensão significativas.
- Tensão baixa nos geradores: Uma tensão muito baixa na saída dos geradores pode levar a uma instabilidade do sistema, pois as cargas podem não receber a energia necessária de forma adequada.
- Compensação reativa insuficiente: A falta de dispositivos de compensação reativa, como capacitores e reatores, pode resultar em desequilíbrios na tensão do sistema, tornando-o suscetível a instabilidades.

A estabilidade de tensão é crucial para garantir a operação segura do sistema elétrico. Quando ocorrem instabilidades de tensão, além dos problemas locais, pode-se desencadear um fenômeno mais amplo conhecido como colapso de tensão. Esse colapso geralmente resulta de uma sequência de eventos que envolvem a instabilidade de tensão e podem afetar uma porção significativa do sistema, levando

a interrupções no fornecimento de energia elétrica e impactando diversos setores da sociedade (KUNDUR, 1994).

2.1 Colapso de Tensão

O colapso de tensão ocorre quando uma sequência de eventos relacionados à instabilidade de tensão resulta em um perfil de tensão inadequadamente baixo em uma parte considerável do sistema elétrico. Esse fenômeno pode apresentar-se de diversas formas (KUNDUR, 1994).

Quando ocorre um repentino aumento na demanda reativa de potência em um sistema elétrico, após uma contingência, as reservas de potência reativa suficientes provenientes de geradores e compensadores são utilizadas para atender a essa demanda adicional. Geralmente, o sistema consegue manter a estabilidade, ajustando-se a um nível de tensão devido a uma combinação de eventos e condições. No entanto, existe o risco de que essa demanda adicional de potência resulte em um colapso de tensão, provocando uma falha parcial ou total do sistema (KUNDUR, 1994).

Se um sistema de energia enfrenta circunstâncias operacionais irregulares, com linhas de transmissão de alta tensão próximas aos centros de carga fora de operação. Como resultado, algumas dessas linhas estão sobrecarregadas, e os recursos de potência reativa estão em níveis mínimos (KUNDUR, 1994).

O aumento subsequente no fluxo de potência reativa através dos transformadores e linhas associados aos geradores resultaria em um aumento nas perdas de tensão em cada um desses componentes. Neste estágio, é provável que os geradores estejam operando no limite de sua capacidade de fornecimento de potência reativa, o que poderia desencadear a instabilidade de tensão (KUNDUR, 1994).

Consequentemente, a capacidade de fornecimento dos geradores atingiria seus limites, e com menos geradores sob controle automático de excitação, o sistema se tornaria ainda mais propenso à instabilidade de tensão. Esse cenário seria afetado pela eficácia reduzida dos compensadores em derivação em baixas tensões. Este processo eventualmente poderia culminar em um colapso de tensão, potencialmente resultando na perda de sincronismo das unidades geradoras (KUNDUR, 1994).

Considerando que a queda de tensão nos sistemas de transmissão é influenciada tanto pelos fluxos de potência ativa quanto de potência reativa, é claro que ambos devem ser considerados (KUNDUR, 1994).

O colapso de tensão é fortemente influenciado pelas condições e características do sistema. Os principais fatores que contribuem para a instabilidade/colapso de tensão (KUNDUR, 1994):

- Grandes distâncias entre geração e carga
- Ação de LTC (*Load Tap Changer*) durante condições de tensão adversas
- Características de carga desfavoráveis
- Coordenação inadequada entre vários sistemas de controle e proteção

O uso excessivo de compensação de capacitores em derivação pode intensificar o problema do colapso de tensão se não for dimensionado da maneira correta. Para uma compensação reativa mais eficiente, é recomendável optar por uma combinação equilibrada de capacitores em derivação, sistemas estáticos de controle de potência reativa como compensadores estáticos (KUNDUR, 1994).

Portanto, agrupar a estabilidade de tensão em categorias com características similares é vantajoso, pois auxilia no avanço das análises (KUNDUR, 1994). Neste trabalho, será adotada a seguinte classificação:

Estabilidade de tensão durante grandes distúrbios, refere à capacidade de um sistema de regular as tensões após ocorrências significativas, como falhas no sistema, perda de carga ou interrupção na geração de energia. Para determinar essa estabilidade, é necessário analisar o desempenho dinâmico do sistema ao longo de um período de tempo suficiente para compreender as interações entre dispositivos como LTCs (*Load Tap Changer*) e limitadores de corrente de campo dos geradores OEL (*Over-Excitation Limiter*) (KUNDUR, 1994).

Estabilidade de tensão em pequenos distúrbios, refere-se à habilidade de um sistema de controlar as tensões após alterações sutis, como variações graduais na carga. Esse tipo de estabilidade pode ser adequadamente analisado por meio de simulações de estado estacionário, que aplicam a linearização das equações dinâmicas do sistema em um ponto específico de operação (KUNDUR, 1994).

2.2 Análise da Estabilidade de Tensão

Manter a estabilidade de tensão requer uma complexa interação entre uma variedade de dispositivos operando em diferentes intervalos de tempo. Por isso, avaliar essa estabilidade é um desafio significativo. Uma abordagem preferencial é examinar o problema utilizando métodos que levem em conta as características específicas do sistema ou os tipos de estabilidade relevantes. Tipicamente, os métodos de análise são agrupados em duas categorias principais: análise estática e análise dinâmica, as quais serão discutidas em detalhes a seguir (KUNDUR, 1994).

2.2.1 Análise estática

Os métodos estáticos procuram analisar as condições do sistema em vários momentos ao longo de sua trajetória no domínio do tempo. Em cada momento, é assumido que as derivadas das variáveis de estado em relação ao tempo são nulas. Isso permite simplificar o conjunto de equações diferenciais que descrevem o sistema para um conjunto puramente algébrico, possibilitando a avaliação de seu comportamento como uma sequência de pontos de equilíbrio. (KUNDUR, 1994).

Uma das utilizações de métodos estáticos na análise da estabilidade de tensão reside na avaliação das margens de segurança. Isso é alcançado ao determinar diretamente a capacidade máxima de transferência de potência no sistema de transmissão, resolvendo diversos casos de fluxo de potência consecutivos (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

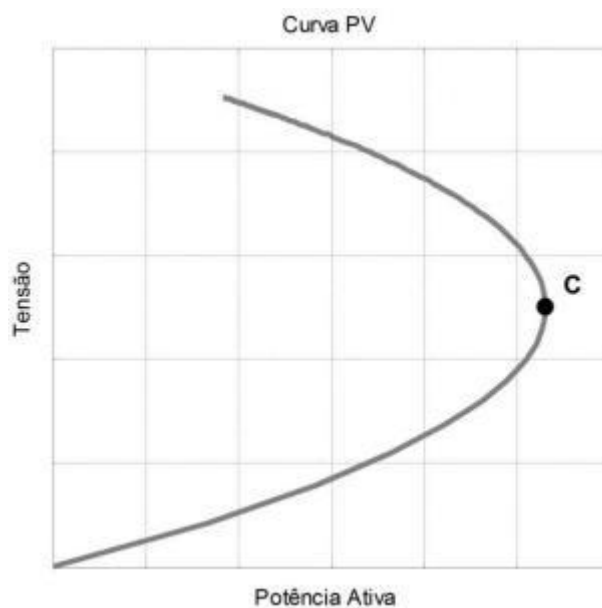
Com base na compreensão dessas margens, é possível adquirir dados sobre as regiões críticas do sistema, a gravidade das contingências e até mesmo a demanda por correção de potência reativa. (TAYLOR, 1994).

Análise Estática utiliza as equações estáticas do fluxo de potência, podendo incluir análises como a de sensibilidade de tensão e a modal de tensão. Seu objetivo é determinar o ponto de operação inicial do sistema elétrico de potência, que servirá de base para a Análise Dinâmica. Essa etapa é realizada pelo programa ANAREDE.

Entretanto, os métodos de avaliação estática não conseguem capturar o funcionamento de dispositivos ligados a instabilidade de tensão, como transformadores LTC e limitadores de corrente de campo OEL (KUNDUR, 1994).

Existem diferentes termos usados para se referir ao ponto C destacado na Figura 1. Para simplificar a compreensão, mencionaremos aqui os termos utilizados para definir tal ponto: "nariz" da curva PV, ponto de carga máxima do sistema, ponto de transferência máxima de potência e ponto crítico para a estabilidade de tensão (RIBEIRO,2011).

Figura 1: Curva PV com a sinalização do Ponto Crítico



Fonte: Ribeiro (2011)

A potência máxima transferida pelo sistema analisado da figura 1, P_{MAX} , ocorre no exato momento em que o módulo da impedância da carga Z_C se iguala ao módulo da impedância da linha Z_L . (RIBEIRO,2011).

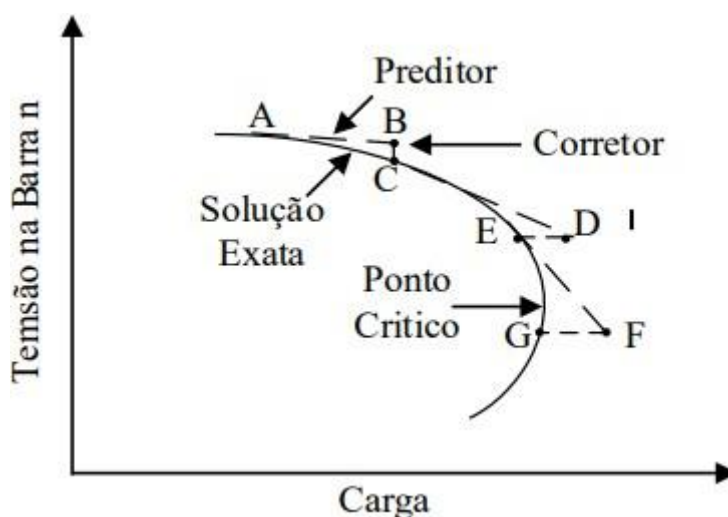
Determinar o ponto de máxima transferência de potência é uma das tarefas mais cruciais no estudo da previsão de instabilidade de tensão. Apenas com essa informação é possível determinar a distância do sistema elétrico em relação ao ponto crítico. Como mencionado anteriormente, o ponto de máxima carga pode ser identificado através da geração da curva PV, utilizando programas de fluxo de potência (RIBEIRO,2011).

O método FPC (Fluxo de Potência Continuado) é utilizado para determinar o ponto de máximo carregamento que é o ponto C na curva PV da Figura 1 o FPC consiste em sucessivas soluções das equações de fluxo de potência. Aumentando gradualmente a carga através da variação manual do fator de carregamento λ e resolvendo o problema de fluxo de potência até que o processo divirja, não é possível alcançar exatamente o ponto crítico da curva PV, apenas chegar bem próximo a ele.

Isso acontece porque a matriz Jacobiana se torna singular no ponto de máximo carregamento (DA SILVA, 2018).

O FPC utiliza um processo iterativo composto por um passo preditivo e um passo corretivo, como ilustrado na Figura 2 A partir de uma solução conhecida (A), um preditor tangente é empregado para estimar a solução (B) para um determinado padrão de aumento de carga. Em seguida, o passo corretivo determina a solução exata (C), utilizando a análise convencional de fluxo de potência com a carga fixa (DA SILVA, 2018).

Figura 2: Sequência de Passos FPC



Fonte: Da Silva (2018)

2.2.2 Análise dinâmica

A Análise Dinâmica considera os modelos dinâmicos dos diversos equipamentos do sistema de potência, como geradores, transformadores com *tap* sob carga (LTC), limitadores de sobre-excitação (OEL), compensadores estáticos (SVC), motores de indução, cargas dinâmicas, entre outros. Esses elementos são representados por equações diferenciais e funções de transferência no domínio-s.

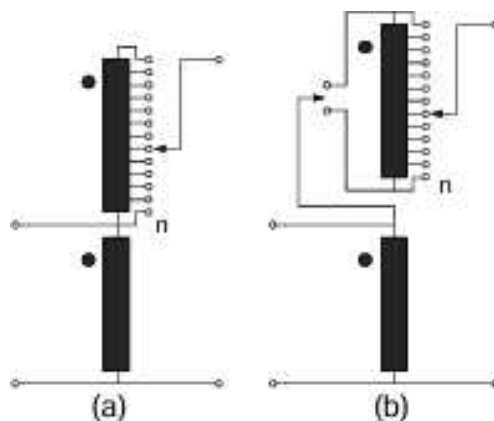
Essa análise é realizada por meio de simulações computacionais no domínio do tempo, utilizando o programa ANATEM, e gera gráficos que ilustram o comportamento transitório do sistema após uma perturbação ao longo do tempo. Esses resultados são fundamentais para identificar as causas de um eventual colapso de tensão no sistema elétrico. Neste trabalho, o enfoque está voltado para a Análise Dinâmica.

2.2.2.1 OLTC

O transformador com variação de tap sob carga (OLTC) tem a relação entre as espiras ajustável em relação ao valor nominal para compensar variações das tensões no sistema. Essas variações ocorrem principalmente devido às mudanças nas condições de operação do sistema, como variações na demanda de potência, alterações na topologia do sistema e violações na capacidade de geração de potência reativa. A variação usualmente permitida fica entre 10% e 15% do valor nominal de transformação. A variação do *tap* do OLTC pode ser feita de forma manual ou automática. No caso de operações automáticas, que podem ser controladas remotamente, a tensão em um dos terminais é comparada a uma referência, e o erro é utilizado para gerar um sinal que corrige a posição do *tap* (RANGEL; GUIMARÃES,2007).

A Figura 3 apresenta o arranjo físico de um transformador equipado com comutação sob carga para realizar o controle de tensão, cuja configuração básica segue a de um autotransformador. De modo geral, há dois tipos principais de comutadores: o primeiro permite a variação linear do *tap* em apenas uma direção a partir da posição neutra (Figura 3-(a)), enquanto o segundo utiliza uma chave de reversão de polaridade, possibilitando ajustes nos dois sentidos em relação à posição neutra (Figura 3-(b)). Durante o processo de troca de posição do *tap*, o mecanismo cria temporariamente um curto-circuito entre as espiras das posições adjacentes, assegurando a continuidade da corrente no transformador durante a operação (RANGEL; GUIMARÃES,2007).

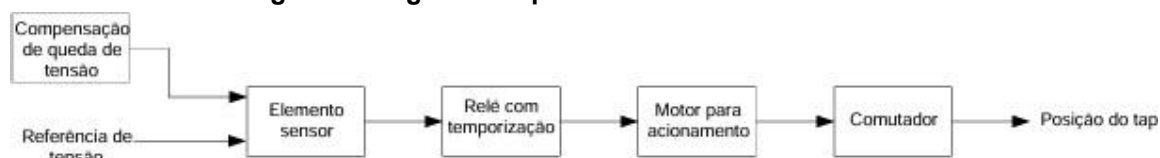
Figura 3: Arranjo físico de um OLTC



Fonte: Rangel ; Guimarães (2007)

A Figura 4 representa os elementos básicos de controle discreto do OLTC e estão descritos a seguir.

Figura 4: Diagrama esquemático de controle do OLTC



Fonte: Rangel ;Guimarães (2007)

Elemento Sensor: Responsável por medir a tensão e compará-la com um valor de referência. Usa uma banda morta (com histerese) para evitar mudanças excessivas de *tap*, protegendo a vida útil do comutador. Se o erro ultrapassa a banda morta, o sensor envia sinal ao relé temporizado; se o erro volta para dentro da banda, o relé é resetado. O ajuste da banda morta deve equilibrar precisão e estabilidade, sendo tipicamente em torno de 1%. Pode incluir compensação para quedas de tensão remotas e proteções adicionais (RANGEL ; GUIMARÃES,2007).

Relé com Temporização: Controla o tempo de resposta do sistema, evitando mudanças rápidas e frequentes. Pode operar com temporização fixa, dupla temporização ou temporização variável, quanto maior o erro, menor o tempo. Relés modernos são digitais e programáveis. Ele envia o comando para o mecanismo de *tap*, mas pode ser resetado se o erro voltar para a banda morta antes do acionamento (RANGEL; GUIMARÃES,2007).

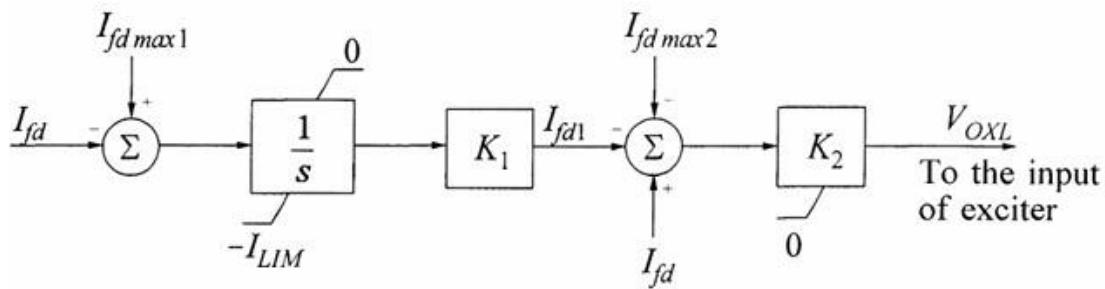
Motor para Acionamento do Mecanismo de Mudança de *tap*: Prepara o sistema para a troca de *tap* armazenando energia mecânica em uma mola. Embora a troca de *tap* em si seja rápida (cerca de 50 ms), o motor leva alguns segundos (tipicamente 5 s) para armar o mecanismo. Uma vez iniciado, o processo não pode ser cancelado, mesmo que o relé seja resetado (RANGEL; GUIMARÃES,2007).

Comutador: Realiza a mudança real de *tap* de forma discreta. Normalmente até ± 16 posições de *tap*, oferecendo uma variação total em torno de $\pm 10\%$ a partir da posição neutra. Em transformadores defasadores, cada *tap* altera o ângulo de fase; nos OLTCs comuns, cada *tap* altera a tensão (RANGEL ; GUIMARÃES,2007).

2.2.2.2 OEL

O sistema de controle de excitação tem duas funções. A primeira é fornecer a energia elétrica DC para o enrolamento de excitação do gerador síncrono e, assim, fornecer o valor de tensão nominal nos terminais do gerador. A segunda é realizar as funções de controle, limitação e proteção necessárias para uma operação bem-sucedida do sistema de energia. O limitador de corrente de campo (OEL) controla a tensão de campo que determina a potência reativa do gerador. Para garantir segurança, o gerador possui limites mínimos e máximos de potência reativa em cada nível de saída de potência ativa conforme Figura 5 que demonstra a malha de controle do OEL. (BAYRAM *et al.*, 2018)

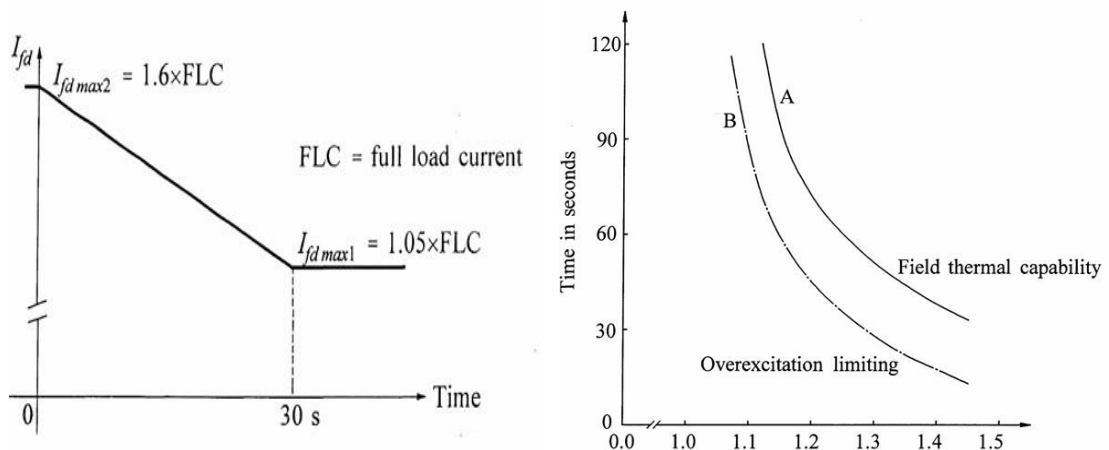
Figura 5: Diagrama de blocos OEL



Fonte: Kundur (1994)

O OEL é um limitador de sobre-excitação que protege o gerador contra superaquecimento causado por sobrecorrente prolongada no campo. Ele monitora continuamente a corrente no enrolamento do campo e, quando detecta que está acima dos níveis seguros, entra em ação seguindo uma sequência de etapas:

Figura 6: Curvas de atuação do OEL



Fonte: Kundur (1994)

Detecção: O OEL identifica quando a corrente no campo excede um valor definido (KUNDUR, 1994).

Ação inicial: Após um atraso de tempo que pode ser de tempo fixo ou inverso, dependendo do tipo de limitador, o OEL comanda o regulador de tensão a reduzir gradualmente a excitação para manter a corrente dentro de limites seguros (KUNDUR, 1994).

Ação secundária: Se a redução não for suficiente, o sistema desativa o regulador AC e transfere o controle para o regulador DC, ajustando o ponto de referência (KUNDUR, 1994).

Ação final: Caso a corrente continue elevada mesmo após essas tentativas, o OEL aciona o desligamento do campo do excitador e também pode desligar a unidade geradora inteira, para evitar maiores danos (KUNDUR, 1994).

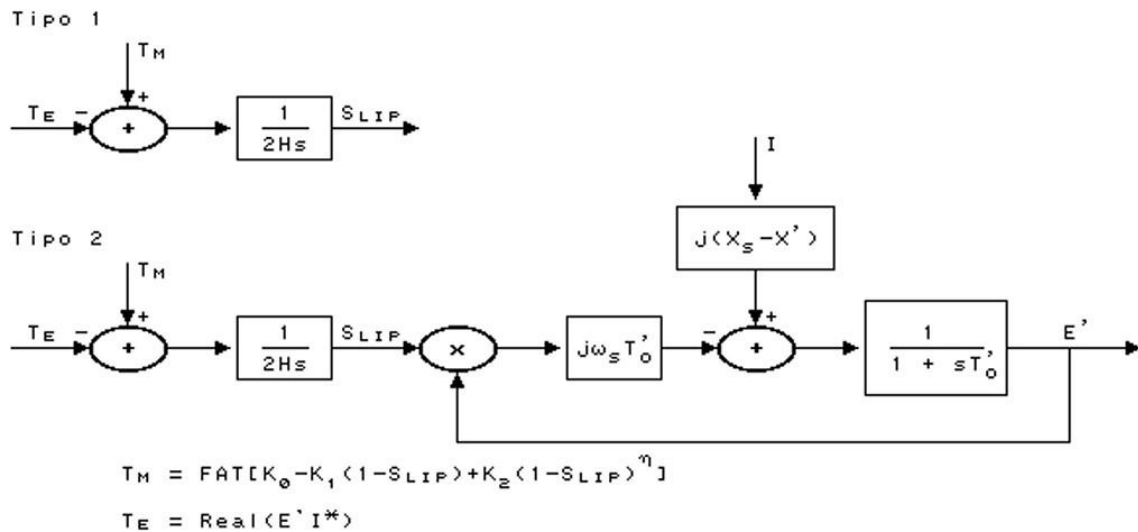
Além disso, alguns sistemas usam limitadores de tempo fixo que atua sempre após o mesmo tempo e outros usam limitadores de tempo inverso que tempo depende do quanto a corrente excede o limite, alinhado com a capacidade térmica do campo (KUNDUR, 1994).

2.2.2.3 Motor de indução

Nos estudos relacionados à estabilidade de tensão, os motores de indução têm papel relevante, pois, em situações de queda de tensão no fornecimento, passam a consumir uma quantidade significativa de potência reativa. Esse aumento no consumo pode gerar dificuldades no sistema elétrico, potencialmente conduzindo a um colapso de tensão (KUNDUR, 1994).

Portanto, é essencial realizar uma modelagem adequada do motor de indução para que ele possa ser incluído de forma precisa em diferentes tipos de simulações. Neste trabalho, serão apresentados os modelos atualmente utilizados no programa ANATEM para a análise dinâmica dessa máquina, conforme ilustrado na Figura 7.

Figura 7: Modelo de malha de controle do motor de indução ANATEM



Fonte: ANATEM (2017)

$$T'_0 = \frac{R_r}{X_r + X_m} \quad (1)$$

$$X' = X_s + \frac{X_r X_m}{X_r + X_m} \quad (2)$$

Neste trabalho optou-se pela utilização do tipo 1. Com a tensão E' e a reatância X' calculadas, a tensão terminal pode ser finalmente determinada por: $E = E' - jX' \cdot I$ (ANATEM,2017).

T_e - torque elétrico, em pu, na base da máquina

T_m - torque mecânico, em pu, na base da máquina.

ω_s - velocidade síncrona, em rad/seg.

FAT - constante da curva de torque de carga, em pu .

SLIP - escorregamento do rotor (adimensional).

X_m - reatância transitória de magnetização, em pu .

R_r - resistência transitória do enrolamento do rotor, em pu .

X_s - reatância própria do enrolamento de estator, em pu .

X' - reatância transitória do enrolamento de estator, em pu .

E' - fasor tensão através da reatância transitória X' , em pu .

I - fasor corrente de estator, em pu . T_o' - constante de tempo do rotor a circuito aberto, em segundos.

X_r - reatância transitória do enrolamento do rotor, em pu .

Os parâmetros R_r , X_r , X_s , X_m são originários da leitura do caso de fluxo de potência, convertidas para pu da base do motor (ANATEM,2017).

Figura 8: Exemplo modelagem motor de indução ANATEM

```
DMOT
(
( Motores de inducao
( Nb)    Gr ( H ) ( K0 ) ( K1 ) ( K2 ) ( EXP) M ( Mt )
  2     10    4.      1.0    1.5 1
 20     10    4.      1.0    1.5 2
```

Fonte: ANATEM (2017)

No exemplo da Figura 8 são fornecidos os dados para máquina de indução: 2 grupos de motores. Estes grupos foram criados no programa ANAREDE com o correspondente código DMOT. Para o grupo 10 conectado na barra 2 e para o grupo 10 conectado na barra 20 são fornecidos os parâmetros $H=4$, $K_0=0$, $K_1=0$, $K_2=1$ e $\eta=1.5$ (ANATEM,2017).

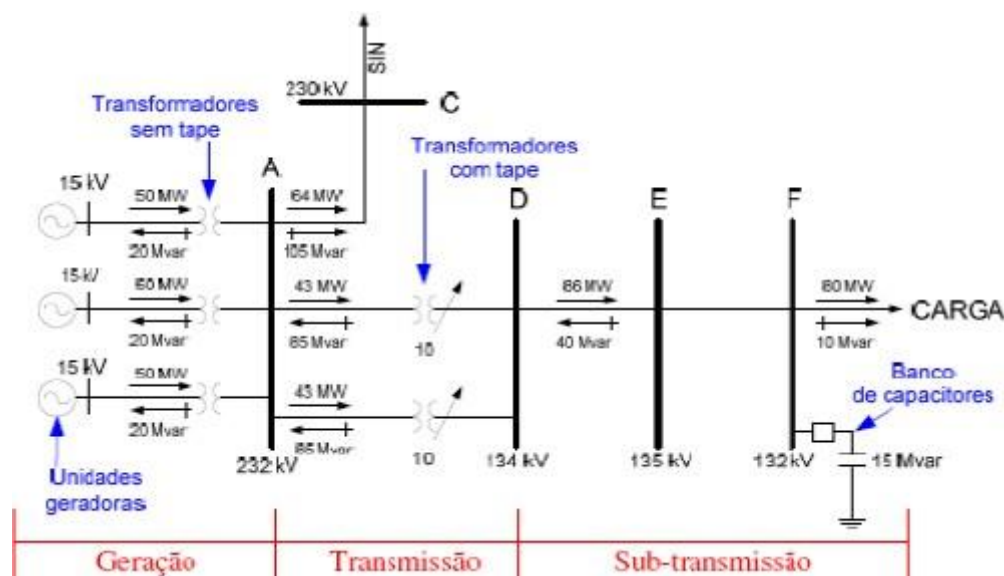
O primeiro grupo usa o modelo pré-definido tipo 1 para a máquina de indução e o segundo o modelo tipo 2 pré-definido. Observar que os parâmetros K_0 , K_1 , K_2 e η só podem ser fornecidos para motores de indução o programa verifica o sinal da potência elétrica inicial na máquina de indução (ANATEM,2017).

