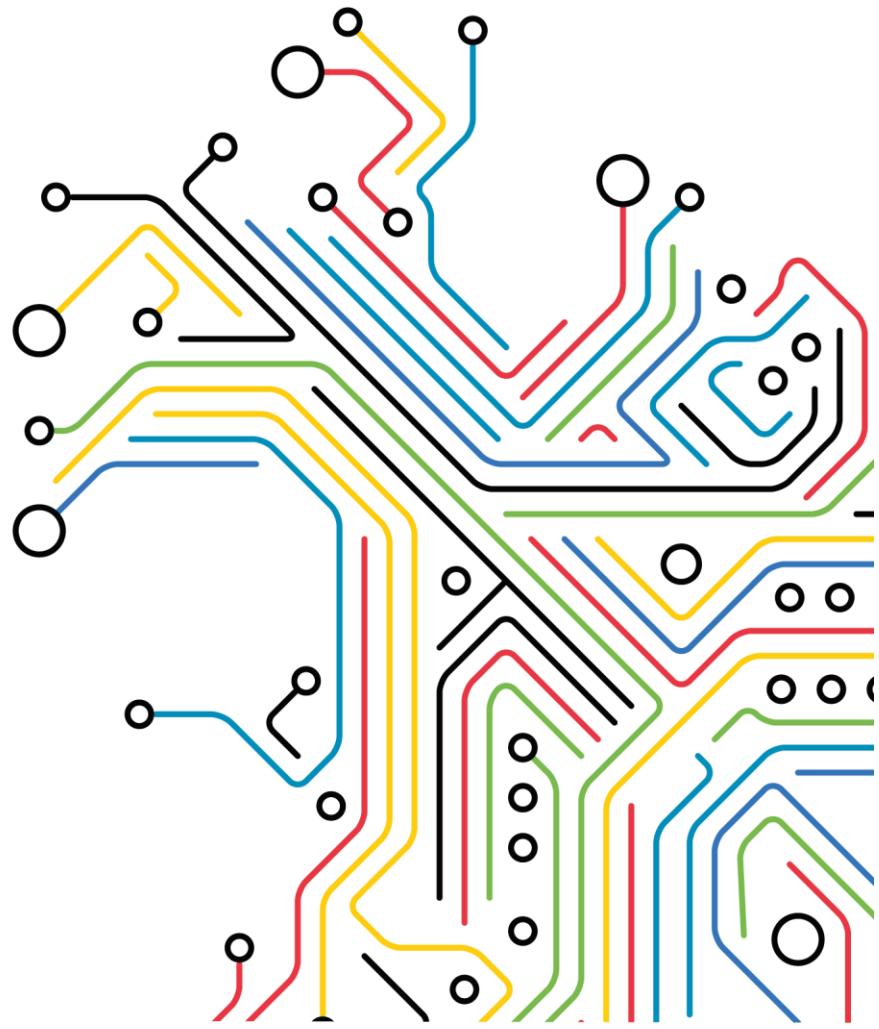


# Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 20 MW na ilha de São Miguel

Março 2023







## Controlo Documental

### Identificação Documento

Nome Projeto	Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 20 MW na ilha de São Miguel
Ordem Interna	PP2022-336
Título Documento	Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 20 MW na ilha de São Miguel
Título Ficheiro	PV_S_Miguel_FA_2023_V1.pdf

### Controlo Versões

Edição	Revisão	Data	Descrição	Revisor
0.1	0	28/02/2023	Versão preliminar 1	Rui Sousa
0.2	0	06/03/2023	Versão preliminar 2	Manuel Castro
0.3	1	08/03/2023	Revisão 1	João Peças Lopes
0.4	2	09/03/2023	Revisão 2	Carlos Moreira
1	3	10/03/2023	Revisão 3	Manuel Castro

### Responsável pelo Documento

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



## Índice

1	Introdução .....	9
1.1	Contexto e Objetivos .....	9
1.2	Estrutura do Documento .....	9
2	Descrição da Central Solar Fotovoltaica Híbrida .....	10
2.1	Rede Interna .....	10
2.2	Breve Caracterização do Modelo de Simulação dos Conversores Solares e dos SAE .....	13
3	Análise em Regime Estacionário .....	15
3.1	Descrição .....	15
3.2	Resultados .....	17
4	Análise em Regime Dinâmico .....	28
4.1	Cenários de operação .....	28
4.2	Análise da Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão .....	31
4.3	Análise da Capacidade de Redução Automática de Potência Ativa Face ao Aumento de Frequência .....	72
5	Conclusões .....	99
6	Referências .....	100
7	Apêndice .....	100

## Índice de Figuras

Figura 1. Esquema da rede elétrica da CSFH, ligada à rede de distribuição e transporte da ilha de São Miguel em dois pontos: POI A e POI B.....	11
Figura 2. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico dos conversores [2].....	13
Figura 3. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [2] .....	14
Figura 4. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo P(f) [2]..	15
Figura 5. Curva característica P/Q dos conversores a instalar na CSFH.....	16
Figura 6. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI A.....	19
Figura 7. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI B.....	20
Figura 8. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI A.....	22
Figura 9. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI B.....	22
Figura 10. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no POI A.....	24
Figura 11. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI B .....	25
Figura 12. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI A .....	27
Figura 13. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI B .....	27
Figura 14. Diagrama de cargas típico de Outono fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).....	30
Figura 15. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 1</b> .....	32
Figura 16. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 1</b> .....	33
Figura 17. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – <b>Cenário 1</b> .....	34
Figura 18. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – <b>Cenário 1</b> .....	35
Figura 19. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, <b>Cenário 1</b> .....	36
Figura 20. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, <b>Cenário 1</b> .....	37
Figura 21. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, <b>Cenário 1</b> .....	38
Figura 22. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), <b>Cenário 1</b> .....	39
Figura 23. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 2</b> .....	40
Figura 24. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 2</b> .....	41
Figura 25. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – <b>Cenário 2</b> .....	42
Figura 26. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – <b>Cenário 2</b> .....	43
Figura 27. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, <b>Cenário 2</b> .....	44
Figura 28. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, <b>Cenário 2</b> .....	45

Figura 29. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, <b>Cenário 2</b> .....	46
Figura 30. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), <b>Cenário 2</b> .....	47
Figura 31. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 3</b> .....	48
Figura 32. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 3</b> .....	49
Figura 33. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH de Lagoa – <b>Cenário 3</b> . ....	50
Figura 34. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH de Lagoa – <b>Cenário 3</b> .....	51
Figura 35. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, <b>Cenário 3</b> .....	52
Figura 36. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, <b>Cenário 3</b> .....	53
Figura 37. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, <b>Cenário 3</b> .....	54
Figura 38. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), <b>Cenário 3</b> .....	55
Figura 39. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 4</b> .....	56
Figura 40. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 4</b> .....	57
Figura 41. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – <b>Cenário 4</b> . ....	58
Figura 42. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – <b>Cenário 4</b> .....	59
Figura 43. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, <b>Cenário 4</b> .....	60
Figura 44. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, <b>Cenário 4</b> .....	61
Figura 45. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, <b>Cenário 4</b> .....	62
Figura 46. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), <b>Cenário 4</b> .....	63
Figura 47. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 5</b> .....	64
Figura 48. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 5</b> .....	65
Figura 49. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – <b>Cenário 5</b> . ....	66
Figura 50. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – <b>Cenário 5</b> .....	67
Figura 51. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, <b>Cenário 5</b> .....	68
Figura 52. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, <b>Cenário 5</b> .....	69



Figura 53. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, <b>Cenário 5.</b> .....	70
Figura 54. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), <b>Cenário 5.</b> .....	71
Figura 55. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): <b>Cenário 1.</b> .....	75
Figura 56. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 1.</b> .....	76
Figura 57. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): <b>Cenário 1.</b> .....	78
Figura 58. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): <b>Cenário 2.</b> .....	80
Figura 59. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 2.</b> .....	81
Figura 60. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): <b>Cenário 2.</b> .....	83
Figura 61. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): <b>Cenário 3.</b> .....	85
Figura 62. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 3.</b> .....	86
Figura 63. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): <b>Cenário 3.</b> .....	88
Figura 64. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): <b>Cenário 4.</b> .....	90
Figura 65. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 4.</b> .....	91
Figura 66. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): <b>Cenário 4.</b> .....	93
Figura 67. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): <b>Cenário 5.</b> .....	95
Figura 68. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – <b>Cenário 5.</b> .....	96
Figura 69. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): <b>Cenário 5.</b> .....	98
Figura 70. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha de São Miguel. ....	100



## Índice de Tabelas

Tabela 1. Parâmetros elétricos do conversor solar da SMA do tipo Sunny Central 4000 UP(-US) (SMASC SC 4000 UP(-US)).....	10
Tabela 2. Parâmetros elétricos dos SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage 3060 UP(-US) (SMASC SC 3060 UP(-US)).....	10
Tabela 3. Tabela resumo dos condutores da rede da CSFH.....	11
Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados .....	12
Tabela 5. Características elétricas dos transformadores considerados .....	12
Tabela 6. Parametrização do modelo SMASC em modo FRT [2] .....	14
Tabela 7. Parametrização do modelo SMASC em modo de estatismo P(f) [2].....	15
Tabela 8. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI A.....	18
Tabela 9. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI B .....	19
Tabela 10. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI A.....	20
Tabela 11. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI B .....	21
Tabela 12. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no POI A.....	23
Tabela 13. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no POI B .....	24
Tabela 14. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI A.....	26
Tabela 15. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI B .....	26
Tabela 16. Definição dos cenários de operação. .....	30



# 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 – Central Solar Fotovoltaica Híbrida da Lagoa – com potência instalada de 20 MW, no sistema eletroprodutor da ilha de São Miguel, 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 Miguel nos seguintes termos:

- Análise em regime estacionário, onde se pretende avaliar a capacidade de controlo (injeção e consumo) de potência reativa nas interligações da central solar fotovoltaica híbrida (CSFH) da Lagoa com a rede de transporte da ilha de S. Miguel;
- 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 6 conversores solares da SMA do tipo Sunny Central 4000 UP(-US) com potência unitária de 4000 kW (SMASC SC 4000 UP(-US)), e 4 conversores associados aos sistemas de armazenamento elétrico (SAE) da SMA do tipo Sunny Central Storage 3060 UP(-US) com potência unitária de 3060 kW (SMASC SC 3060 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 3060 UP(-US) (SMASC SC 3060 UP(-US))*

Parâmetro	Valor
Tensão nominal (kV)	0.69
Sbase (MVA)	3.06
Pmax (MW)	3.06
Pmin (MW)	-3.06
Qmax (Mvar)	1.836
Qmin (Mvar)	-1.836

Como se pode observar no esquema unifilar apresentado na Figura 1, a CSFH está organizada em duas sub-redes, com pontos de interligação (POI) distintos em relação à rede de transporte da ilha de São Miguel. A sub-rede A é composta por 3 níveis de tensão: baixa tensão (BT) de 0.6 kV, onde se ligam 3 conversores solares, e de 0.69 kV onde se ligam 2 conversores associados aos SAE, média tensão (MT) de 15 kV onde convergem as ligações (transformadores BT/MT e cabos) dos conversores num só barramento e alta tensão (AT) de 60 kV onde o lado AT do transformador MT/AT do lado A liga à rede pública através de um cabo subterrâneo (CBL-A-POI) que se estende até ao barramento de 60 kV da Subestação de Lagoa (SELG), sendo este considerado com o POI A. A sub-rede B apresenta uma constituição semelhante à sub-rede A, com a exceção de que a

interligação à rede pública (POI B) ocorre na linha de 60 kV “Lagoa-Foros”, nas imediações da Subestação da Lagoa (SELG), mediante o estabelecimento de uma ligação em “T”.

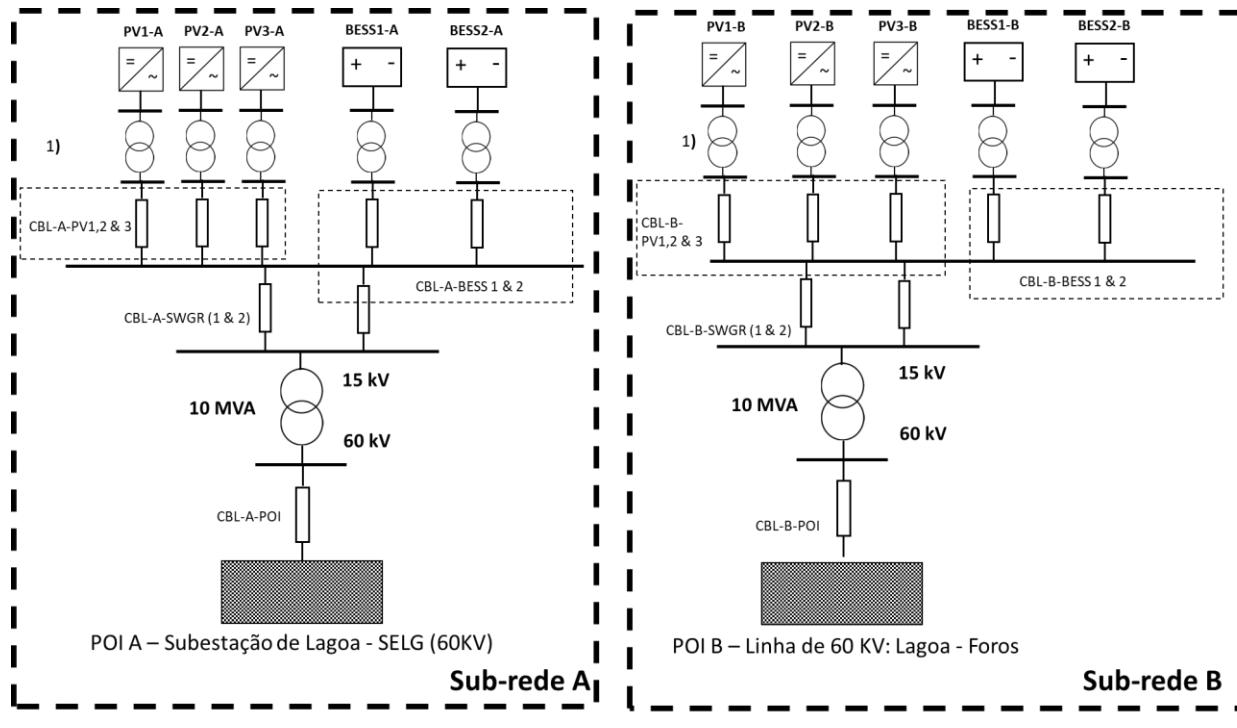


Figura 1. Esquema da rede elétrica da CSFH, ligada à rede de distribuição e transporte da ilha de São Miguel em dois pontos: POI A e POI B.

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 aos POI com a rede pública. 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-A-PV1	50	
CBL-A-PV2	100	
CBL-A-PV3	200	
CBL-B-PV1	50	XHIOV 1x70 8.7/15kV <sup>1</sup>
CBL-B-PV2	125	
CBL-B-PV3	250	
CBL-A-BESS1	50	

<sup>1</sup> Nexans - 17.5kV, XLPE insulated, Copper, Single Core armoured, 70 mm<sup>2</sup>

CBL-A-BESS2	50	
CBL-B-BESS1	50	
CBL-B-BESS2	50	
CBL-A-SWGR1	50	
CBL-A-SWGR2	50	XHIOV 1x150 8.7/15kV <sup>2</sup>
CBL-B-SWGR1	50	
CBL-B-SWGR2	50	
CBL-A-POI	2025	LXHIOLE 400 mm <sup>2</sup> 60 kV
CBL-B-POI	600	

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 ( $\Omega/km$ )	X ( $\Omega/km$ )	B (S/km)
XHIOV 1x70 8.7/15kV	0.342	0.137	$7.288 \times 10^{-5}$
XHIOV 1x150 8.7/15kV	0.101	0.120	$6.280 \times 10^{-5}$
LXHIOLE 400 mm <sup>2</sup> 60 kV	0.159	0.122	$9.519 \times 10^{-5}$

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

Tabela 5. Características elétricas dos transformadores considerados

Transformador	U <sub>1</sub> /U <sub>2</sub> (kV)	S <sub>n</sub> (MVA)	X <sub>f</sub> (%)
TF_PV1-A	15/0.6	4	8.5
TF_PV2-A	15/0.6	4	8.5
TF_PV3-A	15/0.6	4	8.5
TF_BESS1-A	15/0.69	3.06	8.5
TF_BESS2-A	15/0.69	3.06	8.5
TF_PV1-B	15/0.6	4	8.5
TF_PV2-B	15/0.6	4	8.5
TF_PV3-B	15/0.6	4	8.5
TF_BESS1-B	15/0.69	3.06	8.5
TF_BESS2-B	15/0.69	3.06	8.5
TF - A	60/15	10	10
TF - B	60/15	10	10

<sup>2</sup> Nexans - 17.5kV, XLPE insulated, Copper, Single Core armoured, 150 mm<sup>2</sup>

## 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 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 3060 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(ISOURCE(I))) e imaginária (IM(ISOURCE(I))) aos terminais do gerador.

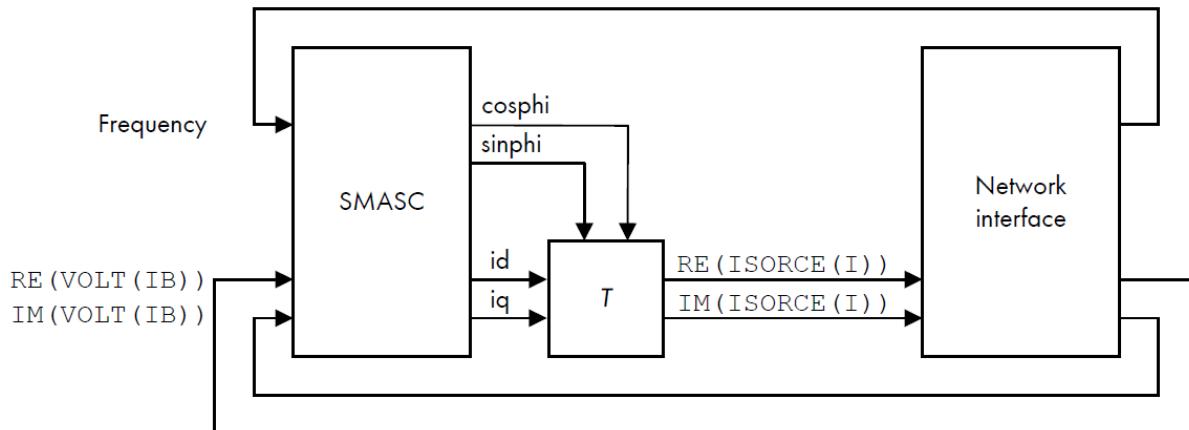


Figura 2. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico dos conversores [2].

O modelo SMASC apresenta diversas funcionalidades e parâmetros passíveis de ajuste em função das necessidades específicas de cada projeto. Neste relatório apenas se irão descrever 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

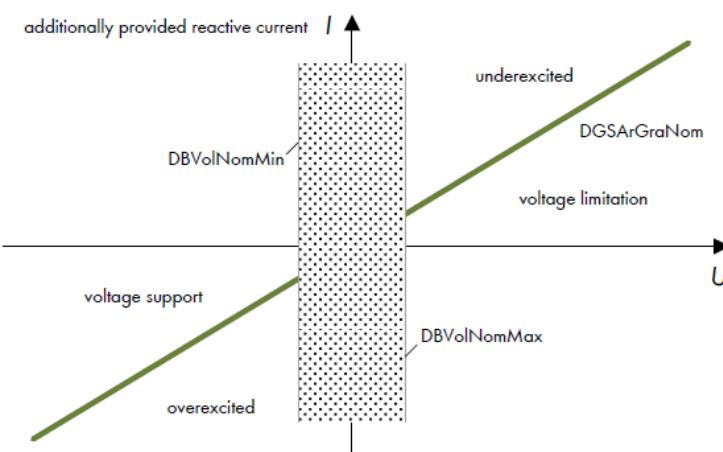


Figura 3. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [2].

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 medida 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
<i>WCtHzMod</i>	Modo de estatismo P(f)	0: desativado 1: ativado	1 (para a análise de redução de potência)
<i>PHzStr (Hz)</i>	Offset frequência da rede para início redução de potência (Hz)	0 a 5	0.5
<i>PHzStop (Hz)</i>	Offset frequência da rede para reinício potência (Hz)	0 a 5	0.005
<i>PWGra (%/Hz)</i>	Gradiente de redução de potência	0 a 100	Variável de acordo com o caso de estudo

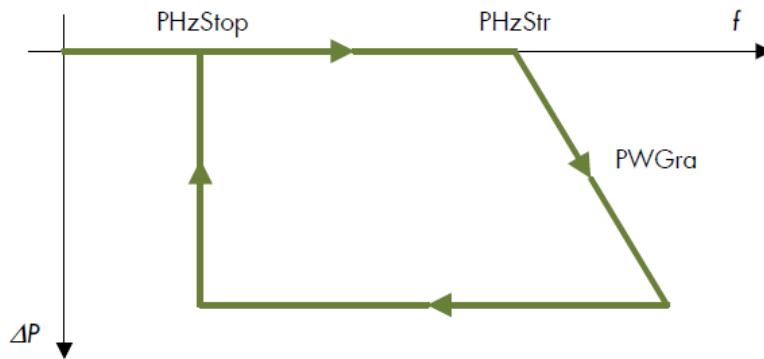


Figura 4. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo P(f) [2].

## 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 da Lagoa com a rede de transporte da ilha de São Miguel, em diferentes cenários e condições de operação.

Os estudos levados a cabo tiveram em consideração a curva PQ dos conversores solares da SMA do tipo SMA Sunny Central UP(-US) 4000 (SMASC 4000 UP(-US)) e conversores acoplados aos SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage UP(-US) 3060 (SMASC 3060 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 encontra agrupada em dois conjuntos distintos (sub-rede A e B), com ligações respetivamente ao barramento de 60 kV da subestação da Lagoa e à linha de 60 kV “Lagoa-Foros”, nas imediações da subestação da Lagoa, mediante o estabelecimento de uma ligação em “T”. Cada um dos referidos conjuntos é constituído por 3 conversores solares e 2 conversores acoplados ao SAE, tal como anteriormente esquematizado na Figura 1.

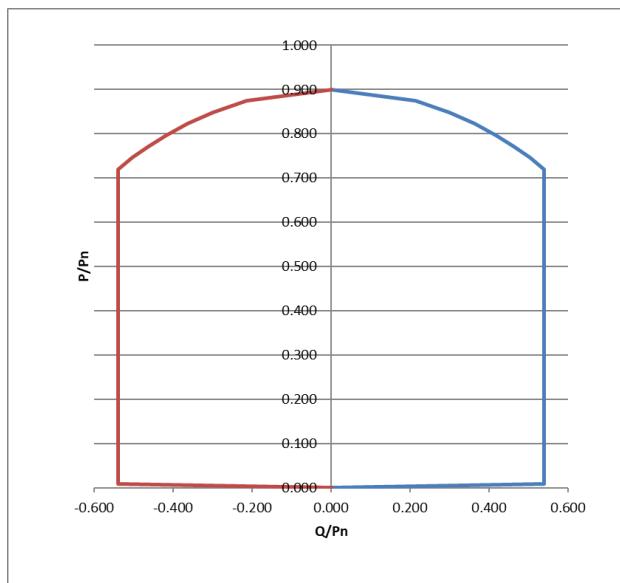


Figura 5. Curva característica P/Q dos conversores a instalar na CSFH.

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** – Conversores solares em operação e conversores dos SAE desligados;
- **Cenário A.2** – Conversores solares desligados e conversores dos SAE em operação;

- **Cenário B.1** – Conversores solares em operação à potência ativa máxima conjugada com a máxima importação de potência reativa, podendo os conversores dos SAE operar em toda a extensão de potência ativa;
- **Cenário B.2** – Conversores solares em operação à potência ativa máxima conjugada com a máxima exportação de potência reativa, podendo os conversores dos 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 dos conversores dos 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 dos conversores solares, por exemplo em regime noturno, estando os SAE carregados e disponíveis para injetar potência na rede. Por seu turno, os cenários B.1 e B.2 representam a operação dos conversores solares em situações limite de máxima potência ativa e máxima exportação/importação de potência reativa, conjugada com toda a gama de operação dos conversores dos SAE. Desta forma, pretende-se representar situações limite de conjugação de operação dos conversores solares e dos conversores dos 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 dos conversores solares e dos conversores associados aos SAE, pretendendo-se garantir que as mesmas se encontram no intervalo [0.9; 1.1 pu]. Sempre que tal não é possível, restringe-se a potência reativa ao nível dos conversores e/ou considera-se uma gama de ajuste de tensão em carga nos transformadores de interligação da CSFH à rede de 60 kV de 10 %.

## 3.2 Resultados

Nesta secção são apresentados os resultados da análise em regime estacionário para os cenários descritos na secção anterior. Em cada cenário considerado são apresentados os resultados para as duas sub-redes internas da CSFH (designados A e B).

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 de cada sub-rede da CSFH à rede elétrica da ilha de São Miguel, 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 (linha a cheio) 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 10 MW.

### 3.2.1 Cenário A.1

A Tabela 8 e a Tabela 9 apresentam os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação A.1, para as sub-redes A e B da CSFH, respetivamente. A Figura 6 e a Figura 7 apresentam as curvas PQ do conjunto dos conversores em cada sub-rede e no ponto de ligação à rede.

De modo a garantir que não são registadas violações dos limites de tensão de [0.9; 1.1] p.u. em nenhum ponto da rede interna da CSFH, foi considerada a possibilidade de ajustar, por limitação, os pontos de operação definidos para os conversores em relação à injeção/consumo de potência reativa. Deste modo, a Tabela 8 e a Tabela 9 incluem as referências de potência reativa ajustadas ( $Q_o^{ajust}$ ) e a Figura 6 e Figura 7 a curva PQ ajustada dos conversores (a azul tracejado).

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores solares ( $P_0$  e  $Q_0$ ) correspondem ao conjunto de conversores solares em operação no cenário A.1 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para cada sub-rede da CSFH, 10 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação de cada sub-rede da CSFH ( $P_{PL}$  e  $Q_{PL}$ ), são apresentados em p.u. com a mesma base.

