



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação

**Estudo de estabilidade de uma rede elétrica de média e
alta tensão de uma indústria petroquímica**

NATHAN ASSIS DEMOLINER

Bacharel em Engenharia Elétrica

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica - Ramo de Energia

Orientador (es):

Doutor João José Oliveira Lopes

Doutor Rui José oliveira N. Pestana

Júri:

Presidente:

Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais:

Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Doutor Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

Setembro de 2019

AGRADECIMENTO

São tantas pessoas para agradecer neste período em que realizei esta dissertação para a conclusão do mestrado de engenharia eletrotécnica, mas não poderia deixar de primeiramente dedicar este trabalho aos meus pais, meus companheiros durante estes anos todos, sempre com mensagens positivas, ensinamentos profundos e amor incondicional. Meu caráter e personalidade são reflexos dos exemplos e atitudes destas duas pessoas de valor imensurável.

A minha família por sempre me abastecer com o carinho que em tantos momentos difíceis são o melhor combustível para seguir em frente.

A minha companheira Bianca, por se privar junto comigo nestes últimos meses de muitas atividades que gostaríamos de fazer, sempre com seu apoio e carinho, e por compreender o quanto este trabalho é importante na minha trajetória acadêmica.

Aos meus colegas da empresa Efacec, pessoas com quem amadureci tanto no âmbito profissional quanto no pessoal, sempre acrescentando conhecimento na área de engenharia.

Aos meus orientadores, pelo suporte na organização das etapas a serem desenvolvidas neste projeto, além da contribuição técnica na resolução de problemas encontrados durante as simulações.

Por fim, meu muito obrigado a todos amigos que estiveram presentes nesta longa trajetória, a contribuir com momentos de felicidade e carinho.

RESUMO

O ponto crítico em um sistema de energia elétrica, é garantir que a rede funcione com um grau de fiabilidade e com características de tensão e frequência padronizados por órgãos responsáveis, a fim de satisfazer a demanda elétrica e as características das cargas dos consumidores.

Nesta dissertação são desenvolvidos estudos sobre o acréscimo de confiabilidade em que uma indústria petroquímica sujeita a uma rede elétrica inconstante, é submetida com a inserção de uma central de ciclo combinado com duas turbinas a gás e uma a vapor, na geração de energia elétrica para consumo da planta e com a possibilidade de exportação do excedente de potência elétrica para a rede externa. Procede-se para a caracterização da rede elétrica da indústria, com o levantamento das informações necessárias para o desenvolvimento do estudo, para após, a realização das simulações das perturbações em que o sistema em questão poderá ser submetido com auxílio do software PSS/E.

O objetivo deste trabalho é mostrar o comportamento que a rede elétrica da fábrica terá em situações de perturbações com a implementação da central térmica. Os resultados obtidos permitem concluir que a rede apresenta um comportamento estável para todas as configurações topológicas e operacionais modelizadas.

Conclui-se ainda que a operação em modo ilha da central de ciclo combinado para alimentação das cargas do processo fabril, é viável tanto com um ou dois geradores inseridos na rede com medidas mitigadoras.

Palavras-chave: sistema de excitação; regulador de velocidade; máquinas síncronas; estabilidade transitória;

ABSTRACT

The critical point in an electrical power system is to ensure that the network operates on a high level of reliability. As well as with standardized voltage and frequency characteristics set by responsible agencies in order to satisfy the electrical demand and the consumers' load characteristics.

In this dissertation studies are developed on the increasing reliability of a petrochemical industry which has an inconstant electrical network. A combined cycle center with two gas turbine and one steam turbine is inserted in the electrical energy generation for the plant's consumption, with the possibility of exporting the power electrical excess to the external network. After collecting the required data for the development of the study, the industry's electrical network is characterized and then, using the PSS/E software, simulations of the disturbances the system in question can suffer are performed.

The aim of this work is to show the behavior that the factory's electrical network will have in situations of disturbance of the thermal power plant being implemented. The results obtained allow us to conclude that the network presents a stable behavior for all the topological and operational configurations modeled. It is also concluded that the operation in island model of the combined cycle center to feed the factory process load is viable with one or two generators inserted in the network with mitigating measures.

Keywords: excitation system; speed control; synchronous machines; transient stability;

ÍNDICE

AGRADECIMENTO	i
RESUMO	ii
ABSTRACT	iii
ÍNDICE	iv
LISTA DE TABELAS	ix
LISTA DE ACRÓNIMOS	x
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos.....	1
1.2 Estrutura do trabalho	1
2. ESTUDO DA ARTE	3
2.1 Definição e classificação da estabilidade em sistemas de potência.....	3
2.1.1 Ângulo do rotor	4
2.1.2 Estabilidade da tensão	5
2.1.3 Estabilidade de frequência.....	6
2.2 Modelos de turbinas térmica.....	6
2.2.1 Modelo do regulador de velocidade do tipo TGOV1	8
2.2.2 Modelo do regulador de velocidade do tipo IEEEG1.....	8
2.2.3 Modelo do regulador de velocidade do tipo GAST.....	9
2.2.4 Modelo do regulador de velocidade do tipo GGOV1.....	11
2.3 Modelos de excitação para alternadores síncronos.....	13
2.3.1 Modelo do sistema de excitação do tipo AC1A	14
2.3.2 Modelo do sistema de excitação do tipo AC7B	15
2.4 Modelos dos geradores síncronos.....	16
2.4.1 Gerador de polos lisos (GENROU)	17
2.4.2 Gerador de polos salientes (GENSAL)	18
3. CASO PRÁTICO DE ESTUDO	19
3.1 Descrição do sistema	19
3.2 Modelos do sistema com turbina a gás.....	23
3.2.1 Excitação e controlo de tensão	24
3.2.2 Turbina e controlo de frequência.....	25
3.3 Modelos do sistema com turbina a vapor	26
3.3.1 Excitação e controlo de tensão	27

3.3.2 Turbina e controlo de frequência.....	28
3.4 Metodologia das simulações ao sistema.....	29
4. DESEMPENHO TRANSITÓRIO DO SISTEMA	32
4.1 Ciclo combinado operando com uma turbina a gás em ilha.....	32
4.1.1 Arranque das cargas.....	33
4.1.2 Perda de carga.....	37
4.1.3 Curto-Circuitos nos barramentos da refinaria	39
4.2 Ciclo combinado operando com duas turbinas a gás em ilha.....	43
4.2.1 Sincronização do segundo grupo.....	43
4.2.2 Arranque das cargas.....	46
4.2.3 Perda do segundo grupo	47
4.2.4 Curto-Circuitos nos barramentos da refinaria	48
4.3 Ciclo combinado com duas turbinas a gás com carga externa	50
4.3.1 Perda de carga externa.....	51
4.3.2 Curto-circuito nos barramentos de 15/60 kV	53
4.3.3 Rejeição do segundo grupo.....	56
4.4 Ciclo combinado com duas turbinas a gás e uma a vapor com carga externa.....	57
4.4.1 Sincronização da turbina a vapor	58
4.4.2 Perda de carga externa.....	60
4.4.3 Curto-circuito nos barramentos de 15/60 kV	63
4.4.4 Rejeição da turbina a vapor	65
5. CONCLUSÃO.....	67
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	70
ANEXOS	71
Anexo 1 - Informações sobre os transformadores, alternadores e linhas de distribuição	71
Anexo 2 – Arquitetura da rede de média e alta tensão da refinaria.....	74
Anexo 3 – Fluxo de potência para inicialização das simulações de estabilidade transitória do sistema	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Classificação da estabilidade de sistema de energia [3]	3
Figura 2 - Típica resposta em frequência do sistema [3].....	7
Figura 3 - Modelo de turbina a vapor TGOV1 [5]	8
Figura 4 - Modelo de turbina a vapor IEEEG1 [5].....	9
Figura 5 - Modelo de controlo de carga da turbina LCFB1 [5].....	9
Figura 6 - Modelo de turbina a gás GAST [5].....	10
Figura 7 - Modelo de turbina a gás GGOV1 [5].....	12
Figura 8 - Modelo de excitação AC1A.....	14
Figura 9 - Função não-linear para determinação da corrente real de excitação [5].....	14
Figura 10 - Modelo de excitação AC7B [5]	15
Figura 11 - Modelo do gerador síncrono com referência de Park [11]	16
Figura 12 - Modelo do gerador síncrono com polos liso GENROE [11].....	18
Figura 13 - Modelo do eixo q do GENSAL [11].....	18
Figura 14 – Posto de transformação 6	19
Figura 15 – Posto de transformação 7	19
Figura 16 – Posto de transformação 8	20
Figura 17 – Posto de transformação do porto petroleiro	20
Figura 18 – Posto de transformação da subestação	21
Figura 19 – Barramento dos geradores do ciclo combinado	22
Figura 20 - Excitação sem escovas [2]	24
Figura 21 – Potência ativa e reativa no gerador 1 na partida das cargas	34
Figura 22 – Ângulo de carga do gerador 1 na partida das cargas.....	34
Figura 23 – Potência mecânica no gerador 1 na partida das cargas	35
Figura 24 - Frequência no barramento 5 na partida das cargas	35
Figura 25 – Tensão no terminal do gerador 1 na partida das cargas	36
Figura 26 – Tensão de campo no gerador 1 na partida das cargas	37
Figura 27 – Corrente de campo no gerador 1 na partida das cargas.....	37
Figura 28 – Potência mecânica na perda de cargas com uma turbina em modo ilha	38
Figura 29 – Frequência na perda de cargas com uma turbina em modo ilha	38
Figura 30 – Tensão no barramento na perda de cargas com uma turbina em modo ilha	39
Figura 31 – Potência ativa no gerador 1 na situação de curto-circuito.....	40
Figura 32 – Ângulo de carga no gerador 1 na situação de curto-circuito.....	40

Figura 33 – Frequência no barramento 5 na situação de curto-circuito	41
Figura 34 – Tensão no terminal do gerador 1 na situação de curto-circuito	41
Figura 35 – Tensão de campo no gerador 1 na situação de curto-circuito	42
Figura 36 – Corrente de campo no gerador 1 na situação de curto-circuito.....	42
Figura 37 – Potência reativa no gerador 1 na situação de curto-circuito	43
Figura 38 – Frequência no barramento dos geradores na sincronização da segunda turbina...	44
Figura 39 – Tensão nos terminais dos geradores 1 e 2 na sincronização da segunda turbina..	44
Figura 40 – Potência ativa e reativa nos geradores 1 e 2 na sincronização da segunda turbina	45
Figura 41 – Diferença de velocidade entre o gerador 1 e 2 na sincronização da segunda turbina.....	46
Figura 42 – Frequência no barramento dos geradores na partida das cargas com uma e duas turbinas	46
Figura 43 – Tensão no barramento dos geradores na partida das cargas com uma e duas turbinas	47
Figura 44 – Diferença de velocidade entre o gerador 1 e 2 na partida das cargas	47
Figura 45 – Frequência no barramento dos geradores na perda da segunda turbina.....	48
Figura 46 – Tensão no barramento dos geradores na perda da segunda turbina.....	48
Figura 47 – Frequência na situação de curto-circuito com uma e duas turbinas.....	49
Figura 48 – Tensão no barramento dos geradores na situação de curto-circuito com uma e duas turbinas	49
Figura 49 – Tensão de campo na situação de curto-circuito com uma e duas turbinas.....	50
Figura 50 – Comparação da corrente de campo na situação de curto-circuito com uma e duas turbinas	50
Figura 51 – Frequência no barramento dos geradores na perda de carga externa com duas turbinas a gás	51
Figura 52 – Tensão no barramento dos geradores na perda de carga externa com duas turbinas a gás	52
Figura 53 – Ângulo de carga na perda de carga externa com duas turbinas a gás	52
Figura 54 – Frequência no barramento dos geradores na situação de curto-circuito com duas turbinas a gás e uma carga externa de 10MVA	53
Figura 55 – Tensão do barramento dos geradores na situação de curto-circuito com duas turbinas a gás e uma carga externa de 10MVA	54

Figura 56 – Corrente no terminal dos geradores na situação de curto-circuito com duas turbinas a gás e uma carga externa de 10MVA	54
Figura 57 – Frequência no barramento dos geradores na situação de curto-circuito no barramento de 60 kV com ou sem rejeição do gerador 2	55
Figura 58 – Tensão no barramento dos geradores na situação de curto-circuito no barramento de 60 kV com ou sem rejeição do gerador 2	56
Figura 59 – Frequência no barramento dos geradores em uma rejeição da segunda turbina a gás.....	56
Figura 60 – Tensão no barramento dos geradores em uma rejeição da segunda turbina a gás	57
Figura 61 – Corrente no terminal dos geradores em uma rejeição da segunda turbina a gás...	57
Figura 62 – Potência ativa dos geradores na sincronização da terceira turbina a vapor	58
Figura 63 – Ângulo de carga dos geradores na sincronização da terceira turbina a vapor	59
Figura 64 – Frequência no barramento dos geradores na sincronização da terceira turbina a vapor.....	59
Figura 65 – Potência reativa dos geradores na sincronização da terceira turbina a vapor	60
Figura 66 – Tensão no terminal dos geradores na sincronização da terceira turbina a vapor ..	60
Figura 67 – Frequência no barramento dos geradores na perda de 10, 15 e 20 MVA de carga externa	61
Figura 68 – Potência ativa dos geradores na perda de 15 MVA de carga externa	61
Figura 69 – Potência reativa dos geradores na perda de 15 MVA de carga externa.....	62
Figura 70 – Tensão no barramento dos geradores na perda de 10, 15 e 20 MVA de carga externa	62
Figura 71 – Potência ativa dos geradores com curto-circuito nos 15 kV	63
Figura 72 – Potência reativa dos geradores com curto-circuito nos 15 kV.....	64
Figura 73 – Frequência no barramento dos geradores com curto-circuito nos 15 kV.....	64
Figura 74 – Tensão no barramento dos geradores com curto-circuito nos 15 kV.....	65
Figura 75 – Frequência do barramento dos geradores na rejeição da terceira turbina a vapor	65
Figura 76 – Tensão do barramento dos geradores na rejeição da terceira turbina a vapor	66
Figura 77 – Corrente no terminal dos geradores na rejeição da terceira turbina a vapor	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros para os dois modelos de geradores síncronos [11].....	17
Tabela 2 - Potências dos geradores	22
Tabela 3 - Consumo das cargas da refinaria e ciclo combinado	22
Tabela 4 - Parâmetro dos geradores GE	23
Tabela 5 - Parâmetros do sistema de excitação GE.....	25
Tabela 6 - Parâmetros das turbinas a gás GE	26
Tabela 7 - Parâmetro do gerador SIEMENS	27
Tabela 8 - Parâmetros do sistema de excitação SIEMENS	28
Tabela 9 - Parâmetros da turbina a vapor SIEMENS	29
Tabela 10 - Proteções de frequência e tensão das unidades geradoras.....	30
Tabela 11 - Proteções de máxima intensidade das unidades geradoras	31
Tabela 12 – Dados técnico dos transformadores	71
Tabela 13 – Dados técnico dos alternadores	71
Tabela 14 – Dados técnico das linhas de distribuição	73
Tabela 15 – Fluxo de potência no cenário da refinaria em ilha, com uma turbina a gás no sistema e carga total da fábrica.....	75
Tabela 16 – Fluxo de potência no cenário da refinaria em ilha, com duas turbinas a gás no sistema e com carga total da fábrica.....	76
Tabela 17 – Fluxo de potência no cenário da refinaria com carga externa de 10MVA e duas turbinas a gás no sistema	77
Tabela 18 – Fluxo de potência no cenário da refinaria com carga externa de 20MVA e três turbinas no sistema	78

LISTA DE ACRÓNIMOS

PSS – Power System Stabilizer

SEE – Sistema Elétrico de Energia

WECC - Western Electricity Coordinating Council

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

AC – Corrente Alternada (Alternating Current)

DC – Corrente Contínua (Direct Current)

PMG – Gerador de Imã Permanente (Permanent magnet generator)

AVR – Regulador Automático de Tensão (Automatic Voltage Regulator)

AGC – Controle Automático de Geração (Automation Generation Control)

IGV – Inlet Guide Vane

Eixo d - Eixo direto pela transformada de Park

Eixo q – Eixo em quadratura pela transformada de Park

1. INTRODUÇÃO

1.1 Objetivos

Esta dissertação tem como finalidade, desenvolver o estudo de estabilidade transitória de uma rede de média e alta tensão em uma indústria petroquímica, após a implementação de uma central de ciclo combinado para alimentação das cargas do processo fabril, devido a não confiabilidade da rede pública local.

O estudo incorpora desde a análise dos resultados obtidos através de ensaios de estabilidade transitória na ocorrência de oscilações dos ângulos rotóricos e de carga dos geradores síncronos, frequência e tensão, com a planta a operar em modo ilha e com cargas externas, até propostas de solução para situações em que as respostas obtidas não são suficientes para estabilização do sistema.

A validação dos modelos não é realizada neste trabalho, pois os parâmetros obtidos pelo fabricante não são precisos, além de não obtermos dados de ensaios para uma eventual validação e/ou correção de tais informações.

1.2 Estrutura do trabalho

Em um primeiro momento são estudados alguns temas importantes para o desenvolvimento deste projeto, desde a classificação e definição da estabilidade em sistemas de energia elétrica, até a descrição e caracterização dos modelos que representam os sistemas existente no conjunto da central térmica, tais como geradores, turbinas e sistemas de excitação.

Após a introdução de alguns conceitos essenciais, parte-se para a obtenção e seleção das informações necessárias para a caracterização do sistema, com intuito de determinar os modelos a utilizar nas simulações. Também nesta fase, define-se a distribuição das cargas na refinaria e as características mínimas de operação dos grupos existentes, para assim delimitar os ensaios a serem realizados posteriormente.

Obtidas as informações do sistema, a estrutura de testes é definida como sendo os testes de arranque e parada das cargas, curto-circuito trifásico, sincronização dos alternadores, rejeições carga e perda de grupos. Estes testes são divididos em quatro cenários de operação do ciclo combinado:

- Uma turbina a gás em modo ilha;
- Duas turbinas a gás em modo ilha;
- Duas turbinas a gás com carga externa;

- Duas turbinas a gás e uma a vapor com carga externa;

Com a estrutura de testes elaborada são obtidos valores iniciais de fluxo de potência nos quatro cenários, para assim, iniciar-se as simulações dos transitórios nos casos definidos no plano de trabalho para uma posterior análise das reações do sistema a tais perturbações.

No final são apresentados as conclusões e desafios encontrados ao longo deste projeto, assim como, propostas para possíveis trabalhos futuros relacionados ao estudo de estabilidade.

2. ESTUDO DA ARTE

2.1 Definição e classificação da estabilidade em sistemas de potência

Estabilidade de um sistema de potência pode ser definido como a capacidade do sistema em causa, manter-se num estado de equilíbrio em operação, com condições normais de equilíbrio aceitáveis após o início de uma perturbação.

Instabilidade em um sistema de energia pode ser manifestado de maneiras diferentes, dependendo do modo de configuração e de operação do sistema. Tradicionalmente, um problema de estabilidade tem buscado manter uma operação síncrona, uma vez que as grandes redes contam com máquinas síncronas para geração de energia elétrica. Uma condição necessária para satisfazer a operação do sistema, é que todos os geradores se mantenham em sincronismo. Esse aspeto da estabilidade é influenciado pela dinâmica do ângulo do rotor e pela relação com o ângulo de carga.

A instabilidade também ocorre sem perda de sincronismo, como por exemplo, em um sistema consistido de geradores síncronos, a alimentar uma carga de motores indutivos através de uma linha de transmissão, pode se tornar instável por causa do colapso da tensão da carga. Manter o sincronismo não é um problema neste caso, em vez disso, a preocupação está no controlo e estabilidade da tensão. Essa forma de instabilidade pode ocorrer em cargas que cobrem uma extensiva área, fornecida por um grande sistema. O entendimento dos problemas de estabilidade é muito facilitado pela classificação deste fenómeno em algumas categorias, que veremos a seguir. [1]

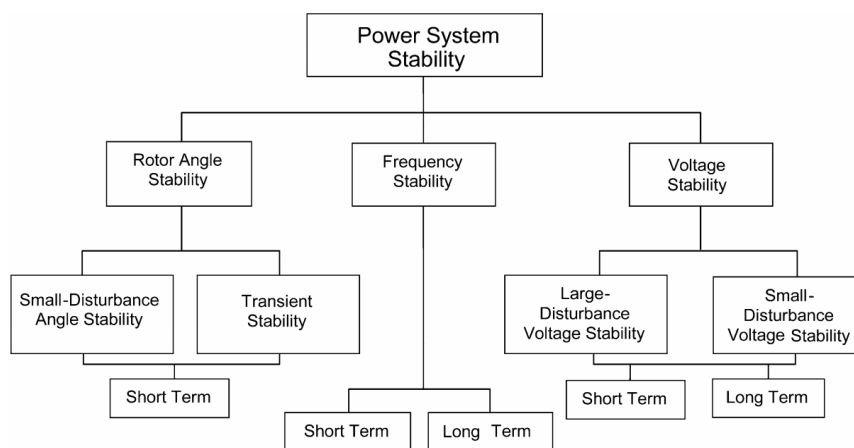


Figura 1 - Classificação da estabilidade de sistema de energia [2]

2.1.1 Ângulo do rotor

Se refere a habilidade da máquina síncrona interconectada em um sistema de energia, manter-se em sincronismo depois de sujeito a um distúrbio. Isso depende da capacidade de manter/restaurar o equilíbrio entre os torques eletromagnético e mecânico de cada máquina no sistema. A instabilidade pode ocorrer como resultado do aumento do ângulo de balanço de alguns geradores os levando a perda de sincronismo.

Este problema envolve o estudo das oscilações eletromecânicas inerentes ao sistema. Um fator fundamental nesse problema, é a maneira na qual a saída de potência dos geradores varia com a mudança angular da carga. Em condições de regime permanente, há equilíbrio entre a entrada do torque mecânico e a saída do torque eletromagnético de cada gerador, e a velocidade se mantém constante. Se o sistema é perturbado, esse equilíbrio é constrangido, resultando em uma aceleração ou desaceleração dos rotores de acordo com as leis do movimento de rotação dos corpos. Se um gerador temporariamente anda mais rápido do que os outros, a posição angular desse rotor, irá avançar em relação aos geradores mais lentos. O resultado da diferença angular, transferirá uma parte da carga dos mais lentos para a máquina mais rápida, dependendo da relação do ângulo de carga. A instabilidade resulta, se o sistema não consegue absorver a energia cinética correspondente a diferença de velocidade dos rotores. Para qualquer situação, a estabilidade do sistema depende dos desvios da posição angular dos rotores resultarem em uma suficiente restauração dos torques.

Para conveniente análise e ganho de utilidade dentro da natureza dos problemas de estabilidade, é usual caracterizar a estabilidade angular do rotor em termos das seguintes duas subcategorias:

Pequenas perturbações – Podem resultar de duas formas: o primeiro é o aumento do ângulo do rotor através de um modo não oscilatório ou aperiódico, devido a falta de um torque sincronizante. E o segundo, pelo aumento das oscilações no rotor, devido a insuficiência de torque de amortecimento no alternador. O tempo de interesse destes fenômenos para o estudo de estabilidade esta na ordem de 10 até 20s posterior ao distúrbio.

Grandes perturbações ou estabilidade transitória – São distúrbios severos, tal como curto-circuito em uma linha de transmissão, que resultam uma resposta no sistema, de larga excursão angular dos rotores, e é influenciado pela não linearidade da relação do ângulo de carga. O tempo de interesse deste estudo de estabilidade esta na ordem de 3 até 5s seguido o distúrbio, podendo ser estendido entre 10 e 20s para grandes sistemas. [2]

2.1.2 Estabilidade da tensão

Se refere a habilidade do sistema em manter a tensão permanente em todas as barras da rede após ser sujeito a um distúrbio. Isso depende da capacidade de manter/restaurar o equilíbrio entre a demanda e o fornecimento de energia ao sistema. A instabilidade pode ocorrer, como resultado na forma de uma queda progressiva ou aumento de tensão em algumas barras. Os possíveis resultados da instabilidade da tensão são a perda de carga em uma área, trip em linhas de transmissão e outros elementos, devido a proteções que geram efeito cascata.

A força condutora para instabilidade da tensão é usualmente as cargas. Em resposta ao distúrbio, a energia consumida pelas cargas tende a ser restaurada por ações de ajuste do escorregamento, do regulador de tensão da distribuição e da mudança de TAP dos transformadores. Restaurar cargas aumenta o stress na rede de alta tensão, devido ao aumento da energia reativa consumida que causa mais redução de tensão.

O fator que mais contribui para a instabilidade é a queda de tensão que ocorre quando a energia ativa e reativa flui através das reatâncias indutivas da rede de transmissão, isso limita a capacidade da rede de transmissão de transferir potência e suportar a tensão. A energia transferida e o apoio de tensão são mais limitados quando algum dos geradores atingem seus limites de corrente de armadura e campo. A estabilidade de tensão é ameaçada quando um distúrbio aumenta a demanda de energia reativa além da capacidade sustentável disponível deste recurso.

Enquanto a mais comum forma de instabilidade é a perda progressiva de tensão nos barramentos, o risco de instabilidade por máxima tensão também existe. É causado pelo comportamento capacitivo da rede e a subexcitação de alternadores e/ou compensadores síncronos, que absorvem o excesso de reativo na rede. Nesse caso, a instabilidade é associada com a incapacidade da combinação de geração e do sistema de transmissão, para operar abaixo do nível da carga

Como no caso da estabilidade angular do rotor, é usual classificar a estabilidade de tensão nas seguintes subcategorias:

Pequenas perturbações – São pequenos incrementos de carga no sistema. Essa forma de estabilidade é influenciada pela característica da carga, controlo contínuo e discreto em um dado instante de tempo.

Grandes perturbações – Resultam de distúrbios como faltas no sistema, perda de geração ou contingência de circuitos. A habilidade de manter os níveis de tensão estáveis, é determinado pelo sistema e características da carga, e pelas interações dos controlos e proteções. A

determinação da estabilidade, requer a examinação na resposta não linear do sistema sobre um período de tempo suficiente para capturar a performance e interação de dispositivos como motores, mudanças de TAP dos transformadores e limitadores de corrente dos geradores. O período de estudo pode se estender de poucos segundos até alguns minutos. [2]

2.1.3 Estabilidade de frequência

Refere-se a habilidade do sistema em manter a frequência estável seguido de um distúrbio severo, resultando em um desequilíbrio entre geração e carga. Isso depende da capacidade de manter/restaurar o equilíbrio entre a geração e o consumo de energia ao sistema com a mínima perda de carga. A instabilidade pode ser apresentada na forma de um balanço sustentado de frequência que leva a remoção de unidades geradores e/ou cargas da rede.

Constrangimentos severos no sistema geralmente resultam em grandes excursões de frequência, fluxo de potência, tensão e outras variáveis do sistema. Assim, invoca a ação de processos, controles e proteções que não são modelados nos estudos de estabilidade transitório e de tensão. Alguns processos podem ser lentos, tal como a dinâmica dos boilers nas turbinas a vapor, ou somente acionado para situações extremas, como a proteção Volt/Hertz de alternadores. Em grandes sistemas de energia interconectados, esse tipo de situação é mais comumente associado com condições seguindo a repartição do sistema em ilhas. A estabilidade neste caso é uma questão de se cada ilha, irá alcançar o estado de equilíbrio de operação com o mínimo de perda de carga. Geralmente os problemas de estabilidade de frequência são associados com inadequadas respostas de equipamentos, pouca coordenação entre equipamentos de proteção e controle, ou reserva de geração insuficiente. [2]

2.2 Modelos de turbinas térmica

O modelo do regulador de velocidade é particularmente importante para o estudo relacionado ao transitório angular, controle e estabilidade de frequência e para pequenos sinais com duração estendida.

Em questões com sinais pequenos, é possível para o regulador ter um ligeiro efeito de amortecimento negativo na faixa de frequência eletromecânica de oscilação do rotor. Entretanto, os meios mais aceitos de melhorar o amortecimento dos modos locais e interlocais da oscilação do rotor em geradores síncronos, é a aplicação de estabilizadores de sistemas de potência. Se o PSS é propriamente ajustado, isso irá compensar para qualquer amortecimento negativo associado com o regulador de velocidade e a fonte negativa mais influenciável de amortecimento, o alto ganho dos reguladores automáticos de tensão.

Para a estabilidade no transitório angular do rotor, o modelo do regulador é uma chave importante. O fundamental aspecto da dinâmica do regulador é a resposta inicial a uma perturbação na rede. Um exemplo claro é o conceito da válvula rápida, esse controle é caracterizado por uma mudança repentina no fechamento das válvulas da turbina a vapor seguido de uma falta, com intuito de se reduzir a potência mecânica no eixo do gerador, e assim minimizar a aceleração do eixo e a probabilidade de instabilidade do ângulo do rotor. Qualquer modelo para variações rápidas afetam a saída mecânica da turbina para casos de alguma falha na rede, sendo crítico o modelo para os estudos de estabilidade transitória.

No controle e estabilidade da frequência, o modelo do regulador é imprescindível. A resposta em frequência é um aspecto importante da performance do sistema. Aqui é assumido que somente um evento ocorre, a começar repentinamente, e com uma perda não planejada de geração, devido a falha de um equipamento mecânico. Como podemos ver na Figura 2, há três períodos da resposta, na inicial a resposta desce até a pior situação de desvio, na qual é regulado por uma faixa inicial de declínio de frequência, que é em função da inércia total do sistema e o controle primário que é provido a turbina dos geradores. Em um segundo momento, a recuperação inicial é determinada pela resposta primária da frequência (estatismo e regulador) e o comportamento da carga. Por fim, a frequência do sistema retorna para o valor nominal, alcançado pelo AGC. [3]

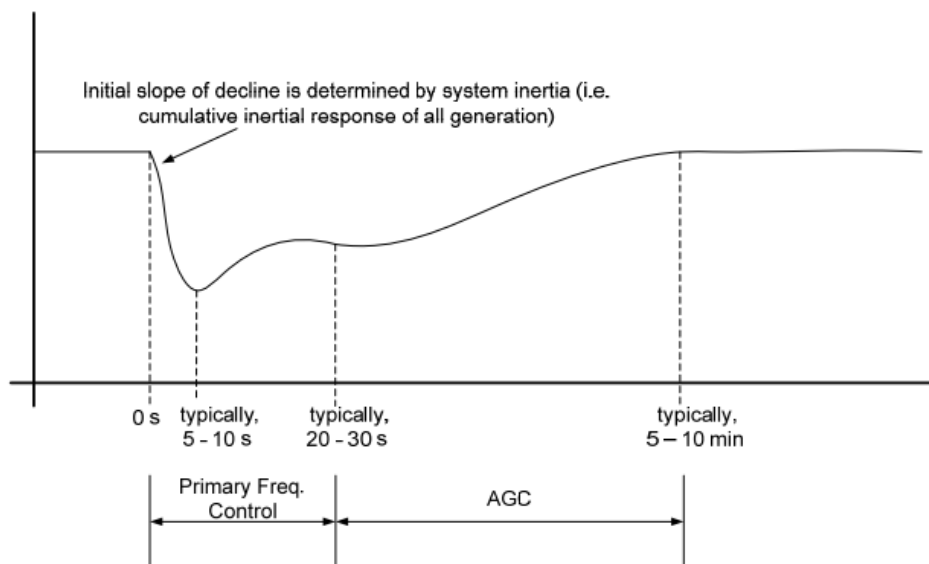


Figura 2 - Típica resposta em frequência do sistema [2]

Neste item será visto de forma resumida alguns dos modelos existentes para os dois tipos de turbinas existentes no ciclo combinado em estudo.

Turbina à vapor

Grandes turbinas a vapor utilizam combustível fóssil em plantas de produção de energia elétrica. Este tipo de geração tipicamente queima carvão para aquecer um boiler que produz vapor em alta pressão e temperatura, passando então, por uma turbina que produz energia mecânica. Outros materiais podem ser utilizados de combustíveis, tais como óleo bruto e gás natural, plantas de energia nuclear também utilizam largamente este tipo de turbina. [3]

Os modelos que serão vistos neste trabalho são o TGOV1 e IEEEG1.

2.2.1 Modelo do regulador de velocidade do tipo TGOV1

O modelo mais simples da turbina à vapor é o TGOV1, ilustrado na Figura 3. Esse modelo representa o controle de frequência com um ganho inverso do estatismo (R), em série com um bloco da compensação de atraso (T_1) da movimentação da válvula principal de vapor, junto com os limitadores de posição da válvula (V_{MAX} e V_{MIN}).

Há também uma compensação de atraso/avanço (T_2 e T_3) que representa as constantes de tempo associadas com a movimentação do vapor através do reaquecedor e os estágios da turbina. A relação entre T_2/T_3 , é igual a fração de potência da turbina que é desenvolvida por estágios de alta pressão na turbina e o T_3 é a constante de tempo de reaquecimento. [3]

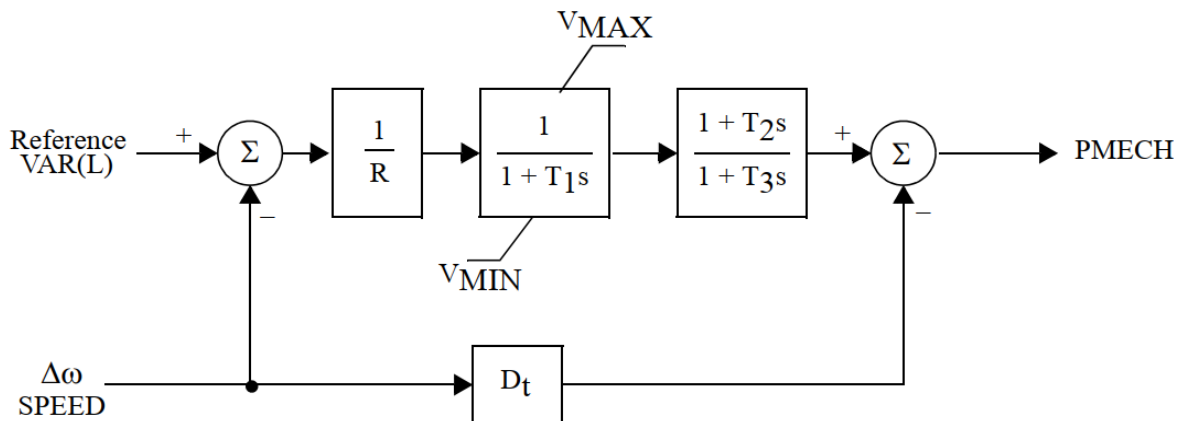


Figura 3 - Modelo de turbina a vapor TGOV1 [4]

2.2.2 Modelo do regulador de velocidade do tipo IEEEG1

Este modelo é um dos mais recomendados para uso em turbinas à vapor. O regulador de velocidade é representado por um compensador de avanço/atraso (T_1 e T_2), além de um ganho proporcional K que é equivalente ao inverso do estatismo. Um somatório com a referência de carga (P_O), o sinal compensado do desvio da velocidade e a realimentação do servo motor, passam por um integrador com constante de tempo (T_3), e limitadores de velocidade (U_0 e U_C) e posição da válvula (P_{MIN} e P_{MAX}). A saída do regulador é interligada a quatro frações da

turbina, que servem para representar diferentes estágios de retorno do vapor a turbina (simples/duplo ou sem reaquecimento do vapor).[3]

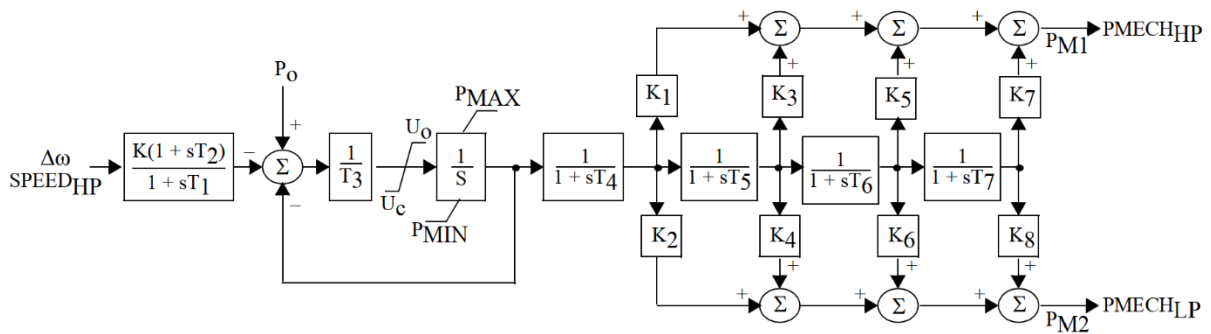


Figura 4 - Modelo de turbina a vapor IEEE1 [4]

Mais recentemente o modelo LCBF1 foi desenvolvido na WECC para usar com esse e outros modelos de turbina, sendo uma simples representação do loop de controle de potência ativa da turbina. Esta combinação do LCBF1 com o IEEE1 é aplicável para simulações de grandes redes interligadas, quando buscam pequenos desvios de frequências, isso é, na faixa de $\pm 0,5\%$ de mudança de frequência. [3]

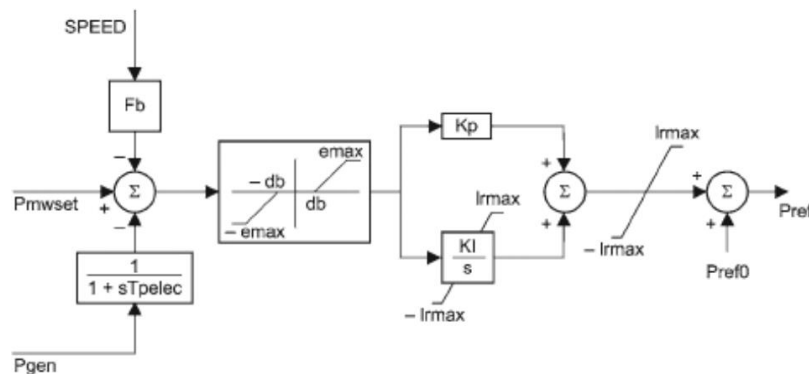


Figura 5 - Modelo de controle de carga da turbina LCBF1 [4]

Turbina a gás

Consiste em um compressor axial, uma câmara de combustão e uma turbina. O ar ajuda no processo de combustão, que é comprimido através do compressor axial, para então ser misturado com o combustível na câmara, onde o processo de combustão acontece. Após, há a expansão dos gases quente, entre a entrada e saída da turbina que produz trabalho no eixo. [3]

Os modelos que serão vistos neste tipo de turbina são o GAST e o GGOV1.

