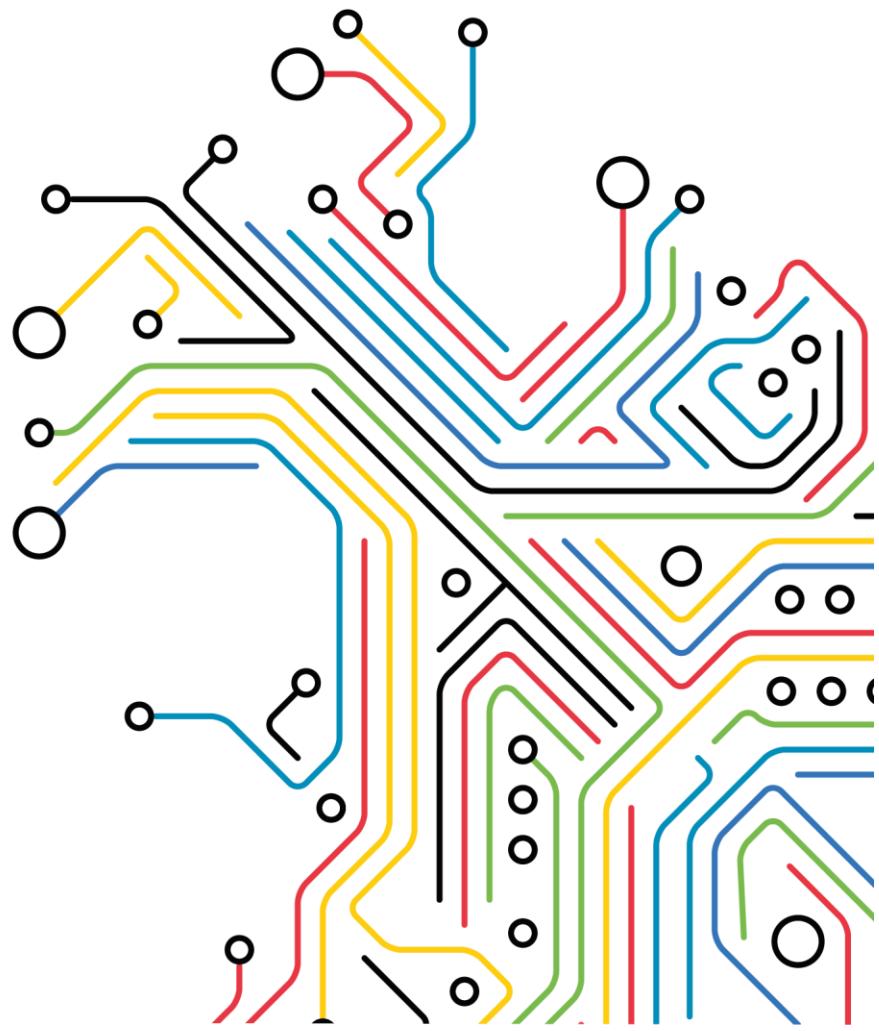


Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 4 MW na ilha de São Jorge

Julho 2023







Controlo Documental

Identificação Documento

Nome Projeto	Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 4 MW na ilha de São Jorge
Ordem Interna	PP2022-336
Título Documento	Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 4 MW na ilha de São Jorge
Título Ficheiro	PV_SaoJorge_FA_2023_V1.pdf

Controlo Versões

Edição	Revisão	Data	Descrição	Revisor
0.1	0	06/07/2023	Versão preliminar 1	Rui Sousa
0.2	1	07/07/2023	Revisão 1	Carlos Moreira
1	2	10/07/2023	Revisão 2	Rui Sousa

Responsável pelo Documento

Nome	Contacto
Rui Sousa	rui.sousa@inesctec.pt
Carlos Moreira	carlos.moreira@inesctec.pt
João Peças Lopes	joao.p.lopes@inesctec.pt



Índice

1	Introdução	8
1.1	Contexto e Objetivos	8
1.2	Estrutura do Documento	8
2	Descrição da Central Solar Fotovoltaica Híbrida	9
2.1	Rede Interna	9
2.2	Breve Caracterização do Modelo de Simulação dos Conversores Solares e dos SAE	11
3	Análise em Regime Estacionário	15
3.1	Descrição	15
3.2	Resultados	16
4	Análise em Regime Dinâmico	23
4.1	Cenários de operação	23
4.2	Análise da Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão	26
4.3	Análise da Capacidade de Redução Automática de Potência Ativa Face ao Aumento de Frequência	47
5	Conclusões	64
6	Referências	65
7	Apêndice	66



Índice de Figuras

Figura 1. Esquema da rede elétrica da CSFH, ligada à rede de distribuição e transporte da ilha de São Jorge no Pol.....	10
Figura 2. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico dos conversores [2].....	12
Figura 3. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [2]	13
Figura 4. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo P(f) [2]..	14
Figura 5. Curva característica P/Q dos conversores a instalar na CSFH.....	15
Figura 6. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.1 I.....	18
Figura 7. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2.....	19
Figura 8. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.1.....	21
Figura 9. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.2.....	22
Figura 10. Diagramas de cargas típicos fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).....	25
Figura 11. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 1	27
Figura 12. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 1	27
Figura 13. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 1	28
Figura 14. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 1	28
Figura 15. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 1	29
Figura 16. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 1	29
Figura 17. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 1	29
Figura 18.. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 1	30
Figura 19. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 2	30
Figura 20. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 2	31
Figura 21. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 2	31
Figura 22. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 2	32
Figura 23. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 2	32
Figura 24. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2	33
Figura 25. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2	33
Figura 26. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 2	34
Figura 27. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 3	34
Figura 28. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 3	35
Figura 29. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 3	35
Figura 30. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 3	36
Figura 31. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 3	36
Figura 32. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2	37
Figura 33. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2	37
Figura 34. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 3	38
Figura 35. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 4	38
Figura 36. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 4	39
Figura 37. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 4	39
Figura 38. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 4	40
Figura 39. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 4	40
Figura 40. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 4	41
Figura 41. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 4	41
Figura 42. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 4	42

Figura 43. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 5	42
Figura 44. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 5	43
Figura 45. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 5	43
Figura 46. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 5	44
Figura 47. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 5	44
Figura 48. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 5	45
Figura 49. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 5	45
Figura 50. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 5	46
Figura 51. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 1	48
Figura 52. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 1	48
Figura 53. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 1	49
Figura 54. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 1	49
Figura 55. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 1	50
Figura 56. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 1	50
Figura 57. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 1	50
Figura 58. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 2	51
Figura 59. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2	51
Figura 60. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2	52
Figura 61. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 2	52
Figura 62. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 2	53
Figura 63. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 2	53
Figura 64. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 2	53
Figura 65. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 3	54
Figura 66. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 3	54
Figura 67. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 3	55
Figura 68. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 3	55
Figura 69. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 3	56
Figura 70. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 3	56
Figura 71. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 3	56
Figura 72. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 4	57
Figura 73. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 4	57
Figura 74. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 4	58
Figura 75. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 4	58
Figura 76. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 4	59
Figura 77. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 4	59
Figura 78. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 4	59
Figura 79. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 5	60
Figura 80. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 5	60
Figura 81. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 5	61
Figura 82. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 5	61
Figura 83. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 5	62
Figura 84. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 5	62
Figura 85. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 5	62
Figura 86. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha de São Jorge.....	66



Índice de Tabelas

Tabela 1. Parâmetros elétricos do conversor solar da SMA do tipo Sunny Central 4000 UP(-US) (SMASC SC 4000 UP(-US)).....	9
Tabela 2. Parâmetros elétricos dos SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage 2660 UP(-US) (SMASC SC 2660 UP(-US)).....	9
Tabela 3. Tabela resumo dos condutores da rede da CSFH.....	10
Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados	11
Tabela 5. Características elétricas dos transformadores considerados	11
Tabela 6. Parametrização do modelo SMASC em modo FRT [2]	13
Tabela 7. Parametrização do modelo SMASC em modo de estatismo P(f) [2].....	14
Tabela 8. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1.....	17
Tabela 9. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2.....	19
Tabela 10. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1.....	20
Tabela 11. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2.....	22
Tabela 12. Definição dos cenários de operação	26



1 Introdução

1.1 Contexto e Objetivos

O trabalho de consultoria técnica apresentado neste relatório tem como principais objetivos a avaliação do impacto resultante da integração de uma central solar fotovoltaica híbrida, com potência instalada de 4 MW, no sistema eletroprodutor da ilha de São Jorge, bem como a avaliação da sua capacidade para disponibilizar serviços avançados de suporte à operação da rede.

O presente relatório documenta os estudos demonstrativos que foram executados tendo por base os requisitos definidos pelo operador de rede (Eletrociade dos Açores, S.A. – EDA), assim como as conclusões/recomendações mais relevantes que foram identificadas. Em termos gerais, os estudos efetuados consistiram na avaliação do comportamento em regime estacionário e dinâmico da referida central e do impacto que esta aporta ao sistema eletroprodutor da ilha de São Jorge nos seguintes termos:

- Análise em regime estacionário, onde se pretende avaliar a capacidade de controlo (injeção e consumo) de potência reativa na interligação da central solar fotovoltaica híbrida (CSFH) com a rede de distribuição da ilha de São Jorge;
- Análise em regime dinâmico, tendo como objetivo avaliar o comportamento da CSFH relativamente à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de injeção de corrente reativa, e à capacidade de redução automática de potência ativa perante aumentos da frequência da rede.

1.2 Estrutura do Documento

O documento está organizado em 5 secções, segundo a seguinte estrutura:

- Secção 2: descreve a constituição da CSFH em estudo, nomeadamente da sua rede interna e conversores considerados;
- Secção 3: apresenta os resultados da análise em regime estacionário;
- Secção 4: apresenta os resultados da análise do comportamento dinâmico;
- Secção 5: resume as principais conclusões resultantes do estudo realizado.

2 Descrição da Central Solar Fotovoltaica Híbrida

2.1 Rede Interna

O estudo foi realizado com base num projeto preliminar da instalação solar fotovoltaica híbrida disponibilizado pelo promotor. Esta instalação é constituída por 1 conversor solar da SMA do tipo Sunny Central 4000 UP(-US) com potência unitária de 4000 kW (SMASC SC 4000 UP(-US)) e 1 conversor associado aos sistemas de armazenamento elétrico (SAE) da SMA do tipo Sunny Central Storage 2660 UP(-US) com potência unitária de 2660 kW (SMASC SC 2660 UP(-US)).

Na Tabela 1 e na Tabela 2, são apresentados os parâmetros elétricos mais relevantes dos conversores considerados.

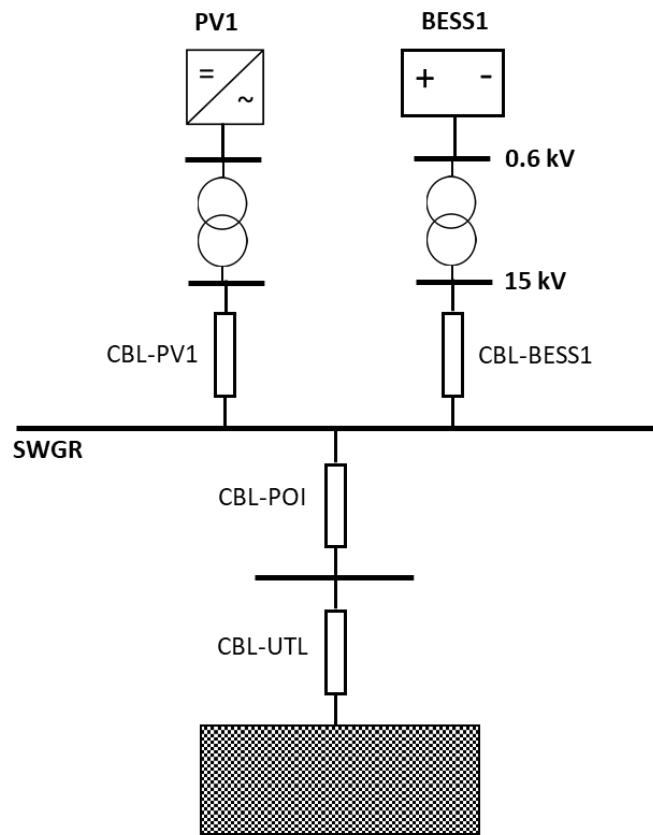
Tabela 1. Parâmetros elétricos do conversor solar da SMA do tipo Sunny Central 4000 UP(-US) (SMASC SC 4000 UP(-US))

Parâmetro	Valor
Tensão nominal (kV)	0.6
Sbase (MVA)	4
Pmax (MW)	4
Pmin (MW)	0
Qmax (Mvar)	2.4
Qmin (Mvar)	-2.4

Tabela 2. Parâmetros elétricos dos SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage 2660 UP(-US) (SMASC SC 2660 UP(-US))

Parâmetro	Valor
Tensão nominal (kV)	0.6
Sbase (MVA)	2.66
Pmax (MW)	2.66
Pmin (MW)	-2.66
Qmax (Mvar)	1.596
Qmin (Mvar)	-1.596

Como se pode observar no esquema unifilar da Figura 1, do lado de baixa tensão (BT), com tensão nominal 0.6 kV, a rede da CSFH é composta por 1 conversor solar e 1 conversor associado ao SAE. Estes conversores são depois ligados à rede de média tensão (MT) de 15 kV através de transformadores elevadores individuais de 0.6/15 kV. Os conversores convergem num barramento coletor que se liga ao Ponto de Interligação (Pol), através de um cabo subterrâneo de curta extensão (CBL-POI). Este Pol é um barramento novo a ser construído, devendo ser ligado à rede de distribuição no barramento de 15 kV da Subestação da Central Térmica do Caminho Novo (CTCN) através de um cabo de subterrâneo de 500 m (CBL-UTL).



Central Térmica do Caminho Novo

Figura 1. Esquema da rede elétrica da CSFH, ligada à rede de distribuição da ilha de São Jorge no POI.

Com base na caracterização da CSFH disponibilizada pelo promotor, e para efeitos da realização dos estudos demonstrativos reportados neste documento, procedeu-se à representação da totalidade da rede elétrica de corrente alternada da CSFH desde os terminais dos módulos conversores até à ligação com a CTCN. As distâncias e tipos de cabos considerados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Tabela resumo dos condutores da rede da CSFH

Nome	Distância (m)	Tipo de condutor
CBL-PV1	375	XHIOV 3x70 8.1/15 kV
CBL-BESS1	50	
CBL-POI	50	XHIOV 3x120 8.7/15 kV
CBL-UTL	500	

As características elétricas lineares de todos os condutores instalados na rede da CSFH são descritas na Tabela 4.



Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados

Condutor	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (S/km)
XHIOV 3x70 8.1/15 kV	0.342	0.117	7.288×10^{-5}
XHIOV 3x120 8.7/15 kV	0.196	0.106	8.859×10^{-5}

As características dos transformadores instalados na rede interna da CSFH são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5. Características elétricas dos transformadores considerados

Transformador	$U_1/U_2 (\text{kV})$	$S_n (\text{MVA})$	$X_f (\%)$
TF_PV1	15/0.6	4	8.5
TF_BESS1	15/0.6	2.66	8.5

2.2 Breve Caracterização do Modelo de Simulação dos Conversores Solares e dos SAE

Para a realização dos estudos apresentados neste relatório foram utilizados modelos de simulação numérica para o software de simulação PSS/E® (Siemens PTI) [1] do comportamento dinâmico dos conversores solares e dos conversores associados aos SAE disponibilizados pela SMA, fabricante escolhido pelo promotor. Os modelos dinâmicos são da geração G, do tipo SMASC para simulação no PSS/E®. Para os conversores solares o modelo adotado é do tipo SC 4000 UP(-US) e para os conversores dos SAE o modelo adotado é do tipo SC 2660 UP(-US).

De seguida, é apresentada uma breve descrição do modelo dinâmico com referência ao seu manual de utilizador [2] também disponibilizado pela SMA, assim como das funcionalidades utilizadas para o presente estudo.

O modelo dinâmico dos conversores SMASC é do tipo “caixa negra” em que apenas se conhecem as entradas e saídas do mesmo, como se pode observar na Figura 2. Como entradas (ou *inputs*) o modelo recebe a tensão da rede, nas suas componentes real (RE (VOLT (IB))) e imaginária (IM (VOLT (IB))), e a frequência, medidas no barramento ao qual o conversor está conectado. Como saídas (ou *outputs*) o modelo devolve os valores da corrente representadas no referencial dq (id e iq), que são usados para calcular a corrente injetada na rede através do bloco T, representadas nas suas componentes real (RE(ISORCE(I))) e imaginária (IM(ISORCE(I))) aos terminais do gerador.

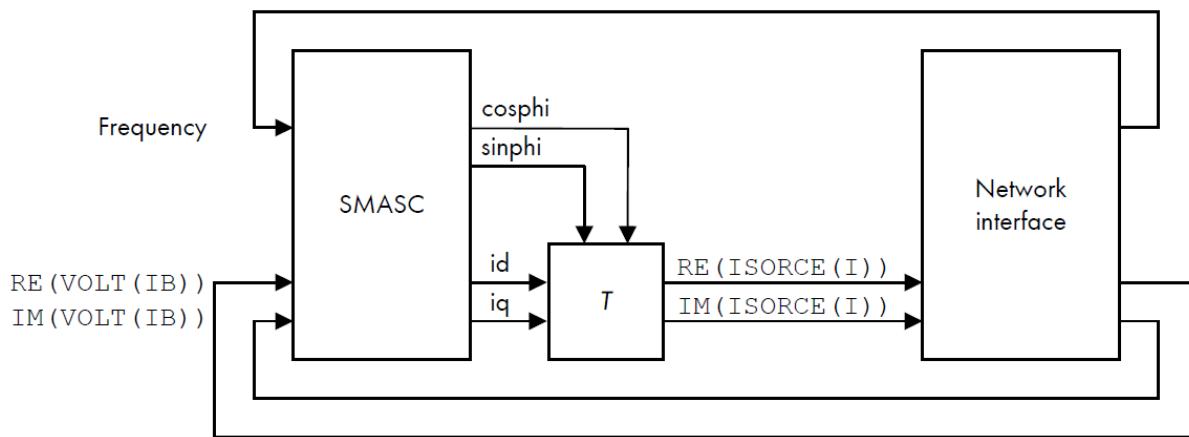


Figura 2. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico dos conversores [2].

O modelo SMASC apresenta diversas funcionalidades e parâmetros passíveis de ajuste em função das necessidades específicas de cada projeto. Neste relatório descrevem-se apenas as funcionalidades relevantes para os estudos em causa:

- **Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão (ou modo FRT)** – controlo de potência reativa, suporte dinâmico à rede durante cavas de tensão (no manual [2], *Dynamic grid support “full” (fault ride-through)*);
- **Capacidade de Redução Automática de Potência Ativa Face ao Aumento de Frequência (ou modo de estatismo P(f))** – controlo de potência ativa, modo potência ativa dependente da frequência P(f) (no manual [2], *Active power control, Frequency-dependent active power P(f)*).

Relativamente ao **modo FRT**, estando ativo “modo FRT completo” nos conversores (ver Tabela 6), este apresenta capacidade de injeção de corrente ativa ou corrente reativa na rede de acordo com o parâmetro *FRTArGraNom* (na Figura 3, *DGSArGraNom*). Se este parâmetro for 0, o conversor apenas injeta corrente ativa na rede. Se for maior que 0, o conversor injeta corrente reativa de acordo com a curva da Figura 3. Nos estudos apresentados na secção 4.2 (análise à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão), a parametrização utilizada está de acordo com a Tabela 6, alterando-se apenas o valor do parâmetro *FRTArGraNom* de acordo com o caso de estudo.

Tabela 6. Parametrização do modelo SMASC em modo FRT [2]

Parâmetro	Descrição	Intervalo de valores	Valor utilizado
<i>FRTMod</i>	Modo FRT utilizado	0: modo FRT limitado 1: modo FRT completo	1
<i>FRTArGraNom</i>	Fator de injeção de corrente reativa $K = \Delta Iq / \Delta U$	0 a 10 (até 2 para redes mais frágeis)	Variável de acordo com o caso de estudo
<i>DBVolNomMin (p.u.)</i>	Banda morta de deteção de subtensão	0 a 1	0.2
<i>DBVolNomMin (p.u.)</i>	Banda morta de deteção de sobretensão	0 a 1	0.25

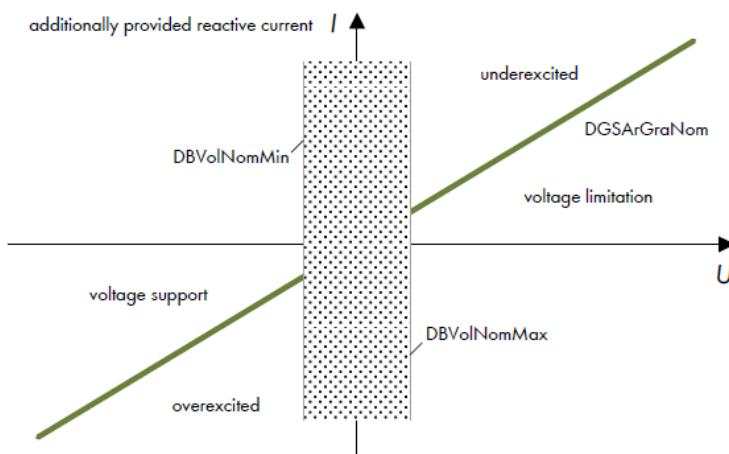


Figura 3. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [2].

Com o modo de estatismo P(f) ativado (ver Tabela 7), os conversores têm a capacidade de reduzir automaticamente a sua potência ativa em função do valor da frequência medido no barramento de ligação de acordo com a curva da Figura 4. Nos estudos apresentados na secção 4.3 (análise à capacidade de redução automática de potência ativa face ao aumento de frequência), a parametrização utilizada está de acordo com a Tabela 7 e em que se variou o valor do parâmetro *PWGra*.

Tabela 7. Parametrização do modelo SMASC em modo de estatismo $P(f)$ [2]

Parâmetro	Descrição	Intervalo de valores	Valor utilizado
$WCtHzMod$	Modo de estatismo $P(f)$	0: desativado 1: ativado	1 (para a análise de redução de potência)
$PHzStr (Hz)$	Offset frequência da rede para início redução de potência (Hz)	0 a 5	0.5
$PHzStop (Hz)$	Offset frequência da rede para reinício potência (Hz)	-5 a 5	-1.0
$PWGra (\%/Hz)$	Gradiente de redução de potência	0 a 100	Variável de acordo com o caso de estudo

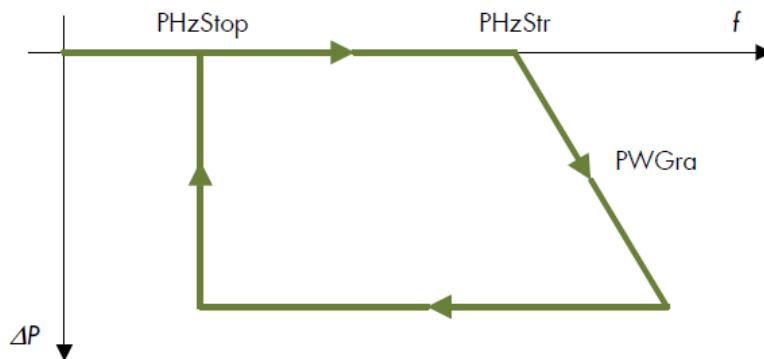


Figura 4. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo $P(f)$ [2].

3 Análise em Regime Estacionário

3.1 Descrição

A análise em regime estacionário teve como objetivo principal avaliar a gama de injeção e consumo de potência reativa na interligação da CSFH com a rede de distribuição da ilha de São Jorge, em diferentes cenários e condições de operação.

Os estudos levados a cabo tiveram em consideração a curva PQ do conversor solar da SMA do tipo SMA Sunny Central UP(-US) 4000 (SMASC 4000 UP(-US)) e conversor acoplado ao SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage UP(-US) 2660 (SMASC 2660 UP(-US)) para o nível de tensão nominal (1 p.u.) aos seus terminais, e que é apresentada na Figura 5. A curva, apresentada em valores “por unidade” em relação à potência ativa nominal do conversor, descreve a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores solares e dos conversores de acoplamento dos SAE à rede da CSFH.