Tabela 8. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI A

$P_0$	$Q_0$	$Q_o^{ajust}$	$P_{PL}$	$Q_{PL}$
0.000	0.000	0.000	0.000	0.047
0.011	0.648	0.616	0.010	0.608
0.864	0.648	0.648	0.863	0.527
0.895	0.605	0.605	0.894	0.482
0.926	0.557	0.557	0.924	0.431
0.957	0.502	0.502	0.955	0.373
0.987	0.438	0.438	0.986	0.306
1.018	0.360	0.360	1.017	0.224
1.049	0.257	0.257	1.047	0.114
1.080	0.000	0.000	1.078	-0.160
1.080	0.000	0.000	1.078	-0.160
1.049	-0.257	-0.257	1.047	-0.439
1.018	-0.360	-0.360	1.017	-0.553
0.987	-0.438	-0.438	0.986	-0.639
0.957	-0.503	-0.426	0.955	-0.610
0.926	-0.557	-0.445	0.923	-0.622
0.895	-0.605	-0.454	0.894	-0.621
0.864	-0.648	-0.454	0.862	-0.608
0.011	-0.648	-0.548	0.010	-0.529
0.000	0.000	0.000	0.000	0.047

Tabela 9. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI B

$P_0$	$Q_0$	$Q_0^{ajust}$	$P_{Pl}$	$Q_{PL}$
0.000	0.000	0.000	0.000	0.012
0.011	0.648	0.616	0.009	0.503
0.864	0.648	0.648	0.719	0.413
0.895	0.605	0.605	0.745	0.375
0.926	0.557	0.557	0.770	0.333
0.957	0.502	0.502	0.796	0.285
0.987	0.438	0.438	0.822	0.229
1.018	0.360	0.360	0.848	0.160
1.049	0.257	0.257	0.873	0.069
1.080	0.000	0.000	0.899	-0.160
1.080	0.000	0.000	0.899	-0.160
1.049	-0.257	-0.257	0.873	-0.392
1.018	-0.360	-0.360	0.848	-0.487
0.987	-0.438	-0.416	0.822	-0.535
0.957	-0.503	-0.426	0.796	-0.535
0.926	-0.557	-0.445	0.770	-0.545
0.895	-0.605	-0.454	0.745	-0.543
0.864	-0.648	-0.454	0.719	-0.533
0.011	-0.648	-0.518	0.009	-0.467
0.000	0.000	0.000	0.000	0.012

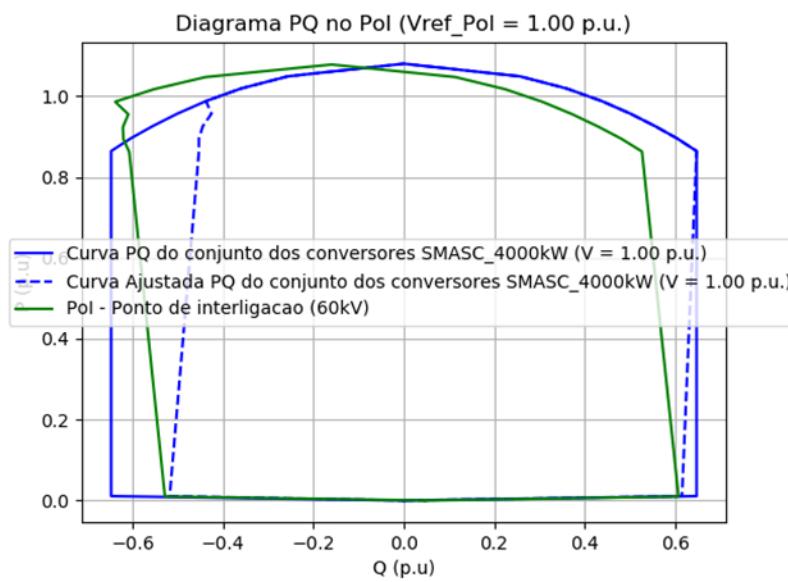


Figura 6. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI A

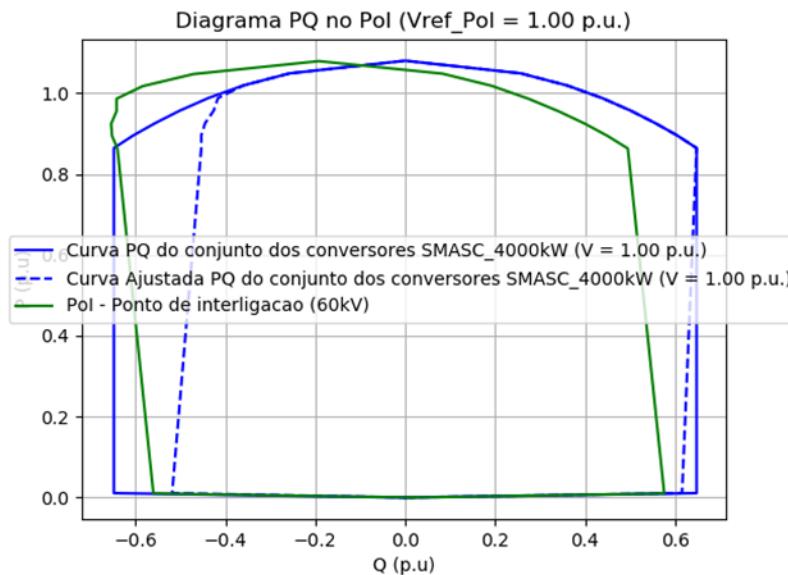


Figura 7. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI B

Os resultados obtidos permitem concluir que a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é considerável. Para garantir que não se registam violações de tensão em nenhum ponto da rede interna da CSFH, a curva PQ dos conversores foi ajustada com a limitação da gama de importação de potência reativa, sem impacto significativo na gama de potência reativa disponível no POI.

### 3.2.2 Cenário A.2

A Tabela 10 e a Tabela 11 apresentam os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação A.2, para as sub-redes A e B da CSFH, respetivamente. A Figura 8 e a Figura 9 apresentam as curvas PQ do conjunto dos conversores em cada sub-rede 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 conjunto de conversores de acoplamento dos SAE em operação no cenário A.2 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para cada sub-rede da CSFH, 10 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação de cada sub-rede da CSFH ( $P_{PL}$  e  $Q_{PL}$ ), são apresentados em p.u. com a mesma base.

Tabela 10. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI A

$P_0$	$Q_0$	$P_{PL}$	$Q_{PL}$
0.000	0.000	0.000	0.047
0.005	0.330	0.005	0.354
0.440	0.330	0.440	0.314

0.456	0.308	0.456	0.291
0.472	0.284	0.472	0.266
0.488	0.256	0.487	0.237
0.504	0.223	0.503	0.203
0.519	0.184	0.519	0.162
0.535	0.131	0.535	0.108
0.551	0.000	0.550	-0.027
0.551	0.000	0.550	-0.027
-0.535	-0.131	0.535	-0.163
-0.519	-0.184	0.519	-0.218
-0.504	-0.223	0.503	-0.260
-0.488	-0.256	0.487	-0.294
-0.472	-0.284	0.471	-0.323
-0.456	-0.308	0.456	-0.349
-0.440	-0.330	0.440	-0.372
0.005	-0.330	0.005	-0.315
0.000	0.000	0.000	0.047

Tabela 11. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI B

<b><math>P_0</math></b>	<b><math>Q_0</math></b>	<b><math>P_{PL}</math></b>	<b><math>Q_{PL}</math></b>
0.000	0.000	0.000	0.015
0.005	0.330	0.005	0.322
0.440	0.330	0.440	0.282
0.456	0.308	0.456	0.259
0.472	0.284	0.472	0.234
0.488	0.256	0.488	0.205
0.504	0.223	0.503	0.171
0.519	0.184	0.519	0.130
0.535	0.131	0.535	0.076
0.551	0.000	0.551	-0.059
0.551	0.000	0.551	-0.059
-0.535	-0.131	0.535	-0.195
-0.519	-0.184	0.519	-0.250
-0.504	-0.223	0.503	-0.292
-0.488	-0.256	0.488	-0.326
-0.472	-0.284	0.472	-0.355
-0.456	-0.308	0.456	-0.381
-0.440	-0.330	0.440	-0.404
0.005	-0.330	0.005	-0.347
0.000	0.000	0.000	0.015

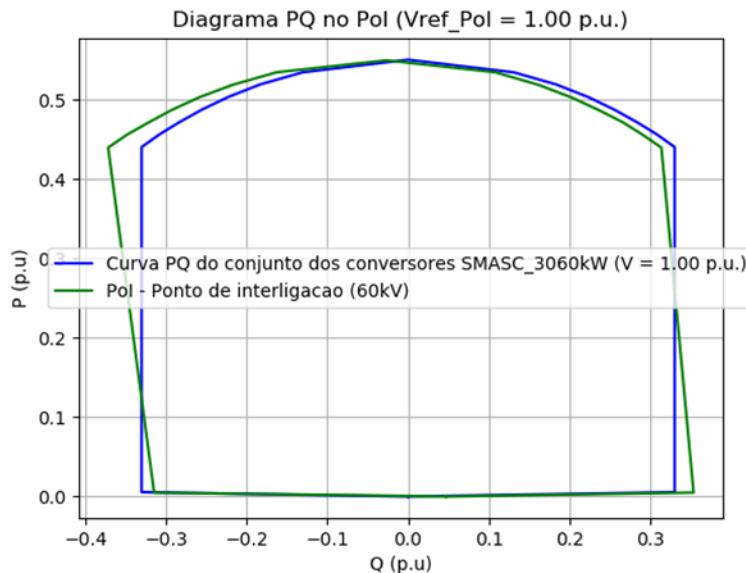


Figura 8. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI A

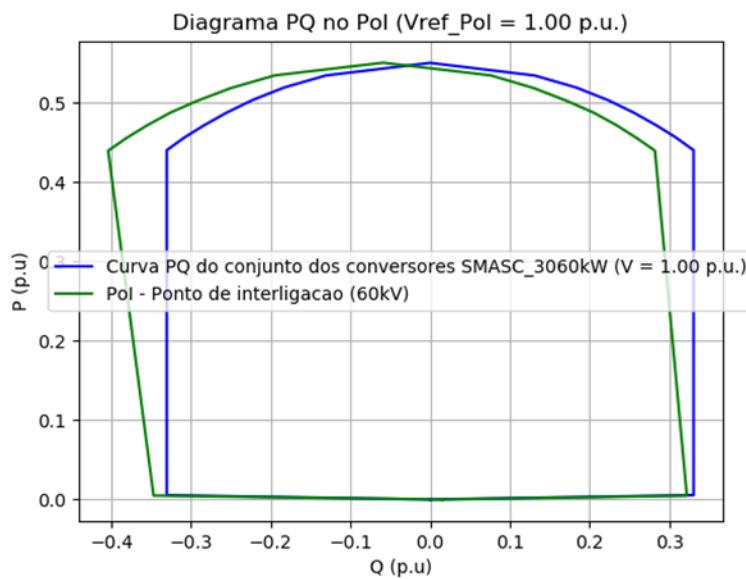


Figura 9. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI B

À semelhança dos casos anteriores, os resultados obtidos para esta configuração permitem concluir que a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é considerável.

Quando comparado com o cenário anterior (A.1), no cenário A.2 não foi necessário proceder ao ajuste da curva PQ do conjunto dos conversores de acoplamento dos SAE, uma vez que não se registam violações de tensão em nenhum ponto da rede interna da CSFH, justificado pela

menor potência nominal dos conversores associados aos SAE relativamente à potência nominal dos conversores solares.

### 3.2.3 Cenário B.1

No cenário B.1, o ponto de operação dos conversores solares foi fixado considerando a operação da CSFH à potência ativa máxima (10 MW por sub-rede) equivalendo à injeção de 3.3 MW de potência ativa por parte de cada conversor solar. Os conversores solares são considerados a operar na máxima importação de potência reativa, correspondente a 1.46 Mvar (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 dos SAE em toda a gama de potência ativa dos conversores e explorando o impacto da importação de potência reativa por parte dos mesmos. Desta forma, os resultados apresentados para o cenário B.1 contemplam apenas os pontos de operação referentes à importação de reativa por parte dos conversores de acoplamento dos SAE.

A Tabela 12 e a Tabela 13 apresentam os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação B.1, para as sub-redes A e B da CSFH, respetivamente. A Figura 10 e a Figura 11 apresentam as curvas PQ do conjunto dos conversores em cada sub-rede e no ponto de ligação à rede.

A importação máxima de potência reativa fixada para os conversores solares conduz a uma diminuição da tensão nos barramentos da rede interna da CSFH, provocando a violação do limite mínimo de tensão (0.9 p.u.) nos barramentos destes. De maneira a garantir que não são registadas violações dos limites de tensão, a tomada do transformador 60/15 kV foi fixada em 1.1 p.u., no sentido de elevar a tensão do lado dos 15 kV, para além de ser considerada a possibilidade de ajustar/limitar os pontos de operação definidos para os conversores dos SAE em relação à injeção/consumo de potência reativa.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores ( $P_0$  e  $Q_0$ ) correspondem ao conjunto de conversores de acoplamento dos SAE em operação no cenário B.1 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para cada sub-rede da CSFH, 10 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação de cada sub-rede da CSFH ( $P_{PL}$  e  $Q_{PL}$ ), são apresentados em p.u. com a mesma base.

Tabela 12. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no POI A

$P_0$	$Q_0$	$P_{PL}$	$Q_{PL}$
-0.551	0.000	0.436	-0.553
-0.535	-0.131	0.451	-0.706
-0.519	-0.184	0.467	-0.770
-0.504	-0.223	0.482	-0.820

-0.488	-0.256	0.498	-0.861
-0.472	-0.284	0.514	-0.897
-0.456	-0.308	0.529	-0.929
-0.440	-0.330	0.545	-0.958
-0.005	-0.330	0.980	-0.989
0.000	0.000	0.986	-0.581

Tabela 13. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no POI B

$P_0$	$Q_0$	$P_{PL}$	$Q_{PL}$
-0.551	0.000	0.436	-0.584
-0.535	-0.131	0.452	-0.738
-0.519	-0.184	0.467	-0.802
-0.504	-0.223	0.483	-0.851
-0.488	-0.256	0.499	-0.892
-0.472	-0.284	0.514	-0.928
-0.456	-0.308	0.530	-0.960
-0.440	-0.330	0.546	-0.989
-0.005	-0.330	0.981	-1.020
0.000	0.000	0.986	-0.613

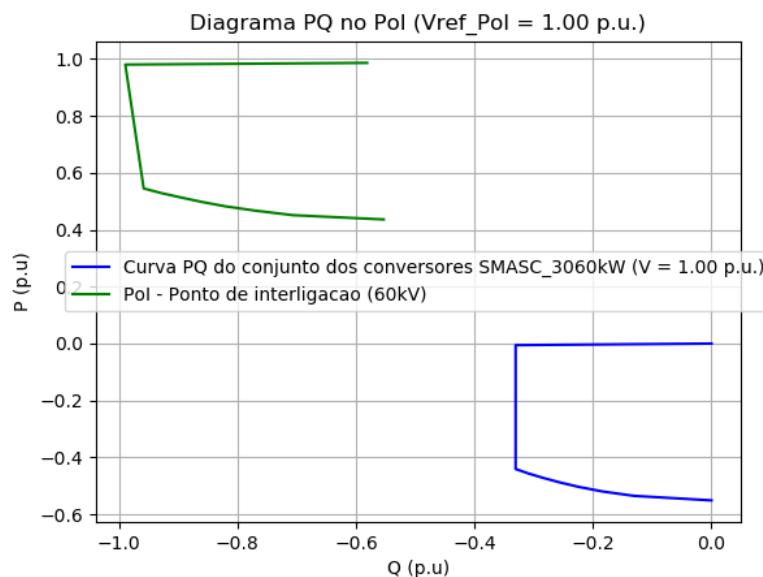


Figura 10. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no POI A

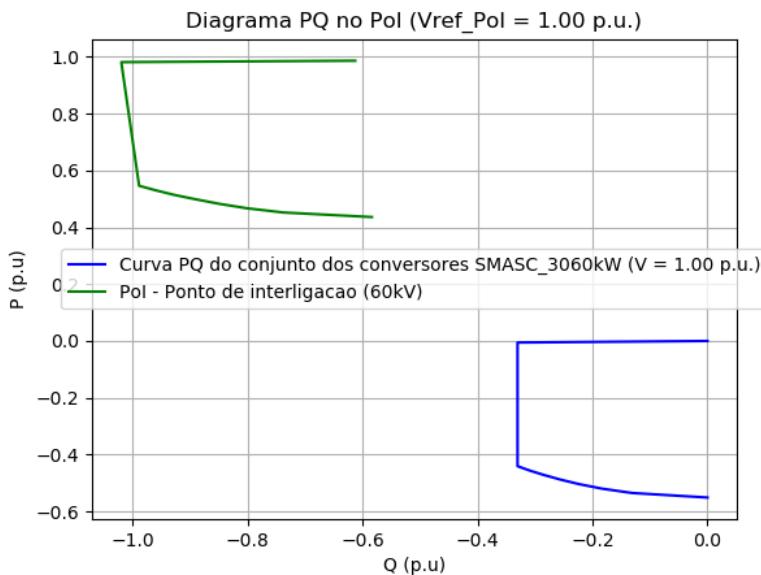


Figura 11. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI B

Os resultados permitem concluir que no cenário em que os conversores solares operam em situações limite de máxima potência ativa e máxima importação de potência reativa, os conversores dos SAE são capazes de conferir no POI uma gama alargada de importação de potência reativa.

É igualmente possível concluir que a mudança da tomada do transformador impede a diminuição dos níveis de tensão abaixo de 0.9 p.u. na rede interna da CSFH, sem conduzir à necessidade de ajuste da curva PQ dos conversores de acoplamento dos SAE.

### 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 (10 MW por sub-rede) equivalendo à injeção de 3.3 MW de potência ativa por parte de cada conversor solar. Os conversores solares são considerados a operar na máxima exportação de potência reativa, correspondente a 1.46 Mvar (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 dos SAE em toda a gama de potência ativa dos conversores e explorando o impacto da exportação de potência reativa por parte dos mesmos. Desta forma, os resultados apresentados para o cenário B.2 contemplam apenas os pontos de operação referentes à exportação de reativa por parte dos conversores de acoplamento dos SAE.

A Tabela 14 e a Tabela 15 apresentam os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação B.2, para as sub-redes A e B da CSFH, respetivamente. A

Figura 12 e a Figura 13 apresentam as curvas PQ do conjunto dos conversores em cada sub-rede e no ponto de ligação à rede.

De modo a garantir que não são registadas violações dos limites de tensão de [0.9; 1.1] p.u. em nenhum ponto da rede interna da CSFH, foi considerada a possibilidade de ajustar, por limitação, os pontos de operação definidos para os conversores dos SAE em relação à injeção de potência reativa. Deste modo, a Tabela 14 e a Tabela 15 incluem as referências de potência reativa ajustadas ( $Q_o^{ajust}$ ) e a Figura 12 e Figura 13 a curva PQ ajustada dos conversores (a azul tracejado).

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores ( $P_0$  e  $Q_0$ ) correspondem ao conjunto de conversores de acoplamento dos SAE em operação no cenário B.2 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para cada sub-rede da CSFH, 10 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação de cada sub-rede da CSFH ( $P_{PL}$  e  $Q_{PL}$ ), são apresentados em p.u. na mesma base.

Tabela 14. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI A

$P_0$	$Q_0$	$Q_o^{ajust}$	$P_{PL}$	$Q_{PL}$
0.000	0.000	0.000	0.986	0.306
-0.005	0.330	0.314	0.981	0.591
-0.440	0.330	0.314	0.546	0.631
-0.456	0.308	0.308	0.530	0.626
-0.472	0.284	0.284	0.515	0.605
-0.488	0.256	0.256	0.499	0.580
-0.504	0.223	0.223	0.483	0.552
-0.519	0.184	0.184	0.467	0.516
-0.535	0.131	0.131	0.452	0.467
-0.551	0.000	0.000	0.436	0.343

Tabela 15. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI B

$P_0$	$Q_0$	$Q_o^{ajust}$	$P_{PL}$	$Q_{PL}$
0.000	0.000	0.000	0.986	0.274
-0.005	0.330	0.314	0.981	0.559
-0.440	0.330	0.314	0.546	0.599
-0.456	0.308	0.308	0.530	0.594
-0.472	0.284	0.284	0.515	0.573
-0.488	0.256	0.256	0.499	0.548
-0.504	0.223	0.223	0.483	0.520
-0.519	0.184	0.184	0.467	0.484
-0.535	0.131	0.131	0.452	0.435
-0.551	0.000	0.000	0.436	0.311

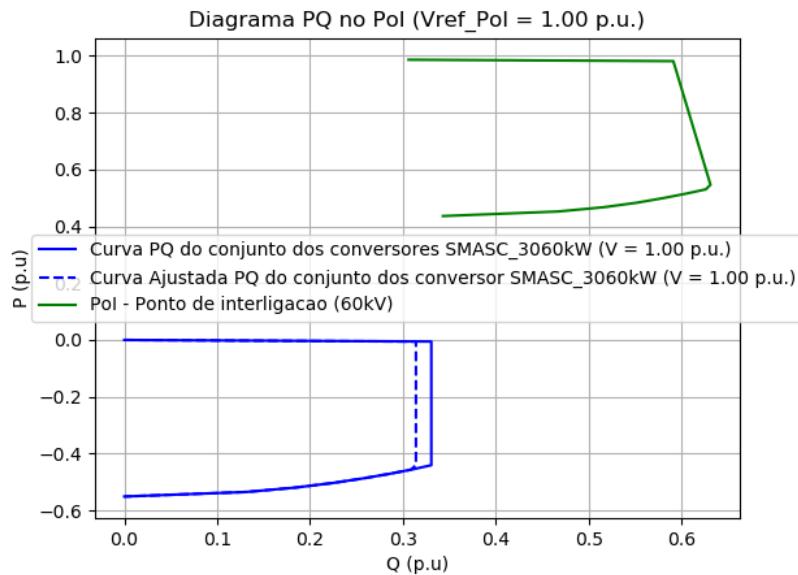


Figura 12. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI A

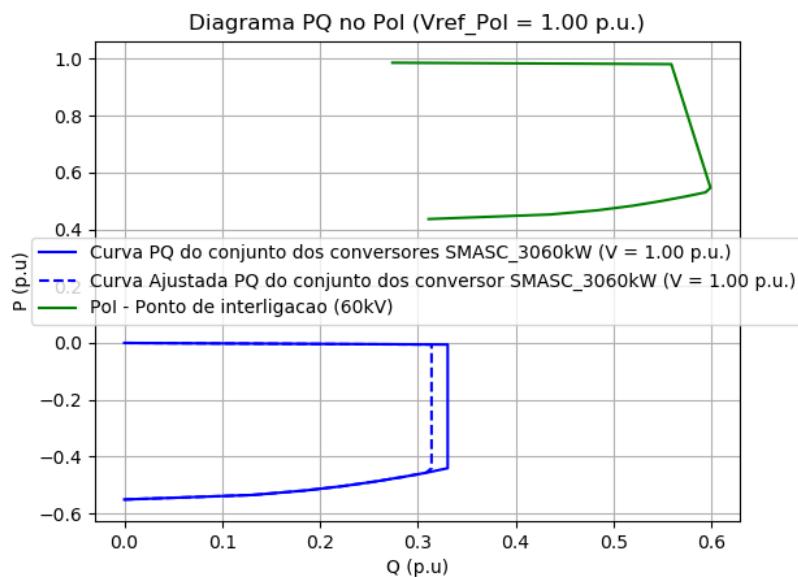


Figura 13. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI B

Os resultados permitem concluir que no cenário em que os conversores solares operam em situações limite de máxima potência ativa e máxima exportação de potência reativa, os conversores dos SAE são capazes de conferir no POI uma gama alargada de exportação de potência reativa.

Para garantir que não se registam violações de tensão em nenhum ponto da rede interna da CSFH, a curva PQ dos conversores foi ajustada com a limitação da gama de importação de potência reativa, sem impacto significativo na gama de potência reativa disponível no POI.

## 4 Análise em Regime Dinâmico

Na presente secção são apresentados os resultados da análise do comportamento dinâmico do sistema eletroprodutor da ilha de S. Miguel e da capacidade de resposta da CSFH da Lagoa 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 e da frequência do centro de inércia do sistema, bem como a potência e corrente ativas e reativas injetadas pela central no ponto de ligação à rede (POI).

### 4.1 Cenários de operação

Para a realização dos estudos em regime dinâmico, em que se pretendeu avaliar o impacto da integração da CSFH da Lagoa, no sistema eletroprodutor da ilha de S. Miguel, 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 de Outono fornecidos pela Eletrociadade dos Açores, S. A. (EDA) e um ligeiro aumento de carga. Considerou-se ainda o reforço de potência das centrais geotérmicas em curso. Assim, foram definidos os seguintes cenários:

- Cenário 1 – Considera-se uma carga de 70 MW num horário de produção solar máxima, num dia típico de semana, estando a CSFH da Lagoa a injetar a sua potência máxima (20 MW), sendo esta potência injetada proveniente apenas da componente solar (SAE com  $P_g = 0$  MW). Para além disso, considera-se que as centrais geotérmicas estão a operar à capacidade máxima e a produção eólica é nula.
- Cenário 2 – Considera-se um período de ponta com pouca produção solar de um dia da semana típico (carga de 70 MW). A CSFH da Lagoa está a injetar cerca de 14 MW, sendo que 10 MW são derivados dos SAE. Considera-se ainda que a geotermia está a operar à capacidade máxima e a produção eólica é também máxima.
- Cenário 3 – Considera-se um cenário de consumo de um dia de domingo típico num horário de produção solar máxima (carga de 55 MW). A CSFH de Lagoa está a injetar 8 MW na rede, em que os conversores fotovoltaicos estão a produzir 18 MW e os SAE estão a consumir 10 MW (baterias em carregamento). Para além disso, considera-se que as centrais geotérmicas estão a operar à capacidade máxima e a produção eólica é nula.

- Cenário 4 – Considera-se um período noturno de um dia de domingo típico (carga 55 MW), onde a produção solar é nula. Neste cenário, a CSFH de Lagoa encontra-se a injetar 10 MW na rede, produção essa proveniente apenas dos SAE. Para além disso, considera-se que as centrais geotérmicas estão a operar à capacidade máxima e a produção eólica é nula.
- Cenário 5 – Considera-se um período de cheia, num dia típico de semana e em que a produção solar é máxima (carga de 66 MW). A CSFH da Lagoa encontra-se a injetar a sua potência máxima (20 MW), sendo esta potência injetada apenas proveniente dos conversores solares (SAE com  $P_g = 0$  MW). Neste cenário, considera-se que a Central Geotérmica da Ribeira Grande está em manutenção e a de Pico Vermelho a operar à capacidade máxima. Considera-se ainda que a produção eólica é máxima.

Os cenários definidos para este estudo contemplam a integração da CSFH de Lagoa de 20 MW, a integração da central de valorização de resíduos sólidos urbanos, a instalação adicional de um agregado de 4 MW de produção solar fotovoltaica que (exclui a CSFH de Lagoa) e os investimentos em curso das centrais geotérmicas que irão permitir uma capacidade instalada total de 34 MW. Considera-se ainda que o sistema de reserva rápida (central de baterias) para regulação de potência ativa/frequência está operacional (modo *grid-following*, pior cenário), 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. A utilização do sistema de reserva rápida permite viabilizar igualmente a operação com um único grupo térmico (pequeno) na Central Térmica do Caldeirão (CTCL) e com regime de carga próximo do mínimo técnico.

Os diagramas de carga típicos de Outono, fornecidos pela EDA, assim como os pontos do diagrama selecionados (considerando um ligeiro aumento de carga) para a definição dos cenários são apresentados na Figura 14.