3 CONTROLE DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O principal objetivo do controle de tensão é garantir que as tensões dos barramentos sob sua gestão não excedam os limites permitidos. Esses limites são estabelecidos com base nas características dos equipamentos do Sistema Elétrico de Potência e nos estudos realizados durante o planejamento e pré-operação. Esses estudos fornecem diretrizes operacionais, especificando para cada barramento a faixa de tensão (limites inferior e superior) que deve ser mantida para assegurar uma tensão de qualidade ao consumidor final (ONS, 2007).

Os níveis de tensão são fortemente influenciados pela potência reativa no sistema elétrico. Quando há uma carência de potência reativa, o nível de tensão diminui; por outro lado, quando há um excesso de potência reativa, o nível de tensão aumenta. Assim, o controle dos níveis de tensão em um sistema elétrico é realizado por meio da gestão da geração, absorção e fluxo de potência reativa no sistema. A Figura 9 representa um sistema genérico de um sistema elétrico de potência tanto sua divisão como seus componentes (FERREIRA, 2011).

Figura 9: SEP Exemplo



Fonte: Ferreira (2011)

Para controlar a tensão, pode ser utilizados diversos recursos e equipamentos de controle de tensão presentes no Sistema Elétrico de Potência (SEP), como capacitores e reatores em paralelo, compensadores síncronos, compensadores estáticos, unidades geradoras e tapes de transformadores conforme mostrado na

Figura 9. A decisão sobre quando e em qual equipamento utilizar depende principalmente do impacto desses equipamentos nos níveis de tensão dos diversos barramentos do SEP, no entanto esse trabalho irá abordar apenas os compensadores passivos e compensadores ativos como métodos para controle de tensão (TAYLOR,1994; PONTES, 2011).

3.1 Compensadores passivos

Em sistemas de transmissão, surgem diversos desafios relacionados ao controle de tensão. Alguns problemas são causados por quedas ou aumentos de tensão ao longo de um circuito devido a variações nos fluxos de potência reativa sob condições de carga constante. Nesse cenário é que entra um dos métodos utilizados para o controle de tensão que são compensadores passivos. A principal diferença entre compensadores passivos e ativos está no controle chaveados, compensadores passivos não possuem controle proveniente da eletrônica de potência ou de qualquer outra natureza sua comutação é realizada de forma mecânica (PONTES,2011; MORALES *et al.*,2016).

3.1.1 Banco de capacitores *shunt* e reatores *shunt*

Os bancos de capacitores *shunt* são sempre conectados ao barramento, e não à linha conforme mostrado na Figura 10, tendo em vista que bancos de capacitores *shunt* comutados mecanicamente são instalados nas principais subestações em áreas de carga (TAYLOR,1994).

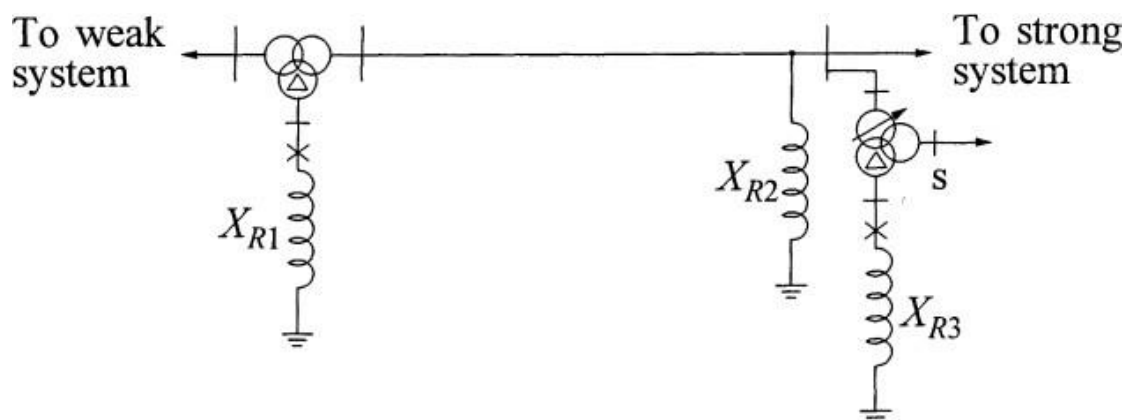
Já os reatores *shunt* pode ser ligados tanto à linha quanto ao barramento conforme mostrado pela Figura 11 (O reator está sempre ligado em derivação), frequentemente nos enrolamentos terciários dos autotransformadores. A compensação *shunt* no sistema de transmissão, especialmente próxima a áreas de carga, tem como principais objetivos o controle da tensão e a estabilização da carga (TAYLOR,1994;MORALES *et al.*,2016).

Figura 10: Capacitor *Shunt* Conectado ao Sistema de Transmissão



Fonte: Kundur (1994)

Figura 11: Reator *Shunt* Conectado ao Terciário do Transformador do Sistema de Transmissão



Fonte: Kundur (1994)

Como a comutação geralmente é feita manualmente, por meio de backup do relé de tensão quando as tensões estão fora da faixa. No caso em que o objetivo é garantir a estabilidade da tensão, os bancos de capacitores *shunt* são extremamente úteis, pois permitem que os geradores próximos operem com um fator de potência próximo à unidade, maximizando assim a reserva reativa de ação rápida (TAYLOR, 1994; KUNDUR, 1994).

No entanto, em situações de emergência de tensão, uma deficiência evidente dos bancos de capacitores *shunt* é que sua potência reativa de saída diminui com o quadrado da tensão. Isso contrasta fortemente com a natureza autorreguladora dos capacitores em série, em alguns casos pode até piorar a situação, tendo em vista que estará entrando em ressonância com o sistema e causando a queima de alguns equipamentos (TAYLOR, 1994; SANT'ANA, 2004).

3.1.2 Controle de tensão por Compensação Passiva

O controle de tensão nesse caso é utilizado bancos de capacitores conectados em paralelo ao sistema que geram potência reativa e elevam as tensões. Por outro lado, reatores conectados em paralelo absorvem reativos e diminuem as tensões. São considerados paralelos (ou *shunt*), pois possuem uma extremidade conectada ao SEP e a outra aterrada, porém esse processo não é automático tendo em vista que a compensação passiva não possui autorregulação como nos compensadores ativos (PONTES, 2011).

3.2 Compensadores ativos

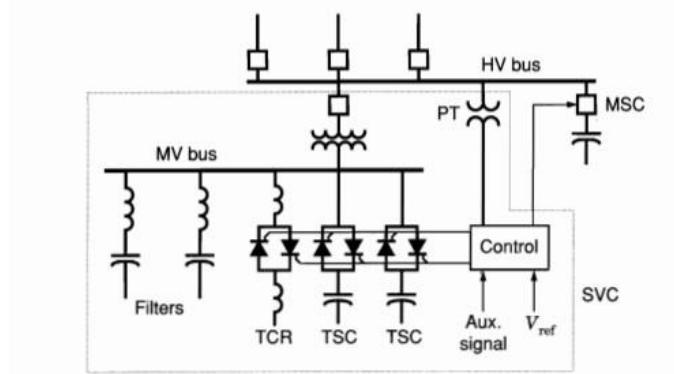
Pode se dizer que compensadores ativos são elementos inteligentes no sistema, tendo em vista que eles possuem um controle central que a todo instante está calculando o tipo de compensação necessária para se adaptar a qualquer variação nos parâmetros (SANT'ANA, 2004).

3.2.1 Compensadores estáticos

Os compensadores estáticos de reativos (SVCs) são dispositivos estáticos conectados em paralelo que geram ou absorvem potência reativa para controlar os níveis de tensão do sistema elétrico. O termo "estático" destaca que, ao contrário dos compensadores síncronos, os SVCs não possuem componentes móveis ou rotativos. Um SVC é composto por um gerador de potência reativa e/ou dispositivos absorvedores de potência reativa, juntamente com um dispositivo de controle proveniente da eletrônica de potência (KUNDUR, 1994).

A Figura 12 apresenta um diagrama esquemático de um compensador estático que resumidamente é a combinação de capacitores ou reatores comutados mecanicamente, cujas saídas são coordenadas para otimizar o desempenho do sistema elétrico.

Figura 12: Diagrama Esquemático de um Compensador estático de Reativos



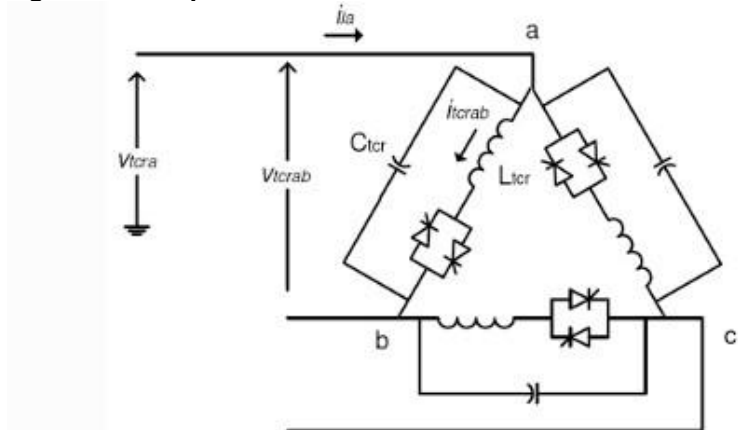
Fonte: Taylor (1994)

A seguir estão alguns dos tipos básicos de compensadores estáticos de potência reativa (KUNDUR, 1994):

- Reator saturado (SR)
- Reator controlado por tiristor (TCR)
- Capacitor comutado por tiristor (TSC)
- Reator comutado por tiristor (TSR)
- Transformador controlado por tiristor (TCT)
- Conversor comutado automaticamente ou em linha (SCC/LCC)

O SVC é um equipamento shunt, conectado à rede elétrica conforme ilustra a Figura 13 abaixo, o SVC é comumente conectado em delta e não em estrela justamente para evitar os harmônios gerados pelo equipamento na rede.

Figura 13: Compensador Estático de Reativos conectado em delta

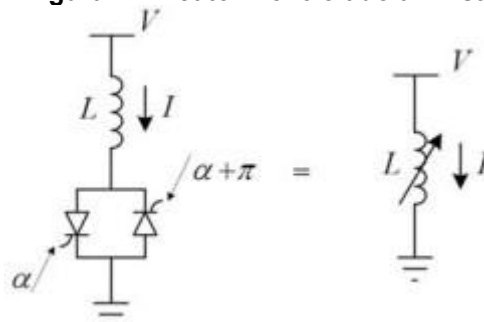


Fonte: Cepel (2024)

3.2.2 Reator controlado por tiristor TCR

Os SVC's são formados por 2 ramos um ramo possui um reator em série com pontes de tiristores e o outro um capacitor fixo. O primeiro ramo é mais conhecido também por seu termo em inglês *Thyristor Controlled Reactor* (TCR) como demonstrado na Figura 14. É o que efetivamente faz o controle contínuo da tensão e será o compensador utilizado neste trabalho. (GUIMARÃES, 2021)

Figura 14: Reator Controlado á Tiristor



Fonte: Guimarães (2021)

O TCR funciona como um reator variável, conforme mostrado na Figura 14. Dependendo do ângulo de disparo, a forma da onda de corrente é modificada, pois a ponte de tiristores impede sua passagem até receber o sinal de condução, que é interrompida quando a corrente passa por zero. No sentido inverso, a ponte permite a passagem da corrente com um ângulo de disparo atrasado em π em relação ao sinal do sentido direto, mantendo a simetria da onda (GUIMARÃES, 2021).

As componentes harmônicas precisam ser filtradas para evitar distorções no sistema elétrico. O ângulo de condução σ determina os momentos em que o TCR está efetivamente conduzindo a corrente. Para se calcular o σ é utilizado a equação (3) (GUIMARÃES, 2021):

$$\sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (3)$$

Onde α é o ângulo de disparo dos tiristores

Os limites de variação do ângulo de disparo são $90^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ e consequentemente o do ângulo de condução $180^\circ \geq \sigma \geq 0^\circ$ (GUIMARÃES, 2021).

A corrente no ramo do TCR é dada pela função (4) (GUIMARÃES, 2021):

$$i = \left\{ \frac{\sqrt{2} V}{\omega L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \quad \text{para } \alpha < \omega t < \alpha + \sigma \right. \quad (4)$$

$$i = \{0 \quad \text{para } \alpha + \sigma < \omega t < \alpha + \pi$$

Onde L é indutância do TCR e V tensão na barra de conexão.

Para se calcular a componente fundamental da corrente que passa pelo TCR e utilizado a equação (5) (GUIMARÃES, 2021):

$$i_f = -\frac{\sqrt{2} V \sigma - \sin \sigma}{\omega L \pi} \cos \omega t \quad (5)$$

Com a corrente fundamental calcula, podemos calcular a susceptância equivalente do TCR em função do ângulo de disparo utilizando a equação (6) (GUIMARÃES, 2021):

$$B(\alpha) = \frac{i_f}{V} = \frac{\sigma - \sin \sigma}{\pi \omega L} = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi \omega L} \quad (6)$$

3.2.3 Controle de potência reativa

O controle em um compensador estático é feito através de um componente chamado SCR (*Silicon Controlled Rectifier*) como mostrado na Figura 15:

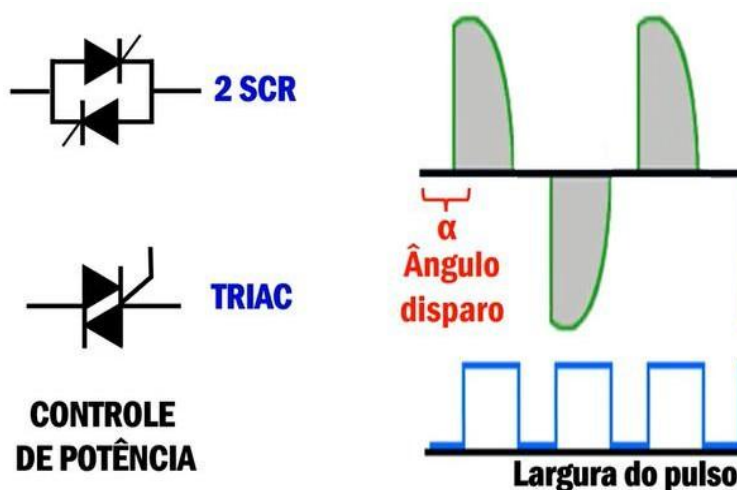
Figura 15: SCR



Fonte: CTISM, adaptado de Almeida (2009)

O tiristor realiza o fatiamento da onda senoidal conforme mostrado na Figura 16, permitindo o controle tanto da potência ativa quanto da reativa; no caso do compensador estático, apenas a potência reativa é controlada. Para um controle eficiente da potência reativa na prática, utilizam-se dois tiristores em sentidos opostos para fazer o fatiamento da senoide nos dois semi ciclos, tanto positivo quanto negativo. Outro componente que desempenha a mesma função é o TRIAC, porém devido a suas limitações de fabricação não é comumente utilizado em compensadores estáticos, tendo em vista que diodos de potência devem suportar correntes elevadas (OLIVEIRA, 2023; WENDLING,2020).

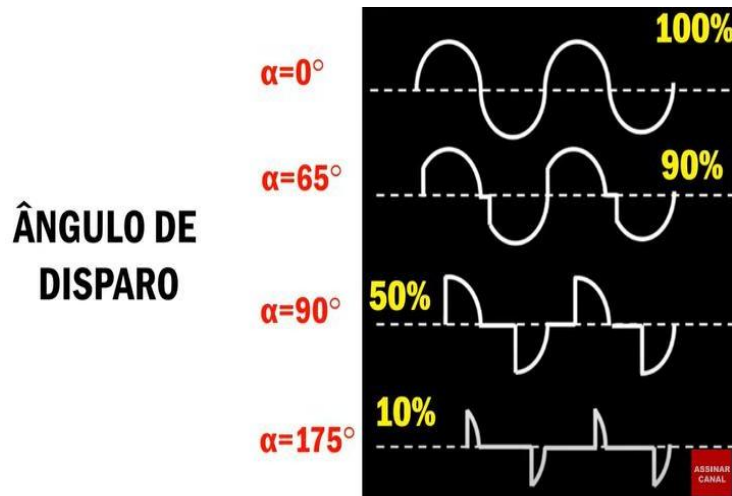
Figura 16: Fatiamento da Senoide



Fonte: Elétrica sem Limites (2023)

Ao alterarmos o ângulo de disparo do tiristor alteramos a largura do pulso e consequentemente temos um controle da potência reativa que é inversamente proporcional ao ângulo de disparo como mostrado na Figura 17 (OLIVEIRA, 2023):

Figura 17: Ângulo de Disparo



Fonte: Elétrica sem Limites (2023)

3.2.4 Controle de Tensão por Compensação Ativa

Compensadores Estáticos de Potência Reativa (SVCs) tem como principal função em um sistema de transmissão fazer o controle da tensão por meio da variação da corrente reativa. Esses dispositivos têm a capacidade de gerar ou absorver potência reativa para manter a tensão do sistema próximo ao valor de referência estabelecidos (TAYLOR, 1994; KUNDUR, 1994).

Faixa capacitiva ($V_{cont} < V_{min}$):

$$Q_{SVC} - B_{max}V_t^2 = 0 \quad (7)$$

Faixa linear ($V_{min} < V_{cont} < V_{max}$):

$$V_{cont} - V_{esp} - X_{SL}I = 0 \quad (8)$$

Faixa indutiva ($V_{cont} > V_{max}$):

$$Q_{SVC} - B_{min}V_t^2 = 0 \quad (9)$$

Onde:

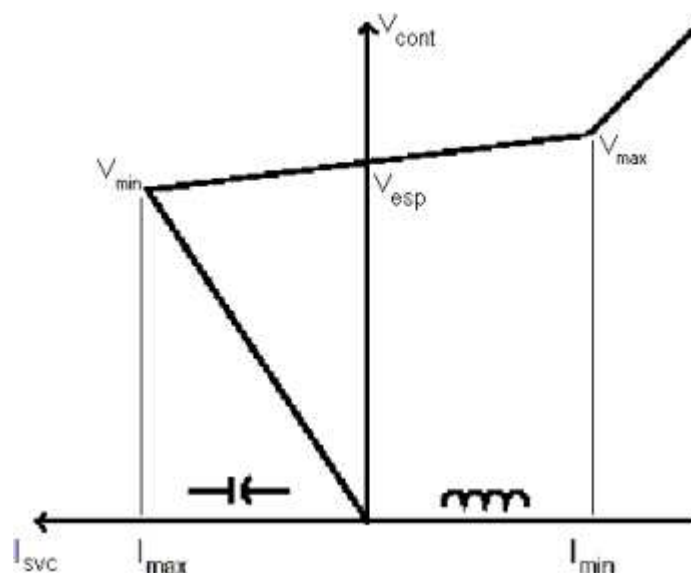
V_t é a tensão da barra conectada ao SVC $V_t = V_{cont}$;

Q_{SVC} é a potência reativa gerada / absorvida pelo SVC

Quando a tensão de controle V_{cont} está entre V_{max} e V_{min} , o SVC funciona na região controlável, onde seu comportamento é descrito por uma linha reta conforme a equação (8). Essa faixa de controle linear é definida pela susceptância máxima do indutor e pela susceptância total resultante dos bancos de capacitores em operação e da capacidade de filtragem (PONTES, 2011).

Se a tensão no ponto de conexão do compensador for inferior a V_{min} , os tiristores são bloqueados, e o compensador opera na região capacitiva conforme a Figura 18 e a equação (7). Quando a tensão excede V_{max} , o ângulo de disparo dos tiristores é mínimo, o compensador opera na região indutiva conforme a Figura 18 e a equação (9). Nessas duas últimas condições, o equipamento age como uma reatância fixa no barramento, perdendo sua capacidade de controle e atuando apenas como um capacitor ou indutor. (PONTES, 2011).

Figura 18: Característica V.I do SVC em regime permanente

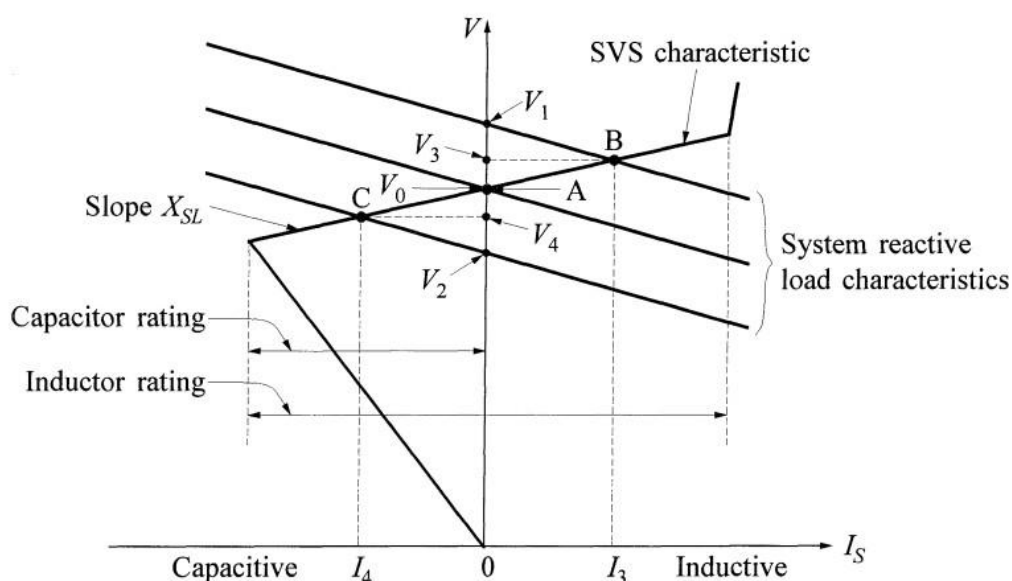


Fonte: Pontes (2011)

A Figura 19 mostra o modelo de injeção de corrente onde se tensão aumenta o SVC para fazer o controle injeta mais corrente indutiva na barra e no caso se a tensão diminui o SVC injeta mais corrente capacitiva na barra.

No caso de um aumento ou afundamento de tensão além dos limites projetados o SVC perde o controle de tensão na barra e sua capacidade de compensação vai diminuindo cada vez mais (PONTES, 2011).

Figura 19: Operação de SVC para condições específicas do sistema

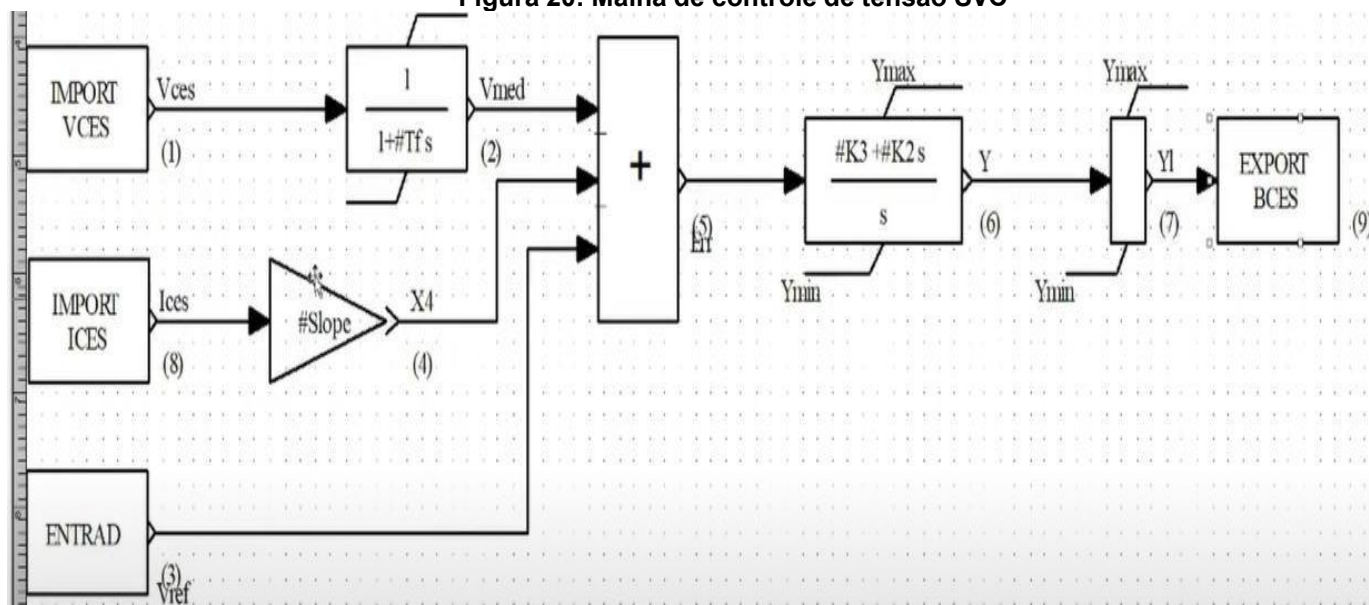


Fonte: Kundur (1994)

A Figura 19 também mostra as condições nominais do sistema e supõe-se que cruze a característica do SVC no ponto A, onde $V = V$ e $I_s = 0$. Se a tensão do sistema aumentar devido a uma diminuição no nível de carga, V aumentará para V_1 sem o compensador. Com o compensador, no entanto, o ponto de operação muda para B; ao absorver a corrente indutiva I_3 , o SVC mantém a tensão em V_3 . Da mesma forma, se a tensão do sistema diminuir devido um aumento no nível de carga, o SVC mantém a tensão em V_4 , em vez de V_2 sem o compensador. Se a inclinação K_s da característica do SVC fosse zero, a tensão teria sido mantida em V_0 para ambos os casos mostrados na figura 19 (KUNDUR, 1994)

Então o SVC faz o controle da tensão variando a susceptância de saída conforme a Figura 20 (DANIEL, 2021):

Figura 20: Malha de controle de tensão SVC



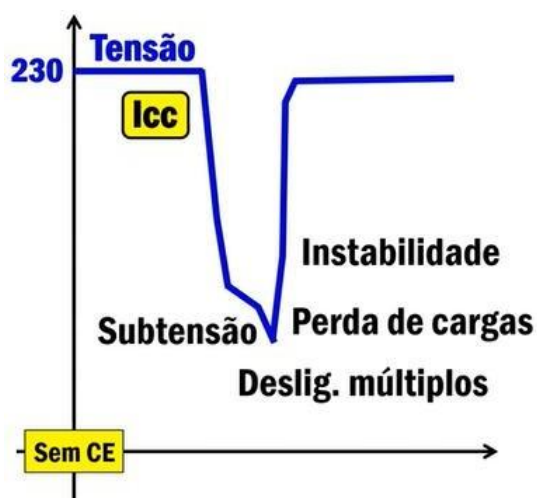
Fonte: ANATEM (2024)

A malha de controle importa a tensão do SVC com o bloco de (IMPORT VCES) e também a corrente (IMPORT ICES) com isso temos a característica V.I conforme a Figura 19, o V_{ref} é a tensão de referência do ANAREDE, os dados passam por uma função cujo nome é PROINT que é um bloco proporcional integral que possui limites Y_{max} e Y_{min} que são importados do ANAREDE. O bloco (EXPORT BCES) é a saída da malha do controle e nada mais é do que a susceptância (DANIEL, 2021)

3.2.5 Resposta em contingências

No caso de contingências na rede como um curto-circuito que provocara um afundamento de tensão conforme mostrado na Figura 21, um sistema sem compensador estático irá resultar em problemas de instabilidade tais como subtensão levando a perdas de carga até um desligamento múltiplo (OLIVEIRA, 2023).

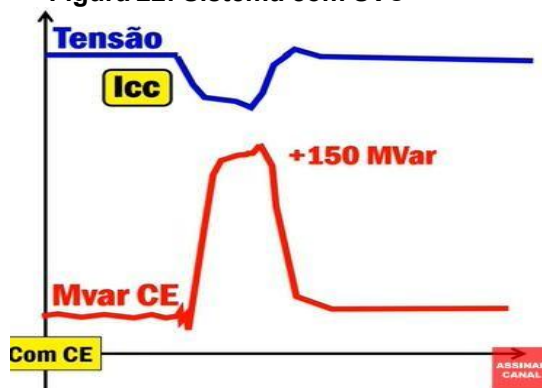
Figura 21: Sistema sem SVC



Fonte: Elétrica sem Limites (2023)

Devido a característica de autorregulação do compensador estático conforme a necessidade do sistema, o problema de afundamento de tensão durante uma contingência pode ser minimizado, porém não extinto, tendo em vista que o compensador tem uma faixa limite de controle, caso o afundamento de tensão for muito severo irá sair da zona de controle do compensador e o afundamento de tensão não poderá ser evitado (TAYLOR, 1994; OLIVEIRA, 2023).