2.2.3 Modelo do regulador de velocidade do tipo GAST

Esta é a representação mais simplista de uma turbina a gás. Assume um controle de frequência (R), limitador de carga (V_{MAX} e V_{MIN}) e três constantes de tempo, sendo que a primeira representa a resposta da válvula do combustível (T_1), a segunda o comportamento da

turbina (T_2) e por fim da carga (T_3). Este modelo negligência todos os aspectos físico de uma grande turbina a gás.

O controle de frequência é o loop principal, e conseqüentemente é ativo em condições normais de operação. Sua entrada é o desvio da velocidade do rotor, e o estatismo é utilizado para regular a geração de energia, sendo implementado como um ganho inverso ($1/R$). Usando esta técnica, a referência de velocidade do regulador é reduzida com o aumento da carga, assim, provendo uma operação estável.

O controle de temperatura serve como uma função de proteção, com o aumento da carga, o controle de frequência força a turbina a gás a aumentar a saída de energia. Entretanto, a quantidade de combustível entregue a câmara de combustão aumenta, juntamente com a temperatura do exaustor. Se a temperatura é maior do que a referência (temperatura ambiente projetada da turbina), o fluxo de combustível é parado para prevenir riscos a turbina.

Este modelo usa um método simples para o ajuste do seu comportamento. Primeiro, o caminho do limitador de carga mede uma potência proporcional a temperatura do exaustor da turbina, e então compara o limite da temperatura ambiente. Se a temperatura do sistema é maior do que a referência, então o valor deste controle é menor que a da saída do controle de frequência, portanto assume a operação da turbina. Essa decisão é feita pela porta de menor valor, que seleciona o valor inferior entre suas entradas e configura o fluxo de combustível para a câmara de combustão. A constante K_T é utilizada para ajustar o caminho do feedback do limitador de carga. [5]

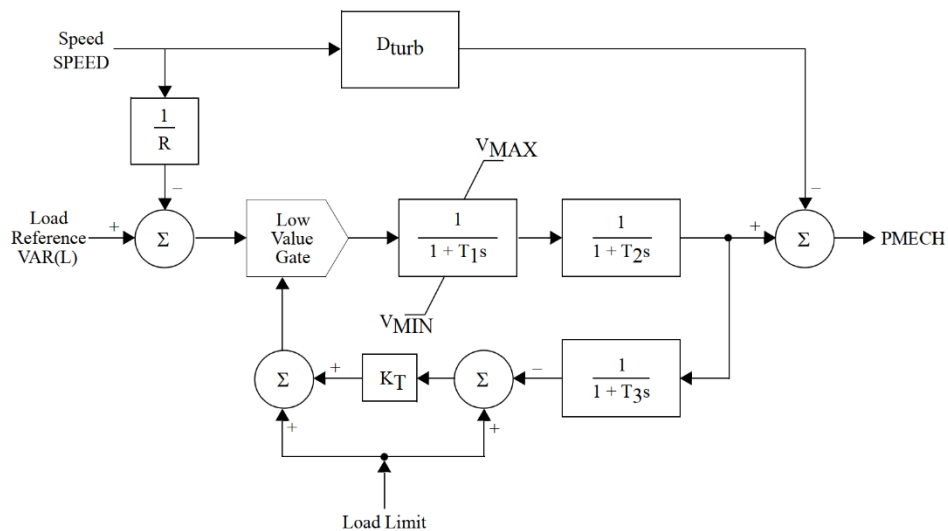


Figura 6 - Modelo de turbina a gás GAST [4]

2.2.4 Modelo do regulador de velocidade do tipo GGOV1

Em termos de turbina a gás, muito das mesmas simplificações assumidas no caso do GAST também são feitas neste modelo, como a negligência do controle de fluxo de ar no compressor (IGV), assumindo que a temperatura limite da carga é constante e não representando qualquer efeito do ambiente.[6]

Em regime permanente a potência mecânica desenvolvida é dada por $P_{mech} = K_{turb} * (W_f - W_{fnl})$. A relação está entre o consumo de combustível na velocidade nominal sem carga (W_{fnl}) e com a carga atual (W_f), vezes uma constante que determina o ganho da turbina, assim, fornecendo a potência mecânica desenvolvida. O comportamento de como o modelo reage a mudanças, é determinado por um delay da turbina (T_{eng}) e uma função de atraso/avanço que representa a reação da turbina a gás. O modelo da posição da válvula inclui uma constante de tempo (T_{act}) e limitadores ($V_{máx}$ e $V_{mín}$). [7]

O sinal do estatismo pode ser obtido por vários sinais de retorno, como por exemplo, a potência elétrica, saída do regulador e a posição da válvula. Se o feedback do regulador estiver selecionado para modo isócrono, o estatismo não possui finalidade uma vez que o regulador busca sempre o valor da frequência nominal configurada. A saída do bloco do regulador, é a terceira entrada do seletor de menor valor, os outros dois sinais representam os controladores de aceleração (segunda entrada) e de limite de temperatura (primeira entrada).

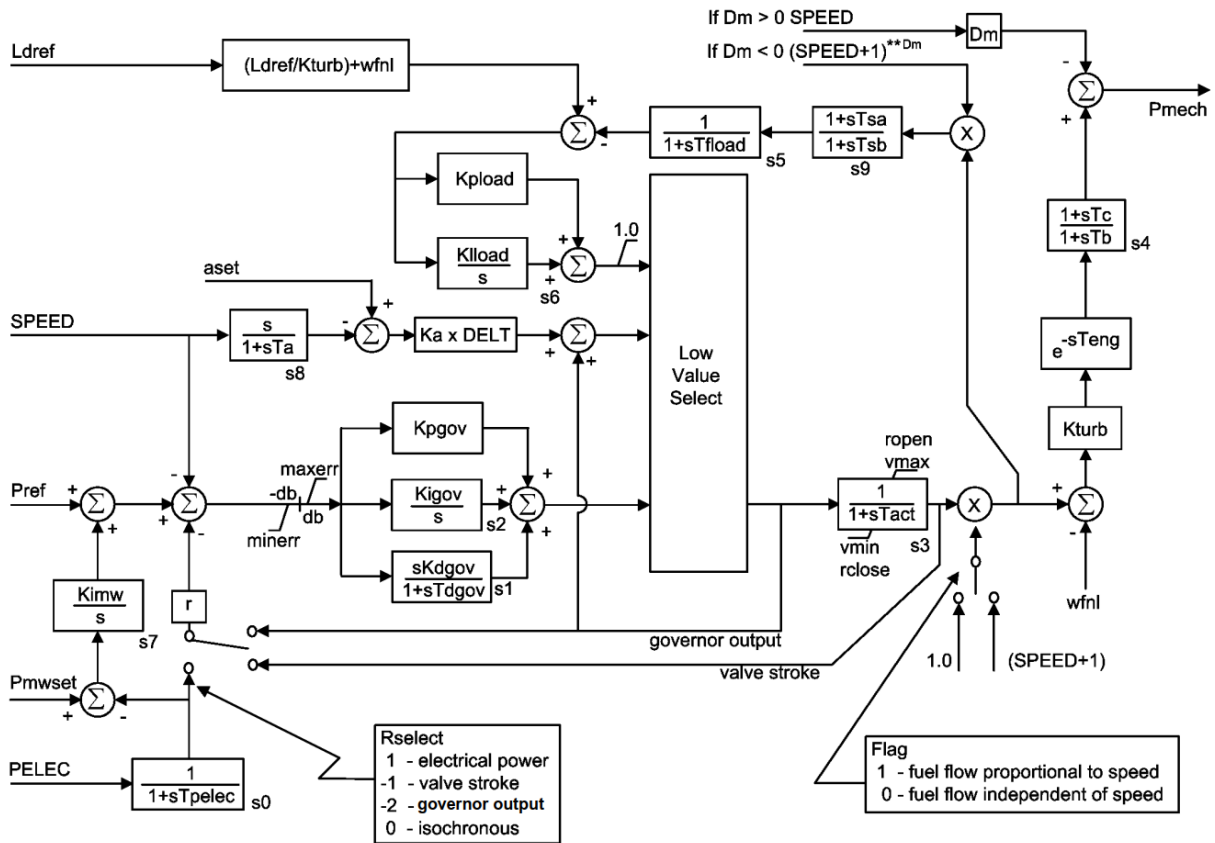


Figura 7 - Modelo de turbina a gás GGOV1 [4]

Se o controlo de carga é selecionado, torna-se o sinal de entrada para os restantes dos blocos que representam através de um PID (K_{pgov} , K_{igov} e K_{dgo}/T_{dgo}), a dinâmica do nível do combustível.

O sinal da segunda entrada é a saída do controlo da aceleração. O sinal da velocidade é processado através de um bloco consistido de uma derivação com um filtro de atraso. A saída desse bloco fornece a taxa estável da variação da velocidade e então é comparado ao valor definido em $aset$. O controlo para este sinal, pode ser desabilitado pelo ajuste de um valor elevado na configuração do $aset$.

O primeiro sinal do seletor, fornece um limitador de temperatura, que calcula seu valor com base no fluxo de combustível como entrada e ajusta os limites baseado no valor máximo de carga em pu, como especificado pelo parâmetro L_{dref} . Ao usuário é requerido conhecer os valores máximos de potência em MW para diferentes condições de ambiente e atribuir esses valores para o L_{dref} . O controlo para este sinal, pode ser desabilitado pelo ajuste de um valor elevado na configuração do L_{dref} .

Os principais elementos da turbina a gás são apresentados no GGOV1, isto é, o regulador de velocidade e potência, normalmente tem o controlo da carga da turbina entre cerca de 70 e 100% do valor nominal. O controlo de limite de temperatura e de aceleração forçam o máximo

limite do valor de saída. Este modelo é apropriado para estudos de rejeição de carga e para simular a resposta do sistema a perdas de cargas. [3]

2.3 Modelos de excitação para alternadores síncronos

O requisito básico de um sistema de excitação é automaticamente fornecer e ajustar a corrente de campo dos geradores síncronos para manter a tensão do terminal dentro da capacidade do gerador. Em adicional, o sistema de excitação deve ser capaz de responder a distúrbios transitórios com uma força consistente de campo e com capacidade de curto prazo.

A capacidade do gerador leva em consideração alguns fatores limitadores, como a falha de isolamento no rotor devido a altos valores da tensão de campo, aquecimento do rotor devido a valores elevados de corrente de campo, aquecimento do estator devido a correntes elevadas solicitadas pela carga, aquecimento do núcleo em operações com a máquina subexcitada e o devido ao excesso de fluxo (V/Hz). O limite térmico tem uma característica dependente do tempo, e a curto prazo a capacidade de sobrecarga dos geradores pode estender de 15 a 60s. Para garantir a melhor utilização do sistema de excitação, deve-se encontrar o que o sistema precisa para tirar total vantagem da capacidade do gerador a curto prazo sem exceder seus limites.

Entretanto, técnicas de redução do modelo são utilizadas para simplificação e obtenção de um modelo prático apropriado para o tipo de estudo que é pretendido. Os parâmetros para redução do modelo são selecionados tal que a característica de fase e ganho do modelo reduzido, coincidam com aquele modelo detalhado sobre a faixa de frequência de 0 a 3Hz. Em adição, todo significado de não linearidades que impactam na estabilidade do sistema são contabilizados. Com a redução do modelo, contudo, correspondências diretas entre os parâmetros do modelo e os atuais são geralmente perdidos. Quando o comportamento das máquinas síncronas são precisamente simulados em estudos de estabilidade de sistemas de energia, é essencial que o sistema de excitação seja modelada com detalhes suficientes. O modelo desejado deve ser adequado para representar a performance atual do equipamento de excitação para distúrbios severos e pequenas perturbações. [1]

Neste trabalho veremos dois tipos de modelos que serão discutidos mais profundamente a seguir, sendo todos em corrente alternada com retificadores estacionários ou não, para produzir a corrente contínua solicitada pelo campo.

2.3.1 Modelo do sistema de excitação do tipo AC1A

Esse modelo de excitação representa um controle da excitação do alternador com retificadores não controlados, e é aplicado para sistemas de excitação com geradores auxiliares do tipo brushless. A característica do díodo na saída da excitatriz, impõem um limite inferior de zero na saída de tensão da excitatriz. O sistema não emprega a autoexcitação e a energia do regulador de tensão é dada por uma fonte que não é afetada por transitórios externos. [1]

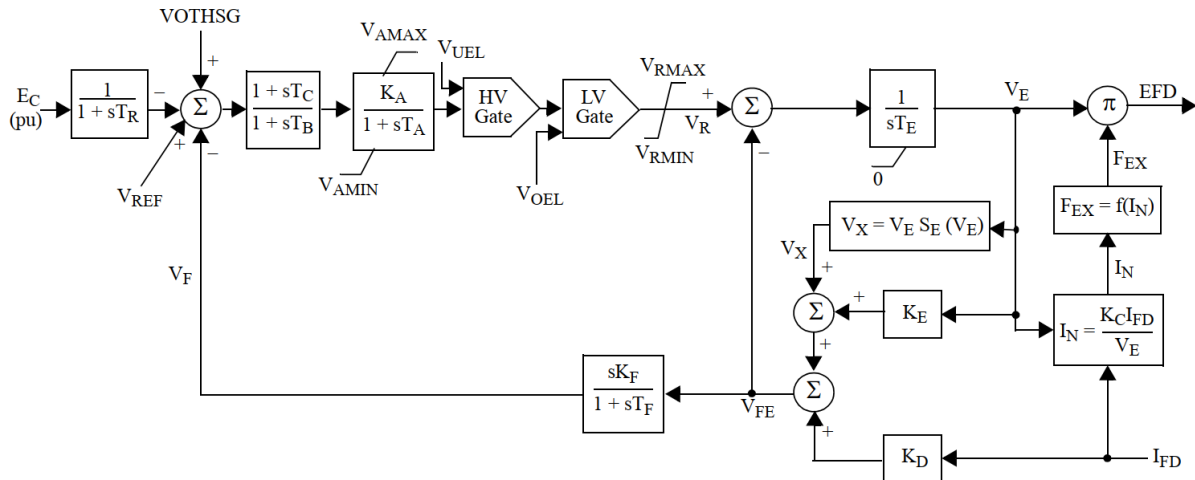


Figura 8 - Modelo de excitação AC1A

O controle da excitação, também chamado de regulador de tensão é composto por um somatório de referências (V_{REF} , V_F , V_C e V_{OTHSG}) que sofre uma compensação de avanço/atraso do sinal (T_C e T_B) e uma amplificação do sinal (K_A e T_A) que é limitado com base na tensão do terminal do gerador, sendo sua malha realimentada por um bloco de estabilização derivativo (K_F e T_F), que fornece ao regulador um sinal de retorno estável. [8]

O sinal de tensão do regulador, vai para a excitatriz que possui um integrador junto com um limitador mínimo, de forma a não permitir que a tensão de campo tome valores negativos. A realimentação da malha é feita pelo somatório da função não-linear de saturação da excitatriz (V_X), a reação desmagnetizante da armadura proporcional a corrente de campo ($I_{FD}K_D$), além de uma constante que depende da excitatriz e do transitório das reatâncias (K_E).

Por fim, o sinal da excitatriz vai para o retificador que também é dado por uma função não-linear, no qual recebe o valor da carga da excitatriz normalizada (I_N) e com base neste valor e na função F_{EX} , obtêm o valor corresponde a corrente da carga.

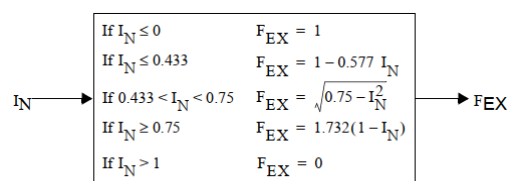


Figura 9 - Função não-linear para determinação da corrente real de excitação [4]

Os circuitos retificadores trifásicos de onda completa, são geralmente utilizados para a retificação da tensão de saída da excitatriz AC. A impedância vista pelo retificador é predominante indutiva, e o efeito dessa reatância provoca um delay no processo de comutação, como por exemplo, a transferência de corrente de um valor para outro. Esse processo diminui a média de tensão da saída do retificador, e provoca um aumento da corrente da carga, sendo representado no modelo com uma constante K_C . [1]

2.3.2 Modelo do sistema de excitação do tipo AC7B

Este modelo é uma melhoria dos sistemas de excitação AC anteriores, mais especificamente do modelo AC1A. O retificador e a excitatriz sofreram basicamente uma intervenção, na qual é inserido um limitador máximo no compensador de atraso da excitatriz, que foi ajustado para proteger os enrolamentos de campo para valores elevados. Este modelo incluiu dois circuitos de feedback interno, que regula a tensão de campo ou a corrente de excitação (K_{F2} e K_{F1}) do alternador. [9]

A principal diferença está no regulador, o qual agora é composto por um PID (K_{PR} , K_{IR} , K_{DR} e T_{DR}) que adiciona ganhos na regulação do amortecimento e tempo de resposta do controlo, em um processo modelado em uma equação de segunda ordem. O amplificador também foi alterado de uma compensação de atraso para um controlador PI, o qual é constituído por um fator proporcional e integral (K_{PA} e K_{IA}).

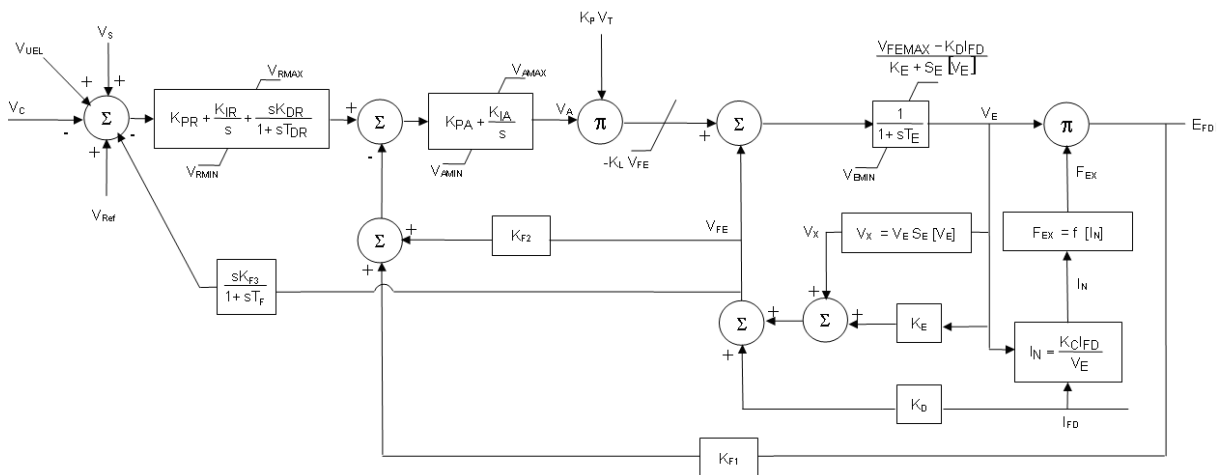


Figura 10 - Modelo de excitação AC7B [4]

2.4 Modelos dos geradores síncronos

Os modelos GENROU e GENSAL tem sido utilizado por décadas em inúmeros programas de simulação comerciais para o modelação de geradores síncronos com polos lisos e salientes.

Em geral, os modelos de máquinas síncronas possuem somente um enrolamento no eixo d, que é representado pelo enrolamento de campo. Existe, no entanto, um número infinito de possíveis maneiras das correntes de fuga fluir em um caminho fechado no rotor. Para propriamente capturar todo esse efeito das correntes rotacionais, incontáveis enrolamentos de amortecimento devem ser modelados no eixo d e q da transformada de Park do modelo geral da máquina. Isso não ocorre na prática, em estudos de sistemas de energia tem sido habitual assumir um enrolamento de amortecimento no eixo d e q. Isso leva ao mais comumente utilizado modelo de máquina síncrona, mostrada na Figura 11.

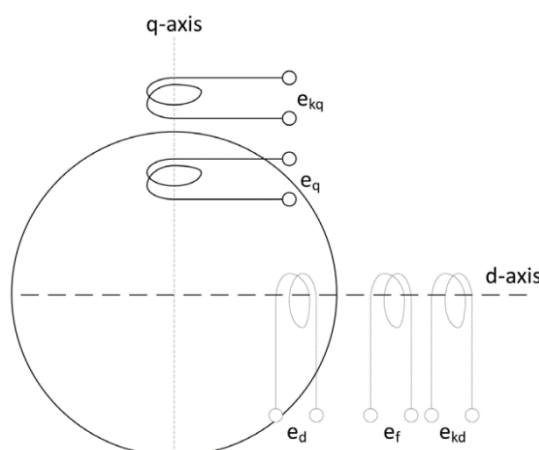


Figura 11 - Modelo do gerador síncrono com referência de Park [10]

O modelo generalizado do gerador síncrono é um modelo de circuito acoplado, com dois circuitos indutivos e resistivos, representando cada um dos dois eixos (d e q). Na prática, entretanto, é difícil medir diretamente os parâmetros do circuito (indutâncias próprias e mútuas), assim, um procedimento comum dos dias de hoje, tem sido definir impedâncias e constantes de tempo que podem ser medidos em testes padronizados (IEEE). Nesse caminho da representação do circuito acoplado, é traduzido para um modelo de impedância operacional, que constitui impedâncias e constantes de tempo conforme a Tabela 1. [10]

Parâmetro	GENROU	GENSAL
X_d	ok	ok
X_q	ok	ok
X'_d	ok	ok
X'_q	ok	
X''_d	ok	ok

X''_q	X''_d	X''_d
X_l	ok	ok
T'_{do}	ok	ok
T'_{qo}	ok	
T''_{do}	ok	ok
T''_{qo}	ok	ok
S_{10}	ok	ok
S_{12}	ok	ok

Tabela 1 - Parâmetros para os dois modelos de geradores síncronos [10]

2.4.1 Gerador de polos lisos (GENROU)

Geradores síncronos com rotor de polos lisos, usados em plantas com turbinas a vapor e a gás, tem historicamente sido modelados em estudos de estabilidade usando este modelo. Para isso, três suposições importantes devem ser feitas:

- 1) A saliência do rotor é ignorada no período de tempo subtransitório, no qual X''_q é ajustado igualmente ao X''_d .
- 2) Todas indutâncias mútuas entre os enrolamentos do mesmo eixo são assumidas para serem iguais na operação de derivação do modelo de impedâncias.
- 3) A saturação é modelada usando a curva de saturação com circuito aberto.

Além disso, é assumido que todas as indutâncias saturam da mesma forma, e que não é em função do carregamento da máquina. Essas suposições quando aplicadas levam ao modelo GENROU, mostrado na imagem abaixo. Nota-se, que a saturação é em função da tensão por trás da reatâncias subtransitória. [10]

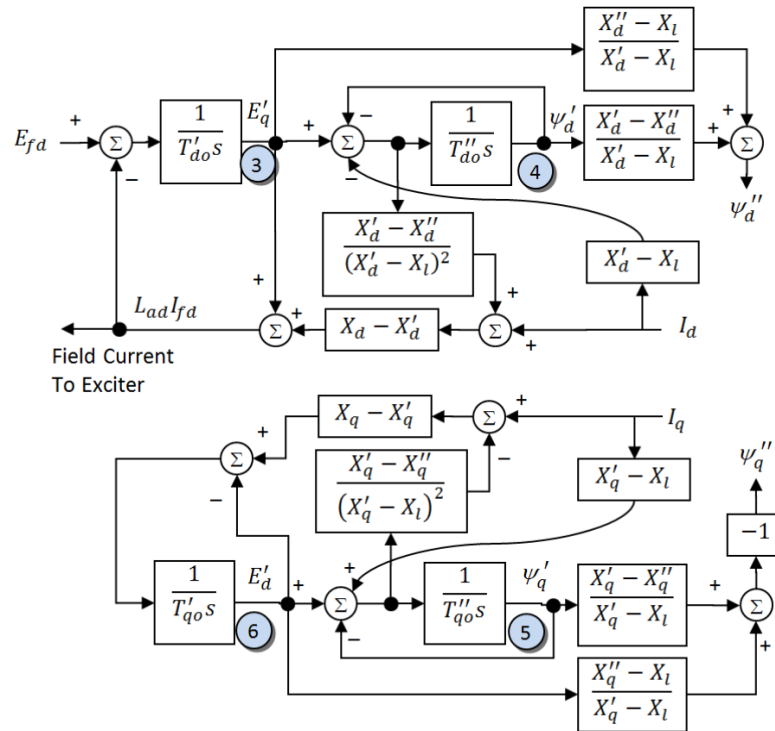


Figura 12 - Modelo do gerador síncrono com polos liso GENROE [10]

2.4.2 Gerador de polos salientes (GENSAL)

Geradores síncronos com rotor de polos salientes, usados em plantas com turbinas hídricas, tem historicamente sido modelados em estudo de estabilidade usando este modelo. Do modelo GENROU para o GENSAL, duas suposições adicionais são feitas:

- 1) Uma vez que o eixo q tem uma quantia significativamente menor de ferro na máquina de polo saliente, então a transitoriedade pode ser ignorada, eliminando as variáveis X'_q e T'_{qo} .
- 2) A saturação é modelada como no GENROU, mas é aplicado somente no eixo d.

Também é típico para este modelo, assumir que X''_q e X''_d são iguais. Portanto, o circuito do eixo d é essencialmente igual ao GENROU, enquanto o modelo do eixo q é significativamente simplificado por eliminação da transitoriedade. [10]

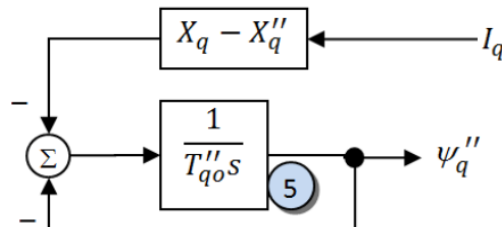


Figura 13 - Modelo do eixo q do GENSAL [10]

3. CASO PRÁTICO DE ESTUDO

Neste capítulo, contextualiza-se o ambiente que é realizado o estudo de estabilidade, indicando a estrutura da planta, descrevendo os equipamentos existentes (excitação, turbina, gerador, etc), além das configurações (parametrização dos modelos), condições (arquiteturas possíveis) e procedimentos de testes que serão desenvolvidos ao longo deste trabalho.

3.1 Descrição do sistema

O sistema em estudo será de uma refinaria, que com o intuito de melhorar a confiabilidade da fonte de alimentação de sua produção, devido às perturbações que ocorrem na rede externa, como por exemplo cavas e interrupções de tensão, implementou uma central de ciclo combinado.

A planta é composta por postos de transformação (PT) que constituem a rede de distribuição de energia elétrica de média (11/15kV) e baixa tensão (0,4 kV) da refinaria, sendo os PT6/7/8 (Figura 14, Figura 15 e Figura 16), responsáveis pela alimentação dos processos de produção.

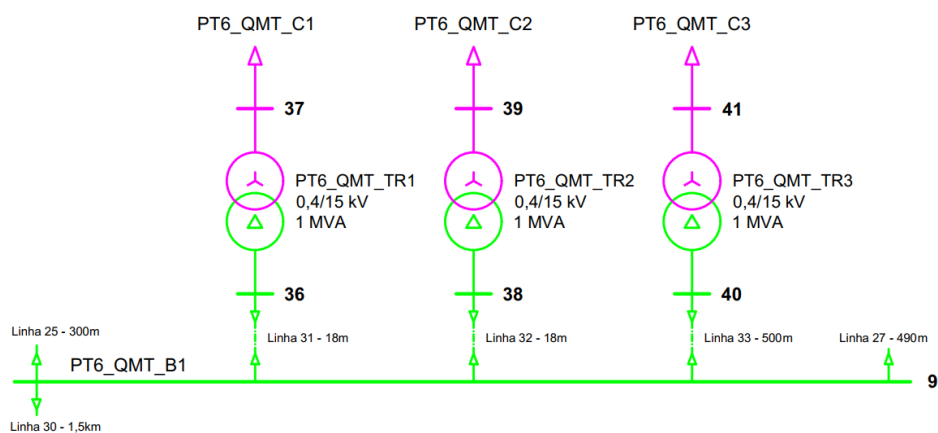


Figura 14 – Posto de transformação 6

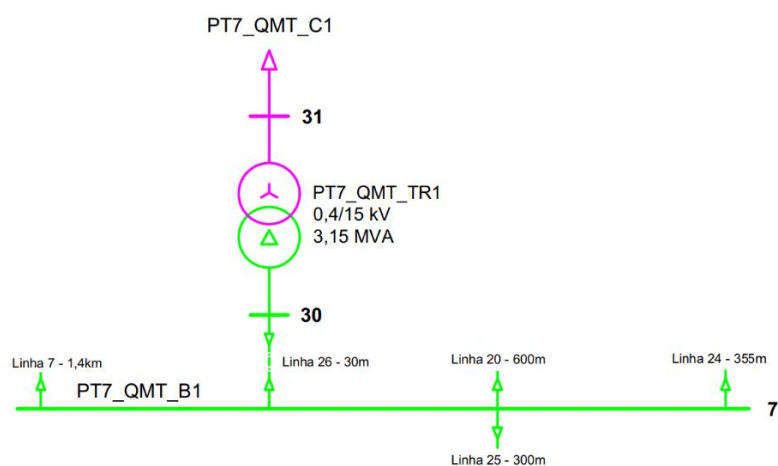


Figura 15 – Posto de transformação 7

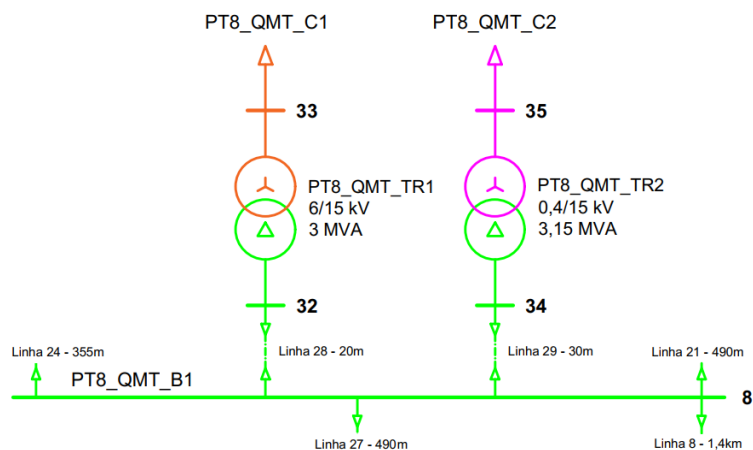


Figura 16 – Posto de transformação 8

O PP (Figura 17) alimenta bombas para o carregamento dos produtos finalizados para os navios de transporte. A arquitetura geral pode ser visualizada no Anexo 2.

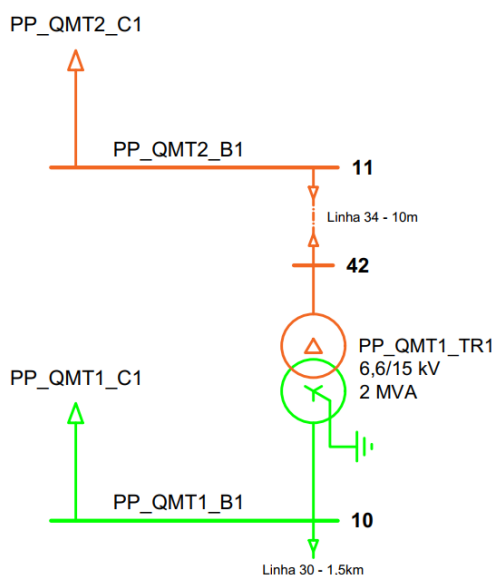


Figura 17 – Posto de transformação do porto petrolífero

O PTSE (Figura 18) faz a interligação da rede interna da planta com a externa da concessionária. A rede externa de alta tensão é oriunda de uma subestação localizada a 12,8km de distância da refinaria, através de um cabo de 500 mm², com um nível de tensão de 60 kV, além de uma potência de curto-circuito de aproximadamente 435 MVA.

A subestação possui dois transformadores de 7,5 MVA, que alimentam todas as cargas da refinaria quando a central está inoperante, além de fazer o acoplamento com a rede externa. Em situações que a planta está sendo alimentada pelo ciclo combinado, os transformadores ficam inativos, por causa do defasamento angular que os transformadores dentro da fábrica ocasionam, impedindo o fechamento do anel pelo posto de transformação da subestação.

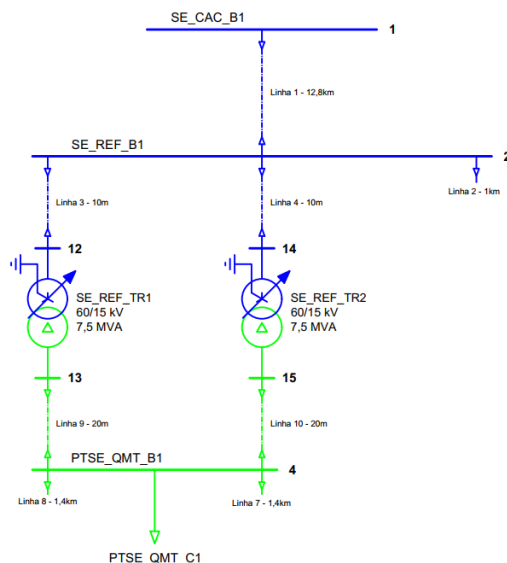


Figura 18 – Posto de transformação da subestação

O ciclo combinado (Figura 20) é interligado ao PTSE através de uma linha com 1 km de comprimento, e rebaixado do 60 kV para 11 kV, que é a tensão nominal do barramento dos geradores. Existe duas turbinas a gás, modelo GE10-2 produzidos pela marca General Electric, cada um com uma potência aparente máxima de 12,15 MVA, considerando uma temperatura ambiente de 25°C. A turbina a vapor, modelo SST-300 da Siemens, é de 14 MVA com a mesma temperatura ambiente da turbina a gás. A central pode operar somente para a alimentação das cargas da refinaria (modo ilha), ou exportando o excedente para a rede externa. As características de potência dos geradores são descritas na Tabela 2.