Assim, a respetiva análise consistiu em realizar diversos estudos de trânsito de potências, considerando os pontos de operação definidos na Figura 5 e admitindo a tensão na interface entre a CSFH e a rede no valor nominal (1 p.u.). Para efeitos da análise, que seguidamente se descreve, foi considerado que a CSFH se liga à rede pública num barramento novo a ser construído, localizado a cerca de 500m da CTCN e que se designou como o Pol. Tal como anteriormente esquematizado na Figura 1, a CSFH engloba 1 conversor solar e 1 conversor associado ao SAE.

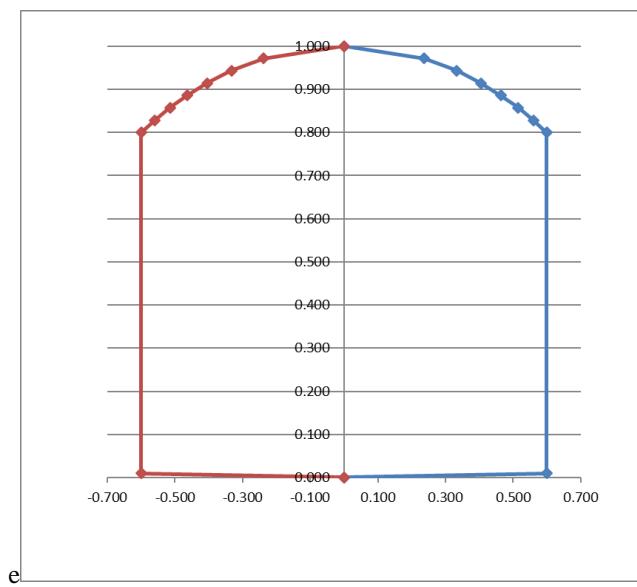


Figura 5. Curva característica P/Q dos conversores a instalar na CSFH.

Dada a natureza híbrida do sistema em estudo, a análise em regime estacionário considerou quatro cenários distintos de operação dos conversores da CSFH, como seguidamente se descreve:

- **Cenário A.1** – Conversor solar em operação e conversor do SAE desligados;
- **Cenário A.2** – Conversor solar desligado e conversor do SAE em operação;
- **Cenário B.1** – Conversor solar em operação à potência ativa máxima conjugada com a máxima importação de potência reativa, podendo o conversor do SAE operar em toda a extensão de potência ativa;
- **Cenário B.2** – Conversor solar em operação à potência ativa máxima conjugada com a máxima exportação de potência reativa, podendo o conversor do SAE operar em toda a extensão de potência ativa.

Os cenários descritos acima permitem endereçar diversos regimes de operação no que refere à limitação da gama de potência reativa a disponibilizar na interface entre a CSFH e a rede. O cenário A.1 define a operação da CSFH considerando a indisponibilidade do conversor do SAE em regime diurno e perante a situação limite de possibilidade de integração da totalidade da produção solar na rede. Por outro lado, no cenário A.2 considera-se a indisponibilidade do conversor solar, por exemplo em regime noturno, estando o SAE carregado e disponível para injetar potência na rede. Por seu turno, os cenários B.1 e B.2 representam a operação do conversor solar em situações limite de máxima potência ativa e máxima exportação/importação de potência reativa, conjugada com toda a gama de operação do conversor do SAE. Desta forma, pretende-se representar situações limite de conjugação de operação do conversor solar e do conversor do SAE em situações onde não é possível injetar na rede toda a produção solar.

A análise efetuada considerou ainda a monitorização das tensões na rede interna da CSFH, nomeadamente aos terminais do conversor solar e do conversor associado aos SAE, pretendendo-se garantir que as mesmas se encontram no intervalo [0.9; 1.1 pu].

3.2 Resultados

Nesta secção são apresentados os resultados da análise em regime estacionário para os cenários descritos na secção anterior.

Os resultados das respetivas análises são apresentados sobre a forma de tabela, onde P_0 e Q_0 representam os pontos de operação definidos na Figura 5, enquanto que P_{PL} e Q_{PL} representam o trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH à rede elétrica da ilha de São Jorge, considerando um valor de tensão no ponto de ligação à rede de 1 p.u.. Os resultados são esquematizados nas curvas PQ apresentadas nesta secção, onde a curva a verde representa o trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação (P_{PL} e Q_{PL}), e a curva a azul representa os pontos de operação definidos tendo por base a Figura 5 (P_0 e Q_0). Os valores são apresentados em p.u. na base de 4 MW.

3.2.1 Cenário A.1

A Tabela 8 apresenta os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação A.1. A Figura 6 apresenta as curvas PQ do conjunto dos conversores e no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa do conversor solar (P_0 e Q_0) corresponde ao conversor solar em operação no cenário A.1 e considera como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 4 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH (P_{PL} e Q_{PL}), são apresentados em p.u. com a mesma base.

Os resultados obtidos permitem concluir que a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é considerável, sem conduzir à necessidade de ajuste da curva PQ do conversor solar (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9; 1.1] p.u.).

Tabela 8. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1

P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}
0.000	0.000	0.000	0.002
0.010	0.600	0.009	0.574
0.800	0.600	0.798	0.524
0.829	0.560	0.826	0.483
0.857	0.515	0.855	0.438
0.886	0.464	0.883	0.386
0.914	0.405	0.912	0.327
0.943	0.333	0.941	0.254
0.971	0.237	0.969	0.157
1.000	0.000	0.998	-0.084
1.000	0.000	0.998	-0.084
0.971	-0.237	0.969	-0.325
0.943	-0.333	0.940	-0.423
0.914	-0.405	0.912	-0.496
0.886	-0.464	0.883	-0.556
0.857	-0.515	0.854	-0.608
0.829	-0.560	0.826	-0.653
0.800	-0.600	0.797	-0.694
0.010	-0.600	0.009	-0.633
0.000	0.000	0.000	0.002

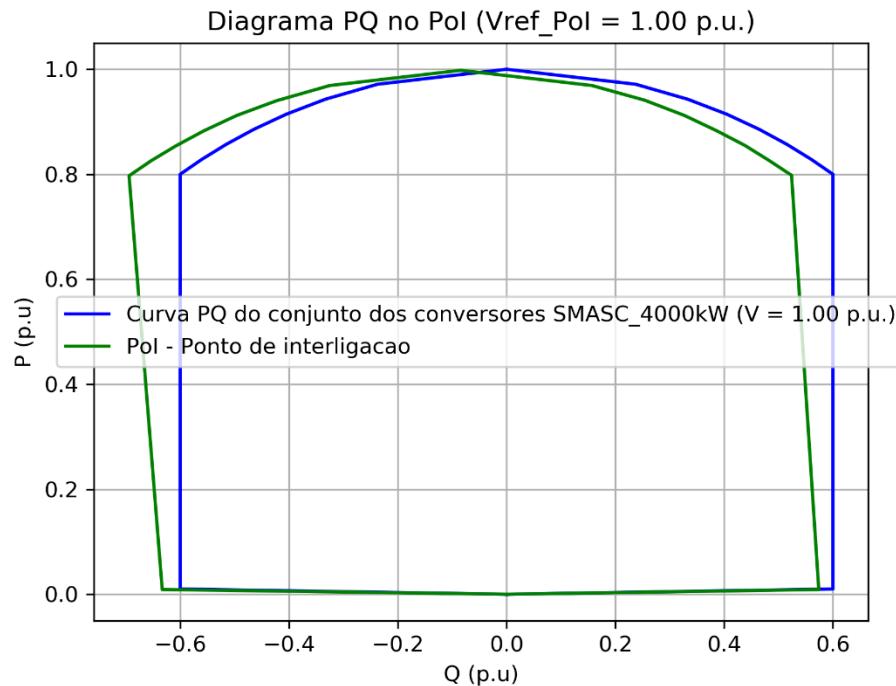


Figura 6. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.1

3.2.2 Cenário A.2

A Tabela 9 apresenta os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação A.2. A Figura 7 apresenta as curvas PQ do conjunto dos conversores no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores (P_0 e Q_0) corresponde ao conversor de acoplamento dos SAE em operação no cenário A.2 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 4 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH (P_{PL} e Q_{PL}), são apresentados em p.u. com a mesma base.

À semelhança do caso anterior, os resultados obtidos para esta configuração permitem concluir que a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é considerável, sem conduzir à necessidade de ajuste da curva PQ do conversor de acoplamento do SAE (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9;1.1] p.u.).

Tabela 9. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2

P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}
0.000	0.000	0.000	0.002
0.007	0.399	0.007	0.382
0.532	0.399	0.532	0.349
0.551	0.372	0.551	0.322
0.570	0.343	0.570	0.292
0.589	0.309	0.589	0.258
0.608	0.269	0.608	0.218
0.627	0.222	0.627	0.170
0.646	0.158	0.646	0.105
0.665	0.000	0.665	-0.055
0.665	0.000	0.665	-0.055
0.646	-0.158	0.646	-0.215
0.627	-0.222	0.627	-0.280
0.608	-0.269	0.608	-0.329
0.589	-0.309	0.589	-0.369
0.570	-0.343	0.570	-0.403
0.551	-0.372	0.551	-0.433
0.532	-0.399	0.532	-0.461
0.007	-0.399	0.007	-0.420
0.000	0.000	0.000	0.002

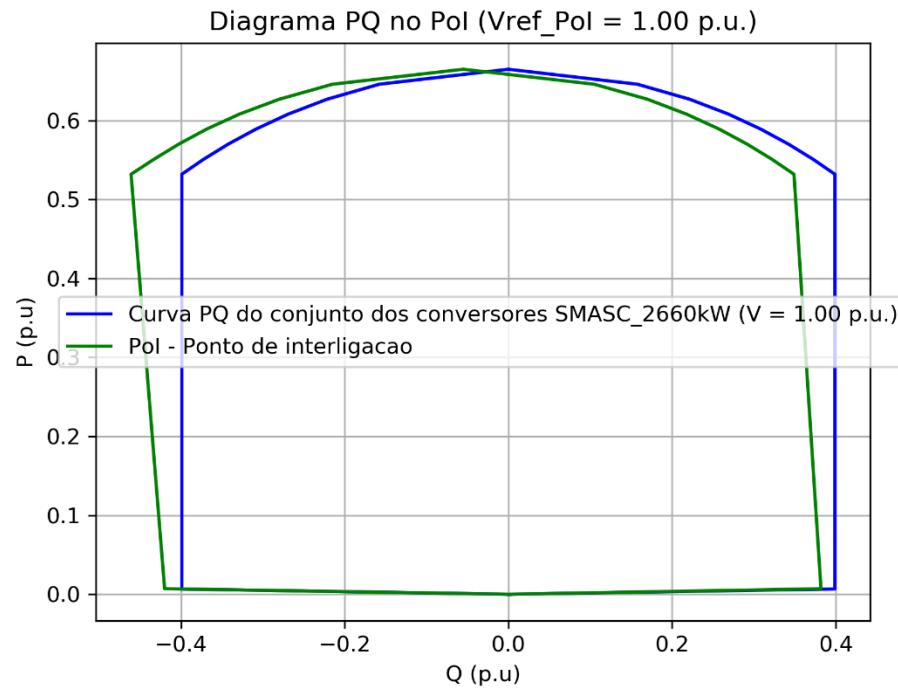


Figura 7. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2



3.2.3 Cenário B.1

No cenário B.1, o ponto de operação do conversor solar foi fixado considerando a operação da CSFH à potência ativa máxima, equivalendo à injeção de 4 MW de potência ativa. O conversor solar é considerado a operar na máxima importação de potência reativa (ver Figura 5).

Neste cenário, a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é particularmente relevante de ser estudada considerando o carregamento do SAE em toda a gama de potência ativa do conversor e explorando o impacto da importação de potência reativa por parte do mesmo. Desta forma, os resultados apresentados para o cenário B.1 contemplam apenas os pontos de operação referentes à importação de potência reativa por parte do conversor de acoplamento dos SAE.

A Tabela 10 apresenta os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação B.1. A Figura 8 apresenta as curvas PQ do conjunto dos conversores e no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores (P_0 e Q_0) correspondem ao conversor de acoplamento do SAE em operação no cenário B.1 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 4 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH (P_{PL} e Q_{PL}), são apresentados em p.u. com a mesma base.

Os resultados permitem concluir que no cenário em que conversor solar opera em situação limite de máxima potência ativa e máxima importação de potência reativa, o conversor do SAE é capaz de conferir no Pol uma gama alargada de importação de potência reativa, sem conduzir à necessidade de ajuste da curva PQ dos conversores de acoplamento dos SAE (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9;1.1] p.u.).

Tabela 10. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1

P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}
-0.665	0.000	0.247	-0.553
-0.646	-0.158	0.266	-0.713
-0.627	-0.222	0.285	-0.778
-0.608	-0.269	0.304	-0.826
-0.589	-0.309	0.323	-0.866
-0.570	-0.343	0.342	-0.901
-0.551	-0.372	0.361	-0.931
-0.532	-0.399	0.379	-0.958
-0.007	-0.399	0.905	-0.918
0.000	0.000	0.912	-0.496

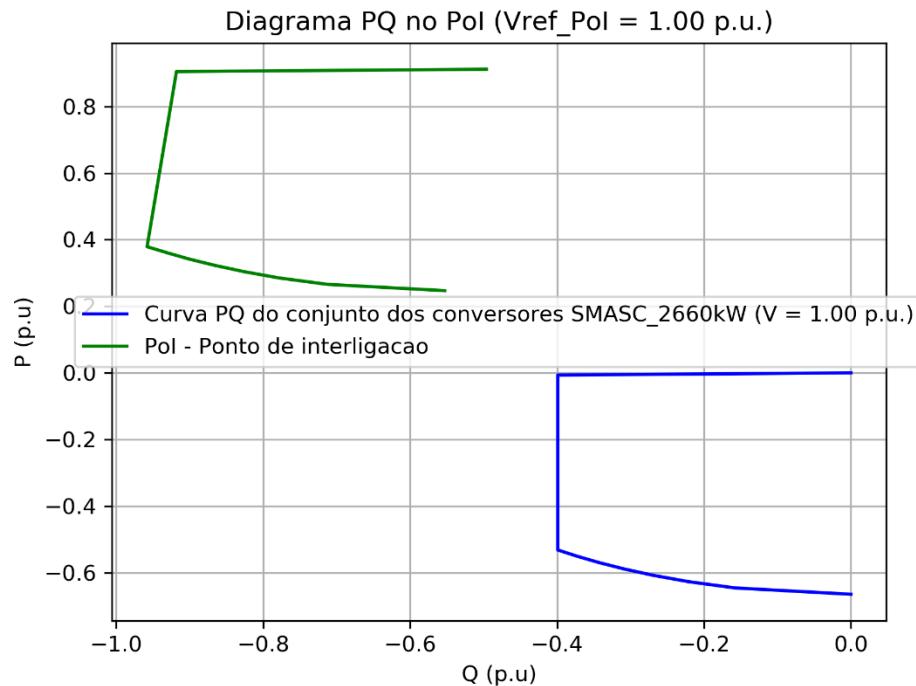


Figura 8. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.1

3.2.4 Cenário B.2

No cenário B.2, o ponto de operação dos conversores solares foi fixado considerando a operação da CSFH à potência ativa máxima equivalendo à injeção de 4 MW de potência ativa. O conversor solar é considerado a operar na máxima exportação de potência reativa (ver Figura 5).

Neste cenário, a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é particularmente relevante de ser estudada considerando o carregamento do SAE em toda a gama de potência ativa do conversor e explorando o impacto da exportação de potência reativa por parte do mesmo. Desta forma, os resultados apresentados para o cenário B.2 contemplam apenas os pontos de operação referentes à exportação de reativa por parte do conversor de acoplamento dos SAE.

A Tabela 11 apresenta os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação B.2. A Figura 9 apresenta as curvas PQ do conjunto dos conversores e no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores (P_0 e Q_0) correspondem ao converso de acoplamento do SAE em operação no cenário B.2 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 4 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH (P_{PL} e Q_{PL}), são apresentados em p.u. na mesma base.

Os resultados permitem concluir que no cenário em que o conversores solar opera em situações limite de máxima potência ativa e máxima exportação de potência reativa, o conversor do SAE é capaz de conferir no Pol uma gama alargada de exportação de potência reativa, sem conduzir à necessidade de ajuste da curva PQ do conversor de acoplamento do SAE (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9;1.1] p.u.).

Tabela 11. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2

P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}
-0.665	0.000	0.912	0.327
-0.646	-0.158	0.905	0.707
-0.627	-0.222	0.380	0.674
-0.608	-0.269	0.361	0.647
-0.589	-0.309	0.342	0.617
-0.570	-0.343	0.323	0.583
-0.551	-0.372	0.304	0.543
-0.532	-0.399	0.285	0.494
-0.007	-0.399	0.266	0.430
0.000	0.000	0.247	0.270

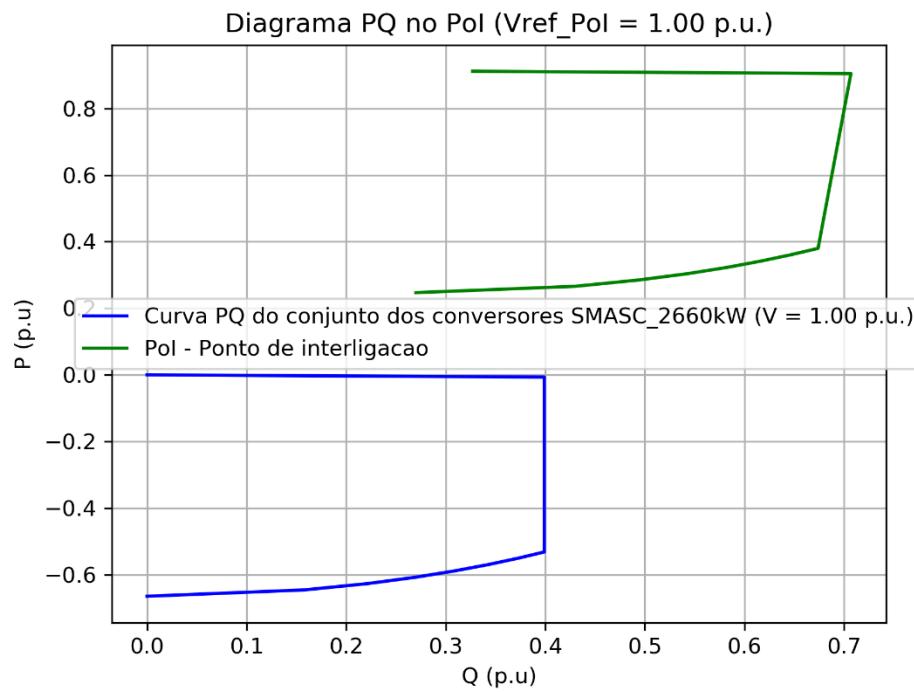


Figura 9. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.2

4 Análise em Regime Dinâmico

Na presente secção são apresentados os resultados da análise do comportamento dinâmico do sistema eletroprodutor da ilha de São Jorge e da capacidade de resposta da CSFH a ser ligada a este sistema, aferindo-se a sua capacidade de resposta perante curto-circuitos trifásicos simétricos e a sua capacidade de redução automática de potência ativa face a eventos de sobre-frequência, para diferentes cenários de produção e consumo. Nesta análise foram monitorizadas diversas grandezas relevantes, nomeadamente o comportamento da velocidade e potência dos geradores síncronos, bem como a potência e corrente ativas e reativas injetadas pela central no ponto de ligação à rede (Pol).

4.1 Cenários de operação

Para a realização dos estudos em regime dinâmico, em que se pretendeu avaliar o impacto da integração da CSFH, no sistema eletroprodutor da ilha de São Jorge, foram identificados, em coordenação com o operador local, cinco cenários distintos de operação representativos de condições de operação adversas no que diz respeito à garantia de estabilidade do sistema. Para a definição dos cenários de operação, foram considerados os diagramas de carga típicos fornecidos pela Eletricidade dos Açores, S. A. (EDA) e um ligeiro aumento de carga. Assim, foram definidos os seguintes cenários:

- Cenário 1 – Assenta na maximização da geração de todas as centrais solares (CSFH e Parque fotovoltaico da Urzelina) num cenário de carga elevada num dia típico de semana no Verão, com produção eólica moderada. A CSFH encontra-se a injetar 1.7 MW, sendo que esta potência injetada resulta de uma componente solar de 4 MW, estando o SAE absorver 2.3 MW;
- Cenário 2 – Assenta na maximização da geração de todas as centrais solares (CSFH e Parque fotovoltaico da Urzelina) num cenário de carga elevada num dia típico de semana no Inverno, com produção eólica nula. A CSFH encontra-se a injetar 2.8 MW, sendo que esta potência injetada é o resultado da componente solar injetar a sua potência máxima, 4 MW, e o SAE absorver 1.2 MW;
- Cenário 3 – Considera-se um cenário de carga elevada num dia típico de fim de semana no Inverno, com produção solar nula, e produção eólica baixa. A CSFH encontra-se a injetar 2.5 MW provenientes apenas do SAE;
- Cenário 4 – Considera-se um cenário de carga elevada num dia típico de fim de semana no Outono, com produção solar nula, e produção eólica moderada. A CSFH encontra-se a injetar 1 MW provenientes apenas dos SAE;
- Cenário 5 – Assenta na maximização da geração de todas as centrais solares (CSFH e Parque fotovoltaico da Urzelina) num cenário de carga elevada num dia típico de semana

no Inverno, com produção eólica baixa. A CSFH encontra-se a injetar 1.5 MW, sendo que esta potência injetada é o resultado da componente solar injetar a sua potência máxima, 4 MW, e o SAE absorver 2.5 MW;

Por indicação da EDA, foi considerada a instalação de um sistema de armazenamento de energia para regulação de frequência rápida de potência / frequência (BESS) de 6 MW / 4.5 MWh, permitindo a operação da Central Térmica do Caminho Novo (CTCN), em todos os cenários, com apenas com um dos grupos existentes (G11), a operar perto do mínimo técnico. Considera-se ainda que o sistema de reserva rápida (central de baterias) para regulação de potência ativa/frequência está operacional em modo *grid-following* (cenário mais desfavorável), tem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. A operação em modo *grid-following* é a que apresenta desempenhos mais restritos do ponto de vista da resposta dinâmica do sistema, comparativamente com a possibilidade de operação em modo *grid-forming*. No entanto, e do ponto de vista de validação do estudo, esta opção constitui um cenário crítico limite, cuja validade se demonstra. No âmbito do presente estudo é também considerada nos cenários descritos a ampliação prevista para o Parque Eólico do Pico da Urze (PEPU) de 1,8 MW para 4.5 MW. Na futura configuração deste parque eólico, admite-se capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de injeção rápida de corrente reativa durante o defeito.

Os diagramas de carga típicos, fornecidos pela EDA, assim como os pontos do diagrama selecionados (considerando um ligeiro aumento de carga no Cenário 1) para a definição dos cenários são apresentados na Figura 10.