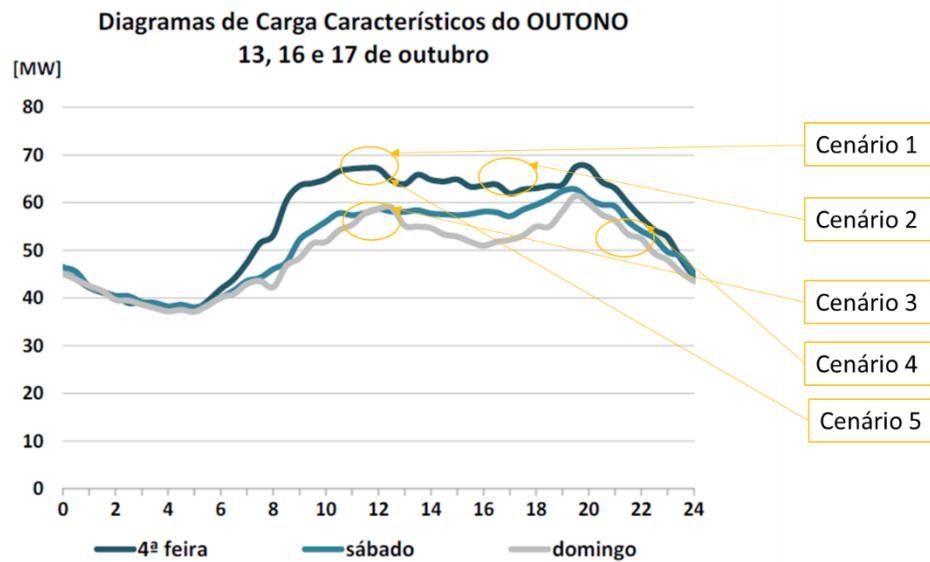


Figura 14. Diagrama de cargas típico de Outono fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).

O despacho da geração pelas diversas tecnologias de produção de energia e geradores disponíveis na rede elétrica da ilha de São Miguel, para os cenários de estudo considerados, é apresentada na Tabela 16.

Tabela 16. Definição dos cenários de operação.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
Central Térmica do Caldeirão (CTCL)	4 MW	4 MW	4 MW	4 MW	4 MW
Central Geotérmica do Pico Vermelho (CGPV)	21 MW	21 MW	21 MW	21 MW	21 MW
Central Geotérmica da Ribeira Grande (CGRG)	13 MW	13 MW	13 MW	13 MW	0 MW (em manutenção)
Central Valorização Energética – RSU e Biogás (CVRSU)	5 MW	5 MW	4 MW	4 MW	5 MW
Geração Mini-Hídrica Total	3 MW	3 MW	3 MW	3 MW	3 MW
Agregado CSF	4 MW	1MW	2 MW	0 MW	4 MW
CSFH (PV/SAE)	20 (20/0) MW	14 (4/10) MW	8 (18/-10) MW	10 (0/10) MW	20 (20/0) MW
Parque Eólico dos Graminhais	0 MW	9 MW	0 MW	0 MW	9 MW
Sistema de Reserva Rápida (BESS)	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW

Carga Total	70 MW	70 MW	55 MW	55 MW	66 MW
-------------	-------	-------	-------	-------	-------

## 4.2 Análise da Capacidade de Sobrevida a Cavas de Tensão

De forma a avaliar a capacidade de sobrevida a cavas de tensão da CSFH da Lagoa, foi simulado um curto-círcuito trifásico simétrico localizado na linha aérea Caldeirão-Foros (ligação de 60 kV entre as subestações do Caldeirão (SECL) e de Foros (SEFO) – ver Figura 70 do Apêndice) e subsequente isolamento do defeito por saída de serviço da referida linha 100 ms após o início deste. 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 0 do tempo de simulação.

### 4.2.1 Resultados - Cenário 1

A Figura 15 e a Figura 16 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $FRTArGraNom$ , no cenário 1.

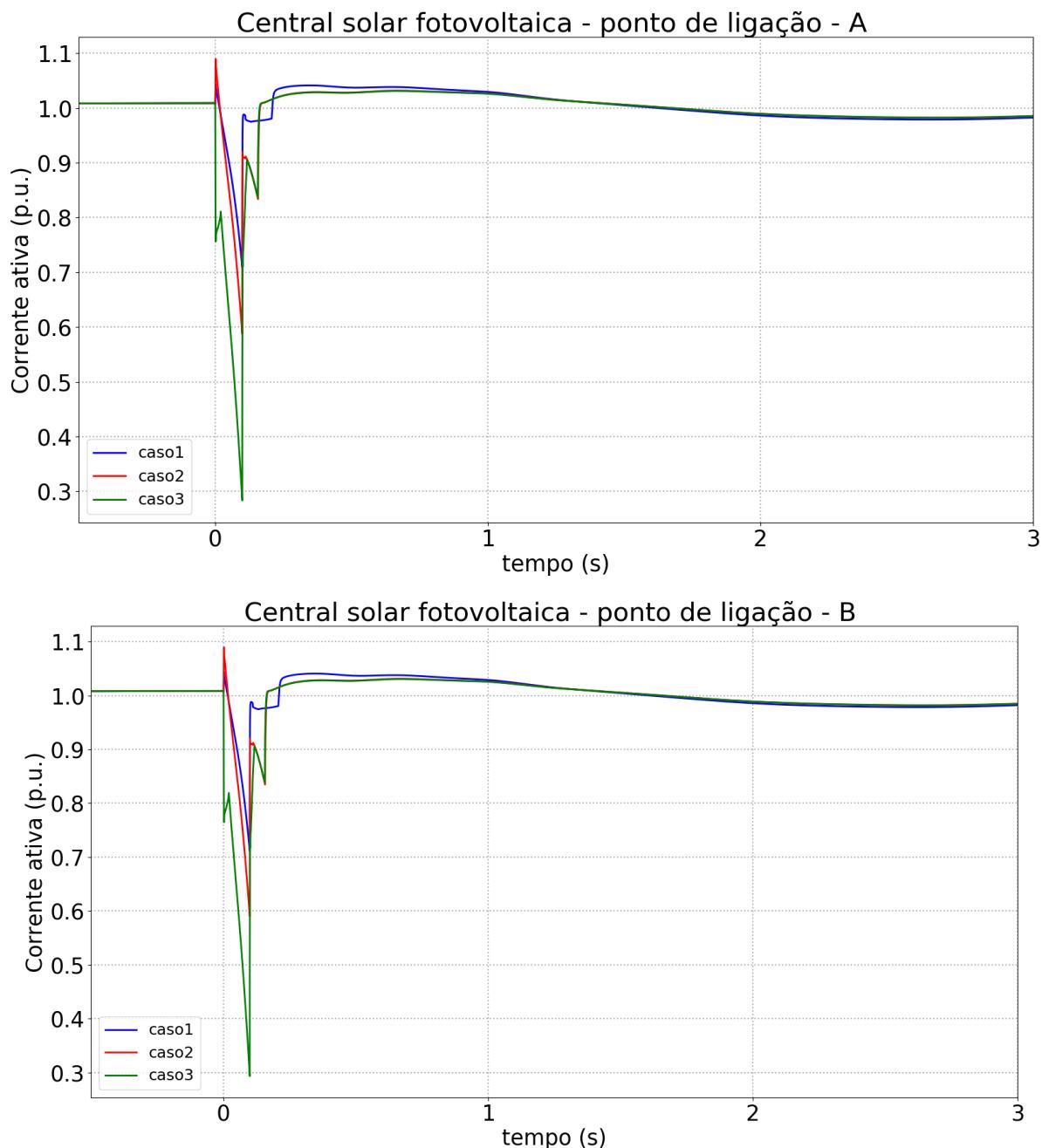


Figura 15. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 1.

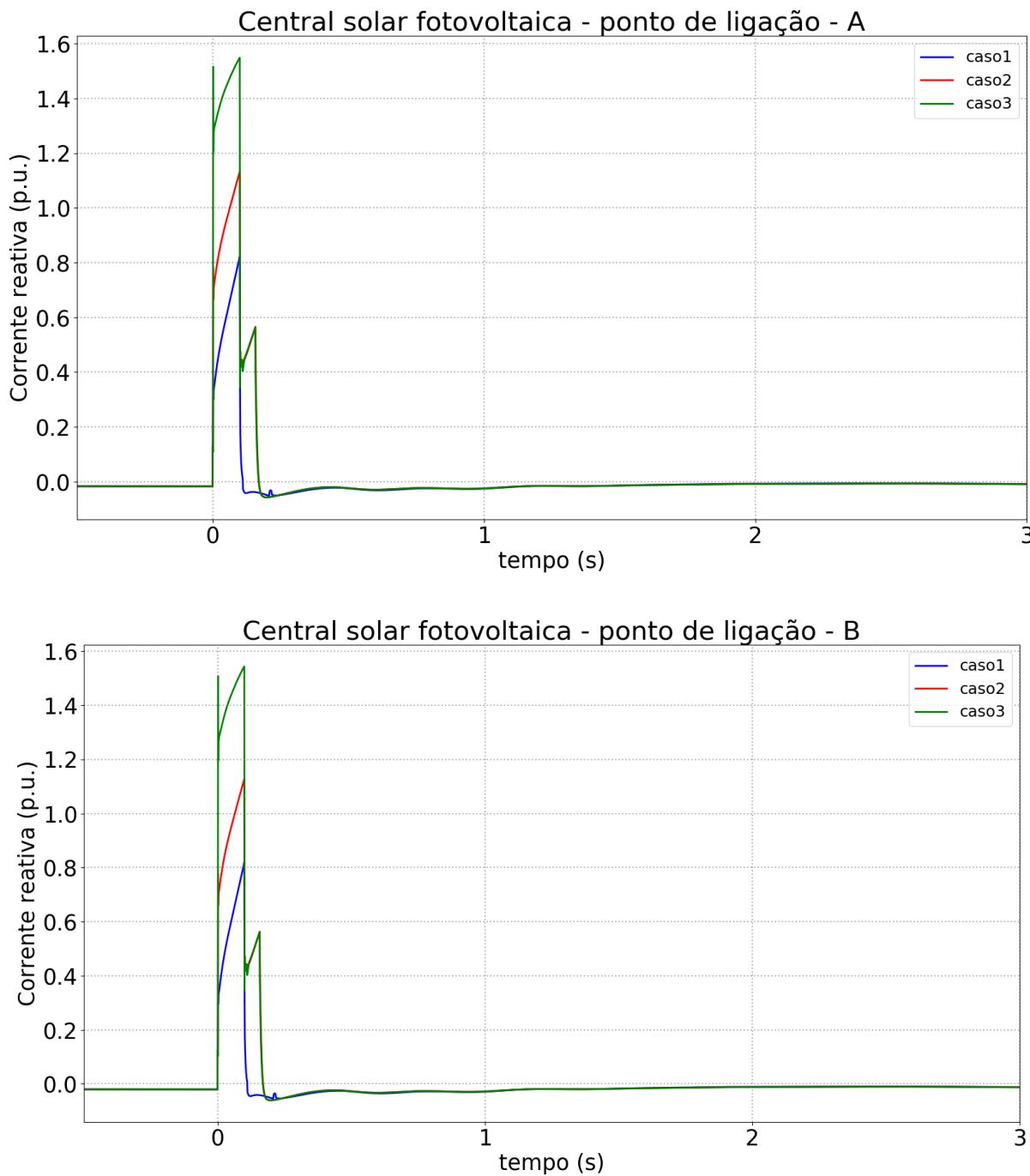


Figura 16. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 1.

A Figura 17 e a Figura 18 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, nos POI A e B para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 1.

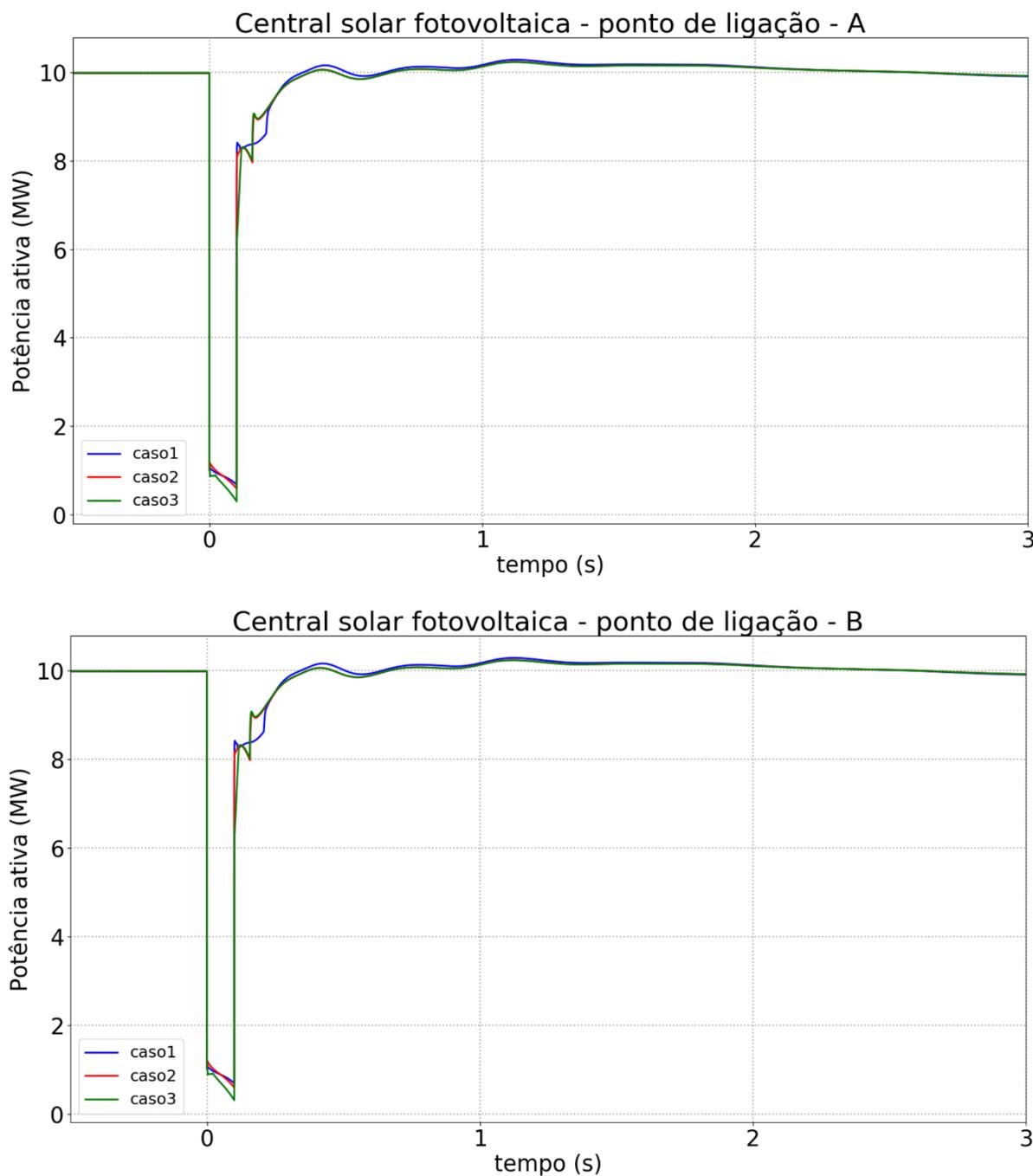


Figura 17. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 1.

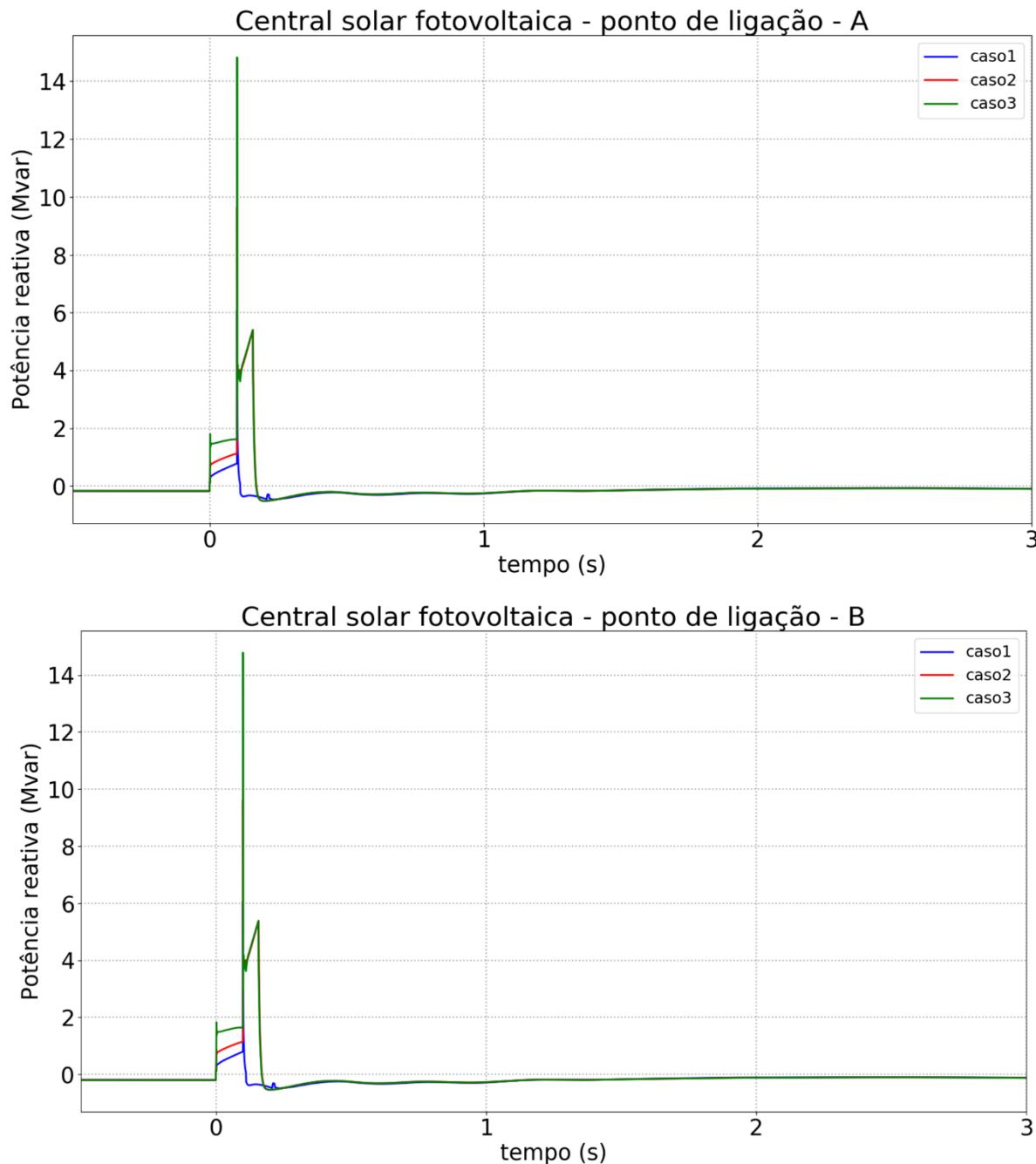


Figura 18. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 1

Da Figura 19 à Figura 21 são apresentados os resultados referentes à velocidade dos geradores síncronos em serviço (em Hz) e à frequência no centro de inércia do sistema, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 1. Nestas figuras, são também ilustradas ampliações na escala do tempo (referente ao intervalo de 0 a 3 segundos),

para melhor se observar o comportamento da velocidade dos geradores e frequência no centro de inércia durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

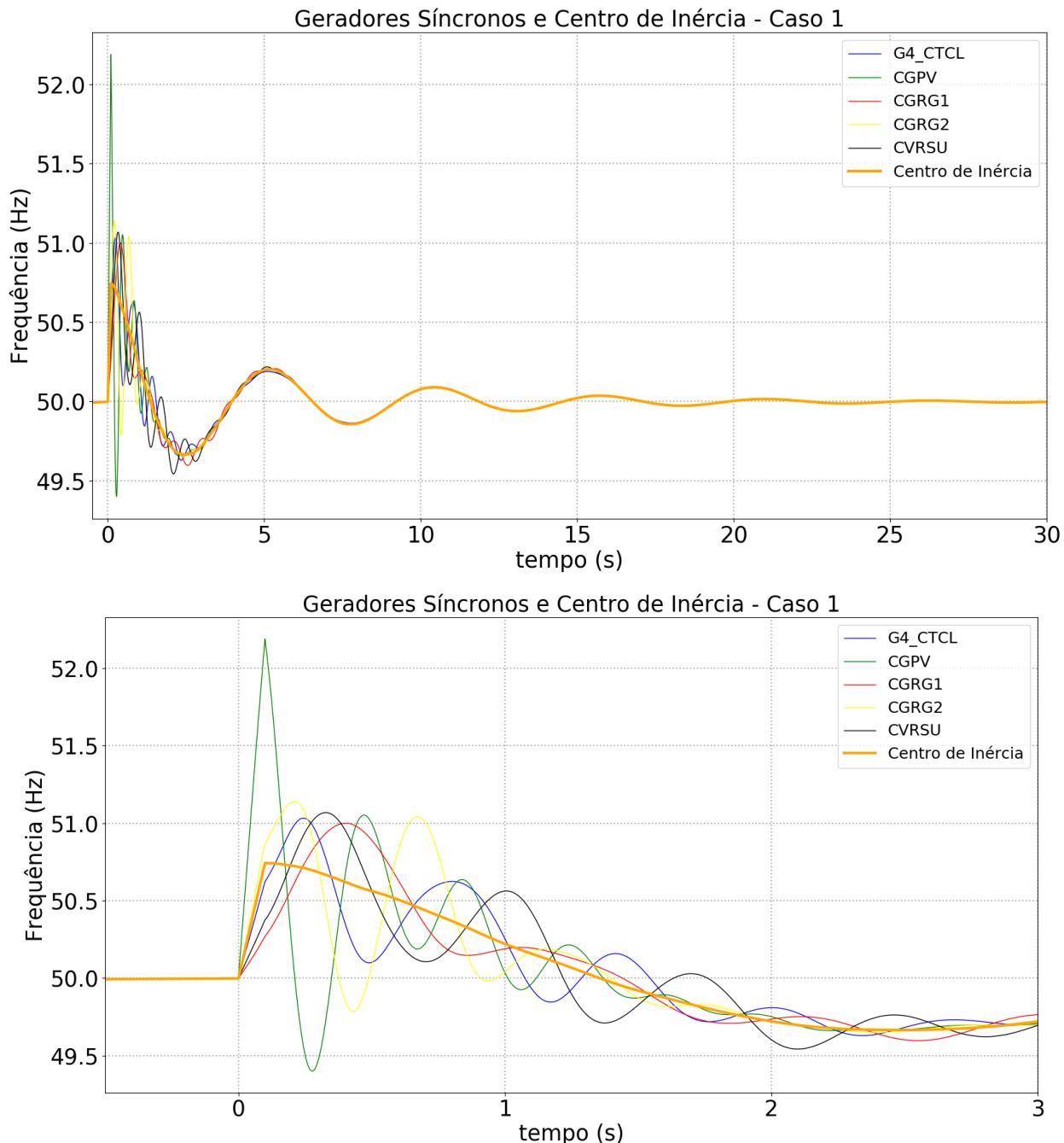


Figura 19. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, Cenário 1.

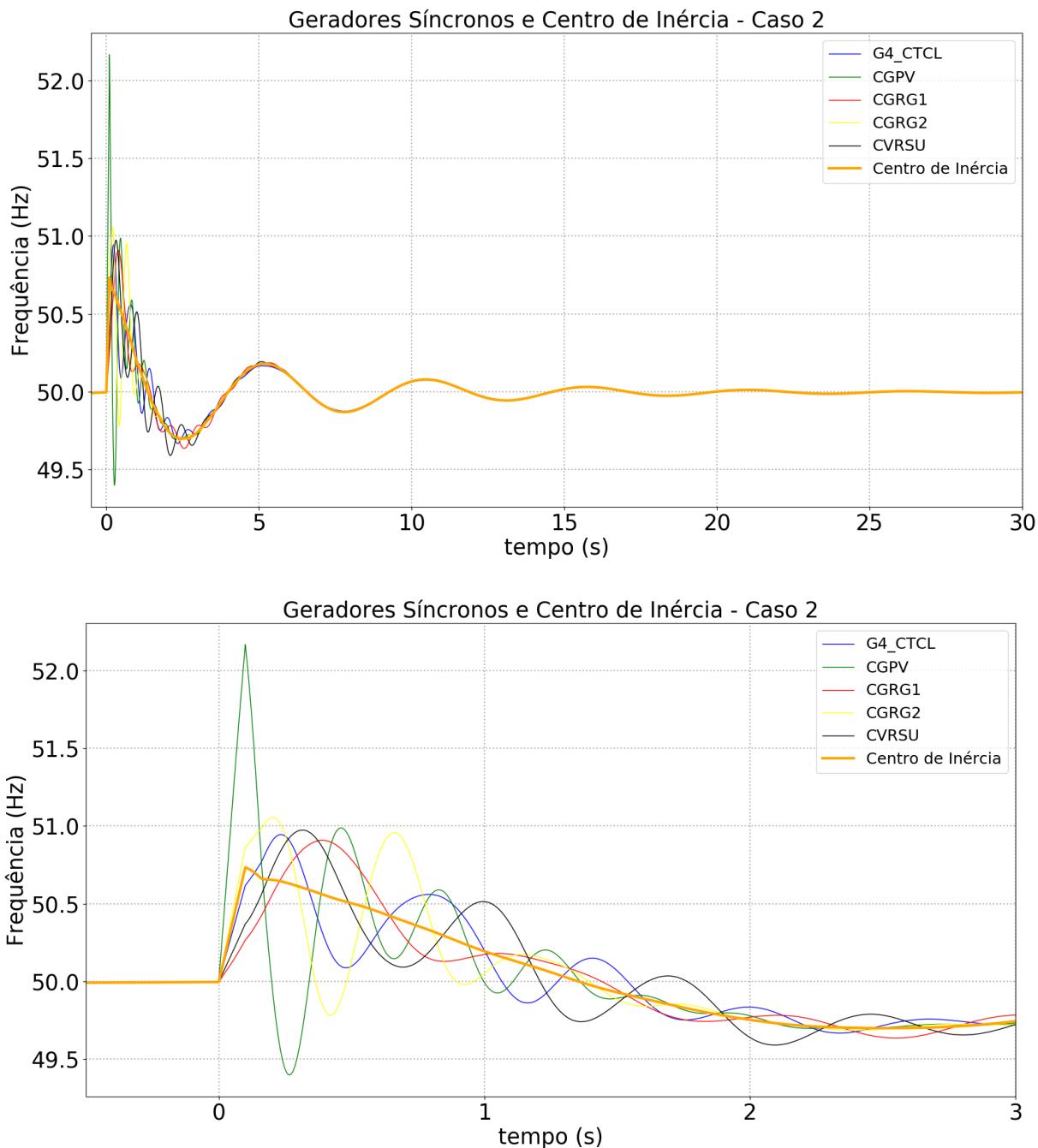


Figura 20. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, **Cenário 1**.