Figura 22: Sistema com SVC



Fonte: Elétrica sem Limites (2023)

Conforme a Figura 22 um sistema com SVC pode evitar os problemas de instabilidade evitando o afundamento de tensão controlando a tensão por meio da geração de VAR, após a proteção atuar e cortar o defeito tanto a rede quanto o compensador voltam a trabalhar em suas condições de estabilidade (OLIVEIRA, 2023).

3.3 Compensação passiva X compensação ativa

Fazendo uma comparação dos compensadores passivos comutados mecanicamente apresentam a vantagem de serem muito mais econômicos em relação aos compensadores ativos, tendo em vista que os compensadores ativos possuem elementos da eletrônica de potência como tiristores e toda central de comando e isso faz com que o projeto de um compensador estático ativo tenha um custo mais elevado. A compensação passiva, pode ter velocidades de comutação bastante rápidas, utilizando disjuntores com tempos de fechamento de cinco ciclos e abertura de três ciclos. Os reatores limitadores de corrente ajudam a minimizar os transitórios de comutação (KUNDUR,1994;TAYLOR,1994).

No entanto, o controle precisa minimizar o desgaste da comutação, o que requer a implementação de zonas mortas generosas (histerese) na lógica do relé de tensão, impedindo um controle preciso e rápido da tensão. Após uma interrupção na linha de transmissão, a energização do banco de capacitores deve ser retardada para permitir o religamento da linha. Contudo, a comutação do capacitor deve ocorrer antes que grandes quantidades de carga sejam restauradas pelos transformadores OLTC ou pelos reguladores de tensão de distribuição (TAYLOR,1994).

Em casos de instabilidade transitória de tensão, a comutação em compensadores passivos geralmente não é rápida o suficiente para evitar a parada dos motores de indução. No caso de um colapso de tensão levar à fragmentação do sistema, as partes que permanecerem estáveis podem sofrer sobretensões prejudiciais logo após a separação. Essas sobretensões seriam intensificadas pela energização dos capacitores shunt durante o período de queda de tensão, tendo em vista que compensadores passivos geralmente são dimensionados apenas para uma aplicação específica então não possuem autorregulação. Logo a falta de controle de parâmetros e sua ineficácia em eventos de instabilidade os compensadores passivos em comparação com compensadores ativos apresentam grande desvantagem (SANT'ANA, 2004; TAYLOR,1994).

Tabela 2: Parâmetros Transformador (em pu na base 100 MVA)

Transformador	R	X	Tap
T1	0,0000	0,0020	0,8857
T2	0,0000	0,0045	0,8857
T3	0,0000	0,0125	0,9024
T4	0,0000	0,0030	1,0664
T5	0,0000	0,0026	1,0800
T6	0,0000	0,0010	0,9750 (Nível 1)
			0,9938 (Nível 2)
			1.0000 (Nível 3)

Fonte: Kundur (1994)

ULTC para o transformador T6 entre os barramentos 10 e 11:

- Atraso para o primeiro movimento do tap: 30s
- Atraso para movimentos subsequentes do tap: 5s
- Banda morta: $\pm 1\%$ da tensão do barramento em pu
- Faixa do tap: ± 16 passos
- Tamanho do passo: $5/8\%$ ($= 0,00625$ pu)

Tabela 3: Shunt capacitor

Barra	MVar
7	763
8	600
9	1710

Fonte: Kundur (1994)

Tabela 4: Cargas

Barra	P(MW)	Q(MVar)	
8	3271	1015	(Nível 1)
	3320	1030	(Nível 2)
	3345	1038	(Nível 3)
11	3384	971	(Nível 1)
	3435	985	(Nível 2)
	3460	993	(Nível 3)

Fonte: Kundur (1994)

Tabela 5: Geradores

Barra	P(MW)	V(pu)	
G1	3981	0,9800	(Nível 1)
	4094	0,9800	(Nível 2)
	4152	0,9800	(Nível 3)
G2	1736	0,9646	(Nível 1)
	1736	0,9646	(Nível 2)
	1736	0,9646	(Nível 3)
G3	1154	1,0400	(Nível 1)
	1154	1,0400	(Nível 2)
	1154	1,0400	(Nível 3)

Fonte: Kundur (1994)

O nível 4 de carga é um motor de indução dado pelos seguintes parâmetros:

Motor: 5760 HP, 60 Hz

$$X_m = 6.2 \text{ pu}$$

$$R_s = 0.01 \text{ pu}$$

$$X_s = 0.127 \text{ pu}$$

$$R_r = 0.01 \text{ pu}$$

$$X_r = 0.127 \text{ pu}$$

$$H = 0.6 \text{ s}$$

Expoente do torque de carga: $m = 2.0$ (Isto é, $T_L = T_0 \omega_r^2$)

4.1.2 Procedimento experimental

Primeiramente o sistema da Figura 23 será inserido no programa ANAREDE utilizando um programa auxiliar cujo nome é EditCepel, no EditCepel será inserido todos os parâmetros do sistema tais como informações da linha, transformadores, cargas, elementos shunt e geradores. Depois de inserido o sistema teste no ANAREDE será executado o fluxo de carga para calcular os parâmetros do sistema tais como suas potências ativas, reativas e tensão nas barras, com o sistema em convergência o mesmo será transportado para o software ANATEM para ser executado as análises de estabilidade de tensão, utilização de banco shunt de capacitores e SVC.

No software ANATEM o sistema sem compensação será sujeito a abertura da linha 6-7 e aplicação de curto-circuito na linha 6-7 com objetivo de avaliar o comportamento do sistema perante a tais estabilidades de tensão. Em seguida será instalado um banco de capacitores shunt no sistema na barra 8 e a simulação será

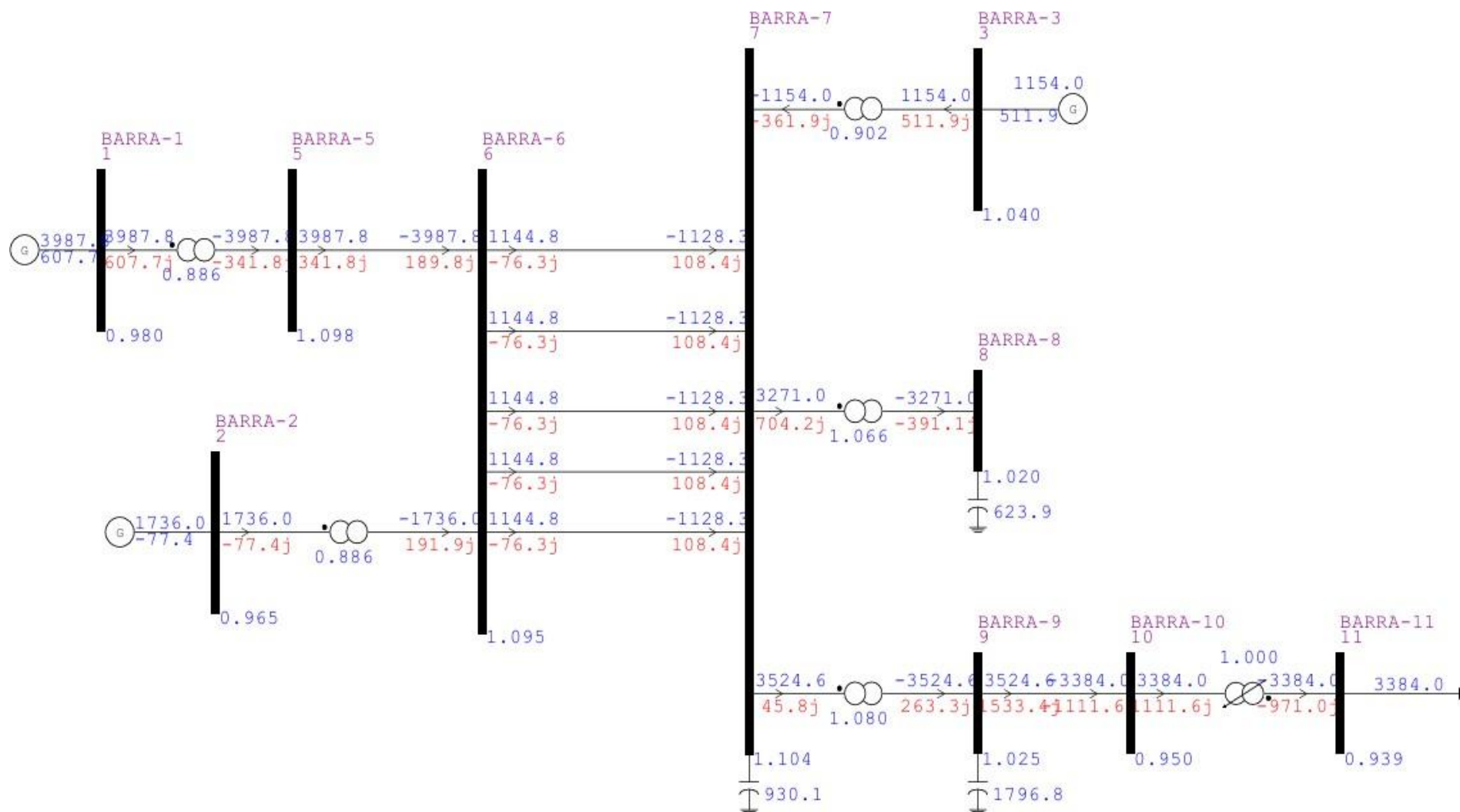
repetida e os resultados no sistema serão novamente coletados. Isso também será feito com o SVC.

Após coletados todos os dados das simulações sem compensação, com banco de capacitores shunt e com SVC será realizado uma análise comparativa através de gráficos demonstrando seus efeitos no sistema perante os problemas de estabilidade de tensão.

4.2 Simulação do sistema base no ANAREDE

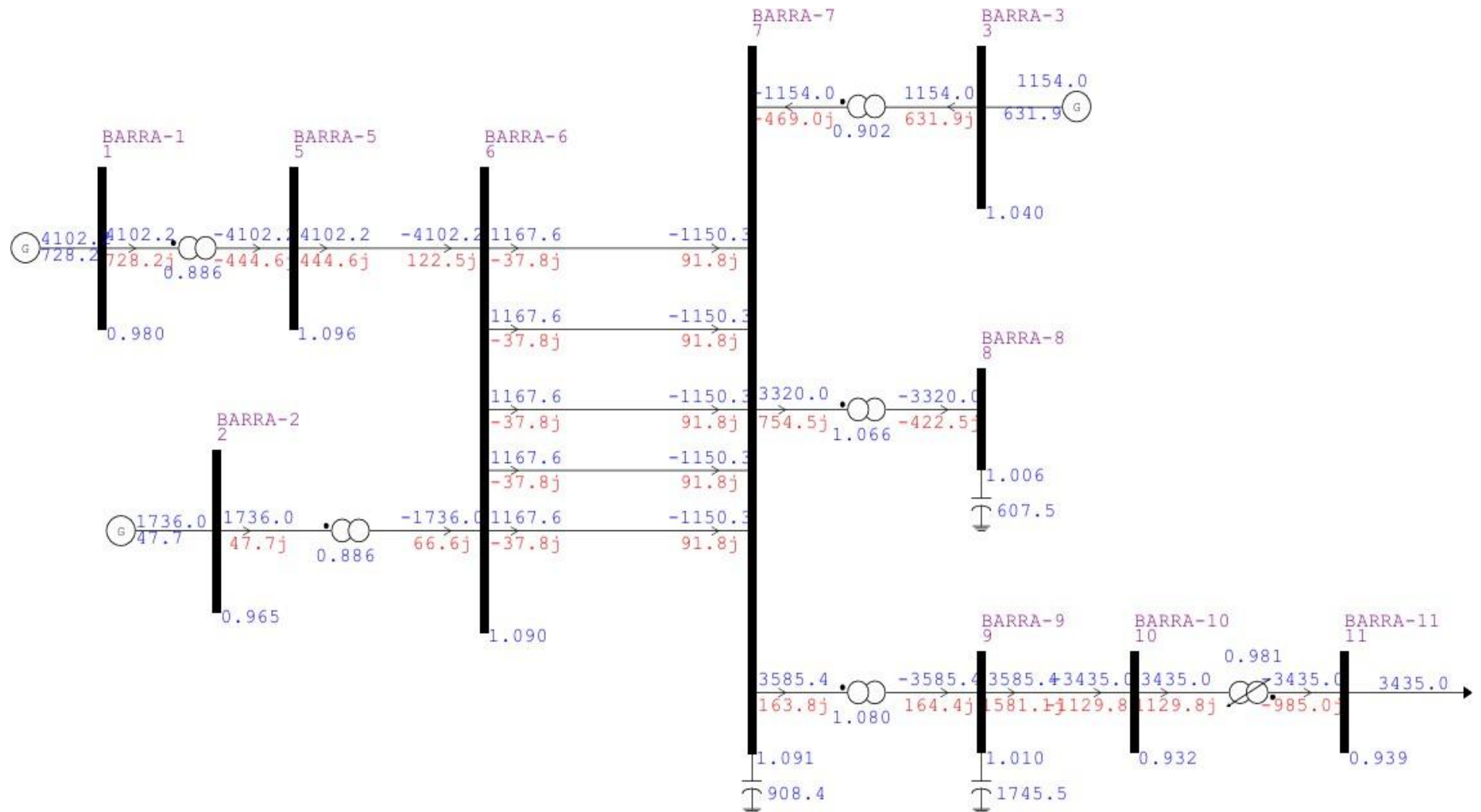
O sistema base foi inicialmente modelado no ANAREDE de acordo com os parâmetros apresentados nas tabelas 1 a 5. Com a modelagem concluída, foi realizado o fluxo de potência onde os resultados são apresentados nas figuras 24,25,26 e 27 onde todos os níveis de carga convergiram. Esse processo permitiu, posteriormente, analisar o comportamento do sistema durante os eventos no regime transitório.

Figura 24: Resultado do fluxo de potência sistema teste (Nível 1)



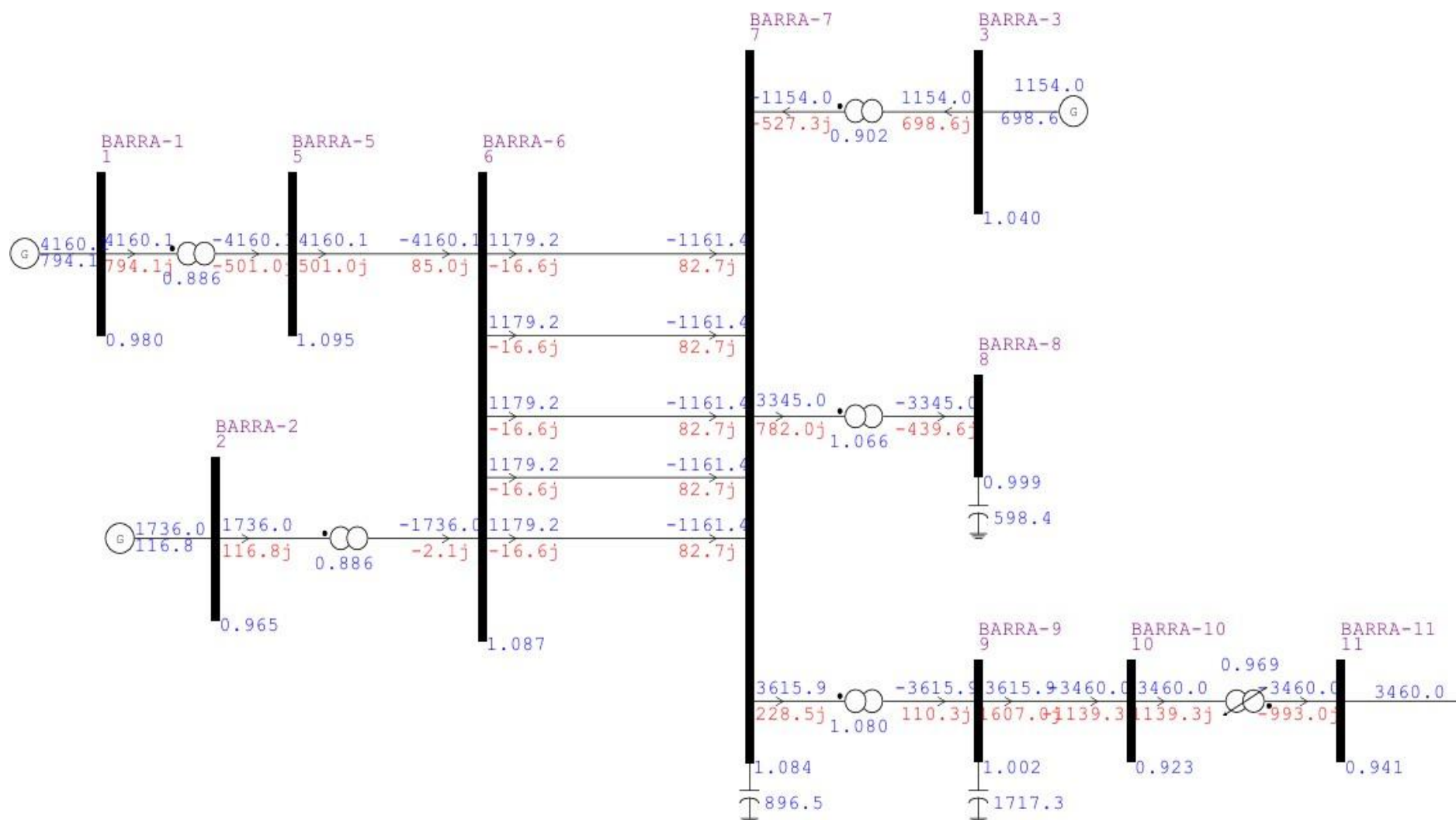
Fonte: Autoria Própria

Figura 25: Resultado do fluxo de potência sistema teste (Nível 2)



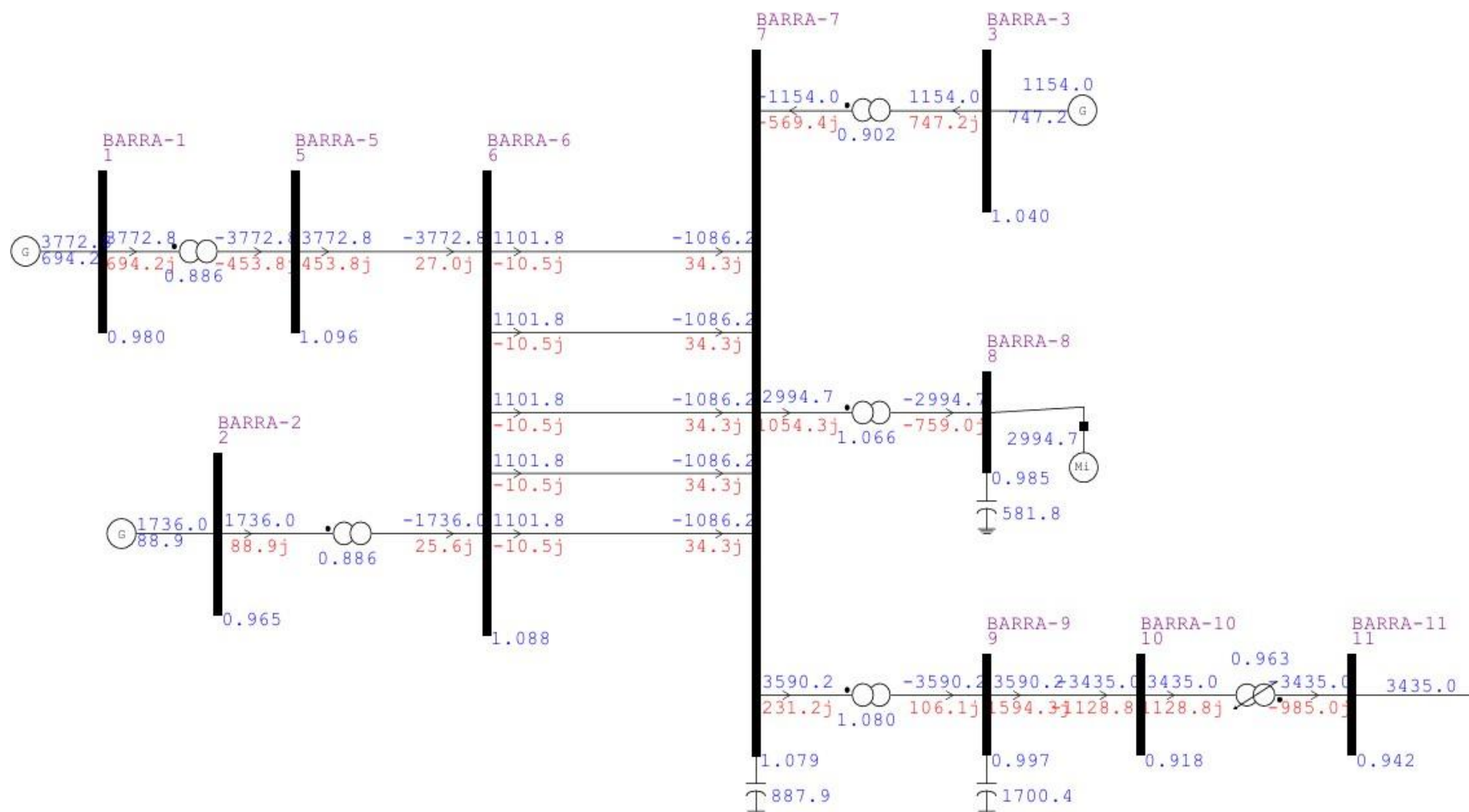
Fonte: Autoria Própria

Figura 26: Resultado do fluxo de potência sistema teste (Nível 3)



Fonte: Autoria Própria

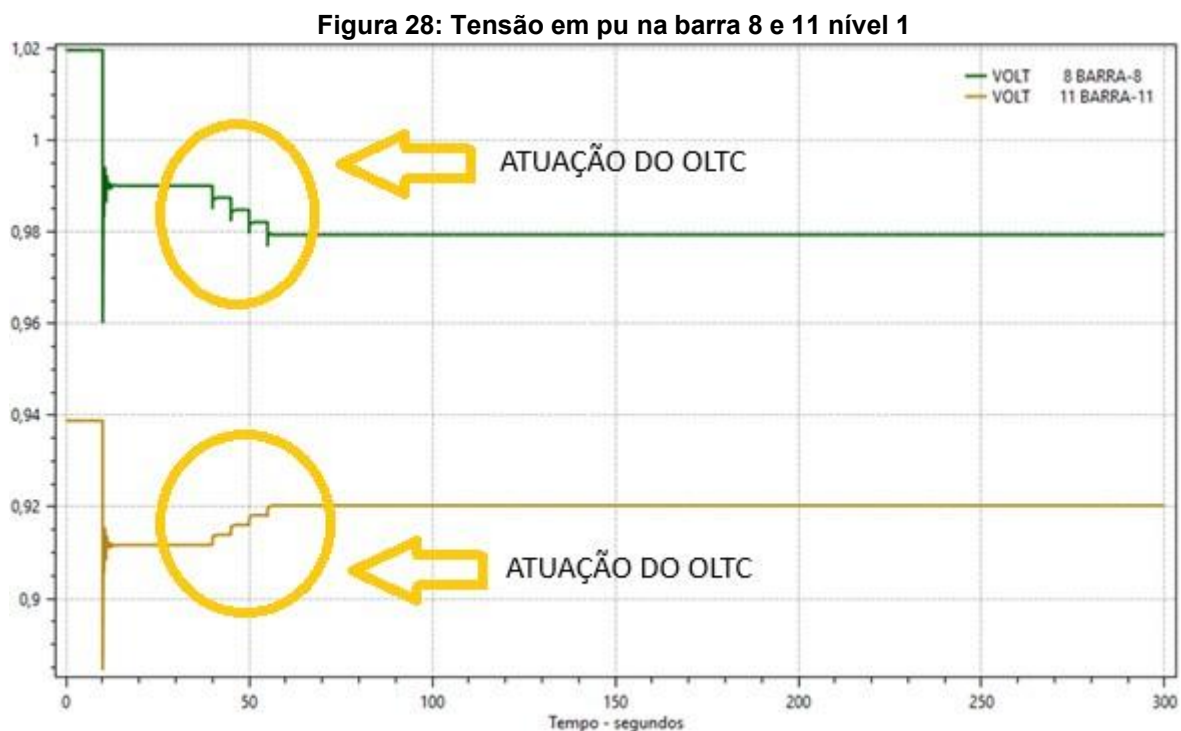
Figura 27: Resultado do fluxo de potência sistema teste (Nível 4)



4.3 Simulação dos casos base sem compensação

A análise inicial consistiu na simulação do sistema no software ANATEM, com o propósito de investigar o processo de restabelecimento da tensão na barra 8, frente à ocorrência de uma falta moderada, sob diferentes condições de carregamento. A perturbação foi representada pela abertura da linha de transmissão que interliga as barras 6 e 7. A partir dessa configuração, foram analisadas as variações temporais da tensão e da potência nas principais barras do sistema. As simulações permitiram observar o comportamento transitório do sistema elétrico, evidenciando a atuação dos mecanismos de controle até o alcance de um novo regime permanente.

O nível 1 corresponde ao sistema operando com a menor carga. Como mostrado na Figura 28, o sistema conseguiu restabelecer a tensão na barra perante a falta, onde a tensão de convergência do fluxo de potência é 1,02 pu e foi controlado para 0,978 pu onde vamos considerar nesse estudo $0,97 \text{ pu} \leq V_{\text{barra } 8} \leq 1,07 \text{ pu}$ como níveis aceitáveis para a tensão na barra pois está dentro da variação de 5% permitido pelas concessionárias de energia. Dessa forma, pode-se concluir que, nesse caso, uma compensação pode ajudar a elevar a tensão na barra e controlar em um tempo mais curto, porém não se faz obrigatoriamente necessária.



Fonte: Autoria Própria

Na Figura 28 podemos observar também a atuação do transformador (OLTC) onde sua função é controlar a tensão da barra 11, mantendo-a no valor de referência de 0,94 pu, conforme parametrizado no programa ANAREDE. Esse controle é realizado por meio da atuação do comutador de tap associado ao transformador localizado na barra 10.

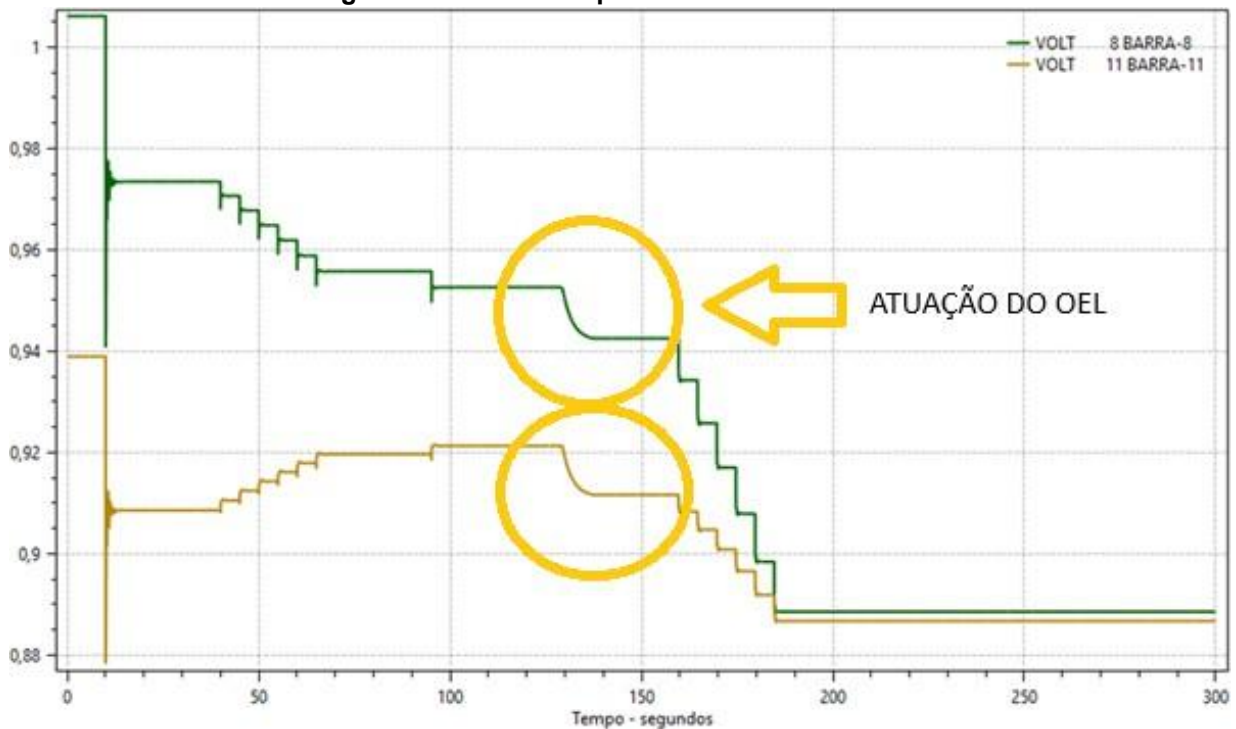
Sempre que o desvio da tensão na barra 11 em relação ao valor de referência excede a banda morta estipulada (0,02 pu), um sinal de comando é gerado, acionando o comutador de tap. O objetivo é reduzir o erro de tensão, de modo a mantê-lo dentro dos limites da banda morta, garantindo, assim, a estabilidade da tensão na barra 11.