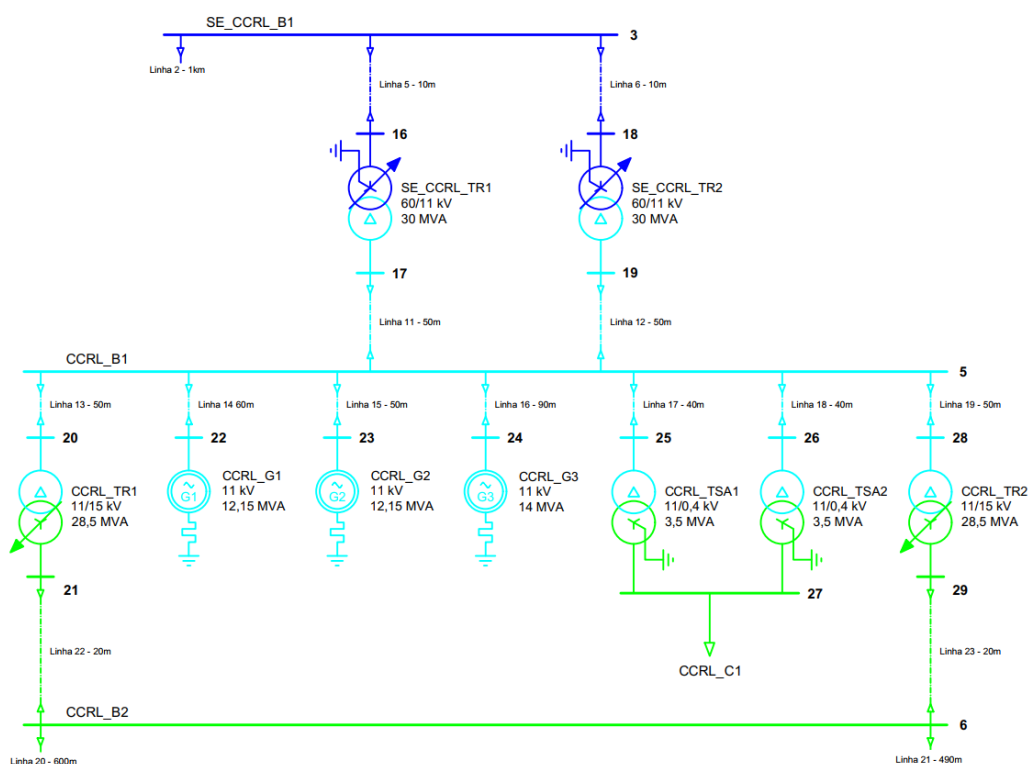


Figura 19 – Barramento dos geradores do ciclo combinado

Tipo	S (MVA)	P _{MAX} (MW)	FP (ind.)	Q _{MAX} (MVAr)	FP (cap.)	Q _{MIN} (MVAr)	Marca
Gás	12,15	10,20	0,80	7,30	-0,95	-3,80	GE
Vapor	14,00	11,57	0,85	7,38	-0,95	-4,37	Siemens

Tabela 2 - Potências dos geradores

A rede interna é alimentada pelo PTSE, que rebaixa a tensão de 60 kV para 15 kV, ou pelo ciclo combinado, que possui dois transformadores de 28 MVA, para elevação da tensão de 11 kV para 15 kV. Considerando os dados disponibilizados, junto com as potências dos transformadores e o levantamento feito no local, é admissível uma distribuição de consumo para os diversos barramentos indicados na Tabela 3. Consideramos a carga do ciclo combinado, variante conforme a sua utilização, isso significa dizer, que quando não está produzindo energia elétrica, a central consome um valor mínimo de potência de 0,5 MVA, e quando temos os três grupos em operação, atinge seu valor máximo de 2,35 MVA.

Localização	Carga [MVA]	Carga [MW]	Carga [MVAr]
PTSE_QMT	0,80	0,70	0,38
PP_QMT1	0,32	0,27	0,17
PP_QMT2	0,18	0,16	0,08
CCRL	0,50 - 2,35	0,43 - 2,00	0,26 - 1,24
PT7_QMT	2,50	2,20	1,19
PT8_QMT	1,00	0,86	0,51
PT6_QMT	1,00	0,87	0,49
Área	Carga [MVA]	Carga [MW]	Carga [MVAr]
Ciclo Combinado	0,50 - 2,35	0,43 - 2,00	0,26 - 1,24
Refinaria	5,80	5,06	2,81
Carga total	6,30 - 8,15	5,49 - 7,06	3,07 - 4,05

Tabela 3 - Consumo das cargas da refinaria e ciclo combinado

A discrepância entre a potência instalada e a verificada efetivamente é resultado de dois fatores:

1) Parte dessa potência instalada corresponde aos motores reservas, que nunca ou raramente estão em funcionamento de forma simultânea.

2) Outra parte se trata de bombas de incêndio e outros equipamentos de segurança, que só operam em situações de emergência.

As informações relacionadas aos transformadores, geradores, linhas e a arquitetura geral da planta contemplando o ciclo combinado e a fábrica, estão ilustrados e tabelados nos anexos.

Outro fator importante em relação as cargas da refinaria, uma vez que os motores principais foram diretamente representados de forma agrupada, a caracterização das cargas

distribuídas pelos diversos barramentos foi feita com desprezo a respetiva inércia, assim, a carga ficou com uma limitação de 70% de impedância constante e 30% de potência constante.

3.2 Modelos do sistema com turbina a gás

Se tratando de um gerador para uma turbina térmica a gás, o modelo correto para se utilizar é o GENROU, configuração típica de alternadores com polos lisos. O problema é que os parâmetros obtidos da GE não parecem fidedignos, como por exemplo, o valor da reatância transitória do eixo direto (X'_d) é dito com 1,152 pu, mas ao comparar com os parâmetros típicos descrito no livro “Power System Stability and Control” [1], este valor era para estar a cerca de 0,15 e 0,4, assim supomos que o valor foi redigido de forma errónea, considerando o 0,152 pu. O fator mais crítico deste gerador, é o não fornecimento do valor da constante de tempo do período transitório do eixo em quadratura, imprescindível para a utilização do modelo GENROU.

Entretanto, considerando que nesta tarefa, que visa uma avaliação dos principais problemas de estabilidade transitória do ciclo combinado, não se buscou uma modelação perfeita e completa dos sistemas de controlo dos geradores, visando então, a melhor representação possível dos modelos existentes na planta e na ferramenta de simulação, que no caso deste trabalho, será o PSS/E da Siemens.

Com base nos parâmetros obtidos pelo fabricante, e levando em consideração suas inconsistências, extraiu-se o conjunto de parâmetros com algumas correções, como no caso citado acima.

Parâmetro	Valor	Unidade	Descrição
$T'd_0$	2,66	s	Constante de tempo do período transitório do eixo d
$T''d_0$	0,045	s	Constante de tempo do período subtransitório do eixo d
$T'q_0$	9999	s	Constante de tempo do período transitório do eixo q
$T''q_0$	0,438	s	Constante de tempo do período subtransitório do eixo q
H	6	pu	Constante de inércia
D	0	pu	Fator de amortecimento
X_d	1,7	pu	Reatância síncrona do eixo d
X_q	1,5	pu	Reatância síncrona do eixo q
X'_d	0,152	pu	Reatância transitória do eixo d
X'_q	1,66	pu	Reatância transitória do eixo q
$X''d$	0,12	pu	Reatância subtransitória do eixo d
$X''q$	0,23	pu	Reatância subtransitória do eixo q
X_1	0,09	pu	Indutância de dispersão do estator
S(1.0)	0,071429		Fator de saturação com fluxo em 1,0 pu
S(1.2)	0,288889		Fator de saturação com fluxo em 1,2 pu

Tabela 4 - Parâmetro dos geradores GE

As constantes de tempo não estão sincronizando com os valores típicos de geradores com unidades térmicas, mas conforme dito anteriormente, a finalidade do trabalho é buscar a melhor representação possível dentro dos limites impostos, como essas inconsistências relatadas.

3.2.1 Excitação e controle de tensão

De acordo com os dados do fornecedor, o sistema de excitação dos geradores são o modelo TRR 630 S8 da Ansaldo Energia, do tipo sem escovas, com excitação piloto obtida de um gerador auxiliar de magnetos permanentes (PMG), que têm seus enrolamentos de campo excitados por uma corrente contínua controlada por um AVR, que retifica a tensão gerada por uma excitatriz-piloto existente no estator do gerador principal. A Figura 20 mostra um esquema típico deste tipo de excitação.

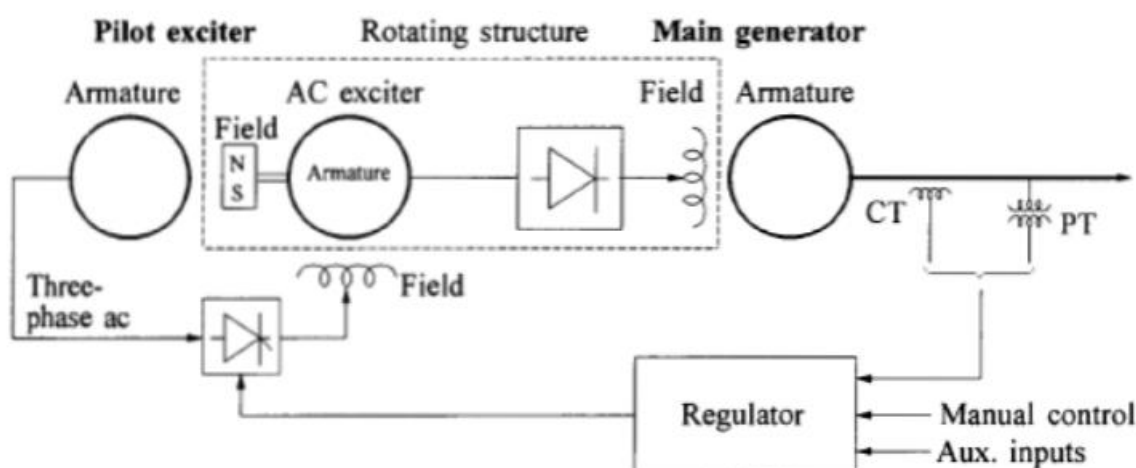


Figura 20 - Excitação sem escovas [1]

A alimentação do enrolamento de campo do gerador é realizada pela saída DC do retificador não controlado, alimentado pela excitatriz piloto, que possui ímãs permanentes e gira junto com o eixo do rotor. O modelo adotado para este sistema, foi o AC1A (descrito na página 14 / Figura 8), disponível no software e que traduz o comportamento do sistema de excitação de forma satisfatória.

O fabricante não disponibilizou os dados relacionados ao modelo em questão, sendo assim, foram adotados os valores padrões, conforme o documento “Recommended practice for excitation system models for power system stability studies – Std 421.5-2005” [11], descritos na Tabela 5.

Parâmetro	Valor	Unidade	Descrição
T_R	0	s	Constante de tempo do filtro de entrada do regulador
T_B	0	s	Constante de tempo do sinal interno de atraso
T_C	0	s	Constante de tempo do sinal interno de avanço
K_A	400	pu	Ganho do regulador

T_A	0,02	s	Constante de tempo do amplificador do regulador
V_{AMAX}	14,5	pu	Máxima tensão de saída do regulador
V_{AMIN}	-14,5	pu	Mínima tensão de saída do regulador
T_E	0,8	s	Constante de tempo da excitatriz
K_F	0,03	pu	Ganho do circuito de estabilização do regulador
T_F	1	s	Constante de tempo de estabilização do regulador
K_C	0,2	pu	fator de carga do retificador
K_D	0,38	pu	Fator de desmagnetização
K_E	1	pu	Ganho da excitatriz
E_1	4,18	pu	Tensão de saída E_1 da excitatriz
$SE(E_1)$	0,1	pu	Fator de saturação E_1 da excitatriz
E_2	3,14	pu	Tensão de saída E_2 da excitatriz
$SE(E_2)$	0,03	pu	Fator de saturação E_2 da excitatriz
V_{RMAX}	6,03	pu	Máxima tensão interna do regulador
V_{RMIN}	-5,43	pu	Mínima tensão interna do regulador

Tabela 5 - Parâmetros do sistema de excitação GE

Sabemos, que para obtenção de respostas mais condizente com a realidade, necessitaríamos dos valores reais, ajustados com base nos testes realizado em comissionamento, situação que não foi possível. Nesta sugestão de parâmetros são adotados valores elevados na saída da excitatriz (4,18 pu), o que pode levar a danos nos enrolamentos de campo do gerador se exposto a longo e médio prazo, sendo ajustado conforme a capacidade do regulador de tensão e as limitações do gerador.

3.2.2 Turbina e controlo de frequência

Para a respetiva turbina, não existe nenhuma informação relativa ao modelo e parâmetros. Com suporte do documento “Dynamic models for turbine-governors in power system studies” [3], foi possível escolher um modelo normalmente utilizado pelo fabricante (GE) para turbinas a gás, e que atendesse as características da turbina, principalmente nos modos de controlo, que em ilha será em modo isócrono, e interligado a rede por controlo de potência. O modo isócrono opera com a referência ajustada pela frequência da rede elétrica, assim suas variações de potência são proporcionais com o aumento/redução de carga. O modelo selecionado foi o GGOV1 (descrito na página 11 / Figura 7), que possui controladores de temperatura, potência e aceleração. Os parâmetros foram obtidos com base no documento mencionado acima e o relatório “Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies” [12].

Parâmetro	Valor	Unidade	Descrição
R	0,04	pu	Estatismo
T_{pelec}	1	s	Constante de tempo do transdutor de potência elétrica
maxerr	0,05	pu	Sinal de erro máximo de velocidade

minerr	-0,05	pu	Sinal de erro mínimo de velocidade
Kpgov	10	-	Ganho proporcional do regulador
Kigov	2	-	Ganho integral do regulador
Kdgo	0	-	Ganho derivativo do regulador
Tdgo	1	s	Constante de tempo da ação derivativa do regulador
vmax	1	-	Máxima posição da válvula
vmin	0,15	-	Mínima posição da válvula
Tact	0,5	s	Constante de tempo do atuador
Kturb	1,5	-	Ganho da turbina
Wfnl	0,2	pu	Fluxo de combustível sem carga
Tb	0,1	s	Constante de atraso da turbina
Tc	0	s	Constante de atraso da turbina
Teng	0	s	Constante de atraso de transporte para máquina diesel
Tfload	3	s	Constante de tempo do limitador de carga
Kpload	2	-	Ganho proporcional do controlador PI do limitador de carga
Kiload	0,67	-	Ganho integral do controlador PI do limitador de carga
Ldref	1	pu	Referência do limitador de carga
Dm	0	pu	Coefficiente do mecanismo de amortecimento
Ropen	0,1	pu/s	Faixa de abertura máxima da válvula
Rclose	-0,1	pu/s	Faixa de abertura mínima da válvula
Kimw	0	-	Ganho do controlador de potência
Aset	0,01	pu/s	Set-point do limitador de aceleração
Ka	10	-	Ganho do limitador de aceleração
Ta	0,1	s	Constante de tempo do limitador de aceleração
Trate	12,153	MW	Configuração do controlador de potência
db	0	pu	Banda morta
Tsa	4	s	Constante de avanço do detetor de temperatura
Tsb	5	s	Constante de atraso do detetor de temperatura
Rup	99	pu	Faixa máxima de aumento do limitador de carga
Rdown	-99	pu	Faixa máxima de diminuição do limitador de carga
Rselect	1	-	1: Potência elétrica, 0: Isócrono, -1: Posição válvula de combustível, -2: Saída do regulador

Tabela 6 - Parâmetros das turbinas a gás GE

3.3 Modelos do sistema com turbina a vapor

O gerador é acoplado a uma turbina térmica a vapor, sendo assim, o modelo correto a ser utilizado é o GENROU, configuração típica de alternadores com polos lisos. A SIEMENS fabricante do equipamento, forneceu grande parte das informações necessárias para a modelagem do gerador.

Parâmetro	Valor	Unidade	Descrição
T ^{do}	6,5	s	Constante de tempo do período transitório do eixo d
T ^{do}	0,035	s	Constante de tempo do período subtransitório do eixo d
T ^{qo}	1,25	s	Constante de tempo do período transitório do eixo q
T ^{qo}	0,035	s	Constante de tempo do período subtransitório do eixo q
H	3,135	pu	Constante de inércia

D	0	pu	Fator de amortecimento
X _d	1,55	pu	Reatância síncrona do eixo d
X _q	1,55	pu	Reatância síncrona do eixo q
X' _d	0,28	pu	Reatância transitória do eixo d
X' _q	0,65	pu	Reatância transitória do eixo q
X'' _d	0,19	pu	Reatância subtransitória do eixo d
X'' _q	0,19	pu	Reatância subtransitória do eixo q
X ₁	0,15	pu	Indutância de dispersão do estator
S(1.0)	1,07		Fator de saturação com fluxo em 1,0 pu
S(1.2)	1,18		Fator de saturação com fluxo em 1,2 pu

Tabela 7 - Parâmetro do gerador SIEMENS

Os parâmetros possuem características de geradores com polos salientes conforme descrito no livro “Power System Stability and Control” [1]. Entretanto, conforme a documentação técnica da Siemens o gerador tem os polos lisos, tipo padrão de turbinas térmicas, sendo assim, com base nesta informação optou-se por utilizar o modelo de gerador com polos lisos.

3.3.1 Excitação e controle de tensão

Conforme as informações do fabricante, o sistema de excitação do gerador SIEMENS é o modelo RG3, do tipo sem escovas, com excitação-piloto no estator a partir de um PMG, montado no próprio eixo do alternador, e retificado sob o controle de um AVR, sendo idêntico ao modelo utilizado pelos geradores GE.

A SIEMENS forneceu informações suficiente sobre a constituição física do seu sistema de excitação, tendo sido adotado o modelo AC7B (descrito na página 15 / Figura 10) do IEEE. Os parâmetros estão descritos na Tabela 8.

Parâmetro	Valor	Unidade	Descrição
TR	0,02	s	Constante de tempo do filtro de entrada do regulador
KPR	36,57	pu	Ganho proporcional do regulador
KIR	73,14	pu	Ganho integral do regulador
KDR	0,00	pu	Ganho derivativo do regulador
TDR	9999	s	Constante de tempo do filtro derivativo do regulador
VRMAX	34,45	pu	Máxima tensão interna do regulador
VRMIN	0,00	pu	Mínima tensão interna do regulador
KPA	8,07	pu	Ganho proporcional do regulador de tensão
KIA	40,33	pu	Ganho integral do regulador de tensão
VAMAX	47,19	pu	Máxima tensão de saída do regulador
VAMIN	-47,19	pu	Mínima tensão de saída do regulador
KP	0,00	pu	Coefficiente de ganho do circuito de potência
KL	10,00	pu	Ganho de banda baixa
KF1	0,00	pu	Ganho do sistema de estabilização do controle de excitação

KF2	1,00	pu	Ganho do sistema de estabilização do controlo de excitação
KF3	0,00	pu	Ganho da realimentação
TF3	9999	s	Constante de tempo da do sistema de estabilização do controlo de excitação
KC	0,29	pu	Fator de carga do retificador
KD	2,44	pu	Fator de desmagnetização
KE	1,00	pu	Ganho da excitatriz
TE	0,55	s	Constante de tempo da excitatriz
VFEMAX	34,45	pu	Limite de corrente máxima da excitação
VEMIN	0,00	pu	Mínima tensão disponível no sistema de excitação
E1	12,76	pu	Tensão de saída E1 da excitatriz
SE(E1)	1,70	pu	Fator de saturação E1 da excitatriz
E2	11,36	pu	Tensão de saída E2 da excitatriz
SE(E2)	1,14	pu	Fator de saturação E2 da excitatriz

Tabela 8 - Parâmetros do sistema de excitação SIEMENS

Este sistema é capaz operar em três modos de controlos diferentes que são: tensão de referência, potência reativa constrangida de um valor mínimo de excitação e fator de potência, sendo que as simulações foram todas feitas com controle de tensão.

3.3.2 Turbina e controlo de frequência

A turbina é o modelo SST-300 fornecido pela SIEMENS, e o sistema de controlo correspondente é um padrão proposto pela entidade internacional do IEEE, chamado de “tipo 1” (IEEEG1). Sendo um modelo genérico, cujos seus parâmetros não são específicos e carecem de ajuste. Na Tabela 9 está os parâmetros propostos pelo fabricante.

Parâmetro	Valor	Unidade	Descrição
K	20	pu	Ganho do regulador (1/R)
T1	0,05	s	Constante de tempo de atraso
T2	0	s	Constante de tempo de avanço
T3	0,3	s	Constante de tempo da posição da válvula
Uo	0,07	pu/s	Faixa máxima de abertura da válvula
Uc	-2	pu/s	Faixa máxima de fechamento da válvula
Pmax	1,05	pu	Abertura máxima da válvula em MW
Pmin	0	pu	Abertura mínima da válvula em MW
T4	0,5	s	Constante de tempo da entrada de vapor
K1	1	pu	Fração de alta pressão
K2	0	pu	Fração de baixa pressão
T5	0	s	Constante de tempo para a segunda passagem no boiler
K3	0	pu	Fração de alta pressão
K4	0	pu	Fração de baixa pressão
T6	0	s	Constante de tempo para a terceira passagem no boiler
K5	0	pu	Fração de alta pressão
K6	0	pu	Fração de baixa pressão
T7	0	s	Constante de tempo para a quarta passagem no boiler

K7	0	pu	Fração de alta pressão
K8	0	pu	Fração de baixa pressão

Tabela 9 - Parâmetros da turbina a vapor SIEMENS

3.4 Metodologia das simulações ao sistema

O plano de trabalho associado a este projeto, contempla a operação do ciclo combinado em modo ilha, a proporcionar estabilidade na alimentação das cargas da fábrica devido a frequentes cavas e interrupções de tensão da concessionária pública, e com o sistema interligado a rede externa, com intuito de verificar comportamento da central, exportando o excedente de energia para a rede externa.

A proposta do estudo de estabilidade, consiste principalmente na análise da performance dinâmica do sistema a rejeições de carga externa, perda de grupo, curto-circuitos trifásicos, arranque e sincronização dos grupos para diferentes situações, que são divididos e definidos por dois grupos:

- a) Estudo do transitório eletromecânico com ciclo combinado em modo ilha
 - Arranque a frio com carga plena e parcial / Estabilidade de frequência;
 - Arranque a frio com carga parcial / Estabilidade de frequência;
 - Perda parcial e total de carga / Estabilidade de frequência;
 - Sincronização dos geradores a gás e a vapor / Estabilidade rotórica;
 - Curto-circuito trifásico em barramentos de cargas da planta / Estabilidade rotórica e tensão;
- b) Estudo do transitório eletromecânico com ciclo combinado interligado a rede externa
 - Perda de carga externa / Estabilidade de frequência;
 - Sincronização dos geradores a gás e a vapor / Estabilidade de rotórica;
 - Curto-circuito trifásico em barramentos de cargas da planta e da subestação planta / Estabilidade rotórica e tensão;
 - Rejeição de geradores / Estabilidade de frequência;

A partir dos estudos mencionados anteriormente, foram definidos como objetivos a determinar:

- a) Planejamento para a reposição da estabilidade do sistema para eventuais rejeições de cargas e perda de grupos;
- b) Planejamento para o arranque e parada de cargas mantendo a estabilidade da rede nos limites toleráveis;

c) Característica de resposta das excitatrizes e reguladores de tensão dos geradores que permitam garantir uma resposta estabilizante;

d) Os tempos de atuação máximo das proteções dos grupos, que permita garantir a estabilização da rede da refinaria;

e) A duração e profundidade das cavas de tensão que as cargas consumidoras da refinaria devem suportar para que o funcionamento se mantenha estável.

Após a definição das situações e objetivos a serem obtidos pelo estudo, foram definidos quatro cenários para serem realizados as simulações que são:

a) A rede da refinaria em ilha, com uma turbina a gás a operar em modo isócrona (controle de frequência) e em controle de tensão para excitação;

b) A rede da refinaria em ilha, com duas turbinas a gás, uma delas em modo isócrona (controle de frequência) e a outra com potência elétrica constante. A excitação será por controle de tensão;

c) O ciclo combinado, com dois geradores a gás, alimentando as cargas da refinaria e exportando o excedente da produção de energia para a rede pública;

d) O ciclo combinado, com dois geradores a gás e um a vapor, alimentando as cargas da refinaria e exportando o excedente da produção de energia para a rede pública.

Por fim, são impostas as limitações dos geradores dadas pelo fabricante, onde temos os tempos de atuação das proteções de tensão e frequência que estão identificados na Tabela 10.

Proteção	Valor Desvio [Hz]	Tempo [s]
F >	+ 1,5	10,0
F >>	+ 3,5	0,5
F <	- 1,5	10,0
F <<	- 3,5	0,5
Proteção	Valor [pu]	Tempo [s]
U >	1,05	5,0
U >>	1,10	1,0
U <	0,90	5,0
U <<	0,85	1,0

Tabela 10 - Proteções de frequência e tensão das unidades geradoras

A nível de máxima intensidade de fase, as proteções possuem seletividade conforme o barramento vai se afastando dos geradores. Os tempos ajustados para curto-circuito estão descrito na Tabela 11 por nível de tensão.

Tensão [kV]	Tempo [ms]
60	200
15	200
11	0

6,6	400
6	400
0,4	400

Tabela 11 - Proteções de máxima intensidade das unidades geradoras

Após determinar a arquitetura e as características do sistema, no próximo capítulo são discutidos os resultados obtidos das simulações de perturbações ocorridas no barramento dos geradores do ciclo combinado e das cargas da indústria petroquímica.

4. DESEMPENHO TRANSITÓRIO DO SISTEMA

Neste capítulo avalia-se o comportamento do ciclo combinado, operando em modo ilha (alimentando somente as cargas da refinaria) e exportando o excedente de energia produzida a uma carga externa.

O estudo em modo ilha é dividido em dois itens, onde no primeiro caso, a análise é feita com somente um gerador, e na segunda situação, temos duas turbinas a gás em operação. No caso de exportação da energia excedente, seguimos a mesma linha dos testes anteriores, mas com a diferença que nas duas situações, a primeira tem dois grupos a gás e no segundo caso, teremos estas duas juntamente com a turbina a vapor.

Algumas observações devem ser descritas antes da análise dos gráficos:

- A frequência nominal da rede em estudo é de 50 Hz;
- As tensões estão em pu, e são relativas ao valor nominal do barramento em análise (0,4 / 6,0 / 6,6 / 11 / 15 / 60 kV);

- As cargas são representadas pelo modelo ZIP com 70% de impedância constante e 30% de potência constante, caracterizando um comportamento estático das cargas, sendo largamente utilizado para simulações de estabilidade dinâmica. As bibliografias alternam muito em relação a percentagem da contribuição de cada parcela da carga (potência, corrente e impedância constante), então assumimos estes valores que representam a média geral das recomendações.

[13]

Nos quatros subcapítulos a seguir, é importante salientar que antes da obtenção dos gráficos relativos aos sinais de análise da estabilidade do sistema, foi realizado um estudo de fluxo de potência do sistema em questão, com intuito de obter os valores iniciais de tensão e potencias para as simulações posteriores. Além de ser utilizado, para verificar se a capacidade de transmissão das linhas, transformadores e geradores, estão sendo respeitados, e se a rede opera dentro dos limites toleráveis de tensão. Estes valores foram tabelados e inseridos em seis tabelas presente no Anexo 3.

4.1 Ciclo combinado operando com uma turbina a gás em ilha

Para este caso, temos uma máquina elétrica com turbina a gás operando em modo ilha, e que fornece 7,3 MVA para suprir as cargas dos processos fabris da refinaria. Na análise de fluxo de potência do sistema, as capacidades dos dispositivos e os níveis de tensão dos barramentos estão dentro dos seus limites toleráveis de operação (valores nominais para arranque total e Tabela 15 para parcial).

Assim, dividiremos este estudo em três situações que são:

- Arranque total e parcial (50%+50%) das cargas;
- Perda total e parcial (50%) das cargas;
- Curto-circuito nos barramentos de 0,4/6/15 kV;

4.1.1 Arranque das cargas

O primeiro teste realizado foi no momento do arranque das cargas. Na Figura 21, temos as potências ativa e reativa em duas situações distintas, sendo o primeiro caso, o arranque de todas as cargas ao mesmo tempo, e o segundo com a partida da metade das cargas no tempo de 0.2s e o restante aos 15s.

O controle de potência ativa neste caso é o modo isócrono, onde a variável de monitoramento é a frequência da rede, assim, ao ocorrer por exemplo, um decaimento do desvio de frequência do sistema, o regulador irá aumentar a potência mecânica desenvolvida pela turbina e proporcionalmente da potência ativa fornecida a rede. No primeiro caso, verificamos uma oscilação mais relevante da potência ativa, devido a grande variação de carga, ao tempo de resposta lento do regulador de velocidade e a característica da carga de variar proporcionalmente ao quadrado da tensão (70% de impedância constante).

No momento da inserção da carga, a potência ativa varia bruscamente para seu valor nominal, seguido de uma pequena redução devido a queda de tensão provocada pelo aumento da reação da armadura, não corrigida pelo sistema de excitação de maneira instantânea, e que provoca este fenômeno de diminuição da potência ativa fornecida pelo gerador (carga é influenciável pela tensão).

Com a potência reativa é a mesma situação descrita acima, tendo a diferença, que sua magnitude é de menor expressão, assim o seu decaimento tem a mesma característica que o da potência ativa, mas com intensidade menor. Como a energia reativa é controlada pelo regulador de tensão e este dispositivo possui uma rápida atuação, obtém-se uma resposta que acaba por provocar uma pequena oscilação até o tempo de 10s, para enfim estabilizar na tensão ajustada e conseqüentemente a potência reativa.

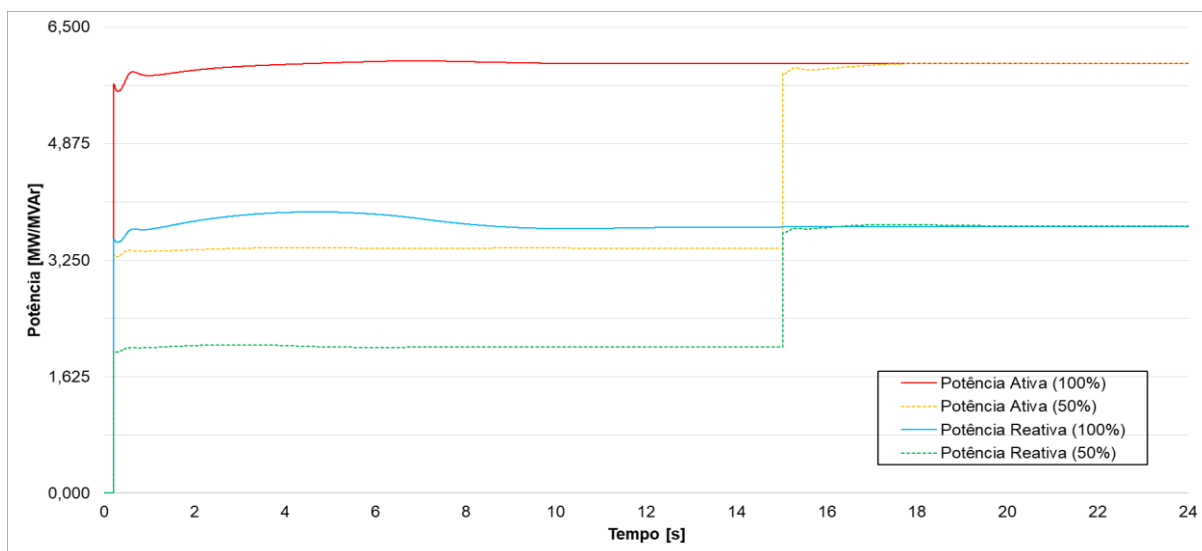


Figura 21 – Potência ativa e reativa no gerador 1 na partida das cargas

Na Figura 22, podemos verificar a variação do ângulo de carga do gerador com a inserção da carga no sistema, sendo que está variável, é quem informa a potência ativa necessária para o suprimento de energia na rede. Este valor é obtido pela diferença angular entre a tensão da carga e o rotor. Em uma máquina elétrica operando como gerador, tem a capacidade máxima limitada no ângulo de 90 graus.

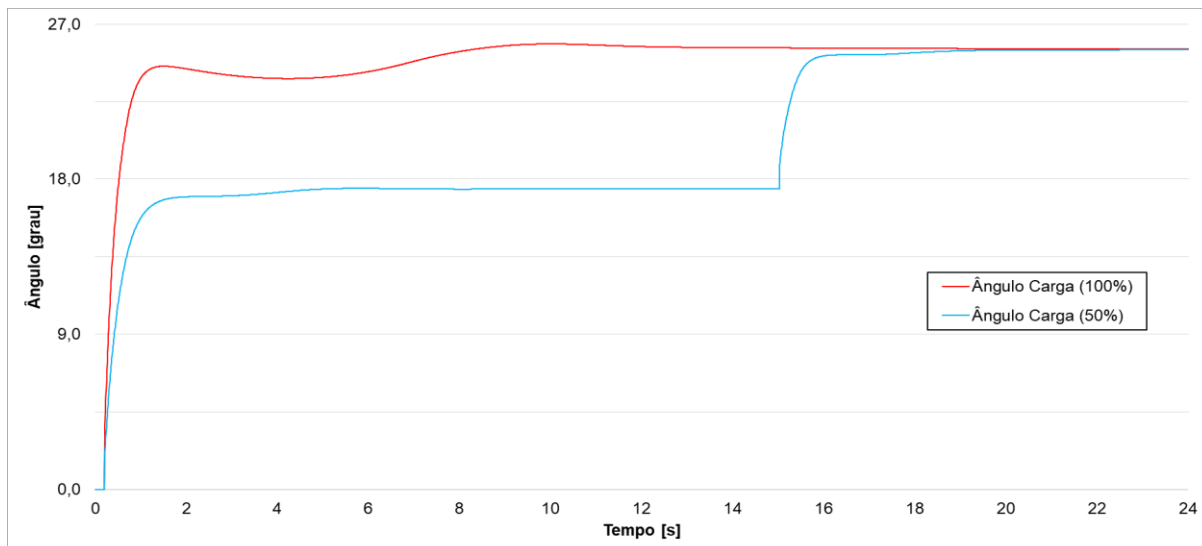


Figura 22 – Ângulo de carga do gerador 1 na partida das cargas

A potência mecânica no caso da partida total, mostra a necessidade de um grande esforço por parte da turbina, chegando perto do seu valor nominal. Além de obter uma resposta lenta de ganho de potência, devido aos atrasos da atuação das válvulas de combustível e inércia da turbina.