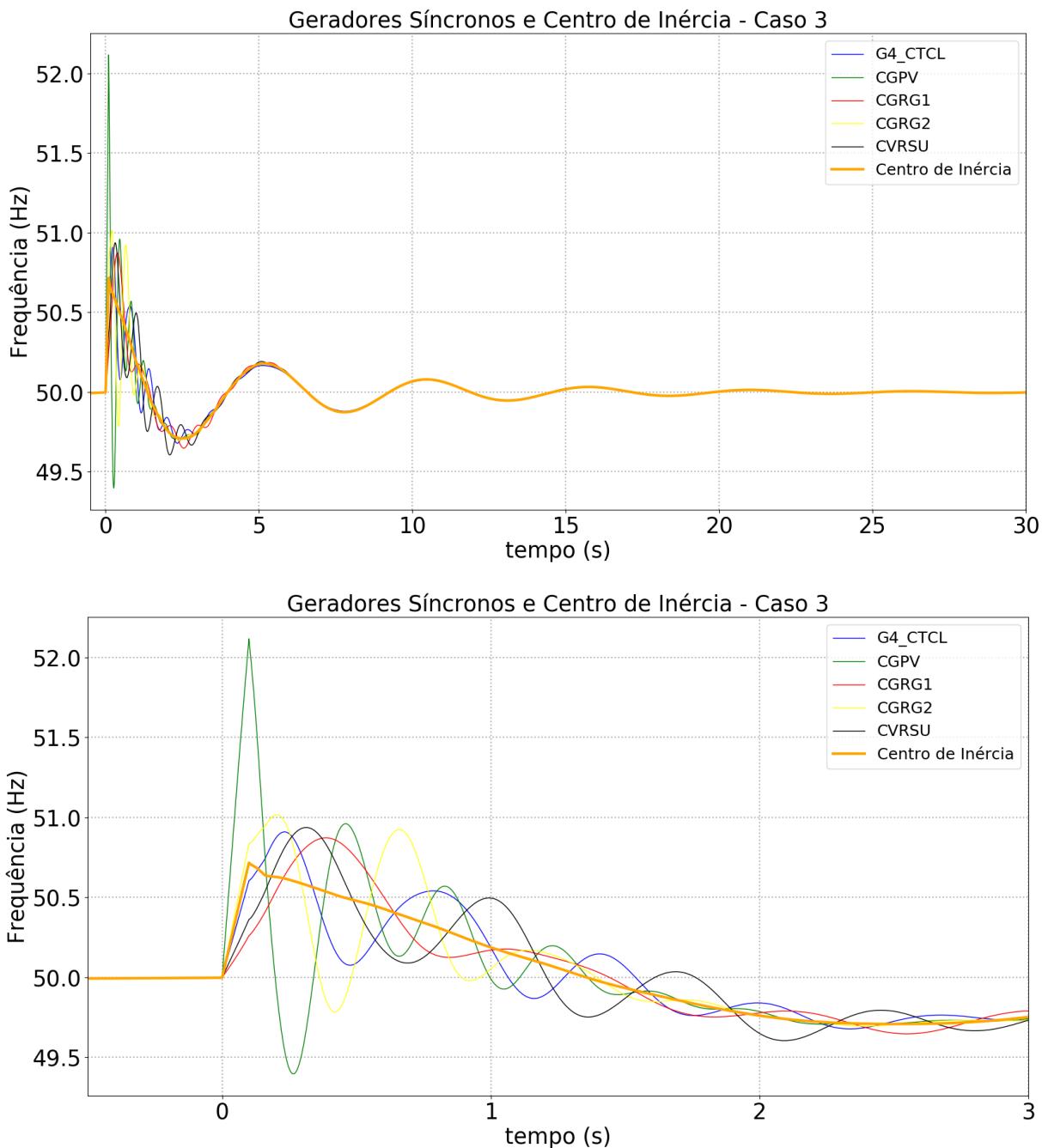


Figura 21. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s); Caso 3, **Cenário 1**.

Na Figura 22 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.

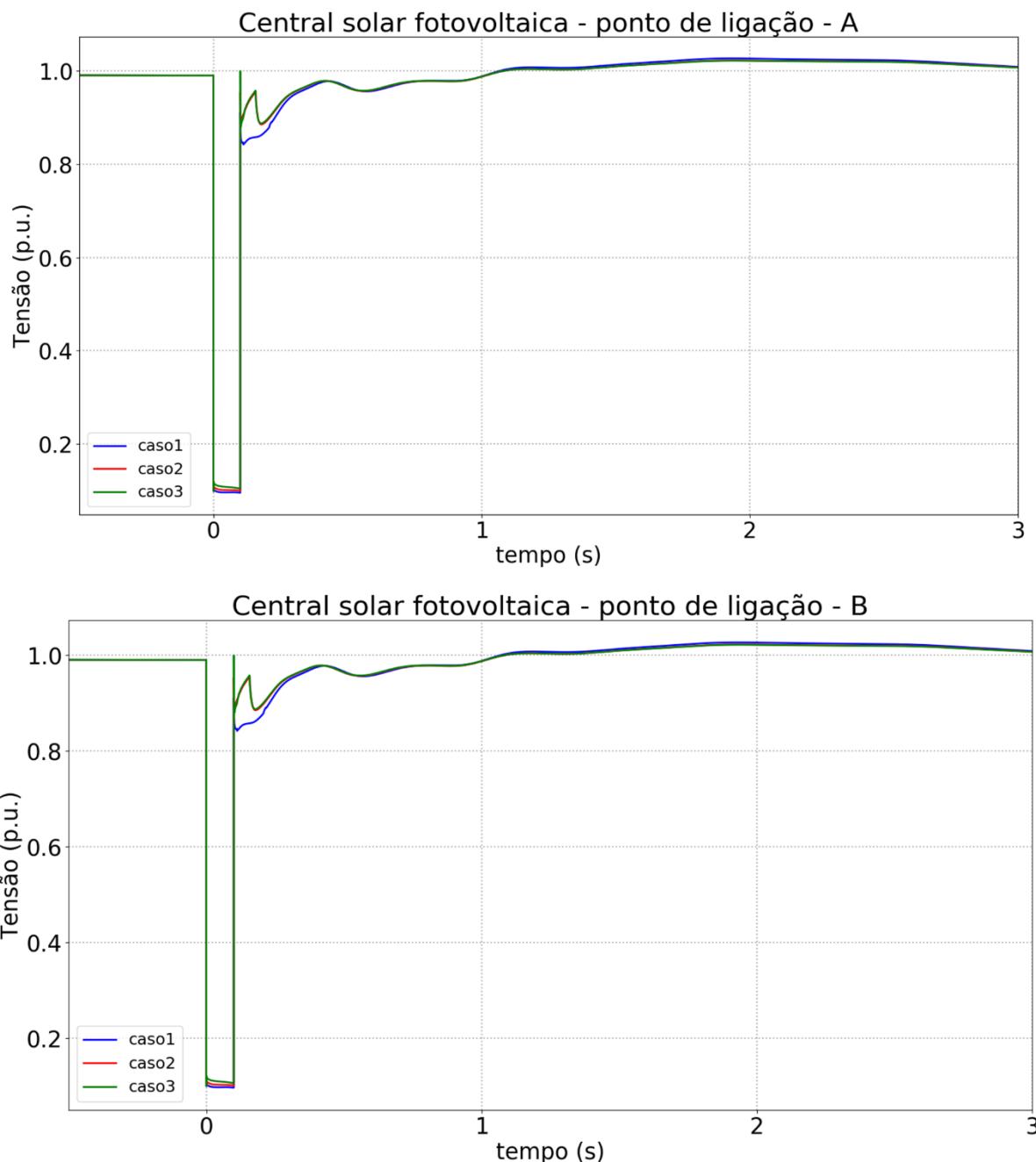


Figura 22. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 1.

#### 4.2.2 Resultados - Cenário 2

A Figura 23 e a Figura 24 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 2.

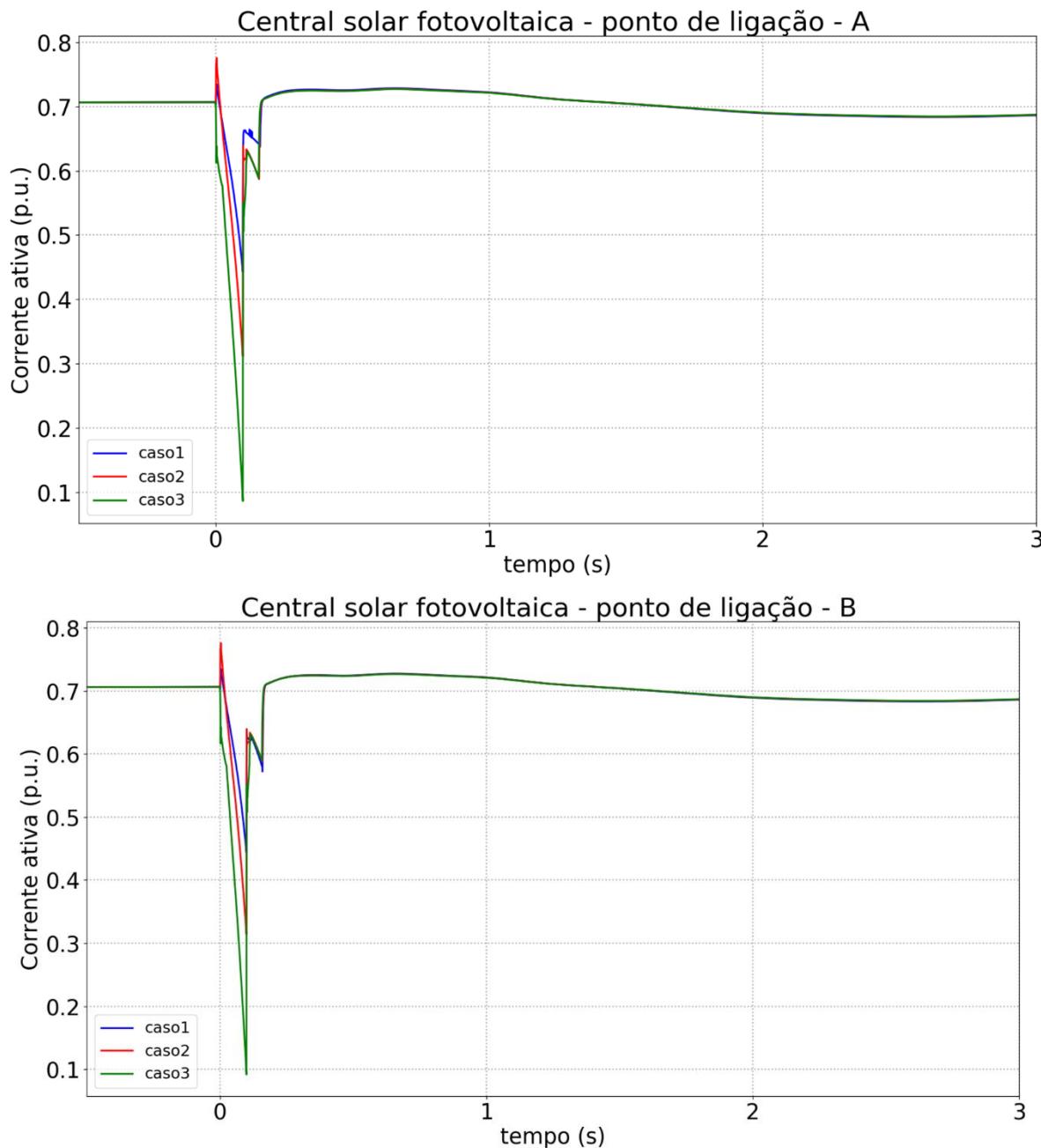


Figura 23. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 2.

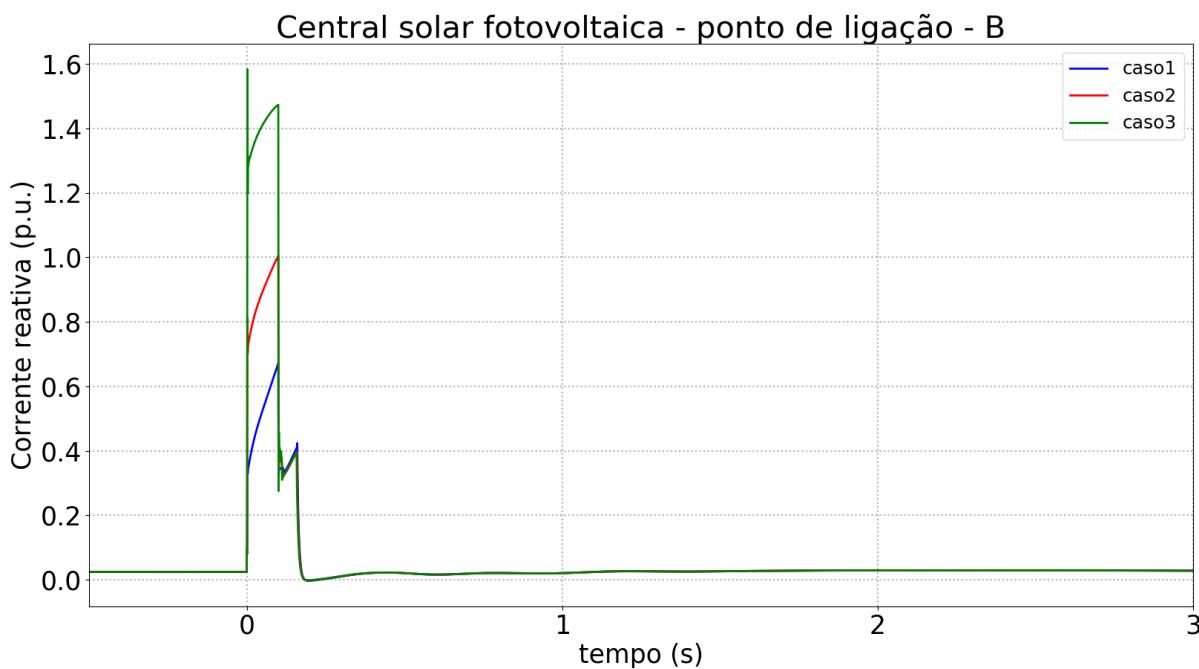
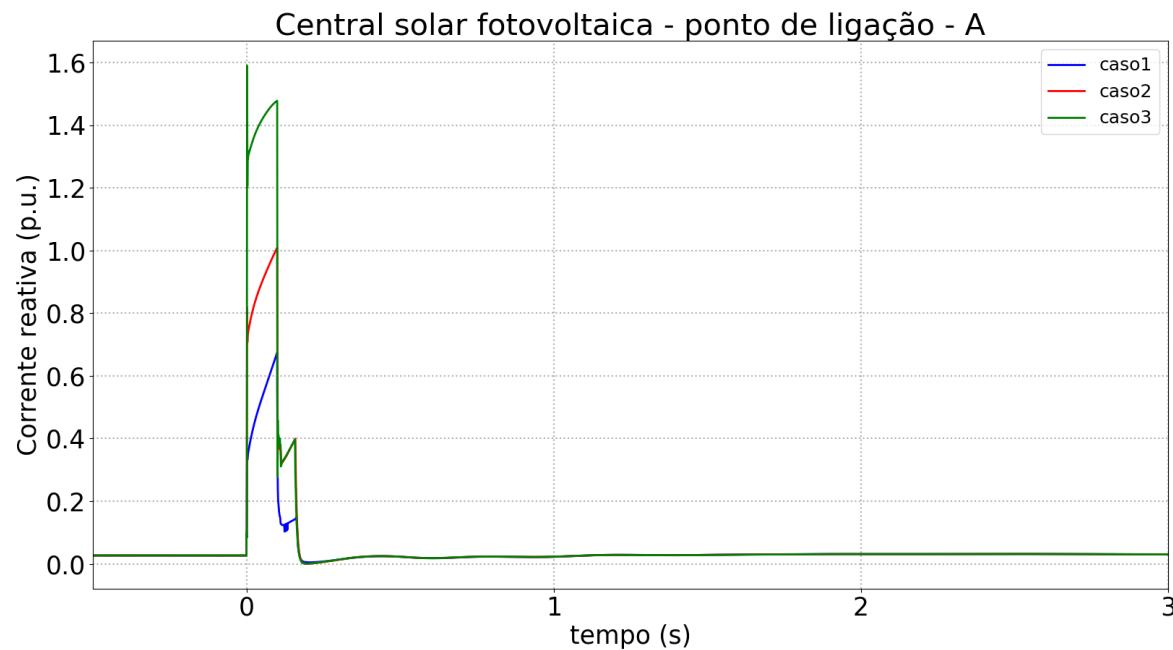
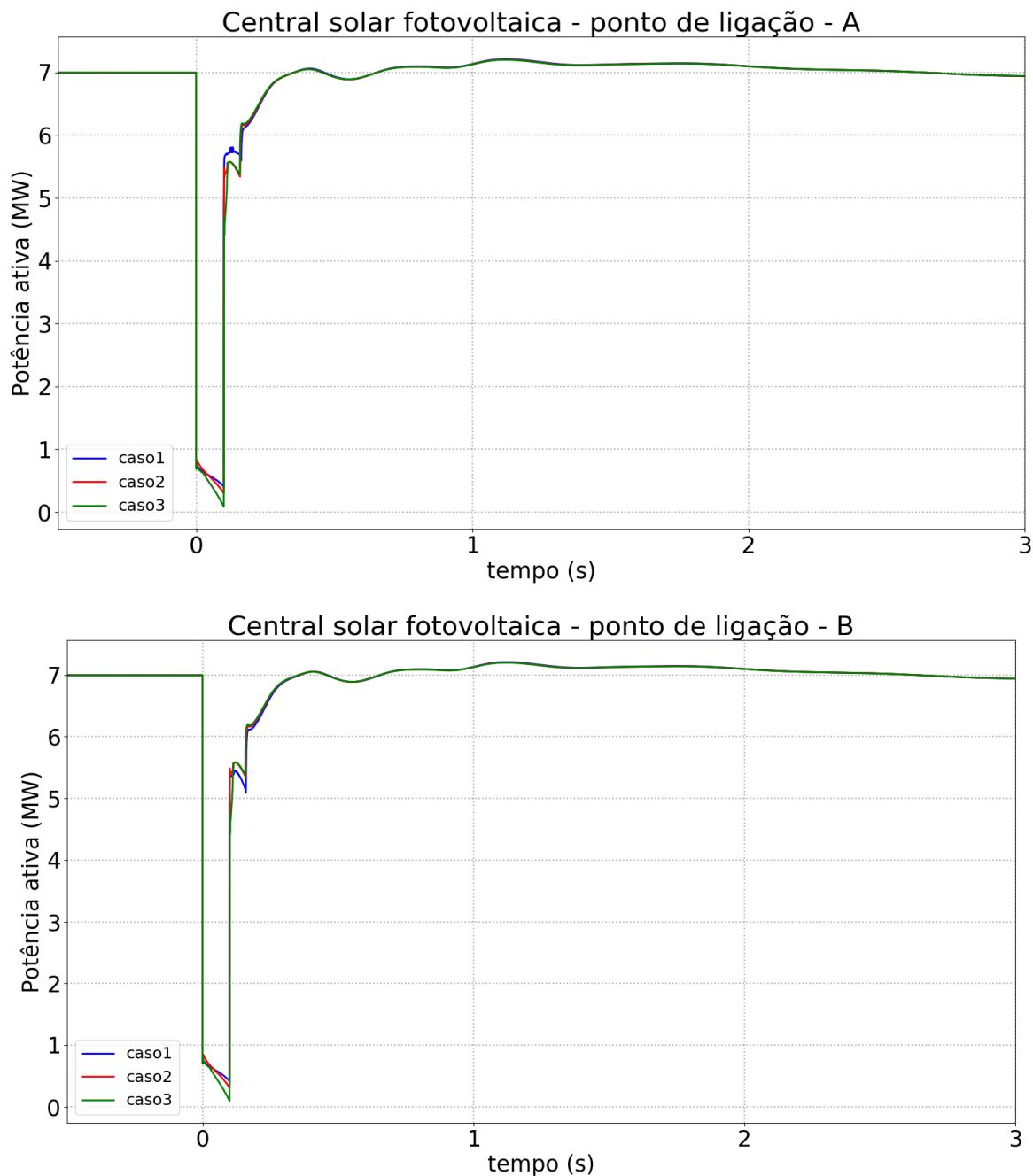


Figura 24. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 2.

A Figura 25 e a Figura 26 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, nos POI A e B para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 2.



*Figura 25. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 2.*

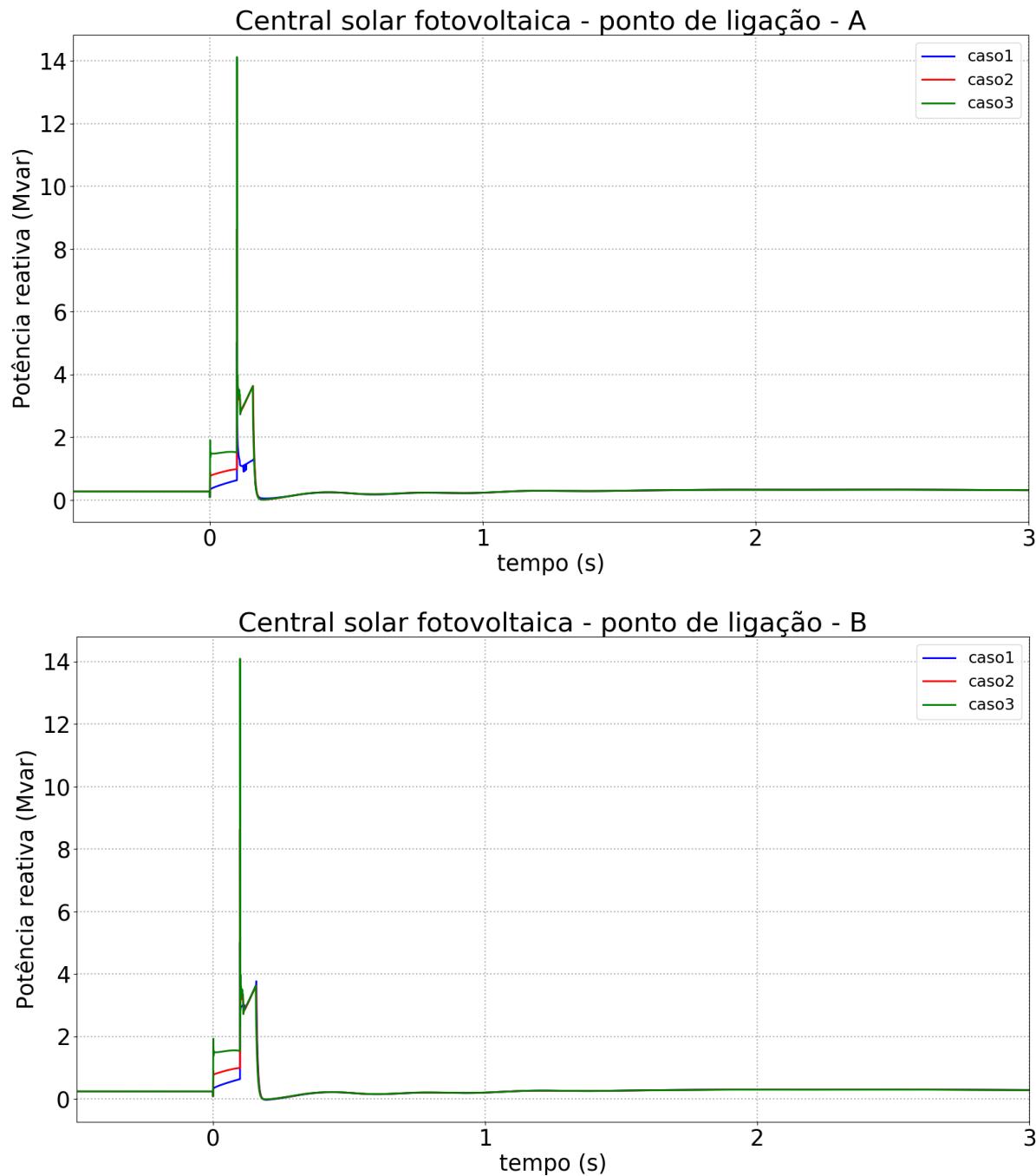


Figura 26. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 2.

Da Figura 27 à Figura 29 são apresentados os resultados referentes à velocidade dos geradores síncronos em serviço (em Hz) e à frequência no centro de inércia do sistema, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 2. Nestas figuras, são também ilustradas ampliações na escala do tempo (referente ao intervalo de 0 a 3 segundos),

para melhor se observar o comportamento da velocidade dos geradores e frequência no centro de inércia durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

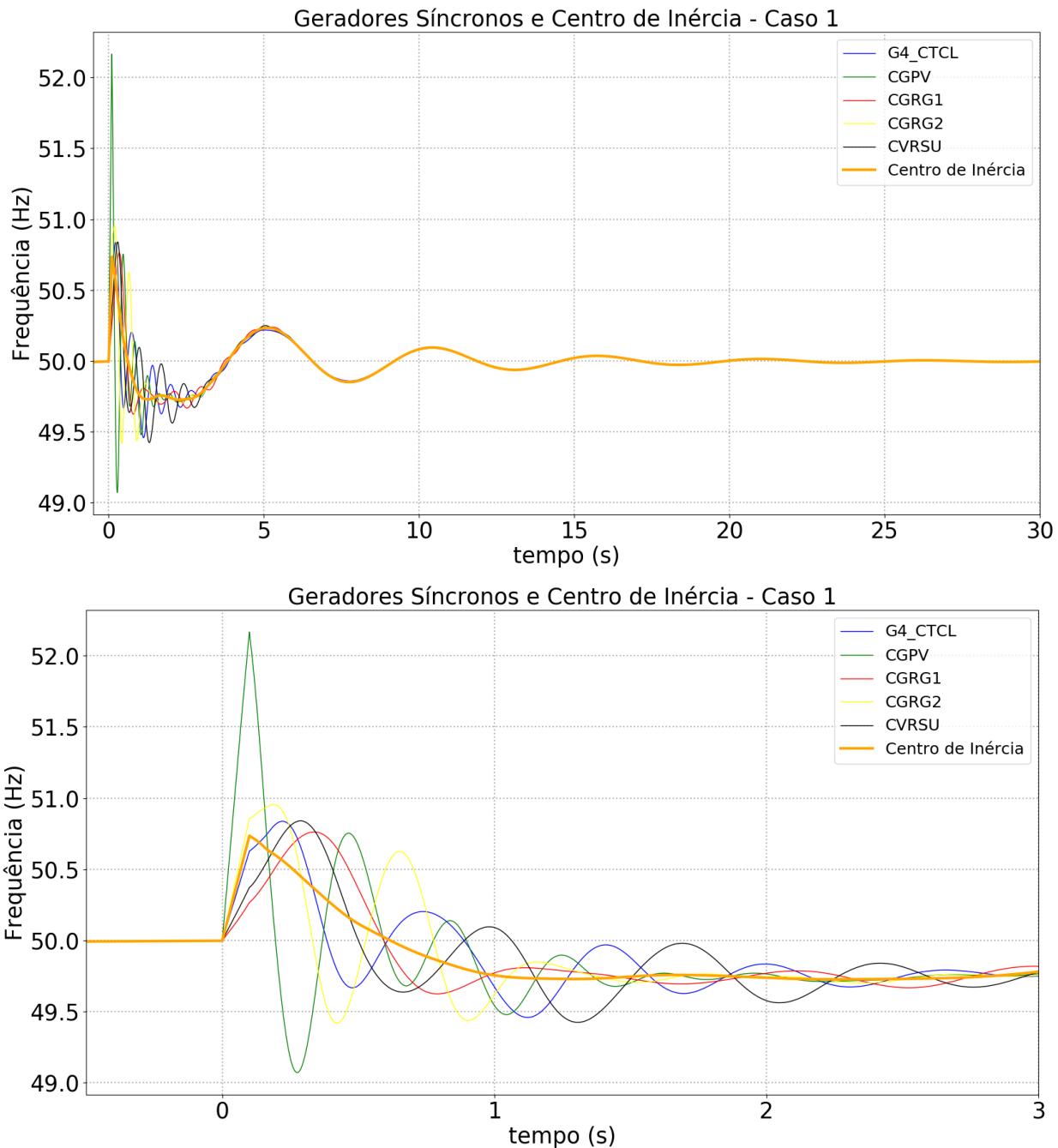


Figura 27. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, **Cenário 2**.