O comutador de tap opera da seguinte maneira: quando a tensão na barra 11 se reduz, o tap é decrementado, promovendo o aumento da tensão nessa barra. Por outro lado, se a tensão na barra 11 se eleva, o tap é incrementado, resultando na diminuição da tensão na referida barra.

No entanto, ao aumentar a tensão na barra 11, observam-se efeitos nas demais barras do sistema. Como ilustrado na Figura 28, por exemplo, a tensão na barra 8 diminui à medida que a tensão na barra 11 é elevada e esse efeito também irá ocorrer nas demais barras do sistema que não forem controladas por gerador.

No nível 2 o sistema opera com uma carga superior à do nível 1. Observa-se na Figura 29, após a ocorrência da falta, houve dificuldade em restabelecer a tensão a patamares aceitáveis, permanecendo abaixo do limite mínimo estabelecido neste estudo. Assim, nesse cenário, a utilização de compensação reativa é recomendada, uma vez que o sistema apresentou uma queda significativa de tensão, partindo de um valor inicial igual a 1,02 pu como indicado na Figura 29 para aproximadamente 0,88 pu.

Figura 29: Tensão em pu na barra 8 e 11 nível 2



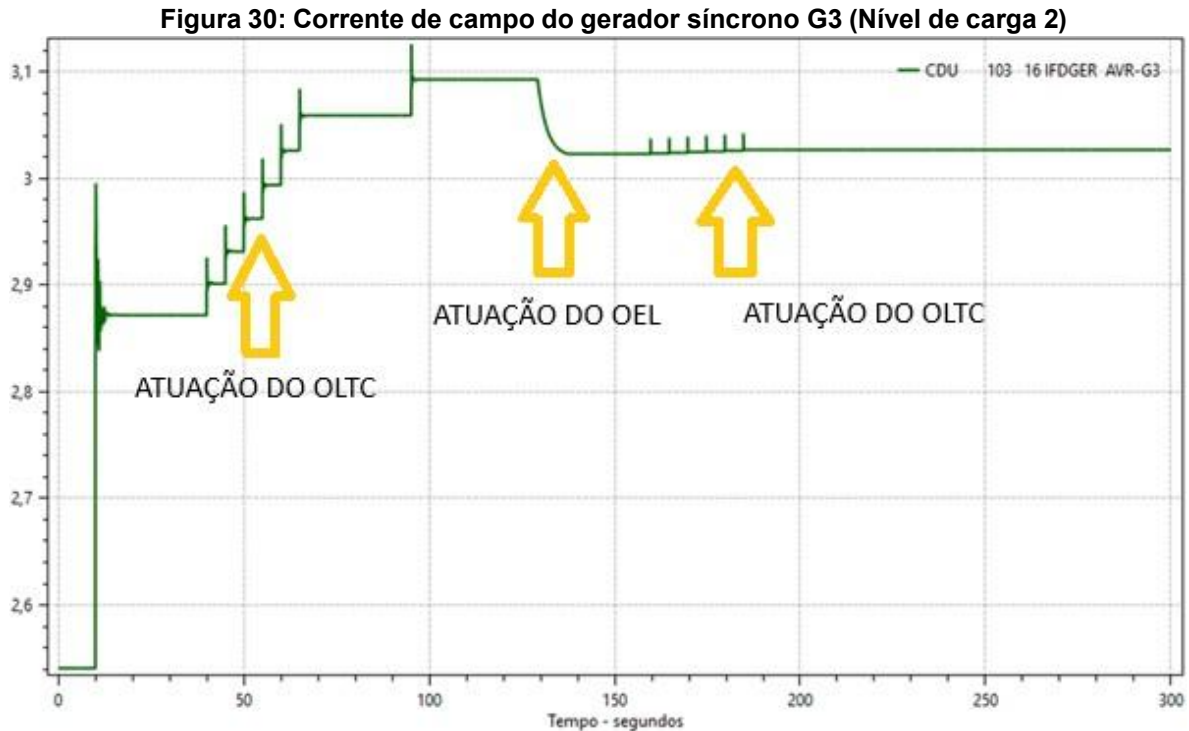
Fonte: Autoria Própria

A queda de tensão compromete significativamente a qualidade da energia elétrica fornecida, tornando inviável e insegura a conexão de qualquer tipo de carga à barra afetada. No cenário de carga nível 2, além da atuação do transformador OLTC, observa-se também a intervenção do OEL (Veja Figura 29), dispositivo responsável por limitar a corrente de campo. Como o OLTC influencia as tensões nas demais barras do sistema, ele força o gerador 3 a injetar maior quantidade de potência reativa para elevar essas tensões. No entanto, esse aumento da potência reativa resulta no aumento da corrente de campo, o que, por sua vez, aciona o OEL como medida de proteção contra o sobreaquecimento dos enrolamentos do gerador.

Neste estágio, ainda não há perda total da carga na barra 8. Contudo, como será mostrado nos níveis de carga mais elevados, quando a tensão atinge valores inferiores a 0,85 pu, ocorre a atuação da proteção contra subtensão, resultando na desconexão total da carga associada à barra 8.

O OEL tem a função de limitar a corrente de campo do gerador síncrono, a fim de evitar danos térmicos ao enrolamento de campo causados por sobreaquecimento. Sua atuação segue uma característica de tempo inverso como mostrado na Figura 30: a intervenção inicia-se quando a corrente de campo ultrapassa o valor mínimo de 3,02 pu e torna-se instantânea caso esse valor exceda 4,60 pu.

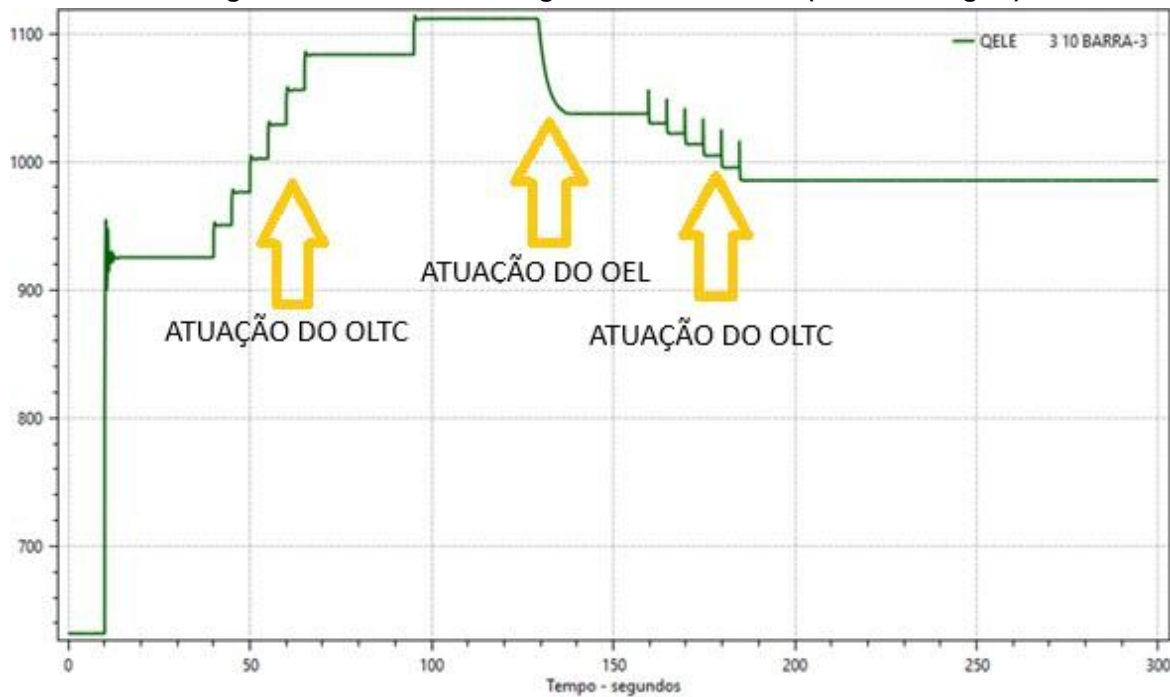
Para valores entre 3,02 pu e 4,60 pu, o tempo de resposta do OEL é tanto mais rápido quanto mais próxima a corrente estiver do valor máximo. Correntes abaixo de 3,02 pu não acionam o limitador.



Fonte: Autoria Própria

Na Figura 30, observa-se a corrente de campo do gerador síncrono G3 (variável IFDGER CDU 103), evidenciando a atuação do OEL, limitador de sobre-excitação da corrente de campo. Já na Figura 31, nota-se a redução da potência reativa fornecida pelo gerador G3 (variável QELE3), como consequência direta da atuação do OEL.

Figura 31: Potência reativa gerador síncrono G3 (Nível de carga 2)

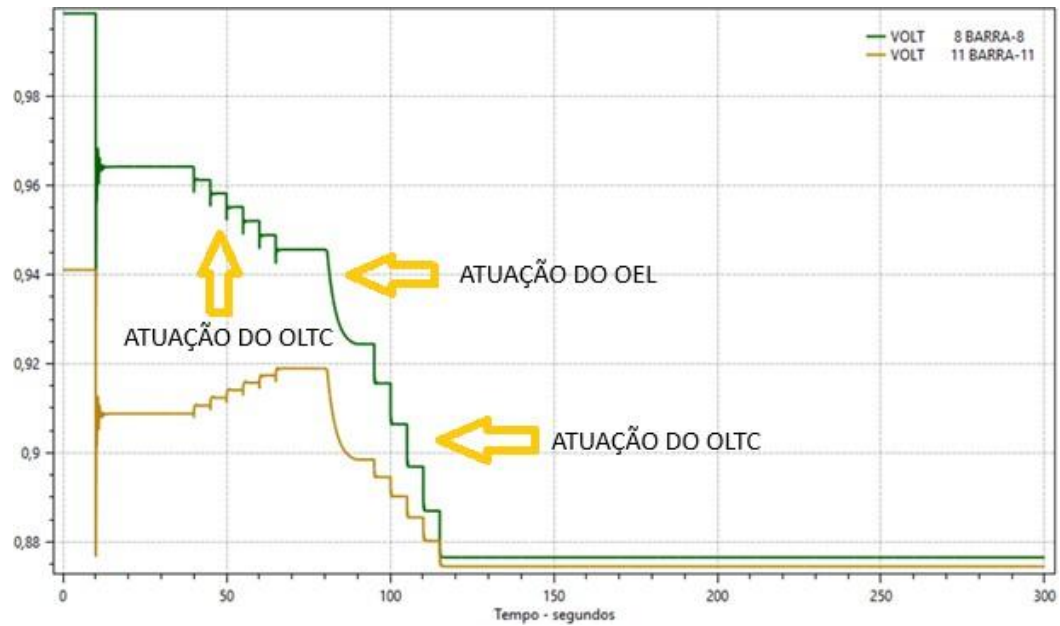


Fonte: Autoria Própria

No nível 3, o sistema opera com um carregamento mais elevado conforme demonstrado pela Figura 32, sendo que a carga é mantida constante ao longo da simulação para possibilitar a análise do comportamento transitório da tensão durante a ocorrência da falta, bem como da tentativa de controle e posterior estabelecimento do regime permanente.

Observa-se que o tempo até o afundamento da tensão é significativamente menor em comparação ao cenário de nível 2. Assim como nos demais níveis, nota-se a atuação do OLTC na tentativa de controlar a tensão na barra 11. No entanto, novamente ocorre a intervenção do OEL, que limita a corrente de campo com o objetivo de proteger os enrolamentos contra sobreaquecimento.

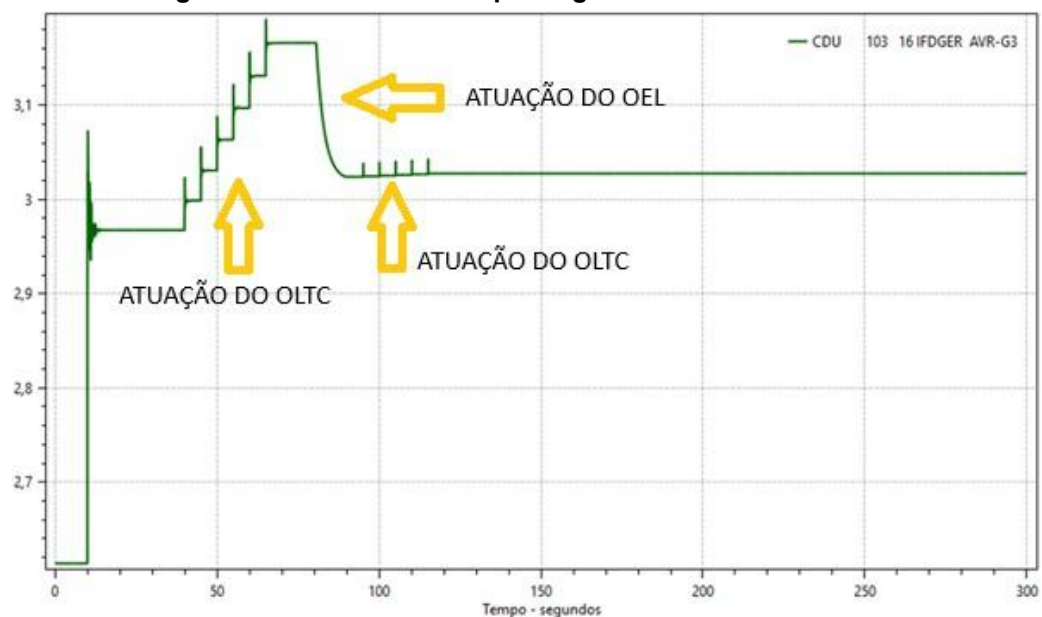
Figura 32: Tensão em pu na barra 8 e 11 nível 3



Fonte: Autoria Própria

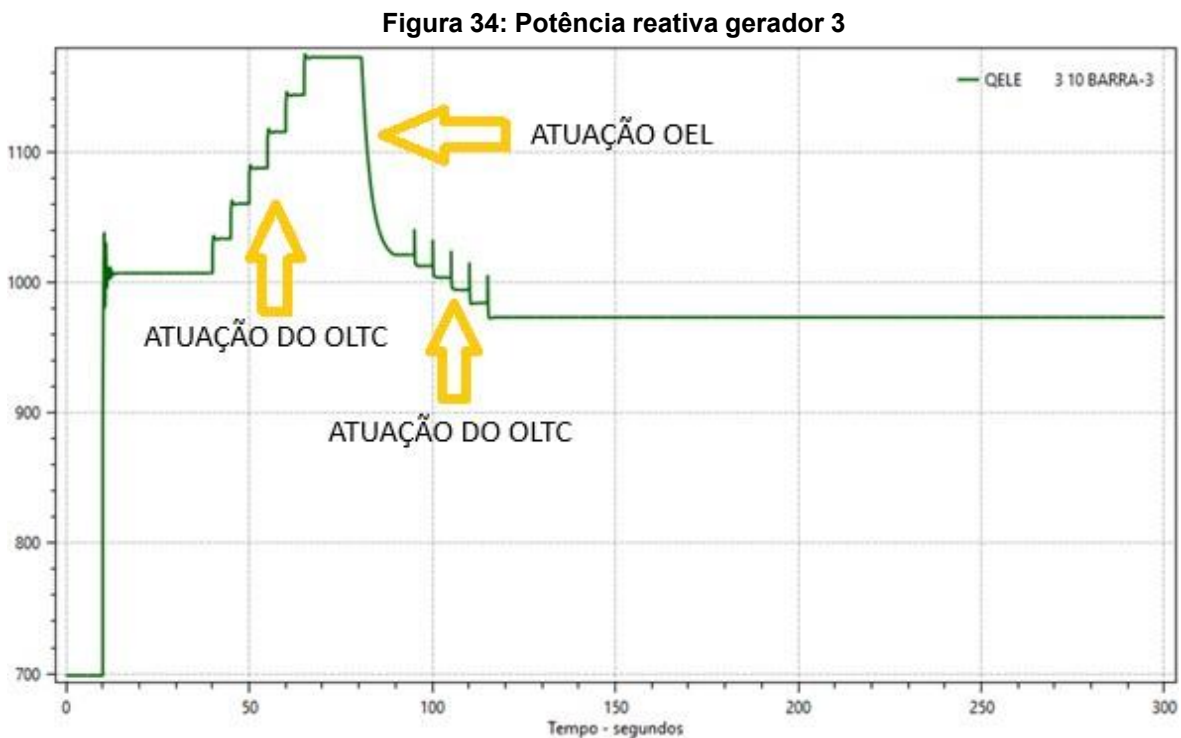
A Figura 33 mostra que a intervenção do OEL se inicia quando a corrente de campo ultrapassa o valor mínimo de 3,02 pu, tornando-se instantânea caso esse valor exceda 4,60 pu. À medida que o sistema opera em níveis de carga mais elevados, observa-se uma redução no tempo de atuação do OEL. Com sua intervenção, o sistema perde a capacidade de manter o controle da tensão e, dependendo do nível de carregamento do sistema, a atuação do limitador pode levar o sistema ao colapso.

Figura 33: Corrente de campo do gerador síncrono G3 nível 3



Fonte: Autoria Própria

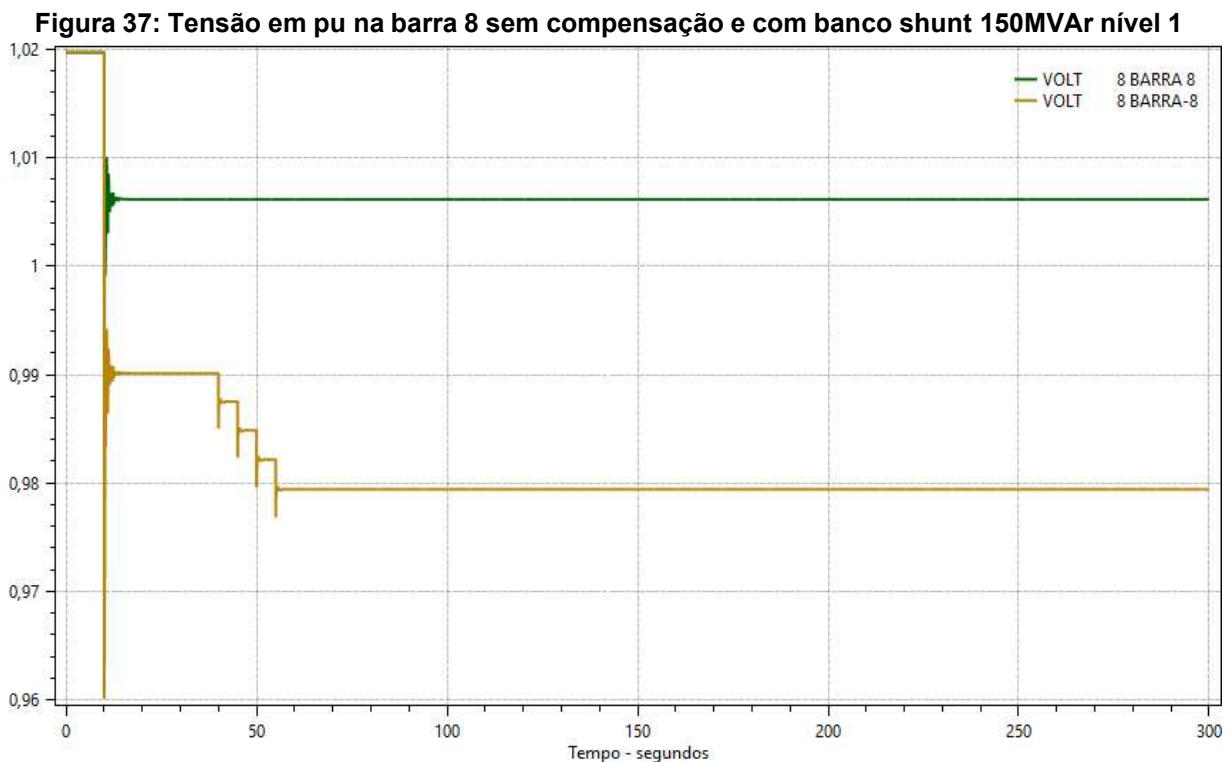
Conforme ilustrado na Figura 34 atuações do OLTC resulta em uma maior exigência de potência por parte do Gerador 3, o qual eleva sua geração até o momento em que ocorre a intervenção do OEL. A partir da atuação deste dispositivo, observa-se uma perda de carga no gerador, acompanhada de uma consequente redução em sua potência. Em seguida, verifica-se uma nova tentativa de atuação do OLTC visando o controle da tensão na barra 11. No entanto, nesse estágio, o sistema já se encontra em condição de colapso.



Fonte: Autoria Própria

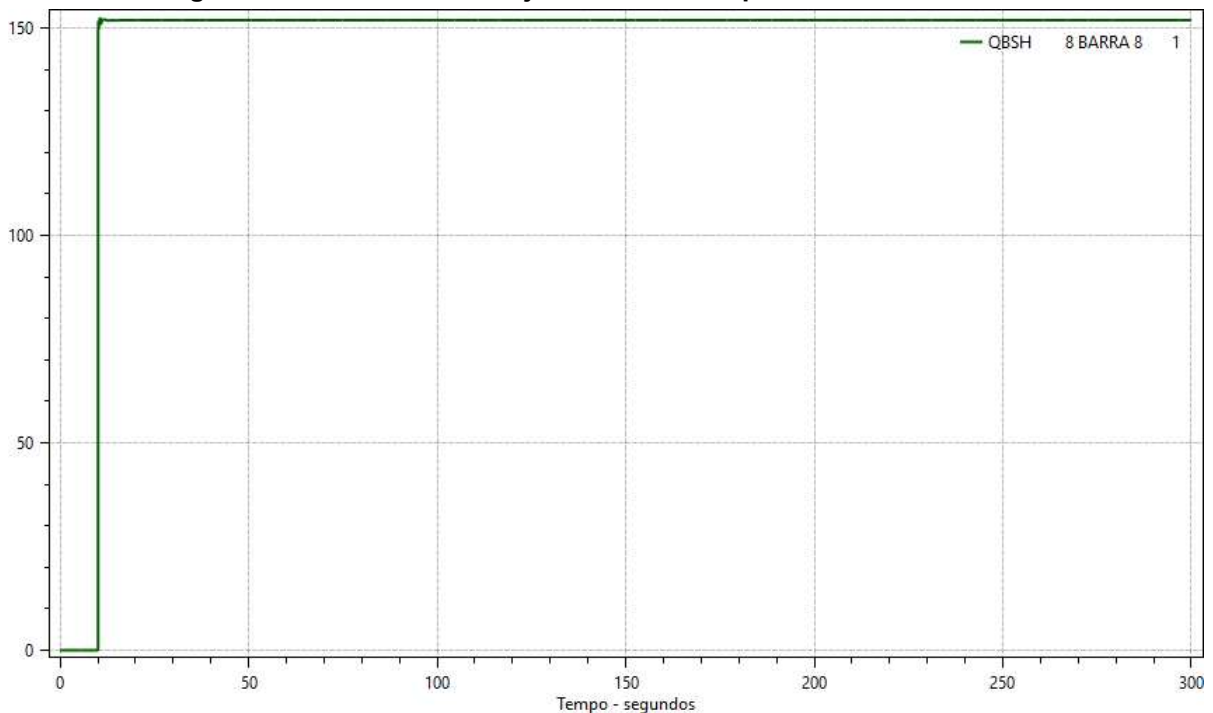
O nível de carga 4, que inclui um motor de indução de 5760 HP, é o mais crítico para o sistema. Conforme ilustrado na Figura 35, é possível observar que a tensão afunda rapidamente ocorrendo um blecaute devido a um colapso de tensão no sistema de potência.

. O banco *shunt* utilizado possui controle do tipo discreto e encontra-se inicialmente desligado, sem nenhuma Unidade em Operação (UOp). Após um atraso de 0,5 segundos decorrente da atuação de um relé de subtensão, a falta é detectada, e o banco é inserido no sistema por meio de disjuntores de atuação rápida, com tempo de atuação de 5 ciclos (0,0833s). Essas características asseguram que tanto o banco shunt quanto o SVC iniciem a partir das mesmas condições operacionais conforme a simulação da Figura 37.



Fonte: Autoria Própria

Figura 38: Potência reativa injetada na barra 8 pelo banco shunt nível 1

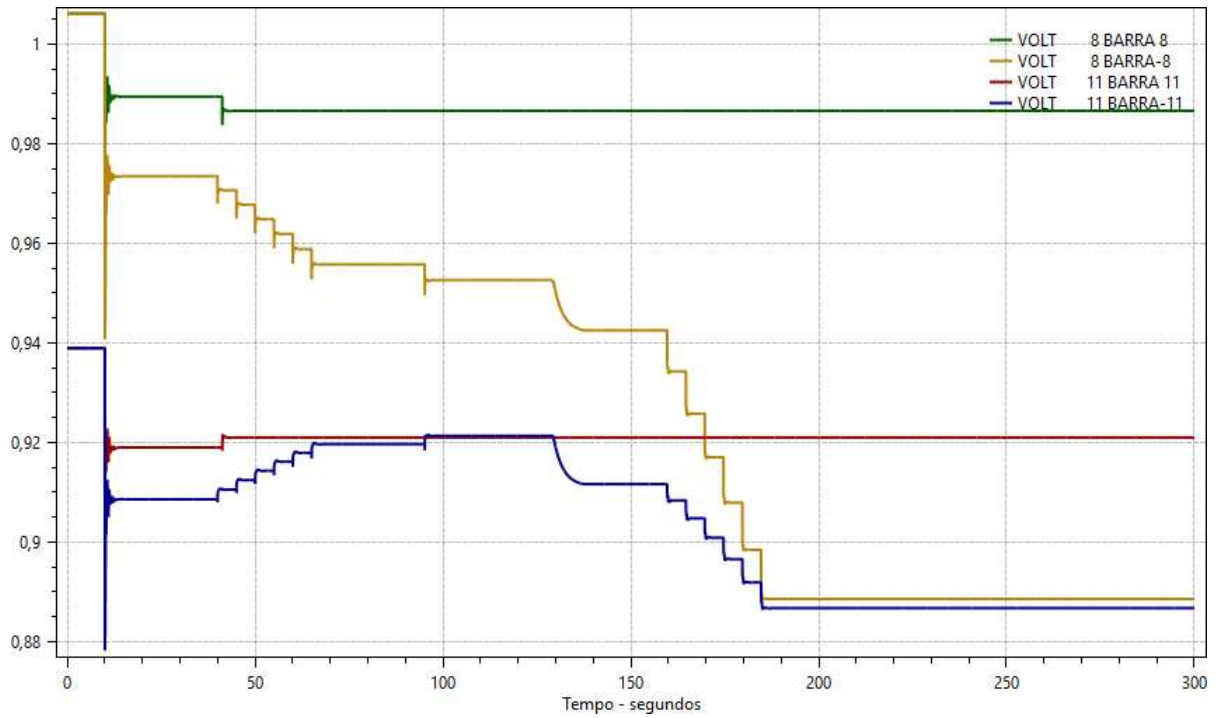


Fonte: Autoria Própria

Conforme evidenciado na Figura 37, a utilização do banco *shunt* contribuiu para a melhoria dos níveis de tensão durante a ocorrência da falta na linha. No nível de carga 1, em que o sistema opera com baixa demanda, esse efeito é menos evidente, ainda assim, a inserção do banco é necessária, pois permite elevar a tensão de 0,98 pu para valores superiores a 1 pu, garantindo maior estabilidade ao sistema.