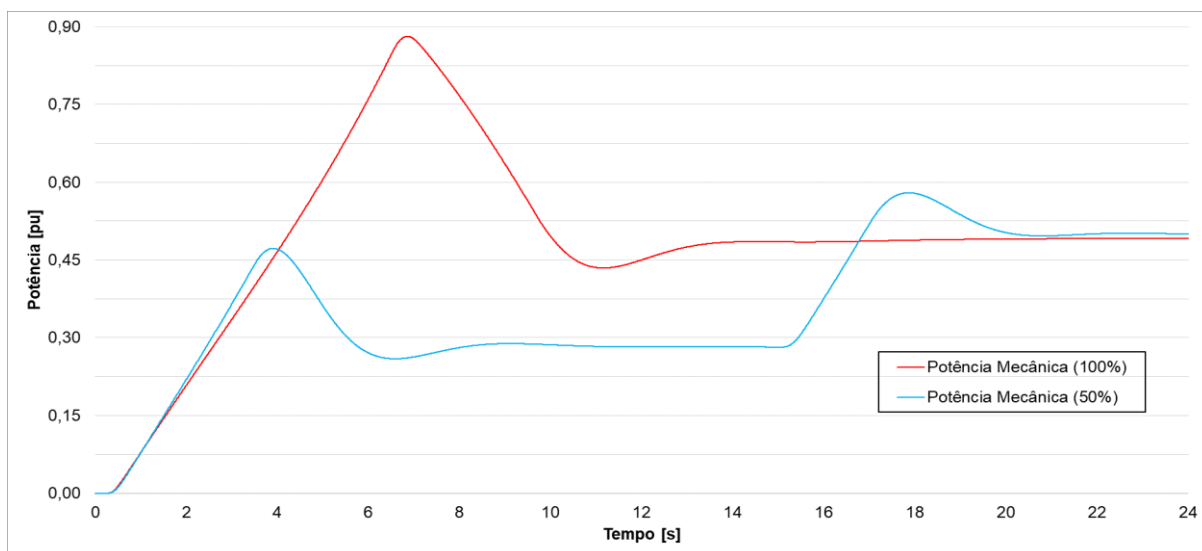


Figura 23 – Potência mecânica no gerador 1 na partida das cargas

O sinal de frequência mostra que para a partida a plena carga, o relé de proteção do grupo irá disparar por mínima frequência, pois o fabricante das turbinas (GE), pré-estabelece os *settings* de 3% de desvio de frequência da rede com tempo de atuação em 10s, e 7% com tempo de 0,5s. Essa variação brusca de frequência, se deve ao fato da mudança repentina de potência solicitada pelas cargas, reduzir a velocidade da turbina que é proporcional a frequência elétrica, e que é ocasionado pela lenta resposta do regulador de velocidade do grupo, devido ao baixo valor de momento de inércia do grupo.

Na partida parcial, visualiza-se pequenas perturbações de frequência no momento de inserção das cargas, com desvio máximo de 3% por tempo curto e uma estabilização mais rápida do sinal em comparação com a partida plena.

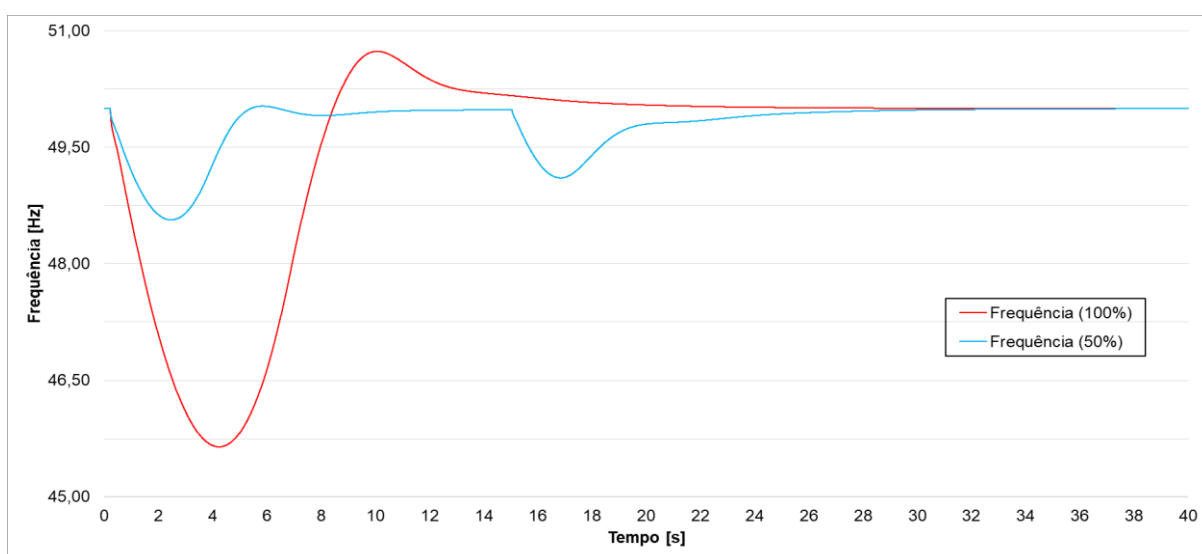


Figura 24 - Frequência no barramento 5 na partida das cargas

A tensão do barramento no momento da ligação da carga, resulta em um ligeiro decaimento, provocado pelas cargas indutivas (grande parte são motores assíncronos) com consumo de potência reativo para magnetização de seus enrolamentos, além do aumento da reação da armadura provocado pelo respetivo aumento de corrente nos terminais do alternador. Entretanto, devido a resposta imediata do sistema de excitação, temos uma queda na tensão de no máximo 5%, e um insignificante sobressinal após a recuperação da tensão até sua estabilização no tempo de 10s, não ultrapassando os valores ajustados nas proteções de tensão do grupo.

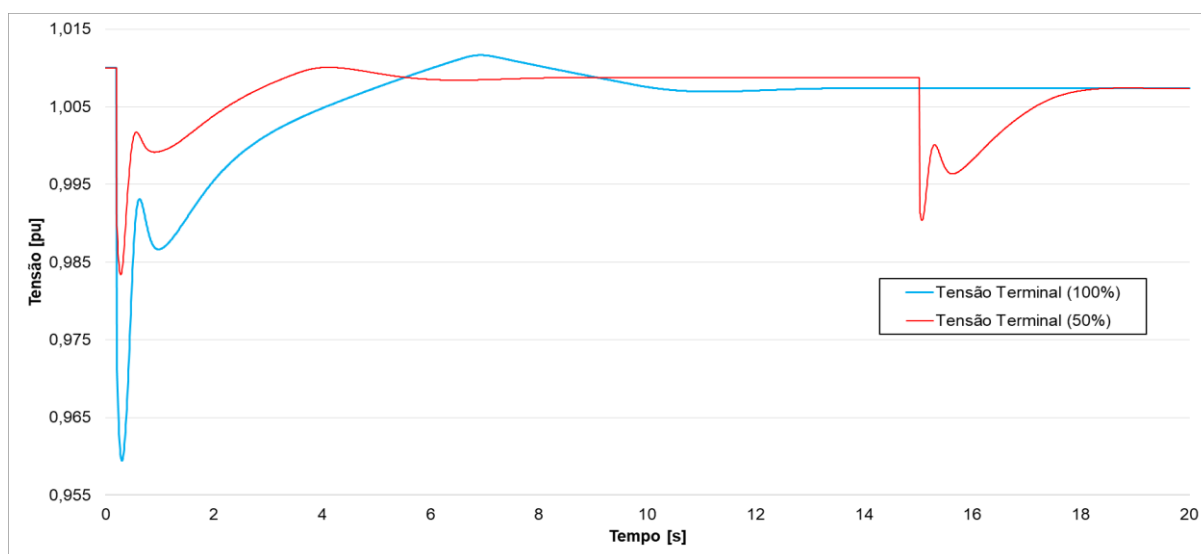


Figura 25 – Tensão no terminal do gerador 1 na partida das cargas

As Figura 26 e Figura 27 mostram a corrente e tensão de campo no momento da adição da carga. Conforme podemos verificar, no momento em que a tensão no barramento começa a decair, o regulador de tensão aumenta o seu nível de tensão na excitatriz e conseqüentemente da corrente de campo, proporcionalmente ao decaimento obtido no terminal do gerador. A resposta rápida, se deve ao fato de o sistema de excitação possuir uma excitatriz piloto que não é alimentada pelo terminal do gerador, assim, o decaimento de tensão no terminal não limita a resposta da excitatriz a eventuais cavas de tensão ocasionados por perturbações ao sistema.

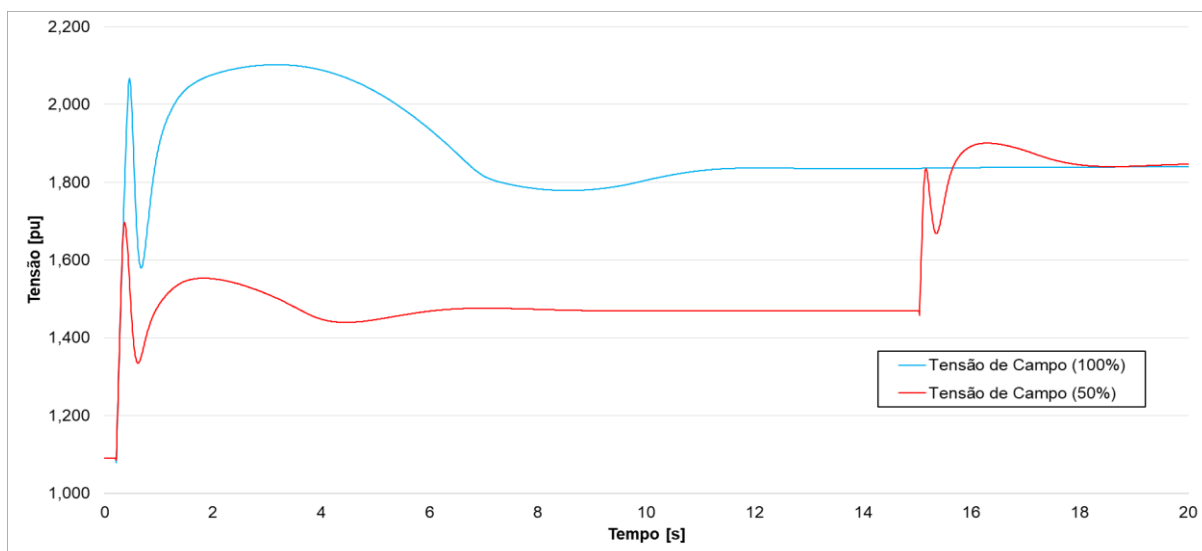


Figura 26 – Tensão de campo no gerador 1 na partida das cargas

Os enrolamentos de campo, por se tratar de um circuito predominantemente indutivo, possui a corrente atrasada em relação a tensão, ocasionando mais um atraso na resposta do regulador no ajuste da tensão nos terminais do gerador, conforme podemos verificar na figura abaixo.

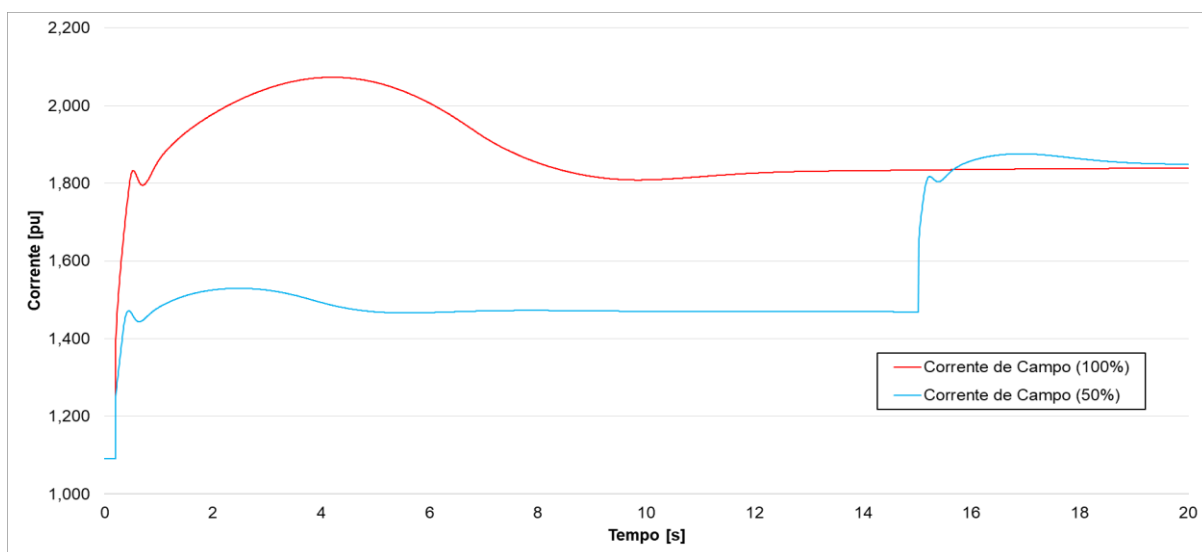


Figura 27 – Corrente de campo no gerador 1 na partida das cargas

4.1.2 Perda de carga

Na perda de carga a situação é inversa ao arranque, devido a diminuição de potência solicitada, a velocidade da turbina aumenta. Podemos verificar na Figura 28 de potência mecânica e na Figura 29 de desvio de frequência, que com a remoção total da carga, a frequência aumenta e o regulador de velocidade tenta reduzir, fechando a válvula de combustível da turbina a gás e conseqüentemente diminuindo a potência mecânica exigida.

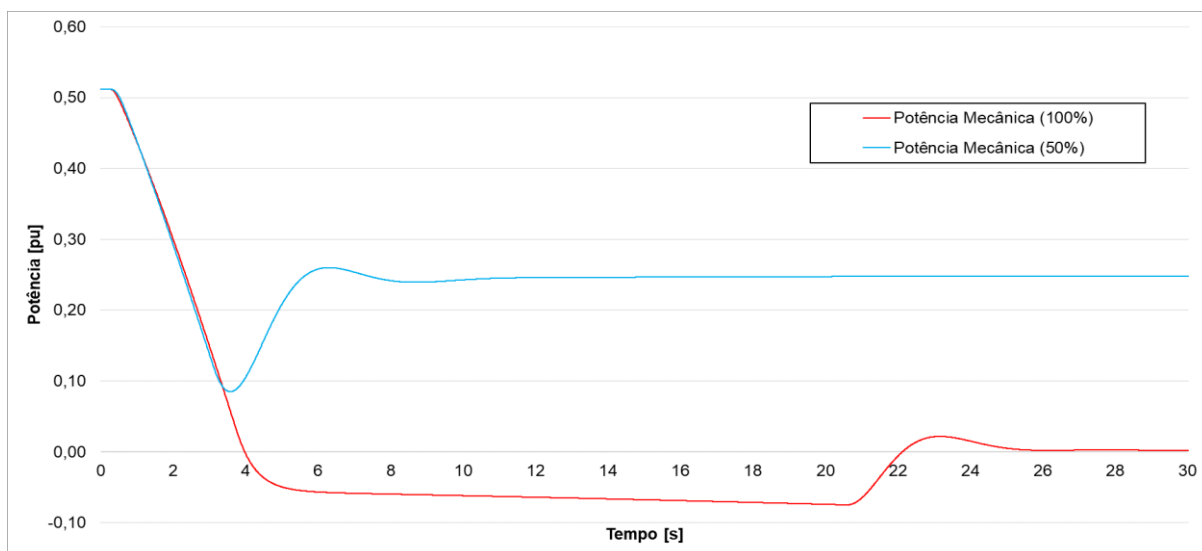


Figura 28 – Potência mecânica na perda de cargas com uma turbina em modo ilha

Devido a termos uma rede pequena, a turbina não consegue liberar todo o excesso de energia armazenado na turbina, tendo uma elevação significativa na frequência do sistema em longo prazo.

Na Figura 29, podemos verificar que conforme os settings de proteção de máxima frequência dos grupos ditas anteriormente, na situação de perda total de carga da refinaria, a máquina será removida do sistema, devido a seu pico de desvio de frequência atingir em torno de 8,5% por um período superior de 500ms. Em compensação, na situação de perda da metade da carga, o sistema consegue absorver o excesso de energia, não ultrapassando os valores ajustado na proteção de frequência do gerador.

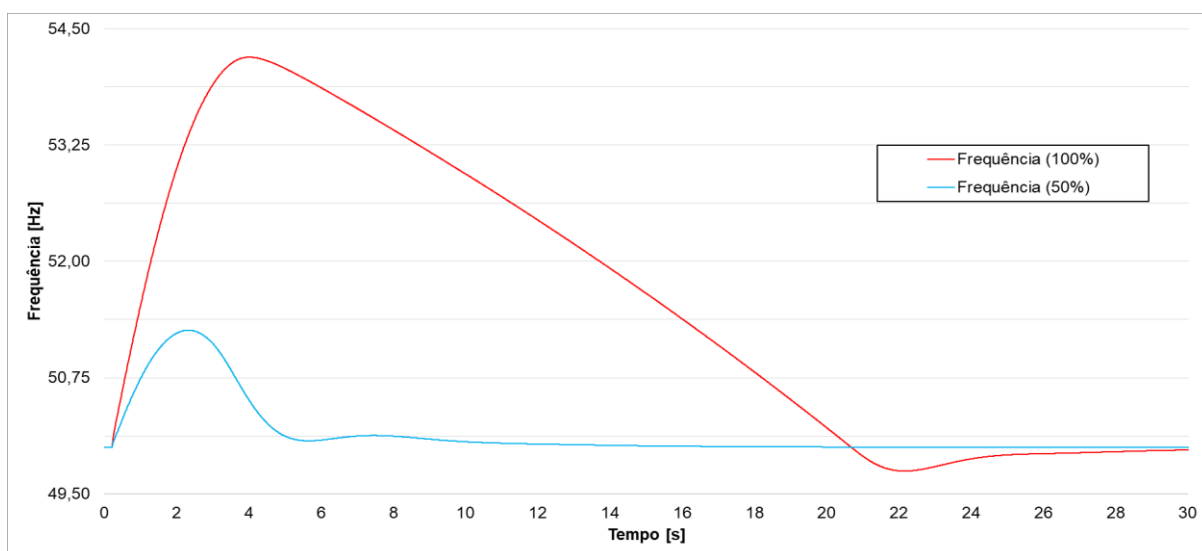


Figura 29 – Frequência na perda de cargas com uma turbina em modo ilha

Com a diminuição da carga, há também uma redução da reação da armadura do gerador provocada pela corrente que circula nos enrolamentos do estator, ocorrendo um aumento de

tensão nos terminais, e que rapidamente é corrigido pelo regulador de tensão. O sobressinal atinge um valor de 5% na saída do gerador, entretanto, levando em consideração o efeito de amortecimento das linhas de distribuição de energia elétrica, este valor é aceitável em ambas perdas de carga, pois valores inferiores a este serão medidos nos terminais das cargas e o tempo de normalização da tensão é inferior ao tempo ajustado nas proteções de máxima tensão dos grupos..

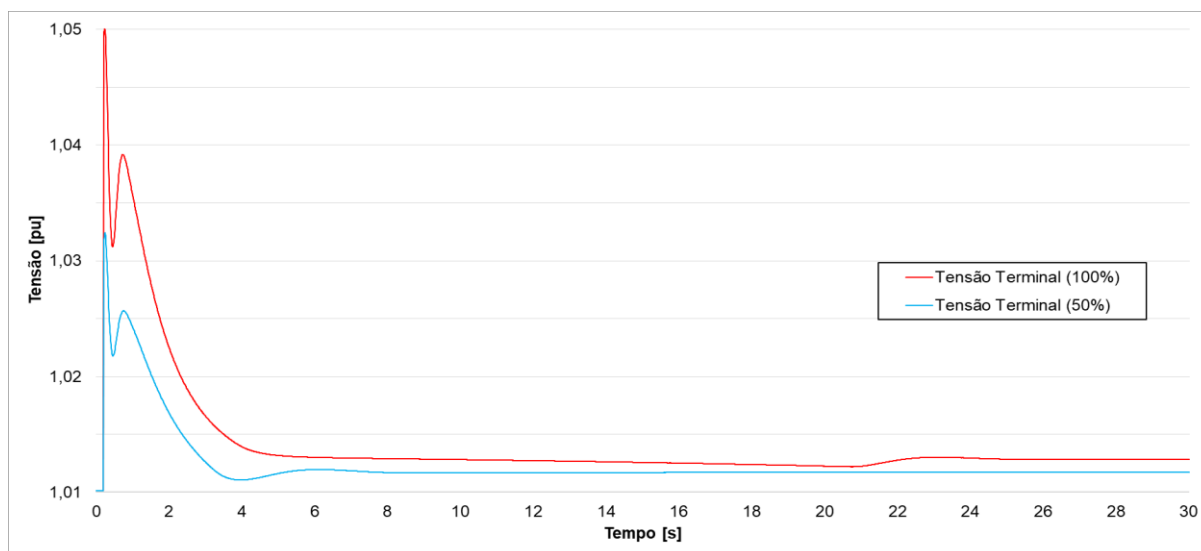


Figura 30 – Tensão no barramento na perda de cargas com uma turbina em modo ilha

4.1.3 Curto-Circuitos nos barramentos da refinaria

Foram simuladas situações de curto-circuito nos barramentos 21 (15 kV), 31 (0,4 kV) e 33 (6 kV), com propósito de verificação do comportamento do gerador e do sistema devido a estas perturbações. O defeito ocorrido foi um curto-circuito trifásico no instante de 200 ms, e o momento de extinção do defeito foi com 400 ms para a barra 21, e 600 ms nas barras 31 e 33, garantindo a seletividade entre os níveis de tensão (primeiro o 15 kV e depois os outros níveis). Em situação de defeito elétrico no barramento dos geradores, todos os grupos devem ser removidos para a proteção e a integridade do sistema, sendo assim, não foi realizado nenhuma simulação para um eventual defeito no nível de 11 kV.

Na Figura 31 é ilustrada a potência ativa no momento do defeito, e como podemos verificar, quanto mais perto o defeito for da fonte de energia, menor será a potência fornecida pelos geradores, isto se deve ao fato que na pior situação, que é no barramento de 15 kV (barra 21), a impedância de curto-circuito é muito baixa e sua tensão é praticamente nula, assim, em situações de defeito elétrico perto da barra de geração, o gerador contribui de forma insignificante com potência ativa a rede.

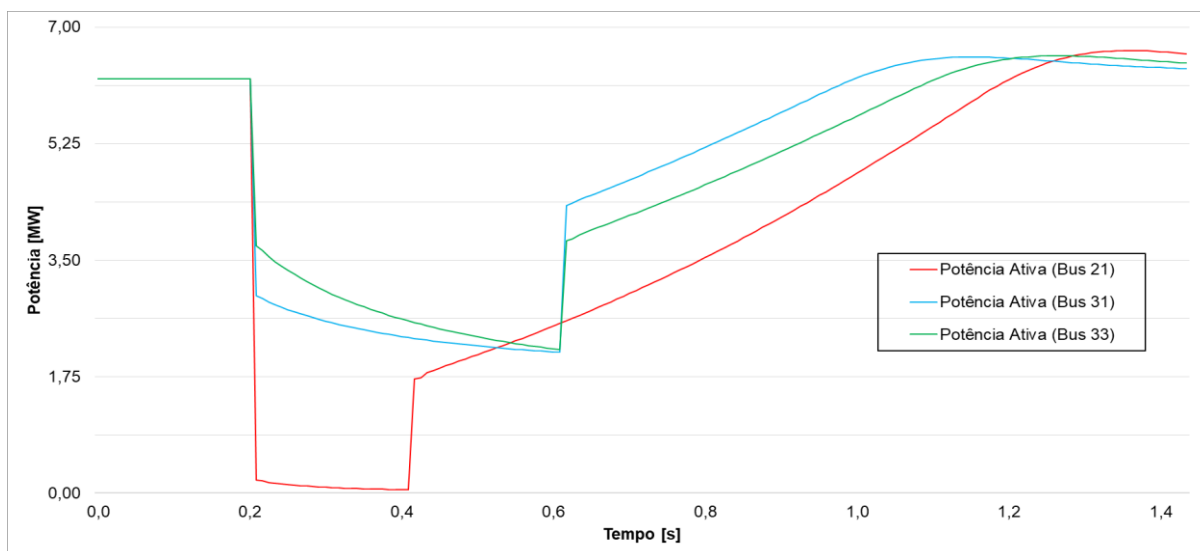


Figura 31 – Potência ativa no gerador 1 na situação de curto-circuito

Outra informação que aborda a perda de potência ativa, é a diminuição do ângulo de carga no momento do defeito. Quanto mais longe o defeito for da fonte, menor será a variação do ângulo e da potência ativa fornecida.

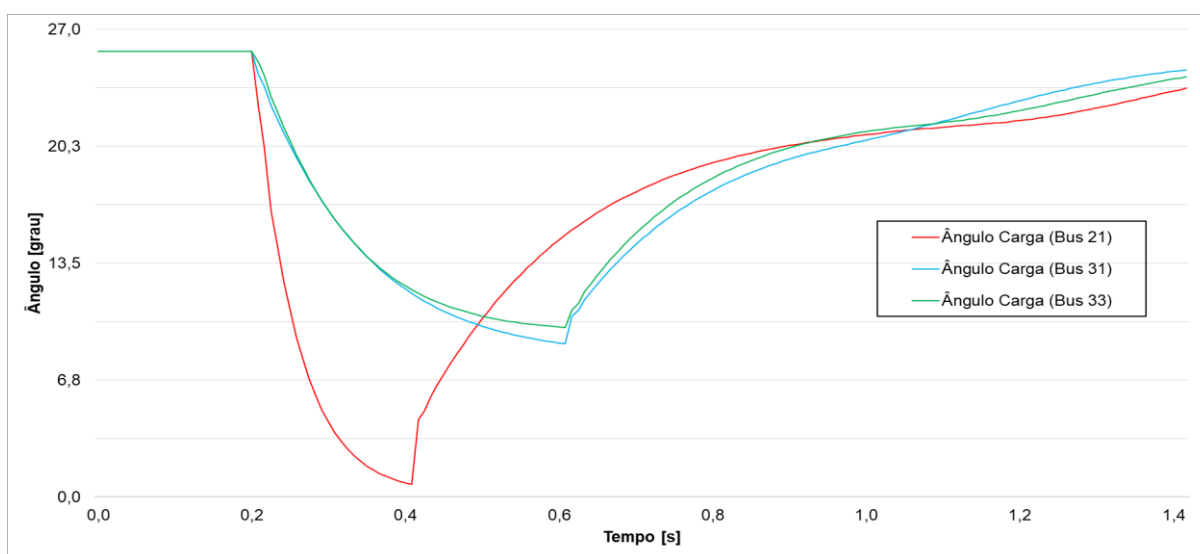


Figura 32 – Ângulo de carga no gerador 1 na situação de curto-circuito

Não contribuindo com potência ativa a rede, a um aumento da velocidade da turbina e consequentemente, um aumento da frequência na rede elétrica da refinaria. Mas em nenhum dos casos, com os tempos de atuação definidos anteriormente, há uma extrapolação dos limites de frequência configurado nas proteções. Esta pequena variação, se deve ao valor elevado de inércia do gerador, que ocasiona uma maior resistência a variações de frequência a curto tempo.

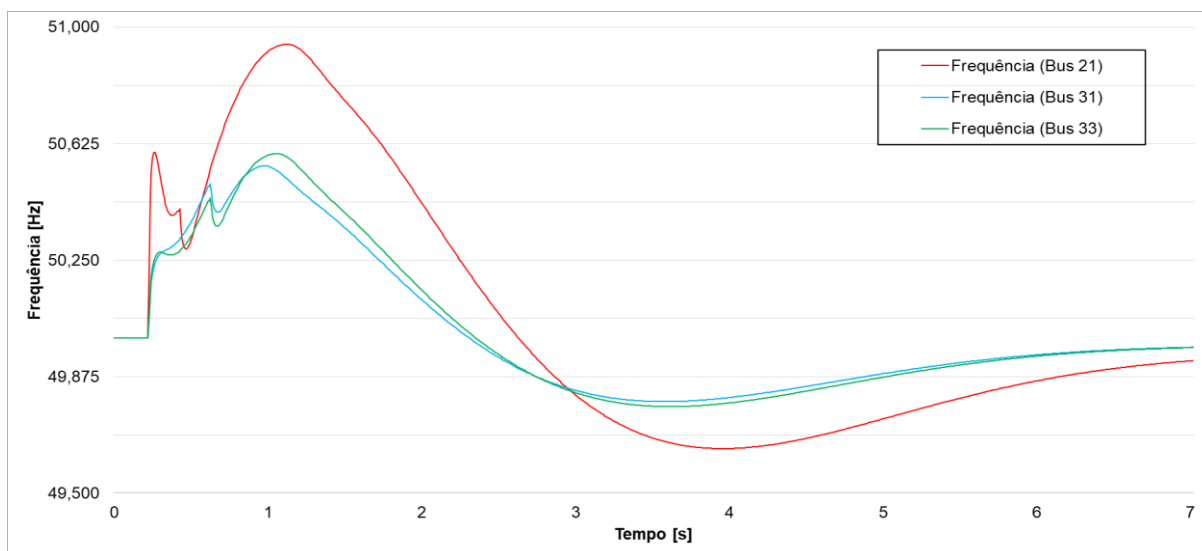


Figura 33 – Frequência no barramento 5 na situação de curto-circuito

Sobre a tensão como dito anteriormente, quanto mais longe o defeito for dos geradores, maior será a impedância de curto circuito, e conseqüentemente menor a queda de tensão devido ao defeito.

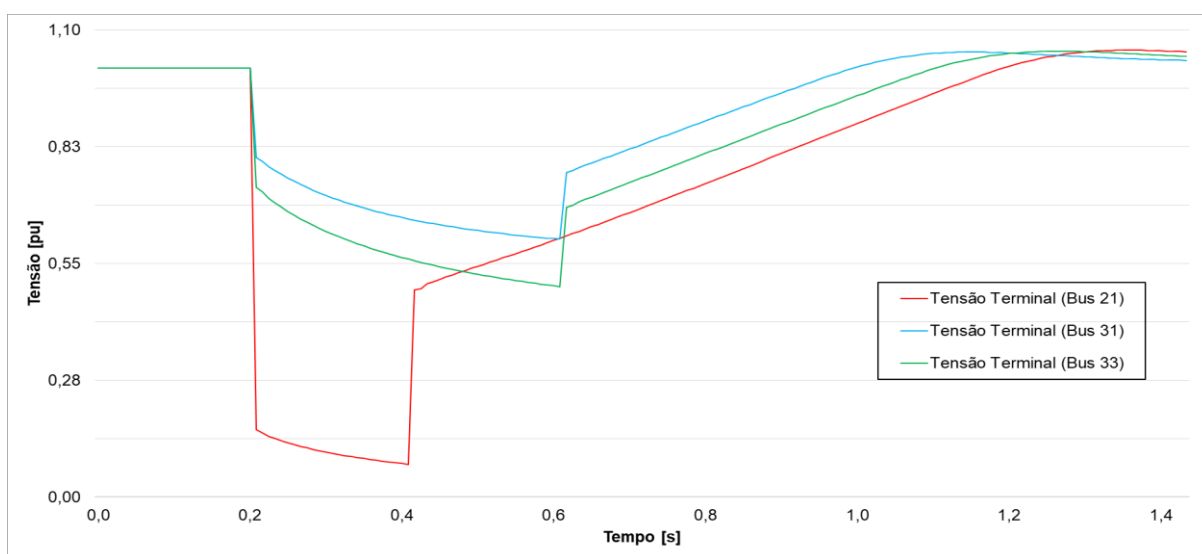


Figura 34 – Tensão no terminal do gerador 1 na situação de curto-circuito

Nos enrolamentos de campo, há uma queda brusca na tensão de excitação, mas como o sistema é desacoplado aos terminais da máquina, a uma rápida resposta do regulador para compensar esta redução. Nota-se que a tensão de excitação atinge valores elevados, isso se deve ao seu limite estar ajustado em 6 pu, o que necessariamente pode não condizer com a realidade, mas por falta de dados fiáveis não foi possível ajustar estas limitações.

Caso o valor fosse limitado em 3 pu, teríamos uma reta a partir de 600ms e a estabilização do sinal de tensão do terminal do gerador, levaria um maior tempo para atingir seus valores nominais.

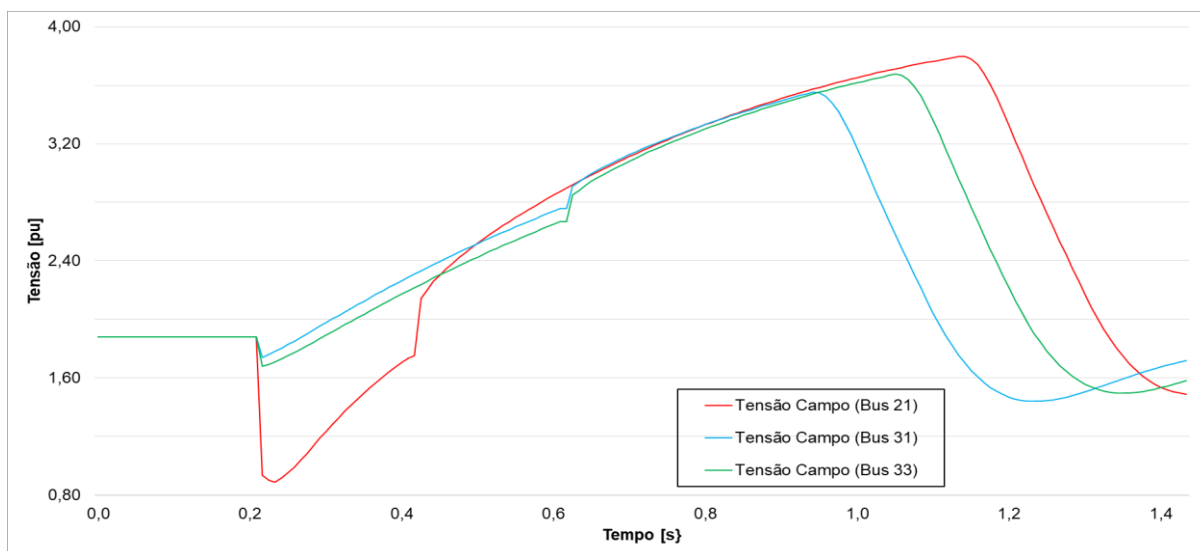


Figura 35 – Tensão de campo no gerador 1 na situação de curto-circuito

O aumento repentino de corrente é explicado pelo fato de que quando o regulador percebe uma queda acentuada na tensão dos terminais, este diminui o ângulo de disparo dos IGBTs que controlam a corrente de excitação do rotor, e por consequência a amplitude da tensão do sistema de excitação do gerador. Nesta situação a resposta é imediata, pois no modelo não consideramos atrasos relativo a medições, portanto em prática, o regulador possui um atraso de resposta a uma eventual perturbação deste tipo.

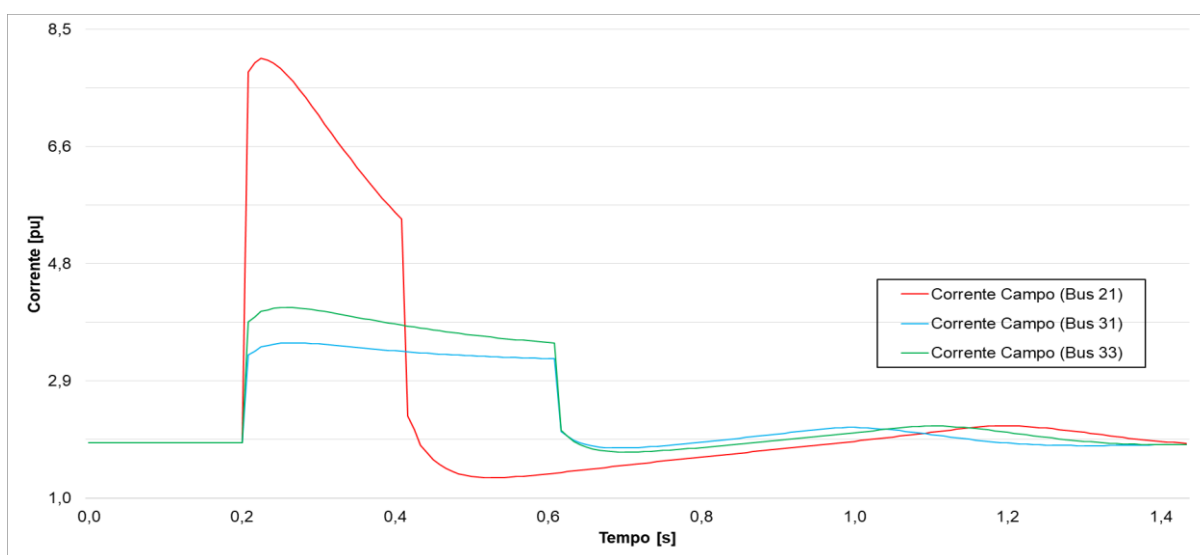


Figura 36 – Corrente de campo no gerador 1 na situação de curto-circuito

Todas essas informações são necessárias para explicar o motivo do aumento da potência reativa no momento do defeito nos barramentos 21, 31 e 33. Como a falta nestas situações está localizada distante da fonte, no momento do defeito, o valor da tensão não é nulo e a corrente que circula nos terminais é a de curto-circuito (valores elevados), assim, temos um pico de reativo no exato momento do defeito, e ao longo do tempo com o decréscimo de corrente

característico de uma situação de falta (transitório e síncrono), a uma redução de reativo até sua normalização após a interrupção do defeito.