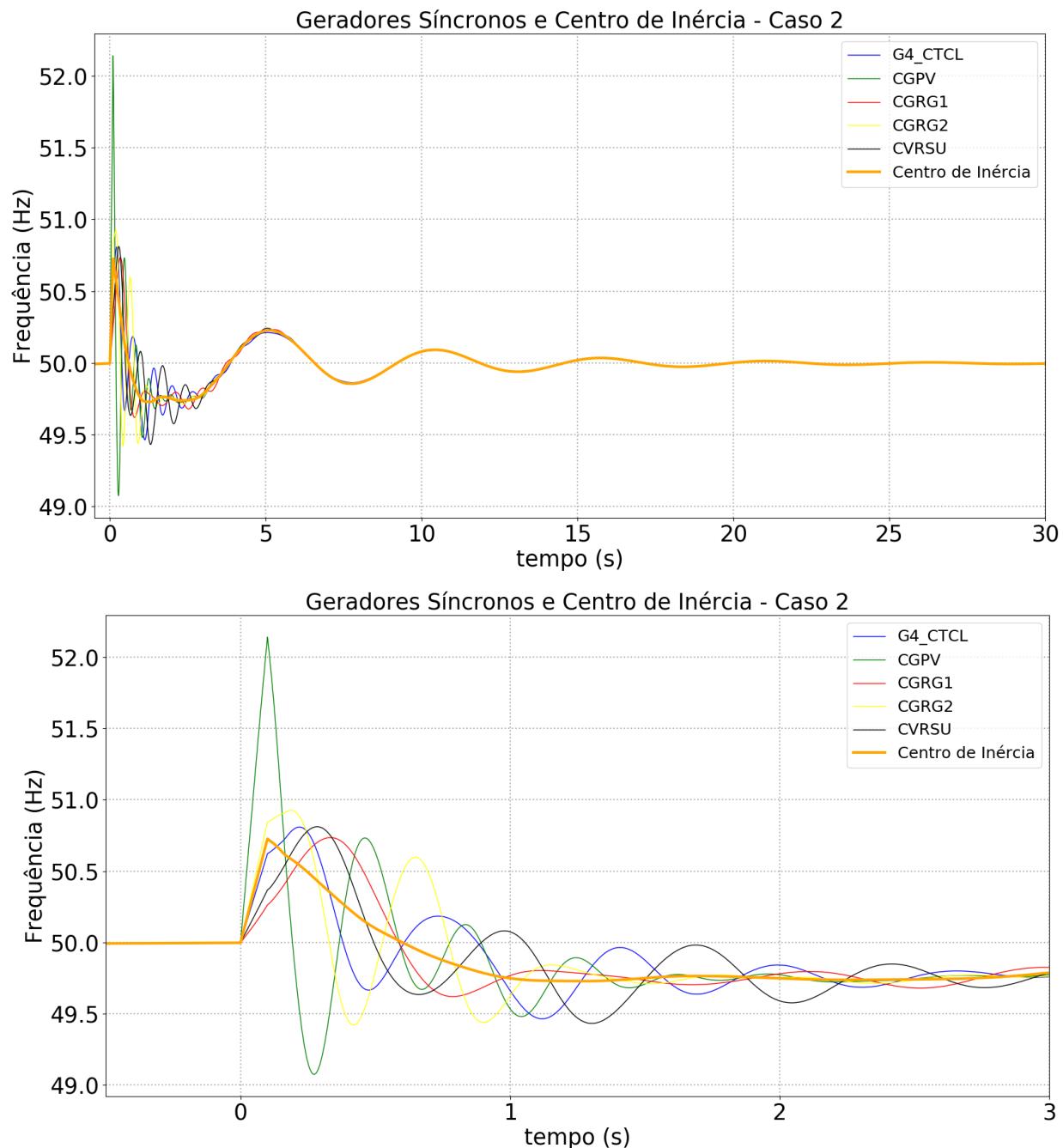


Figura 28. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s); Caso 2, **Cenário 2**.

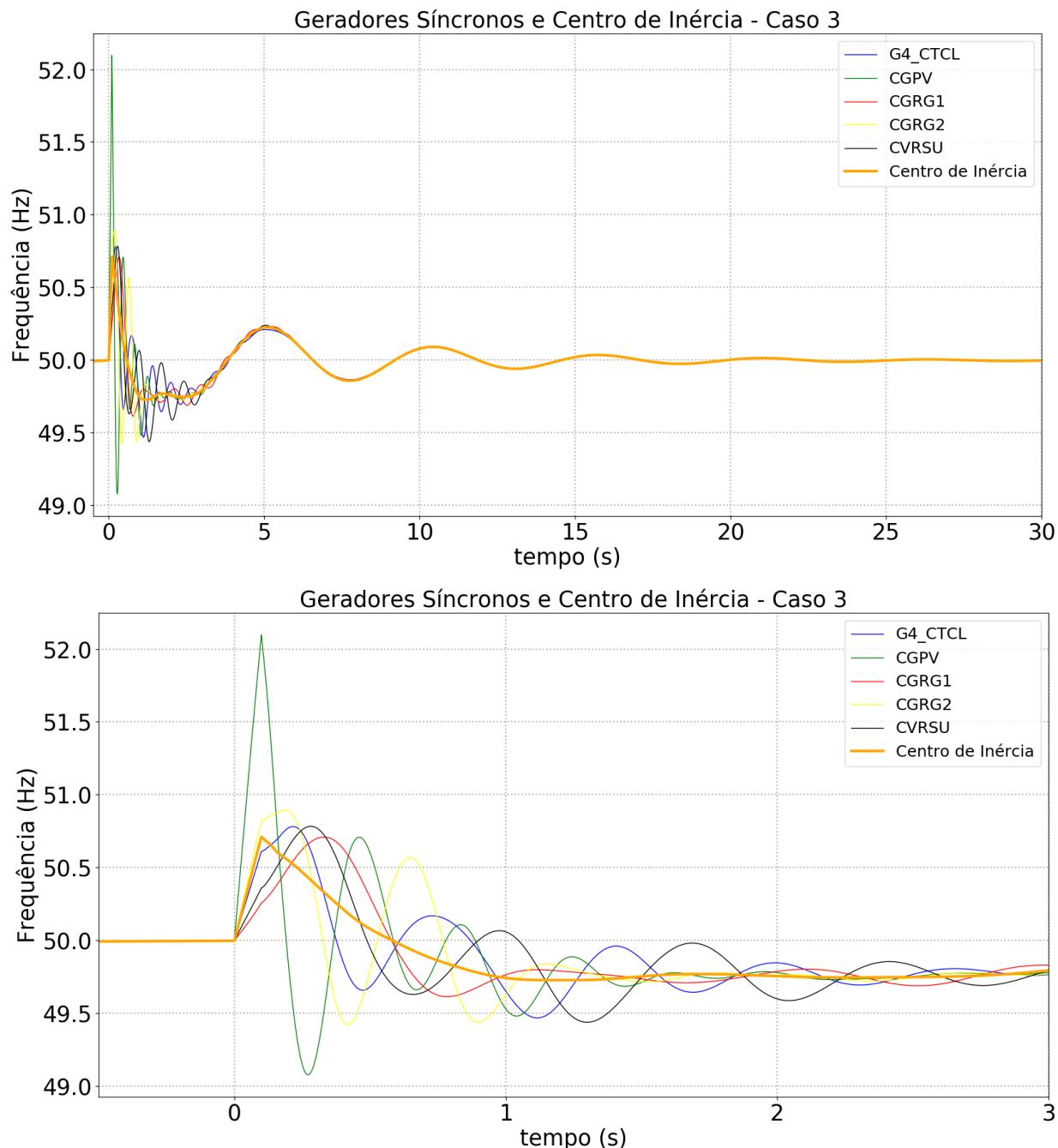


Figura 29. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s); Caso 3, **Cenário 2**.

Na Figura 30 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.

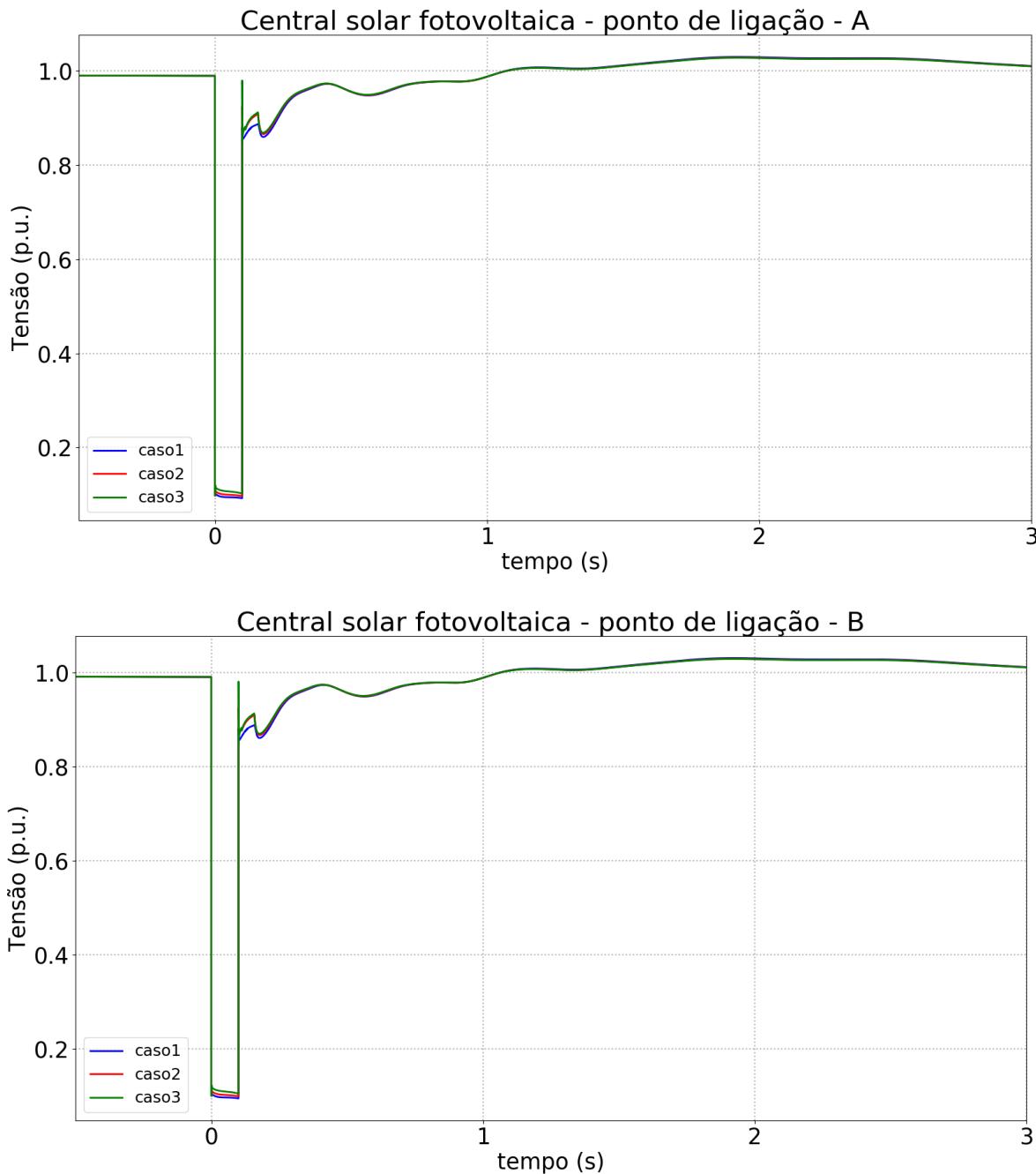


Figura 30. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 2.

#### 4.2.3 Resultados - Cenário 3

A Figura 31 e a Figura 32 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 3.

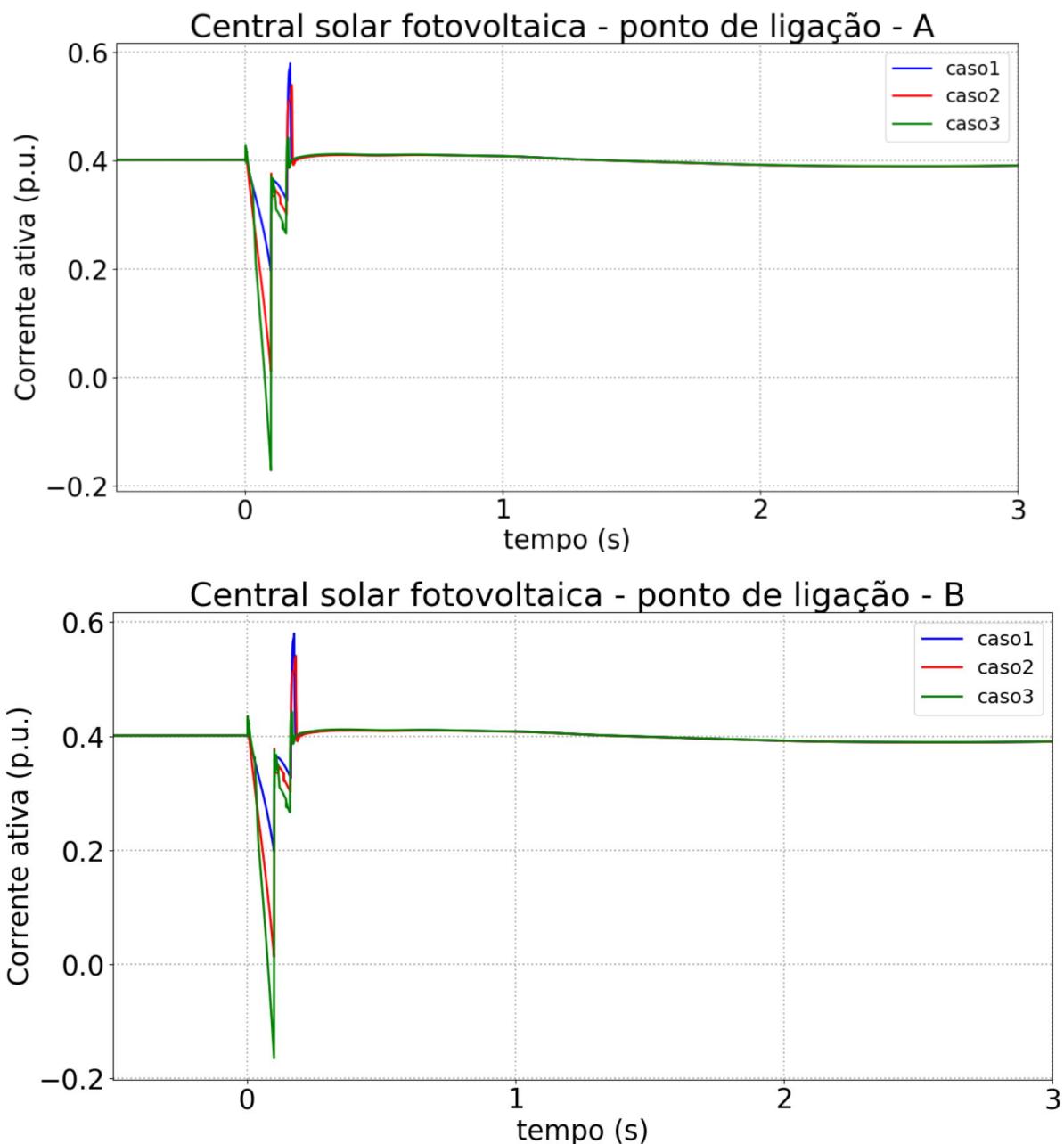


Figura 31. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 3.

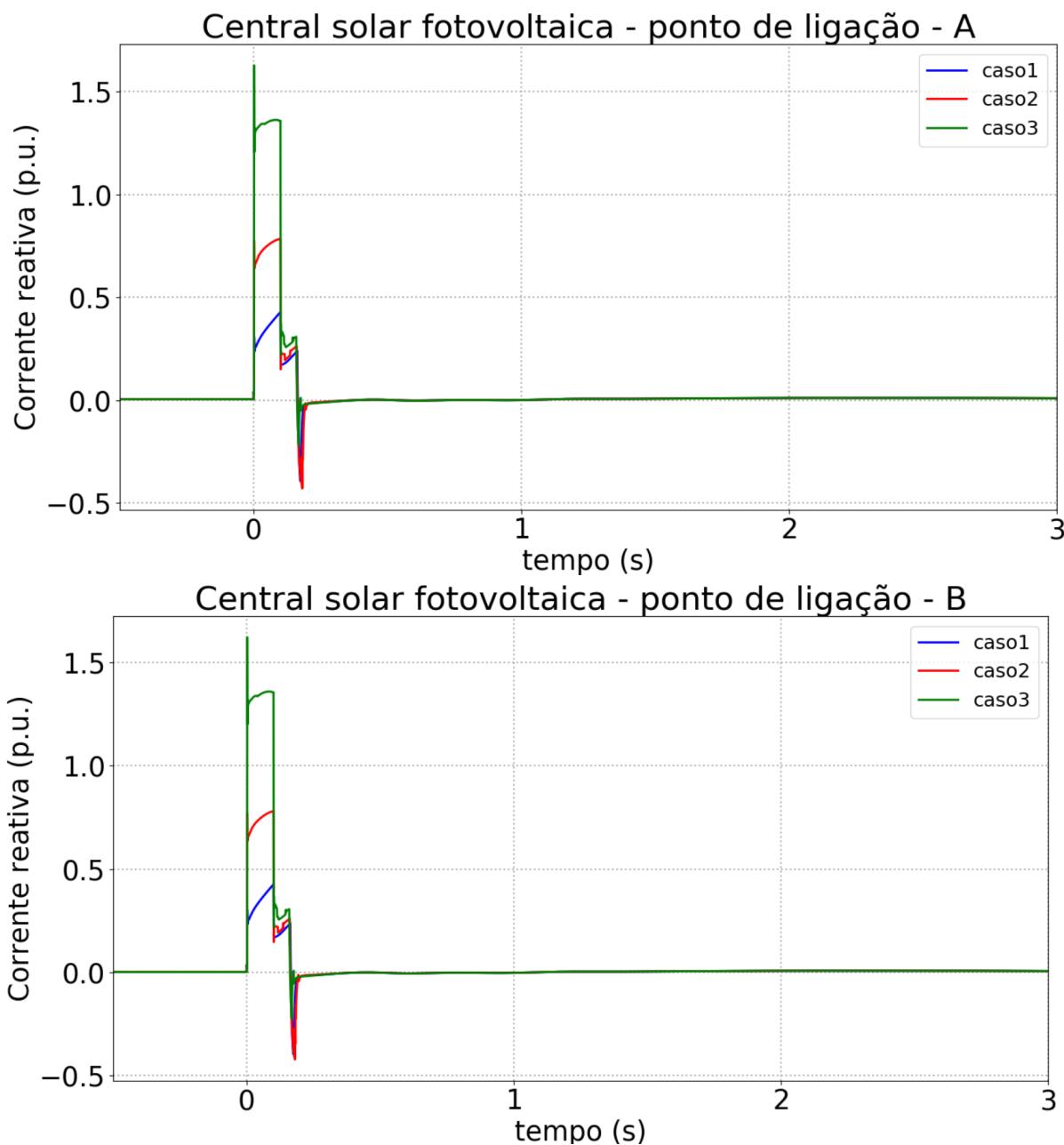


Figura 32. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 3.

A Figura 33 e a Figura 34 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 3.

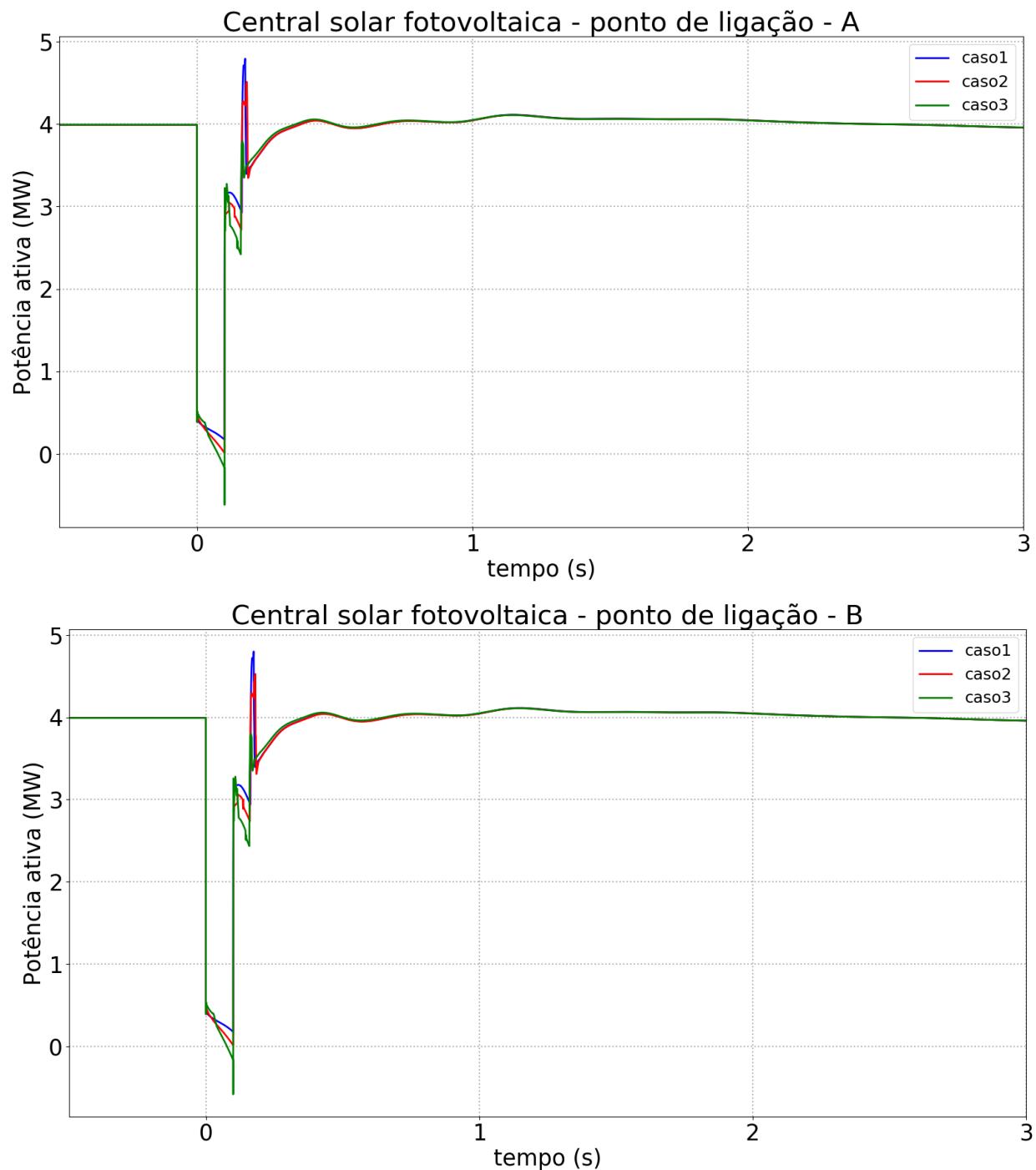


Figura 33. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH de Lagoa – Cenário 3.

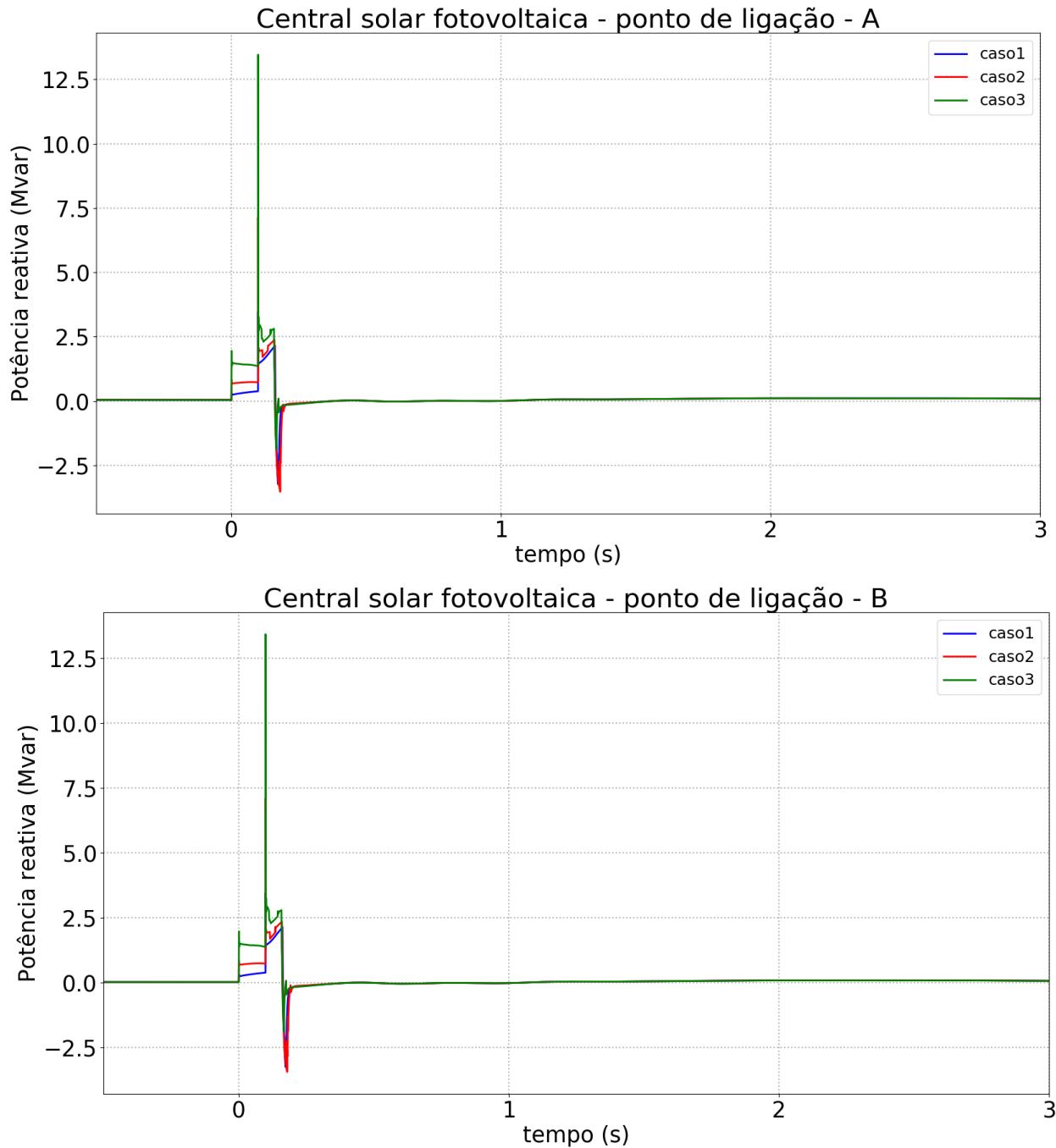


Figura 34. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH de Lagoa – Cenário 3.