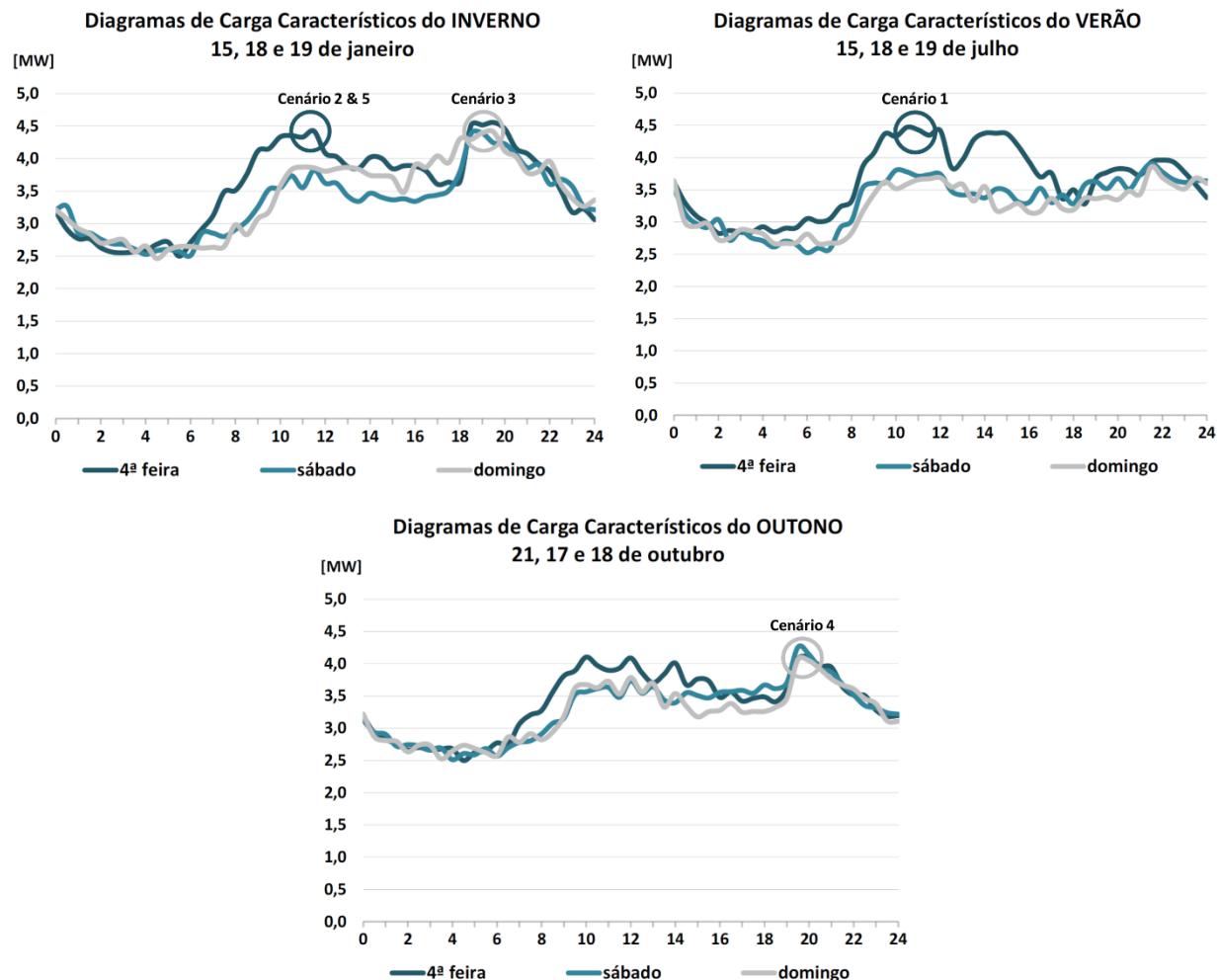


Figura 10. Diagramas de cargas típicos fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).

Após validação por parte da EDA, a distribuição da geração solar PV, eólica, e térmica pelos diferentes geradores disponíveis na rede elétrica da ilha de São Jorge, para os cenários de estudo considerados, é apresentada na Tabela 12. Da definição dos cenários de operação apresentados torna-se evidente que os requisitos típicos de funcionamento da rede da ilha de São Jorge, onde é exigida a operação com pelo menos 1 grupo térmico em serviço (estando o sistema BESS da EDA em operação), pode originar, perante situações de baixa carga, a necessidade de limitar a potência a injetar na rede por parte das instalações renováveis.

Salienta-se que na modelização do sistema electroprodutor para o despacho considerado em cada cenário, foram considerados em ambiente de simulação os dados fornecidos pela EDA no que se refere as potências instaladas, máximos e mínimos técnicos de todas as centrais e outros equipamentos previstos para a ilha.

Tabela 12. Definição dos cenários de operação

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
Caminho Novo (G11)	0.6 MW	0.6 MW	0.6 MW	0.6 MW	0.6 MW
Parque Eólico Pico da Urze (PEPU)	2.3 MW	0.0 MW	1.3 MW	2.5 MW	1.3 MW
Parque Fotovoltaico da Urzelina	1.0 MW	1.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	1.0 MW
CSFH (PV/SAE)	4.0/-2.3 MW	1.0/-1.2 MW	0.0/2.5 MW	0.0/1.0 MW	4.0/-2.5 MW
Sistema de Reserva Rápida (BESS)	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW
Carga	5.6 MW	4.4 MW	4.4 MW	4.1 MW	4.4 MW

4.2 Análise da Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão

De forma a avaliar a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão da CSFH, foi simulado um curto-círcuito trifásico simétrico localizado na rede de distribuição de 15 kV, na linha de média tensão Caminho Novo-Mandas (ver Figura 86 do Apêndice) e subsequente isolamento do defeito em 100 ms mediante saída de serviço desta linha. É de salientar que, dada a natureza radial da rede de distribuição da ilha de São Jorge, a abertura da linha perante a eliminação do defeito conduz a uma perda de carga na rede, pelo que os resultados evidenciam que a frequência estabiliza num valor superior ao nominal. Trata-se de um pressuposto que, no âmbito da análise da capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, não influencia o comportamento que se pretende avaliar. Para evitar sobreposições na resposta da central à cava de tensão resultante, a capacidade de resposta à frequência (modo de estatismo $P(f)$) foi desativada no âmbito da realização deste estudo (parâmetro $WCtHzMod = 0$).

Relativamente à capacidade de injeção de corrente reativa durante cavas de tensão por parte dos conversores da CSFH, foi avaliada a possibilidade de variar o parâmetro $FRTArGraNom$ da Tabela 6 para valores numa gama entre 0.2 e 1. Foram assim considerados três casos de estudo distintos perante cada um dos cenários apresentados na Secção 4.1:

- **Caso 1:** $FRTArGraNom = 0.2$;
- **Caso 2:** $FRTArGraNom = 0.5$;
- **Caso 3:** $FRTArGraNom = 1$.

Os resultados das simulações são apresentados nas figuras seguintes, onde o início do defeito ocorre ao segundo 5 do tempo de simulação.

4.2.1 Resultados - Cenário 1

A Figura 11 e a Figura 12 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede (Pol), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 1.

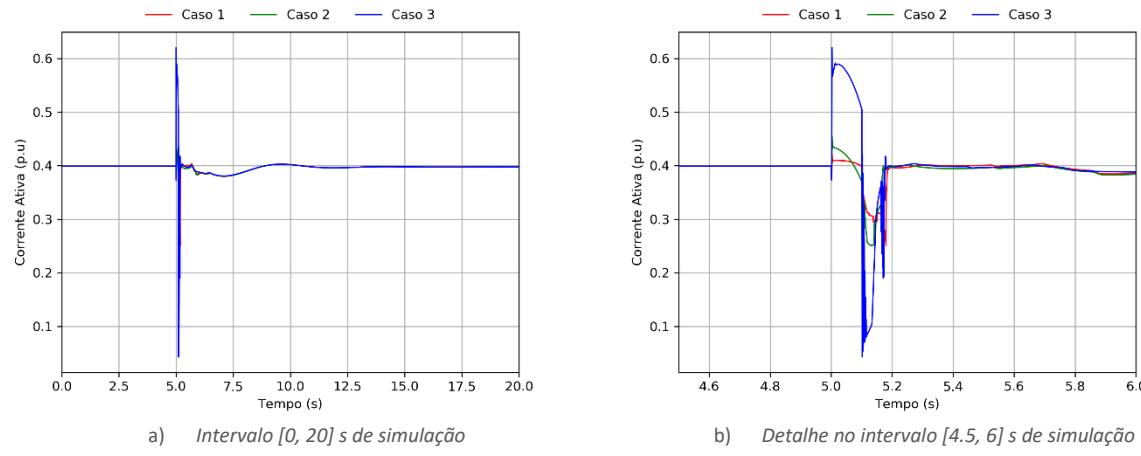


Figura 11. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 1.

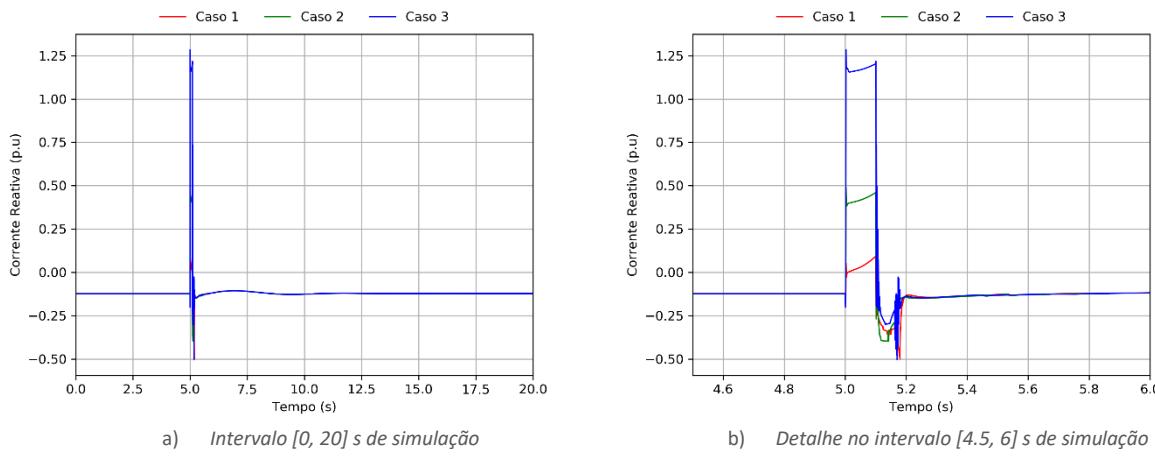


Figura 12. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 1.

A Figura 13 e a Figura 14 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, no Pol para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 1.

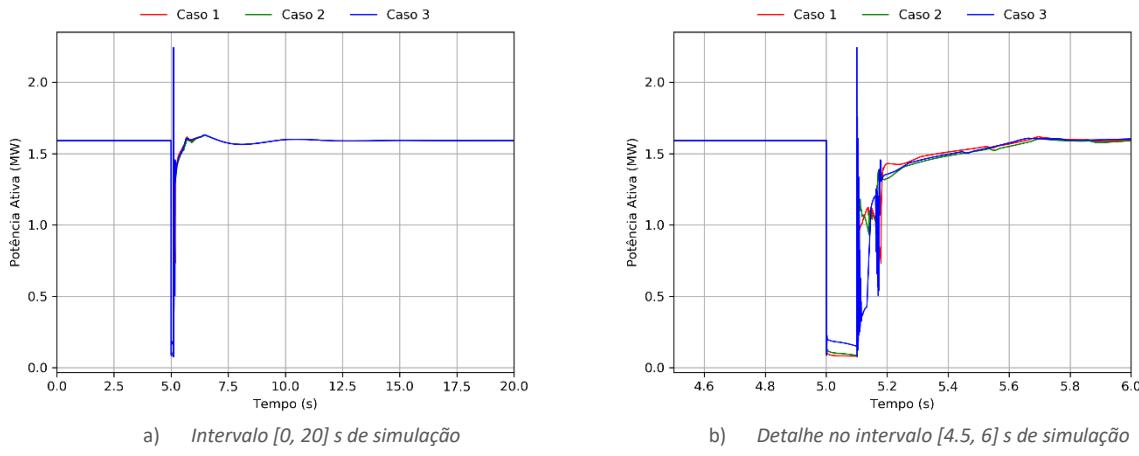


Figura 13. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 1

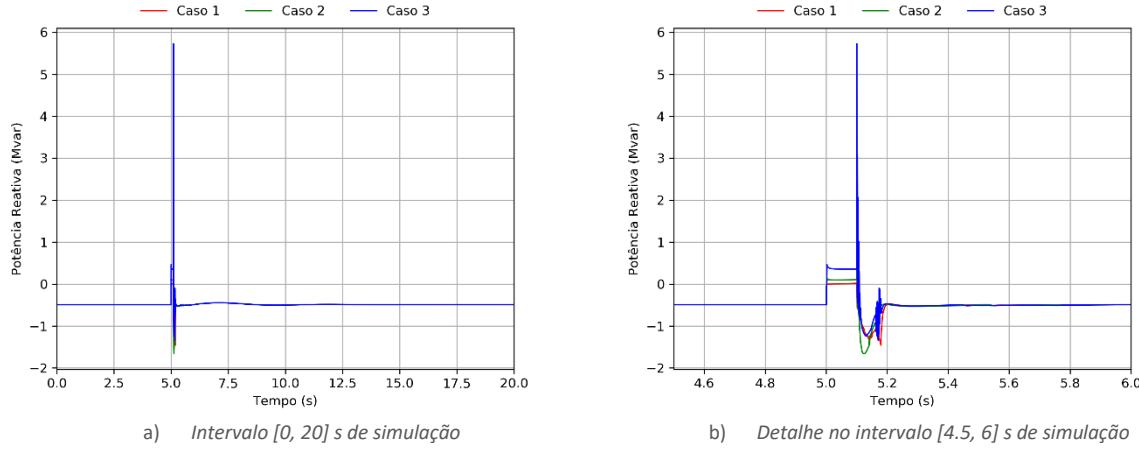


Figura 14. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 1

Da Figura 15 à Figura 17 são apresentados os resultados (em Hz) referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia, que são coincidentes, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 1.

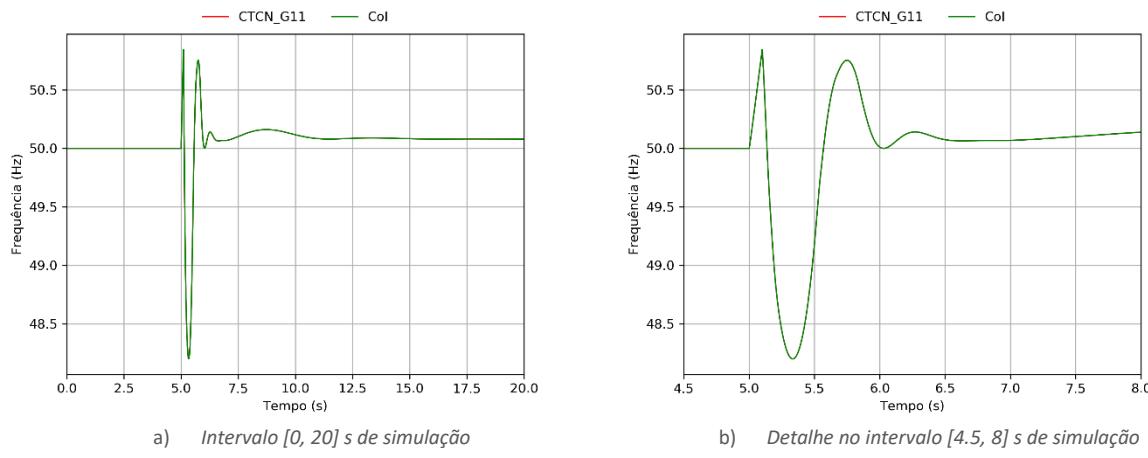


Figura 15. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 1.

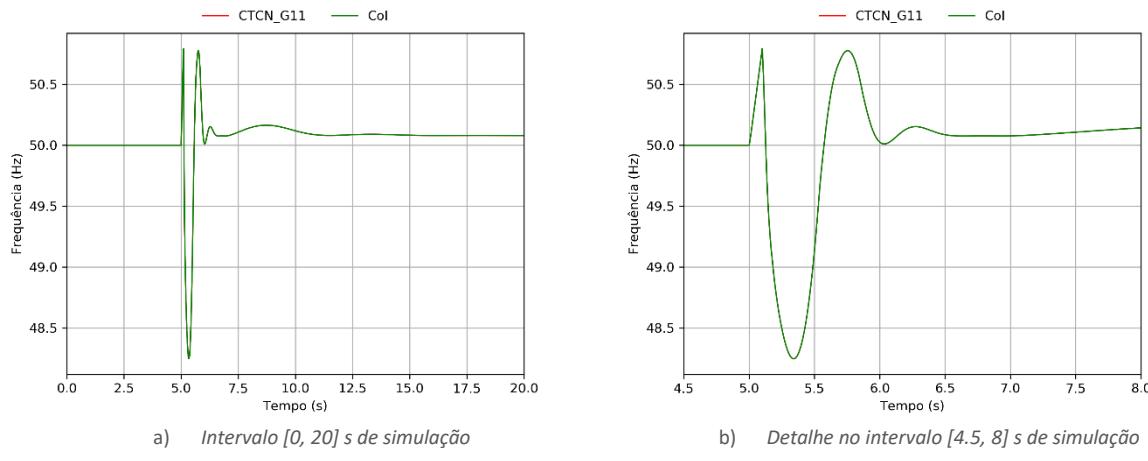


Figura 16. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 1.

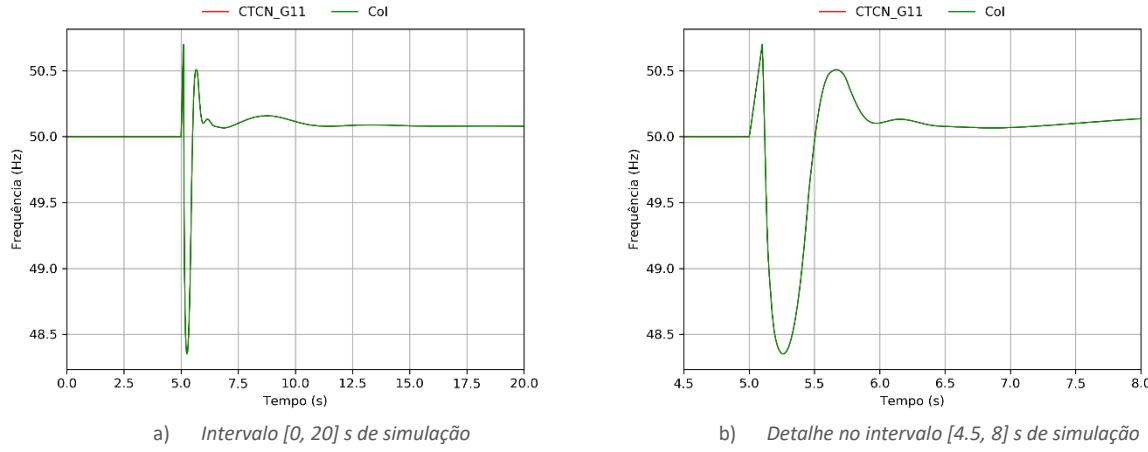
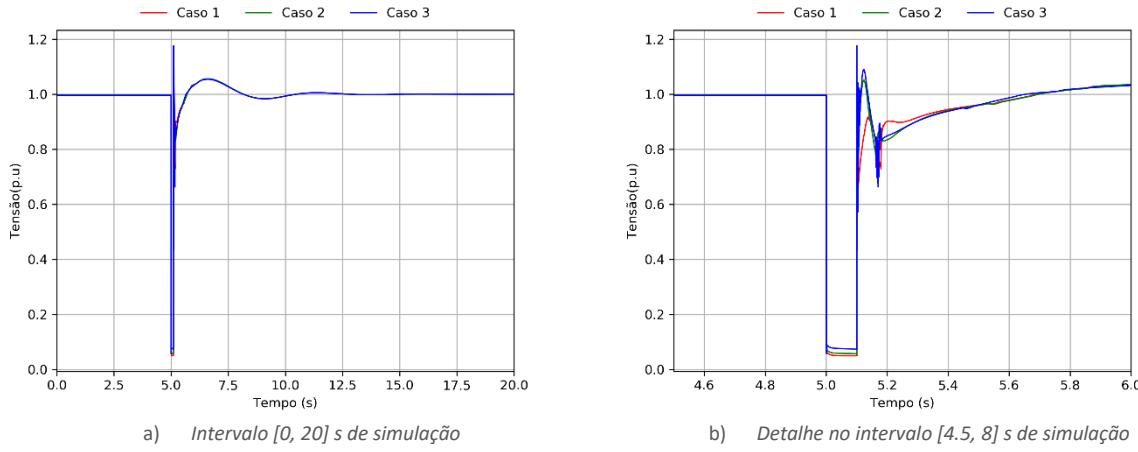


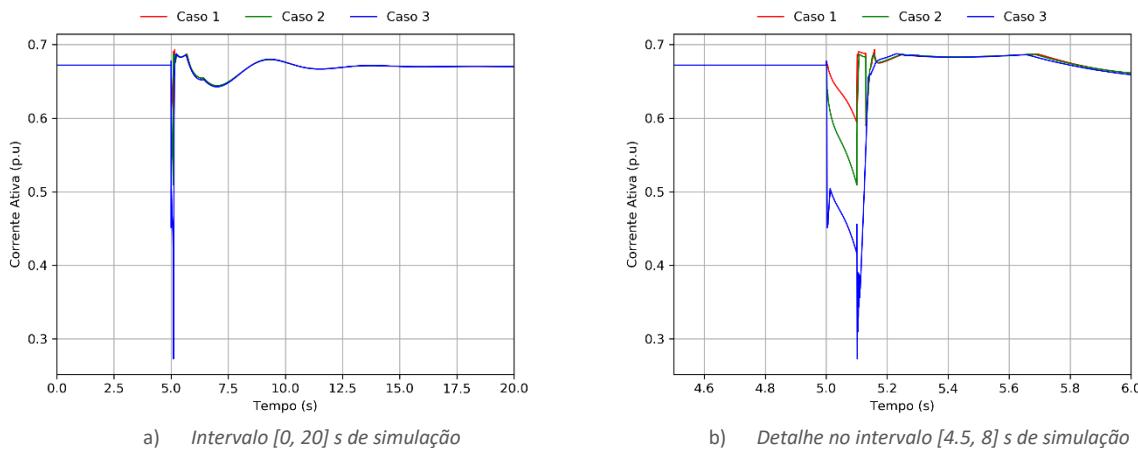
Figura 17. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 1.

Na Figura 18 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 1.



4.2.2 Resultados - Cenário 2

A Figura 19 e a Figura 20 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 2.



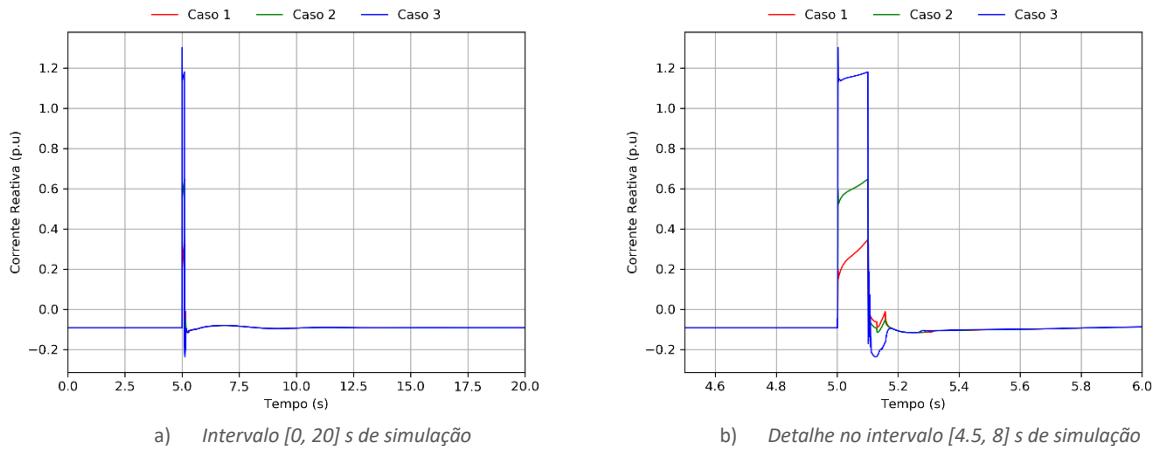


Figura 20. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 2.

A Figura 21 e a Figura 22 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 2.