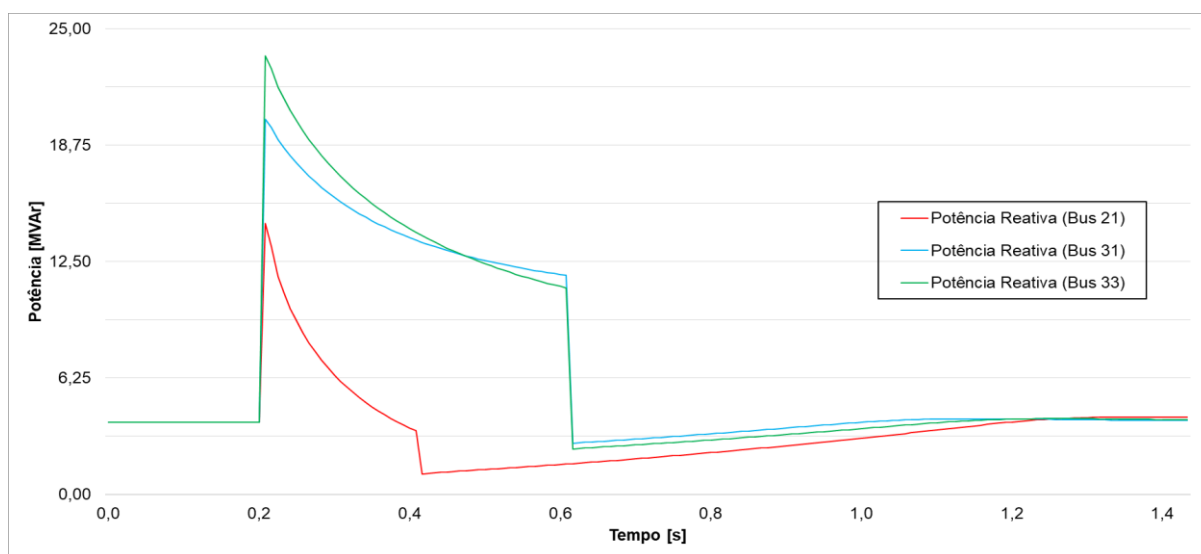


Figura 37 – Potência reativa no gerador 1 na situação de curto-circuito

4.2 Ciclo combinado operando com duas turbinas a gás em ilha

Para este caso, teremos duas máquinas elétricas com turbina a gás operando em modo ilha e que fornece 7,3 MVA para suprir as cargas dos processos da refinaria, sendo as potências divididas igualmente entre geradores. Na análise de fluxo de potência do sistema, as capacidades dos dispositivos e os níveis de tensão dos barramentos estão dentro dos seus limites toleráveis de operação (valores nominais para arranque total das cargas e Tabela 15 para os outros casos).

Dividiremos este estudo em quatro situações que são:

- Sincronização do segundo grupo a gás;
- Arranque total das cargas;
- Perda de um grupo;
- Curto-circuito nos barramentos de 15 kV.

4.2.1 Sincronização do segundo grupo

A sincronização do segundo grupo é realizada no instante de tempo de 200 ms, e o desfasamento angular das fases e o desvio de tensão é igual a zero no momento da interligação do gerador. Conforme podemos verificar na Figura 38 e Figura 39, nestas condições as perturbações nos sinais de tensão e frequência são praticamente nulas, não proporcionando nenhuma instabilidade ao sistema. O pequeno desvio de frequência que ocorre a partir do tempo de 2 s, é consequência do grupo 2 assumir uma fatia da potência ativa requerida pela rede, e

que no momento de transferência de carga ocorre esta perturbação que não gera nenhum constrangimento ao sistema.

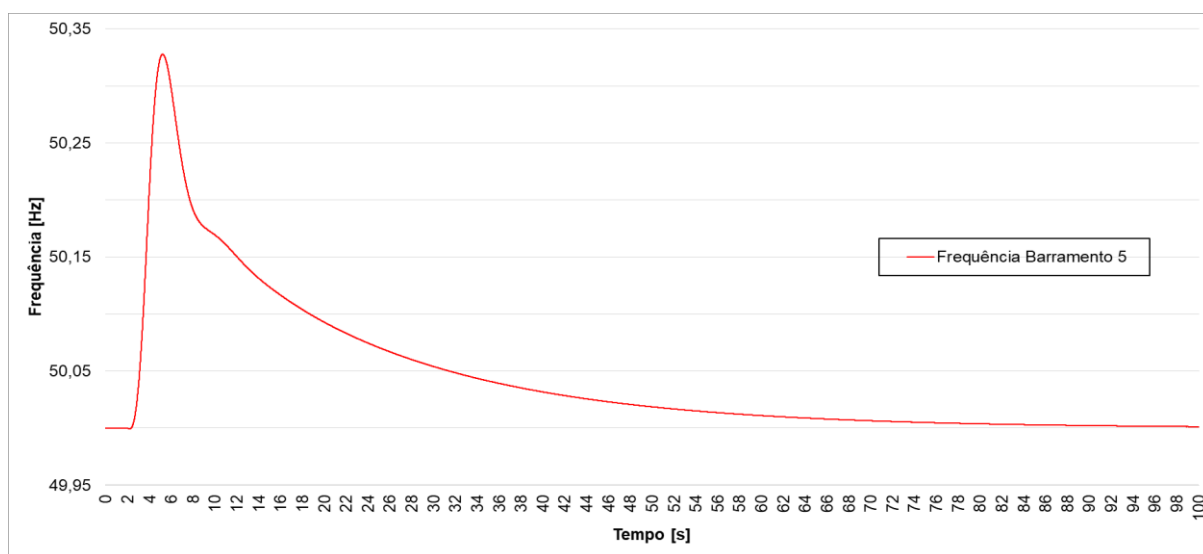


Figura 38 – Frequência no barramento dos geradores na sincronização da segunda turbina

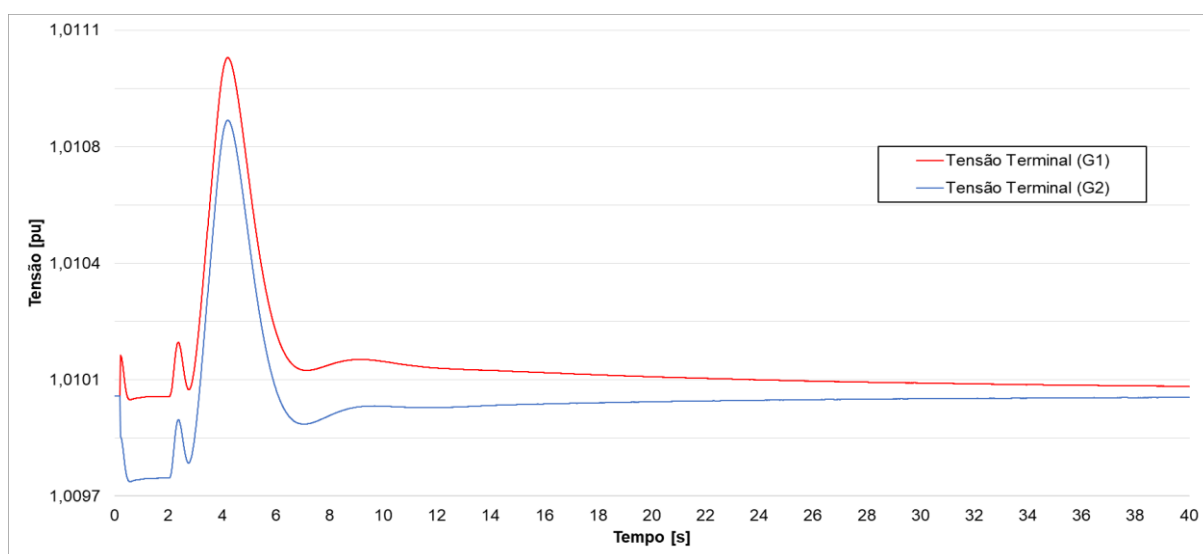


Figura 39 – Tensão nos terminais dos geradores 1 e 2 na sincronização da segunda turbina

Em relação ao nível de tensão do gerador 2 ser inferior ao do grupo 1, é devido a impedância até o barramento dos geradores do segundo grupo ser menor, então para se compensar esta maior queda de tensão e equilibrar a transferência de potência reativa entre geradores, o grupo 1 tem o sinal de tensão ligeiramente superior ao outro grupo.

O grupo 2 opera no modo de controle de potência, sendo ajustado com uma potência ativa de referência para suprir metade da demanda exigida pela refinaria. O grupo 1, como está operando em modo de controle isócrono, irá compensar a potência ativa restante, fixando sua referência de potência na frequência da rede. O compartilhamento de carga é realizado de forma

superamortecida, evitando grandes oscilações nos níveis de frequência da rede elétrica da fábrica.

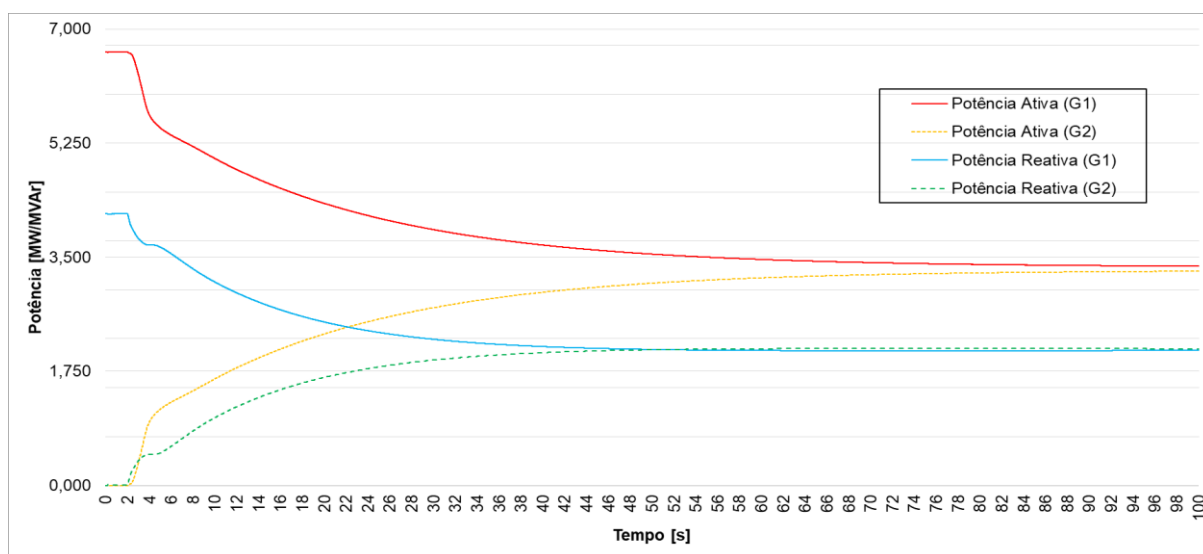


Figura 40 – Potência ativa e reativa nos geradores 1 e 2 na sincronização da segunda turbina

A transferência de carga é realizada diminuindo o ângulo de carga do gerador 1, que nada mais é do que a diferença entre o ângulo de tensão da carga e o do rotor do gerador, então para se diminuir esta variável, precisamos aumentar a velocidade do segundo grupo e diminuir a do primeiro, provocando uma diminuição do ângulo de carga do gerador 1 e um aumento do gerador 2.

A Figura 41, esta a mostrar a diferença de velocidade entre os dois grupos, que ilustra a explicação dada anteriormente. O grupo um está com uma velocidade ligeiramente inferior à do grupo dois, diferença que vai diminuindo até convergir para mesma velocidade aproximadamente no tempo de 70 s. Esta diminuição da diferença, reflete com a curva de transferência de potência ativa entre os grupos, conforme imagem acima.

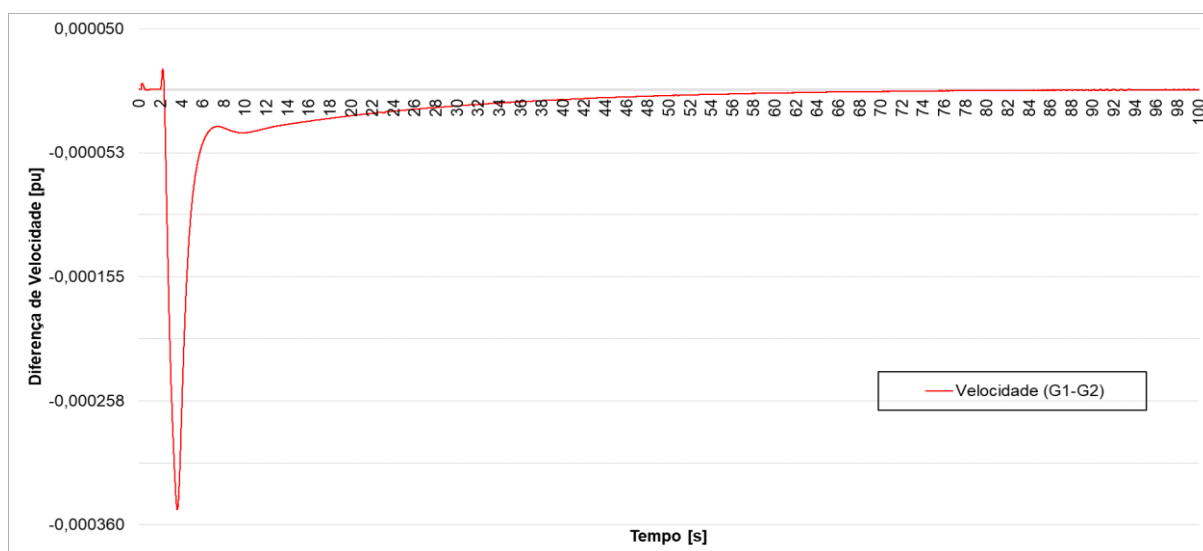


Figura 41 – Diferença de velocidade entre o gerador 1 e 2 na sincronização da segunda turbina

4.2.2 Arranque das cargas

No arranque total das cargas da refinaria com duas turbinas a gás no sistema, percebemos na Figura 42, uma grande diferença entre o sistema estar com um ou dois alternadores. Como os dois grupos são idênticos, com os mesmo parâmetros, temos um valor duas vezes superior de momento de inércia do que no caso com uma turbina, o que implica em uma menor variação de frequência com o aumento da potência ativa e um ganho de estabilidade no sinal de frequência.

Com dois grupos em operação, não teremos nenhuma atuação da proteção de máxima e mínima frequência dos geradores, devido ao sinal de referência não ultrapassar os settings ajustados de $\pm 3\%$ e $\pm 7\%$ de desvio.

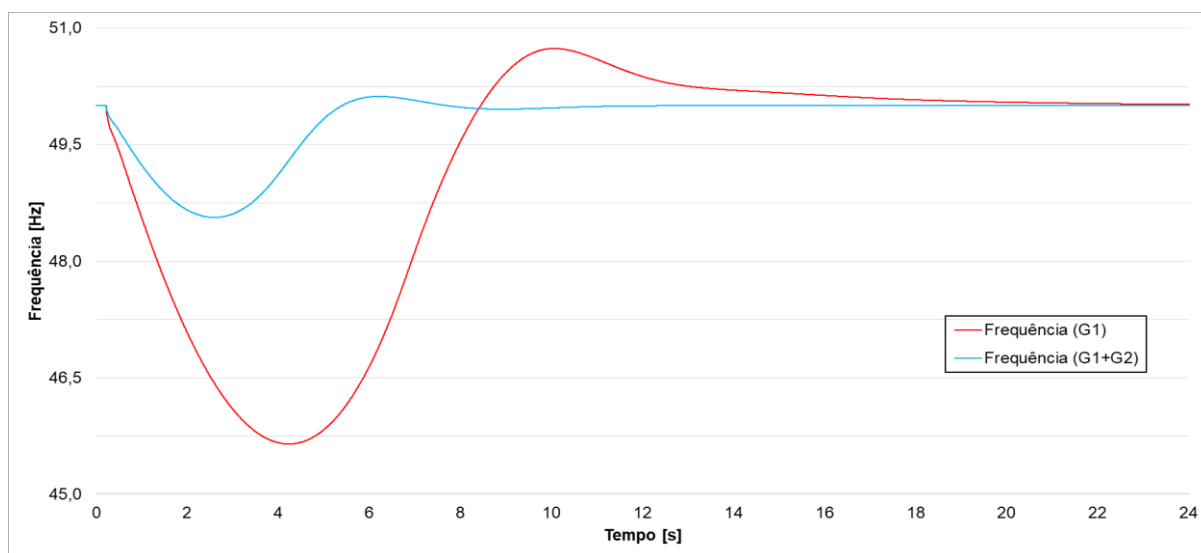


Figura 42 – Frequência no barramento dos geradores na partida das cargas com uma e duas turbinas

A tensão no barramento segue a linha do sinal de frequência, tendo variações bem inferiores no caso da partida das cargas com dois geradores. Neste caso há um compartilhamento de potência reativa entre grupos, e como as cargas são praticamente do tipo indutivo (motores), há um decréscimo normal no momento de interligação das cargas a rede, mas logo compensado pelo regulador de tensão. Os níveis de corrente de excitação com dois geradores são inferiores ao caso com uma máquina, e conseqüentemente sua reação a variação de carga se torna mais rápida.

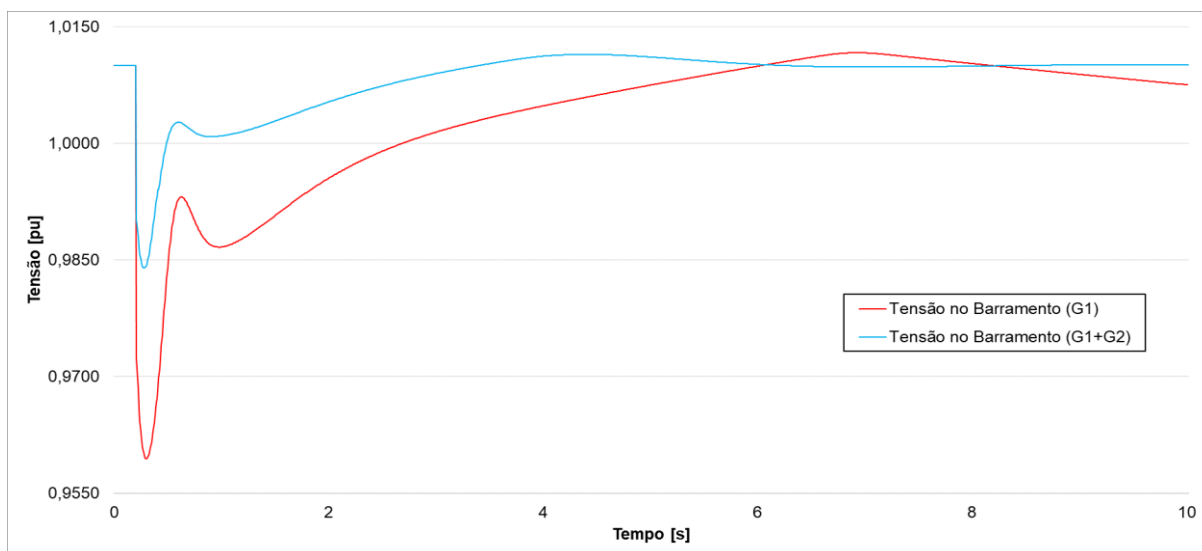


Figura 43 – Tensão no barramento dos geradores na partida das cargas com uma e duas turbinas

Utilizando a diferença angular entre os rotores, verifica-se que ambos os geradores, permanecem em sincronismo após a partida das cargas, tendo seu deslocamento angular com o valor máximo de 6 graus e estabilizando em -0,8 graus. Com esta informação também é possível indicar, que o grupo 1 está fornecendo um valor sensivelmente menor de potência ativa do que o grupo 2, pois o ângulo de carga é a diferença entre os ângulos de tensão e do rotor, e como o gerador 1 está com um ângulo rotórico menor, conseqüentemente sua potência ativa será inferior ao do outro gerador.

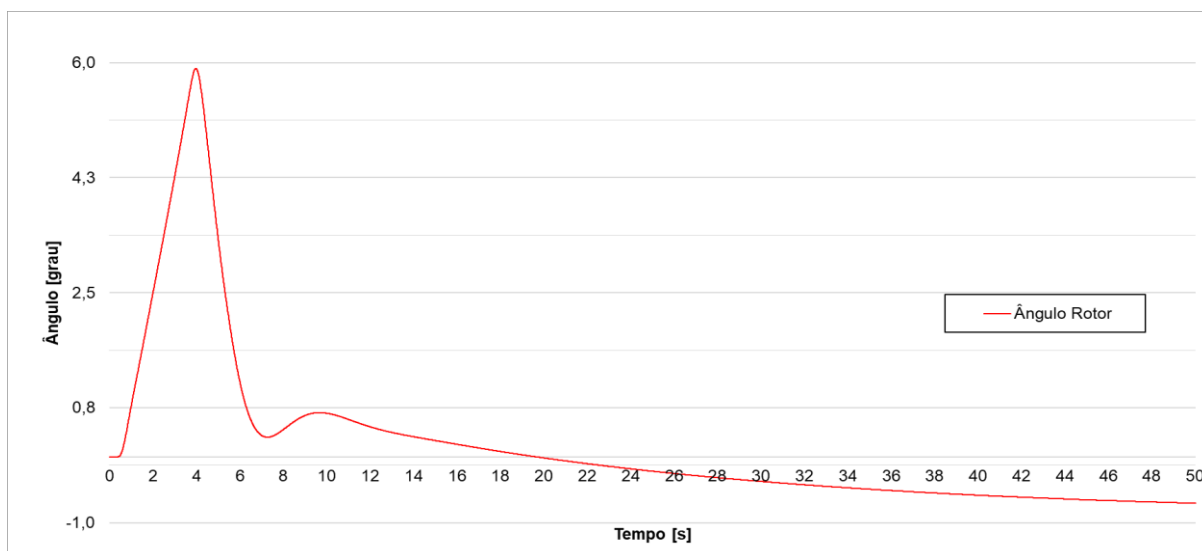


Figura 44 – Diferença de velocidade entre o gerador 1 e 2 na partida das cargas

4.2.3 Perda do segundo grupo

Em caso de perda do segundo grupo, verifica-se que os sinais de tensão e frequência possuem um comportamento similar ao de arranque das cargas com dois grupos. Em ambas as situações, há um aumento de carga proporcional a metade da potência instalada na refinaria,

explicando o comportamento similar nesta situação. Tanto o nível de frequência como o de tensão, estão dentro dos limites de operação das proteções do grupo.

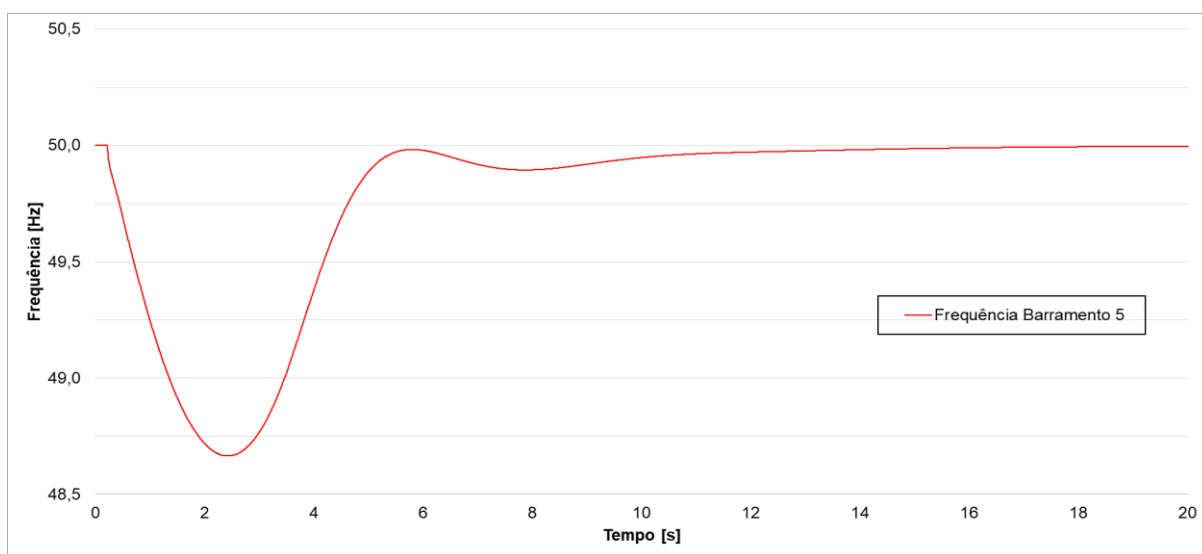


Figura 45 – Frequência no barramento dos geradores na perda da segunda turbina

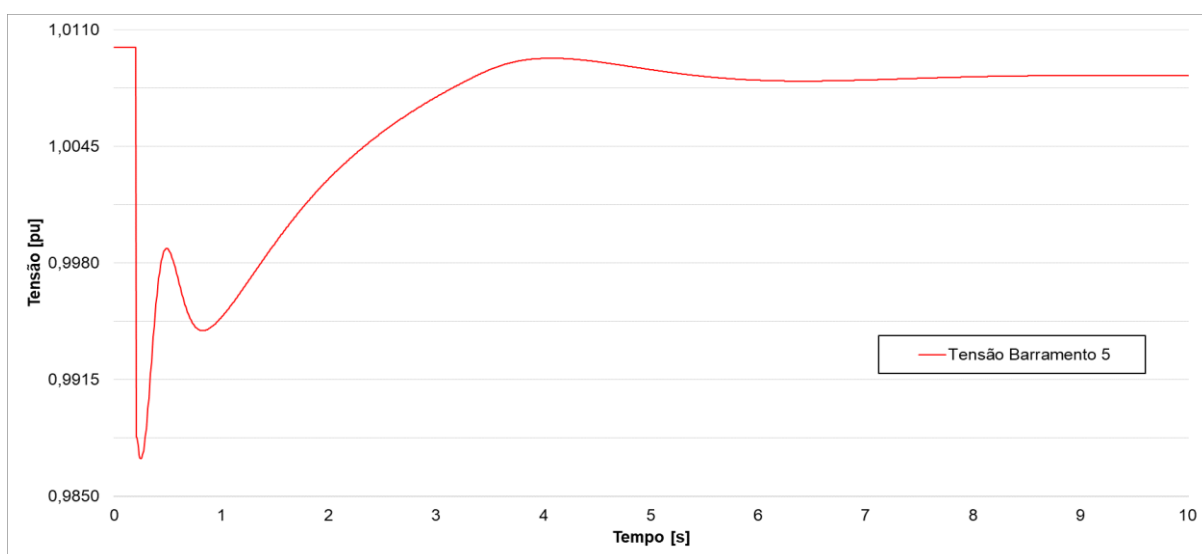


Figura 46 – Tensão no barramento dos geradores na perda da segunda turbina

4.2.4 Curto-Circuitos nos barramentos da refinaria

Para analisar a resposta de um curto circuito no sistema com duas turbinas a gás interligadas a rede em ilha, utilizou a situação com maior criticidade que é uma falta trifásica no barramento de 15 kV de distribuição de energia da refinaria (defeito na barra 21). Há um comportamento similar entre este defeito com uma e duas turbinas no sinal de frequência, entretanto, devido ao valor mais elevado de inércia do sistema, o desvio de frequência é menor do que com um gerador.

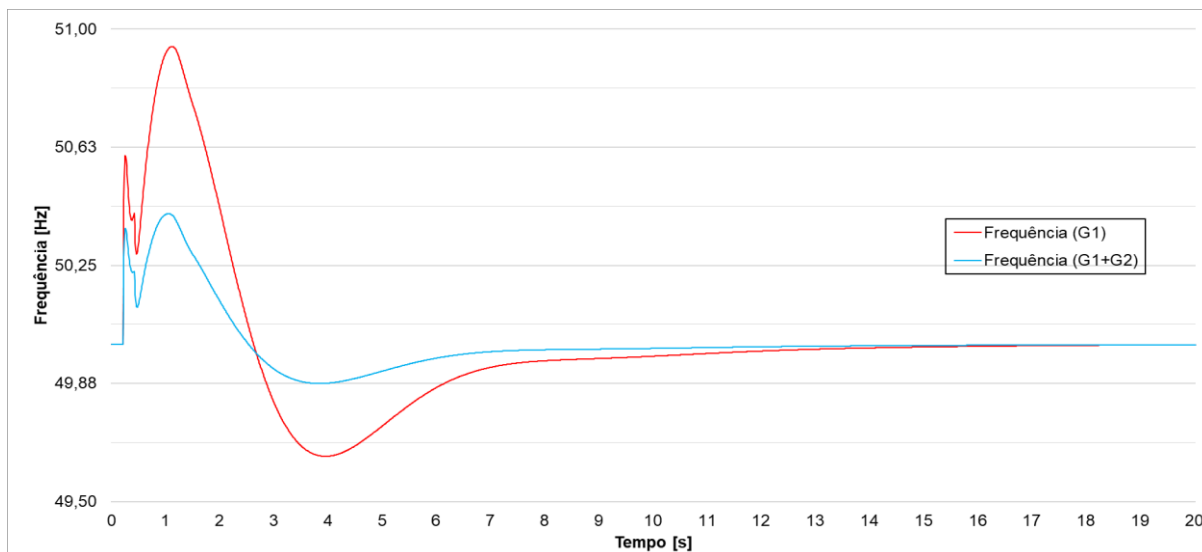


Figura 47 – Frequência na situação de curto-circuito com uma e duas turbinas

O sinal de tensão em ambas as situações possuem o mesmo comportamento, que no início do defeito é praticamente nula até o momento da extinção do defeito. Após a uma estabilização rápida e amortecida do valor de tensão de referência, sem atuação da proteção de mínima tensão. Note que o valor de atuação de máxima intensidade de fase neste caso com duas turbinas, poderia ser aumentado para 400ms, mas devido a situação com uma turbina ocorrer a atuação de mínima tensão, optou-se por padronizar os *settings* para as duas situações.

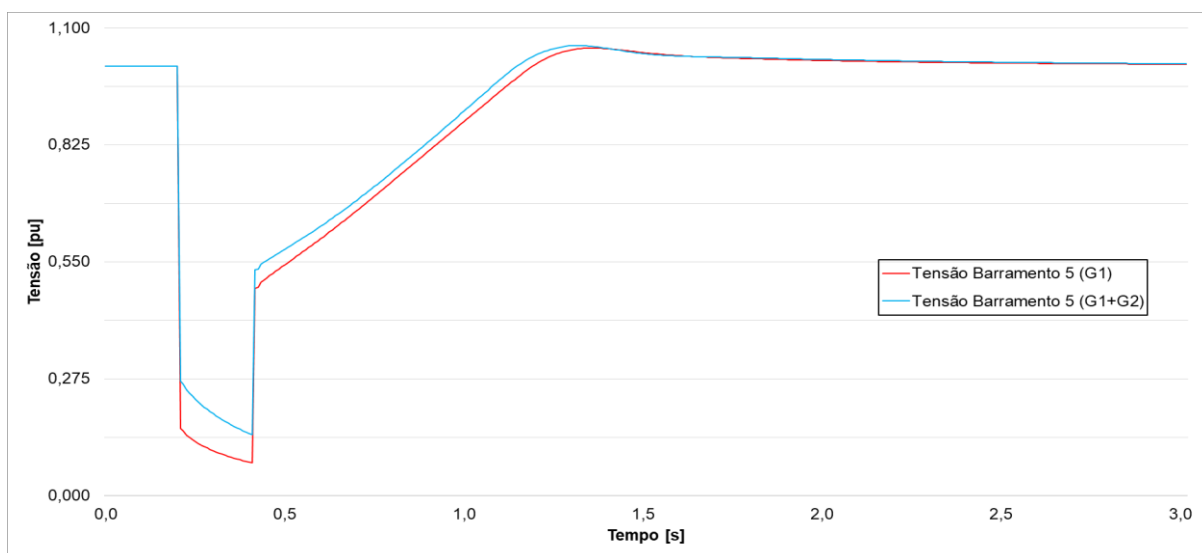


Figura 48 – Tensão no barramento dos geradores na situação de curto-circuito com uma e duas turbinas

Na corrente e tensão de campo, também não se verifica grandes diferenças durante uma situação de defeito trifásico, com exceção de um menor esforço de tensão para compensação do baixo valor de tensão nos terminais dos geradores.

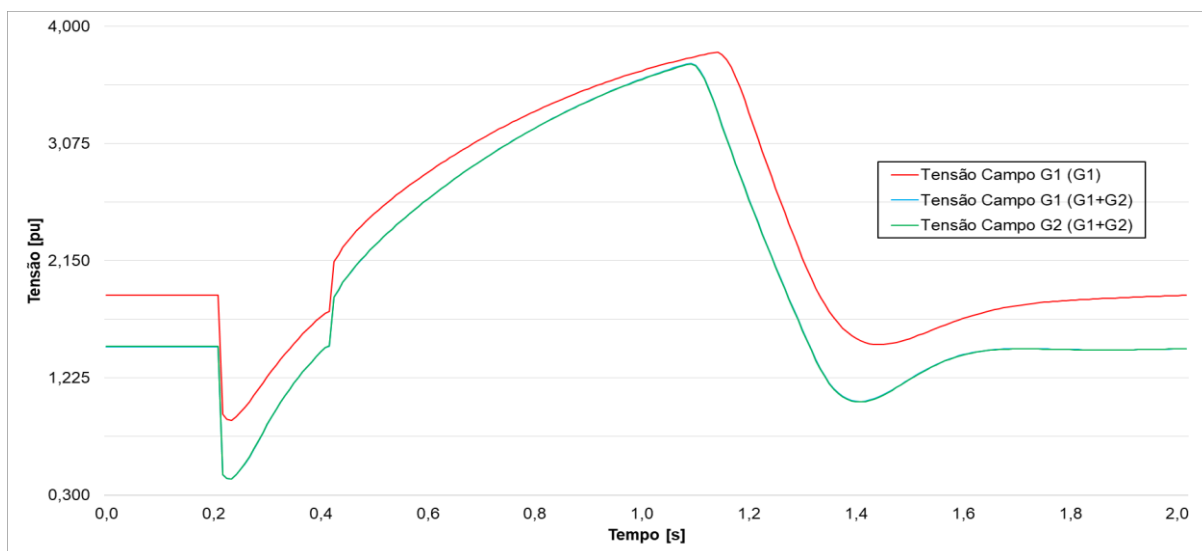


Figura 49 – Tensão de campo na situação de curto-circuito com uma e duas turbinas

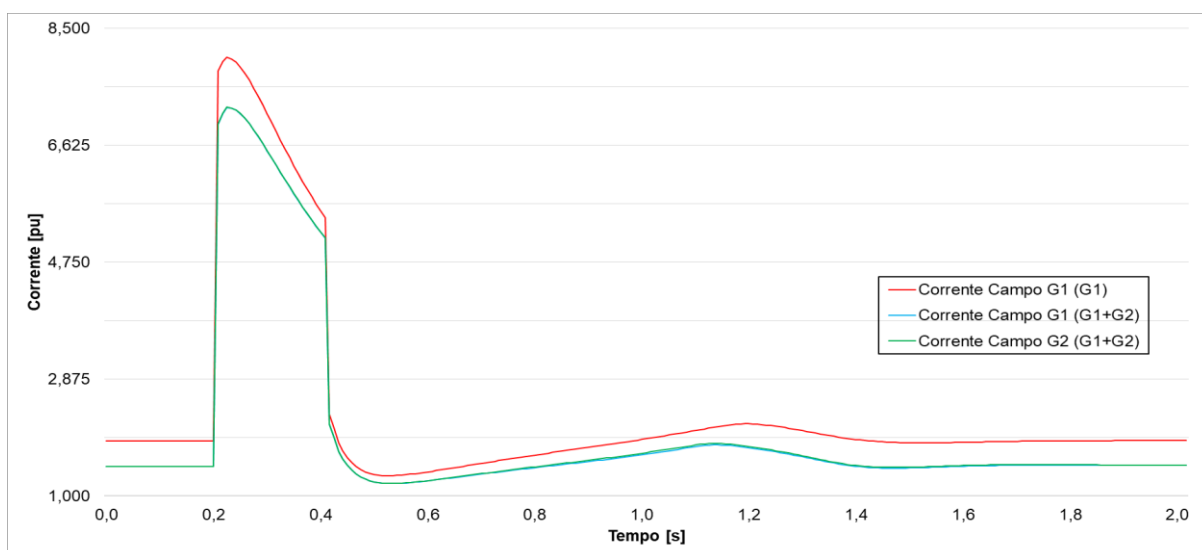


Figura 50 – Comparação da corrente de campo na situação de curto-circuito com uma e duas turbinas

4.3 Ciclo combinado com duas turbinas a gás com carga externa

Em todos os casos estudados neste item, teremos duas máquinas elétricas com 9,2 MVA de geração, suprindo a carga da refinaria que é de 7,7 MVA, e ainda alimentando uma carga exterior de aproximadamente 10 MVA. Na análise de fluxo de potência do sistema, as capacidades dos dispositivos e os níveis de tensão dos barramentos estão dentro dos seus limites toleráveis de operação (Tabela 17).