Da Figura 35 à Figura 37 são apresentados os resultados referentes à velocidade dos geradores síncronos em serviço (em Hz) e à frequência no centro de inércia do sistema, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 3. Nestas figuras, são também ilustradas ampliações na escala do tempo (referente ao intervalo de 0 a 3 segundos),

para melhor se observar o comportamento da velocidade dos geradores e frequência no centro de inércia durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

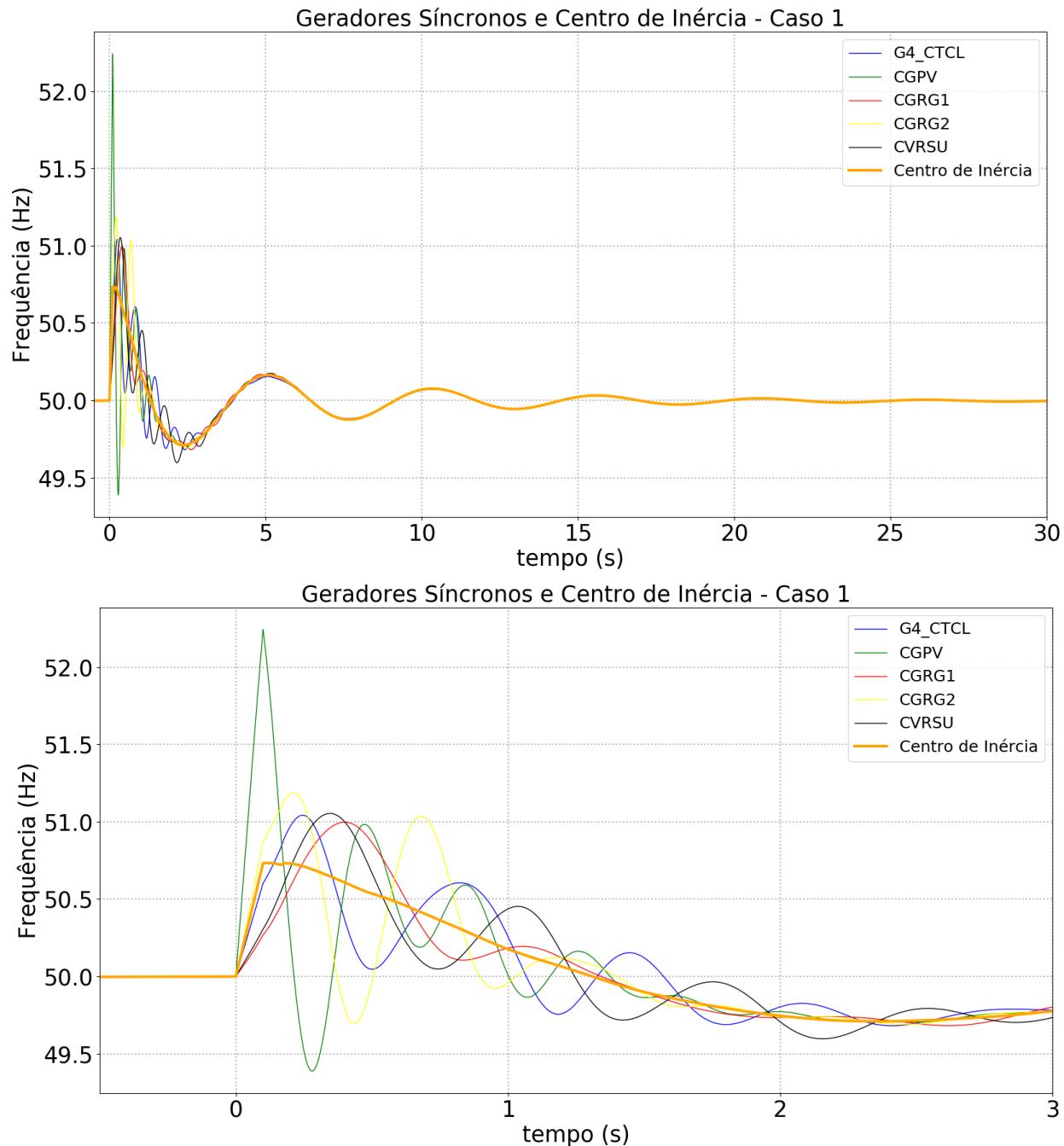


Figura 35. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, **Cenário 3**.

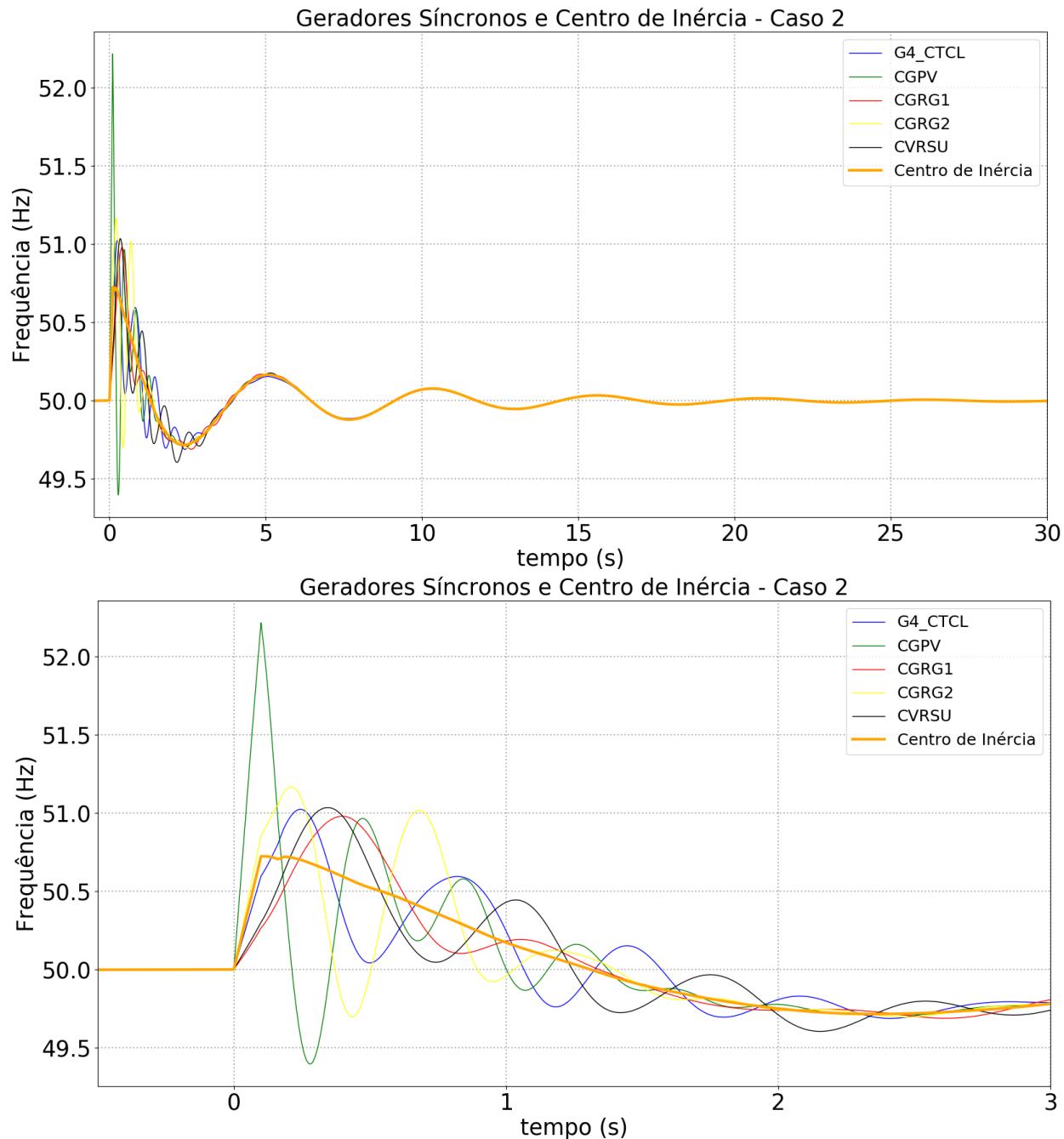


Figura 36. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, **Cenário 3**.

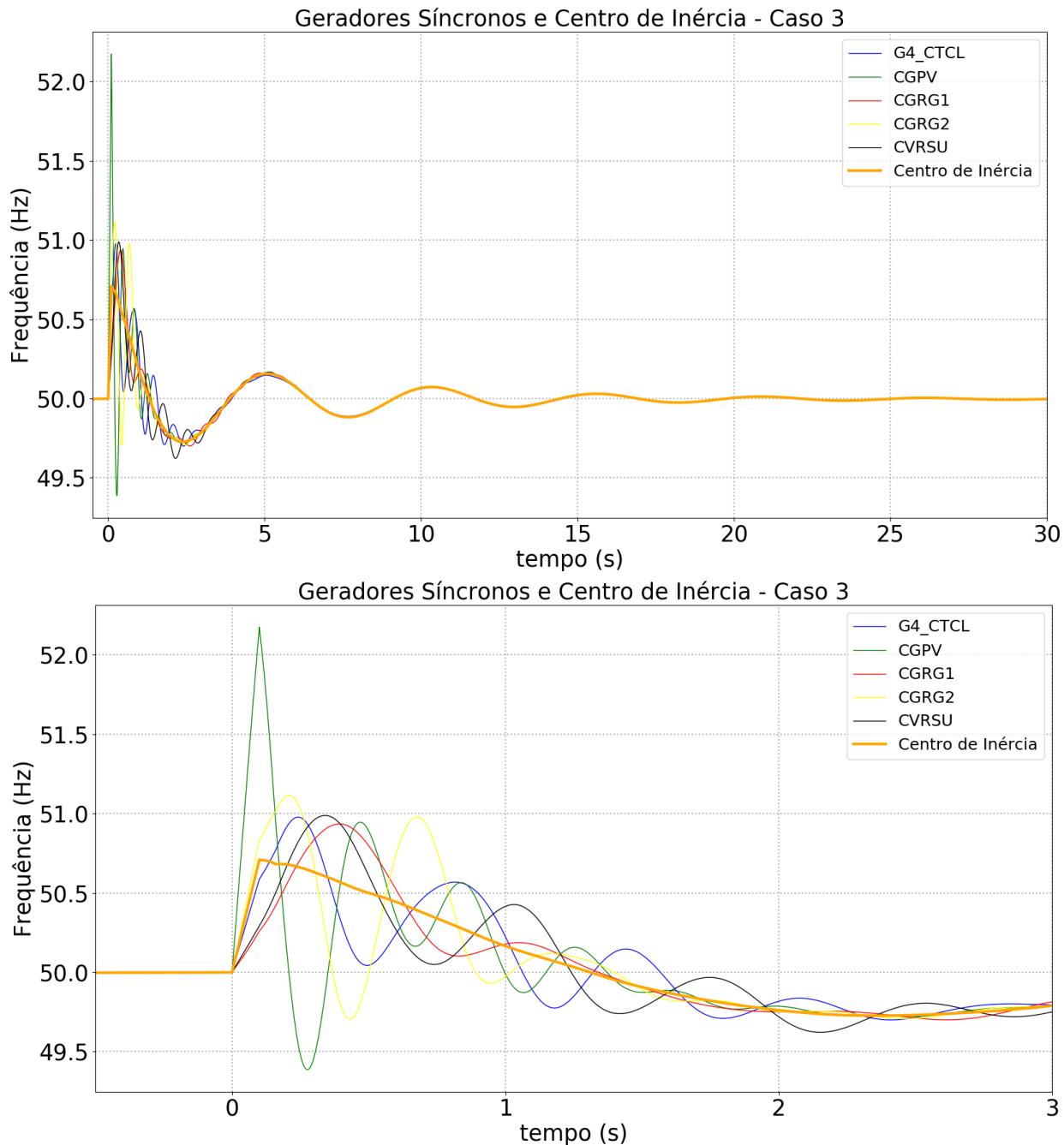


Figura 37. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s); Caso 3, Cenário 3.

Na Figura 38 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.

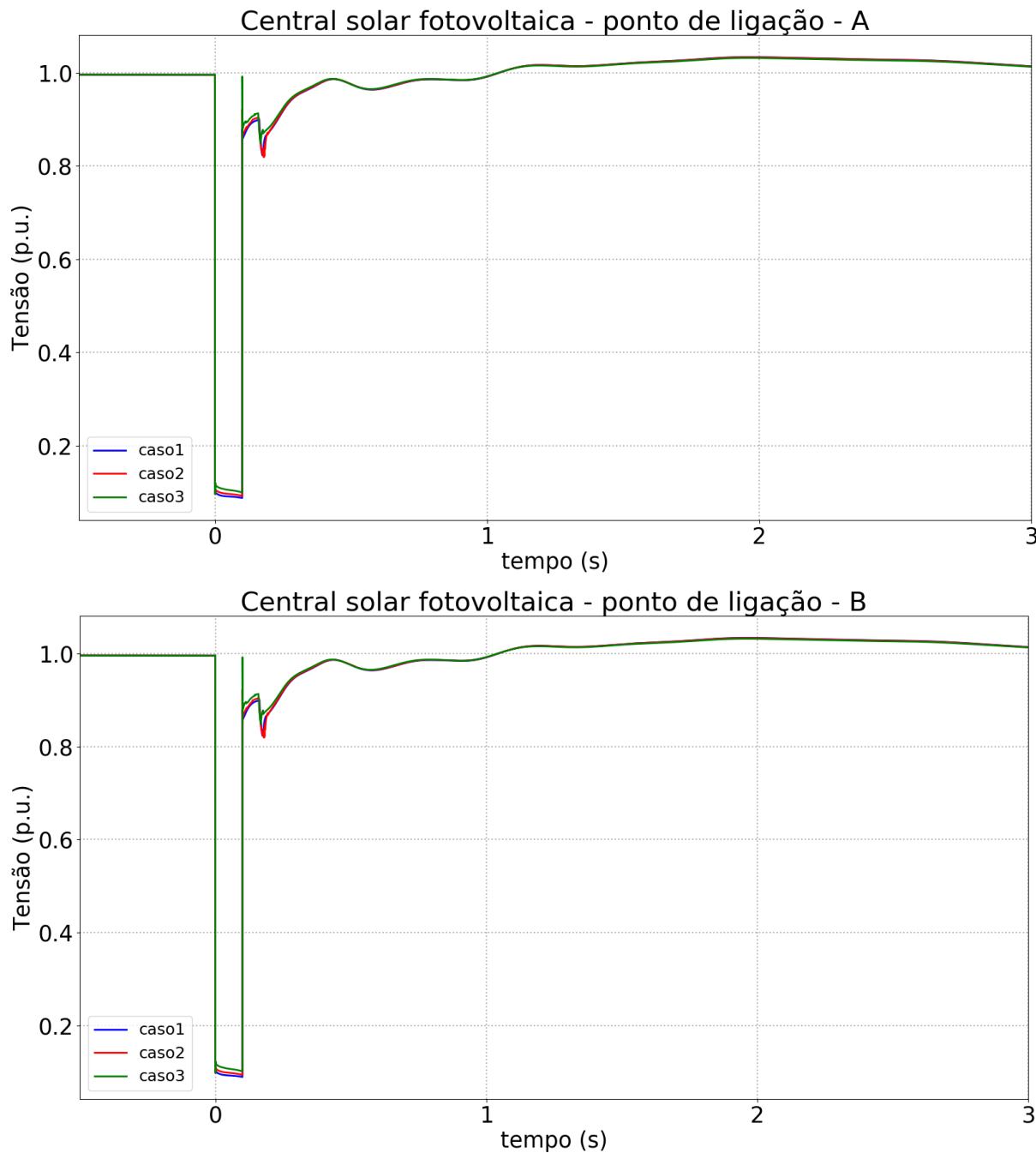


Figura 38. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 3.

#### 4.2.4 Resultados - Cenário 4

A Figura 39 e a Figura 40 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respectivamente, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 4.

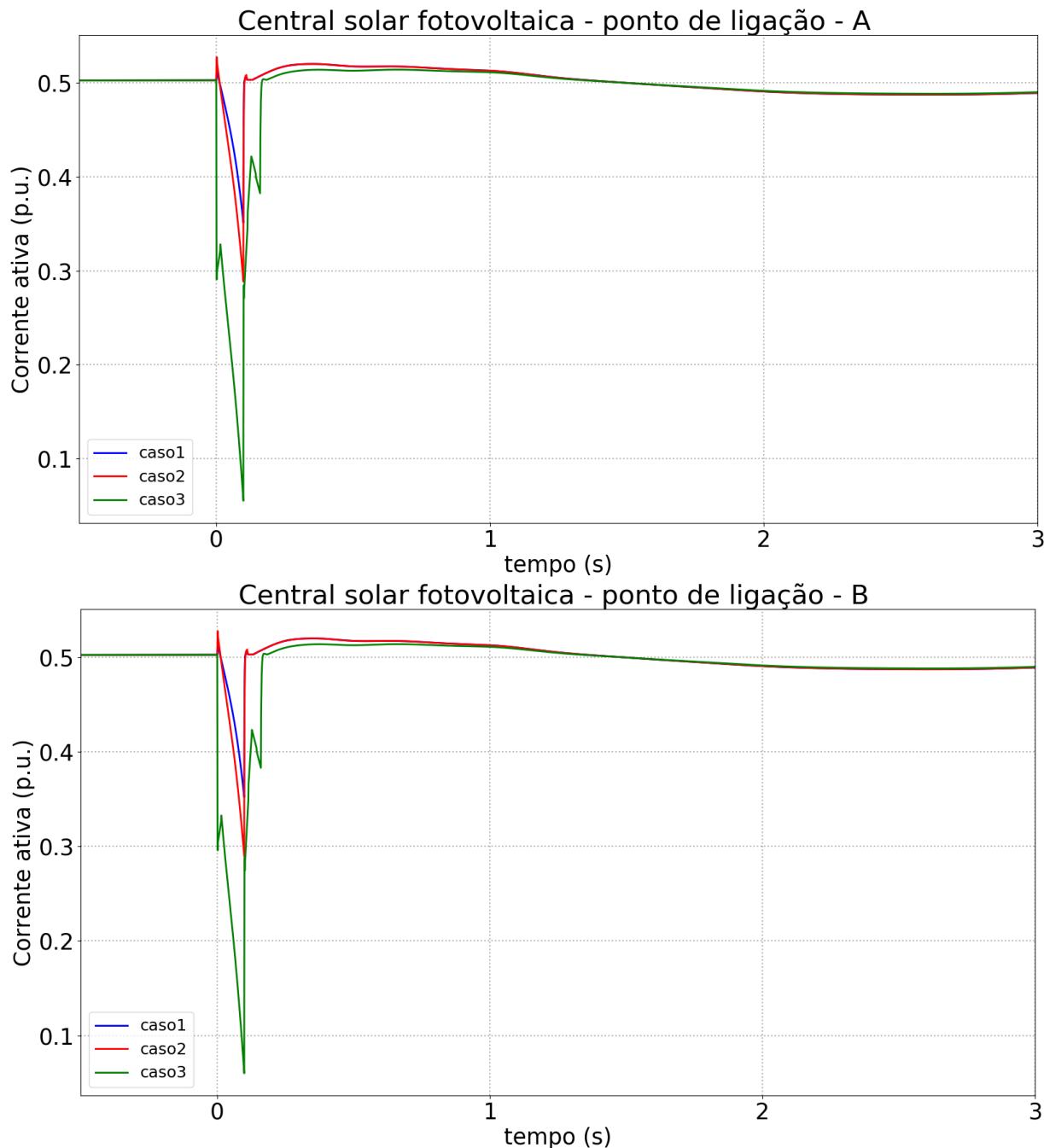


Figura 39. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 4.

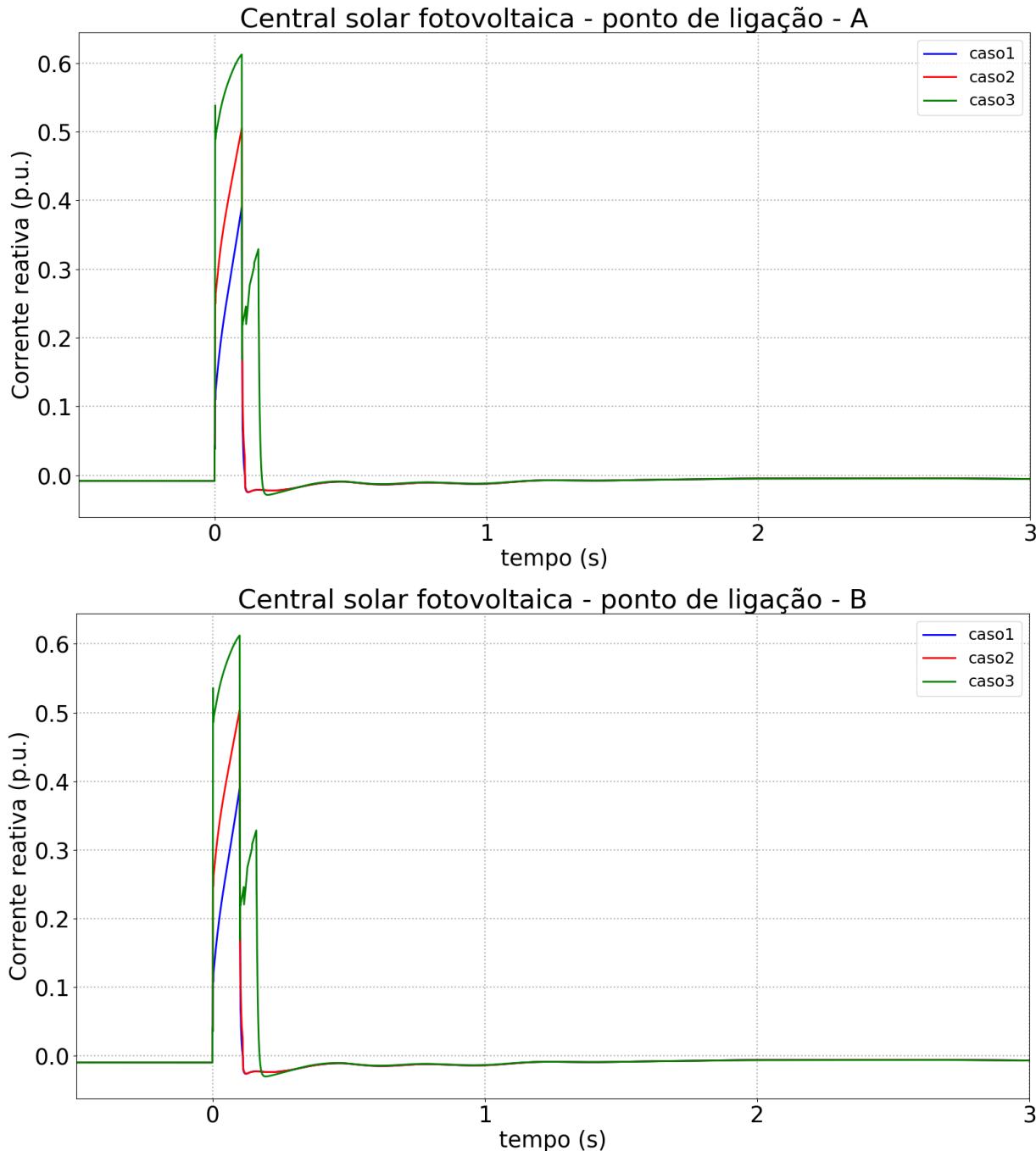


Figura 40. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 4.

A Figura 41 e a Figura 42 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 4.

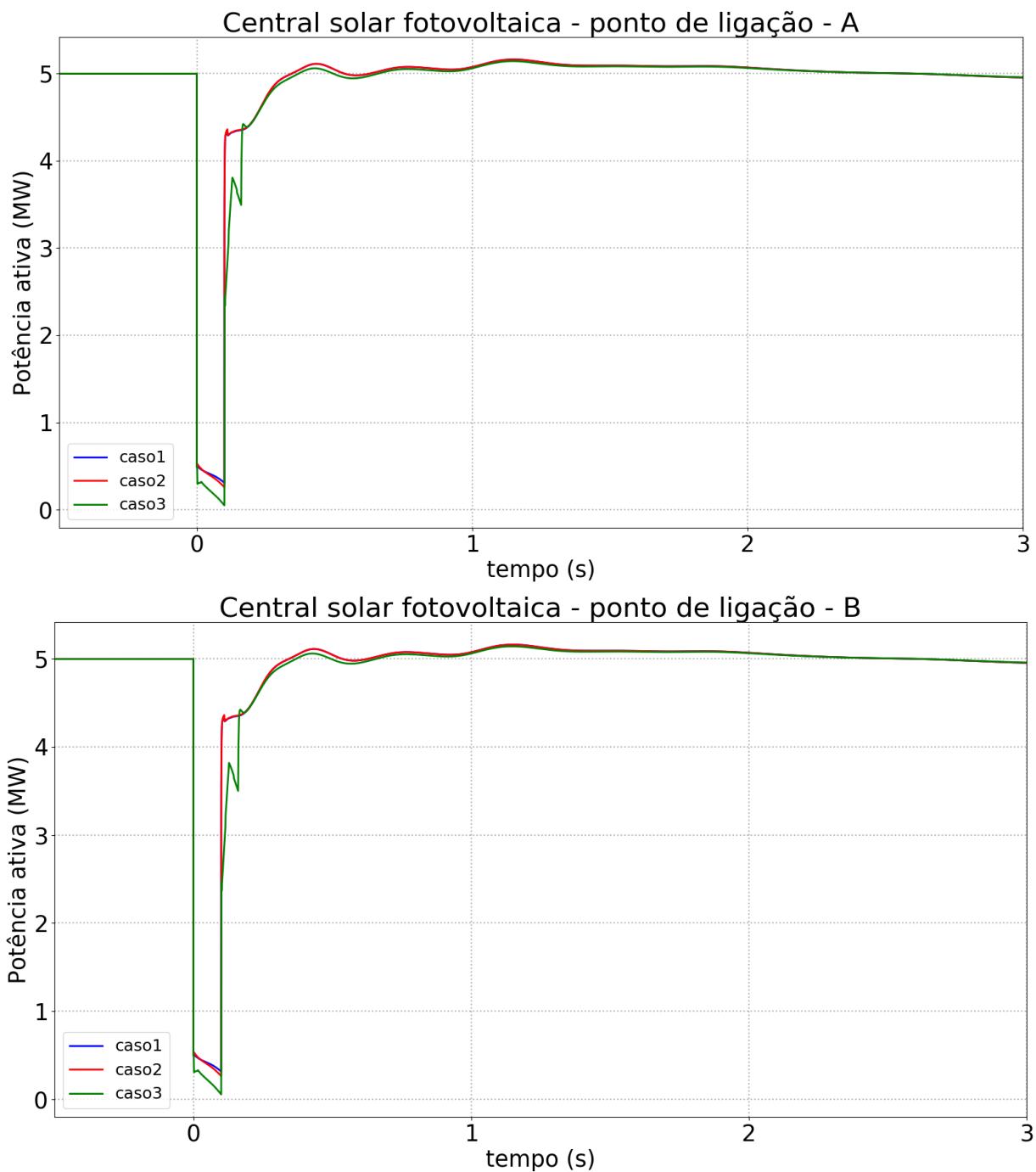


Figura 41. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 4.