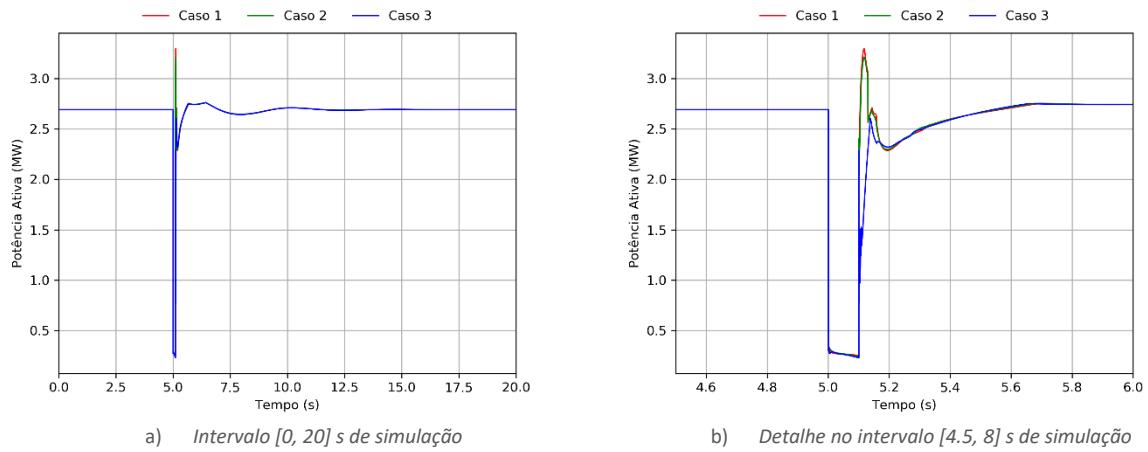


Figura 21. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 2.

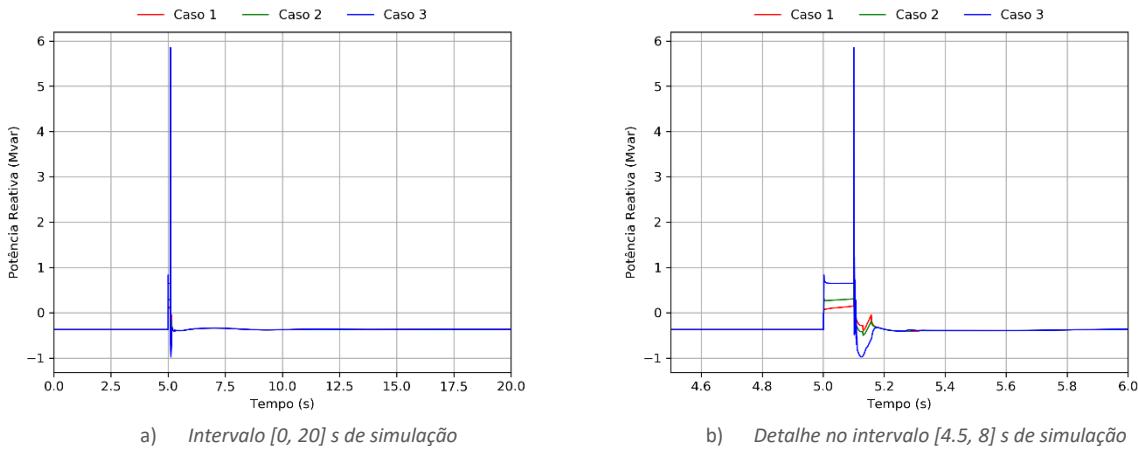


Figura 22. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 2.

Da Figura 23 à Figura 25 são apresentados os resultados (em Hz) referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia, que são coincidentes,), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 2.

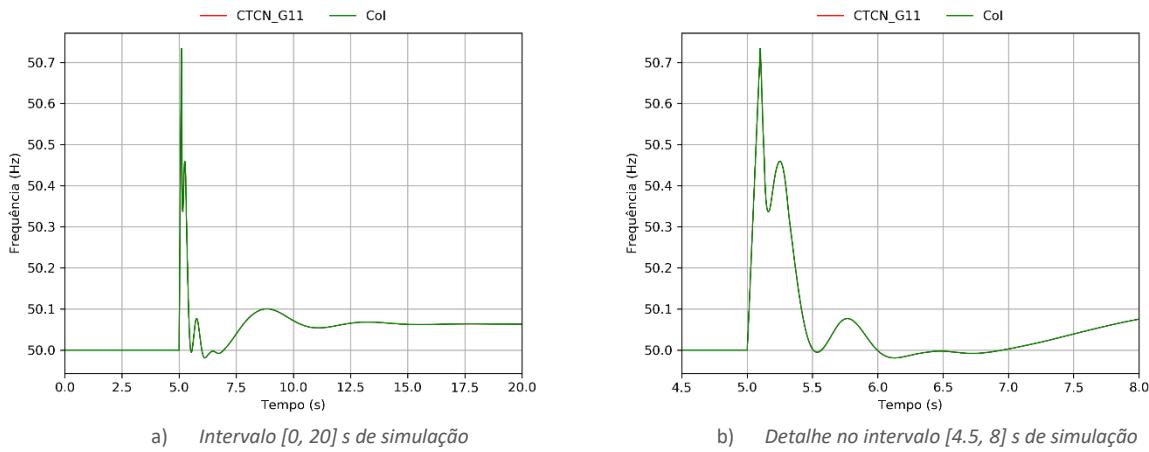


Figura 23. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 2.

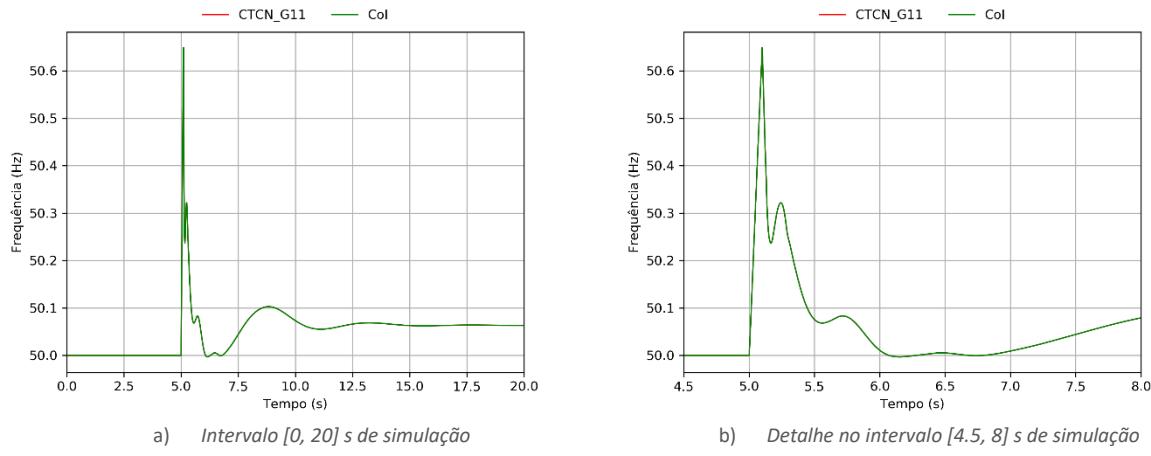


Figura 24. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2.

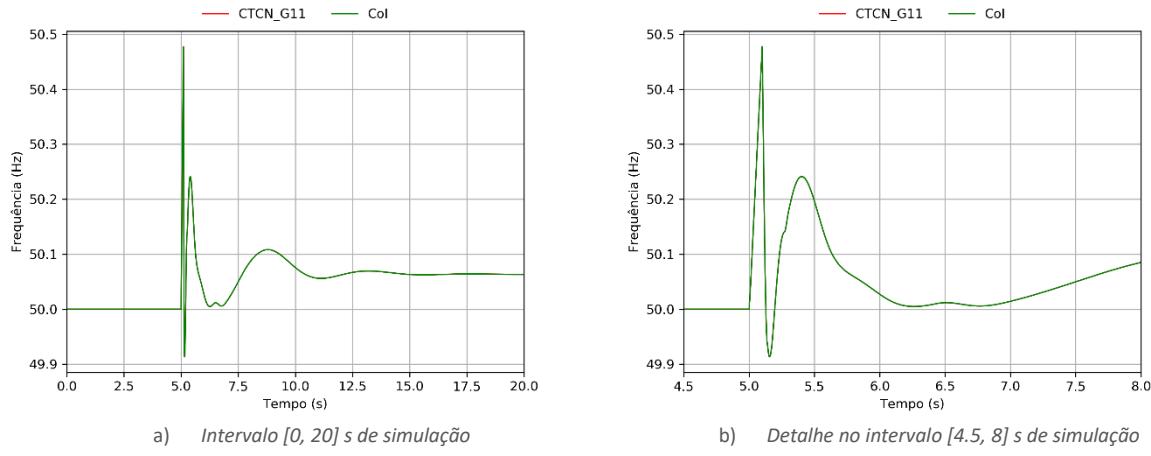


Figura 25. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2.

Na Figura 26 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 2.

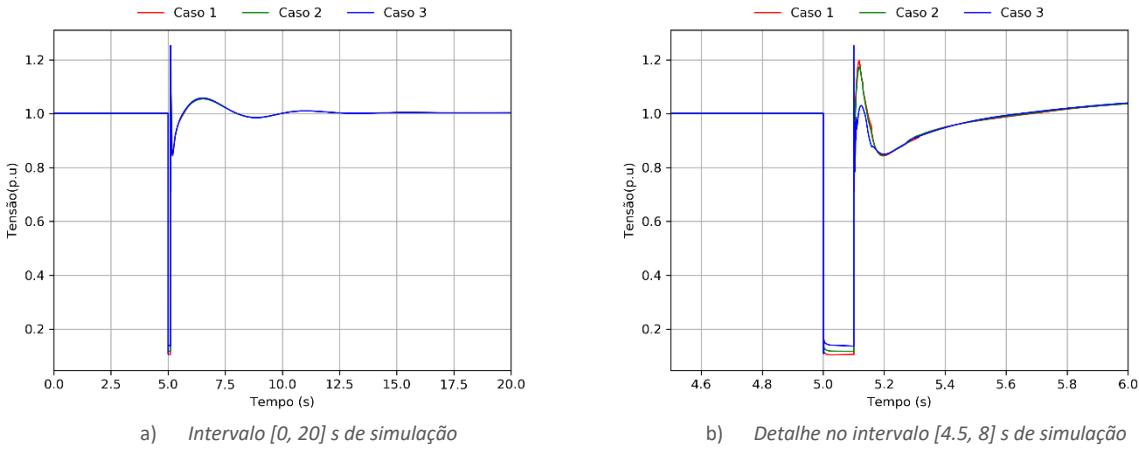


Figura 26. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 2.

4.2.3 Resultados - Cenário 3

A Figura 27 e a Figura 28 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 3.

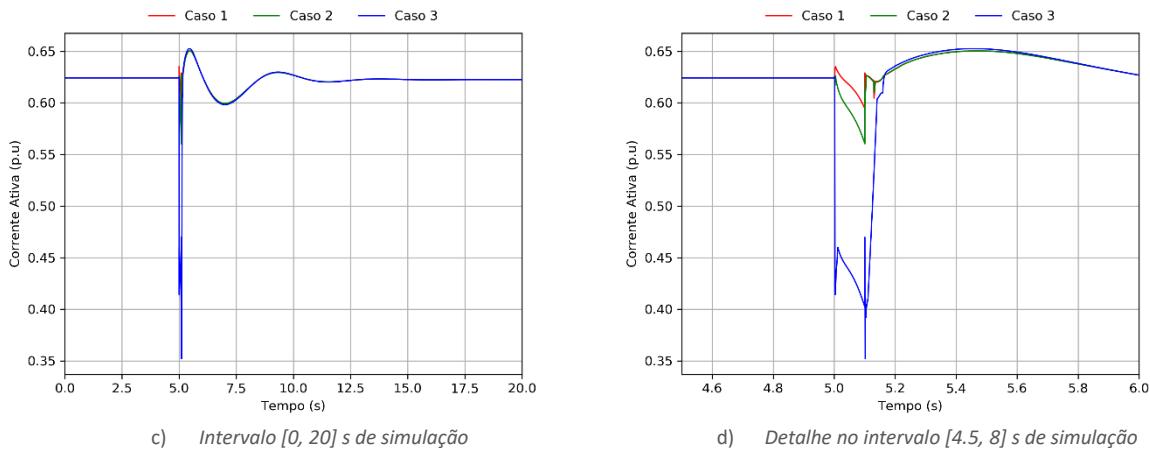


Figura 27. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 3.

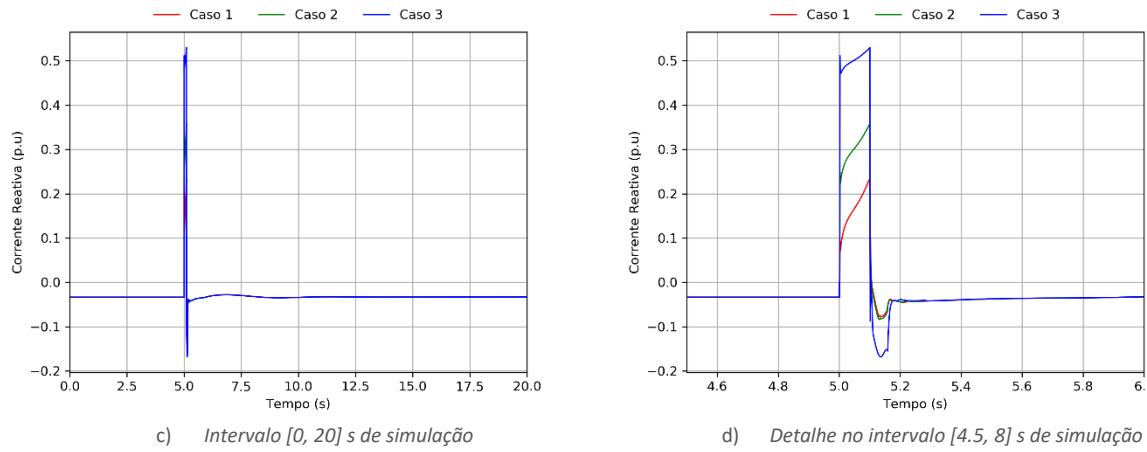


Figura 28. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 3.

A Figura 29 e a Figura 30 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 3.

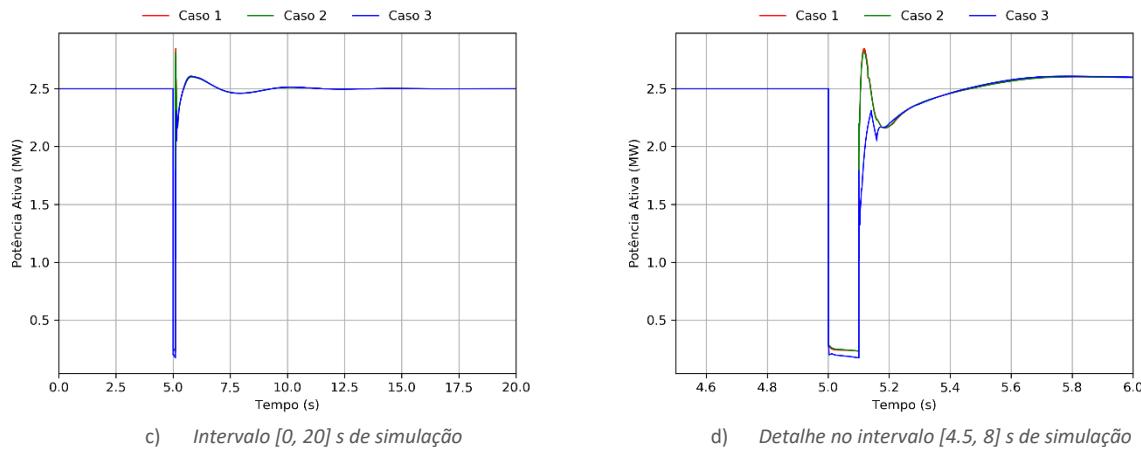


Figura 29. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 3.

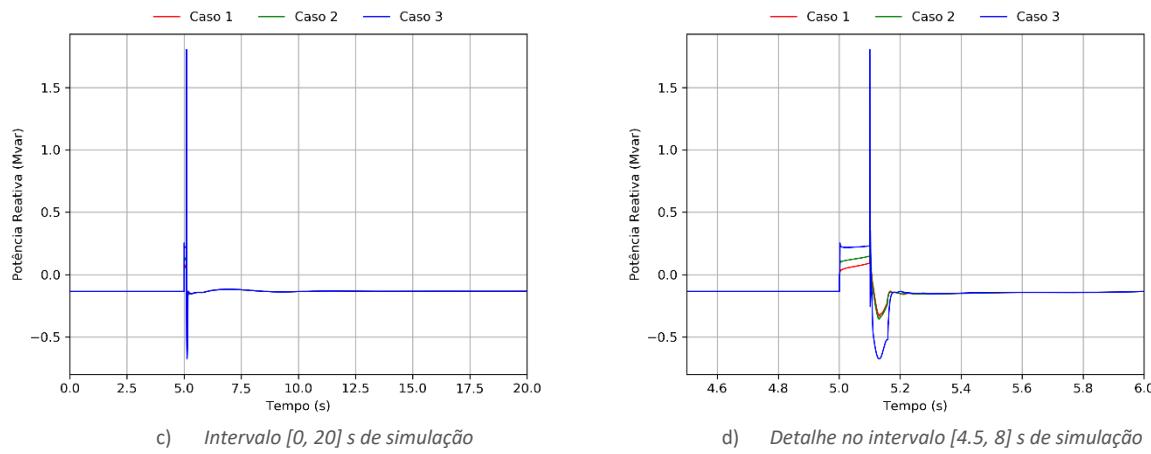


Figura 30. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 3.

Da Figura 31 à Figura 33 são apresentados os resultados (em Hz) referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia, que são coincidentes, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 3.

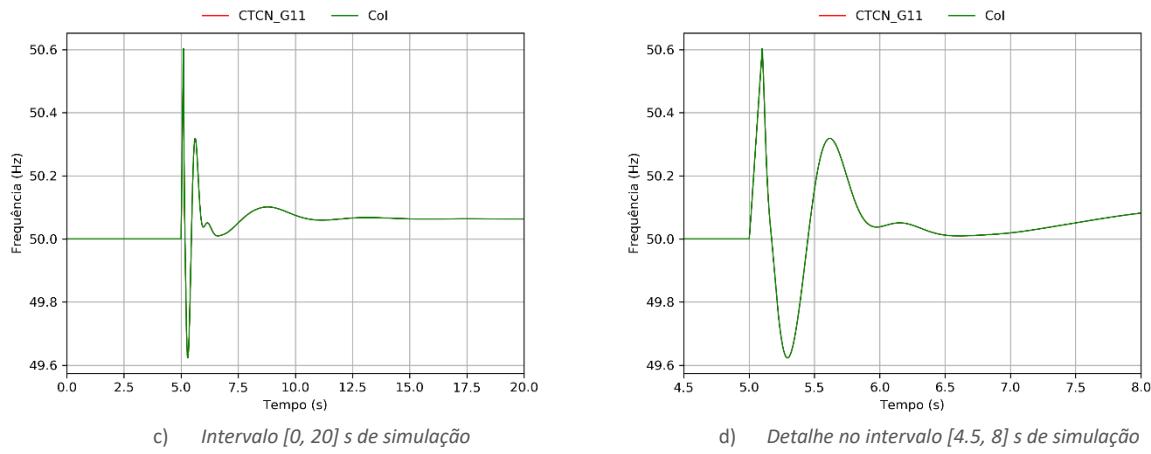


Figura 31. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 3.

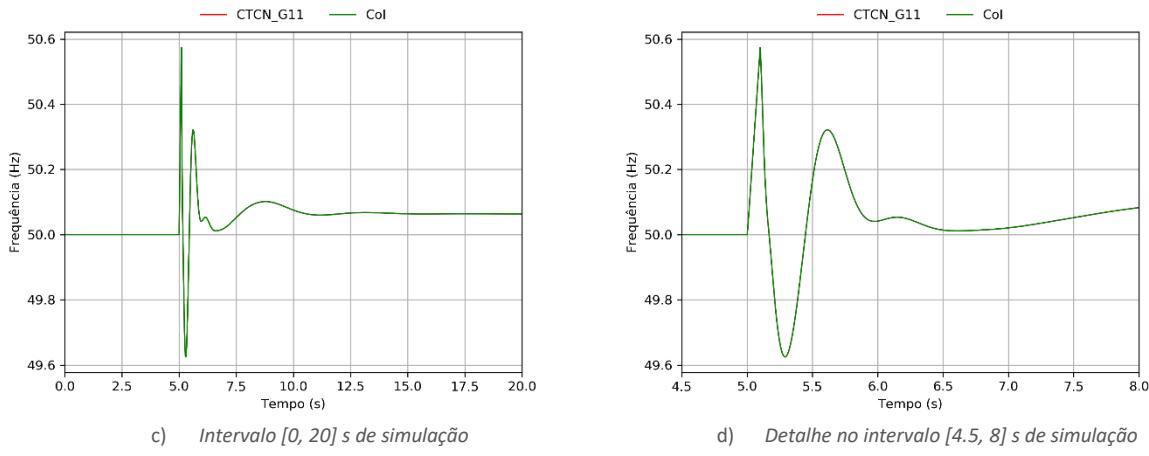


Figura 32. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2.

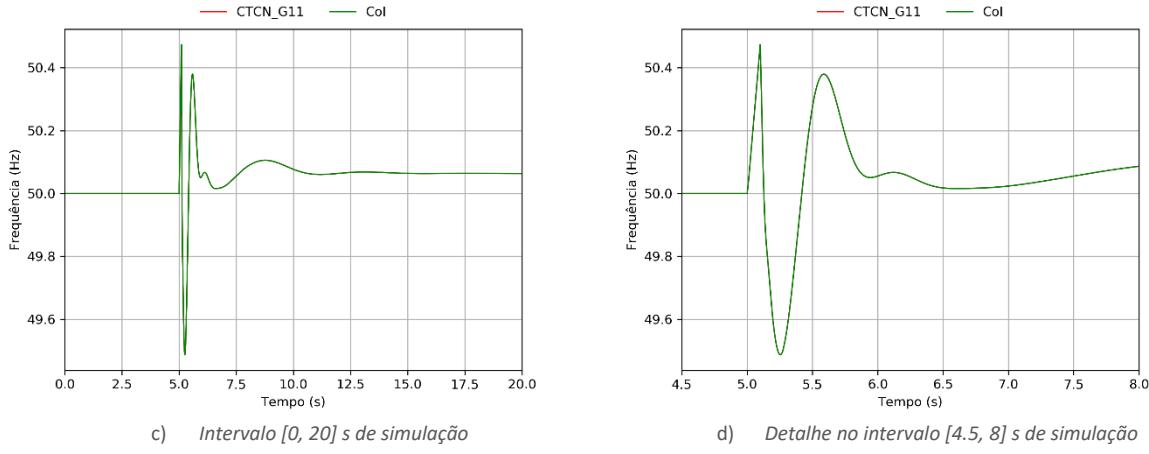


Figura 33. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2.

Na Figura 34 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 3.

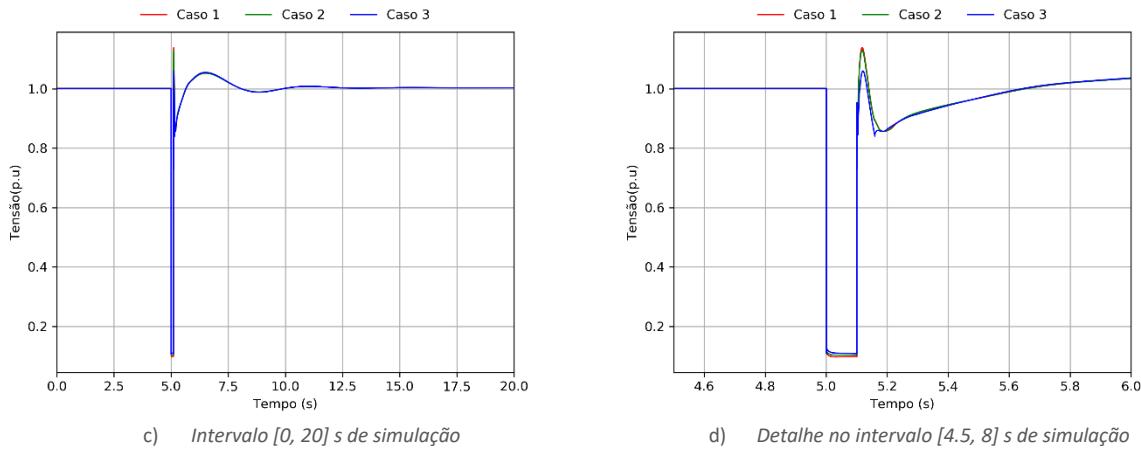


Figura 34. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 3.