Este estudo é dividido em três casos que são:

- Perda de 5/10 MVA de carga externa;
- Curto-circuito nos barramentos de 15/60 kV;
- Rejeição do segundo grupo com deslastre de carga.

4.3.1 Perda de carga externa

Os controlos de velocidade estão ajustados um para o modo isócrono (ajuste de frequência) e o restante para controlo de potência (referência de potência ativa), assim, o primeiro grupo sempre irá aumentar ou reduzir a potência fornecida conforme as variações de carga, pois o segundo gerador, esta com um valor fixado de referência.

Para esta caso, simulamos duas situações de perda de carga exterior, sendo a primeira com a metade do valor (5 MVA), e no segundo, a carga total. Desconsiderando a inércia da rede, por falta de informações relativa ao sistema elétrico da região, que contribuiria para o maior amortecimento da variação de frequência da rede, verifica-se que em ambas as perdas de carga, não teríamos nenhuma atuação das proteções de frequência e tensão dos geradores, mesmo na pior situação, que é na perda total da carga externa. Neste momento, temos uma flutuação da frequência para quase 7% do valor nominal, mas como os settings estão ajustados para 10 segundos, o sistema responde rapidamente a esta variação, não tendo tempo hábil para a atuação das proteções.

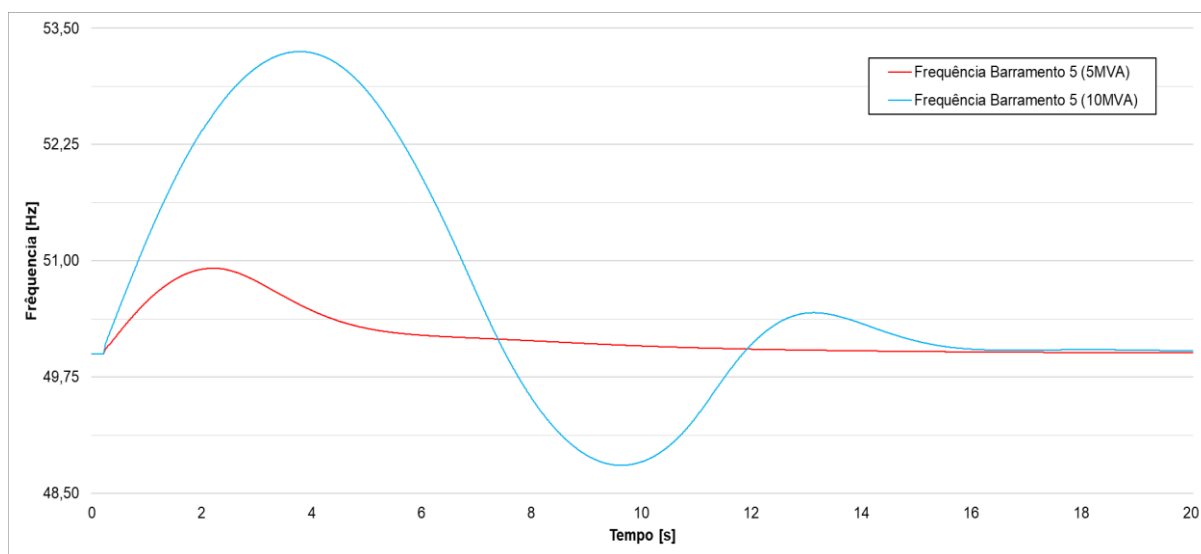


Figura 51 – Frequência no barramento dos geradores na perda de carga externa com duas turbinas a gás

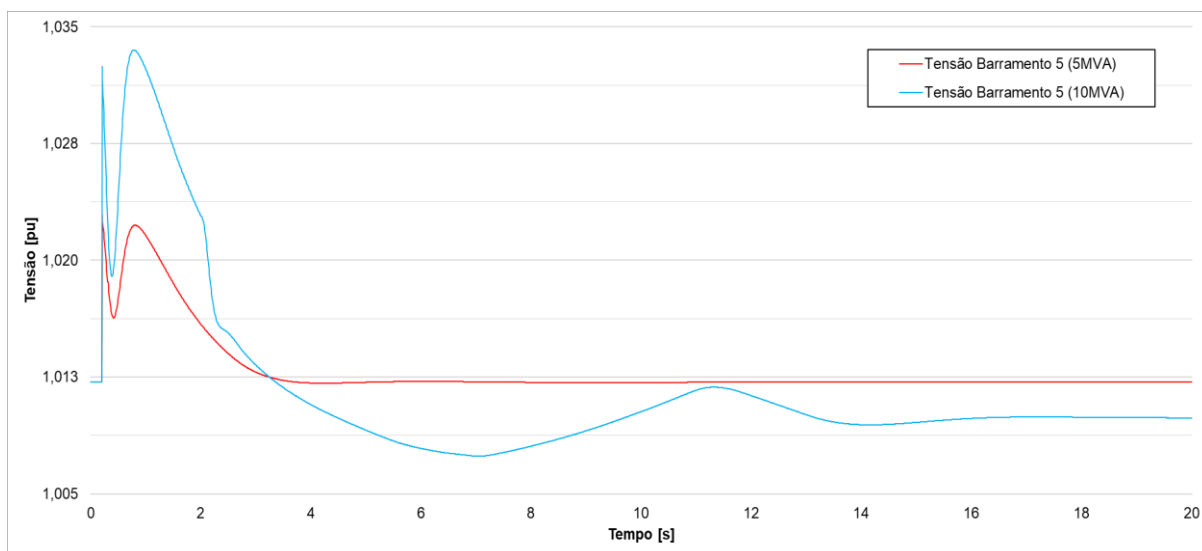


Figura 52 – Tensão no barramento dos geradores na perda de carga externa com duas turbinas a gás

Na Figura 53 do ângulo de carga, podemos constatar que para a rejeição de carga de 5 MVA, devido a resposta amortecida dos reguladores de tensão e velocidade, a variação angular é suavizada sem oscilações, situação oposta a rejeição de 10 MVA, que devido aos tempos maiores de estabilização dos sinais de tensão e frequência, oscila por um tempo maior, mas não impactando em sua não estabilização.

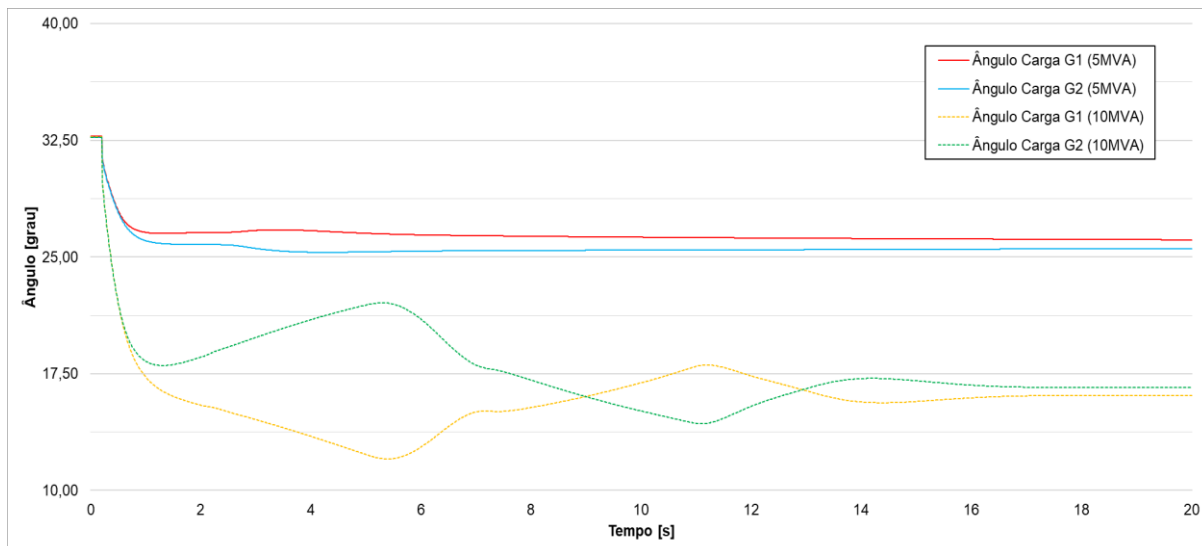


Figura 53 – Ângulo de carga na perda de carga externa com duas turbinas a gás

Um fato interessante, é que devido o trajeto do gerador 2 ter uma impedância menor que a do gerador 1 (linha do gerador 1 até o barramento tem 10 metros a mais), até o controlador de velocidade e tensão estabilizar, o ângulo de carga do gerador 2 sempre será maior, sendo assim, a potência fornecida em situações de variação de carga nos primeiros instantes sempre será maior neste gerador.

4.3.2 Curto-circuito nos barramentos de 15/60 kV

Nas simulações de curto-circuito, foram selecionados os barramentos que provocam maiores perturbações ao sistema que são a rede de distribuição de média tensão 15 kV da refinaria (bus 21) e a da saída da subestação 60 kV para rede exterior (bus 2). Em ambos os casos o tempo de atuação de máxima intensidade de fase é de 200 ms, fazendo seletividade com o nível de 11 kV que é ajustado para atuação instantânea. No barramento dos geradores (11 kV), qualquer curto-circuito neste nível irá ocasionar a remoção dos geradores do sistema por segurança, assim, não foi realizado simulações para este caso.

No curto-circuito do barramento 21, este foi isolado através do corte de duas linhas que isolaram o defeito e permitiram a normalização do fornecimento de energia sem rejeição de carga interna e externa, situação inversa ao defeito no barramento 2, na qual faz a interligação com a rede exterior, sendo impossível de isolar o defeito sem ocorrer uma rejeição da carga exterior.

O sinal de frequência para um defeito na barra de 60 kV da subestação, irá levar a atuação da proteção de máxima frequência (+7% / 500ms). Este fato, é explicado pela ação do curto-circuito no gerador, que provoca uma aceleração da turbina devido a uma redução da potência fornecida pelo grupo, somando com a condição de isolamento do defeito que acaba por rejeitar a carga externa, a uma elevação da frequência e por consequência, o regulador de velocidade não consegue estabilizar o sinal em tempo suficiente de não haver a rejeição dos grupos.

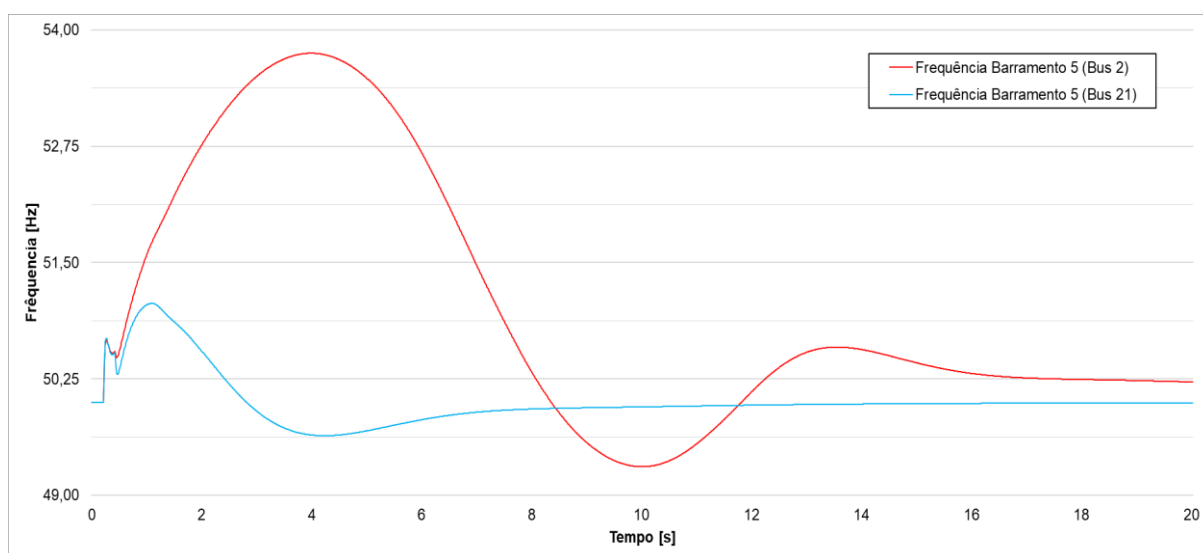


Figura 54 – Frequência no barramento dos geradores na situação de curto-circuito com duas turbinas a gás e uma carga externa de 10MVA

Em relação ao nível de tensão, para ambos os defeitos (barra 2 e 21) os valores estão dentro dos limites toleráveis de tempo de recuperação, para que não tenhamos atuação das proteções de máxima e mínima tensão, e consequentemente rejeições dos geradores.

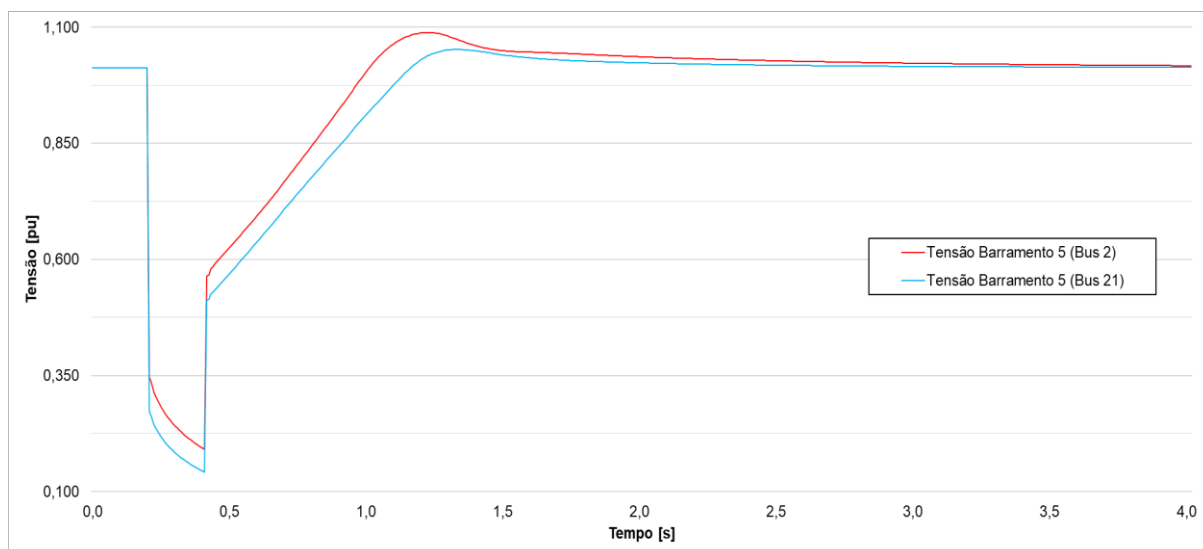


Figura 55 – Tensão do barramento dos geradores na situação de curto-circuito com duas turbinas a gás e uma carga externa de 10MVA

A Figura 56 mostra a curva característica da corrente em situação de defeito elétrico, com um valor de pico no momento inicial do curto-circuito que é em 200 ms (sub-transitório), e ao longo do período transitório a um decaimento da corrente, até a extinção do defeito no momento de 600 ms. Note que o valor final de corrente na situação de defeito na barra 2, é inferior ao valor pré falta. Isto é explicado, por haver uma rejeição da carga exterior depois do defeito, o que provoca uma diminuição da corrente solicitada pelo sistema.

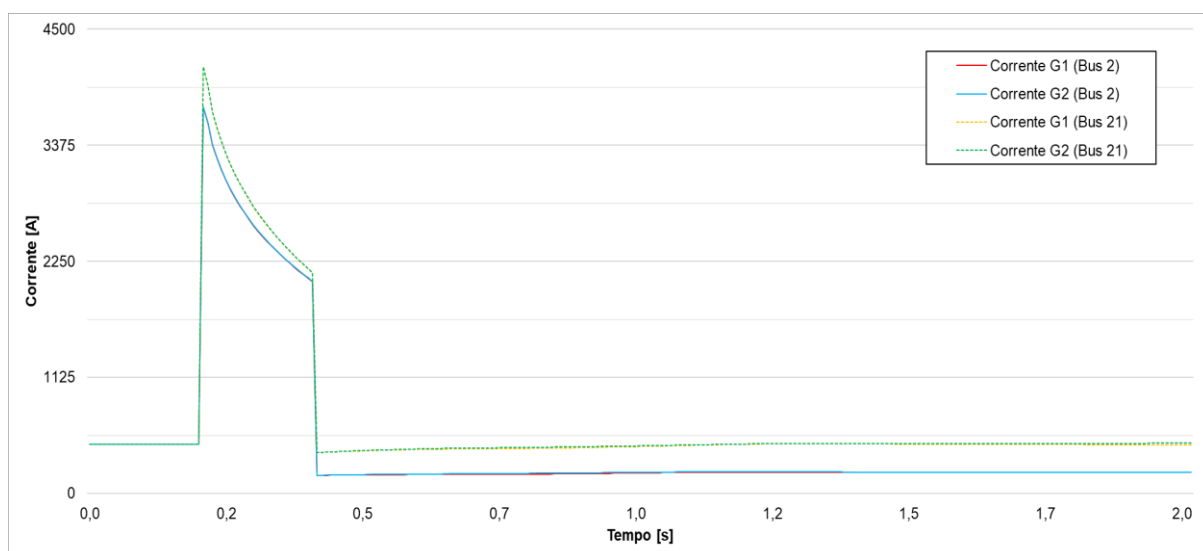


Figura 56 – Corrente no terminal dos geradores na situação de curto-circuito com duas turbinas a gás e uma carga externa de 10MVA

Em busca de alternativas para resolução da rejeição dos geradores devido a falha no barramento de 60 kV da subestação, encontramos duas soluções possíveis para evitar a perda da alimentação da refinaria. A primeira, é a rejeição da central térmica com a comutação da alimentação da refinaria a rede exterior, situação vista com maus olhos, devido a não confiabilidade do sistema elétrico onde a planta está instalada. A segunda alternativa e a mais recomendada, na qual temos a rejeição da carga externa, juntamente com o segundo grupo a gás, retornando a arquitetura da fábrica operando em modo ilha e com somente um alternador.

Nas Figura 57 e Figura 58, podemos visualizar uma comparação entre os cenários de curto-circuito no barramento de 60 kV com e sem a rejeição do segundo grupo, onde é nítido a diminuição do desvio de frequência, no caso do segundo grupo ser rejeitado após 1 segundo do isolamento do defeito. Esta diminuição do desvio, é provocado com a absorção da carga do gerador 2 pelo gerador 1, que acaba por reduzir a aceleração do rotor devido ao aumento da carga, compensando a rejeição da carga externa.

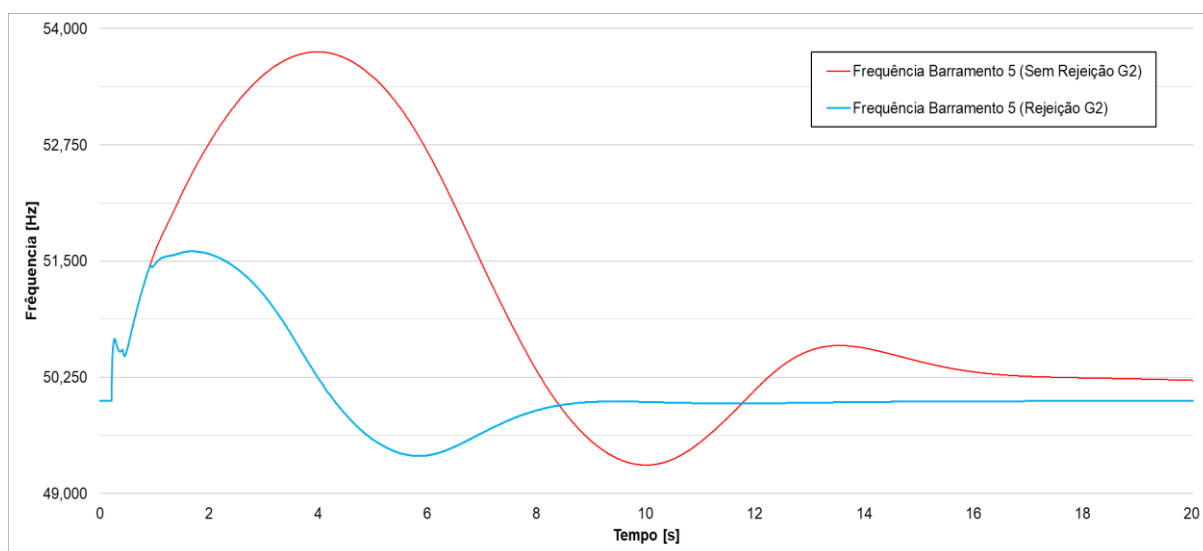


Figura 57 – Frequência no barramento dos geradores na situação de curto-circuito no barramento de 60 kV com ou sem rejeição do gerador 2

A nível de tensão, há uma diminuição do sobressinal da situação com rejeição do gerador 2 em comparação ao outro caso. Estas informações, ilustram que em casos de defeito neste barramento, a melhor alternativa é o isolamento do defeito com rejeição de carga externa e do gerador 2, o que garante o fornecimento de energia elétrica a refinaria, evitando possíveis interrupções nos processos.

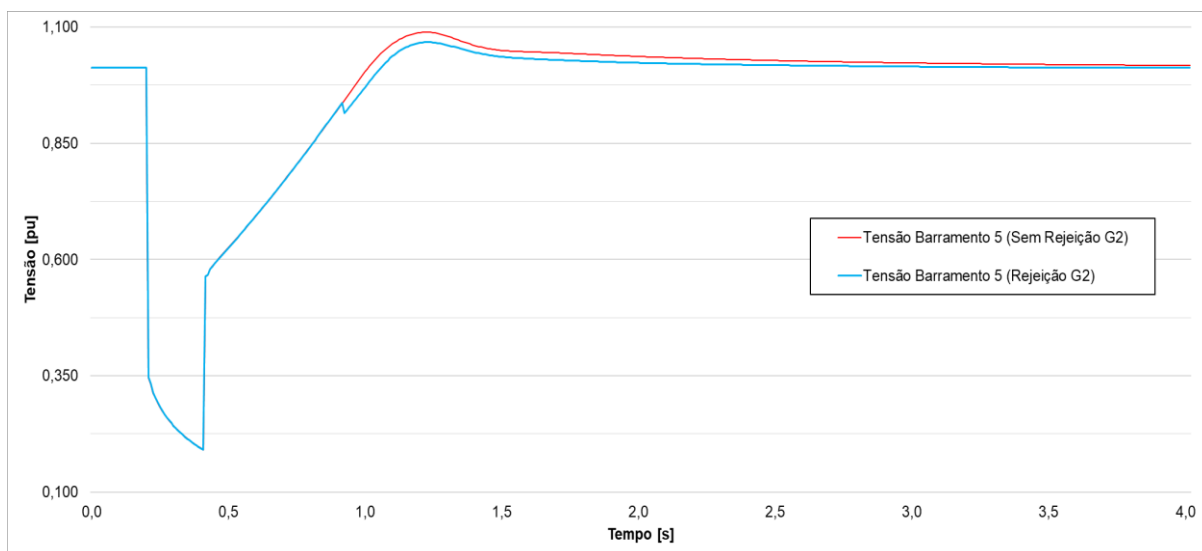


Figura 58 – Tensão no barramento dos geradores na situação de curto-circuito no barramento de 60 kV com ou sem rejeição do gerador 2

4.3.3 Rejeição do segundo grupo

Para a situação em que ocorrer a rejeição do segundo grupo, considerando que a subestação da concessionária realiza o deslastre da carga externa de 10 MVA depois de 1s após uma eventual perda de geração, verifica-se que a nível de frequência e tensão não ocorreria disparo das proteções do grupo restante.

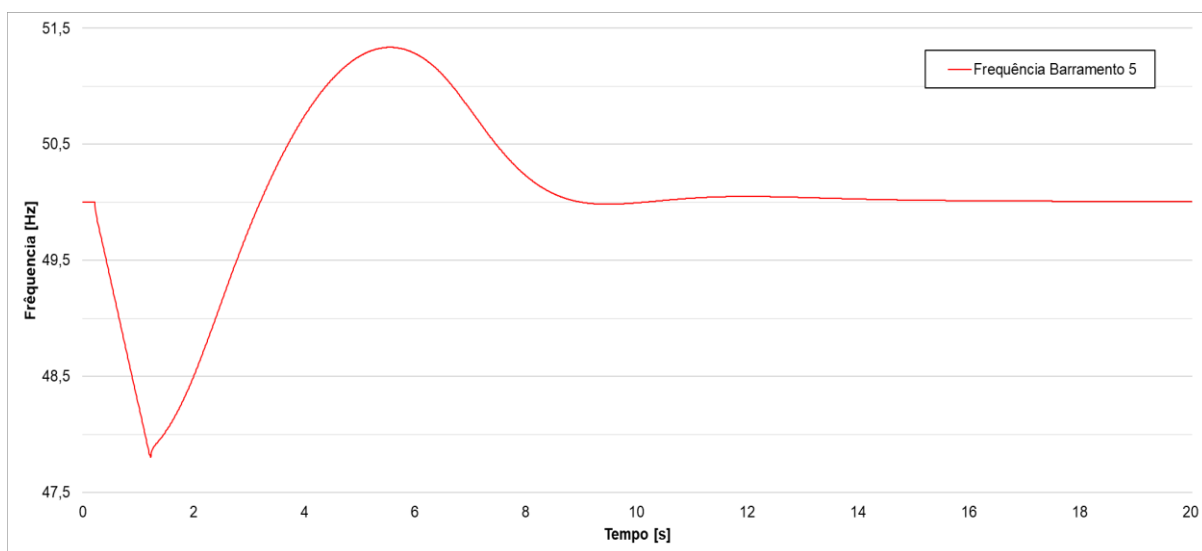


Figura 59 – Frequência no barramento dos geradores em uma rejeição da segunda turbina a gás

A corrente duplica na máquina restante para compensar a potência exigida pela carga ainda sem o deslastre. Há um decaimento na tensão do barramento ocasionado pelo aumento da reação da armadura, devido ao aumento de corrente no terminal do gerador, que logo em seguida começa a ser compensado lentamente pelo regulador de tensão com o aumento da corrente de excitação dos enrolamentos de campo.

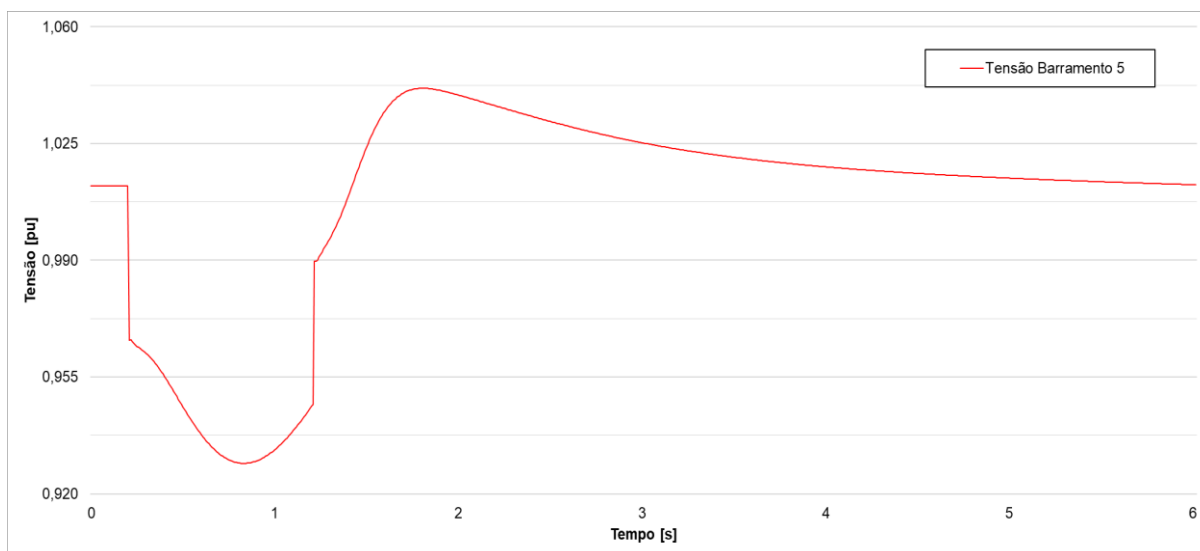


Figura 60 – Tensão no barramento dos geradores em uma rejeição da segunda turbina a gás

A corrente atinge um pico de 1,5 do seu valor nominal por um período de um segundo, e conforme a documentação técnica do gerador e sua curva de capacidade de sobrecarga (curva de danificação térmica), o alternador suporta este valor de sobrecorrente por mais tempo que a submetida nesta situação.

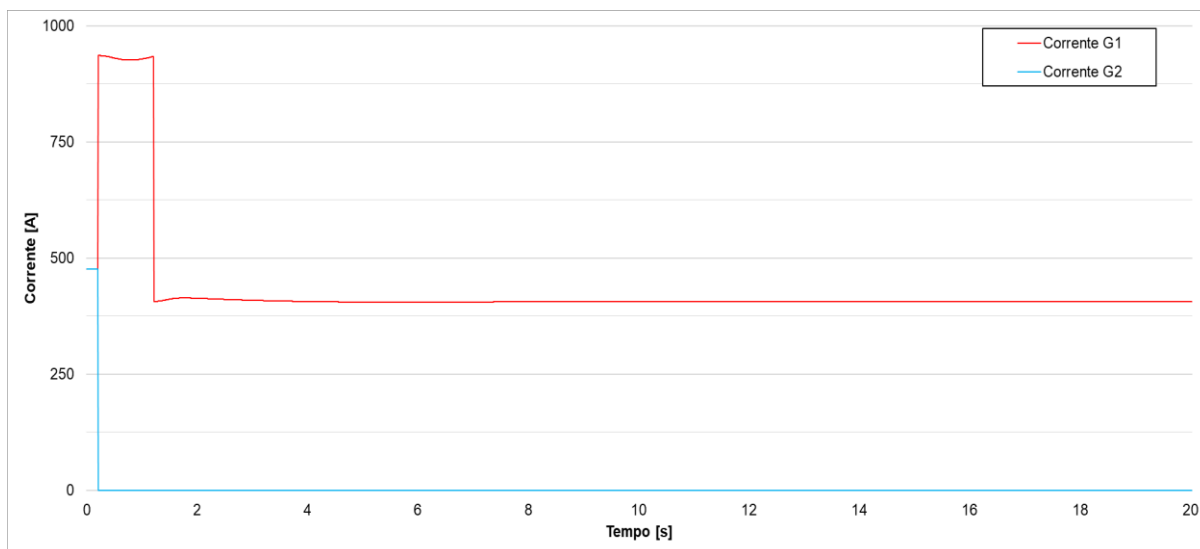


Figura 61 – Corrente no terminal dos geradores em uma rejeição da segunda turbina a gás

Portanto, para uma rejeição do segundo grupo, em conjunto com o deslastre de carga pela subestação da concessionária dentro do período de 1s, o grupo restante consegue manter o fornecimento de energia até a normalização do sistema.

4.4 Ciclo combinado com duas turbinas a gás e uma a vapor com carga externa

Em todos os casos estudados neste item, teremos três máquinas elétricas com 9,8 MVA de geração, suprindo a carga da refinaria que é de 8,2 MVA e alimentando uma carga exterior

de aproximadamente 21 MVA. Na análise de fluxo de potência do sistema, as capacidades dos dispositivos e os níveis de tensão dos barramentos estão dentro dos seus limites toleráveis de operação (Tabela 18).

Este estudo é dividido em quatro situações que são:

- Sincronização do terceiro grupo a vapor;
- Perda de 10/15/20 MVA de carga externa;
- Perda do gerador com turbina a vapor;
- Curto-circuito nos barramentos de 15/60 kV.

4.4.1 Sincronização da turbina a vapor

Antes de inserirmos o terceiro alternador, o sistema estava alimentando a carga da refinaria e uma carga externa de 10 MVA, capacidade suportada para dois geradores. Ao sincronizarmos, verificamos que à uma distribuição igualitária da potência fornecida para os três geradores, que na prática reflete em uma desaceleração das turbinas 1 e 2, e consequentemente uma diminuição do ângulo de carga destes grupos, devido a diminuição do ângulo rotórico ocasionada pela diminuição da velocidade das turbinas. Em relação ao controle de velocidade, os grupos a gás estão operando da mesma maneira que no subcapítulo anterior, com a diferença que agora temos um terceiro grupo que também opera no modo de controle de potência, tendo sua referência fixa de potência ativa.

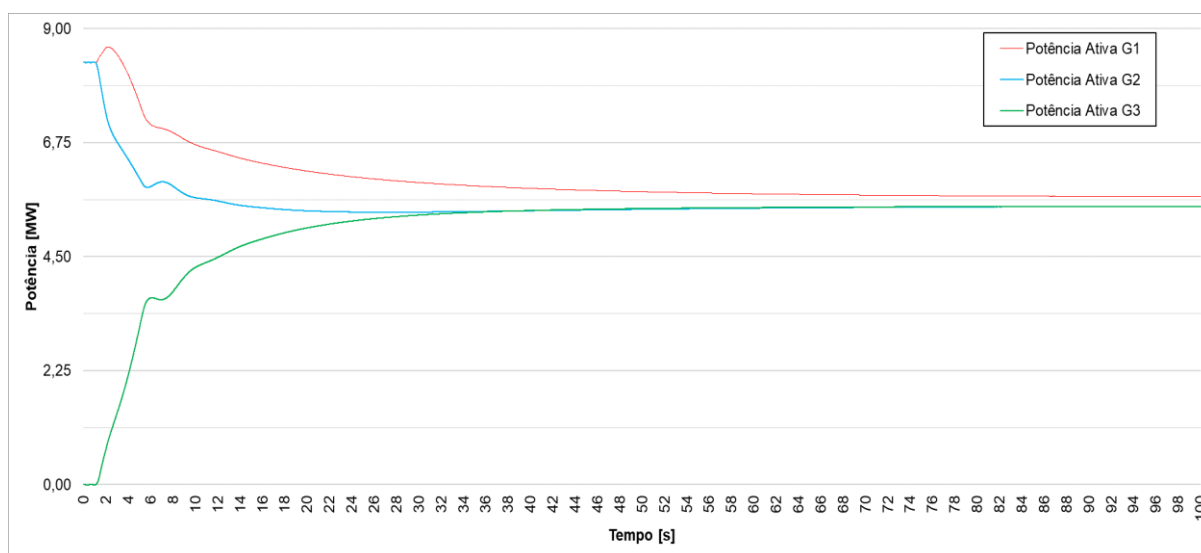


Figura 62 – Potência ativa dos geradores na sincronização da terceira turbina a vapor

Verificamos na Figura 63, que o sinal de potência ativa é o espelho do ângulo de carga, assim para qualquer variação da potência ativa a ser entregue pelos grupos, deve se alterar o ângulo de carga através do ajuste de velocidade das turbinas.