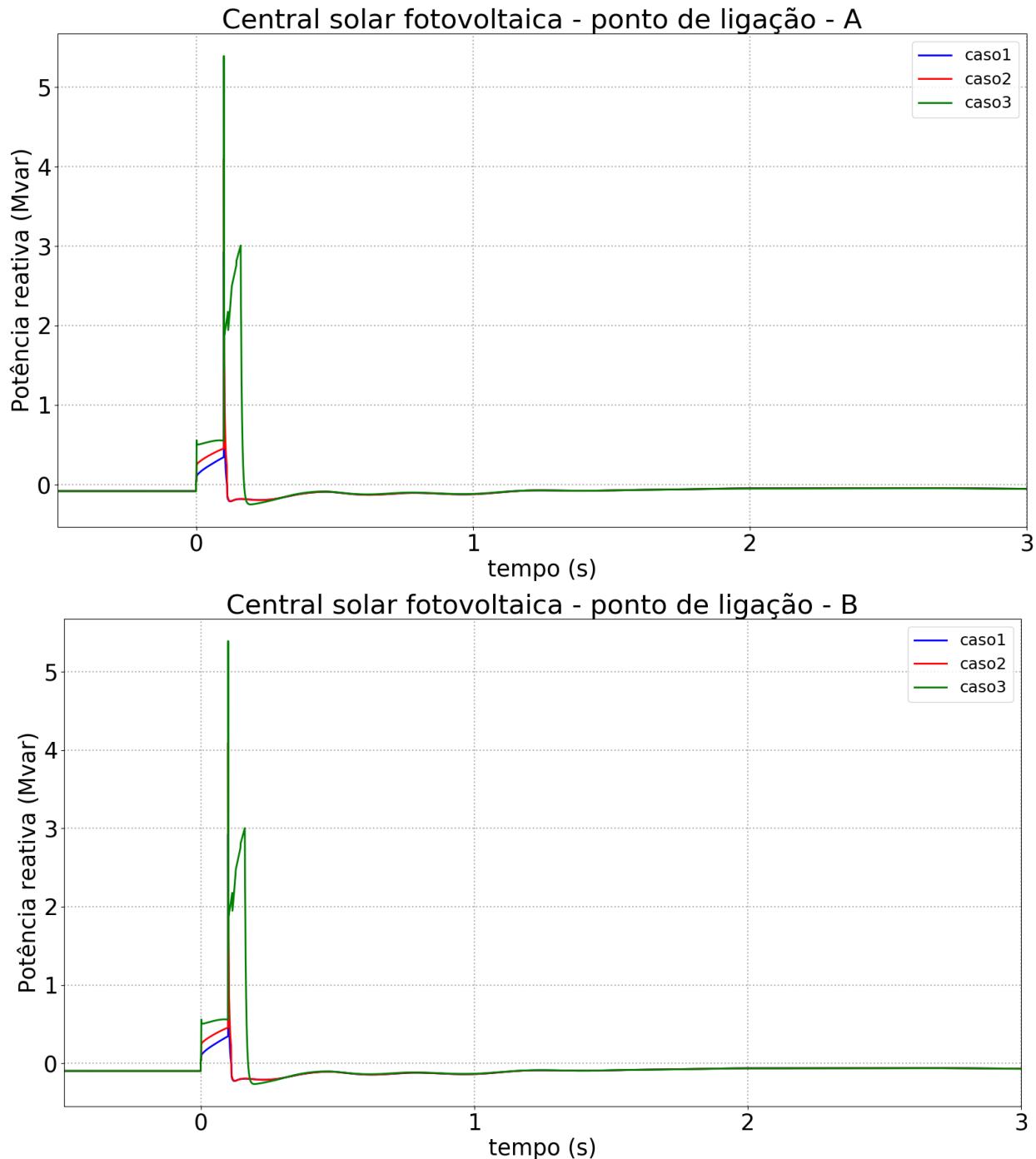


Figura 42. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 4.

Da Figura 43 à Figura 45 são apresentados os resultados referentes à velocidade dos geradores síncronos em serviço (em Hz) e à frequência no centro de inércia do sistema, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 4. Nestas figuras, são também ilustradas ampliações na escala do tempo (referente ao intervalo de 0 a 3 segundos),

para melhor se observar o comportamento da velocidade dos geradores e frequência no centro de inércia durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

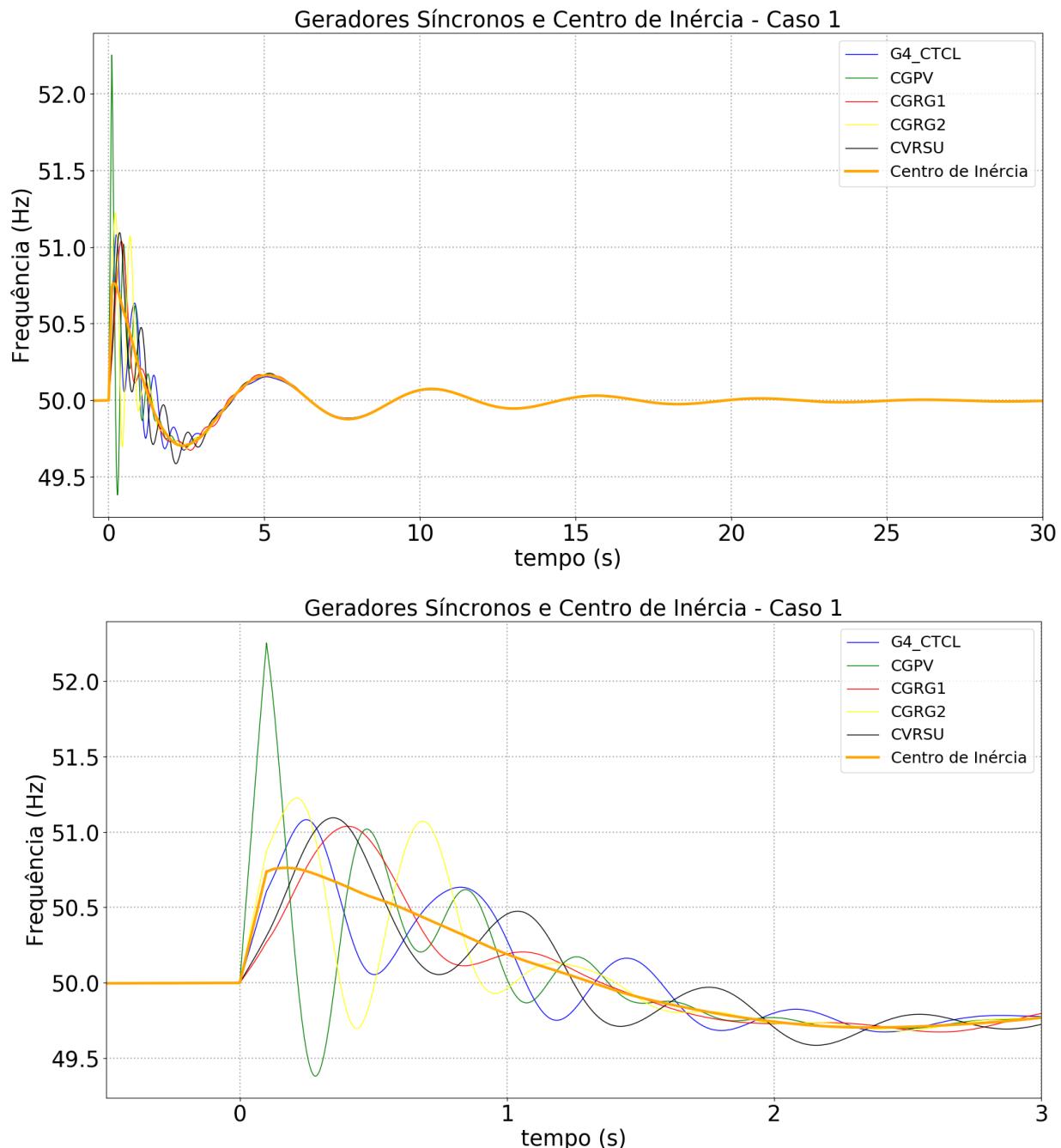


Figura 43. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, **Cenário 4**.

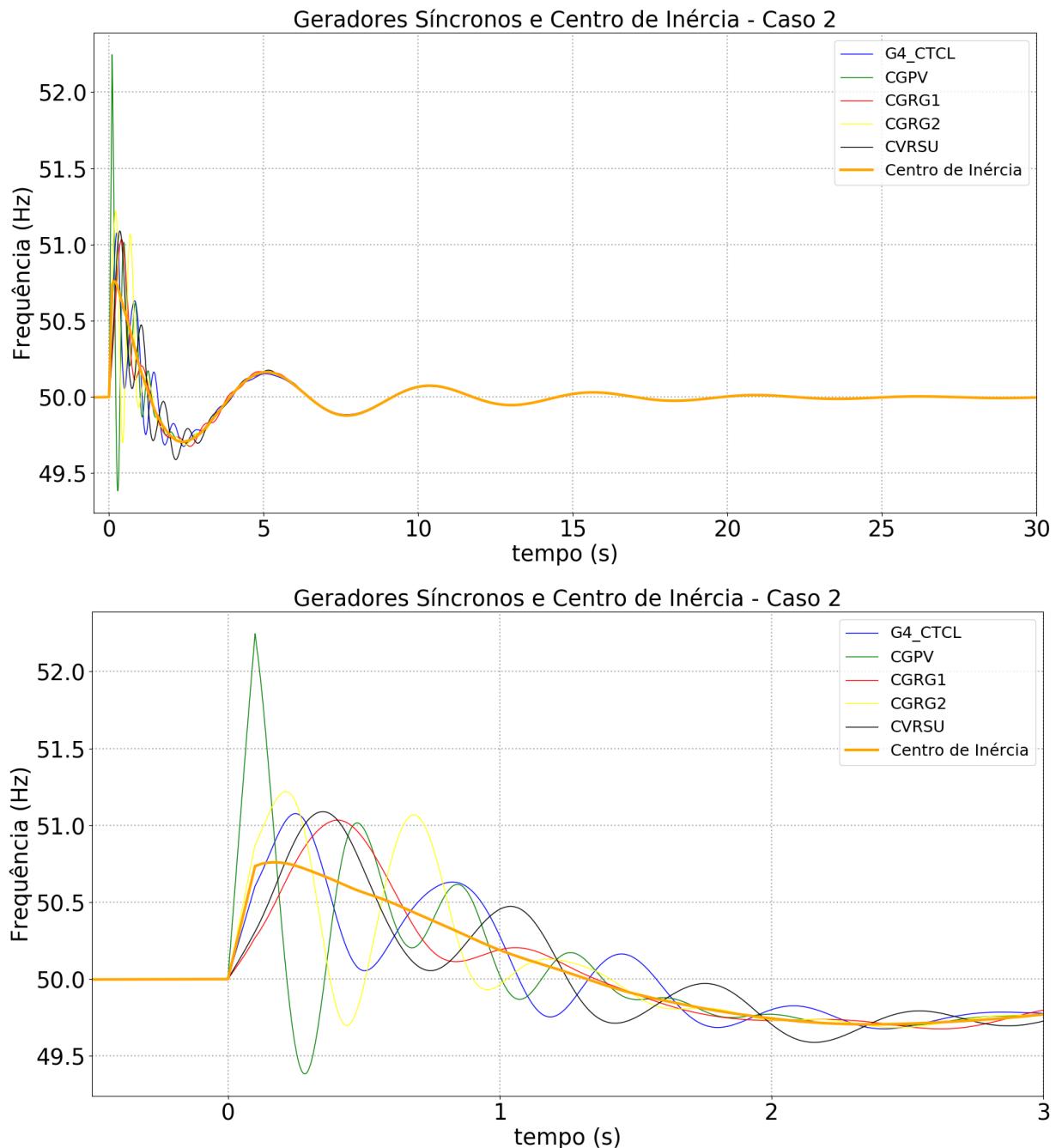


Figura 44. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, **Cenário 4**.

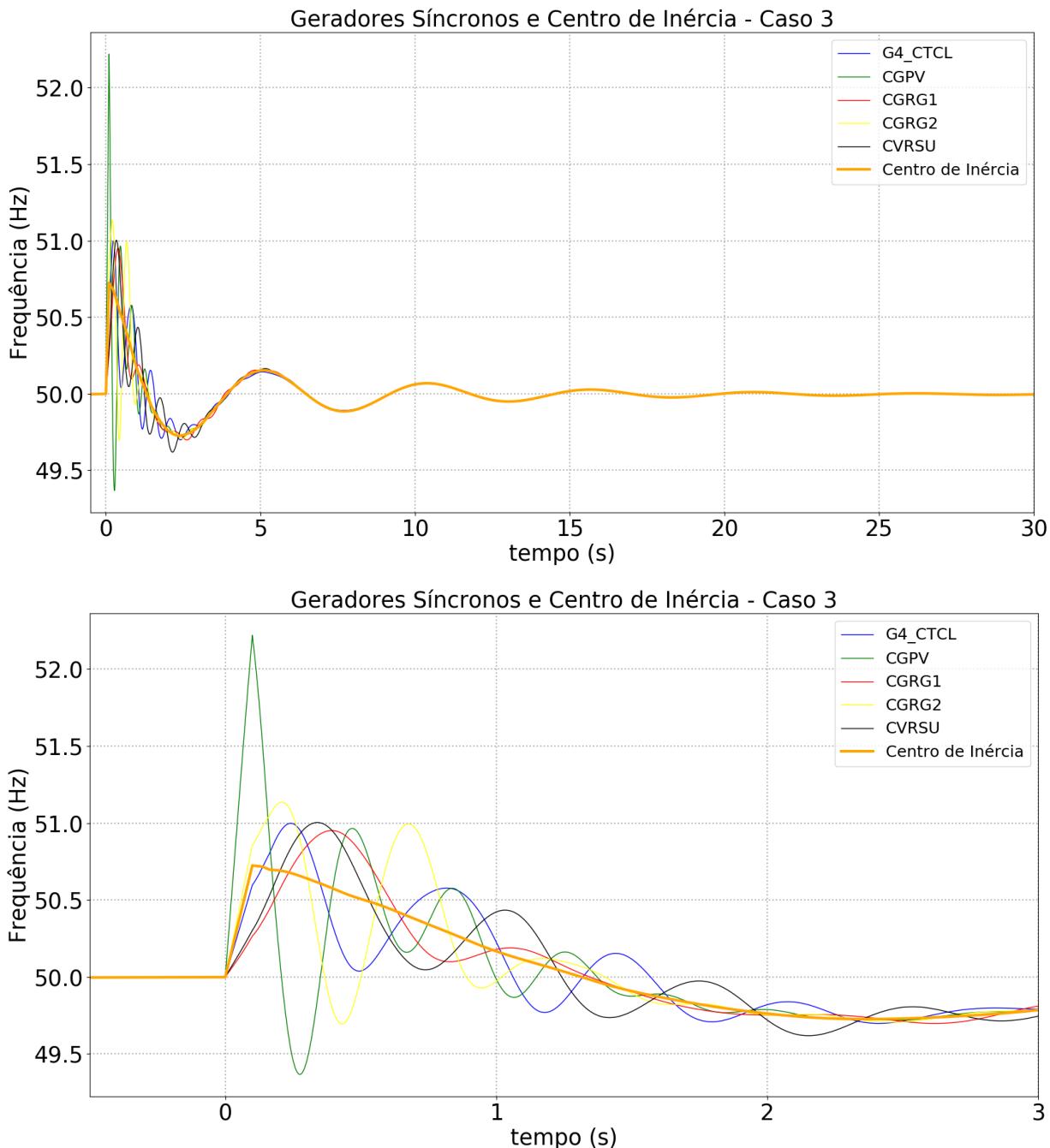


Figura 45. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, Cenário 4.

Na Figura 46 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.

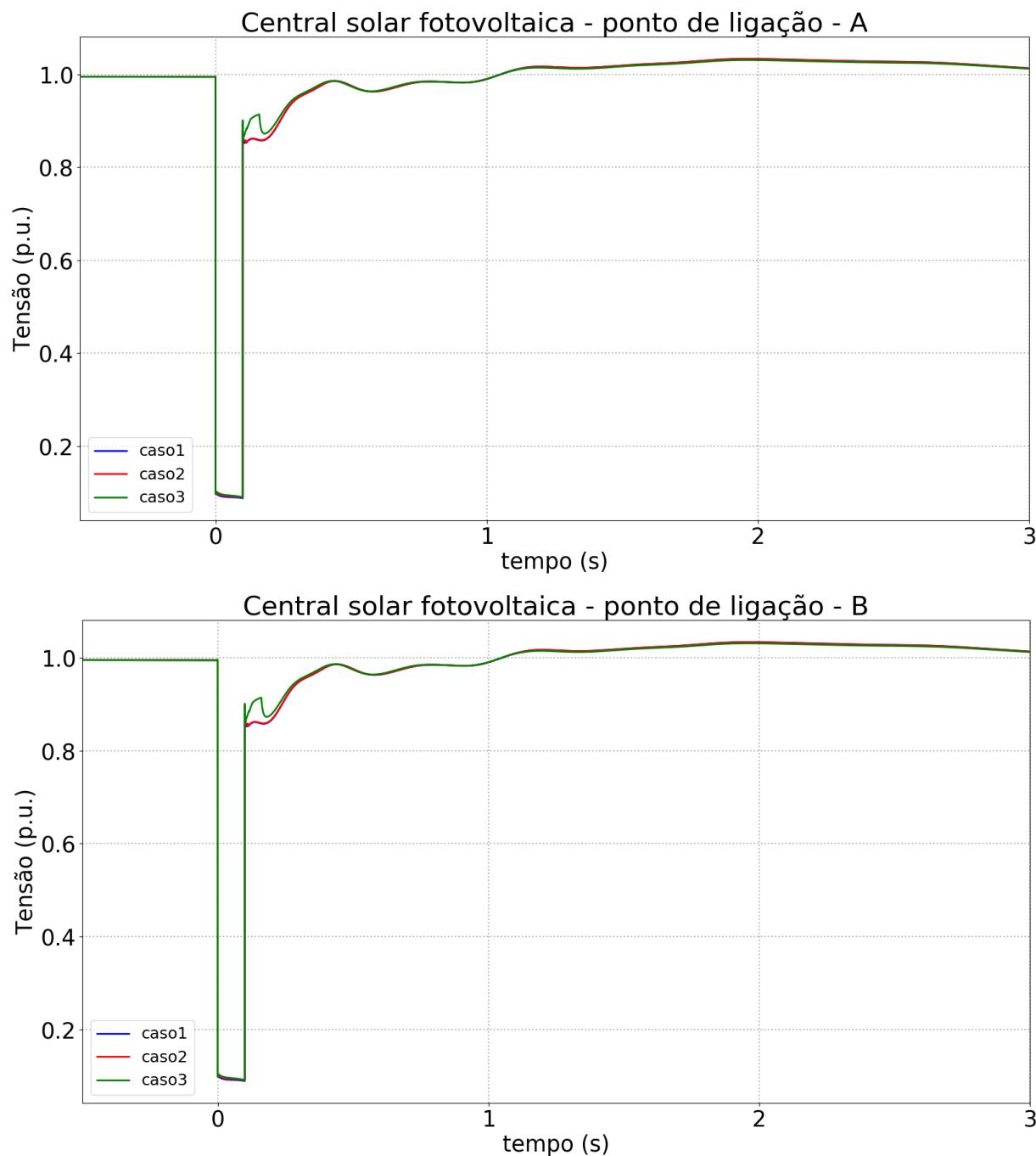


Figura 46. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 4.

#### 4.2.5 Resultados - Cenário 5

A Figura 47 e a Figura 48 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 5.

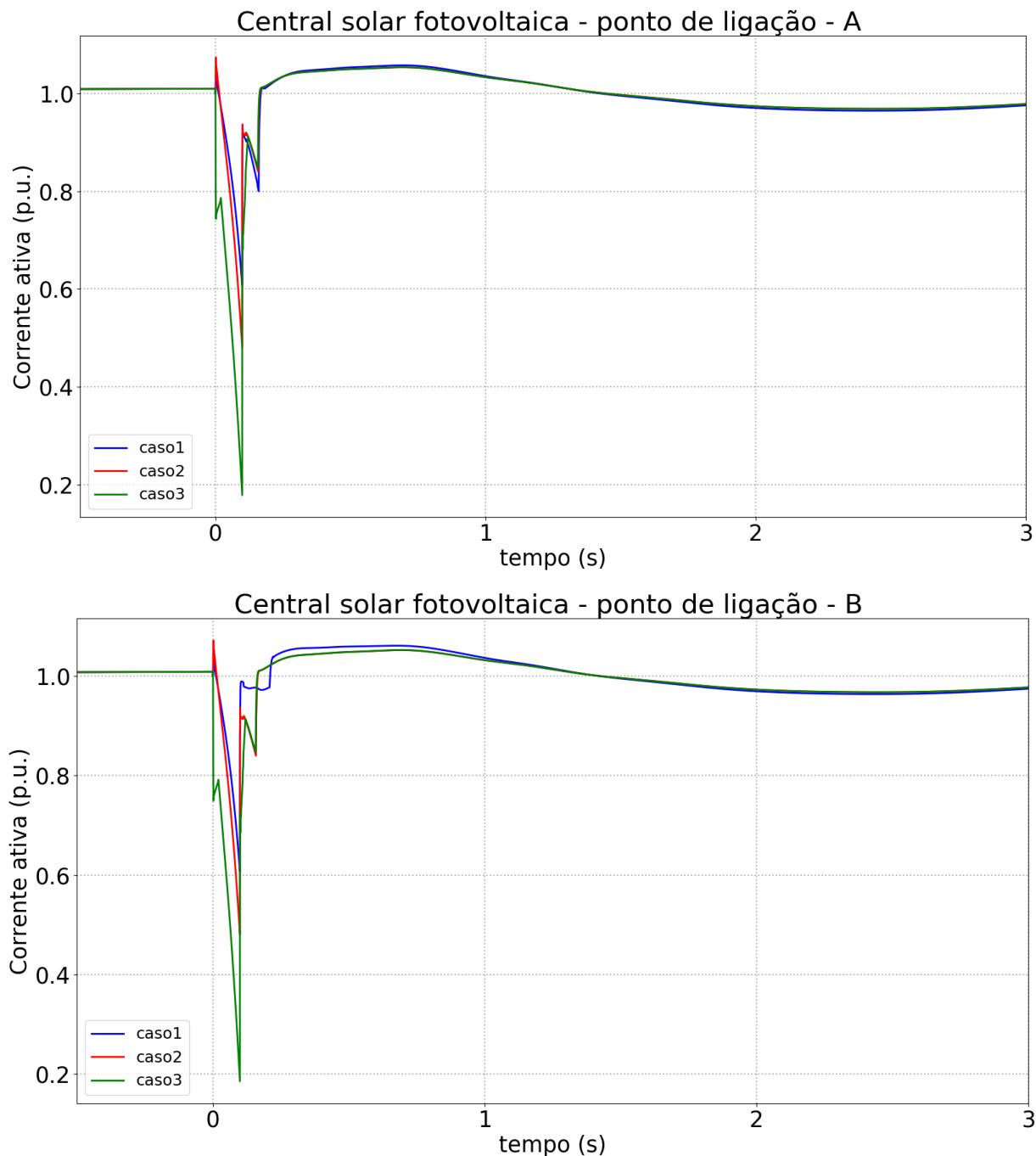


Figura 47. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 5.