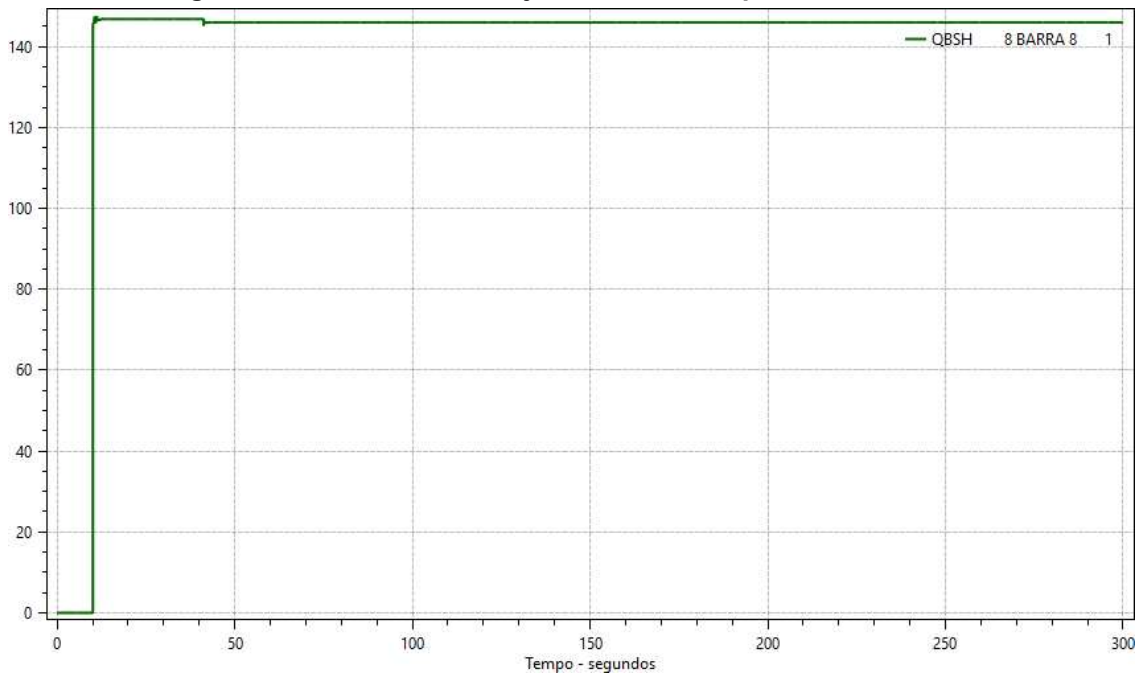
No nível de carga 2, conforme ilustrado na Figura 39 a curva amarela representa a tensão na barra 8 sem compensação e a curva verde representa a tensão na barra 8 com banco *shunt* a mesma ideia é observada na barra 11 onde a curva azul é a tensão sem compensação e a curva vermelha é a tensão com banco *shunt*. Observa-se de forma mais evidente a atuação do banco shunt no controle da tensão do sistema. Além disso, a atuação do OLTC é consideravelmente reduzida em relação ao cenário sem compensação. Como a tensão foi mantida dentro de limites adequados, não houve necessidade de uma maior injeção de potência por parte do Gerador G3, o que evitou o aumento da corrente de campo a níveis que provocariam a atuação do OEL. Consequentemente, o sistema manteve-se estável ao longo da contingência.

Figura 39: Tensão em pu na barra 8 e 11 sem compensação e com banco shunt nível 2



Fonte: Autoria Própria

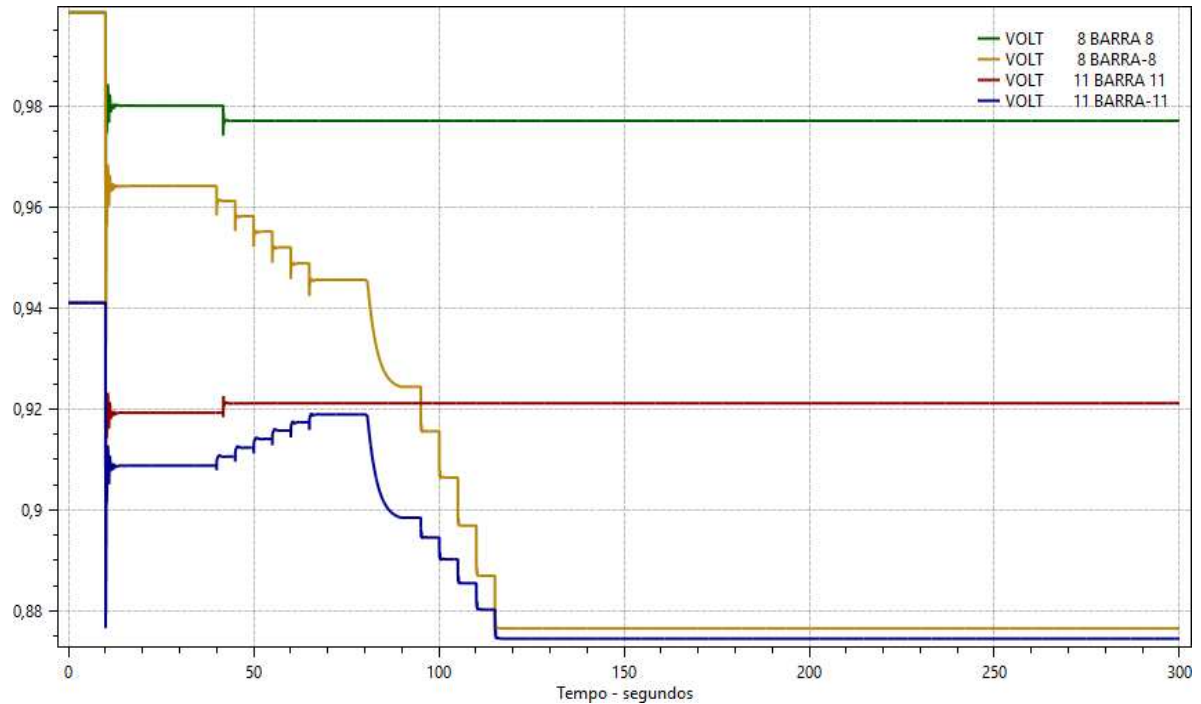
Figura 40: Potência reativa injetada na barra 8 pelo banco shunt nível 2



Fonte: Autoria Própria

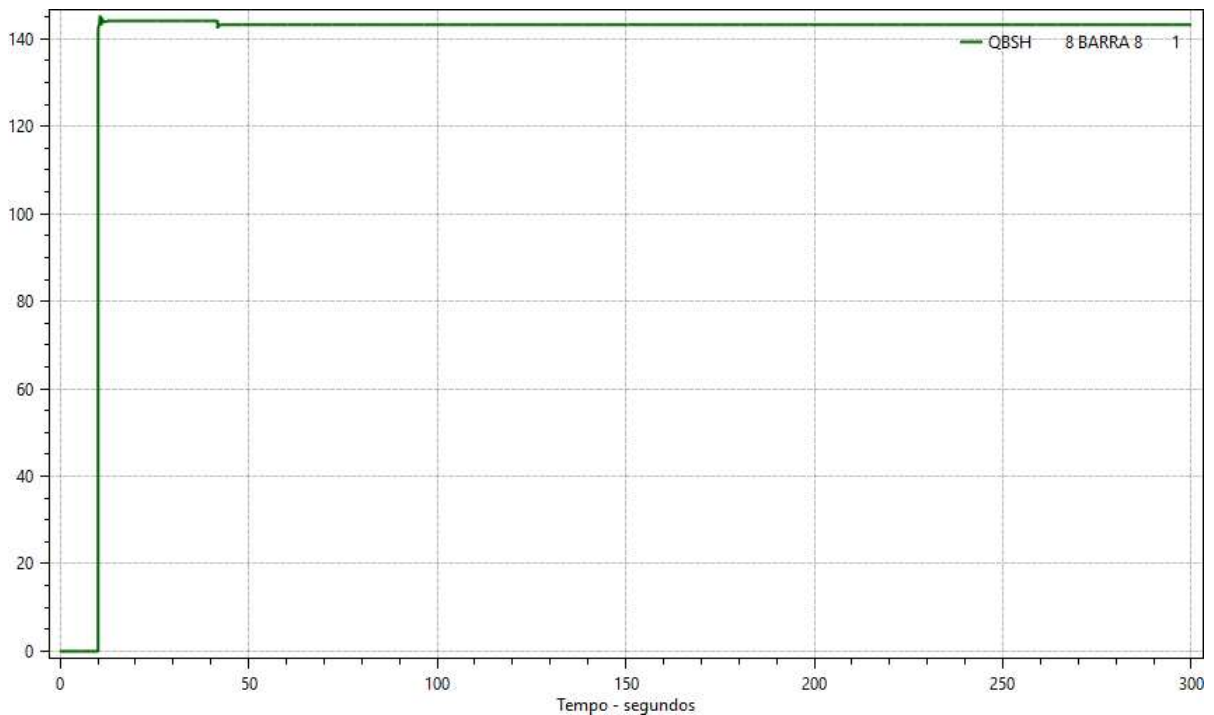
No nível de carga 3, o banco *shunt* apresentou um desempenho semelhante ao observado no nível 2, conseguindo estabilizar a tensão na barra 8 em valores ligeiramente inferiores a 0,98 pu e 0,92 pu na barra 11 igual o nível de carga 2 conforme apresentado na Figura 41.

Figura 41: Tensão em pu na barra 8 e 11 sem compensação e com banco shunt nível 3



Fonte: Autoria Própria

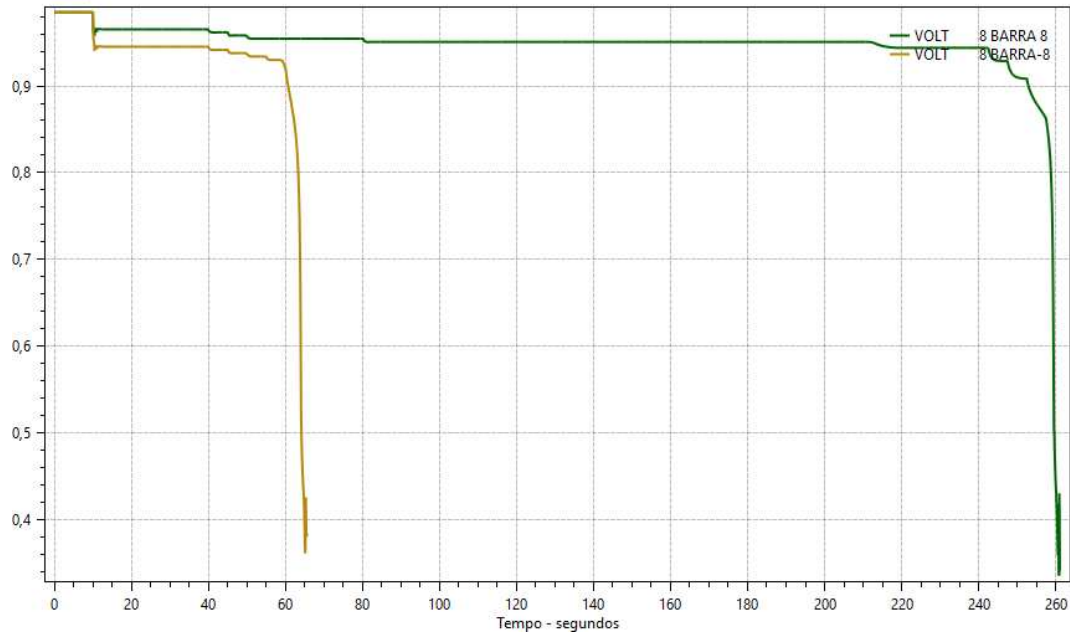
Figura 42: Potência reativa injetada na barra 8 pelo banco shunt nível 3



Fonte: Autoria Própria

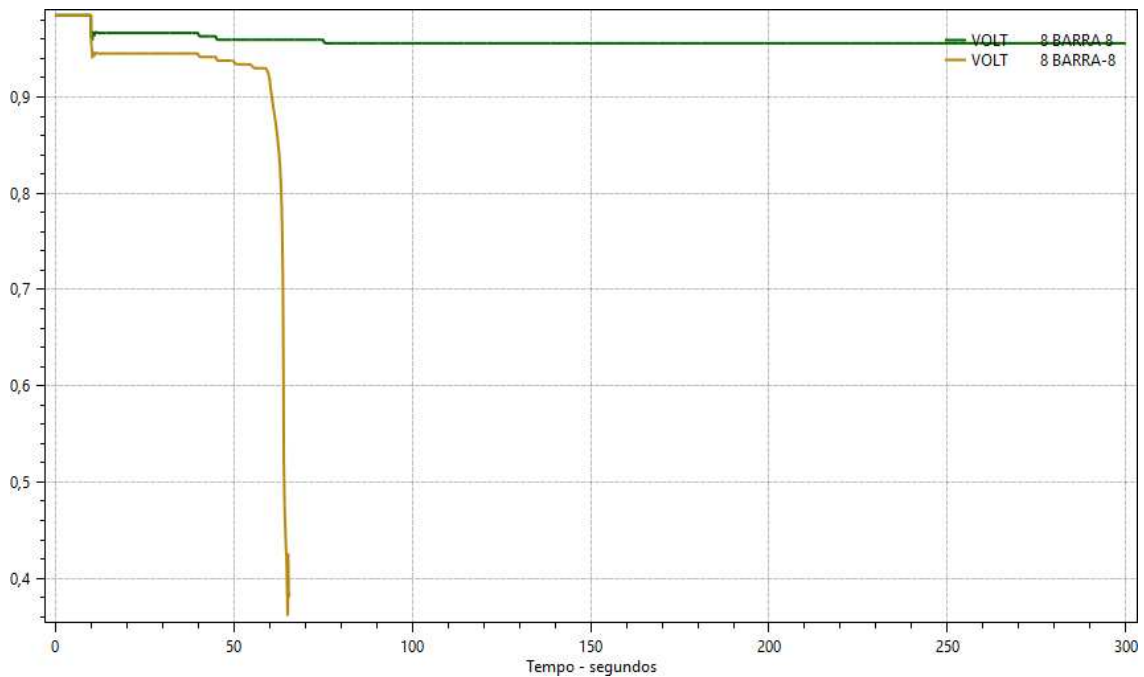
Entretanto, conforme evidenciado na Figura 43, um banco *shunt* que não esteja adequadamente dimensionado é capaz apenas de postergar o colapso da tensão, sem, no entanto, evitá-lo. No caso analisado, o banco shunt de 150 MVar não foi suficiente para impedir o colapso do sistema, atuando apenas como um elemento de mitigação temporária.

Figura 43: Tensão em pu na barra 8 sem compensação e com banco shunt 150MVar



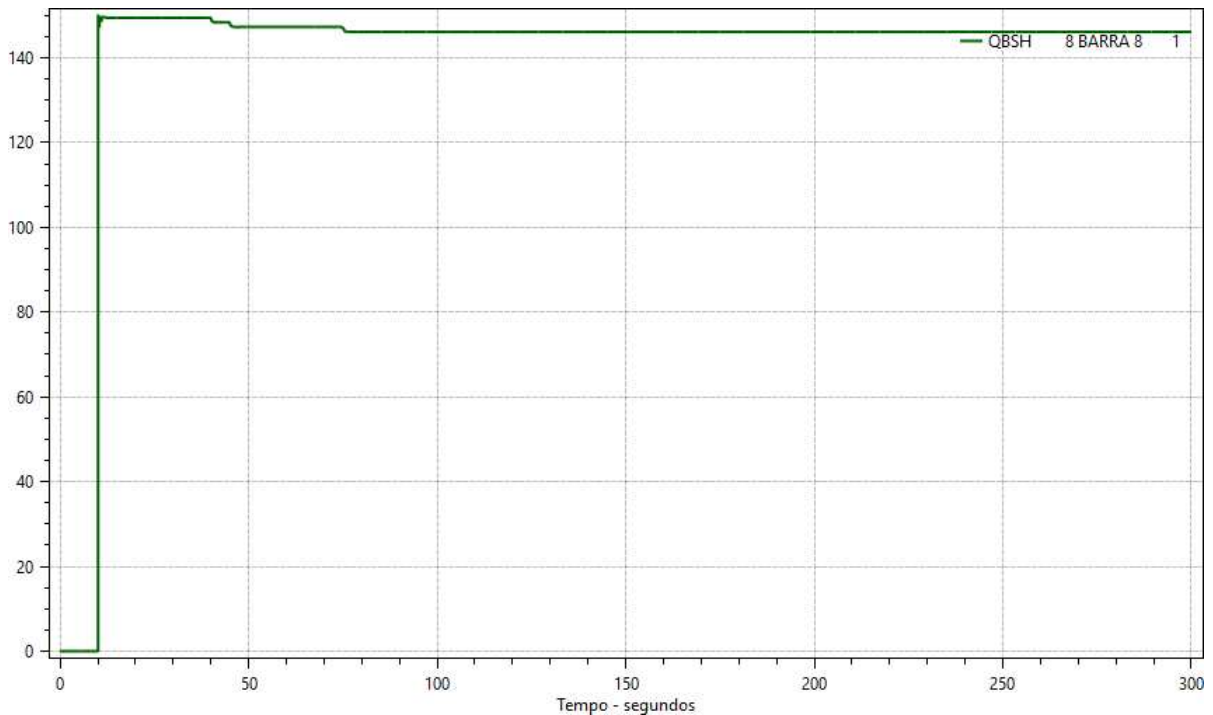
Fonte: Autoria Própria

Figura 44: Tensão em pu na barra 8 sem compensação e com banco shunt 160MVar



Fonte: Autoria Própria

Figura 45: Potência reativa injetada pelo banco shunt de 160MVar



Fonte: Autoria Própria

Para que o banco shunt fosse capaz de evitar o colapso do sistema, foi necessária a utilização de um banco de 160 MVar conforme demonstrado na Figura 45. No entanto, o aumento excessivo da capacidade do banco de capacitores apresenta uma desvantagem significativa, uma vez que, diferentemente do SVC, o banco *shunt* injeta sua potência reativa máxima de forma instantânea como demonstrado na Figura 46, por não possuir um controle de injeção de potência esse comportamento pode resultar na elevação excessiva das tensões no sistema, ocasionando condições de sobretensão no sistema de potência.

4.5 Simulação dos casos com compensação ativa utilizando SVC

Para comparar o desempenho do SVC com o banco de *shunt*, será realizada novamente a simulação considerando os quatro níveis de carga. A compensação ativa será feita por meio de um SVC do tipo TCR (*Thyristor Controlled Reactor*), com capacidade de 150 MVar e estatismo de 3%, instalado na barra 8. Sua função é aprimorar o controle de tensão do sistema e contribuir para a prevenção de um colapso de tensão. Inicialmente, o SVC opera em condição neutra, ou seja, sem injetar ou absorver potência do sistema como demonstrado pelo resultado do fluxo de

potência, portanto o SVC entra em operação somente quando ocorre uma perturbação no sistema conforme demonstrado pela Figura 46.

Figura 46: Parâmetros definidos no SVC

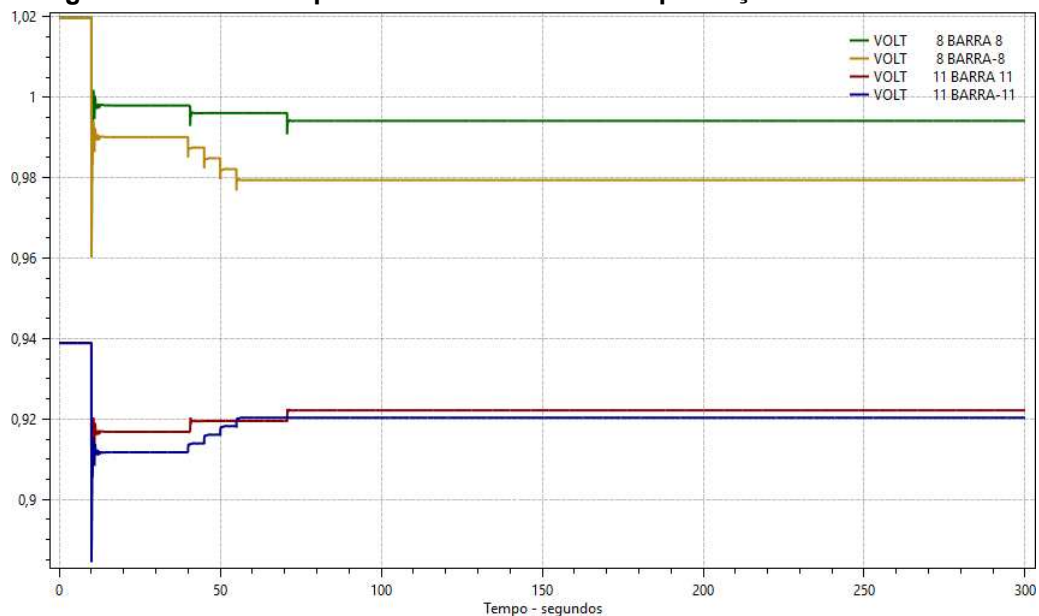
11 bus nível 1 + SVC
RELATORIO DE COMPENSADORES ESTATICOS DE REATIVO

B A R R A		Incl.	Vo	GERACAO Mvar		BARRA CONTR.		TIP	No	No
Num.	Nome	Tensao (%)	p.u.	Minima	Mvar	Maxima	Num.	Tensao	C O	Un Gr EST
8	BARRA 8	1.020	3.00	1.020	-124.8	0.6	156.0	8	1.020	P L 1 1 LIC

Fonte: Autoria Própria

No nível 1, ao analisarmos apenas as tensões nas barras, pode parecer que não houve diferença em relação ao uso do banco *shunt*. De fato, os níveis de tensão permaneceram praticamente inalterados conforme demonstrado na Figura 47. No entanto, observa-se que, com a utilização do SVC, o OLTC entrou em operação já nesse nível de carga, diferentemente do que ocorreu quando se utilizava o banco *shunt*.

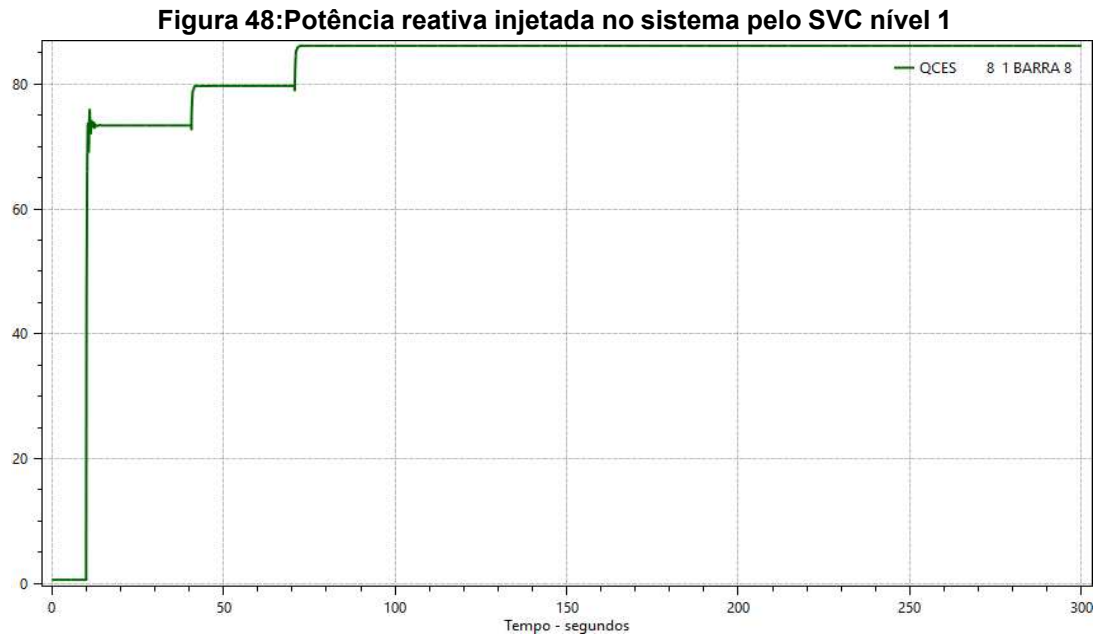
Figura 47: Tensão em pu na barra 8 e 11 sem compensação e com SVC nível 1



Fonte: Autoria Própria

No entanto, ao analisarmos a potência injetada pelo SVC na Figura 48, torna-se evidente a principal diferença em relação ao banco *shunt*: a capacidade de controle dinâmico da potência reativa injetada no sistema. Como demonstrado ao longo deste trabalho, o banco *shunt*, ao ser acionado, injeta imediatamente toda a sua potência

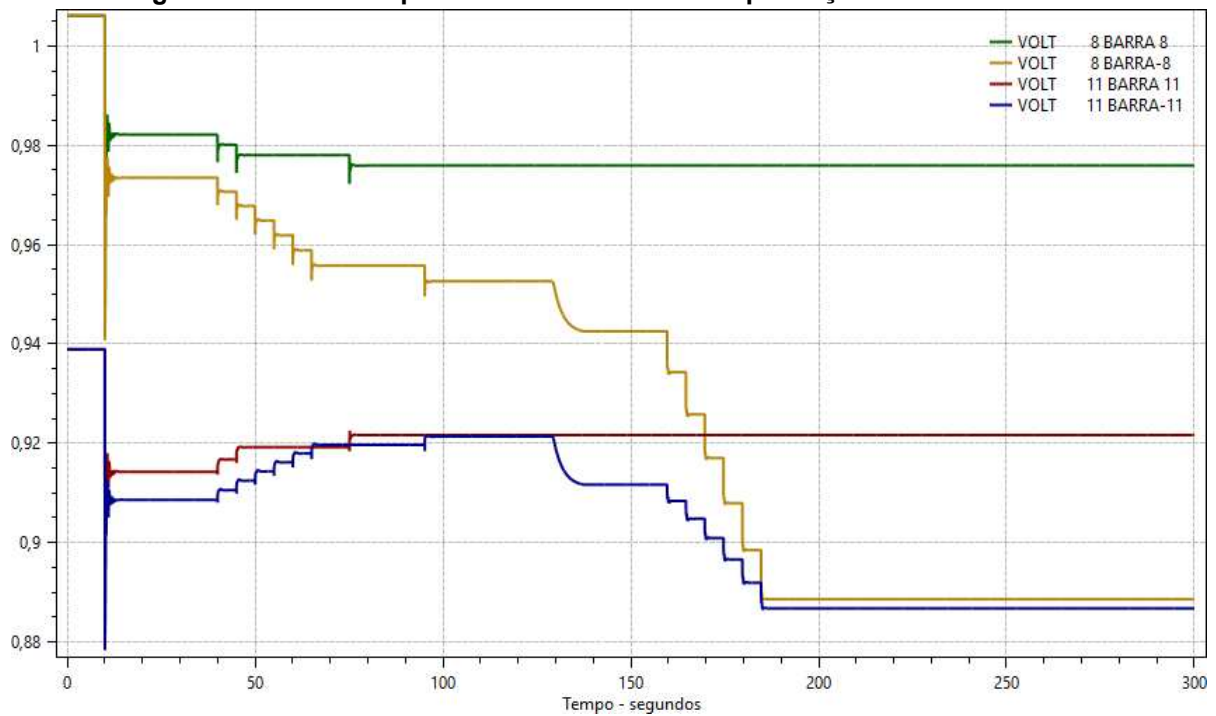
nominal na barra, ou seja, se o banco for de 150 MVar, essa será a quantidade injetada. Por outro lado, conforme ilustrado na Figura 48, embora o SVC também possua capacidade de 150 MVar, ele injetou aproximadamente 85 MVar, ou seja, apenas a quantidade necessária para estabilizar a tensão do sistema.



Fonte: Autoria Própria

No nível de carga 2 conforme a Figura 49, o sistema opera com uma demanda maior, exigindo, consequentemente, uma potência reativa mais elevada fornecida pelo SVC. Observa-se que, sem a compensação, a tensão nas barras atinge níveis críticos, comprometendo a qualidade da energia. No entanto, com a atuação do SVC, o sistema consegue restabelecer a estabilidade da tensão.