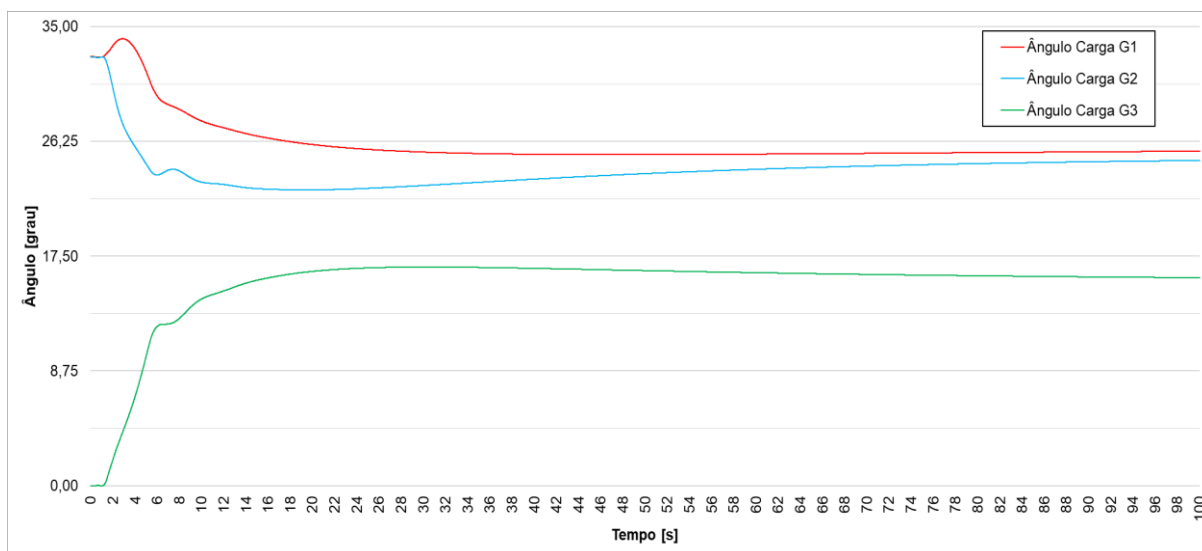


Figura 63 – Ângulo de carga dos geradores na sincronização da terceira turbina a vapor

O sinal de frequência não sofre nenhuma perturbação ao sincronizarmos o terceiro grupo, levando em consideração, que no momento do sincronismo o alternador estava com a mesma amplitude de tensão e desfasamento angular do barramento dos geradores. A perturbação se inicia, quando os reguladores de velocidade dos grupos começam a compartilhar a carga entre eles, mas nada que impacte significativamente ao sistema, ou que gere a atuação de alguma proteção de frequência.

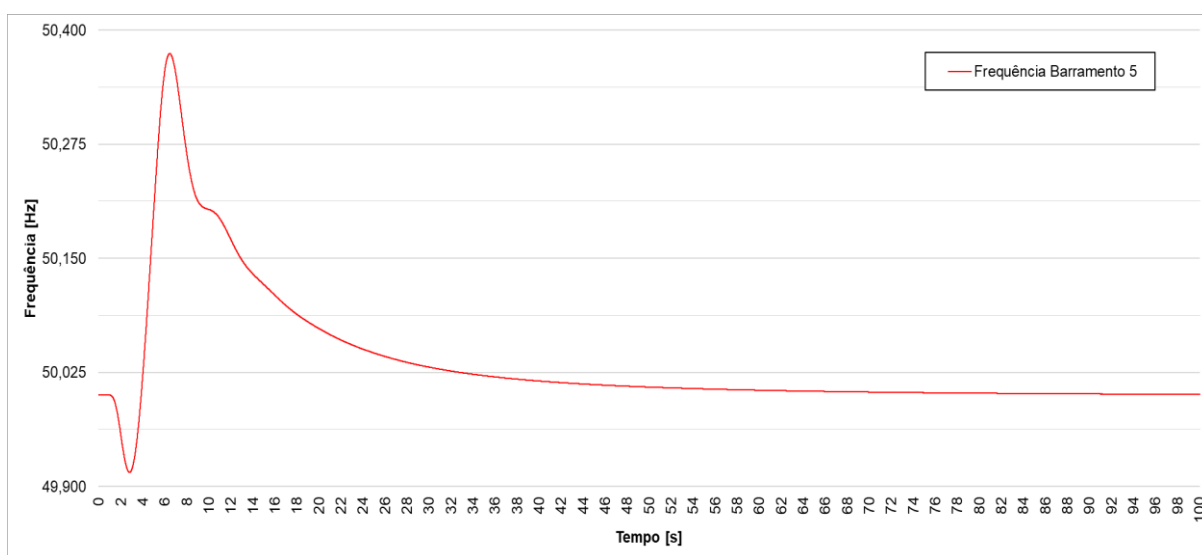


Figura 64 – Frequência no barramento dos geradores na sincronização da terceira turbina a vapor

O ajuste da potência reativa dos geradores é realizado pela variação da amplitude da tensão nos terminais dos alteradores, através do controlo de corrente de excitação dos enrolamentos de campo. O compartilhamento de reativo pode ser visualizado na Figura 65, na qual após a estabilização do sinal, o nível de tensão nos geradores é crescente dos geradores 2, 1 e 3, isto se explica, ao trajeto do grupo 3 ser o maior, seguido pelo gerador 1 e 2. Assim,

precisa-se ter um valor maior nos terminais para que no barramento dos geradores todos os alternadores estejam com a mesma amplitude e consequentemente compartilhem igualmente a energia reativa fornecida a rede.

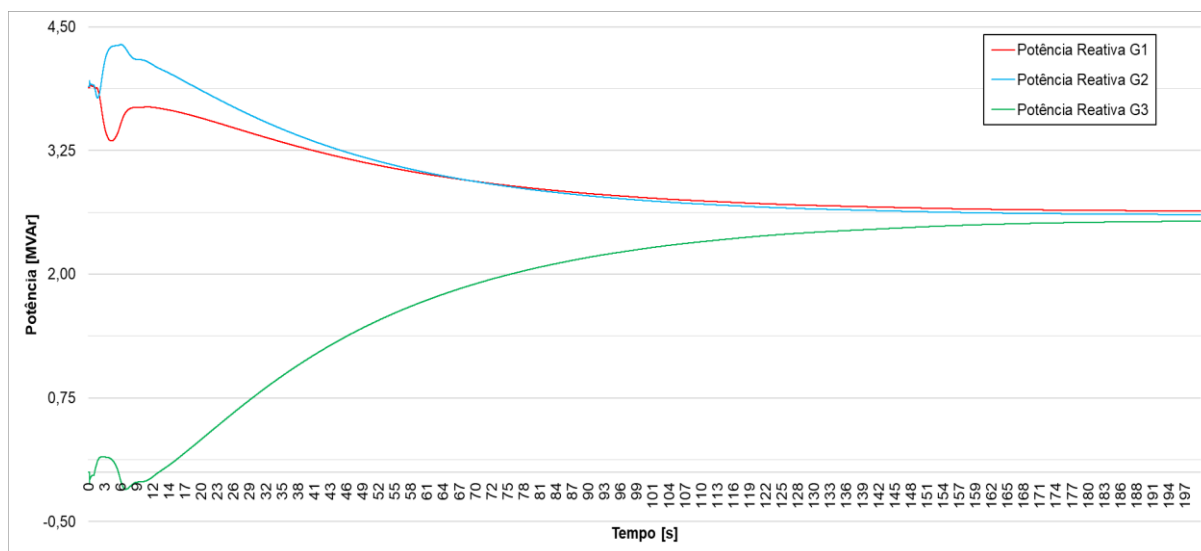


Figura 65 – Potência reativa dos geradores na sincronização da terceira turbina a vapor

Nota-se que a distribuição é realizada de forma superamortecida, com pequenas variações de tensão ao sistema, geradas pelo regulador de tensão.

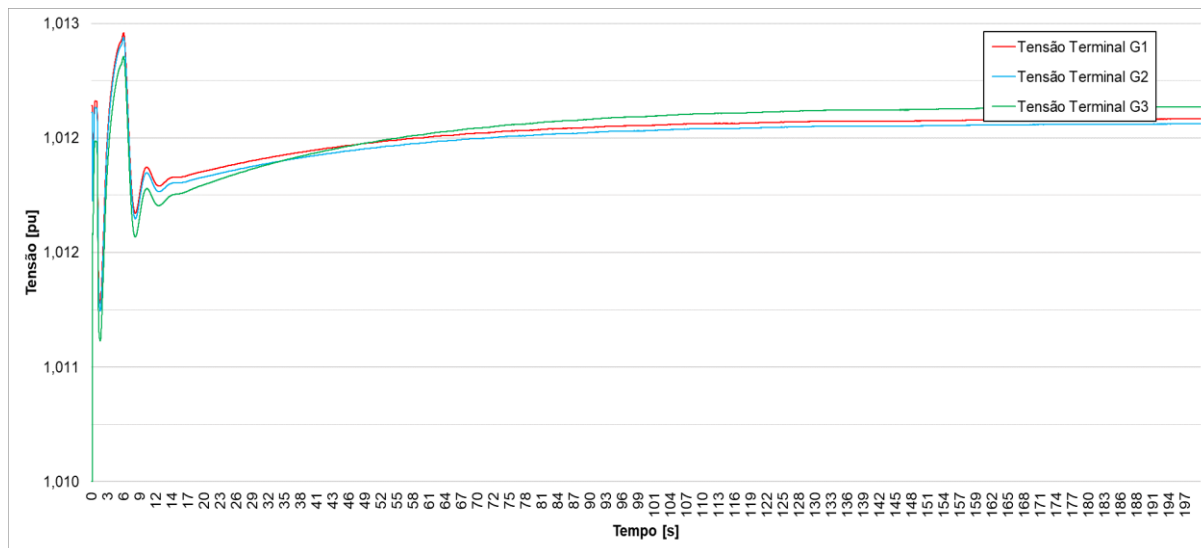


Figura 66 – Tensão no terminal dos geradores na sincronização da terceira turbina a vapor

4.4.2 Perda de carga externa

Foi simulado três situações de perda de carga externa, sendo que o único caso onde o sistema não consegue absorver a potência dos geradores após a rejeição de carga é quando os alternadores estão com suas cargas máximas totalizando uma potência de 20 MVA. A

frequência chega a variar praticamente 8% do seu valor nominal, por um período superior a 500 ms, o que provoca a atuação da proteção de máxima frequência, limpando o barramento dos geradores. Para ilustrar o comportamento dos geradores em uma situação de rejeição de carga, utilizaremos a situação de 15 MVA de carga externa.

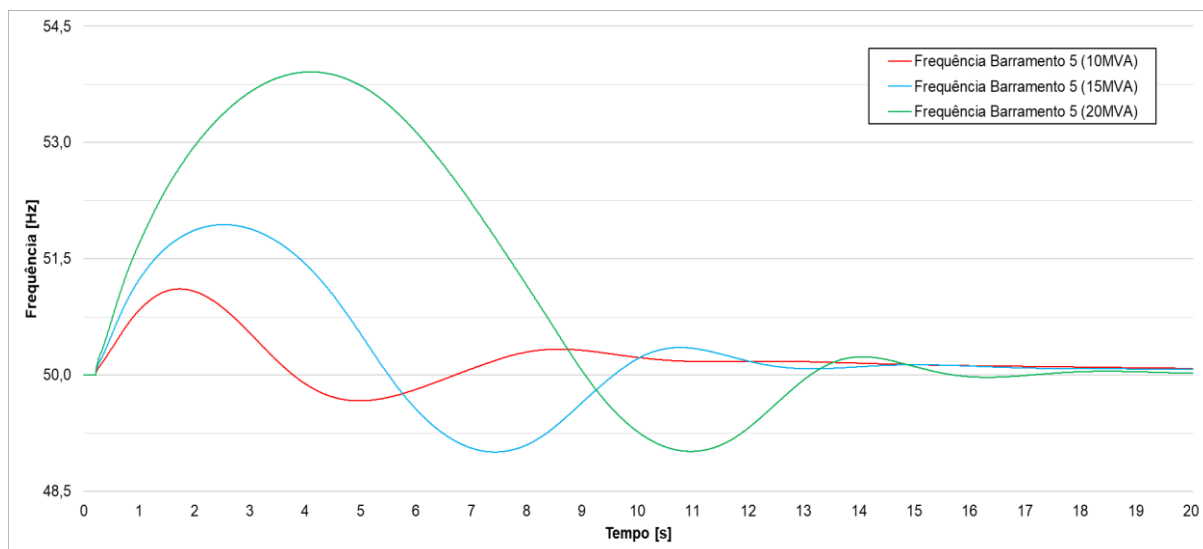


Figura 67 – Frequência no barramento dos geradores na perda de 10, 15 e 20 MVA de carga externa

No momento da perda de carga, a um decaimento imediato da potência ativa fornecida ao sistema, e após o período de 1 s é ajustado as novas referências de potência dos alternadores 2 e 3. Como o grupo 1 opera em modo isócrona, e o regulador de velocidade das turbinas a gás possui uma resposta mais rápida do que a vapor, o gerador 2 logo estabiliza em seu valor de referência, e com o aumento gradativo da potência fornecida pelo grupo 3, a um decaimento proporcional de ativo do gerador 1, que possui sua referência fixada no valor nominal da frequência da rede.

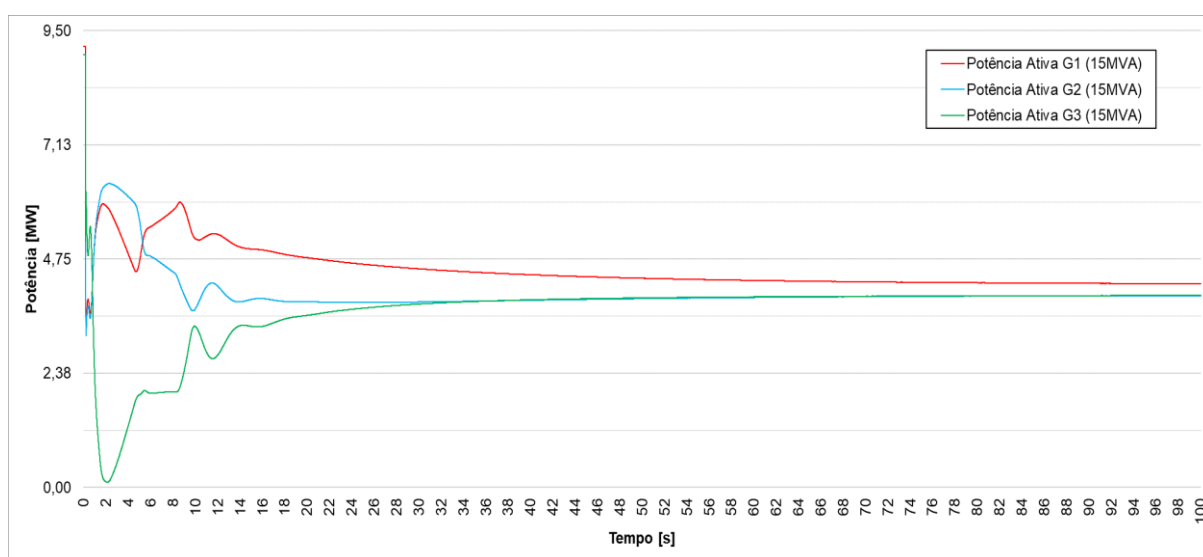


Figura 68 – Potência ativa dos geradores na perda de 15 MVA de carga externa

A potência reativa segue a mesma linha do ativo, no momento da rejeição a uma queda do fornecimento que logo é compensado pelo ajuste da nova referência de tensão dos terminais dos geradores. No exato momento da perda de carga, como o gerador 3 está com o maior nível de tensão, este acaba por assumir grande parte da potência reativa do sistema, situação que é corrigida com as novas referências ajustadas no regulador de tensão.

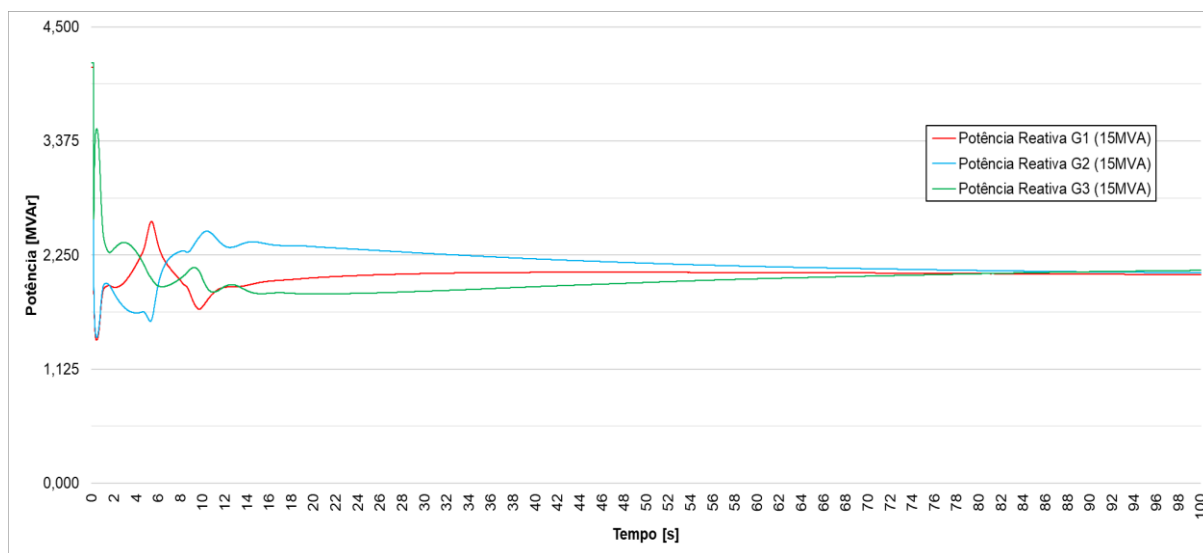


Figura 69 – Potência reativa dos geradores na perda de 15 MVA de carga externa

Em relação aos níveis de tensão, em ambas situações a um aumento devido a diminuição da reação da armadura gerada pela diminuição de corrente nos terminais dos geradores. Mas em todos os casos, não haveria atuação das proteções de tensão dos alternadores, devido aos baixos valores das perturbações e a rápida resposta do regulador de tensão ao fenómeno.

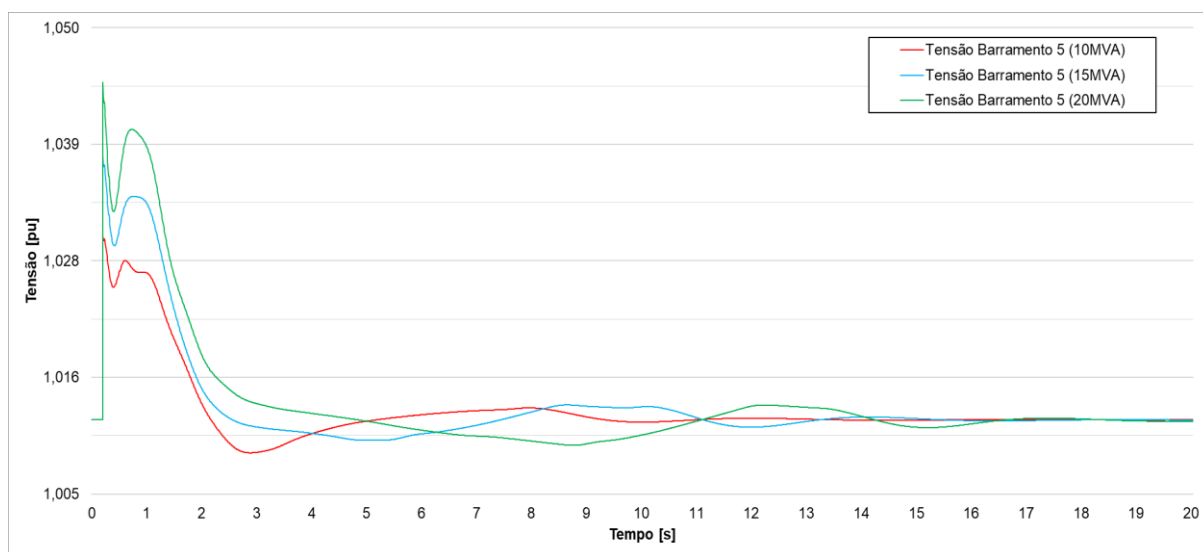


Figura 70 – Tensão no barramento dos geradores na perda de 10, 15 e 20 MVA de carga externa

4.4.3 Curto-circuito nos barramentos de 15/60 kV

Em relação ao defeito no barramento de 60 kV que liga a subestação da refinaria com a subestação da concessionária, levando em consideração que com duas máquinas, ao isolar o defeito e rejeitar a carga externa, ocorre o disparo da proteção de máxima frequência, com três máquinas este fato novamente ocorreria. A solução adotada foi a mesma do caso com duas turbinas a gás, em que consiste no isolamento do defeito, seguido da rejeição de duas turbinas, ficando somente com uma a turbina a gás em modo ilha para suprir as cargas da fábrica.

Com o intuito de abordar possíveis defeitos elétricos com três turbinas no sistema, simulou-se uma falta no barramento de 15 kV. Nesta situação podemos notar que no sinal da potência ativa, ocorre uma grande oscilação com picos entre 130/150% da potência nominal dos geradores. Os motivos que podem levar a esta oscilação, primeiramente é a rápida resposta do regulador de tensão da turbina a vapor, que compensa rapidamente a corrente de defeito antes mesmo da extinção do mesmo, o que provoca um ganho de corrente nos terminais do gerador após a eliminação da falta, e provoca esta oscilação em um curto período.

Outro motivo para esta oscilação, seria os valores ajustados no controlador não estarem sintonizado com as características do sistema. Para validação do modelo, necessitaríamos de registros de alguns testes, assim, com base nestas informações, ajustariamos o controlador para as condições reais de operação.

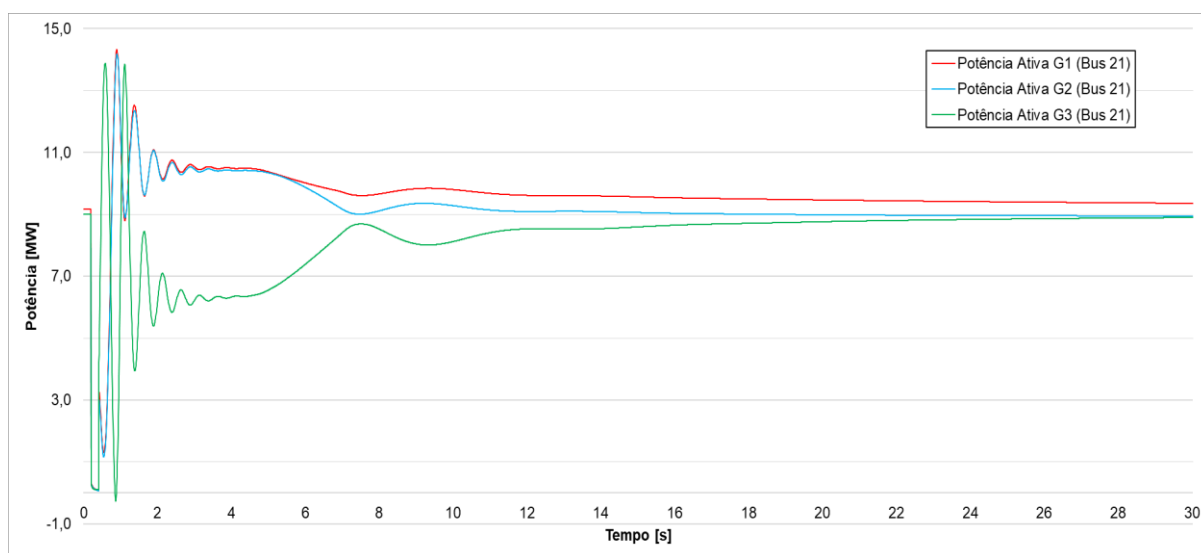


Figura 71 – Potência ativa dos geradores com curto-circuito nos 15 kV

Em relação a potência reativa, após o defeito, o gerador da turbina a vapor assume toda potência reativa solicitada pela rede, trabalhando por um grande período sobrecitado, e podendo provocar danos aos enrolamentos de campo do gerador em questão. A longo prazo, a

potência reativa do gerador 3 vai decaindo, até o momento de estabilização, onde o compartilhamento igualitário de reativo é obtido.

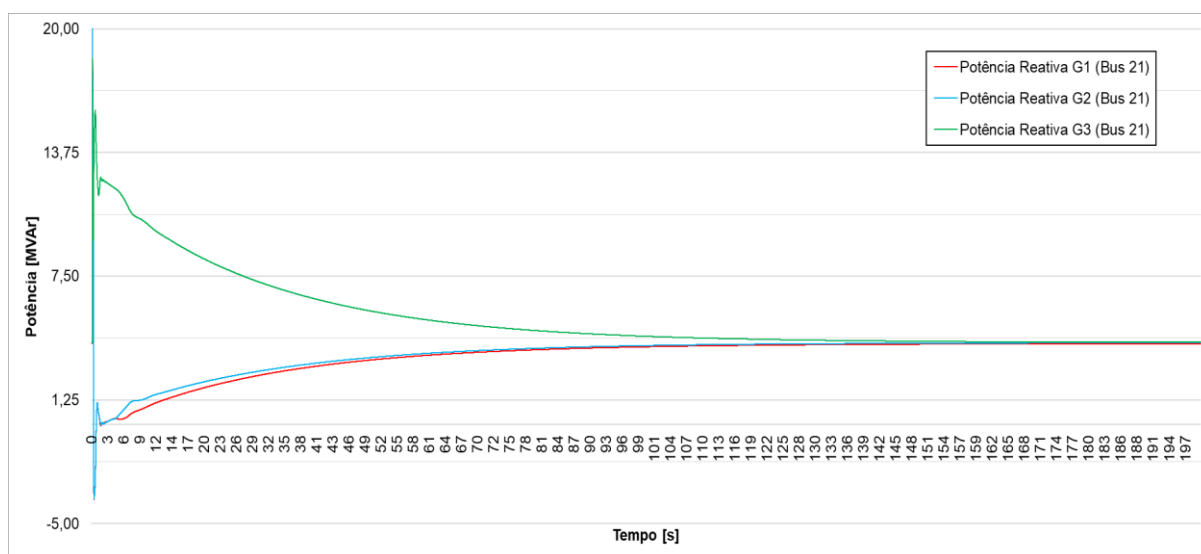


Figura 72 – Potência reativa dos geradores com curto-circuito nos 15 kV

Em relação aos sinais de frequência e tensão, em ambas variáveis, não ocorreria a atuação das proteções de mínimo e máximo tensão/frequência, tendo os sinais atingido valores toleráveis pelo sistema em questão. Mesmo trabalhando com um valor de potência reativa superior ao recomendado pelo fornecedor por um período de tempo médio, como os sinais de frequência e tensão estão dentro a faixa de operação nominal, o gerador não seria removido do sistema até sua estabilização.

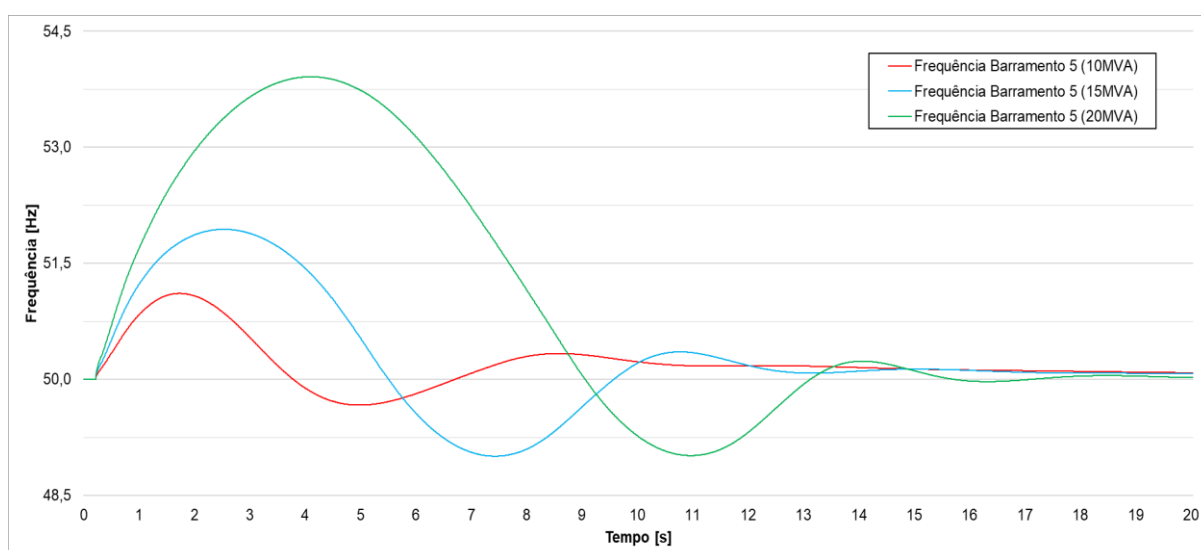


Figura 73 – Frequência no barramento dos geradores com curto-circuito nos 15 kV

A conclusão que fica desta simulação, é que provavelmente os dados fornecidos pelo fabricante dos sistemas de controlo da turbina a vapor (Siemens), necessitam ser corrigidos para adequação as características atuais do sistema da refinaria, principalmente para se obter uma

resposta mais sincronizada com os outros geradores, evitando que qualquer grupo assuma individualmente a totalidade da potência ativa e reativa do sistema.

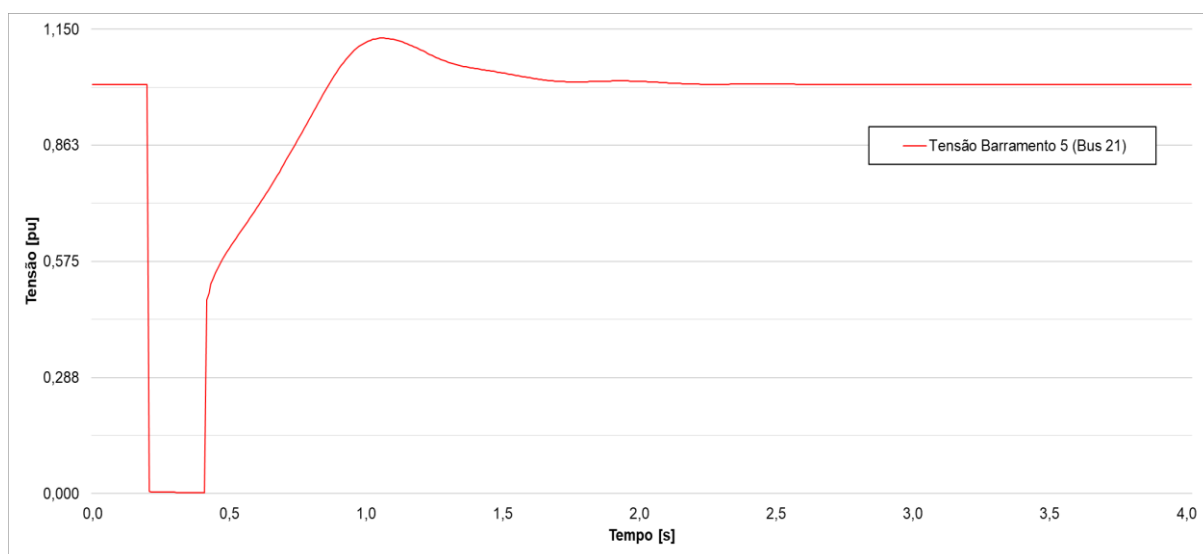


Figura 74 – Tensão no barramento dos geradores com curto-circuito nos 15 kV

4.4.4 Rejeição da turbina a vapor

Para a rejeição da turbina a vapor, considerando que após um segundo é realizado o deslastre de carga na subestação da concessionária, os níveis de frequência estão dentro da faixa de operação dos alternadores, não ocasionando perda de nenhum grupo a gás devido a atuação de proteções de frequência.

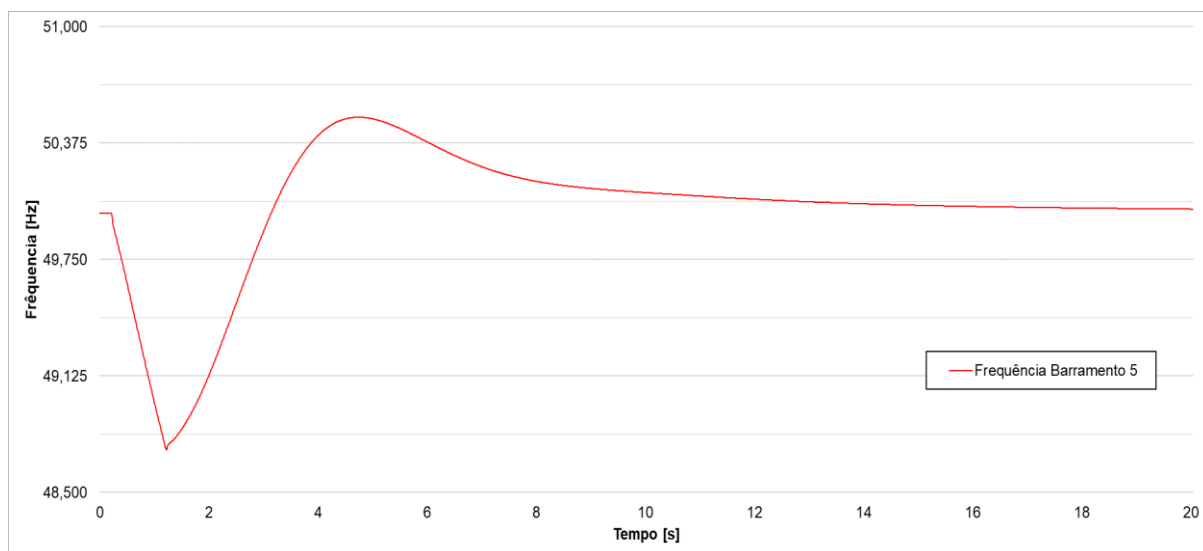


Figura 75 – Frequência do barramento dos geradores na rejeição da terceira turbina a vapor

Em níveis de tensão também não ocorre grandes impactos, isso se deve ao fato, da corrente no terminal ter atingido um valor aceitável (1,2 pu) ao gerador por um curto período de operação, e que produz um pequeno aumento da reação da armadura provocando uma ligeira queda de tensão, mas que é suportado pelo regulador de tensão sem grandes dificuldades.