4.2.4 Resultados - Cenário 4

A Figura 35 e a Figura 36 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 4.

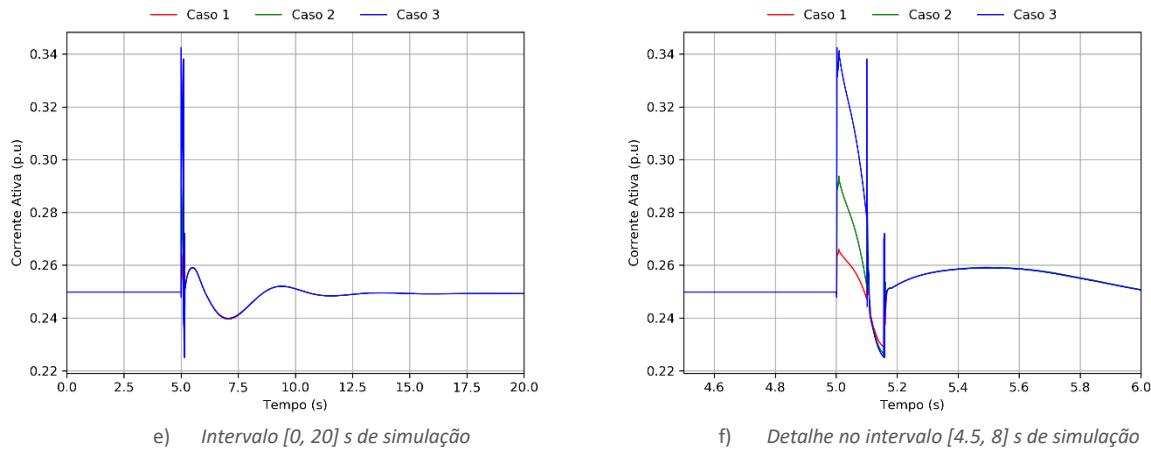


Figura 35. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 4.

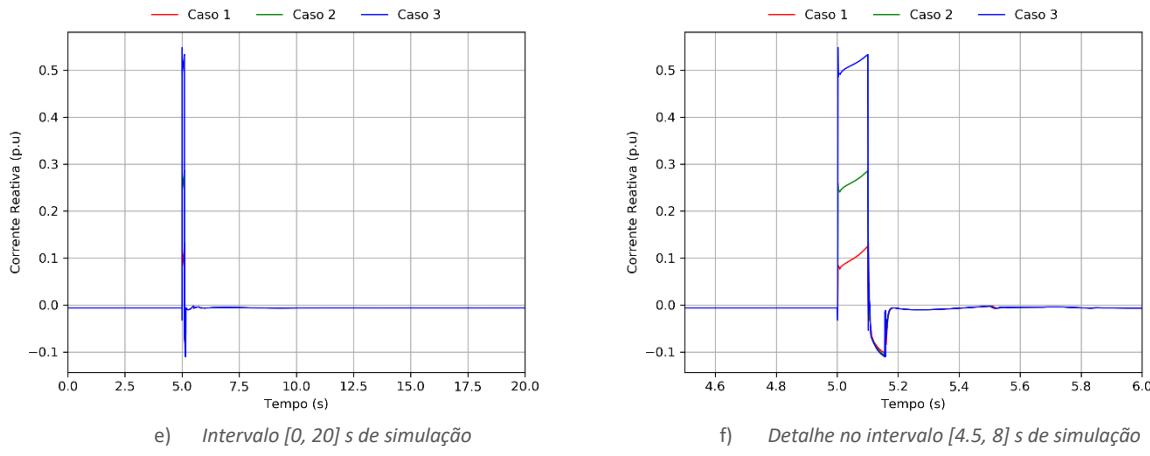


Figura 36. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 4.

A Figura 37 e a Figura 38 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 4.

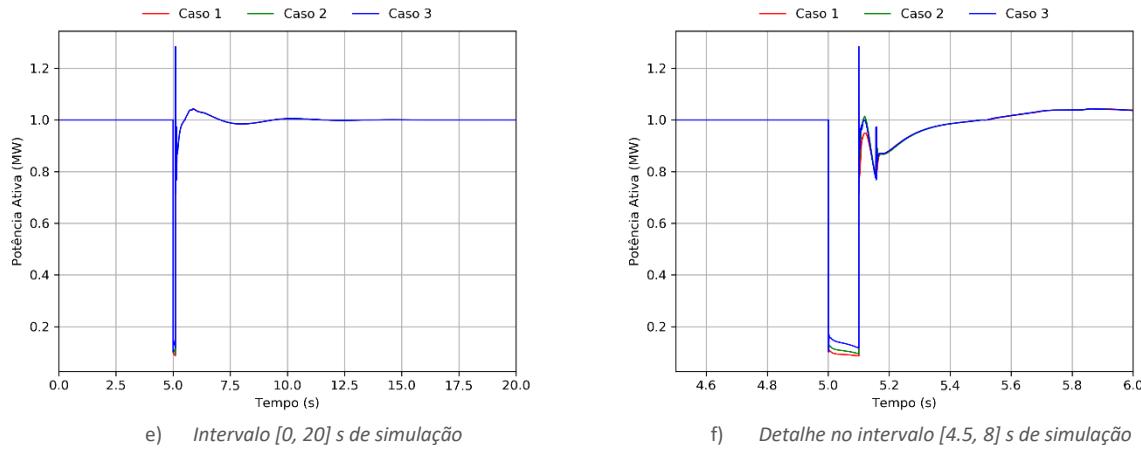
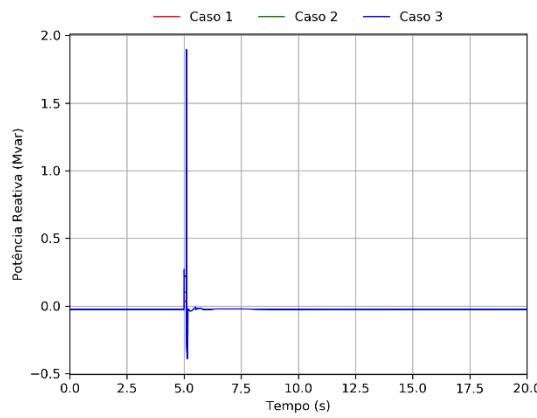
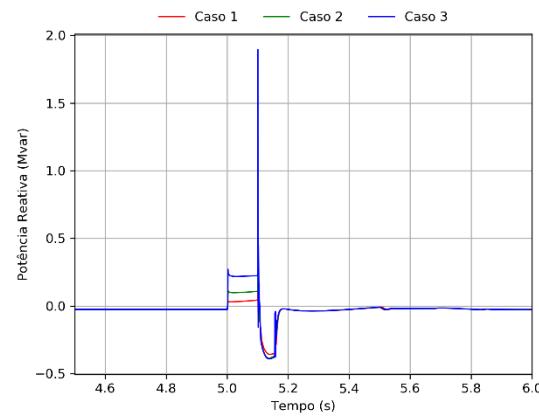


Figura 37. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 4.



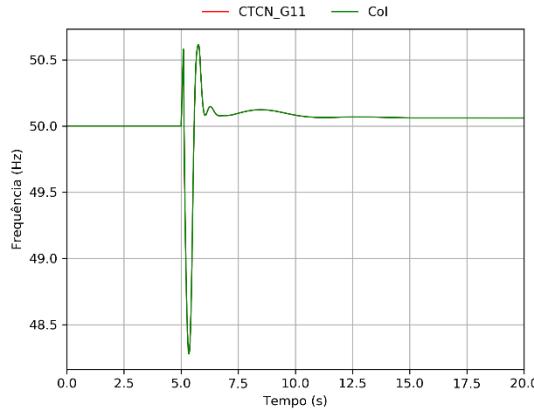
e) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



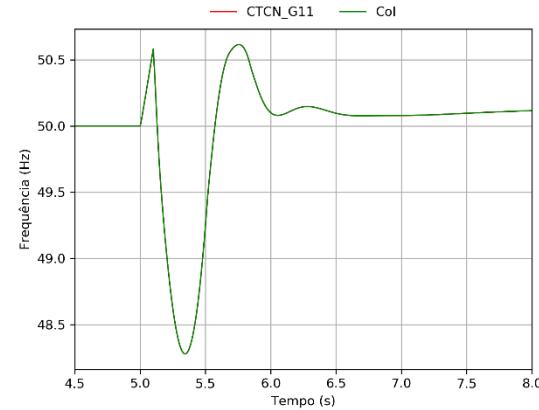
f) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 38. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 4.

Da Figura 39 à Figura 41 são apresentados os resultados (em Hz) referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia, que são coincidentes, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 4.



e) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



f) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 39. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 4.

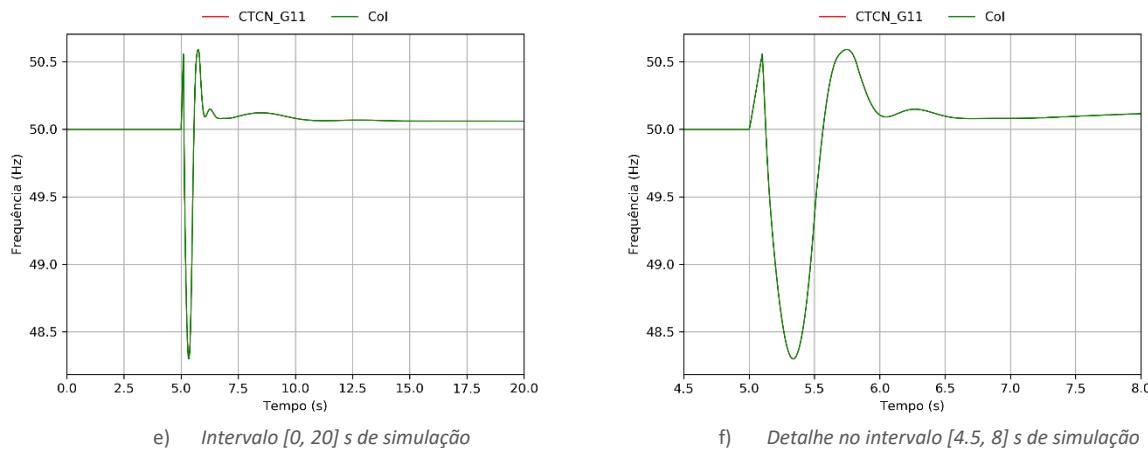


Figura 40. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 4.

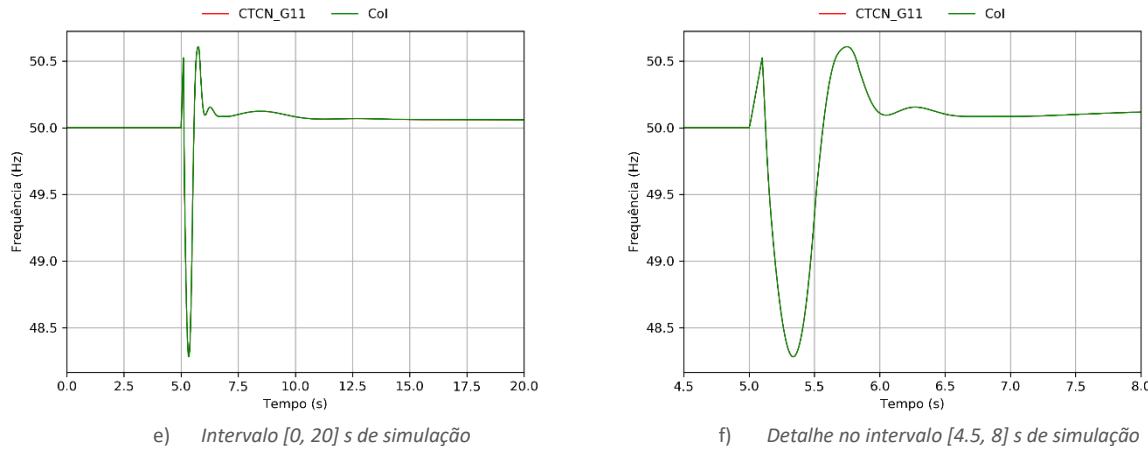
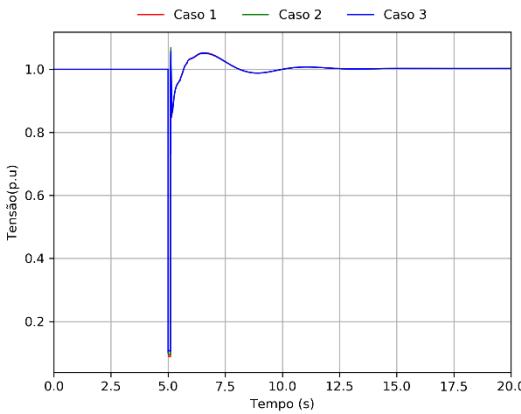
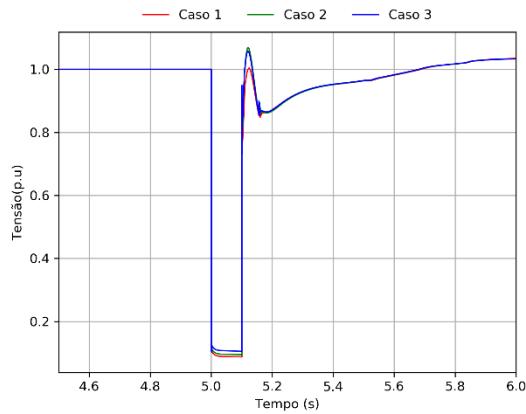


Figura 41. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 4.

Na Figura 42 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 4.



e) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

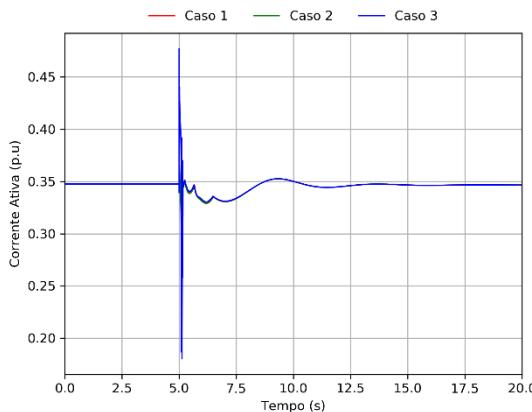


f) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

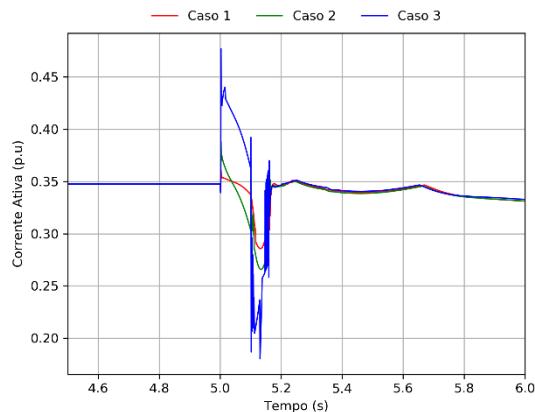
Figura 42. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 4.

4.2.5 Resultados - Cenário 5

A Figura 43 e a Figura 44 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respectivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 5.



g) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



h) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 43. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 5.

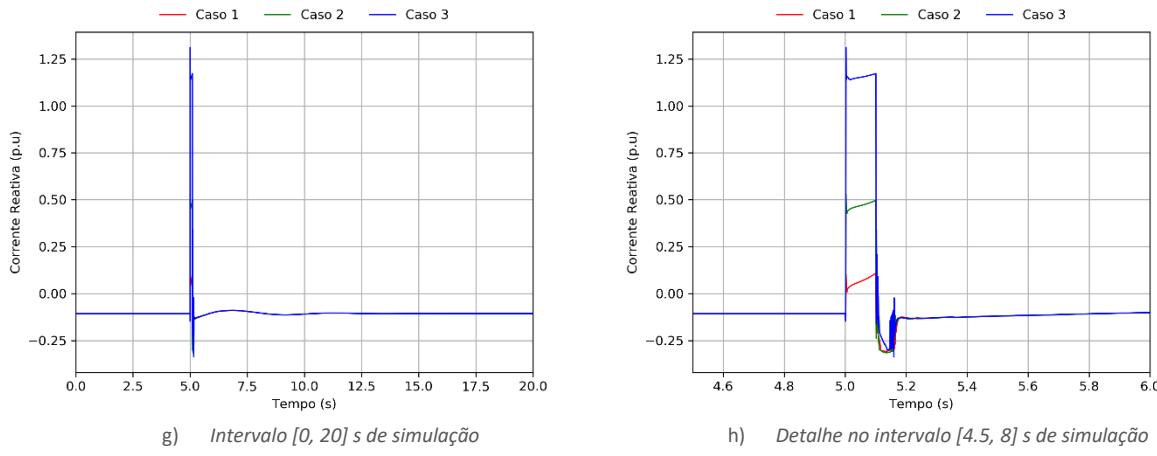


Figura 44. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 5.

A Figura 45 e a Figura 46 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 5.

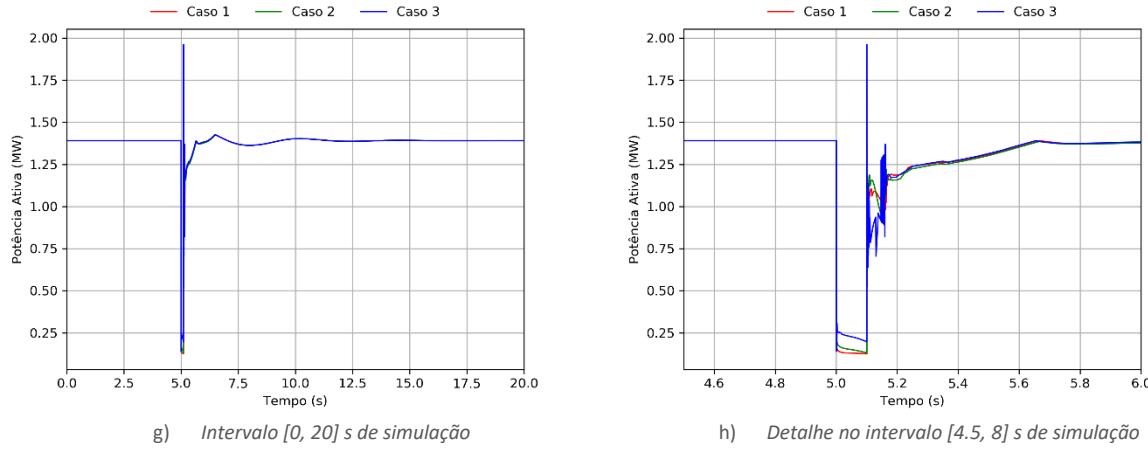
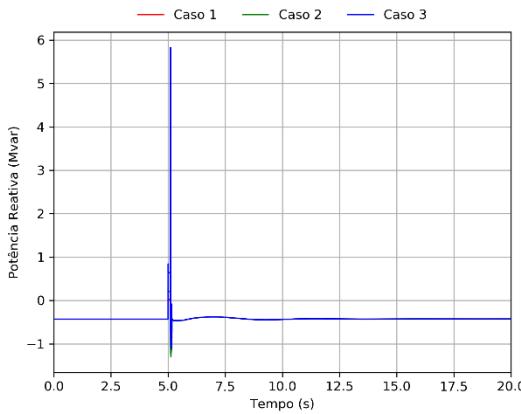
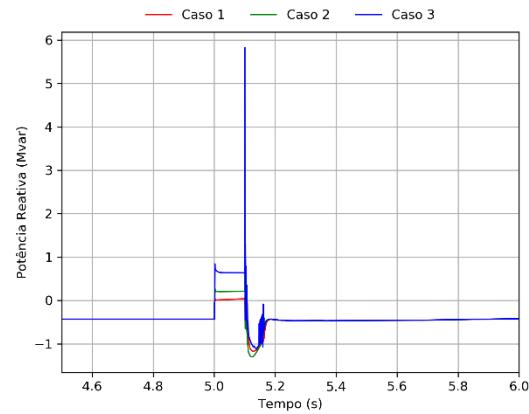


Figura 45. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 5.



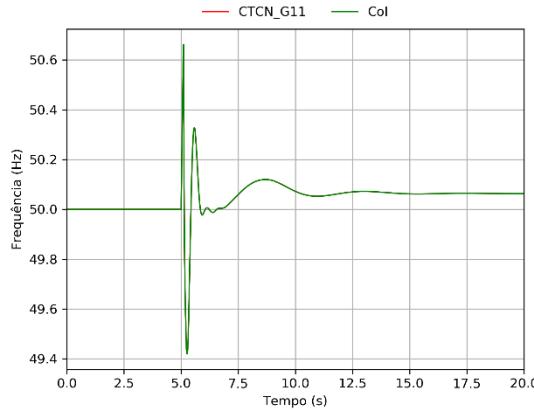
g) Intervalo [0, 20] s de simulação



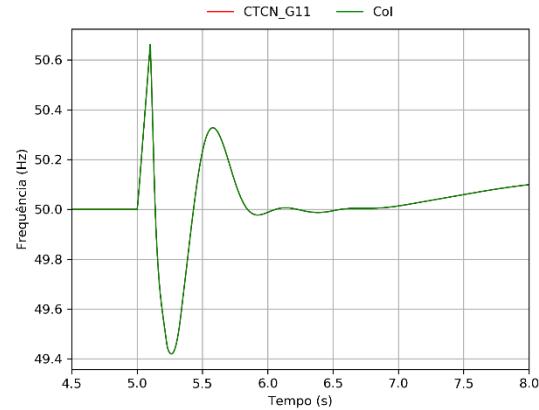
h) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 46. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 5.

Da Figura 47 à Figura 48 são apresentados os resultados (em Hz) referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia, que são coincidentes, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 5.



g) Intervalo [0, 20] s de simulação



h) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 47. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 5.

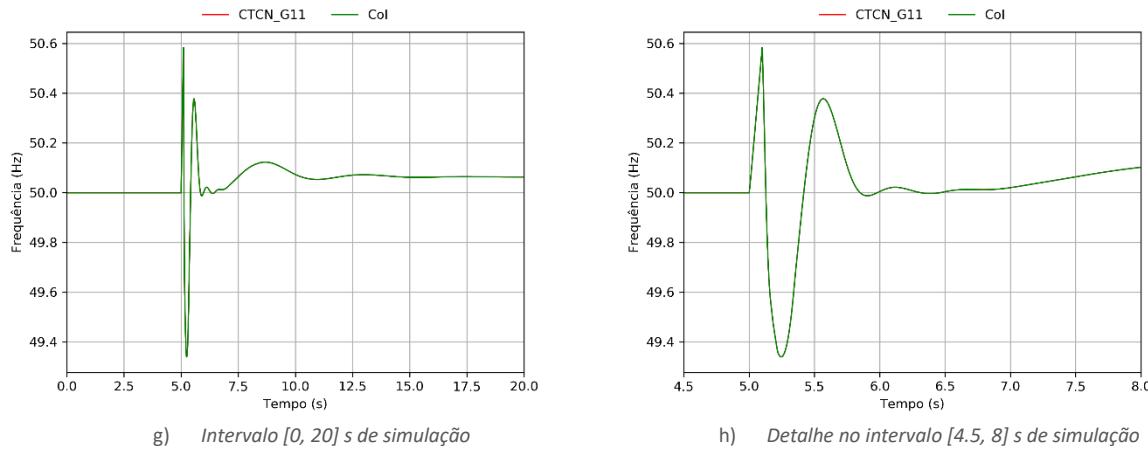


Figura 48. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 5.