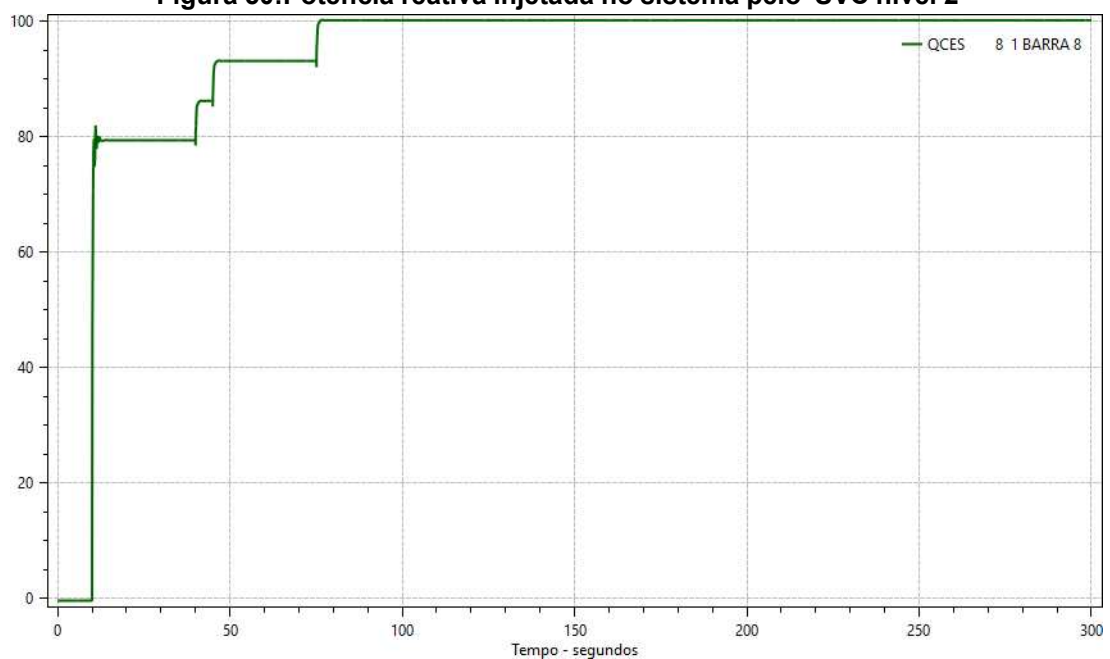
Figura 49: Tensão em pu na barra 8 e 11 sem compensação e com SVC nível 2



Fonte: Autoria Própria

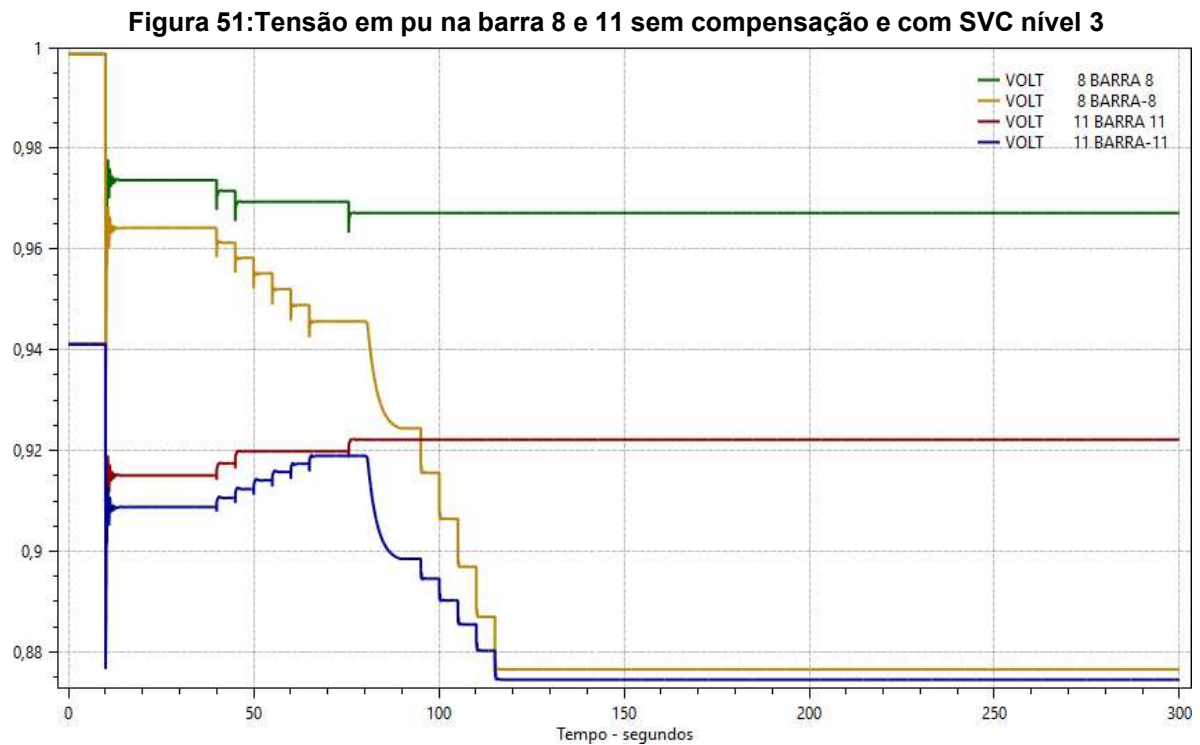
Conforme observado na Figura 50, o SVC mais uma vez ajustou a potência reativa injetada conforme a necessidade do sistema, fornecendo aproximadamente 100 MVar. O que foi o suficiente para realizar o controle da tensão no sistema sem comprometer a qualidade da energia.

Figura 50: Potência reativa injetada no sistema pelo SVC nível 2

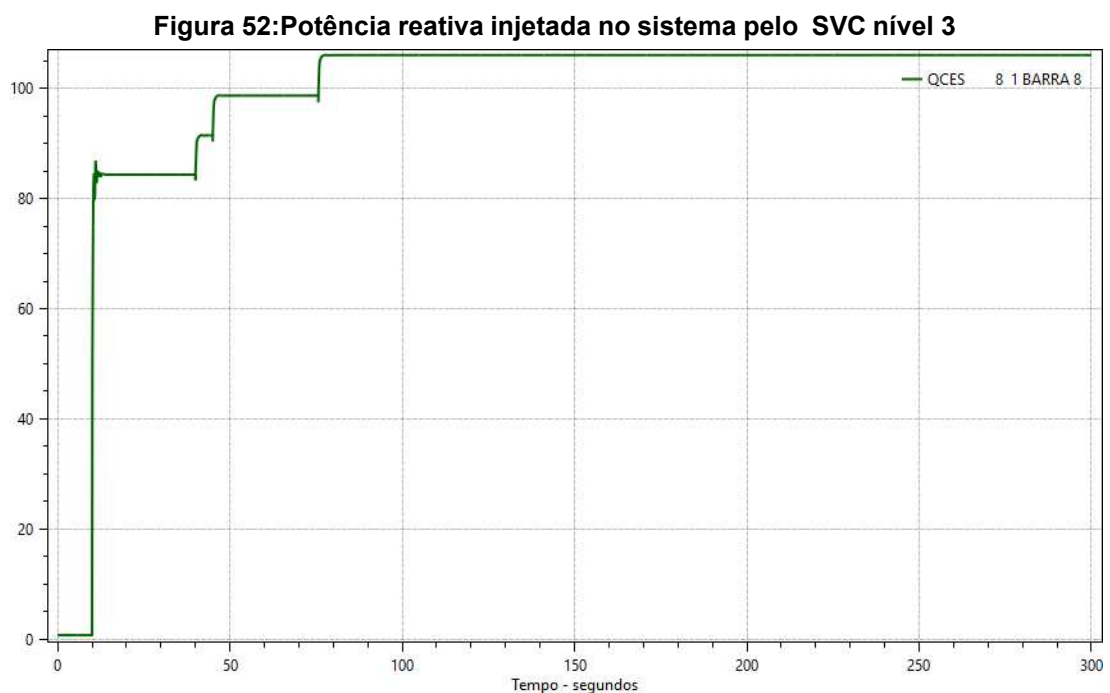


Fonte: Autoria Própria

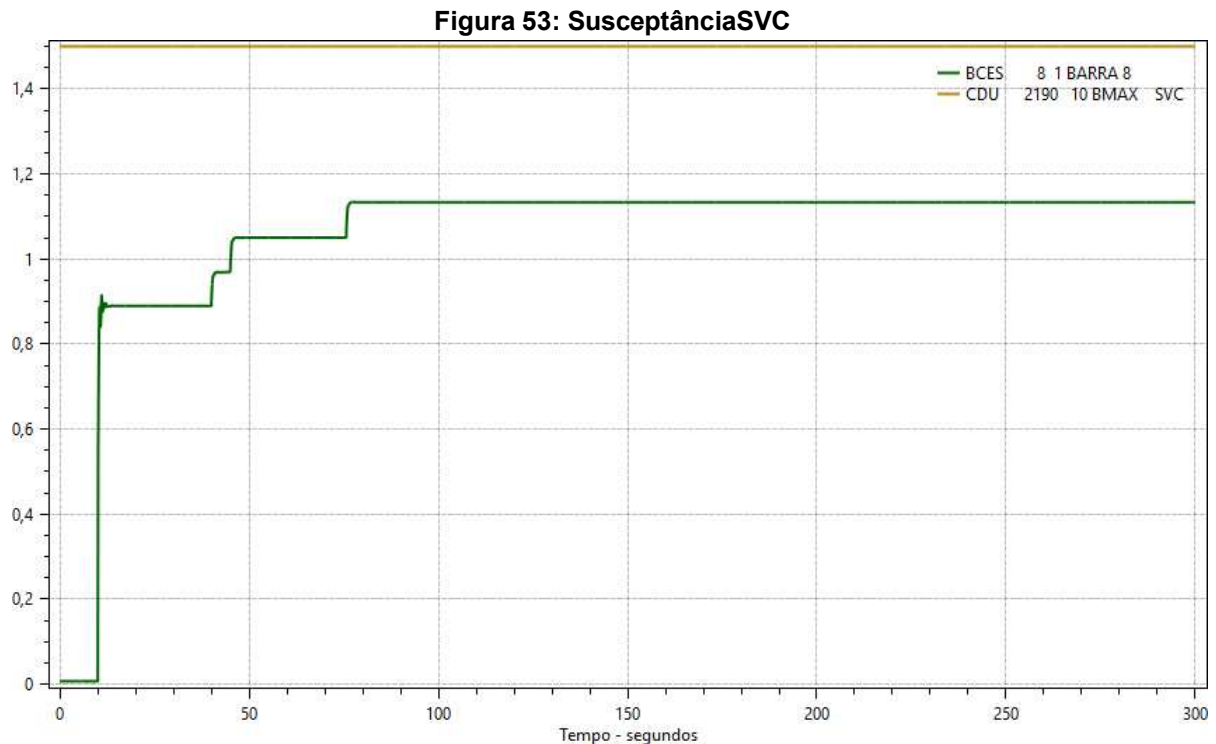
No nível de carga 3, o SVC atua de forma semelhante ao que foi observado no nível 2. Como o sistema opera com um carregamento maior, é necessário que o SVC injete uma quantidade ligeiramente superior de potência reativa para manter a tensão dentro de níveis aceitáveis, em torno de 0,97 pu conforme demonstrado na Figura 51.



Fonte: Autoria Própria



Fonte: Autoria Própria

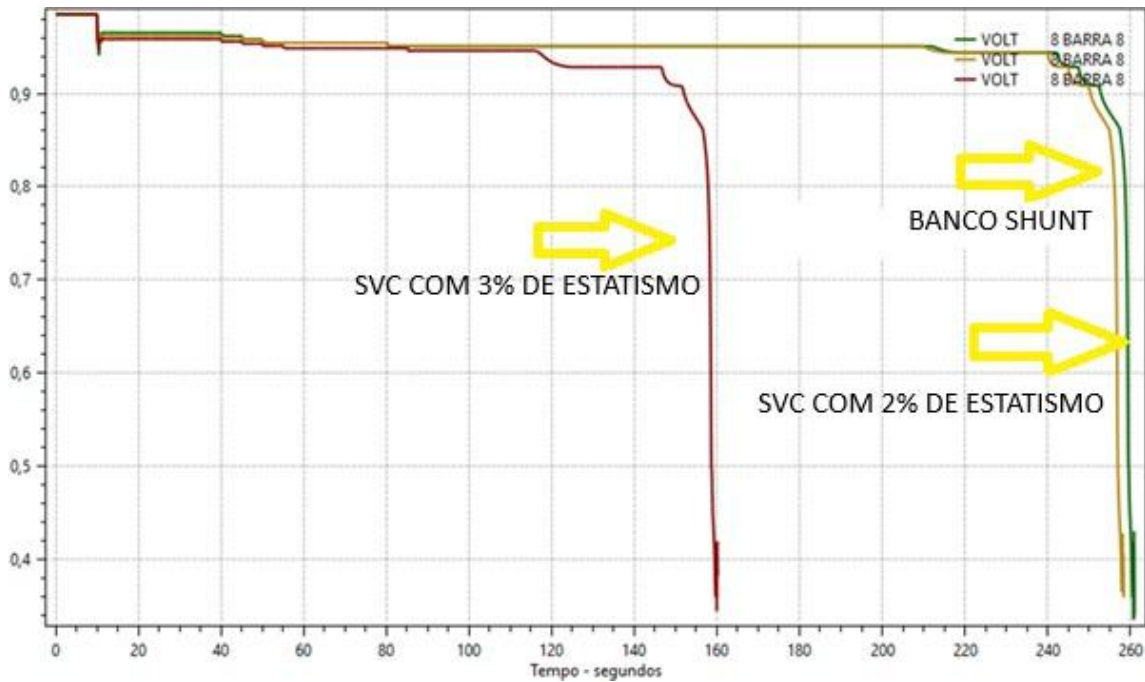


Fonte: Autoria Própria

Assim como ocorre com a utilização de um banco shunt de 150 MVar, o uso de um SVC com a mesma potência também não é suficiente para evitar o colapso de tensão no nível 4. Um aspecto fundamental na configuração do SVC é o estatismo, uma vez que esse parâmetro está diretamente relacionado ao tempo em que o equipamento consegue manter o controle da tensão antes da ocorrência de um blecaute. Na Figura 53 podemos observar a susceptância do SVC, como demonstrado na malha de controle do CDU 2190 a saída é uma susceptância portanto como demonstrado nas equações anteriores o SVC faz o controle variando essa susceptância.

Na Figura 54, são apresentados 3 cenários: um SVC com 150 MVar e estatismo de 3% representado pela curva vermelha, SVC com 150 MVar e estatismo de 2% curva verde e banco de capacitores shunt 150MVar curva amarela. Observa-se que, com 3% de estatismo, o afundamento de tensão ocorre em 160 segundos, enquanto com 2%, esse tempo se estende para 260 segundos.

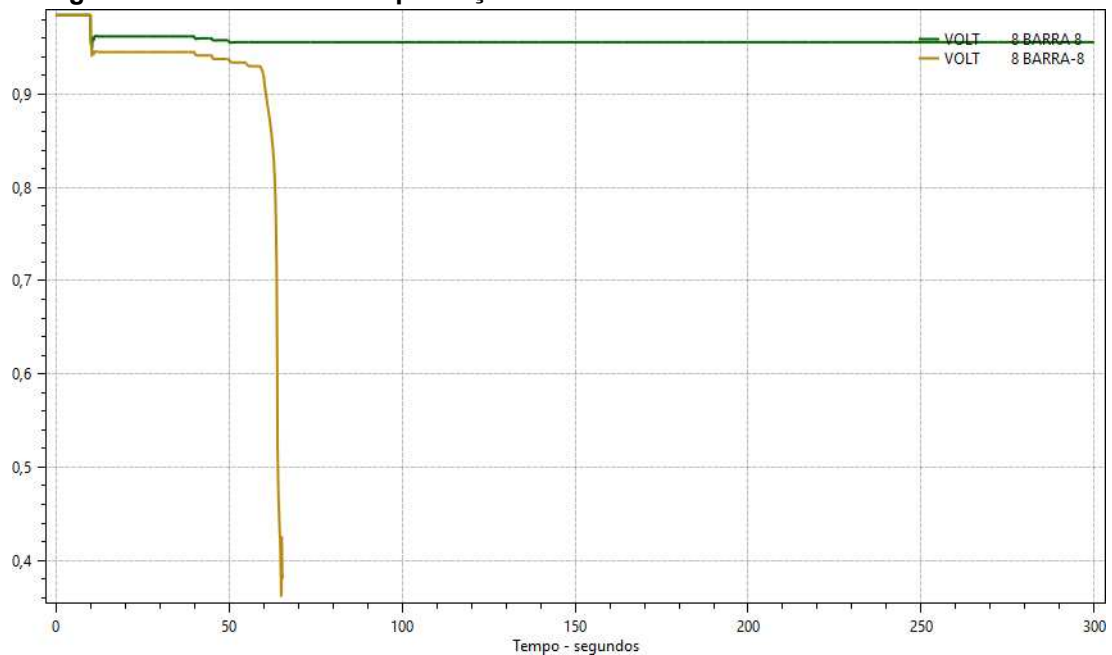
Figura 54: SVC com 150 MVar com 3% e 2% de estatismo nível 4



Fonte: Autoria Própria

Apesar do ganho no tempo de controle, esse resultado ainda não se mostra superior à compensação passiva com banco shunt, visto que, em ambos os casos, somente com 160MVar é possível evitar o colapso de tensão de forma efetiva como demonstrado na Figura 55.

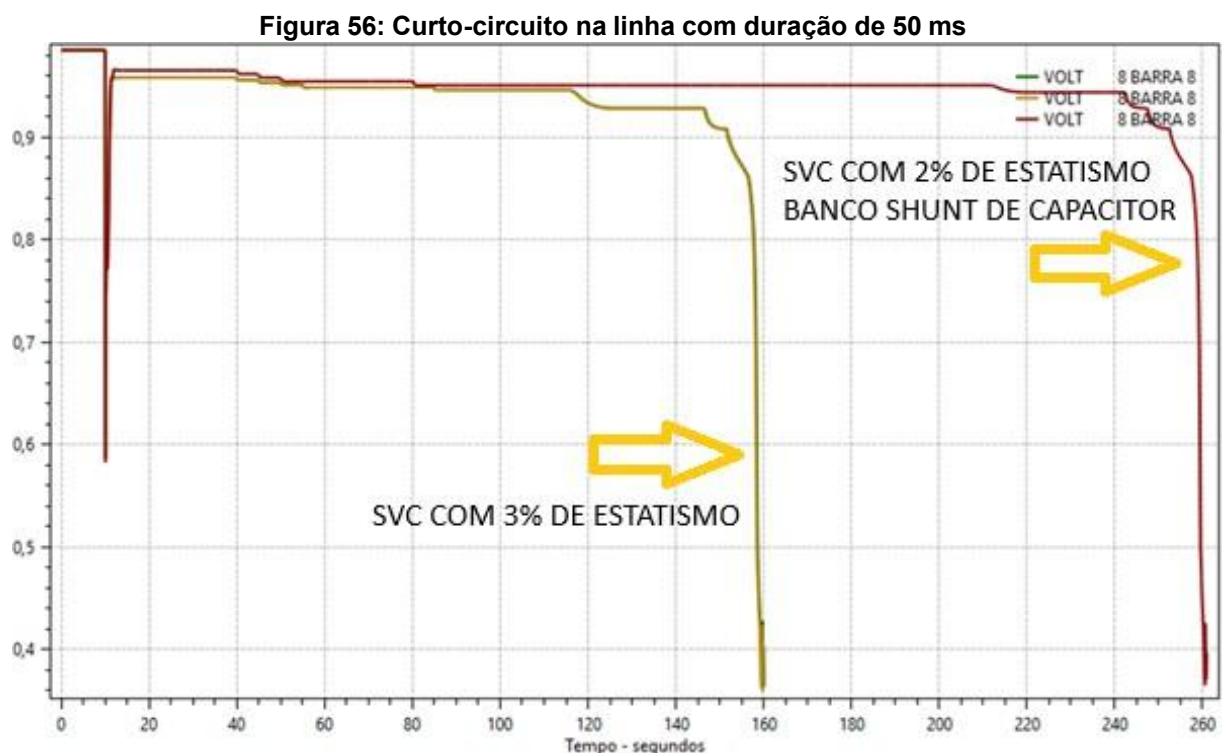
Figura 55: Sistema sem compensação e com SVC 160MVar e com 2% de estatismo



Fonte: Autoria Própria

4.6 Aplicação de curto-circuito na linha

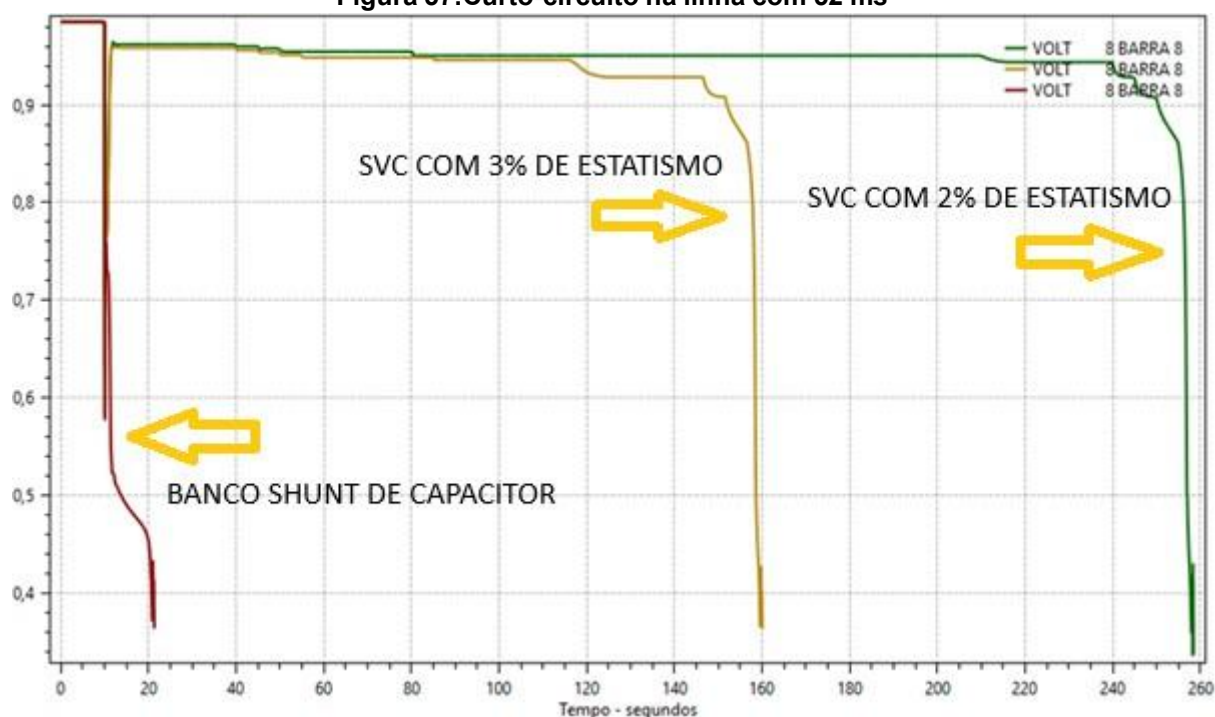
Neste caso, será introduzida uma falta de maior severidade na linha especificamente, um curto-circuito com o objetivo de avaliar o desempenho do banco de compensação shunt e do SVC frente a essa condição adversa. Esta simulação visa encerrar a análise comparativa entre ambas as estratégias de compensação reativa. A perturbação será aplicada exclusivamente no cenário mais crítico, que corresponde à operação com motor de indução, considerando três tempos distintos de duração da falta: 50 ms, 52 ms e 53 ms.



Fonte: Autoria Própria

Conforme pode ser observado na Figura 56, a curva amarela representa o SVC com 3% de estatismo, a curva verde corresponde ao SVC com 2% de estatismo, e a curva vermelha refere-se ao banco de capacitores *shunt*. Nota-se que, devido à severidade da falta, tanto o SVC quanto o banco *shunt* não foram capazes de evitar o colapso de tensão no sistema. No entanto, para uma duração de curto-circuito de 50 ms, ambos os dispositivos apresentaram semelhantes, conseguindo postergar o colapso da tensão até aproximadamente 260 s.

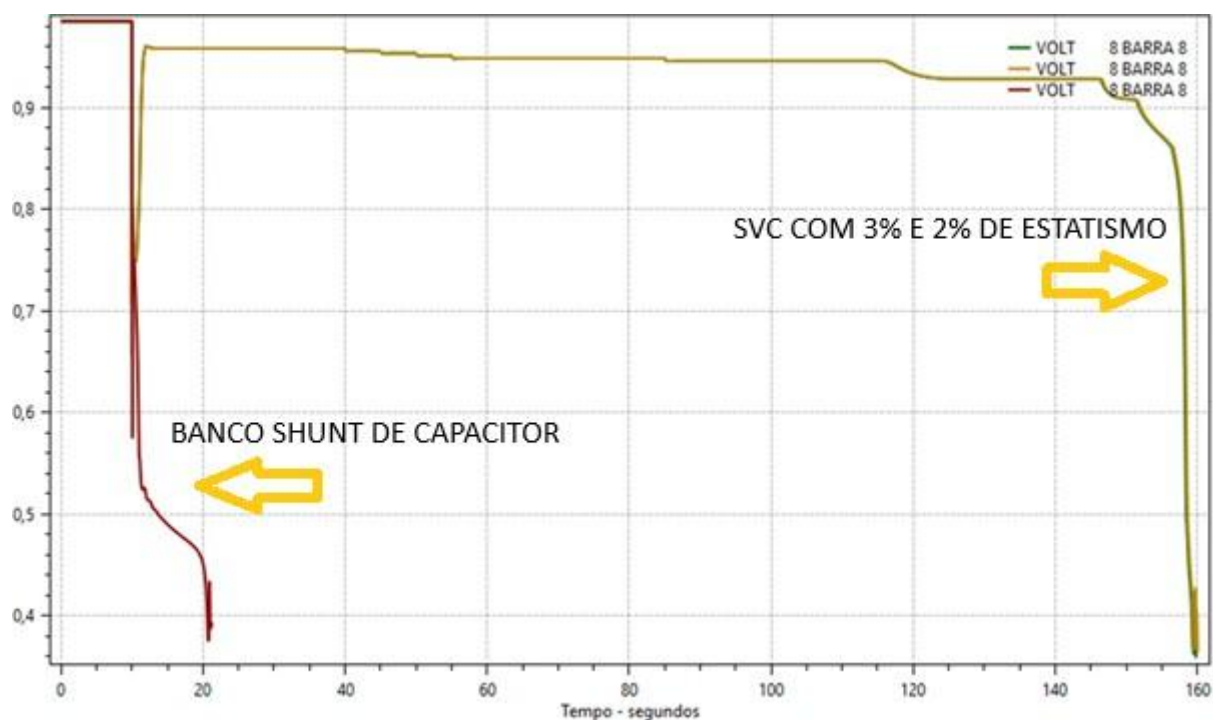
Figura 57:Curto-circuito na linha com 52 ms



Fonte: Autoria Própria

No caso do curto-circuito, por se tratar de uma falta mais severa, o principal parâmetro de interesse é o tempo de resposta dos dispositivos de compensação (SVC ou banco *shunt*). Observa-se que o banco shunt representado pela curva vermelha da Figura 57 apresenta uma resposta mais lenta, limitada principalmente pelo tempo de atuação do disjuntor. Como consequência, ocorre o colapso imediato da tensão para uma duração de falta de 52 ms. Por outro lado, o SVC demonstra maior eficácia ao postergar significativamente o colapso de tensão, mesmo nas duas configurações analisadas, com estatismos de 3% e 2% que foram representados pela curva amarela e verde respectivamente. Essa superioridade de desempenho é evidente, considerando que ambos os dispositivos possuem a mesma potência nominal de 160 MVar.