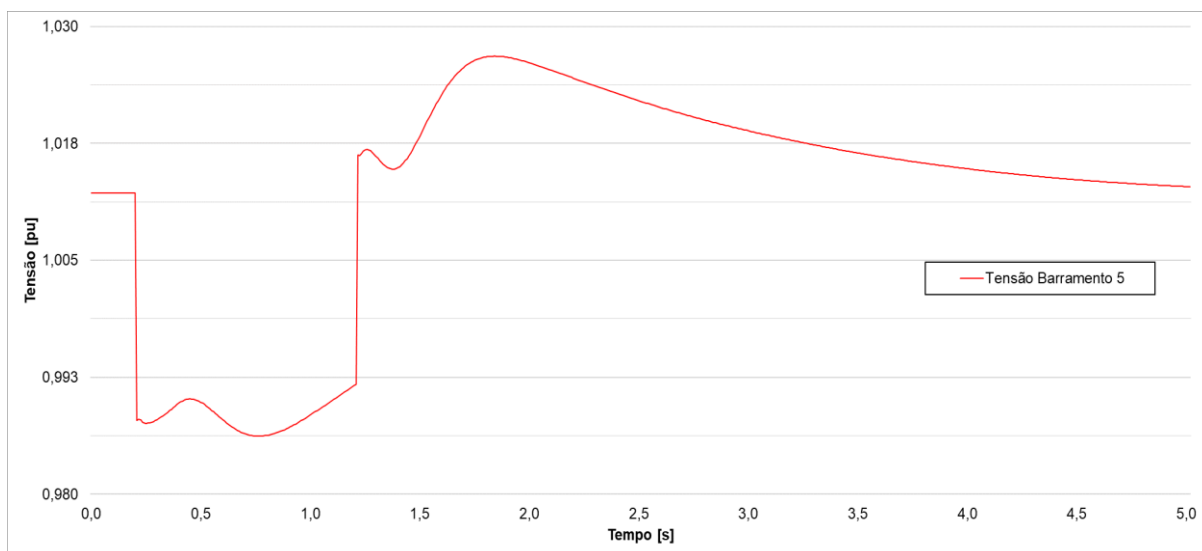


Figura 76 – Tensão do barramento dos geradores na rejeição da terceira turbina a vapor

A corrente atinge um pico de 1,2 do seu valor nominal por um período de um segundo, e conforme a documentação técnica do gerador e sua curva de capacidade de sobrecarga (curva de danificação térmica), o alternador suporta este valor de sobrecorrente por mais tempo que a submetida nesta situação.

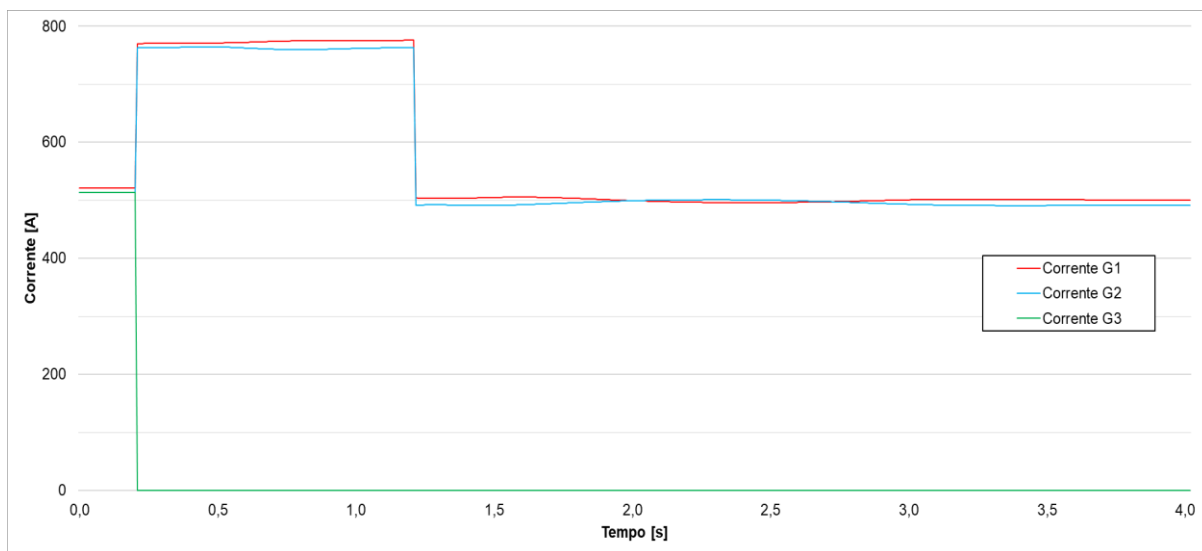


Figura 77 – Corrente no terminal dos geradores na rejeição da terceira turbina a vapor

5. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo principal, analisar o comportamento de um sistema elétrico em situações com perturbações que podem ser impostas a rede, com intuito de verificar se após a ocorrência destes fenômenos, o sistema consegue permanecer em regime estável, dentro dos limites toleráveis de tensão e frequência exigidos pelos consumidores. Mas para se chegar até estas conclusões, este trabalho detalhou de forma sucinta todos os passos necessários para a obtenção destas análises, desde a compreensão de alguns conceitos importantes relacionados as definições e classificações dos tipos de estabilidade existentes em sistemas de potência, vistos no capítulo 2, até a análise dos resultados obtidos por simulações e apresentados no item do estudo do desempenho transitório do sistema.

No caso prático de estudo, realizou-se a coleta de informações relativas ao sistema, desde as características das linhas de transmissão de média e alta tensão da refinaria, até os modelos adotados pelos controladores dos grupos da central térmica. Tais informações que foram difíceis de obter, devido a falta de confiabilidade dos dados obtidos pela documentação técnica para utilização no estudo. Em algumas situações, utilizou-se modelos geralmente recomendados para determinado dispositivo existente no projeto, pelo simples fato, da informação obtida pelo fabricante não ser compatível com o sistema implementado, como por exemplo, o regulador de velocidade da turbina a gás, que utilizamos o modelo GGOV1, adotado como padrão pelo IEEE para o fabricante da marca GE. Nesta fase, de forma sucinta, foram identificados todos os parâmetros de geradores, transformadores, linhas, modelos de geradores e de reguladores de tensão e velocidade, dados necessários para o começo das simulações.

Passado todas as etapas anteriores, obteve-se os recursos primários para iniciarmos as simulações dinâmicas. Em um primeiro momento, o estudo de fluxo de potência é realizado, onde foram verificadas que as capacidades dos equipamentos e os níveis tensão estão na faixa normal de operação. A análise do fluxo de potência também é utilizada como valores iniciais no estudo de estabilidade para o momento de pré perturbação do sistema. Posterior a este procedimento, as simulações foram divididas em quatro cenários:

- 1) Ciclo combinado em ilha com uma turbina a gás – Foram realizados ensaios de arranque e perda de cargas, além de curto-circuito trifásico em alguns barramentos da refinaria. Para esta situação, constatamos que no momento da partida, a inserção de cargas deve ser imposta de maneira gradual, para que não tenhamos a rejeição do grupo, gerado pela diminuição da frequência da rede. Na perda plena de carga temos a mesma situação de rejeição do grupo do sistema, mas neste caso pelo motivo inverso da partida, sendo pelo aumento da frequência

da rede. Para um curto-circuito trifásico nos barramentos de 0,4 kV e 15 kV, o sistema se comporta de forma estável após este tipo de perturbação.

2) Ciclo combinado em ilha com duas turbinas a gás – Na sincronização de uma segunda turbina a gás no sistema, mantendo uma pequena tolerância entre a amplitude de tensão e o defasamento angular do grupo a ser sincronizado em relação ao barramento, não há problemas na inserção deste novo alternador a rede. Um ganho neste cenário foi na partida total das cargas, que devido ao aumento de inercia ocasionado pelo segundo grupo, proporciona uma partida a plena carga sem qualquer rejeição de grupo devido ao desvio de frequência, ocasionado na situação anterior com somente um gerador.

3) Ciclo combinado com duas turbinas a gás e carga externa – Devido a não termos dados em relação a rede a que o ciclo combinado está inserido, para as simulações com a exportação do excedente de energia, utilizamos uma carga externa no barramento 1, que representa a subestação da concessionária. Neste caso, simulamos rejeições de carga externa, curto-circuito nos barramentos de 15/60 kV e uma rejeição do segundo grupo. A única ressalva para este cenário, é no defeito nos 60 kV, pois ao isolar o defeito ocorre uma rejeição plena da carga externa, este fato leva ao disparo da proteção de máxima frequência dos geradores, tendo o risco de provocar a perda de alimentação do processo fabril da refinaria. Um dado importante que devemos salientar, é que a rede elétrica tem um efeito de amortecimento a perturbações de frequência, pois possui um elevado número de grupos inseridos a rede, e conseqüentemente um valor elevado de inercia, podendo assim amortecer este sinal e não provocando a atuação da proteção dos geradores, diminuindo as oscilações em comparação aos ensaios neste trabalho. Para prevenir um blackout na refinaria, duas soluções são propostas: a primeira é o isolamento do ciclo combinado, alimentando a refinaria pela rede externa, e o segundo, é a rejeição do segundo grupo junto com a carga externa, retornando a arquitetura da central em modo ilha.

4) Ciclo combinado com duas turbinas a gás, uma turbina a vapor e carga externa – Este cenário apresentou uma oscilação significativa no sinal de potência ativa na situação de curto-circuito nos barramentos de 15 kV da planta, conseqüente de uma pequena instabilidade da corrente do terminal do gerador. Devido a rápida resposta dos reguladores de tensão e velocidade do gerador da turbina a vapor, após a extinção do defeito, este grupo assume a carga total dos três grupos e inicia a oscilação da corrente de armadura é conseqüentemente da potência ativa do alternador. Esta situação ocorre pela má sintonização do controlador de tensão do gerador, com valores de settings não otimizados para as características da rede a controlar, e que acaba por conduzir a respostas não otimizadas para o sistema da refinaria. Em relação as rejeições de carga e dos alternadores, as simulações foram aceitáveis considerando que no caso

da perda do grupo a vapor, a rede externa tenha a capacidade de absorção da potência rejeitada pelo grupo, para que se tenha a estabilização da frequência dentro dos limites toleráveis pelos consumidores.

Por fim, conclui-se que a operação em modo ilha da central de ciclo combinado para alimentação das cargas do processo fabril, é viável tanto com um ou dois geradores inseridos a rede, sendo que no segundo caso, ganha-se robustez no controle de frequência e tensão da rede de média e baixa tensão. Para situações de exportação de potência elétrica para a rede externa, necessita-se serem realizados alguns ajustes na sintonização dos sistemas de excitação e velocidade do conjunto da turbina a vapor para situações de curto-circuito trifásico nos barramentos de 15 kV e 60 kV do sistema. Em um breve resumo, podemos concluir que o ciclo combinado cumpre o seu principal objetivo, que é de ser uma fonte de energia elétrica estável e fiável para refinaria.

Como recomendação para futuros trabalhos, sugere-se um estudo mais aprofundando dos alternadores ligado a uma rede infinita. Com intuito de verificar as vantagens e desvantagens do amortecimento de perturbações com a central interligada a rede externa, a utilizar modelos que representem de forma mais real uma rede infinita.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur, *Power system stability and control*. New York, 1994.
- [2] E. a. P. Kundur, J. Paserba *et al.*, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [3] IEEE Task Force on Turbine-Governor Modeling, “Dynamic models for turbine-governors in power system studies,” *Tech. Rep. PES-TRI*, pp. 1–117, 2013.
- [4] S. Industry, S. Power, and T. International, “PSS/E 34.2.0 Model Library,” no. April, 2017.
- [5] P. Araújo, “Dynamic simulations in realistic-size networks,” Instituto Superior de Técnico de Lisboa, 2010.
- [6] C. F. D. S. de C. Paiva, “Controlo de turbinas a gás - Modelação para estudos de estabilidade transitória,” Instituto Técnico Lisboa, 2018.
- [7] E. I. Teknik, “Parameter identification and information modeling of gas turbine models for power system simulations,” 2017.
- [8] J. A. Gonçalves, “Modelação para análise de estabilidade de sistemas de excitação sem escovas em geradores síncronos,” Instituto Superior Técnico de Lisboa, 2016.
- [9] N. M. V. Nicolau, “Excitação sem escovas de geradores síncronos: estudo de modelos e otimização do controlo,” Instituto Superior Técnico de Lisboa, 2016.
- [10] P. Pourbeik, B. Agrawal, S. Patterson, and R. Rhinier, “Modeling of synchronous generators in power system studies,” *Cigre Sci. Eng.*, no. October, pp. 21–31, 2016.
- [11] Energy Development and Power Generation Committee, *IEEE Recommended practice for excitation system models for power system stability studies*, vol. 2005, no. April. 2006.
- [12] I. Committe, “Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies,” 1973.
- [13] J. P. S. Paiva, *Redes de energia eléctrica - Uma análise sistématica*, 4^o edição. Lisboa, 2015.

ANEXOS

Anexo 1 - Informações sobre os transformadores, alternadores e linhas de distribuição

Local	Nome	S (MVA)	Enrolamento 1		Enrolamento 2		Defasagem	Impedância Curto Circuito (%)
			U (kV)	Ligação	U (kV)	Ligação		
PP_QMT1	PP_QMT1_TR1	2	15	Y _N	6,6	Δ	YND5	4,35%
SE_REF	SE_REF_TR1	7,5	60	Y _N	15	Δ	YND11	8,00%
	SE_REF_TR2	7,5	60	Y _N	15	Δ	YND11	8,00%
SE_CCRL	SE_CCRL_TR1	30	60	Y _N	11	Δ	YNd	14,60%
	SE_CCRL_TR2	30	60	Y _N	11	Δ	YNd	14,60%
CCRL	CCRL_TR1	28,5	11	Y _N	15	Δ	YNd11	10,00%
	CCRL_TSA1	3,5	11	Δ	0,4	Y _N	YNd	11,00%
	CCRL_TSA2	3,5	11	Δ	0,4	Y _N	YNd	11,00%
	CCCRL_TR2	28,5	11	Y _N	15	Δ	YNd11	10,00%
PT7_QMT	PT7_QMT_TR1	3,15	15	Δ	0,4	Y	DYN11	10,30%
PT8_QMT	PT8_QMT_TR1	3	15	Δ	6	Y	DYN11	6,91%
	PT8_QMT_TR2	3,15	15	Δ	0,4	Y	DYN11	7,58%
PT6_QMT1	PT6_QMT1_TR1	1	15	Δ	0,4	Y	DYN5	4,50%
	PT6_QMT1_TR2	1	15	Δ	0,4	Y	DYN5	4,50%
	PT6_QMT1_TR3	1	15	Δ	0,4	Y	DYN5	4,50%

Tabela 12 – Dados técnico dos transformadores

Grupo	Alternadores									Impedância do Neutro
	S (MVA)	P (MW)	FP (ind.)	Q (MVAr)	FP (cap.)	Q (MVAr)	U (kV)	I (A)	Ligação	pu (base do gerador)
TG1	12,15	10,20	0,80	7,30	-0,95	-3,80	11	637,9	YN	63,84
TG2	12,15	10,20	0,80	7,30	-0,95	-3,80	11	637,9	YN	63,84
TV	14,00	11,57	0,85	7,38	-0,95	-4,37	11	734,8	YN	73,55

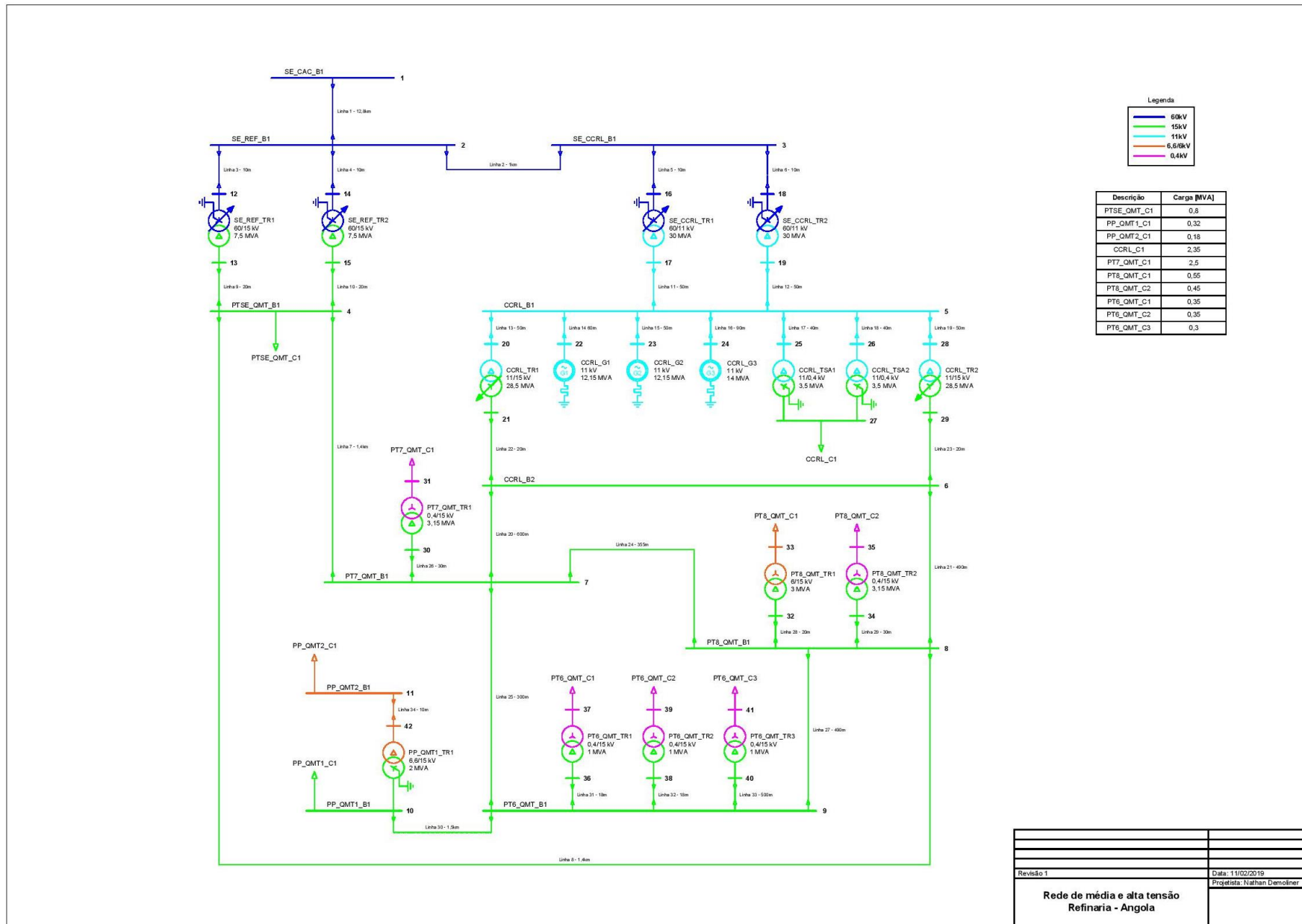
Tabela 13 – Dados técnico dos alternadores

Núm.	Localização			Condutor					Impedância (20°)		Sequência direta/inversa		Sequência homopolar	
	De:	Para:	Nome	Distância (km)	Cabos	Tipo	Tensão [kV]	Secção [mm2]	R (Ω/km)	X (Ω/km)	R (pu)	X (pu)	R (pu)	X (pu)
1	SE_CAC_B1	SE_REF_B1	LINHA1	12,8	1	XHIOLE	60	500	0,049600	0,144513	0,017636	0,051382	0,028041	0,130512
2	SE_REF_B1	SE_CCRL_B1	LINHA2	1	1	XHIOLE	60	500	0,049600	0,144513	0,001378	0,004014	0,002191	0,010196
3	SE_REF_B1	SE_REF_TR1	LINHA3	0,01	1	XHIOLE	60	500	0,049600	0,144513	0,000014	0,000040	0,000022	0,000102
4	SE_REF_B1	SE_REF_TR2	LINHA4	0,01	1	XHIOLE	60	500	0,049600	0,144513	0,000014	0,000040	0,000022	0,000102
5	SE_CCRL_B1	SE_CCRL_TR1	LINHA5	0,01	1	XHIOLE	60	500	0,049600	0,144513	0,000014	0,000040	0,000022	0,000102
6	SE_CCRL_B1	SE_CCRL_TR2	LINHA6	0,01	1	XHIOLE	60	500	0,049600	0,144513	0,000014	0,000040	0,000022	0,000102
7	PTSE_QMT_B1	PT7_QMT_B1	LINHA7	1,4	1	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,077156	0,099693	0,122677	0,253221
8	PTSE_QMT_B1	PT8_QMT_B1	LINHA8	1,4	1	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,077156	0,099693	0,122677	0,253221
9	PTSE_QMT_B1	SE_REF_TR1	LINHA9	0,02	1	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,001102	0,001424	0,001753	0,003617
10	PTSE_QMT_B1	SE_REF_TR2	LINHA10	0,02	1	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,001102	0,001424	0,001753	0,003617
11	CCRL_B1	SE_CCRL_TR1	LINHA11	0,05	4	XHIOV	11	300	0,060100	0,144513	0,000621	0,001493	0,000987	0,003792
12	CCRL_B1	SE_CCRL_TR2	LINHA12	0,05	4	XHIOV	11	300	0,060100	0,144513	0,000621	0,001493	0,000987	0,003792
13	CCRL_B1	CCRL_TR1	LINHA13	0,05	4	XHIOV	11	300	0,060100	0,144513	0,000621	0,001493	0,000987	0,003792
14	CCRL_B1	CCRL_G1	LINHA14	0,06	2	XHIOV	11	300	0,060100	0,144513	0,001490	0,003583	0,002369	0,009101
15	CCRL_B1	CCRL_G2	LINHA15	0,05	2	XHIOV	11	300	0,060100	0,144513	0,001242	0,002986	0,001974	0,007584
16	CCRL_B1	CCRL_G3	LINHA16	0,09	2	XHIOV	11	300	0,060100	0,144513	0,002235	0,005374	0,003554	0,013651
17	CCRL_B1	CCRL_TSA1	LINHA17	0,04	1	XHIOV	11	300	0,060100	0,144513	0,001987	0,004777	0,003159	0,012134
18	CCRL_B1	CCRL_TSA2	LINHA18	0,04	1	XHIOV	11	300	0,060100	0,144513	0,001987	0,004777	0,003159	0,012134
19	CCRL_B1	CCRL_TR2	LINHA19	0,05	4	XHIOV	11	300	0,060100	0,144513	0,000621	0,001493	0,000987	0,003792
20	CCRL_B2	PT7_QMT_B1	LINHA20	0,6	1	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,033067	0,042726	0,052576	0,108523
21	CCRL_B2	PT8_QMT_B1	LINHA21	0,49	1	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,027004	0,034893	0,042937	0,088627
22	CCRL_B2	CCRL_TR1	LINHA22	0,02	4	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,000276	0,000356	0,000438	0,000904
23	CCRL_B2	CCRL_TR2	LINHA23	0,02	4	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,000276	0,000356	0,000438	0,000904
24	PT7_QMT_B1	PT8_QMT_B1	LINHA24	0,355	1	XHIOV	15	95	0,193000	0,169646	0,030451	0,026766	0,048417	0,067987
25	PT7_QMT_B1	PT6_QMT_B1	LINHA25	0,3	1	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,016533	0,021363	0,026288	0,054262
26	PT7_QMT_B1	PT7_QMT_TR1	LINHA26	0,03	1	XHIOV	15	95	0,193000	0,169646	0,002573	0,002262	0,004092	0,005745

27	PT8_QMT_B1	PT6_QMT_B1	LINHA27	0,49	1	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,027004	0,034893	0,042937	0,088627
28	PT8_QMT_B1	PT8_QMT_TR1	LINHA28	0,02	1	XHIOV	15	95	0,193000	0,169646	0,001716	0,001508	0,002728	0,003830
29	PT8_QMT_B1	PT8_QMT_TR2	LINHA29	0,03	1	XHIOV	15	95	0,193000	0,169646	0,002573	0,002262	0,004092	0,005745
30	PT6_QMT_B1	PP_QMT_B1	LINHA30	1,5	1	XHIOV	15	150	0,124000	0,160221	0,082667	0,106814	0,131440	0,271308
31	PT6_QMT_B1	PT6_QMT_TR1	LINHA31	0,018	1	XHIOV	15	95	0,193000	0,169646	0,001544	0,001357	0,002455	0,003447
32	PT6_QMT_B1	PT6_QMT_TR2	LINHA32	0,018	1	XHIOV	15	95	0,193000	0,169646	0,001544	0,001357	0,002455	0,003447
33	PT6_QMT_B1	PT6_QMT_TR3	LINHA33	0,5	1	XHIOV	15	95	0,193000	0,169646	0,042889	0,037699	0,068193	0,095756
34	PP_QMT2_B1	PP_QMT1_TR1	LINHA34	0,01	1	XHIOV	6,6	50	0,387000	0,182212	0,008884	0,004183	0,014126	0,010625

Tabela 14 – Dados técnico das linhas de distribuição

Anexo 2 – Arquitetura da rede de média e alta tensão da refinaria



Anexo 3 – Fluxo de potência para inicialização das simulações de estabilidade transitória do sistema

Barra	Nome	Tensão Base [kV]	Tensão [pu]	Ângulo [grau]	Geração [MW/MVAr]	Carga [MW/MVAr]
4	PTSE_QMT	15,0	1,0025	-0,6		0,7 / 0,4
5	CCRL_B1	11,0	1,0098	0,0		
6	CCRL_B2	15,0	1,0043	-0,5		
7	PT7_QMT_B1	15,0	1,0028	-0,5		
8	PT8_QMT_B1	15,0	1,0031	-0,5		
9	PT6_QMT_B1	15,0	1,0027	-0,5		
10	PP_QMT1_B1	15,0	1,0021	-0,6		0,3 / 0,2
11	PP_QMT2_B1	6,6	1,0003	-0,8		0,2 / 0,1
20	CCRL_TR1P	11,0	1,0097	0,0		
21	CCRL_TR1S	15,0	1,0043	-0,5		
22	CCRL_G1	11,0	1,0100	0,0	6,2 / 3,9	
23	CCRL_G2	11,0	1,0098	0,0		
24	CCRL_G3	11,0	1,0098	0,0		
25	CCRL_TSAP	11,0	1,0097	0,0		
26	CCRL_TSAP	11,0	1,0097	0,0		
27	CCRL_C1	0,4	0,9984	-1,0		1,1 / 0,7
28	CCRL_TR2P	11,0	1,0097	0,0		
29	CCRL_TR2S	15,0	1,0043	-0,5		
30	PT7_QMT_TR1P	15,0	1,0027	-0,5		
31	PT7_QMT_C1	0,4	0,9594	-4,8		2,2 / 1,2
32	PT8_QMT_TR1P	15,0	1,0031	-0,5		
33	PT8_QMT_C1	6,0	0,9965	-1,2		0,5 / 0,3
34	PT8_QMT_TR2P	15,0	1,0031	-0,5		
35	PT8_QMT_C2	0,4	0,9975	-1,1		0,4 / 0,2
36	PT6_QMT_TR1P	15,0	1,0027	-0,5		
37	PT6_QMT_C1	0,4	0,9958	-1,4		0,3 / 0,2
38	PT6_QMT_TR2P	15,0	1,0027	-0,5		
39	PT6_QMT_C2	0,4	0,9949	-1,3		0,3 / 0,2
40	PT6_QMT_TR3P	15,0	1,0025	-0,5		
41	PT6_QMT_C3	0,4	0,9948	-1,2		0,2 / 0,2
42	PP_QMT1_TR1S	6,6	1,0003	-0,8		

Tabela 15 – Fluxo de potência no cenário da refinaria em ilha, com uma turbina a gás no sistema e carga total da fábrica

Barra	Nome	Tensão Base [kV]	Tensão [pu]	Ângulo [grau]	Geração [MW/MVAr]	Carga [MW/MVAr]
4	PTSE_QMT_B1	15,0	1.0026	-0.5		0,7 / 0,4
5	CCRL_B1	11,0	1.0099	-0.0		
6	CCRL_B2	15,0	1.0044	-0.5		
7	PT7_QMT_B1	15,0	1.0030	-0.5		
8	PT8_QMT_B1	15,0	1.0032	-0.5		
9	PT6_QMT_B1	15,0	1.0028	-0.5		
10	PP_QMT1_B1	15,0	1.0022	-0.6		0,3 / 0,2
11	PP_QMT2_B1	6,6	1.0004	-0.8		0,2 / 0,1
20	CCRL_TR1P	11,0	1.0099	-0.0		
21	CCRL_TR1S	15,0	1.0044	-0.5		
22	CCRL_G1	11,0	1.0100	0.0	3,3 / 2,1	
23	CCRL_G2	11,0	1.0100	-0.0	3,3 / 2,1	
24	CCRL_G3	11,0	1.0099	-0.0		
25	CCRL_TSA1P	11,0	1.0099	-0.0		
26	CCRL_TSA2P	11,0	1.0099	-0.0		
27	CCRL_C1	0,4	0.9942	-1.4		1,6 / 1,0
28	CCRL_TR2P	11,0	1.0099	-0.0		
29	CCRL_TR2S	15,0	1.0044	-0.5		
30	PT7_QMT_TR1P	15,0	1.0029	-0.5		
31	PT7_QMT_C1	0,4	0.9595	-4.8		2,2 / 1,2
32	PT8_QMT_TR1P	15,0	1.0032	-0.5		
33	PT8_QMT_C1	6,0	0.9967	-1.2		0,5 / 0,3
34	PT8_QMT_TR2P	15,0	1.0032	-0.5		
35	PT8_QMT_C2	0,4	0.9976	-1.1		0,4 / 0,2
36	PT6_QMT_TR1P	15,0	1.0028	-0.5		
37	PT6_QMT_C1	0,4	0.9959	-1.4		0,3 / 0,2
38	PT6_QMT_TR2P	15,0	1.0028	-0.5		
39	PT6_QMT_C2	0,4	0.9950	-1.3		0,3 / 0,2
40	PT6_QMT_TR3P	15,0	1.0026	-0.5		
41	PT6_QMT_C3	0,4	0.9949	-1.2		0,2 / 0,2
42	PP_QMT1_TR1S	6,6	1.0005	-0.8		

Tabela 16 – Fluxo de potência no cenário da refinaria em ilha, com duas turbinas a gás no sistema e com carga total da fábrica

Barra	Nome	Tensão Base [kV]	Tensão [pu]	Ângulo [grau]	Geração [MW/MVAr]	Carga [MW/MVAr]
1	SE_CAC_B1	60,0	1,0000	-1,7		10 / 3,3
2	SE_REF_B1	60,0	1,0035	-1,4		
3	SE_CCRL_B1	60,0	1,0037	-1,4		
4	PTSE_QMT_B1	15,0	1,0049	-0,6		0,7 / 0,4
5	CCRL_B1	11,0	1,0122	0,0		
6	CCRL_B2	15,0	1,0067	-0,5		
7	PT7_QMT_B1	15,0	1,0053	-0,5		
8	PT8_QMT_B1	15,0	1,0055	-0,5		
9	PT6_QMT_B1	15,0	1,0051	-0,6		
10	PP_QMT1_B1	15,0	1,0045	-0,6		0,3 / 0,2
11	PP_QMT2_B1	6,6	1,0028	-0,8		0,2 / 0,1
16	SE_CCRL_TR1P	60,0	1,0038	-1,4		
17	SE_CCRL_TR1S	11,0	1,0121	0,0		
18	SE_CCRL_TR2P	60,0	1,0038	-1,4		
19	SE_CCRL_TR2S	11,0	1,0121	0,0		
20	CCRL_TR1P	11,0	1,0122	0,0		
21	CCRL_TR1S	15,0	1,0068	-0,5		
22	CCRL_G1	11,0	1,0125	0,0	8,3 / 3,9	
23	CCRL_G2	11,0	1,0124	0,0	8,3 / 3,9	
24	CCRL_G3	11,0	1,0122	0,0		
25	CCRL_TSA1P	11,0	1,0122	0,0		
26	CCRL_TSA2P	11,0	1,0122	0,0		
27	CCRL_C1	0,4	0,9966	-1,4		1,6 / 1
28	CCRL_TR2P	11,0	1,0122	0,0		
29	CCRL_TR2S	15,0	1,0068	-0,5		
30	PT7_QMT_TR1P	15,0	1,0052	-0,5		
31	PT7_QMT_C1	0,4	0,9620	-4,8		2,2 / 1,2
32	PT8_QMT_TR1P	15,0	1,0055	-0,5		
33	PT8_QMT_C1	6,0	0,9990	-1,2		0,5 / 0,3
34	PT8_QMT_TR2P	15,0	1,0055	-0,5		
35	PT8_QMT_C2	0,4	0,9999	-1,1		0,4 / 0,2
36	PT6_QMT_TR1P	15,0	1,0051	-0,6		
37	PT6_QMT_C1	0,4	0,9983	-1,4		0,3 / 0,2
38	PT6_QMT_TR2P	15,0	1,0051	-0,6		
39	PT6_QMT_C2	0,4	0,9974	-1,3		0,3 / 0,2
40	PT6_QMT_TR3P	15,0	1,0050	-0,6		
41	PT6_QMT_C3	0,4	0,9972	-1,2		0,2 / 0,2
42	PP_QMT1_TR1S	6,6	1,0028	-0,8		

Tabela 17 – Fluxo de potência no cenário da refinaria com carga externa de 10MVA e duas turbinas a gás no sistema

Barra	Nome	Tensão Base [kV]	Tensão [pu]	Ângulo [grau]	Geração [MW/MVAr]	Carga [MW/MVAr]
1	SE_CAC_B1	60,0	0,9866	-1,7		20 / 6,6
2	SE_REF_B1	60,0	0,9937	-1,2		
3	SE_CCRL_B1	60,0	0,9942	-1,1		
4	PTSE_QMT_B1	15,0	1,0049	1,1		0,7 / 0,4
5	CCRL_B1	11,0	1,0122	1,7		
6	CCRL_B2	15,0	1,0067	1,2		
7	PT7_QMT_B1	15,0	1,0053	1,1		
8	PT8_QMT_B1	15,0	1,0055	1,1		
9	PT6_QMT_B1	15,0	1,0051	1,1		
10	PP_QMT1_B1	15,0	1,0045	1,1		0,3 / 0,2
11	PP_QMT2_B1	6,6	1,0028	0,9		0,2 / 0,1
16	SE_CCRL_TR1P	60,0	0,9942	-1,1		
17	SE_CCRL_TR1S	11,0	1,0121	1,7		
18	SE_CCRL_TR2P	60,0	0,9942	-1,1		
19	SE_CCRL_TR2S	11,0	1,0121	1,7		
20	CCRL_TR1P	11,0	1,0122	1,7		
21	CCRL_TR1S	15,0	1,0068	1,2		
22	CCRL_G1	11,0	1,0125	1,7	9,2 / 4,1	
23	CCRL_G2	11,0	1,0124	1,7	9,0 / 4,1	
24	CCRL_G3	11,0	1,0126	1,7	9,0 / 4,1	
25	CCRL_TSA1P	11,0	1,0121	1,7		
26	CCRL_TSA2P	11,0	1,0121	1,7		
27	CCRL_C1	0,4	0,9922	-0,1		2,0 / 1,2
28	CCRL_TR2P	11,0	1,0122	1,7		
29	CCRL_TR2S	15,0	1,0068	1,2		
30	PT7_QMT_TR1P	15,0	1,0052	1,1		
31	PT7_QMT_C1	0,4	0,9620	-3,1		2,2 / 1,2
32	PT8_QMT_TR1P	15,0	1,0055	1,1		
33	PT8_QMT_C1	6,0	0,9990	0,5		0,5 / 0,3
34	PT8_QMT_TR2P	15,0	1,0055	1,1		
35	PT8_QMT_C2	0,4	0,9999	0,6		0,4 / 0,2
36	PT6_QMT_TR1P	15,0	1,0051	1,1		
37	PT6_QMT_C1	0,4	0,9983	0,3		0,3 / 0,2
38	PT6_QMT_TR2P	15,0	1,0051	1,1		
39	PT6_QMT_C2	0,4	0,9974	0,3		0,3 / 0,2
40	PT6_QMT_TR3P	15,0	1,0050	1,1		
41	PT6_QMT_C3	0,4	0,9972	0,5		0,2 / 0,2
42	PP_QMT1_TR1S	6,6	1,0028	0,9		

Tabela 18 – Fluxo de potência no cenário da refinaria com carga externa de 20MVA e três turbinas no sistema