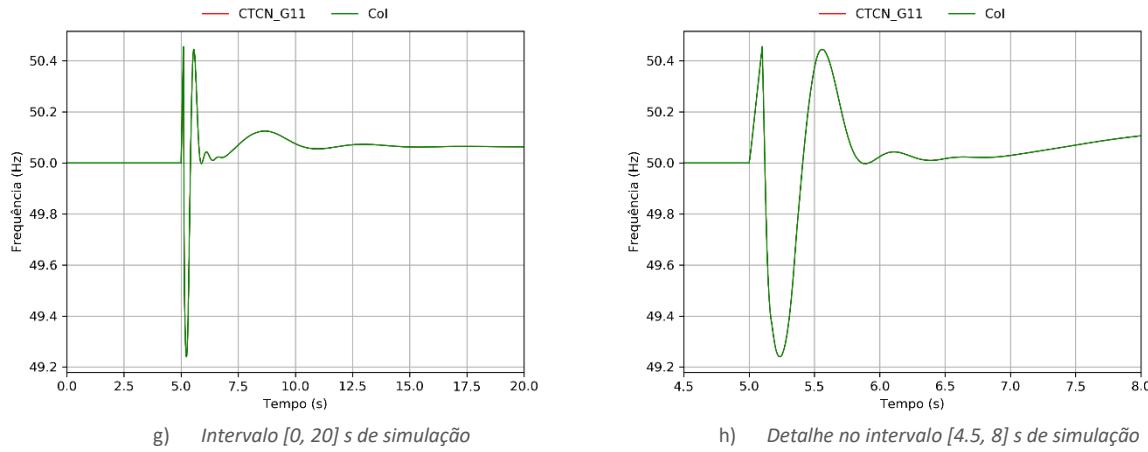


Figura 49. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 5.

Na Figura 50 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 5.

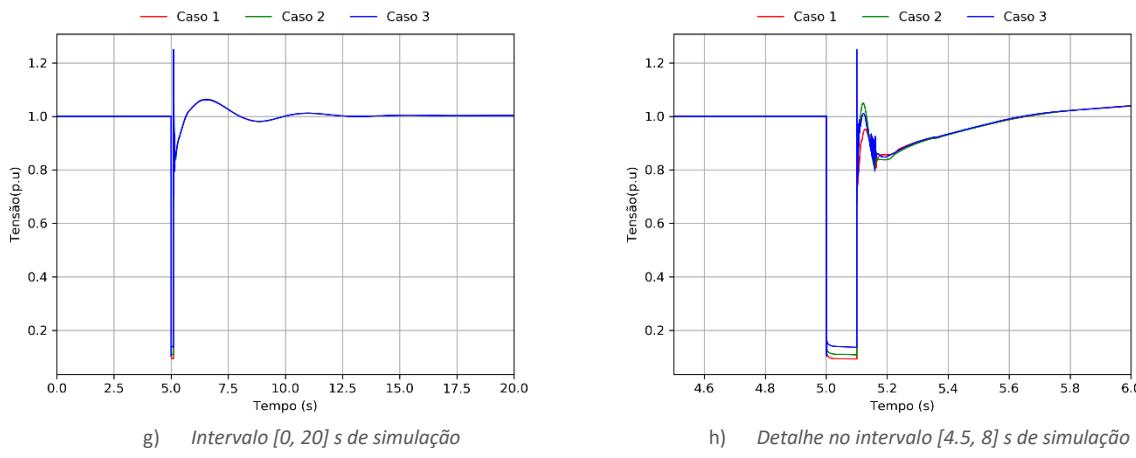


Figura 50. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 5.

4.2.6 Análise aos resultados do modo FRT

Os resultados anteriormente apresentados permitem concluir que perante uma situação de cava de tensão a CSFH é capaz de injetar uma ampla gama de corrente reativa modulada pelo parâmetro *FRTArGraNom*.

A utilização de valores mais elevados para o parâmetro *FRTArGraNom* conduz a uma maior capacidade de injeção de corrente reativa durante o defeito em detrimento da componente ativa da mesma, sem prejuízo para o comportamento da evolução temporal da frequência do centro de inércia e velocidades dos geradores. Note-se, no entanto, que para o caso 1, e nos cenários que foram objeto de análise, o valor reduzido de 0.2 para o parâmetro *FRTArGraNom* afeta consideravelmente a reposta da CSFH, limitando a capacidade de injeção de corrente ativa durante o defeito.

Verifica-se igualmente que a injeção de valores elevados de corrente reativa durante cavas não acarreta impacto significativo nas sobretensões rápidas que se verificam no ponto de ligação nos momentos subsequentes à eliminação do defeito. Observa-se também que a variação da tensão é praticamente instantânea, sendo que quanto menor for o parâmetro *FRTArGraNom*, menor será o valor mínimo de tensão registada (menos contribuição de corrente reativa pela CSFH).

Como se observa através dos resultados patentes da subsecção 4.2.1 à 4.2.5, a ocorrência do defeito origina excursões de frequência relevantes perante a perturbação considerada. No entanto, estas excursões de frequência medidas ao nível do centro de inercia do sistema não apresentam risco de activação das proteções de deslastre de frequência, uma vez que o primeiro nível de activação implica um desvio de frequência de 48.5 Hz durante pelo menos 1.2 segundos.

Observa-se que as oscilações de frequência são amortecidas em todos os cenários, tornando-se praticamente imperceptíveis ao fim de sensivelmente 15 segundos após a eliminação do defeito. Note-se que, o isolamento do defeito mediante a saída de serviço da linha Caminho Novo-Mandas conduz à perda de carga do *feeder* da subestação da CTCN refletindo-se na estabilização da frequência do centro de inércia num valor superior ao nominal.

4.3 Análise da Capacidade de Redução Automática de Potência Ativa Face ao Aumento de Frequência

De forma a avaliar a capacidade de redução automática de potência ativa da CSFH face ao aumento de frequência, foi simulado um deslastre intempestivo de carga que ocorre aos 5 s de simulação. As perdas de carga consideradas para cada um dos cenários em análise são apresentadas em baixo:

- Cenário 1 – 1.24 MW e 0.60 Mvar;
- Cenário 2 – 1.33 MW e 0.64 Mvar;
- Cenário 3 – 1.33 MW e 0.64 Mvar;
- Cenário 4 – 1.24 MW e 0.60 MVar;
- Cenário 5 – 5.02 MW e 2.44 MW;
- Cenário 6 – 1.22 MW e 0.64 Mvar.

Relativamente à capacidade de redução automática de potência ativa por parte da CSFH, foi considerada a possibilidade de variar o valor do parâmetro *PWGra* da Tabela 7 numa gama entre 10% e 45%. Foram assim considerados três casos de estudo, distintos perante cada um dos cenários apresentados na Secção 4.1:

- **Caso 1:** *PWGra* = 10%;
- **Caso 2:** *PWGra* = 20%;
- **Caso 3:** *PWGra* = 45%.

Para os estudos de análise da capacidade de redução automática de potência ativa face ao aumento da frequência, foi considerada uma banda-morta de leitura de frequência de 50.5 Hz no modelo dos conversores (parâmetro *PHzStr* da Tabela 7 igual a 0.5 Hz).

4.3.1 Resultados - Cenário 1

Da Figura 51 à Figura 53 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia, que são coincidentes, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 1.

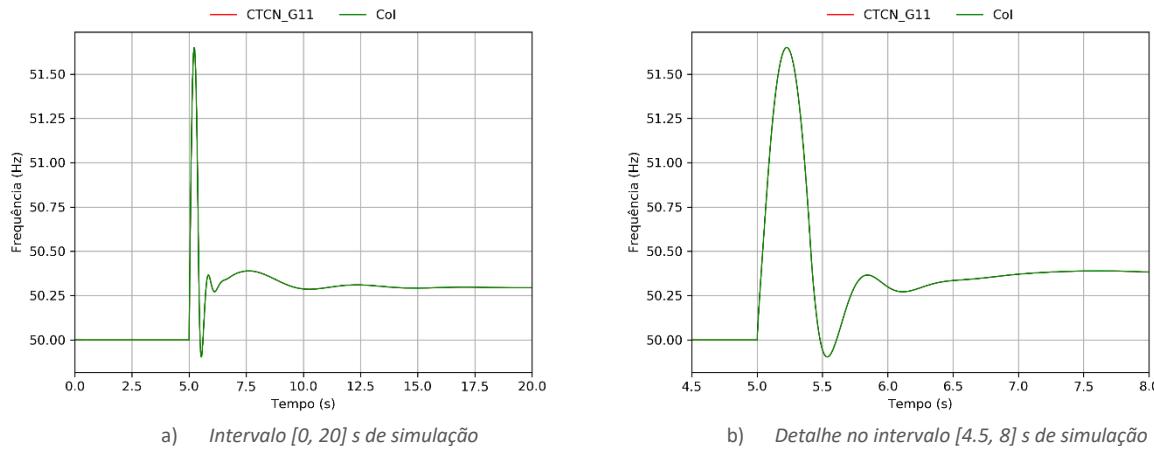


Figura 51. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 1.

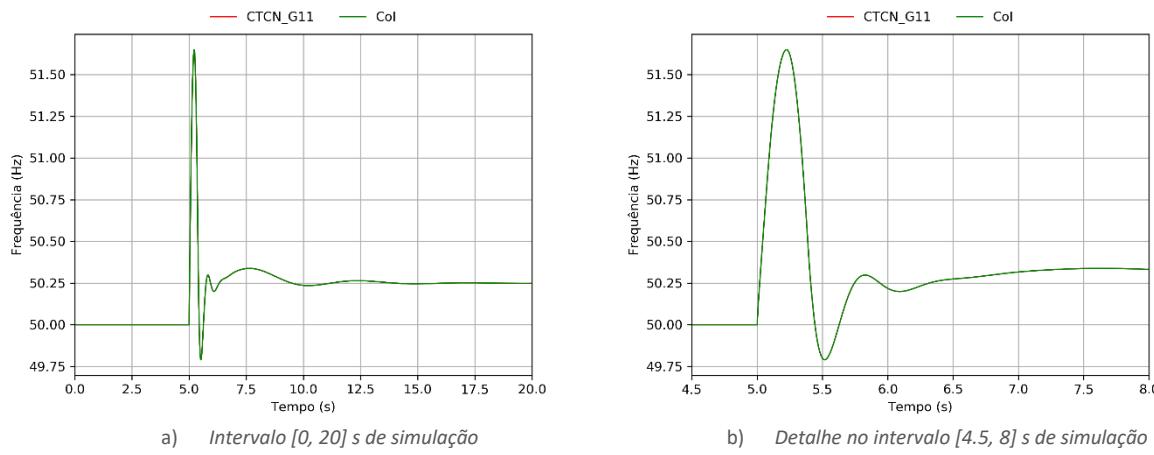


Figura 52. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 1.

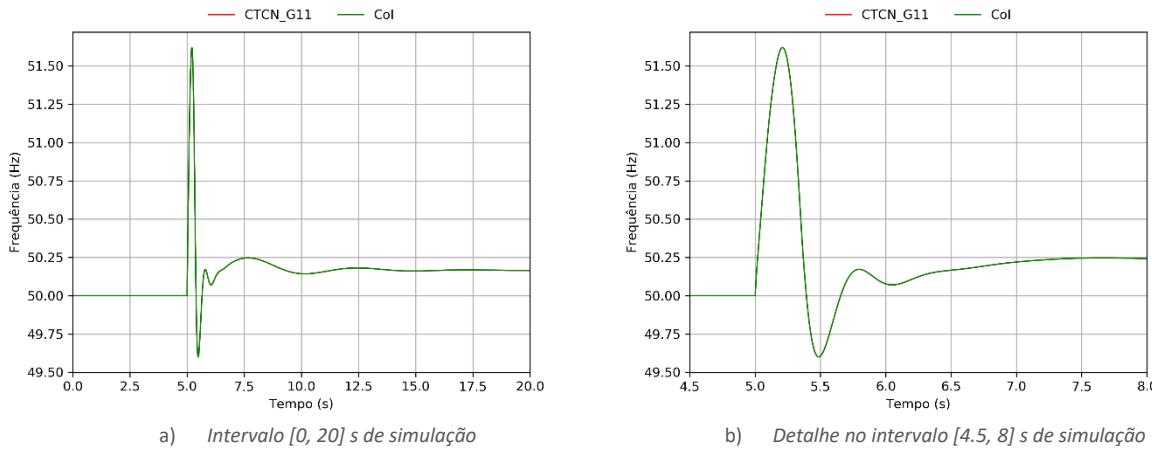


Figura 53. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 1.

Na Figura 54 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 1.

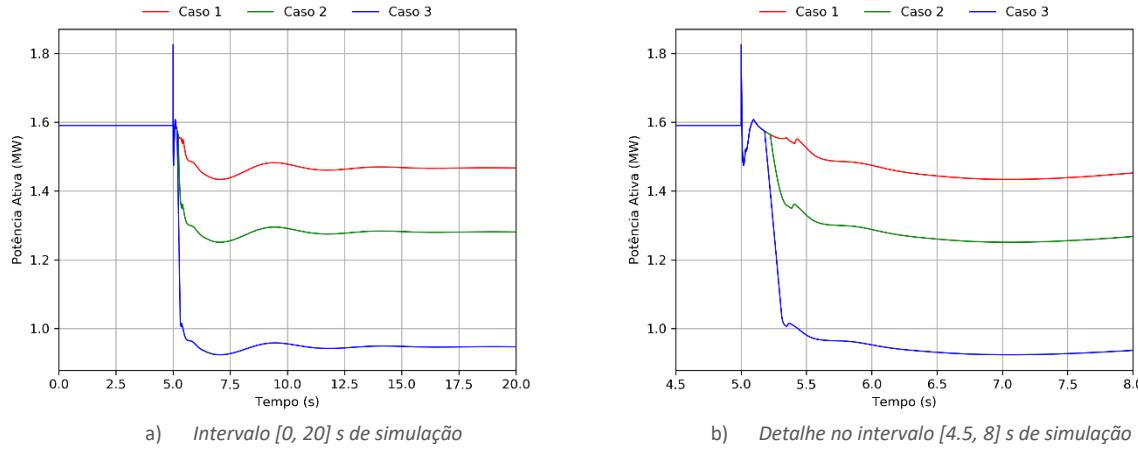


Figura 54. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 1.

Da Figura 55 à Figura 57 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 1.

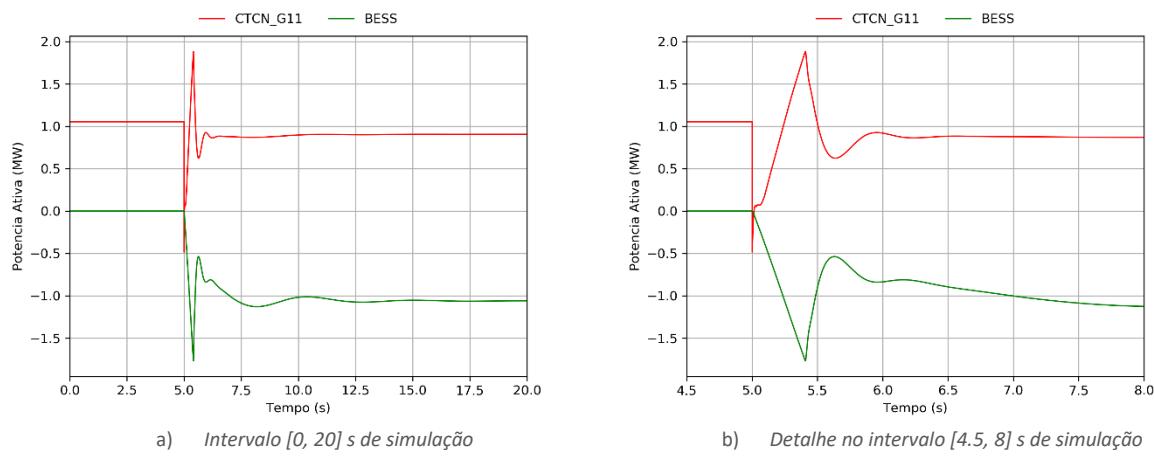


Figura 55. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, **Cenário 1**.

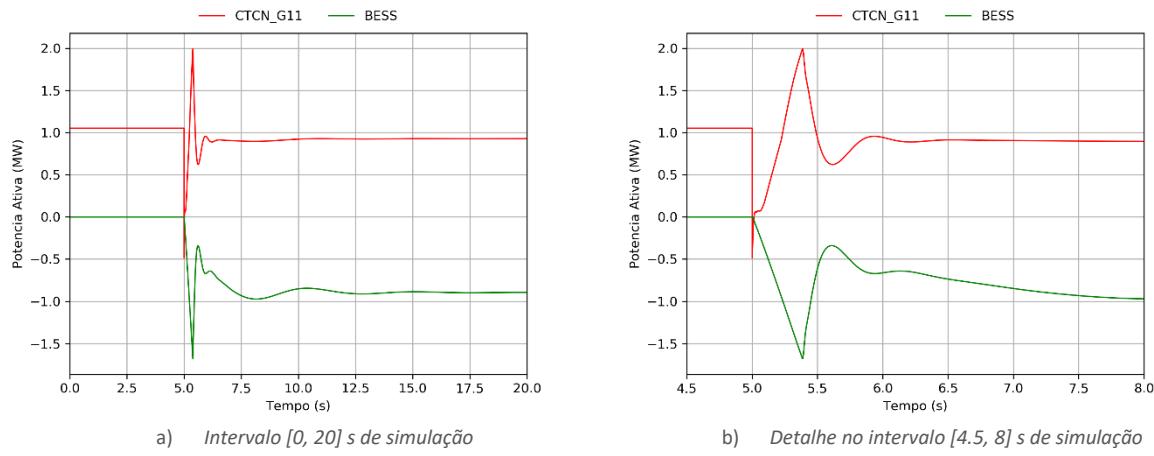


Figura 56. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, **Cenário 1**.

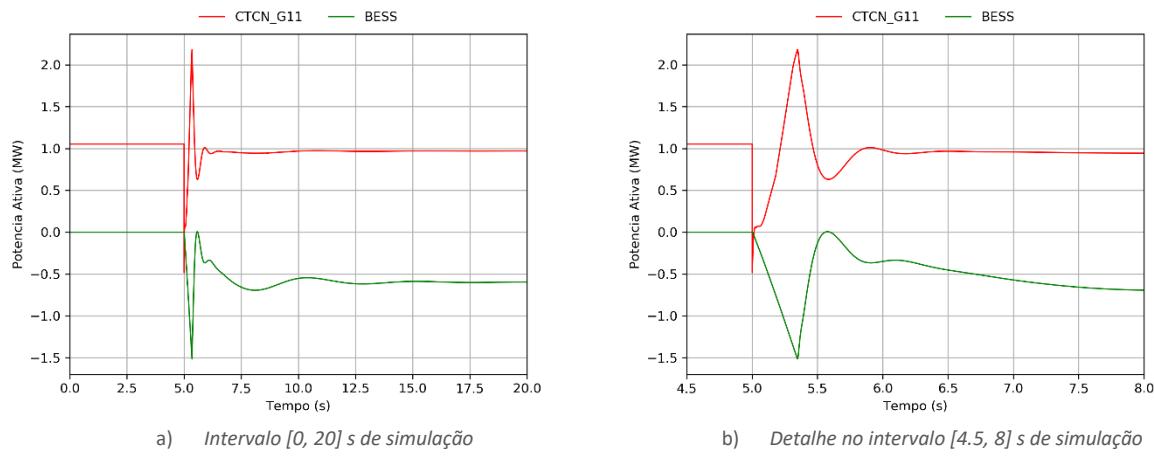
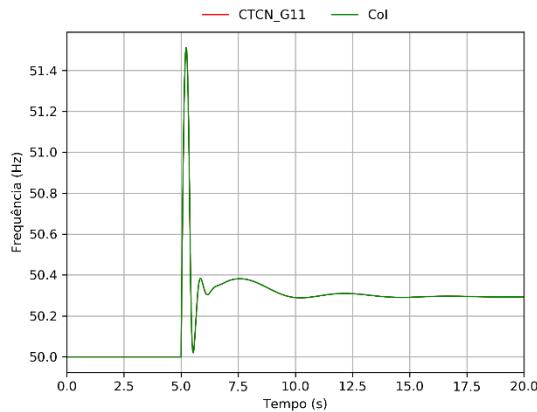


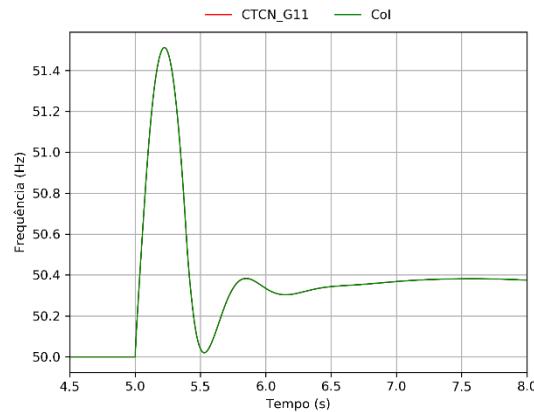
Figura 57. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, **Cenário 1**.

4.3.2 Resultados - Cenário 2

Da Figura 58 à Figura 60 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia, que são coincidentes , para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 2.

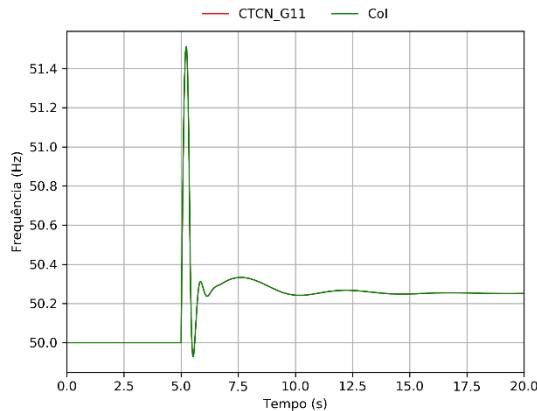


c) Intervalo [0, 20] s de simulação

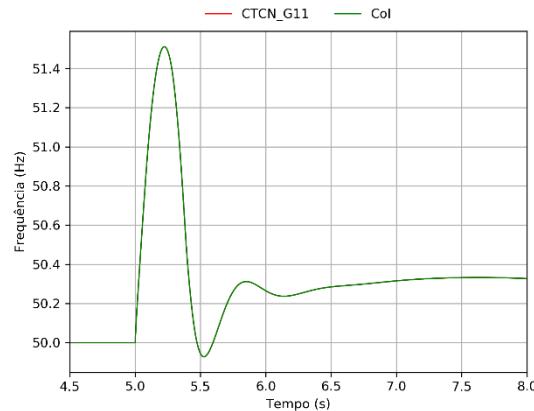


d) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 58. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 2.



c) Intervalo [0, 20] s de simulação



d) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 59. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2.

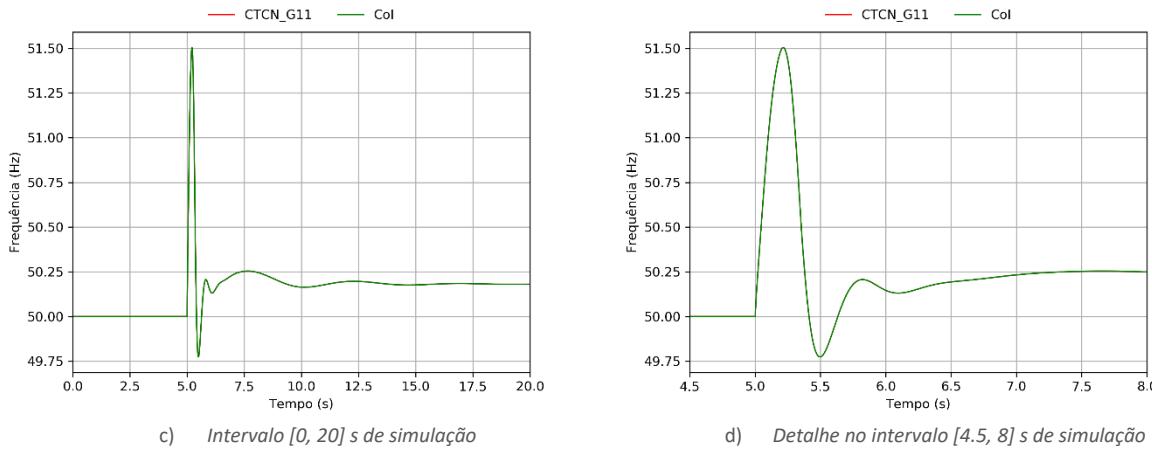


Figura 60. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2.

Na Figura 61 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 2.