Figura 58:Curto-circuito na linha com 53 ms



Fonte: Autoria Própria

Conforme ilustrado na Figura 58, com o aumento da duração do curto-circuito para 53 ms, o SVC apresentou um desempenho superior em termos de tempo de resposta quando comparado ao banco *shunt*. Embora não tenha sido capaz de evitar o colapso de tensão, o SVC conseguiu adiar o afundamento em aproximadamente 160 s, ao passo que, no caso do banco *shunt*, a queda de tensão ocorreu de forma praticamente imediata. Essa capacidade de retardar o colapso proporciona uma vantagem operacional relevante, pois oferece ao operador do sistema um tempo adicional para identificar a anormalidade e adotar medidas corretivas de forma mais eficaz.

5 CONCLUSÃO

Após demonstrarmos o comportamento da compensação ativa e passiva em todos os níveis de carga durante uma falta leve que foi a abertura da linha e uma falta grave aplicação de curto-circuito, podemos realizar uma análise comparativa entre ambos os tipos de compensação.

Para uma análise equitativa, todas as simulações iniciam-se no mesmo ponto de operação. Ao examinarmos o comportamento do sistema durante uma falta leve, correspondente à abertura da linha, observamos que, na ausência de qualquer tipo de compensação, a tensão sofreria um rápido declínio, conduzindo o sistema ao colapso. Contudo, tanto a compensação ativa quanto a passiva lograram evitar o afundamento da tensão, mantendo-a controlada durante a contingência na linha.

Durante a abertura da linha, ambos os métodos de compensação reativa demonstraram eficácia no controle da tensão na barra, sendo aplicados com a mesma magnitude de potência reativa: 150 MVar nos níveis 1, 2 e 3, e 160 MVar no nível 4.

A partir dessa simulação, observa-se uma diferença fundamental entre o banco de capacitores shunt e o SVC é a capacidade de controle da potência reativa. O banco shunt opera de forma discreta e passiva, requerendo intervenção manual para sua conexão ou desconexão, e não possui capacidade de resposta em tempo real às variações do sistema elétrico.

Essa limitação operacional impede o banco *shunt* de permanecer continuamente conectado à rede, uma vez que, em determinadas condições do sistema, pode provocar sobretensões indesejadas, comprometendo a estabilidade da tensão. Em contrapartida, o SVC apresenta controle automático e contínuo, ajustando dinamicamente a injeção ou absorção de potência reativa conforme as necessidades instantâneas do sistema, o que proporciona maior precisão e segurança na regulação da tensão.

No cenário mais severo analisado a ocorrência de um curto-circuito as simulações evidenciam de forma clara a diferença no tempo de resposta entre os dois equipamentos, destacando a superioridade do SVC em relação ao banco de capacitores *shunt*.

O SVC, por possuir controle dinâmico e resposta rápida, pode, dependendo do dimensionamento e projeto, retardar o colapso de tensão na rede, proporcionando uma janela de tempo adicional para que o operador tome decisões corretas. Em muitos casos, essa resposta rápida é suficiente para que o curto-circuito seja eliminado do sistema antes que ocorra a perda de estabilidade ou o afundamento crítico da tensão.

Por outro lado, o banco *shunt*, devido à sua operação passiva e tempo de resposta lento, não apresenta efetividade em eventos transitórios rápidos como curtos-circuitos. Sua atuação é praticamente nula nesses casos, sendo funcionalmente equivalente à ausência de qualquer compensação durante a falha, já que a tensão colapsa instantaneamente antes que o dispositivo possa exercer qualquer influência no sistema.

Com base nas simulações realizadas neste estudo, cujo objetivo foi comparar a compensação reativa passiva, por meio de banco de capacitores *shunt*, com a compensação reativa ativa, utilizando um SVC, é possível concluir que o banco *shunt* representa uma solução tecnicamente mais simples e economicamente mais viável para o controle de instabilidades de tensão. No entanto, sua eficácia está limitada a distúrbios de baixa severidade, como pequenas variações de carga ou aberturas de linha com impacto moderado.

Por outro lado, o SVC demonstrou desempenho superior em alguns cenários analisados, principalmente em contingências severas como curtos-circuitos. Sua capacidade de resposta rápida e controle contínuo da potência reativa contribui significativamente para a manutenção da estabilidade de tensão, oferecendo maior robustez e segurança operacional ao sistema elétrico. Assim, embora o SVC demande um investimento inicial mais elevado, sua atuação é mais abrangente e eficiente, sendo a alternativa mais adequada em sistemas onde a confiabilidade e a resposta dinâmica são prioritárias.

REFERÊNCIAS

INSTITUTO BRASILEIRO DE ENSINO PROFISSIONALIZANTE - INBRAEP. **Importância dos Fundamentos da Eletricidade**. Santa Catarina: Equipe INBRAEP, 4 de agosto de 2021. Disponível em: <https://inbraep.com.br/publicacoes/importancia-dos-fundamentos-da-eletricidade/>. Acesso em: 3 de maio de 2024.

RANGEL,R.; GUIMARÃES, C. “**Modelagem de transformadores com dispositivos de comutação em carga para utilização em programas de simulação dinâmica**”. SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica , Rio de Janeiro – RJ,14 a 17 Outubro de 2007. Disponível em : <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/MODELAGEM-DE-TRANSFORMADORES-COM-DISPOSITIVOSDECOMUTAC%CC%A7A%CC%83O-EM-CARGA-PARA-UTILIZAC%CC%A7A%CC%83O-EM-PROGRAMAS-DE-SIMULAC%CC%A7A%CC%83O-DINA%CC%82MICA.pdf>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano decenal de expansão de energia**, Ministério de mina e energia – MME.,2022. Disponível em:https://www.epe.gov.br/sitespt/publicacoesdadosabertos/publicacoes/Publicacao e sArquivos/publicacao-607/topico-609/Relatorio_PDE2031_ConsultaPublica.pdf.

CATTO, A.; BOLZANI,I. **Apagão nacional: o que se sabe até agora**. G1 Globo, 16 de agosto de 2023. Disponível em :<https://g1.globo.com/economia/noticia/2023/08/16/apagao-nacional-o-que-se-sabe-ate-agora.ghtml>

KUNDUR,P.*et al.* **Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions**, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Agosto. 2004.

KUNDUR,P. **Power system stability and control**. McGraw-Hill Education, 1994. ISBN 007035958X. Disponível em: <https://www.amazon.com/System-Stability-ControlPrabhaKundur/dp/007035958X?SubscriptionId=AKIAIOBINVZYXZQZ2U3A&tag=chimbori0520&linkCode=xm2&camp=2025&creative=165953&creativeASIN=007035958X>.

BAYRAM,M.*et al.* **Over excitation limiter for synchronous generators with LabVIEW**, 2018 IEEE 18th International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC), Budapest, Hungary, 2018. Disponível em : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8521755>

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL. **Compensadores estáticos de reativos**, CEPEL, 2 de fevereiro de 2024. Disponível em: <https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/estaticos.html>

CUTSEM,T.;VOURNAS,C. **Voltage stability of electric power systems (power electronics and power systems)**. Springer, 1998. ISBN 0792381394. Disponível em:<https://www.amazon.com/Voltage-Stability-Electric-SystemsElectronics/dp/0792381394?SubscriptionId=AKIAIOBINVZYXZQZ2U3A&tag=chimb0520&linkCode=xm2&camp=2025&creative=165953&creativeASIN=0792381394>.

RIBEIRO,G. **O uso de equivalentes de redes na análise da estabilidade de tensão dos sistemas elétricos de potência**. Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, 4 de agosto de 2011. Disponível em :https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS-8WHMYM/1/gustavo_luiz_silva_ribeiro.pdf

MORALES,H.K.*et al.* **Tipos de compensadores e estratégias de compensação para cargas lineares e não lineares**. CGTI, Janeiro de 2016. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wpcontent/uploads/2016/01/TiposdeCompensadores-e-Estrategias-de-Compensacao-para-Cargas-Lineares-e-Nao-Lineares.pdf>.

SANT'ANA,W. **Implementação de um compensador ativo série para sistemas de distribuição**. 2004. 184 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

DANIEL,L.**Simulação do SVC (compensador estático) no ANATEM**. Prof LucianoDaniel,2021.Disponível:<https://www.youtube.com/watch?v=9AhMisaHi8Q&t=1201s>

WENDLING,M. **Retificador controlado de silício**. Universidade Estadual Paulista-UNESP,2017.Disponívelem:https://www.feg.unesp.br/Home/PaginasPessoais/ProfMarceloWendling/scr_triac_2020.pdf

PONTES,C.B. **Simulação estática e dinâmica do controle de tensão por LTC e compensador estático**. Dissertação de mestrado, PUC Rio de Janeiro,2011. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/13043/13043_5.PDF

OLIVEIRA,C. **Desvendando o compensador estático**. Elétrica sem Limites, 2023. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=4gnikOVLzRs&t=982s>.

FERREIRA,C.; PRADA,R. **Novo modelo de transformador com tap variável em regime permanente**. Rio de Janeiro, 2011. 195p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

DA SILVA,D.;PRADA,R. **A inadequação do fluxo de potência continuado na determinação da margem de carregamento para a estabilidade de tensão**. Rio de Janeiro, 2018. 117p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

GUIMARÃES, C. **Sistemas elétricos de potência e seus principais componentes 2º edição.** Universidade Federal Fluminense, Setembro de 2021. Disponível: https://www.researchgate.net/publication/354902310_Sistemas_Eletricos_de_Potencia_e_seus_Principais_Componentes_2_Edicao

TAYLOR, C. **Power system voltage stability.** McGraw-Hill Education-Europa, 1994. Disponível em: <https://www.amazon.com/System-Voltage-StabilityCarsonTaylor/dp/0071137084?SubscriptionId=AKIAIOBINVZYXZQZ2U3A&tag=chimbori0520&linkCode=xm2&camp=2025&creative=165953&creativeASIN=0071137084>.

APÊNDICE

76

TITU

KUNDUR TEST SYSTEM CHAP14 - LOAD LEVEL 1

DCTE

(Mn)	(Va1)	(Mn)	(Va1)	(Mn)	(Va1)	(Mn)	(Va1)	(Mn)	(Va1)	(Mn)	(Va1)	(Mn)	(Va1)
BASE	100.	DASE	100.	TEPA	.01	EXST	.04	TETP	5.	TBPA	5.		
TLPP	1.	TEPR	.01	QLST	.04	TLPR	1.	TSBZ	.01	TPST	.02		
TSBA	5.	ASTP	.05	VSTP	5.	TLVC	.5	TLTC	.0001	TLPQ	.01		
ZMAX	500.	VDVM	150.	VDVN	50.	TUDC	.01	TADC	.01				
PGER	30.	VFLD	70.	ZMIN	.01	HIST	470.	LFIT	10.	TLPV	.01		
ACIT	80.	LFCV	1.	DCIT	10.	VSIT	10.	LPIT	20.	LFLP	5.		
PDIT	1.	LCRT	24.	LPRT	60.	CSTP	500.						
ICIT	300.	DMAX	10.	FDIV	2.	ICMN	.001	VART	5.	TSTP	33.		
ICMV	.5	APAS	90.	CPAR	60.								

99999

DBAR

(Num)	OETGb(nome)	G1(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)Ar
1	2A BARRA-1	980	3981.								
2	1A BARRA-2	965	1736.			-999999999					
3	1A BARRA-3	1040	1154.			-999999999					
5	B BARRA-5										
6	B BARRA-6	1095									
7	B BARRA-7	1104									763.
8	A BARRA-8								3271.1015.	600.	
9	C BARRA-9										1710.
10	C BARRA-10										
11	A BARRA-11	940							3384.	971.	

99999

DLIN

(De)d	0 d(Pa)	NcEP (R%)	(X%)	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc)	(Cn)	(Ce)Ns
1	5		.2		.8857						
2	6		.45		.8857						
5	6		.4								
6	7 1	.15	2.88	234.6							
6	7 2	.15	2.88	234.6							
6	7 3	.15	2.88	234.6							
6	7 4	.15	2.88	234.6							
6	7 5	.15	2.88	234.6							
3	7		1.25		.9024						
7	8		.3		1.066						
7	9		.26		1.080						
9	10	.1	.3								
10	11		.1	.975	0.9	1.1			11		33

99999

DGBT

(G (kV)

A 13.8

B 500.

C 115.

99999

(DGEI

((Num)	OA	Gr	E(U)	UOpUOn(	Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Xtrf)	(Xd)	(Xq)	(X1)	(fp)	(Sn)
(1	10	1	1	13981.					0.20					
(2	11	1	1	11736.					0.45	207.	199.	15.5	0.952200.	
(3	12	1	1	11154.					1.25	207.	199.	15.5	0.951400.	

(99999

EXLF NEWT FLAT CTAP TAPD

ULOG

11BUS_KUNDUR.SAV

ARQV INIC

SIM

ARQV GRAV NOVO IMPR

01

TITU

KUNDUR TEST SYSTEM CHAP14 - LOAD LEVEL 2

DBAR

(Num)	OETGb(	nome	)Gl(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)	(P1)(Q1)(Sh)Ar
8M	A	BARRA-8		3320.1030. 600.
11M	A	BARRA-11	940	3435. 985.

99999

DLIN

(De)d	O	d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)	(Cn)(Ce)Ns(
10	M	11 1 .1 .9938 0.9 1.1	11 33

99999

EXLF NEWT FLAT CTAP TAPD

ULOG

2

11BUS_KUNDUR.SAV

ARQV GRAV NOVO IMPR

02

TITU

KUNDUR TEST SYSTEM CHAP14 - LOAD LEVEL 3

DBAR

(Num)	OETGb(	nome	)Gl(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)	(P1)(Q1)(Sh)Ar
8M	A	BARRA-8		3345.1038. 600.
11M	A	BARRA-11	940	3460. 993.

99999

DLIN

(De)d	O	d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)	(Cn)(Ce)Ns(
10	M	11 1 .1 1.000 0.9 1.1	11 33

99999

EXLF NEWT FLAT CTAP TAPD

ULOG

2

11BUS_KUNDUR.SAV

ARQV GRAV NOVO IMPR

03

TITU

KUNDUR TEST SYSTEM - LOAD LEVEL 2 - MOTOR LOAD BUS 8

DBAR

(Num)	OETGb(	nome	)Gl(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)	(P1)(Q1)(Sh)Ar
8M	A	BARRA-8		0. 0. 600.
11M	A	BARRA-11	940	3435. 985.

99999

DLIN

(De)d	O	d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)	(Cn)(Ce)Ns(
10	M	11 1 .1 .9938 .9 1.1	11 33

99999

DMOT

(Num)	OE	GrS(C)	(U)	(Rs)	(Xs)	(Xm)	(Rr)	(Xr)	(HPb)	(T)	(P)	(B)
(8	11	100	680	1.	14.5	330.	.8	14.5	4826.			
8	11	100	680	1.	12.7	620.	1.	12.7	5760.			
(8	11	100	710	1.	12.7	655.	1.	12.7	5880.			

99999

EXLF NEWT CTAP TAPD
ULOG
2
11BUS_KUNDUR.SAV
ARQV GRAV NOVO IMPR
04
FIM

78

TITU

79

11 bus nivel 1 + BCO CAP SHUNT

DBAR

(Num)	OETGb(	nome	)Gl(	V)	(	A)	(	Pg)	(	Qg)	(	Qn)	(	Qm)	(Bc	)	(	P1)	(	Q1)	(	Sh)	Ar
1	L2	1BARRA	1	980	0.3987	.601	.5	-9999	999999														
2	L1	1BARRA	2	965	-7.61736	.-85	.2	-9999	999999														
3	L1	1BARRA	3	1040	-21.1154	.503	.1	-9999	999999														
5	L	2BARRA	5	1098	-3.8																		
6	L	2BARRA	6	1095	-11.																		
7	L	2BARRA	7	1105	-27.																	763.	
8	L	1BARRA	8	1020	-32.													3271	.1015	.600			
9	L	3BARRA	9	1026	-32.																	1710.	
10	L	3BARRA	10	952	-37.																		
11	L	1BARRA	11	940	-40.																	3384.	971.

99999

DLIN

(De	)d	O	d(Pa	)NcEP	(	R%	)(	X%	)(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc	)(Cn)	(Ce)	Ns(
1			5	1				.2		.8857							
2			6	1				.45		.8857							
3			7	1				1.25		.9024							
5			6	1				.4									
6			7	1		.15	2.88	234.6									
6			7	2		.15	2.88	234.6									
6			7	3		.15	2.88	234.6									
6			7	4		.15	2.88	234.6									
6			7	5		.15	2.88	234.6									
7			8	1				.3		1.066							
7			9	1				.26		1.08							
9			10	1		.1		.3									
10			11	1				.1		.975	0.9	1.1			11		33

99999

DBSH

(NFr)	O	(NTo)	Nc	C	(Vmn	(Vmx	Bctrl	(Qini)	T	A	(Extr
8			D	0.9	1.1		8		0.	C	
(G	O	E	(U)	UOp	(Sht	)					
1	L	1	0	150.							

FBAN

99999

DGBT

(G	(	kV)
2	500.	
3	115.	
1	13.8	

99999

EXLF NEWT FLAT CTAP TAPD

ULOG

2

CASO BSHUNT150.SAV

ARQV INIC

SIM

ARQV GRAV NOVO IMPR

01

TITU

11 bus nivel 2 + BCO CAP SHUNT

DBAR

(Num)	OETGb(	nome	)Gl(	V)	(	A)	(	Pg)	(	Qg)	(	Qn)	(	Qm)	(Bc	)(	P1)	(	Q1)	(	Sh)	Ar
8M	1BARRA	8	1006																			

11M 1BARRA 11 940 3435. 985. 80

99999
DLIN
(De)d 0 d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)(Cn)(Ce)Ns(
10 M 11 1 .1 .9938 0.9 1.1 11 33

99999
EXLF NEWT FLAT CTAP TAPD
ULOG
2
CASO BSHUNT150.SAV
ARQV GRAV NOVO IMPR
02
TITU
11 bus nivel 3 + BCO CAP SHUNT
DBAR
(Num)OETGb(nome)Gl(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)(P1)(Q1)(Sh)Ar
8M 1BARRA 8 999 3345.1038. 600.
11M 1BARRA 11 940 3460. 993.

99999
DLIN
(De)d 0 d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)(Cn)(Ce)Ns(
10 M 11 1 .1 1.000 0.9 1.1 11 33

99999
EXLF NEWT FLAT CTAP TAPD
ULOG
2
CASO BSHUNT150.SAV
ARQV GRAV NOVO IMPR
03
TITU
11 bus motor + BCO CAP SHUNT
DBAR
(Num)OETGb(nome)Gl(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)(P1)(Q1)(Sh)Ar
8M 1BARRA 8 985 0. 0. 600.
11M 1BARRA 11 940 3435. 981.

99999
DLIN
(De)d 0 d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)(Cn)(Ce)Ns(
10 M 11 1 .1 .9938 0.9 1.1 11 33

99999
DMOT
(Num) OE GrS(C) (U) (Rs) (Xs) (Xm) (Rr) (Xr) (HPb) (T) (P) (B)
(8 1 100 680 1. 14.5 330. .8 14.5 4826.
8 11 100 680 1. 12.7 620. 1. 12.7 5760.

99999
EXLF NEWT CTAP TAPD
ULOG
2
CASO BSHUNT150.SAV
ARQV GRAV NOVO IMPR
04
FIM

TITU

11 bus nivel 1 + SVC

DBAR

(Num)	OETGb(	nome	)Gl(	V)	(	A)	(	Pg)	(	Qg)	(	Qn)	(	Qm)	(Bc	)	(	P1)	(	Q1)	(	Sh)	Ar
1	L2	1BARRA	1	980	0.3987	.601	.5	-9999	999999														
2	L1	1BARRA	2	965	-7.61736	.-85	.2	-9999	999999														
3	L1	1BARRA	3	1040	-21.1154	.503	.1	-9999	999999														
5	L	2BARRA	5	1098	-3.8																		
6	L	2BARRA	6	1095	-11.																		
7	L	2BARRA	7	1105	-27.																	763.	
8	L	1BARRA	8	1020	-32.													3271.	1015.		600.		
9	L	3BARRA	9	1026	-32.																	1710.	
10	L	3BARRA	10	952	-37.																		
11	L	1BARRA	11	940	-40.																	3384.	971.

99999

DLIN

(De	)d	0	d(Pa	)NcEP	(	R%	)	(	X%	)	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc	)	(Cn)	(Ce)	Ns	(	
1			5	1					.2			.8857										
2			6	1					.45			.8857										
3			7	1					1.25			.9024										
5			6	1					.4													
6			7	1		.15		2.88	234.6													
6			7	2		.15		2.88	234.6													
6			7	3		.15		2.88	234.6													
6			7	4		.15		2.88	234.6													
6			7	5		.15		2.88	234.6													
7			8	1				.3			1.066											
7			9	1				.26			1.08											
9			10	1		.1		.3														
10			11	1				.1		.975	0.9	1.1					11					33

99999

DCER

(No	)	0	Gr	Un	(Kb	)	(Inc1)	(	Qg)	(	Qn)	(	Qm)	C	E
8		1	1		8	2.		0.-120.	150.	P	L				

99999

DGBT

(G (kV)

2 500.

3 115.

1 13.8

99999

EXLF NEWT FLAT CTAP TAPD

ULOG

2

SVC150_2%.SAV

ARQV INIC

SIM

ARQV GRAV NOVO IMPR

01

TITU

11 bus nivel 2 + SVC

DBAR

(Num)	OETGb(	nome	)Gl(	V)	(	A)	(	Pg)	(	Qg)	(	Qn)	(	Qm)	(Bc	)	(	P1)	(	Q1)	(	Sh)	Ar	
8M		1BARRA	8	1006																		3320.	1030.	600.
11M		1BARRA	11	940																		3435.	985.	

99999

DLIN

(De)d 0 d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)(Cn)(Ce)Ns(
10 M 11 1 .1 .9938 0.9 1.1 11 82 33

99999

EXLF NEWT FLAT CTAP TAPD

ULOG

2

SVC150_2%.SAV

ARQV GRAV NOVO IMPR

02

TITU

11 bus nivel 3 + SVC

DBAR

(Num)OETGb(nome)Gl(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)(P1)(Q1)(Sh)Ar
8M 1BARRA 8 999 3345.1038. 600.
11M 1BARRA 11 940 3460. 993.

99999

DLIN

(De)d 0 d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)(Cn)(Ce)Ns(
10 M 11 1 .1 1.000 0.9 1.1 11 33

99999

EXLF NEWT FLAT CTAP TAPD

ULOG

2

SVC150_2%.SAV

ARQV GRAV NOVO IMPR

03

TITU

11 bus motor + SVC

DBAR

(Num)OETGb(nome)Gl(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)(P1)(Q1)(Sh)Ar
8M 1BARRA 8 985 0. 0. 600.
11M 1BARRA 11 940 3435. 981.

99999

DLIN

(De)d 0 d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)(Cn)(Ce)Ns(
10 M 11 1 .1 .9938 0.9 1.1 11 33

99999

DMOT

(Num) OE GrS(C) (U) (Rs) (Xs) (Xm) (Rr) (Xr) (HPb) (T) (P) (B)
(8 1 100 680 1. 14.5 330. .8 14.5 4826.
8 11 100 680 1. 12.7 620. 1. 12.7 5760.

99999

EXLF NEWT CTAP TAPD

ULOG

2

SVC150_2%.SAV

ARQV GRAV NOVO IMPR

04

FIM

```

(=====
( TITULO DO CASO
(=====
TITU
KUNDUR TEST SYSTEM - 11 BUS TEST SYSTEM - CHAP.14
(
(=====
( ASSOCIACAO DE UNIDADES LOGICAS
(=====
DARQ
(Tipo) (C) ( Nome do Arquivo
OUT      OUT/11BUS_KUNDUR_NIVEL4.OUT
LOG      LOG/11BUS_KUNDUR_NIVEL4.LOG
PLT      PLT/11BUS_KUNDUR_NIVEL4.PLT
SAV      4  11BUS_KUNDUR.SAV
CDU      11BUS.CDU
999999
(
(=====
( DADOS DE PADRAO PARA OPCOES DE EXECUCAO
(=====
DOPC IMPR CONT FILE
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E')
IMPR     FILE
999999
(
(=====
( CONSTANTES DO PROGRAMA
(=====
(DCTE
((Ct) (Val )
(TEPQ   .01
(TABS   1E-7
(TETE   1E-4
(TEMD   1E-4
(MRDC   200
(ITMR   100
(MRAC   100
(999999
(
(=====
( ASSOCIAÇÃO DE CDU
(=====
ACDU
(ncdu) (ntop) ( nome cdu )
102    101    AVR-G2
FIMCDU
103    102    AVR-G3
FIMCDU
201    201    LTC
FIMCDU
999999
(
(=====
( MODELO DOS GERADORES
(=====

```

(BARRA INFINITA - BARRA-1

DMDG MD01

(No) (L'd)(Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

01 60

999999

(

(GERADOR G2 - BARRA-2 - ROTOR CILINDRICO

DMDG MD03

(No) (CS) (Ld)(Lq)(L'd)(L'q)(L''d)(Ll)(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)

02 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062

(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

02 .46 2.09 0.2200.60

999999

(

(GERADOR G3 - BARRA-3 - ROTOR CILINDRICO

DMDG MD03

(No) (CS) (Ld)(Lq)(L'd)(L'q)(L''d)(Ll)(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)

03 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062

(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

03 .46 2.33 0.1400.60

999999

(

(=====

(ASSOCIACAO DE MAQUINAS COM MODELOS

(=====

DMAQ

(Nb) Gr (P) (Q) Und (Mg) (Mt)u(Mv)u(Me)u(Xvd)(Nbc)

BARRA INF

1	10		1	1	
2	10		1	2	102U
3	10		1	3	103U

999999

(

(=====

(ASSOCIAÇÃO DE MODELOS DE OLTC

(=====

DLTC

(De) (Pa) Nc (Mt)u (Tmn) (Tmx) Nst (Kbs)

10	11	1	201U	0.9	1.1	32	11
----	----	---	------	-----	-----	----	----

999999

(

(=====

(DADOS DA CARGA

(=====

DCAR

(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) (A) (B) (C) (D) (Vfd)

BARR	11					50	50	50	50	60.
BARR	8					0	0	0	0	60.

999999

(

(=====

(DADOS DE MOTOR DE INDUÇÃO

(=====

DMOT

(Nb) Gr (H) (K0) (K1) (K2) (EXP) M (Mt)

8	11	0.6	0.	0.	1.	2.	2
---	----	-----	----	----	----	----	---

999999

```

(
(=====
( EVENTOS
(=====
DEVT IMPR
(Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und (B1)P ( Rc ) ( Xc ) (
ABCI 10.00 6 7 1 6
ABCI 10.00 6 7 1 7
(APCL 10. 6 7 1 50.
(ABCI 10.05 6 7 1 6
(ABCI 10.05 6 7 1 7
999999
(
(=====
( DADOS DE MUDANÇA DE CENÁRIO (CARGA/GERAÇÃO)
(=====
(DCEN IMPR
((Tm) (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (Var )(Tin)(Tfi)(N)( % )
(CARG AREA 1 1. 400.400 19.
(999999
(
(=====
( VARIÁVEIS DE SAÍDA
(=====
DPLT
(Tipo)M( El ) ( Pa) Nc Gp ( Br) Gr ( Ex) (B1) P
DELT 3 10 1 10 ÂNGULO DO ROTOR DE G3 EM
DELT 2 10 1 10 ÂNGULO DO ROTOR DE G2 EM
VOLT 1
VOLT 2 TENSÃO NA BARRA-2 [pu]
VOLT 3
VOLT 5
VOLT 6
VOLT 7
VOLT 8
VOLT 9
VOLT 10
VOLT 11
TAP 10 11 TAP DO OLTC NA BARRA 10
PTERM 1 10 POTÊNCIA ATIVA [MW] TERM
PTERM 2 10
PTERM 3 10
QELE 1 10 POTÊNCIA REATIVA [MVar]
QELE 2 10
QELE 3 10
PCAR 8 POTÊNCIA ATIVA [MW] DA C
PCAR 11
QCAR 8 POTÊNCIA REATIVA [MVar]
QCAR 11
(CDU 102 16 IFDG2 - CORRENTE DE CAM
CDU 103 16 IFDG3 - CORRENTE DE CAMP
FLXA 6 7 1 FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA
FLXA 6 7 2
FLXA 6 7 3
FLXA 6 7 4
FLXA 6 7 5

```

FREQ	11	
EFD	3	10
EFD	2	10
PMOT	8	11
QMOT	8	11
WRMOT	8	11

FREQUÊNCIA NA BARRA-11 [

86

Hz]

999999

(
EXSI INIC
(
(=====

(RELATORIO DAS CONDIÇÕES OPERATIVAS INICIAIS DO SISTEMA

(=====

RELA RBLI RBAR RGER ROPG RCDU

(
DSIM
(Tmax) (Stp) (P) (I)
300.00 .0001 1001

(
EXSI DLCA SAD2

(
(=====

(RELATORIO DAS CONDIÇÕES OPERATIVAS FINAIS DO SISTEMA

(=====

RELA RBLI RBAR RGER ROPG RCDU

(
FIM

```

(=====
( TITULO DO CASO
(=====
TITU
KUNDUR 11-BUS TEST SYSTEM + BSH150 ABERTURA LINHA
(
(=====
( ASSOCIACAO DE UNIDADES LOGICAS
(=====
DARQ
(Tipo) (C) ( Nome do Arquivo
OUT      OUT/11BUS_KUNDUR+BSH150_ABL4.OUT
LOG      LOG/11BUS_KUNDUR+BSH150_ABL4.LOG
PLT      PLT/11BUS_KUNDUR+BSH150_ABL4.PLT
SAV      4  CASO BSHUNT160.SAV
CDU      11BUS.CDU
999999
(
(=====
( DADOS DE PADRAO PARA OPCOES DE EXECUCAO
(=====
DOPC IMPR CONT FILE
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E')
IMPR     FILE
999999
(
(=====
( CONSTANTES DO PROGRAMA
(=====
(DCTE
((Ct) (Val )
(TEPQ   .01
(TABS   1E-7
(TETE   1E-4
(TEMD   1E-4
(MRDC   200
(ITMR   100
(MRAC   100
(999999
(
(=====
( ASSOCIAÇÃO DE CDU
(=====
ACDU
(ncdu) (ntop) ( nome cdu )
102    101    AVR-G2
FIMCDU
103    102    AVR-G3
FIMCDU
201    201    LTC
FIMCDU
2190   2190   SVC
FIMCDU
999999
(
(=====

```


(MODELO DOS GERADORES

(=====

(BARRA INFINITA - BARRA-1

DMDG MD01

(No) (L'd)(Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

01 60

999999

(

(GERADOR G2 - BARRA-2 - ROTOR CILINDRICO

DMDG MD03

(No) (CS) (Ld)(Lq)(L'd)(L'q)(L''d)(Ll)(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)

02 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062

(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

02 .46 2.09 0.2200.60

999999

(

(GERADOR G3 - BARRA-3 - ROTOR CILINDRICO

DMDG MD03

(No) (CS) (Ld)(Lq)(L'd)(L'q)(L''d)(Ll)(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)

03 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062

(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

03 .46 2.33 0.1400.60

999999

(

(=====

(ASSOCIACAO DE MAQUINAS COM MODELOS

(=====

DMAQ

(Nb) Gr (P) (Q) Und (Mg) (Mt)u(Mv)u(Me)u(Xvd)(Nbc)

1	10		1	1	
2	10		1	2	102U
3	10		1	3	103U

BARRA INF

999999

(

(=====

(ASSOCIAÇÃO DE MODELOS DE OLTC

(=====

DLTC

(De) (Pa) Nc (Mt)u (Tmn) (Tmx) Nst (Kbs)

10 11 1 201U 0.9 1.1 32 11

999999

(

(=====

(DADOS DA CARGA

(=====

DCAR

(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) (A) (B) (C) (D) (Vfd)

BARR 11 50 50 50 50 60.

BARR 8 0 0 0 0 60.

999999

(

(=====

(DADOS DE MOTOR DE INDUÇÃO

(=====

DMOT

(Nb) Gr (H) (K0) (K1) (K2) (EXP) M (Mt)

```
(=====
( EVENTOS
(=====
DEVT IMPR
(Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und (Bl)P ( Rc ) ( Xc ) (
( ABERTURA DE LINHA
ABCI 10. 6 7 1 6
ABCI 10. 6 7 1 7
(MDSH 70.5 8 1 1
MDSH 10.08333 8 1 1
( CURTO CIRCUITO LT 6-7
(Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und (Bl)P ( Rc ) ( Xc ) (
(APCL 10. 6 7 1 6 50
(ABCI 10.052 6 7 1 6
(ABCI 10.052 6 7 1 7
(MDSH 10.1353 8 1 1
```

```
999999
(=====
( DADOS DE MUDANÇA DE CENÁRIO (CARGA/GERAÇÃO)
(=====
(DCEN IMPR
((Tm) (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (Var ) (Tin)(Tfi)(N)( % )
(CARG AREA 1 1. 400.400 19.
999999
```

```
(=====
( VARIAVEIS DE SAIDA
(=====
DPLT
(Tipo)M( El ) ( Pa) Nc Gp ( Br) Gr ( Ex) (Bl) P
DELT 3 10 1 10 ÂNGULO DO ROTOR DE G3 EM
DELT 2 10 1 10 ÂNGULO DO ROTOR DE G2 EM
VOLT 1
VOLT 2 TENSÃO NA BARRA-2 [pu]
VOLT 3
VOLT 5
VOLT 6
VOLT 7
VOLT 8
VOLT 9
VOLT 10
VOLT 11
TAP 10 11 TAP DO OLTC NA BARRA 10
PTERM 1 10 POTÊNCIA ATIVA [MW] TERM
PTERM 2 10
PTERM 3 10
QELE 1 10 POTÊNCIA REATIVA [MVar]
QELE 2 10
QELE 3 10
PCAR 8 POTÊNCIA ATIVA [MW] DA C
PCAR 11
QCAR 8 POTÊNCIA REATIVA [MVar]
```

QCAR	11		
(CDU	102		
CDU	103		
FLXA	6	7	1
FLXA	6	7	2
FLXA	6	7	3
FLXA	6	7	4
FLXA	6	7	5
FREQ	11		
EFD	3		10
EFD	2		10
PMOT	8		11
QMOT	8		11
WRMOT	8		11
QSHT	8		
QBSH	8		1
NUBSH	8		1

999999

```

(=====
( TITULO DO CASO
(=====
TITU
KUNDUR 11-BUS TEST SYSTEM + SVC ABERTURA DA LINHA
(
(=====
( ASSOCIACAO DE UNIDADES LOGICAS
(=====
DARQ
(Tipo) (C) ( Nome do Arquivo
OUT      OUT/11BUS_KUNDUR+SVC3%_ABL_LL4.OUT
LOG      LOG/11BUS_KUNDUR+SVC3%_ABL_LL4.LOG
PLT      PLT/11BUS_KUNDUR+SVC3%_ABL_LL4.PLT
SAV      4   SVC350_2%.SAV
CDU      11BUS.CDU
999999
(
(=====
(DADOS DE PADRAO PARA OPCOES DE EXECUCAO
(=====
DOPC IMPR CONT FILE
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E')
IMPR     FILE
999999
(
(=====
( CONSTANTES DO PROGRAMA
(=====
(DCTE
((Ct) (Val )
(TEPQ   .01
(TABS   1E-7
(TETE   1E-4
(TEMD   1E-4
(MRDC   200
(ITMR   100
(MRAC   100
(999999
(
(=====
( ASSOCIAÇÃO DE CDU
(=====
ACDU
(ncdu) (ntop) ( nome cdu )
102    101    AVR-G2
FIMCDU
103    102    AVR-G3
FIMCDU
201    201    LTC
FIMCDU
2190   2190   SVC
FIMCDU
999999
(
(=====

```

(MODELO DOS GERADORES

(=====

(BARRA INFINITA - BARRA-1

DMDG MD01

(No) (L'd)(Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

01 60

999999

(

(GERADOR G2 - BARRA-2 - ROTOR CILINDRICO

DMDG MD03

(No) (CS) (Ld)(Lq)(L'd)(L'q)(L''d)(Ll)(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)

02 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062

(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

02 .46 2.09 0.2200.60

999999

(

(GERADOR G3 - BARRA-3 - ROTOR CILINDRICO

DMDG MD03

(No) (CS) (Ld)(Lq)(L'd)(L'q)(L''d)(Ll)(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)

03 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062

(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

03 .46 2.33 0.1400.60

999999

(

(=====

(ASSOCIACAO DE MAQUINAS COM MODELOS

(=====

DMAQ

(Nb) Gr (P) (Q) Und (Mg) (Mt)u(Mv)u(Me)u(Xvd)(Nbc)

BARRA INF

1	10		1	1	
2	10		1	2	102U
3	10		1	3	103U

999999

(

(=====

(ASSOCIAÇÃO DE MODELOS DE OLTC

(=====

DLTC

(De) (Pa) Nc (Mt)u (Tmn) (Tmx) Nst (Kbs)

10 11 1 201U 0.9 1.1 32 11

999999

(

(=====

(DADOS DA CARGA

(=====

DCAR

(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) (A) (B) (C) (D) (Vfd)

BARR 11 50 50 50 50 60.

BARR 8 0 0 0 0 60.

999999

(

(=====

(DADOS DE MOTOR DE INDUÇÃO

(=====

DMOT

(Nb) Gr (H) (K0) (K1) (K2) (EXP) M (Mt)

999999

(

(=====

(MODELO DE COMPENSADOR ESTÁTICO DE REATIVOS

(=====

DMCE MD01

(No) (K)(T)(T1)(T2)

800 50. 0.05 0.04 0.02

999999

(

(=====

(COMPENSADOR ESTÁTICO DE REATIVOS (SVC)

(=====

DCER IMPR

(Nb) Gr (Mc)u(Me)u

(8 1 800

8 1 2190u

999999

(

(=====

(EVENTOS

(=====

DEVT IMPR

(Tp) (Tempo)(El)(Pa)Nc(Ex) (%) (ABS) Gr Und (Bl)P (Rc) (Xc) (

(ABERTURA DE LINHA

ABCI 10. 6 7 1 6

ABCI 10. 6 7 1 7

(CURTO CIRCUITO LT 6-7

(Tp) (Tempo)(El)(Pa)Nc(Ex) (%) (ABS) Gr Und (Bl)P (Rc) (Xc) (

(APCL 10. 6 7 1 6 50

(ABCI 10.052 6 7 1 6

(ABCI 10.052 6 7 1 7

999999

(=====

(DADOS DE MUDANÇA DE CENÁRIO (CARGA/GERAÇÃO)

(=====

(DCEN IMPR

((Tm) (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) (Var)(Tin)(Tfi)(N)(%)

(CARG AREA 1 1. 400.400 19.

(999999

(

(=====

(VARIAVEIS DE SAIDA

(=====

DPLT

(Tipo)M(El) (Pa) Nc Gp (Br) Gr (Ex) (Bl) P

DELT 3 10 1 10

DELT 2 10 1 10

VOLT 1

VOLT 2

VOLT 3

VOLT 5

VOLT 6

VOLT 7

VOLT 8

VOLT 9

VOLT 10

ÂNGULO DO ROTOR DE G3 EM

ÂNGULO DO ROTOR DE G2 EM

TENSÃO NA BARRA-2 [pu]

(MODELO DOS GERADORES

(=====

(BARRA INFINITA - BARRA-1

DMDG MD01

(No) (L'd)(Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

01 60

999999

(

(GERADOR G2 - BARRA-2 - ROTOR CILINDRICO

DMDG MD03

(No) (CS) (Ld)(Lq)(L'd)(L'q)(L''d)(Ll)(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)

02 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062

(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

02 .46 2.09 0.2200.60

999999

(

(GERADOR G3 - BARRA-3 - ROTOR CILINDRICO

DMDG MD03

(No) (CS) (Ld)(Lq)(L'd)(L'q)(L''d)(Ll)(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)

03 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062

(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr C

03 .46 2.33 0.1400.60

999999

(

(=====

(ASSOCIACAO DE MAQUINAS COM MODELOS

(=====

DMAQ

(Nb) Gr (P) (Q) Und (Mg) (Mt)u(Mv)u(Me)u(Xvd)(Nbc)

1	10		1	1	
2	10		1	2	102U
3	10		1	3	103U

BARRA INF

999999

(

(=====

(ASSOCIAÇÃO DE MODELOS DE OLTC

(=====

DLTC

(De) (Pa) Nc (Mt)u (Tmn) (Tmx) Nst (Kbs)

10 11 1 201U 0.9 1.1 32 11

999999

(

(=====

(DADOS DA CARGA

(=====

DCAR

(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) (A) (B) (C) (D) (Vfd)

BARR 11 50 50 50 50 60.

BARR 8 0 0 0 0 60.

999999

(

(=====

(DADOS DE MOTOR DE INDUÇÃO

(=====

DMOT

(Nb) Gr (H) (K0) (K1) (K2) (EXP) M (Mt)

```
(=====
( EVENTOS
(=====
DEVT IMPR
(Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und (Bl)P ( Rc ) ( Xc ) (
( ABERTURA DE LINHA
(ABCI 10. 6 7 1 6
(ABCI 10. 6 7 1 7
(MDSH 70.5 8 1 1
(MDSH 10.08333 8 1 1
( CURTO CIRCUITO LT 6-7
(Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und (Bl)P ( Rc ) ( Xc ) (
APCL 10. 6 7 1 6 50
ABCI 10.053 6 7 1 6
ABCI 10.053 6 7 1 7
MDSH 10.1353 8 1 1
```

```
999999
(=====
( DADOS DE MUDANÇA DE CENÁRIO (CARGA/GERAÇÃO)
(=====
(DCEN IMPR
((Tm) (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (Var ) (Tin)(Tfi)(N)( % )
(CARG AREA 1 1. 400.400 19.
999999
```

```
(=====
( VARIÁVEIS DE SAÍDA
(=====
DPLT
(Tipo)M( El ) ( Pa) Nc Gp ( Br) Gr ( Ex) (Bl) P
DELT 3 10 1 10 ÂNGULO DO ROTOR DE G3 EM
DELT 2 10 1 10 ÂNGULO DO ROTOR DE G2 EM
VOLT 1
VOLT 2 TENSÃO NA BARRA-2 [pu]
VOLT 3
VOLT 5
VOLT 6
VOLT 7
VOLT 8
VOLT 9
VOLT 10
VOLT 11
TAP 10 11 TAP DO OLTC NA BARRA 10
PTERM 1 10 POTÊNCIA ATIVA [MW] TERM
PTERM 2 10
PTERM 3 10
QELE 1 10 POTÊNCIA REATIVA [MVar]
QELE 2 10
QELE 3 10
PCAR 8 POTÊNCIA ATIVA [MW] DA C
PCAR 11
QCAR 8 POTÊNCIA REATIVA [MVar]
```

QCAR	11		
(CDU	102		
CDU	103		
FLXA	6	7	1
FLXA	6	7	2
FLXA	6	7	3
FLXA	6	7	4
FLXA	6	7	5
FREQ	11		
EFD	3		10
EFD	2		10
PMOT	8		11
QMOT	8		11
WRMOT	8		11
QSHT	8		
QBSH	8		1
NUBSH	8		1

999999

```
(=====
( TITULO DO CASO
(=====
TITU
KUNDUR 11-BUS TEST SYSTEM + SVC
(
(=====
( ASSOCIACAO DE UNIDADES LOGICAS
(=====
DARQ
(Tipo) (C) ( Nome do Arquivo
OUT      OUT/11BUS_KUNDUR+SVC3%_APCL53MS_LL4.OUT
LOG      LOG/11BUS_KUNDUR+SVC3%_APCL53MS_LL4.LOG
PLT      PLT/11BUS_KUNDUR+SVC3%_APCL53MS_LL4.PLT
SAV      4   SVC150_3%.SAV
CDU      11BUS.CDU
999999
(
(=====
(DADOS DE PADRAO PARA OPCOES DE EXECUCAO
(=====
DOPC IMPR CONT FILE
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E' )
IMPR     FILE
999999
(
(=====
( CONSTANTES DO PROGRAMA
(=====
(DCTE
((Ct) (Val )
(TEPQ    .01
(TABS    1E-7
(TETE    1E-4
(TEMD    1E-4
(MRDC    200
(ITMR    100
(MRAC    100
(999999
(
(=====
( ASSOCIAÇÃO DE CDU
(=====
ACDU
(ncdu) (ntop) ( nome cdu )
102    101    AVR-G2
FIMCDU
103    102    AVR-G3
FIMCDU
201    201    LTC
FIMCDU
2190   2190   SVC
FIMCDU
999999
(
(=====
```

```
( MODELO DOS GERADORES
(=====
( BARRA INFINITA - BARRA-1
DMDG MD01
(No) (L'd)(Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
01 60
999999
(
( GERADOR G2 - BARRA-2 - ROTOR CILINDRICO
DMDG MD03
(No) (CS) (Ld )(Lq )(L'd)(L'q)(L''d)(Ll )(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)
02 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062
(No) (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
02 .46 2.09 0.2200.60
999999
(
( GERADOR G3 - BARRA-3 - ROTOR CILINDRICO
DMDG MD03
(No) (CS) (Ld )(Lq )(L'd)(L'q)(L''d)(Ll )(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)
03 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062
(No) (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
03 .46 2.33 0.1400.60
999999
(
(=====
( ASSOCIACAO DE MAQUINAS COM MODELOS
(=====
DMAQ
( Nb) Gr (P) (Q) Und ( Mg ) ( Mt )u( Mv )u( Me )u(Xvd)(Nbc)
1 10 1 1
2 10 1 2 102U
3 10 1 3 103U
999999
(
(=====
( ASSOCIAÇÃO DE MODELOS DE OLTC
(=====
DLTC
( De) ( Pa) Nc ( Mt )u (Tmn) (Tmx) Nst ( Kbs)
10 11 1 201U 0.9 1.1 32 11
999999
(
(=====
( DADOS DA CARGA
(=====
DCAR
(tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (A) (B) (C) (D) (Vfd)
BARR 11 50 50 50 50 60.
BARR 8 0 0 0 0 60.
999999
(
(=====
( DADOS DE MOTOR DE INDUÇÃO
(=====
DMOT
( Nb) Gr ( H ) ( K0 ) ( K1 ) ( K2 ) ( EXP) M ( Mt )
```

BARRA INF

8 11 0.6 0. 0. 1. 2. 2
999999

```
(
(=====
( MODELO DE COMPENSADOR ESTÁTICO DE REATIVOS
(=====
```

DMCE MD01

```
(No) ( K )( T )(T1 )(T2 )
800 50. 0.05 0.04 0.02
```

999999

```
(=====
( COMPENSADOR ESTÁTICO DE REATIVOS (SVC)
(=====
```

DCER IMPR

```
( Nb ) Gr ( Mc )u( Me )u
( 8 1 800
8 1 2190u
```

999999

```
(=====
( EVENTOS
(=====
```

DEVT IMPR

```
(Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und (Bl)P ( Rc ) ( Xc ) (
( ABERTURA DE LINHA
(ABCI 10. 6 7 1 6
(ABCI 10. 6 7 1 7
( CURTO CIRCUITO LT 6-7
(Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und (Bl)P ( Rc ) ( Xc ) (
APCL 10. 6 7 1 6 50
ABCI 10.053 6 7 1 6
ABCI 10.053 6 7 1 7
```

999999

```
(=====
( DADOS DE MUDANÇA DE CENÁRIO (CARGA/GERAÇÃO)
(=====
```

(DCEN IMPR

```
((Tm) (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (Var )(Tin)(Tfi)(N)( % )
(CARG AREA 1 1. 400.400 19.
```

(999999

```
(
(=====
( VARIAVEIS DE SAIDA
(=====
```

DPLT

```
(Tipo)M( El ) ( Pa) Nc Gp ( Br) Gr ( Ex) (Bl) P
```

DELT 3 10 1 10

DELT 2 10 1 10

VOLT 1

VOLT 2

VOLT 3

VOLT 5

VOLT 6

VOLT 7

VOLT 8

VOLT 9

VOLT 10

ÂNGULO DO ROTOR DE G3 EM

ÂNGULO DO ROTOR DE G2 EM

TENSÃO NA BARRA-2 [pu]

RELA RBLI RBAR RGER ROPG RCDU
(
FIM

```

(
( REFERÊNCIA: P.KUNDUR, POWER SYSTEM CONTROL AND STABILITY, MCGRAW-HILL, 1994.
(
(=====
( CONTROLORES DEFINIDOS PELO USUARIO
(=====
DTDU
(ntop) ( nome topo)
  0101 AVR
(EFPA (nome) ( valor )
DEFPAR #TR
DEFPAR #KA 400.
(
( EXCITATRIZ COM TIRISTORES E ALTO GANHO - KUNDUR CHAP.14
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD VREF
0002 IMPORT VOLT VT
0003 LEDLAG VT V1 1. 0. 1. #TR
0004 SOMA VREF X6
-V1 X6
0005 GANHO X6 EFD$ #KA
0017 LIMITA EFD$ EFD EFDMIN EFDMAX
0015 EXPORT EFD EFD
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL EFDMIN 0.
DEFVAL EFDMAX 4.60
FIMCDU
(ntop) ( nome topo)
  0102 AVR+OXL
(EFPA (nome) ( valor )
DEFPAR #TR 0.02
DEFPAR #KA 400.
DEFPAR #K1 0.41
DEFPAR #K2 12.6
DEFPAR #Xd-X1 1.915 REATÂNCIA SÍNCRONA NÃO-SATURADA (Xadu)
(
( OXL - LIMITADOR DE SOBRECORRENTE - KUNDUR CHAP.14
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0006 IMPORT IFD IFD
0016 GANHO IFD IFDGER #Xd-X1
0007 ENTRAD IFMAX1
0008 ENTRAD IFMAX2
0009 SOMA -IFDGER X1
IFMAX1 X1
0010 PROINT X1 X2 1. 0. 1. ILIM ZERO
0011 GANHO X2 IFD1 #K1
0012 SOMA -IFD1 X3
-IFMAX2 X3
IFDGER X3
0013 LIMITA X3 X4 ZERO INFTO
0014 GANHO X4 VOXL #K2
(
( EXCITATRIZ COM TIRISTORES E ALTO GANHO - KUNDUR CHAP.14
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD VREF

```

```

0002 IMPORT VOLT      VT      VT
0003 LEDLAG           VT      V1      1.      0.      1.      #TR
0004 SOMA             VREF     X6
                        -V1     X6
                        -VOXL    X6
0005 GANHO            X6      EFD$     #KA
0017 LIMITA           EFD$     EFD
0015 EXPORT EFD       EFD

```

```

(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      X2      0.
DEFVAL      EFDMIN  0.
DEFVAL      EFDMAX  4.60
DEFVAL      IFMAX1  3.02
DEFVAL      IFMAX2  4.60
DEFVAL      ZERO    0.
DEFVAL      INFTO   1E+6
DEFVAL      ILIM    -3.85

```

FIMCDU

```

(ntop) ( nome topo)
  0201 OLTC      SNPTTE XIX - RANGEL & C.H.C GUIMARÃES
(EFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #X1      0.02 |
DEFPAR #Y1      0.0  | DADOS DO SENSOR
DEFPAR #X2      0.02 | PARA BANDA MORTA
DEFPAR #Y2      1.0  |

```

```

(
( SENSOR COM BANDA MORTA
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)

```

```

0001 IMPORT VBUS      VREF
0002 IMPORT VLTC      VM
0003 SOMA             VM      DV
                        -VREF  DV
0007 ENTRAD          BLOQ
0008 ENTRAD          ENAB
0009 ENTRAD          SIGN
0010 MULTPL          DV      ERR
                        ENAB   ERR
                        BLOQ   ERR
                        SIGN   ERR
0011 FUNCAO ABS      ERR      ERRa
0012 FUNCAO SINAL    ERR      X2
0013 FUNCAO HISTE1   ERRa     PBM      #X1      #Y1      1
                        #X2      #Y2
0014 MULTPL          PBM      PBMS
                        X2      PBMS
0015 DELAY           PBMS     X3
0016 MULTPL          X3      X4
                        PBMS     X4
0017 LOGIC .AND.     X4      PSENS
                        PBM      PSENS

```

```

(
( RELÉ COM DUPLA TEMPORIZAÇÃO
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0018 ENTRAD          UM
0019 ENTRAD          V

```

```

0020 LOGIC .AND. PCOM X7
      PSENS X7
0021 LOGIC .NOT. PSENS X8
0022 LOGIC .OR. PCOM R
      X8 R
0023 INTRES UM TMPREL 1.
      R TMPREL
      V TMPREL
0024 LOGIC FFLOP1 X8 FF0
      X7 FF0
0053 DELAY FF0 FF
0025 ENTRAD TNOM1
0026 ENTRAD TNOM2
0027 SELET2 TNOM1 TREF
      TNOM2 TREF
      FF TREF
0028 COMPAR .GT. TMPREL PREL
      TREF PREL
(
( ACIONAMENTO DO MOTOR PARA COMUTAÇÃO DO TAP
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0029 LOGIC .AND. PREL X9
      BLQCOM X9
0030 DELAY X9 PSCOM
0031 LOGIC FFLOP1 PRCOM X10
      PSCOM X10
0032 LOGIC .NOT. X10 R1
0033 INTRES UM TMPCOM 1.
      R1 TMPCOM
      V TMPCOM
0034 LOGIC .NOT. TMPCOM BLQCOM
0035 ENTRAD TMCOM
0036 IMPORT DT DT
0037 SOMA TMCOM TMCOMC
      -DT TMCOMC
0038 COMPAR .GT. TMPCOM PCOM
      TMCOMC PCOM
0039 DELAY PCOM PRCOM
(
( POSIÇÃO DO TAP
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0040 S/HOLD PBMS PBMSH
      PSCOM PBMSH
0041 MULTPL PCOM DNTAP
      PBMSH DNTAP
0042 SOMA DNTAP NTAPn
      NTAPa NTAPn
0045 LIMITA NTAPn NTAP NTAPMN NTAPMX
0046 DELAY NTAP NTAPa
0047 IMPORT DTAP DTAP
0048 ENTRAD TAPNT
0049 MULTPL NTAP X11
      DTAP X11
0050 SOMA X11 TAPn
      TAPNT TAPn
0051 S/HOLD TAPn TAP

```

```

PCOM    TAP
0052 EXPORT TAP    TAP
(
( CÁLCULO DA POSIÇÃO INICAL DO TAP (NTAP_0)
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0060*IMPORT TAP    TAP_0
0061*SOMA          TAP_0 X12
                    -TAPNT X12
0062*DIVSAO        X12    NTAP0
                    DTAP    NTAP0
0063*FUNCAO ROUND NTAP0 NTAP_0
0064*SAIDA         NTAP_0
(
( CÁLCULO DA POSIÇÃO MÁXIMA DO TAP (NTAPMX)
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0065*IMPORT TAPMAX    TAPMAX
0066*SOMA          TAPMAX X13
                    -TAPNT X13
0067*DIVSAO        X13    NTAPMX
                    DTAP    NTAPMX
(
( CÁLCULO DA POSIÇÃO MÍNIMA DO TAP (NTAPMN)
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0068*IMPORT TAPMIN    TAPMIN
0069*SOMA          TAPMIN X14
                    -TAPNT X14
0070*DIVSAO        X14    NTAPMN
                    DTAP    NTAPMN
(
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 ) ( d2 )
DEFVAL    V          0
DEFVAL    UM         1.
DEFVAL    TNOM1      30.0      TEMPORIZAÇÃO PARA O PRIMEIRO TAP
DEFVAL    TNOM2       5.0      TEMPORIZAÇÃO PARA O SEGUNDO TAP
DEFVAL    SIGN        1
DEFVAL    ENAB        1
DEFVAL    BLOQ        1
DEFVAL    X10         0
DEFVAL    TMCOM       5E-3
DEFVAL VAR    NTAP    NTAP_0
DEFVAL    TAPNT       1
DEFVAL    PBMSH       0
FIMCDU
(ntop) ( nome topo)
    2190    C_ESTATICO
(EFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #K2          0.05
DEFPAR #K3          100.
DEFPAR #Slope       0.03
DEFPAR #Tf          0.005
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT VCES    Vces
0002 LEDLAG        Vces Vmed    1.0    0.0    1.0#tf
0003 ENTRAD        Vref
0004 GANHO         Qces X4      #Slope
0005 SOMA          Vref Err

```

		-Vmed	Err					
		-X4	Err					
0006	PROINT	Err	Y	#K3	#K2	1.0	Bmin	Bmax
0007	LIMITA	Y	Y1				Bmin	Bmax
0008	IMPORT	QCES	Qces					
0009	EXPORT	BCES	Y1					
0010	IMPORT	BMXCES	Bmax					
0011	IMPORT	BMNCES	Bmin					

FIMCDU
999999