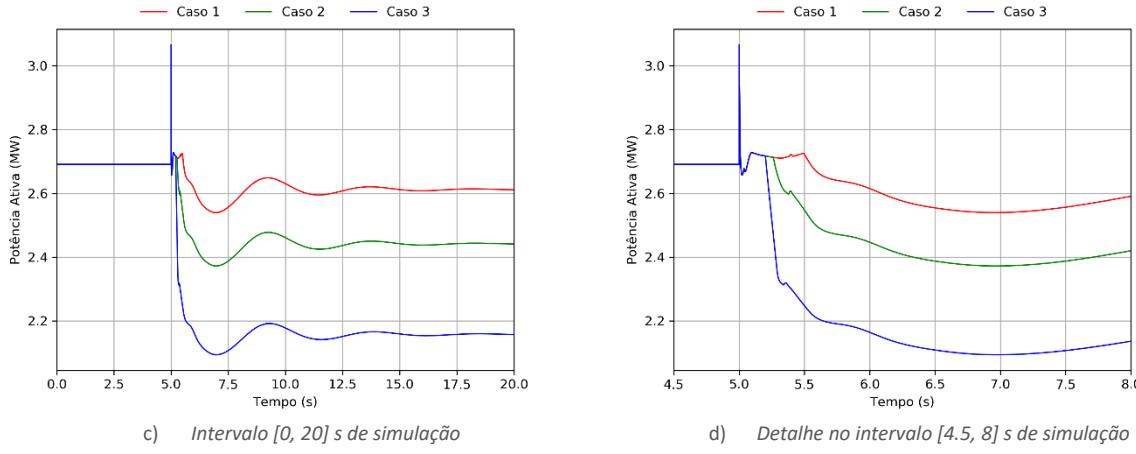


Figura 61. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 2.

Da Figura 62 à Figura 64 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 2.

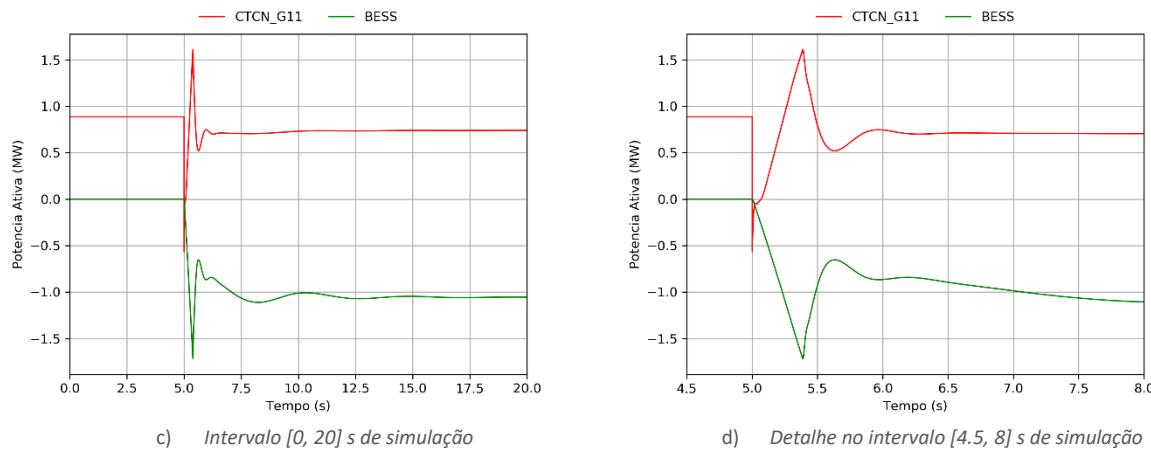


Figura 62. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, **Cenário 2**.

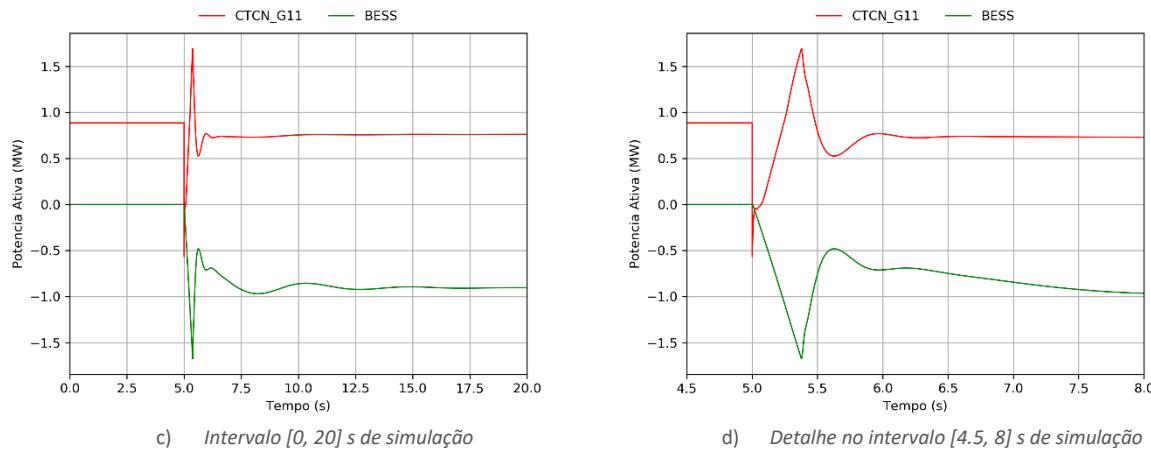


Figura 63. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, **Cenário 2**.

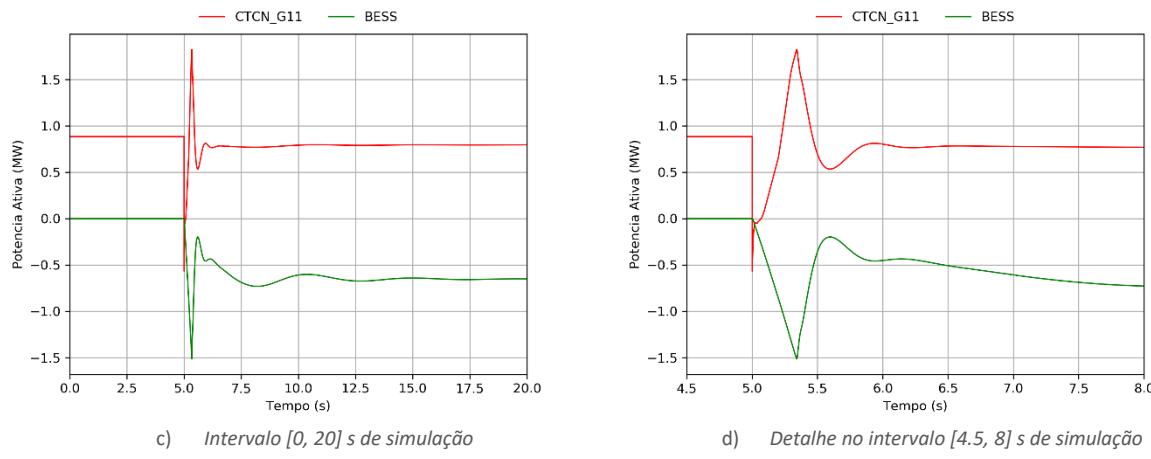
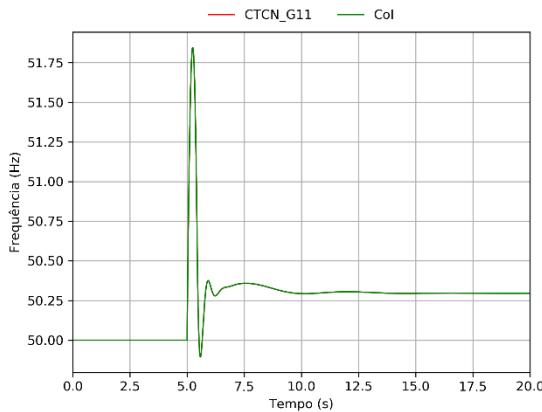


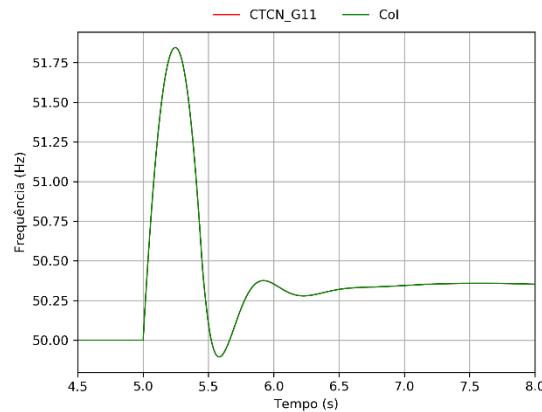
Figura 64. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, **Cenário 2**.

4.3.3 Resultados - Cenário 3

Da Figura 65 à Figura 67 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia, que são coincidentes , para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 3.

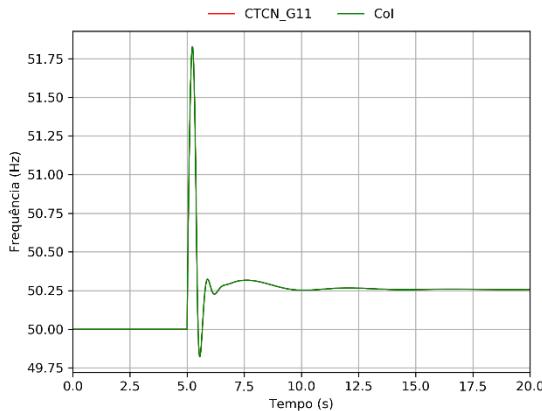


e) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

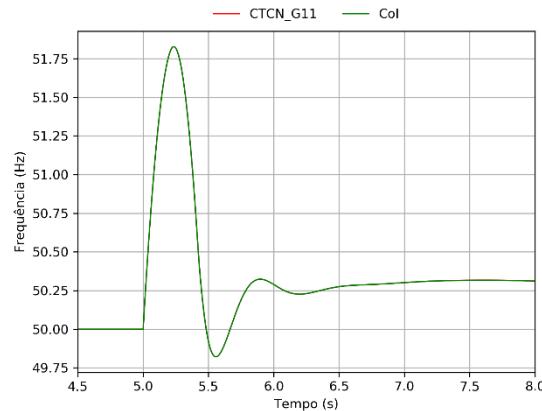


f) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 65. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 3.



e) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



f) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 66. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 3.

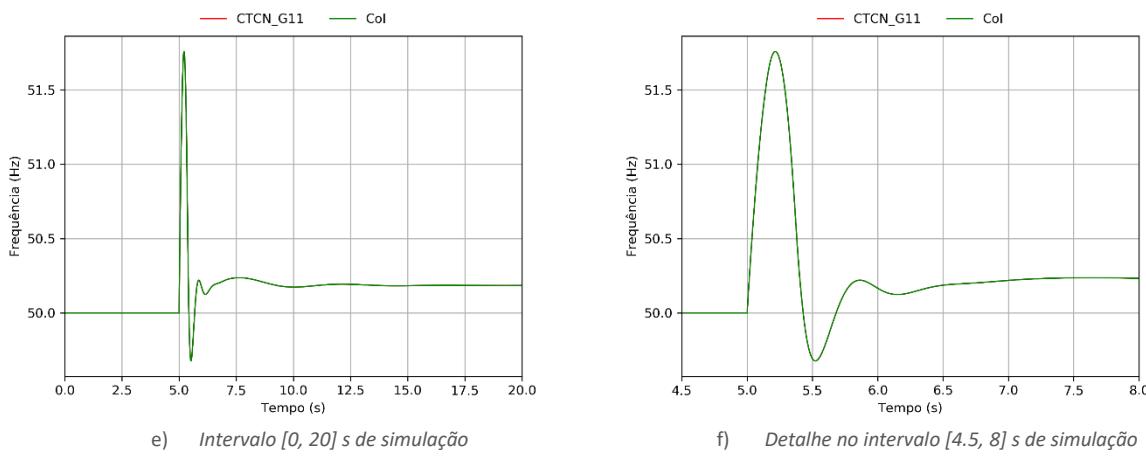


Figura 67. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 3.

Na Figura 68 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 3.

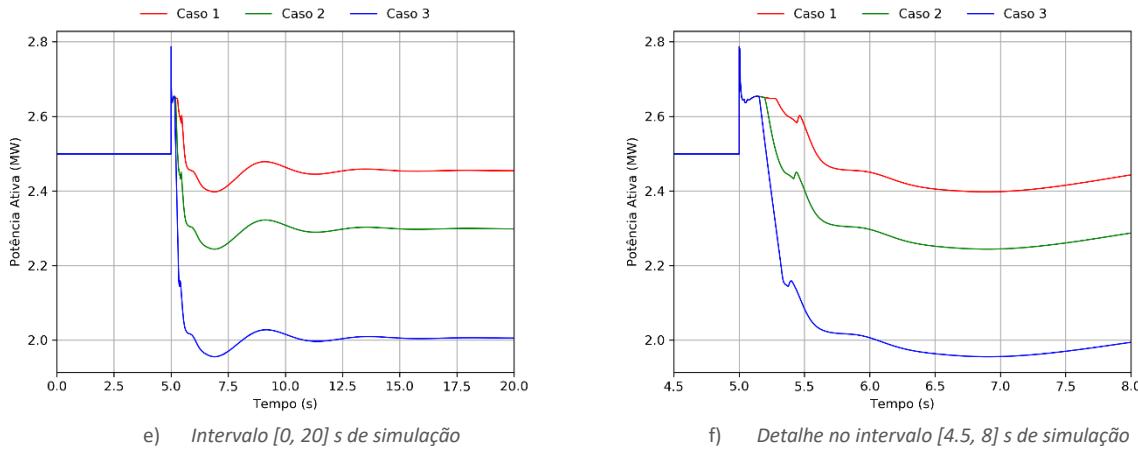
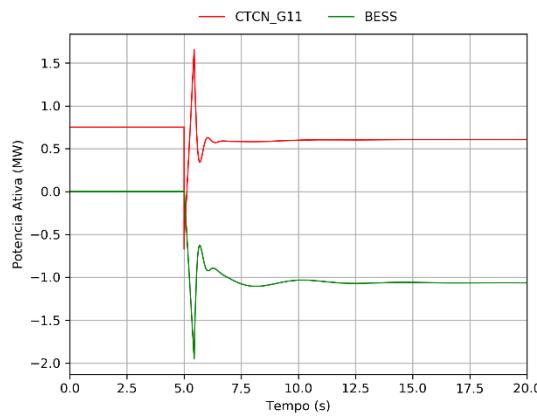
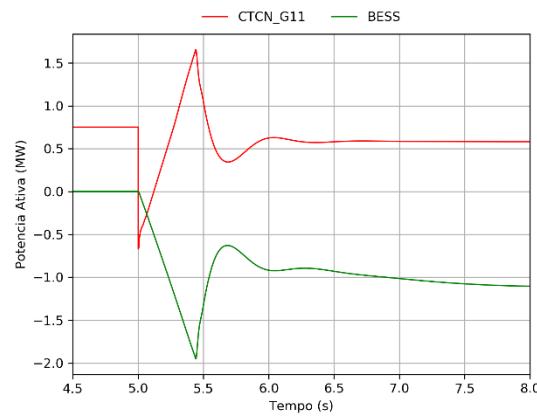


Figura 68. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 3.

Da Figura 69 à Figura 71 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 3.

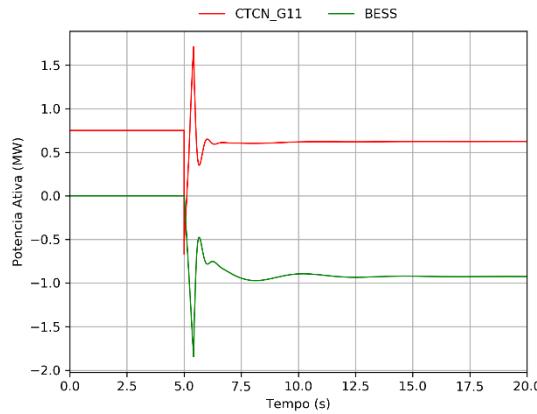


e) Intervalo [0, 20] s de simulação

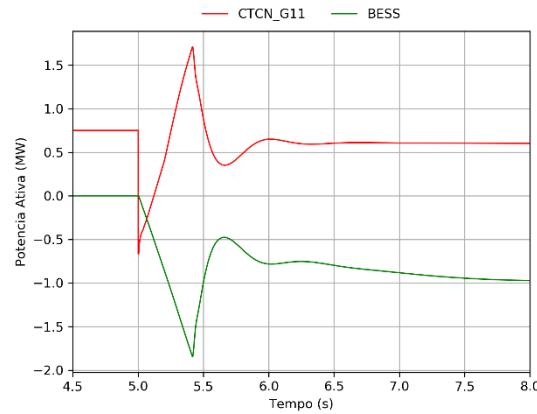


f) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 69. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS: Caso 1, Cenário 3.

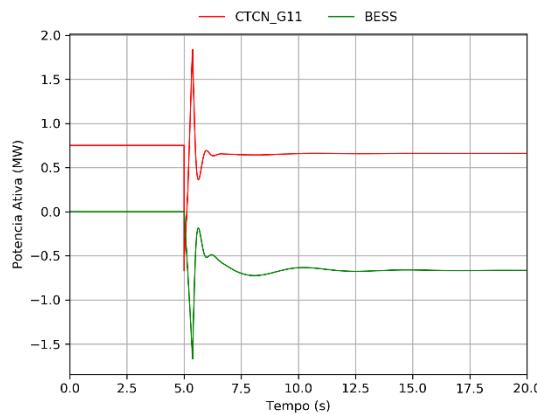


e) Intervalo [0, 20] s de simulação

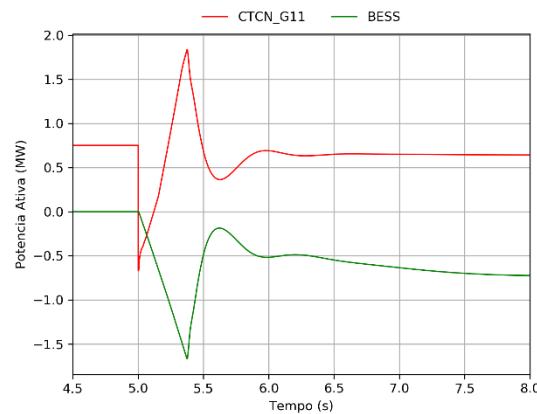


f) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 70. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS: Caso 2, Cenário 3.



e) Intervalo [0, 20] s de simulação



f) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 71. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS: Caso 3, Cenário 3.

4.3.4 Resultados - Cenário 4

Da Figura 72 à Figura 74 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia, que são coincidentes, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 4.

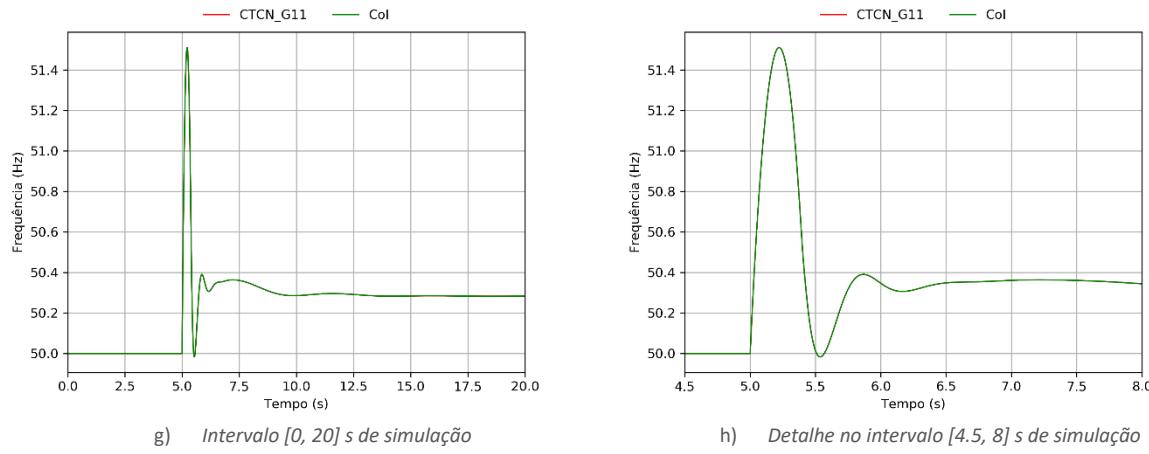


Figura 72. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 4.

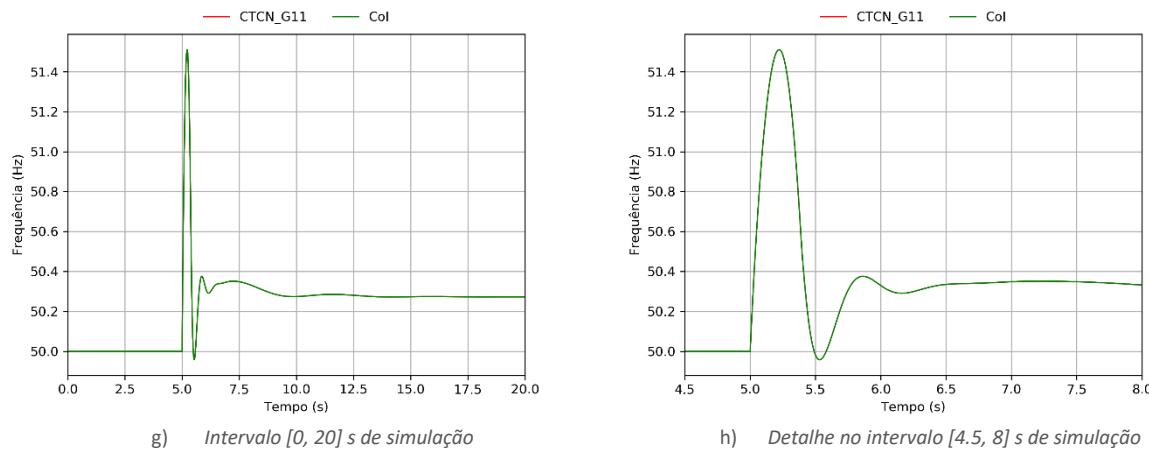


Figura 73. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 4.

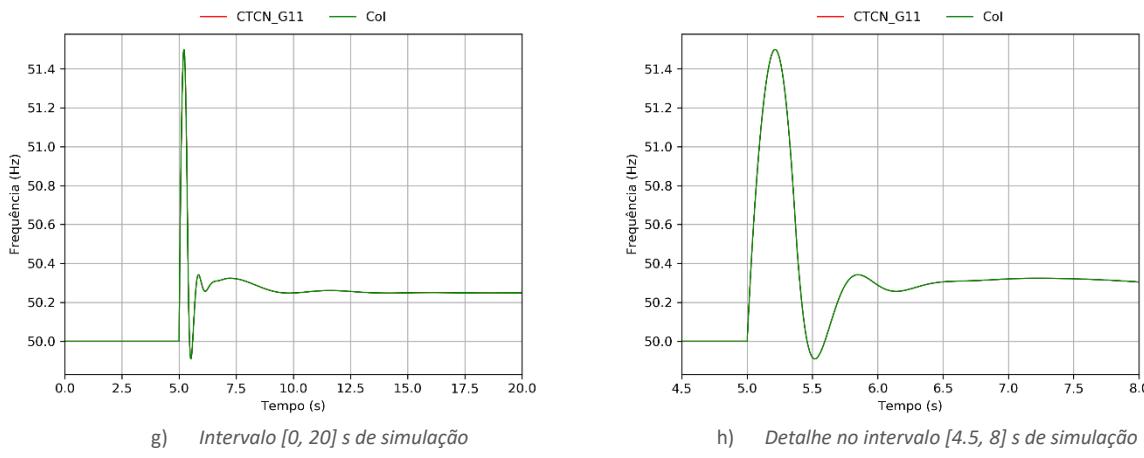


Figura 74. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 4.

Na Figura 75 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 4.

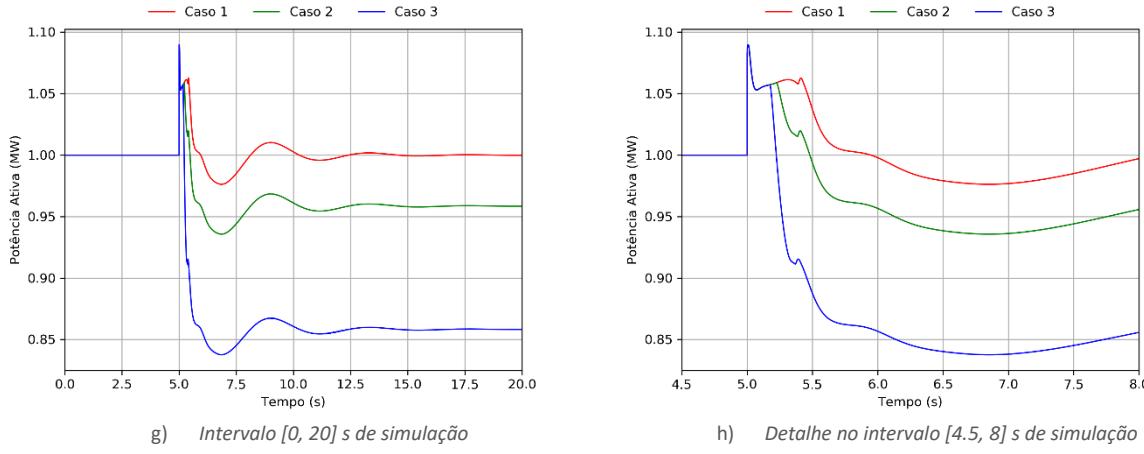


Figura 75. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 4.

Da Figura 76 à Figura 78 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 4.

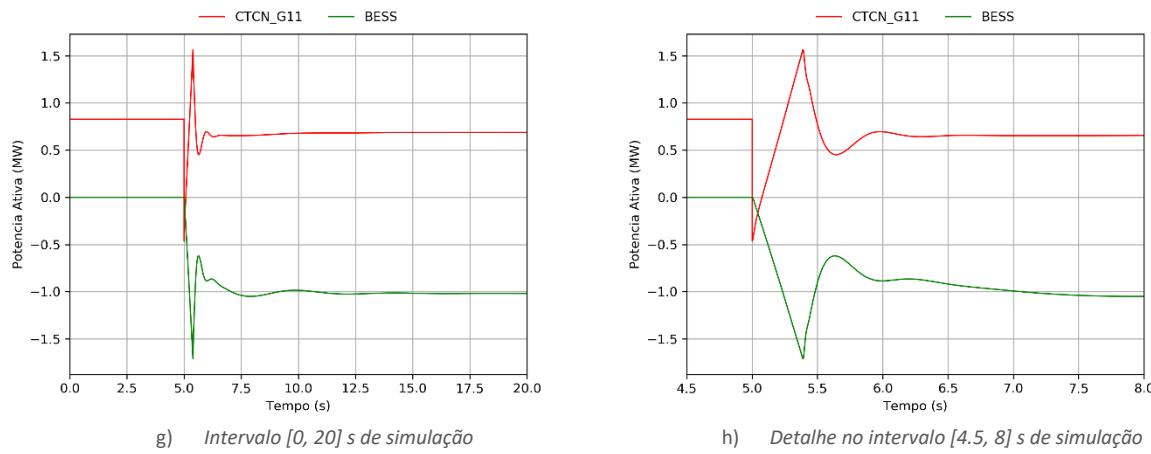


Figura 76. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS: Caso 1, Cenário 4.

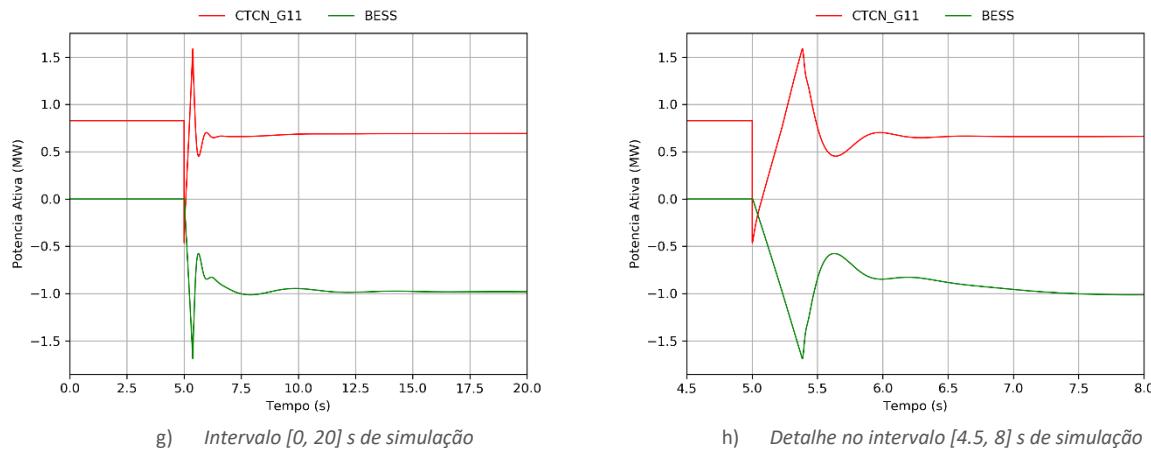


Figura 77. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS: Caso 2, Cenário 4.

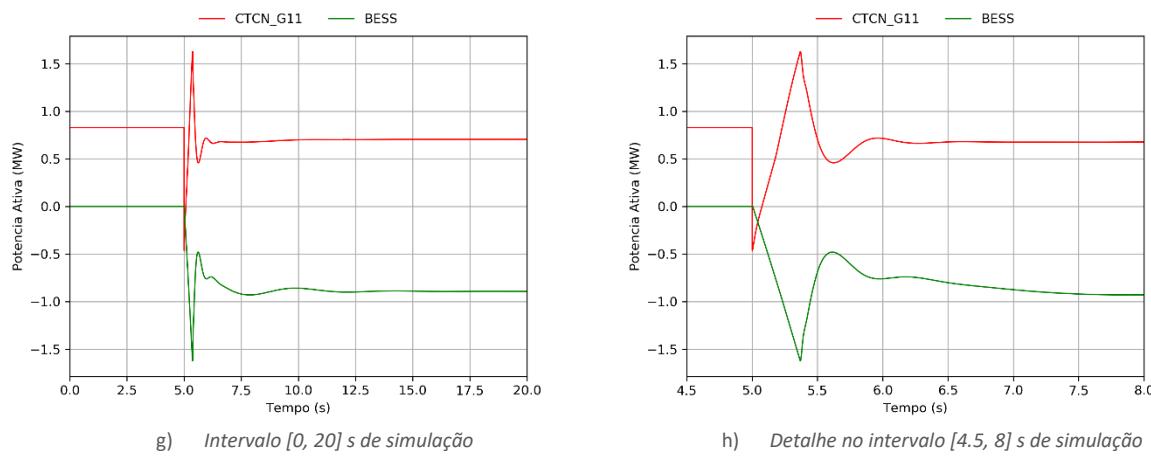
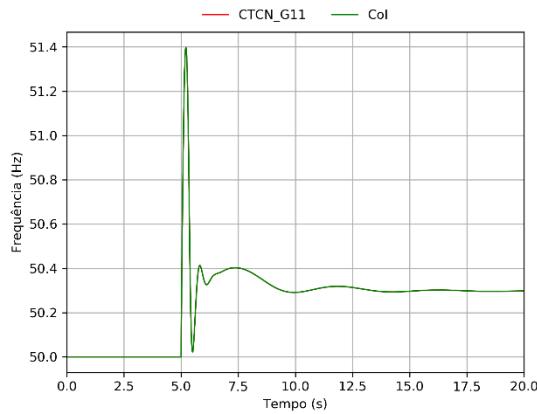


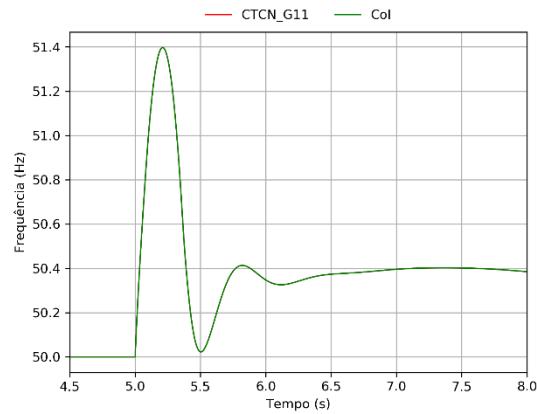
Figura 78. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS: Caso 3, Cenário 4.

4.3.5 Resultados - Cenário 5

Da Figura 79 à Figura 81 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia , que são coincidentes, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 5.

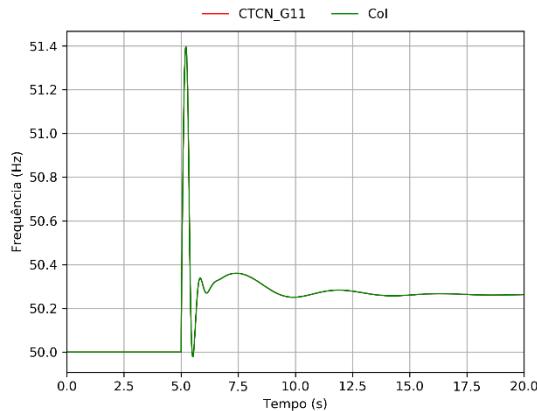


i) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

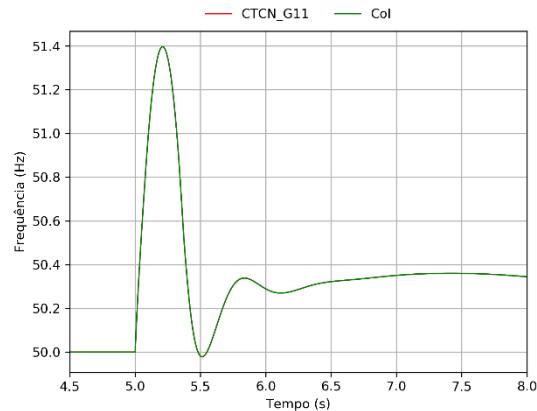


j) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 79. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 5.



i) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



j) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 80. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 5.

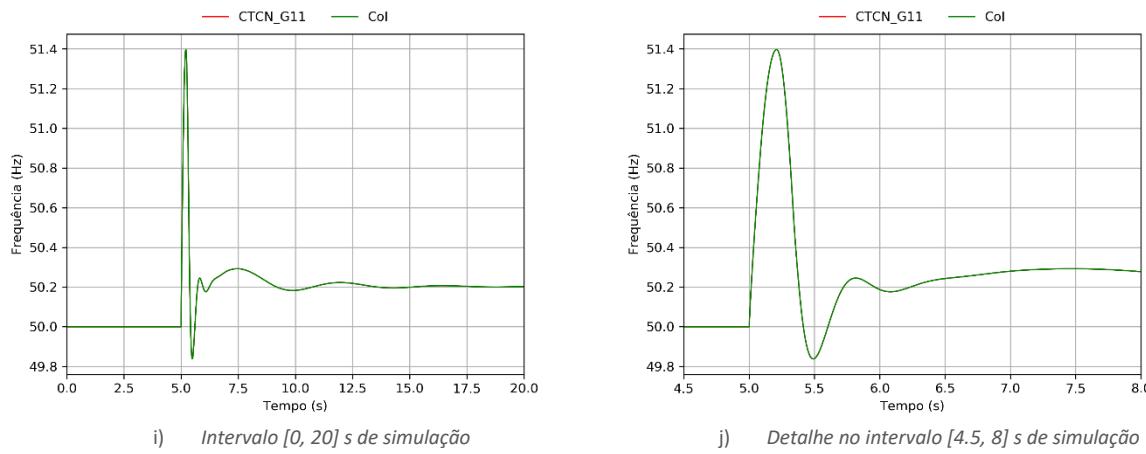


Figura 81. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 5.

Na Figura 75 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 5.

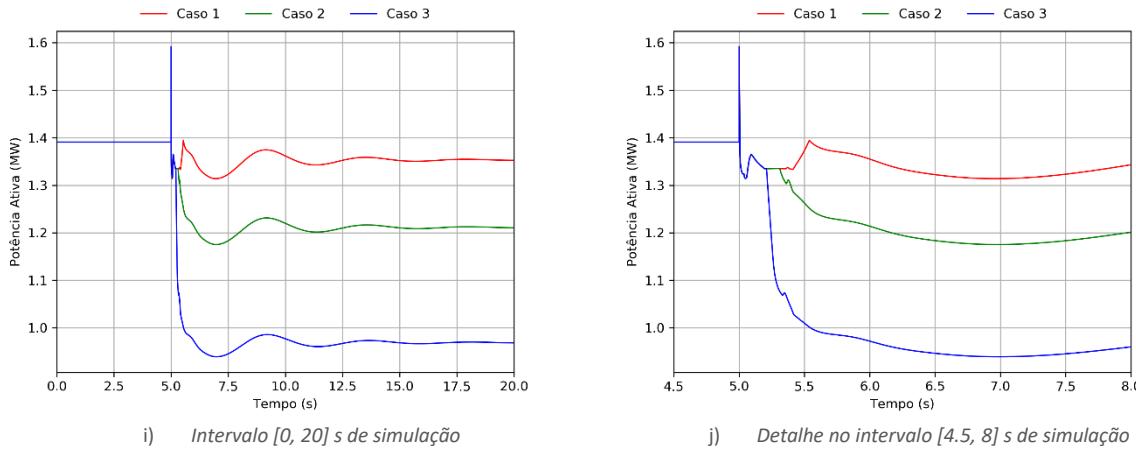


Figura 82. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 5.

Da Figura 83 à Figura 84 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 5.

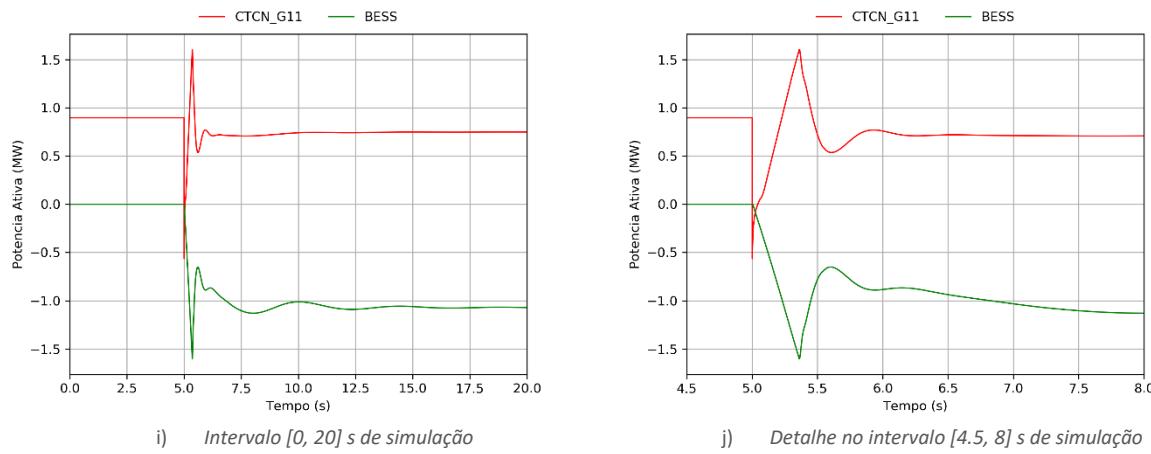


Figura 83. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 5.

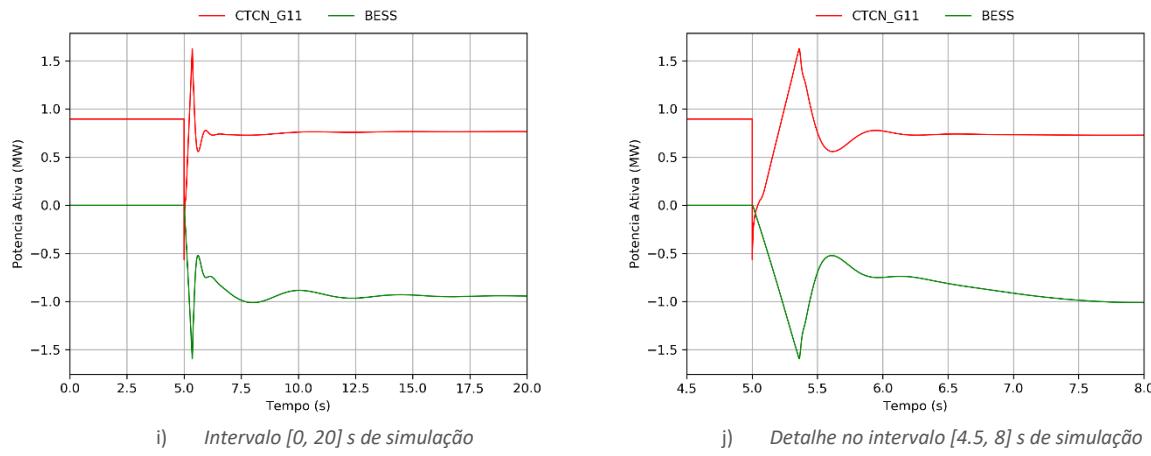


Figura 84. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 5.

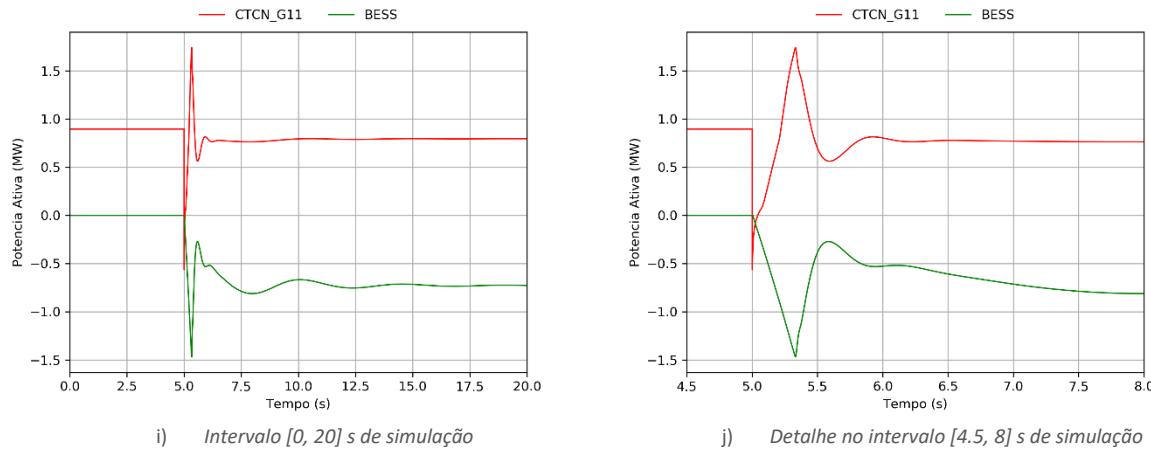


Figura 85. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 5.

4.3.6 Análise aos resultados do modo de estatismo P(f)

Os resultados patentes da subsecção 4.3.1 à 4.3.5 permitem verificar que a CSFH é capaz de modular (diminuindo) a injeção de potência ativa após um evento de sobre-frequência na rede. Da análise de sensibilidade efetuada nos diversos cenários, verifica-se que o caso 3, que apresenta o valor mais elevado para o parâmetro *PWGra*, a capacidade de redução da potência injetada pela CSFH é maior. Esta maior capacidade de redução da potência ativa injetada permite reduzir o esforço de regulação que é exigido ao sistema de armazenamento da EDA que disponibiliza reserva rápida (BESS), permitindo assim uma pequena redução do Zénite da frequência do centro de inércia da rede da ilha de São Jorge. Desta forma sugere-se a utilização de um valor próximo dos 40% no parâmetro *PWGra* a utilizar nos conversores da CSFH.

5 Conclusões

O trabalho de consultoria técnica documentado no presente relatório teve como objetivo avaliar o impacto da integração de uma central solar fotovoltaica híbrida, com potência instalada de 4 MW, no sistema eletroprodutor da ilha de São Jorge. Foram realizados dois estudos distintos:

- Análise em regime estacionário: avaliação da capacidade de injeção/consumo de potência reativa no ponto de interligação da CSFH à rede de distribuição da ilha de São Jorge, perante quatro cenários distintos;
- Análise em comportamento dinâmico, tendo como objetivo avaliar o comportamento da CSFH relativamente à sua capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de injeção de corrente reativa, bem como da redução automática de potência ativa face a aumentos de frequência. Para tal foram consideradas as condições de funcionamento da referida central, bem como as características do restante sistema eletroprodutor da ilha e regras de despacho de forma a definir situações críticas do ponto de vista das condições de estabilidade da rede, as quais foram previamente validadas pela EDA, S.A.. Assim sendo, foram definidos cinco cenários operacionais para os quais foi realizada uma análise comparativa das respetivas condições de estabilidade.

Os resultados das simulações permitem concluir que:

- Amplitude da capacidade de injeção/consumo de potência reativa no ponto de ligação da rede, está diretamente relacionado com as características da curva PQ de cada conversor que foi considerada e do cenário em causa, verificando-se que a infraestrutura elétrica de corrente alternada que constituiu a rede da CSFH não tem um impacto preponderante na modificação dessa curva no ponto de ligação em face da curva considerada aos terminais de cada módulo conversor. Assim, é possível concluir que a utilização da curva PQ relativa aos módulos conversores a instalar permite que a instalação disponibilize uma gama de ampla de modulação de potência reativa no seu ponto de interligação;
- A central deve dispor de capacidade de redução automática da potência ativa injetada perante situações de sobre-frequência, recomendando-se a utilização de um valor do parâmetro *PWGra* na ordem dos 40% neste modo de operação para permitir não só reduzir o valor do Zénite de frequência, como reduzir o esforço de regulação sobre os geradores síncronos e sistema de reserva rápida;
- A central deve dispor de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de injeção de corrente reativa durante o defeito. No entanto, não foram identificados benefícios técnicos claros resultantes da maximização da injeção de corrente reativa durante o defeito, pelo que se recomenda a utilização de um valor intermédio de 0.5 para parâmetro *FRTArGraNom*.



6 Referências

- [1] P. 3. Model Library, "Power System Simulator for Engineering (PSS®E). Siemens Power Technologies International (PTI)," September 2020.
- [2] SMA, "Description of the model of the SMA Sunny Central solar (and storage) inverters for power flow and stability studies in PSS®E," 2022.

7 Apêndice

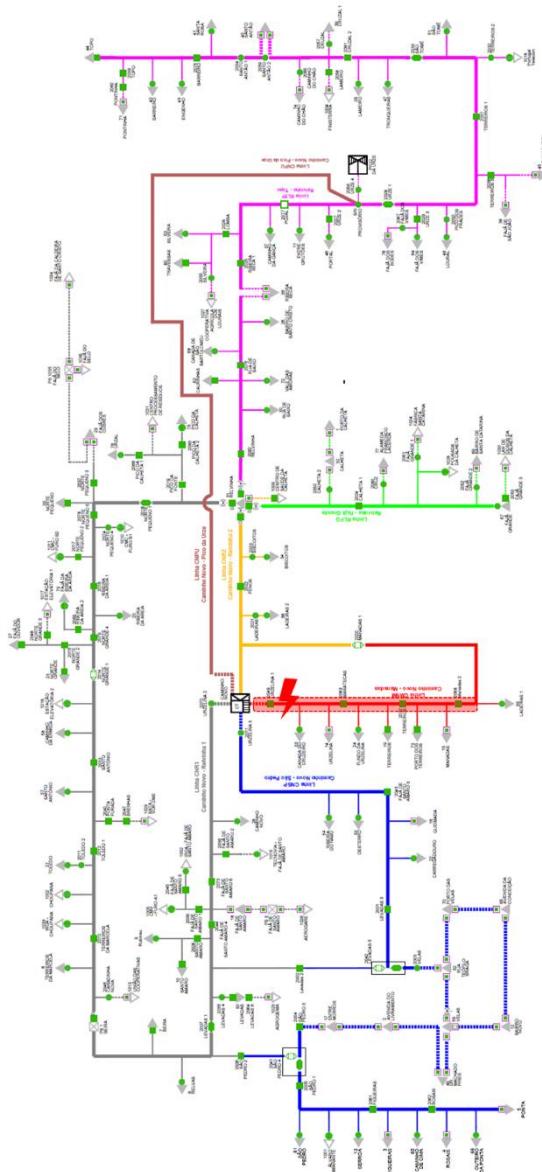


Figura 86. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha de São Jorge.