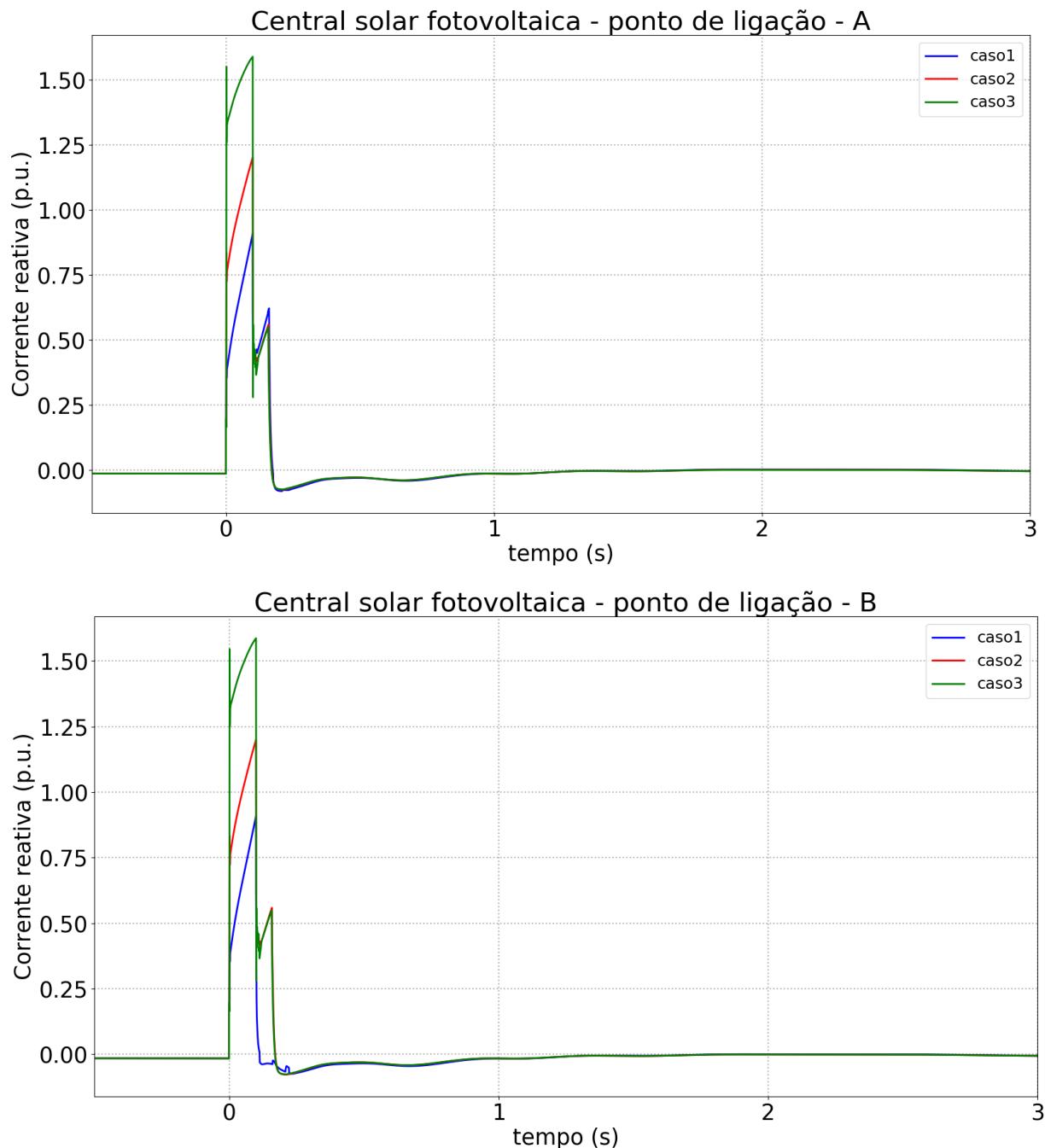


Figura 48. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 5.

A Figura 49 e a Figura 50 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, nos POI A e B para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 5.

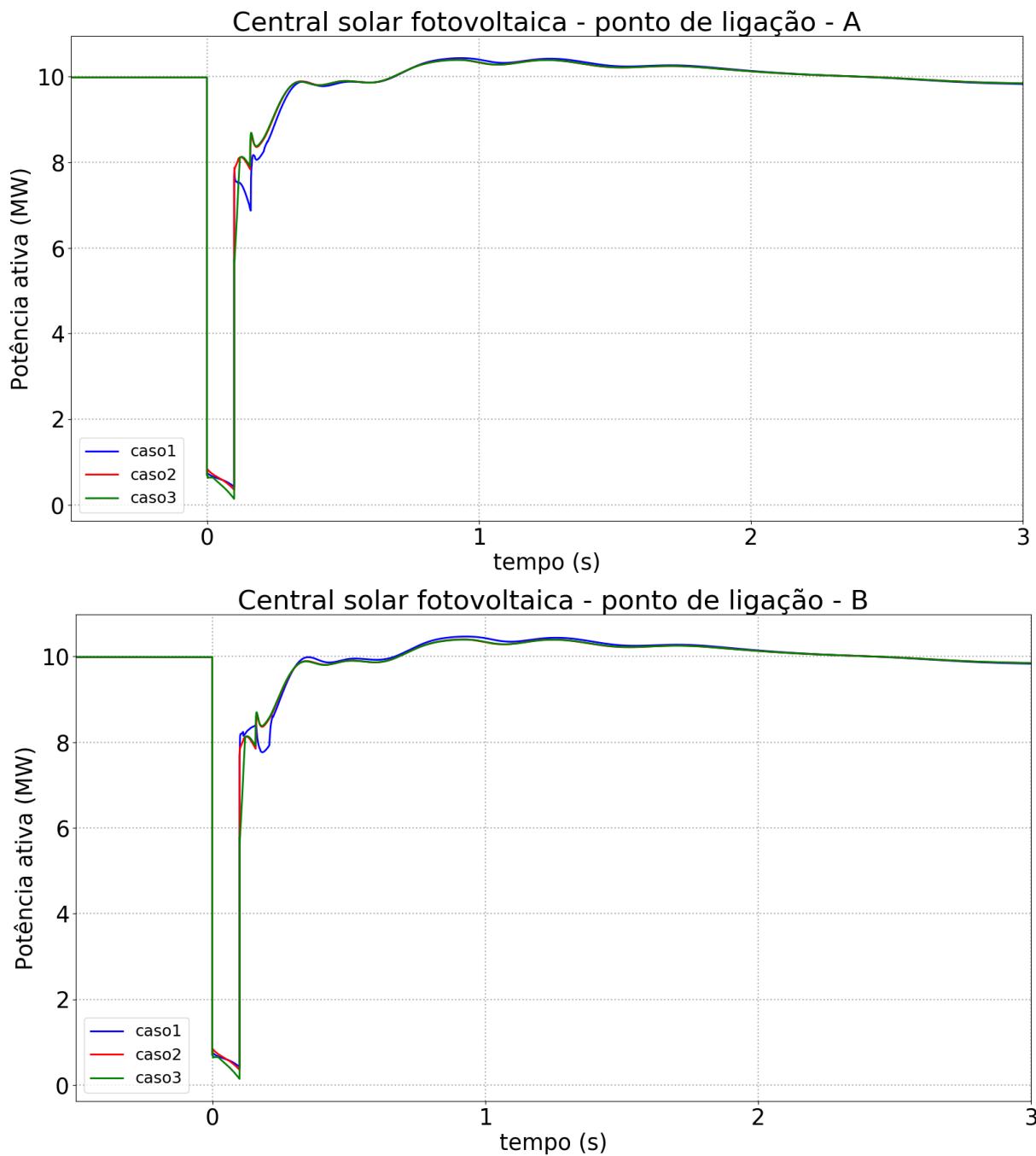


Figura 49. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 5.

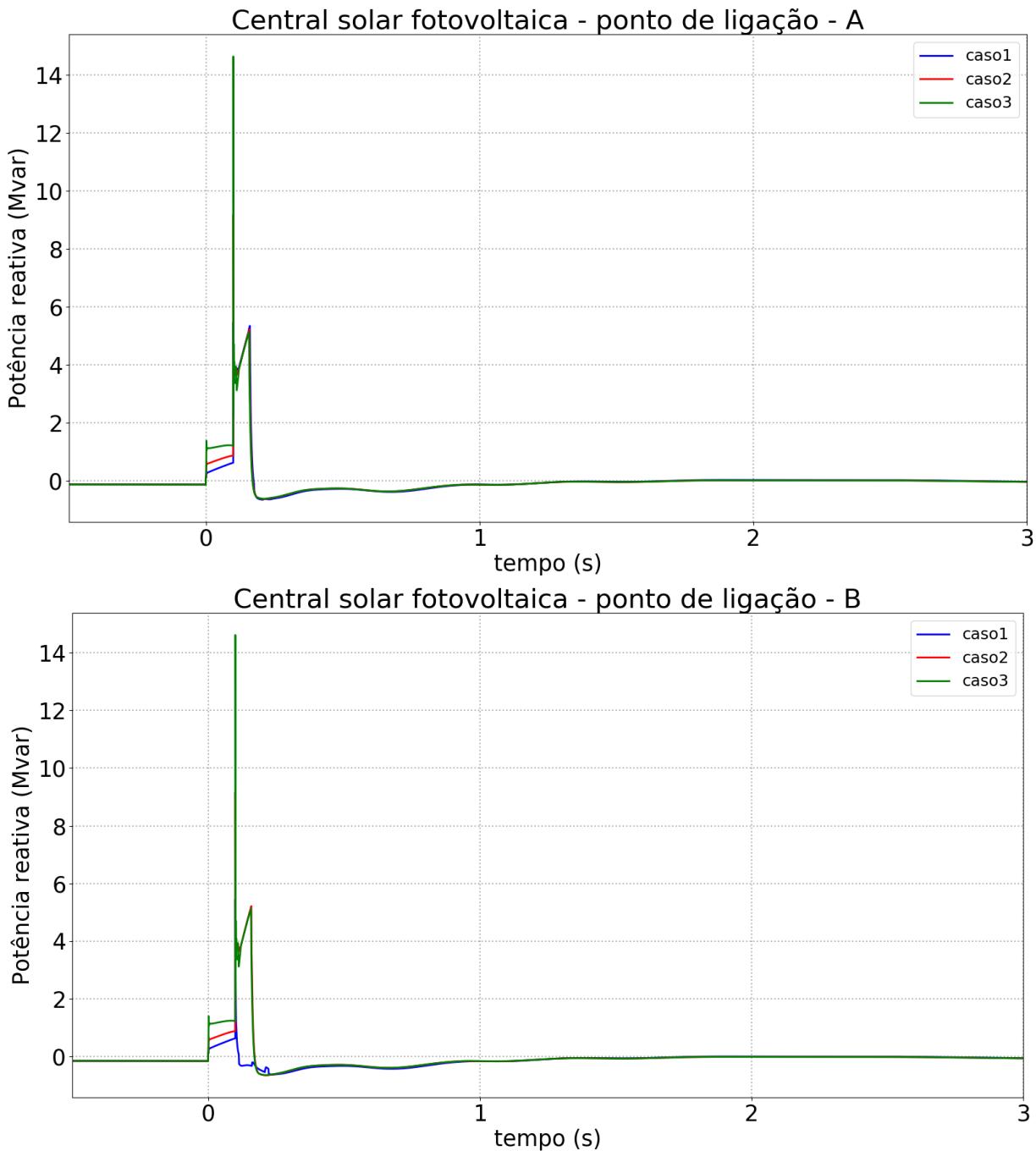


Figura 50. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 5.

Da Figura 51 à Figura 53 são apresentados os resultados referentes à velocidade dos geradores síncronos em serviço (em Hz) e à frequência no centro de inércia do sistema, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 5. Nestas figuras, são também ilustradas ampliações na escala do tempo (referente ao intervalo de 0 a 3 segundos), para melhor se observar o comportamento da velocidade dos geradores e frequência no centro de inércia durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

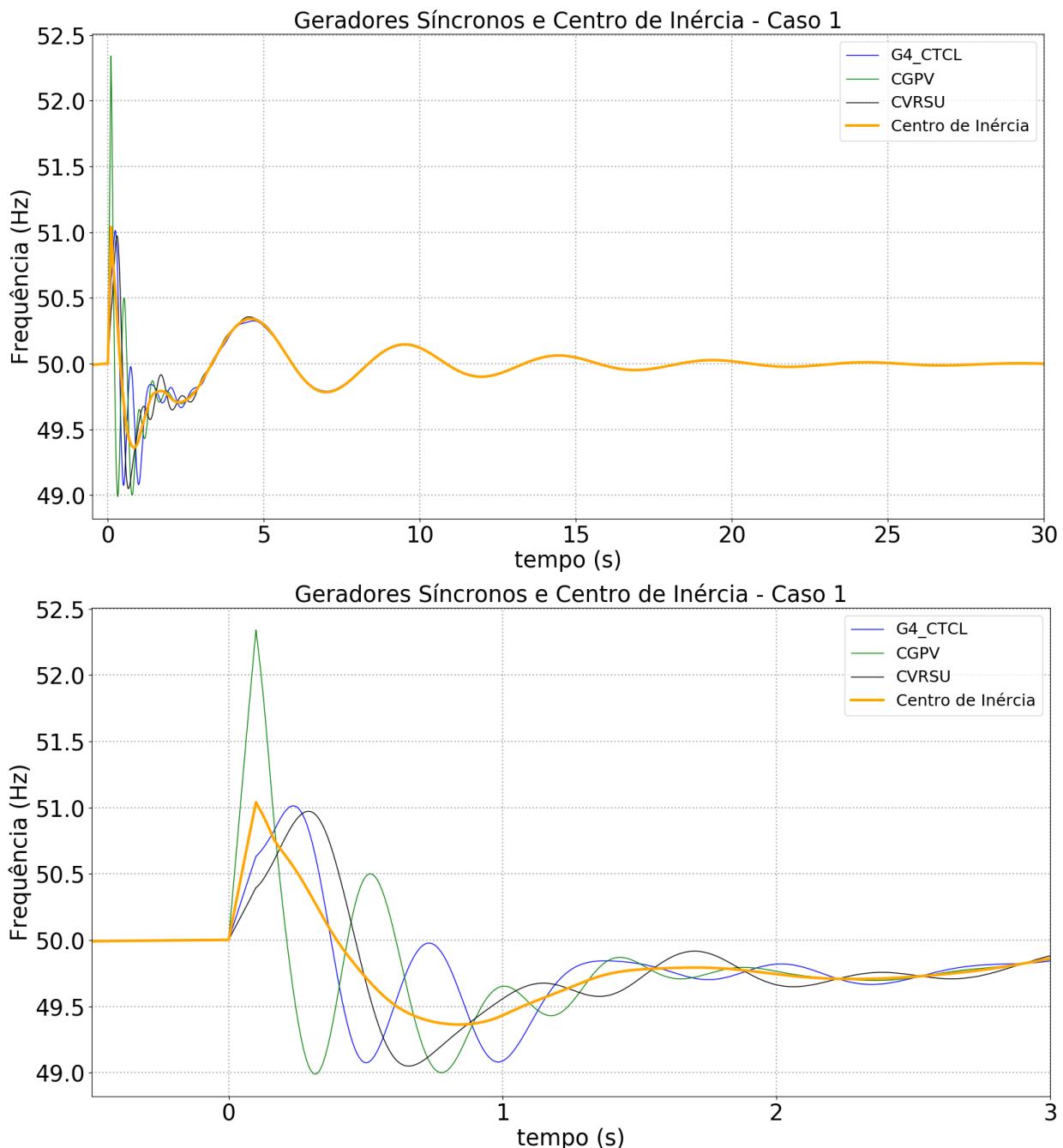


Figura 51. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, **Cenário 5**.

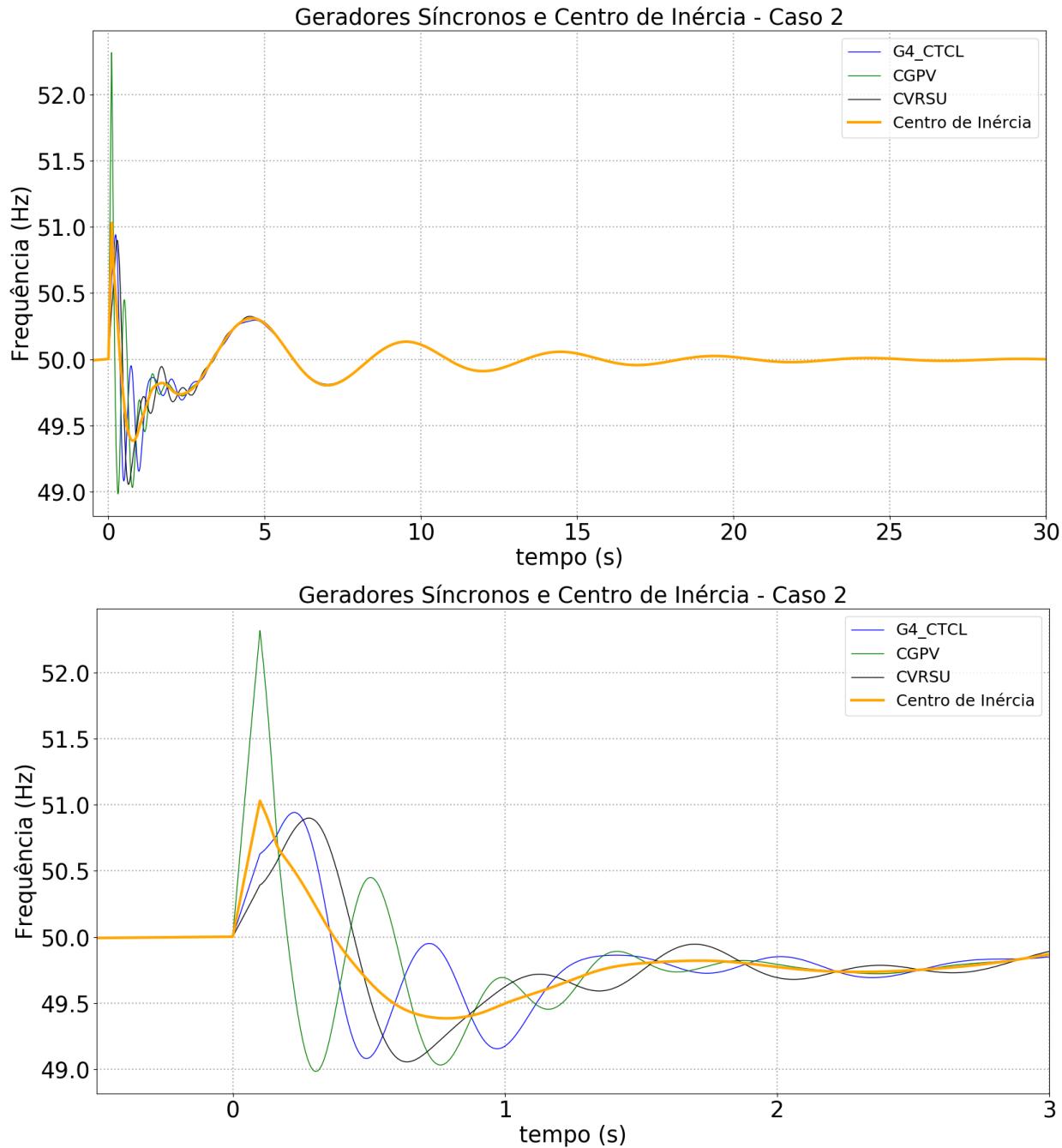


Figura 52. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, **Cenário 5**.

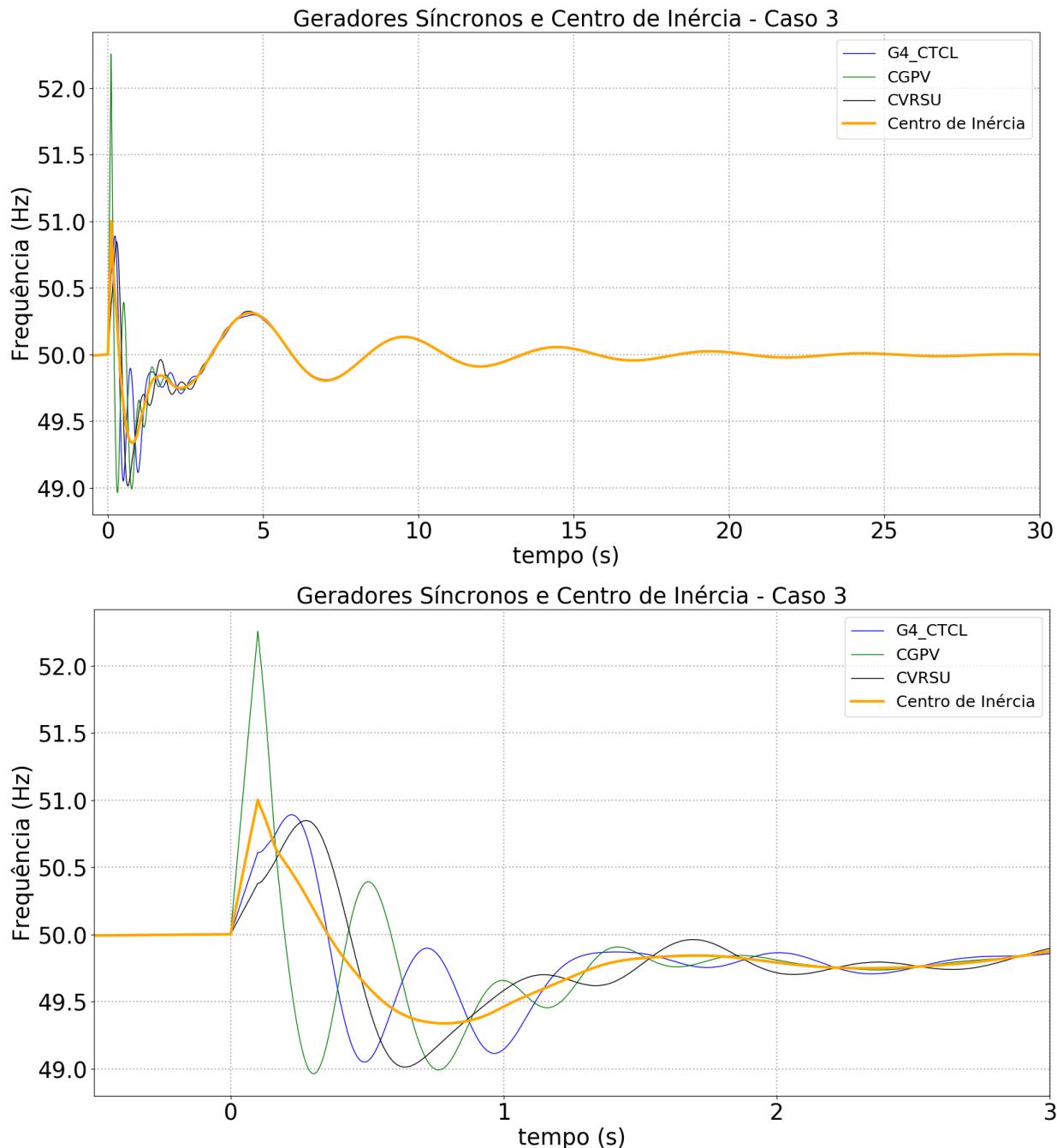


Figura 53. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, **Cenário 5**.

Na Figura 54 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.

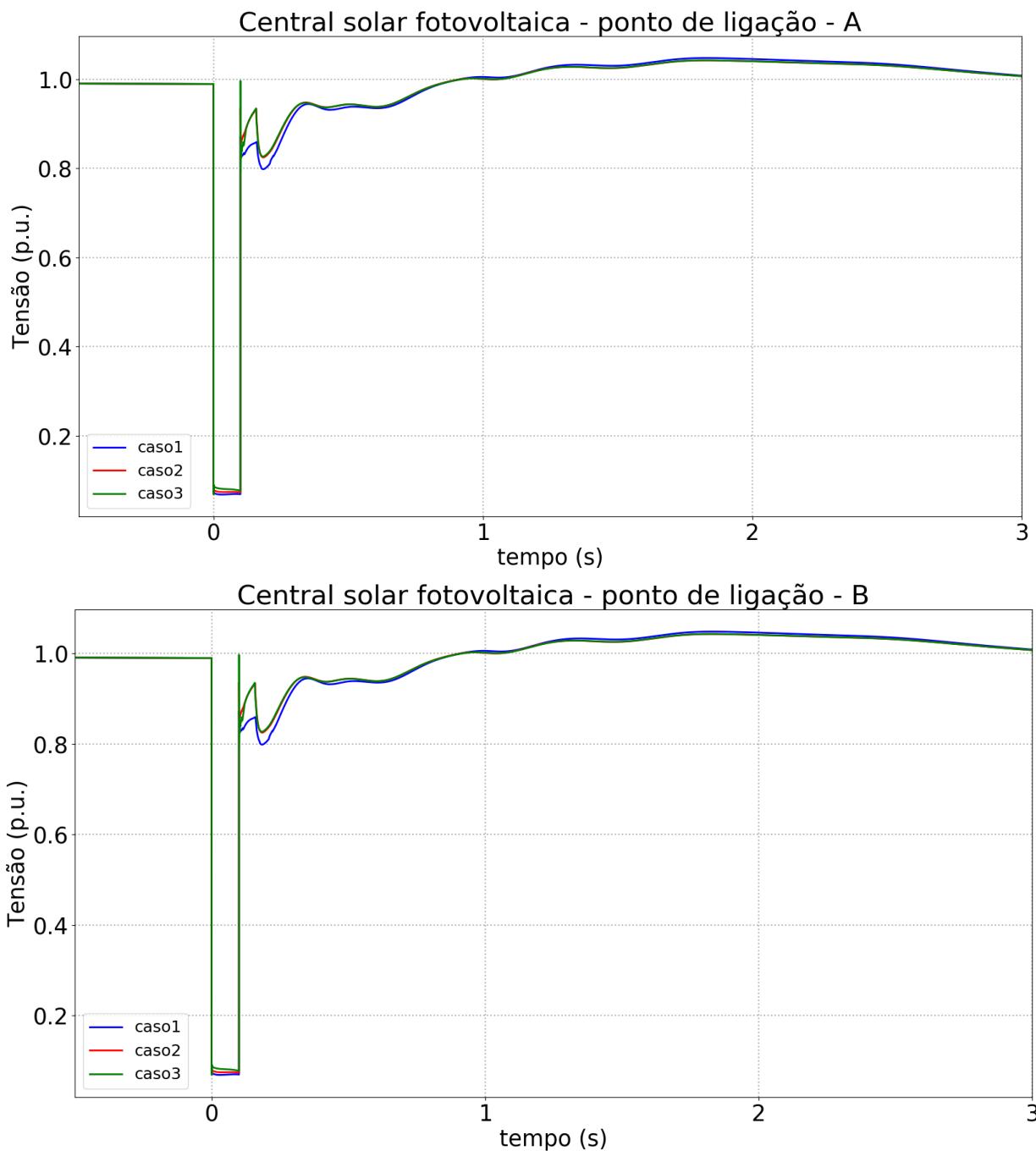


Figura 54. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 5.

#### 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 da Lagoa é capaz de injetar uma ampla gama de corrente reativa modulada

pelo parâmetro *FRTArGraNom*. Para além disso, conclui-se que não existem diferenças notórias entre as sub-redes A e B no que diz respeito ao seu comportamento geral durante um defeito que leva a uma significativa cava de tensão.

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 de consequências nefastas 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 resposta da CSFH, principalmente limitando a capacidade de injeção de corrente reativa durante o defeito.

Verifica-se igualmente que a injeção de valores elevados de corrente reativa durante cavas não acarreta sobretensões significativas 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). Para além disso, nota-se ainda que, em alguns dos cenários, a recuperação de tensão é ligeiramente mais lenta para o caso 1 (*FRTArGraNom* = 0.2). No entanto, há também que salientar que estas diferenças são pouco significativas.

Como se observa através dos resultados patentes da subsecção 4.2.1 à 4.2.5, a ocorrência do defeito origina um comportamento oscilatório quer na velocidade dos geradores quer na frequência no centro de inércia da rede elétrica da ilha de São Miguel, sendo que, as oscilações em sub e sobre-frequência são de maior amplitude no cenário 5 devido à menor presença de geração síncrona (Central Geotérmica de Ribeira Grande em manutenção). No entanto, observa-se que apesar das oscilações de frequência serem relevantes, estas não induzem risco de disparo das proteções frequencimétricas, uma vez que o valor atingido não se aproxima do valor das regulações destas. Para além disso, as oscilações de frequência são amortecidas, tornando-se praticamente imperceptíveis ao fim de sensivelmente 30 segundos após a eliminação do defeito.

### 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 da Lagoa face ao aumento de frequência, foi simulado um deslastre intempestivo de carga o qual ocorre aos 0 s de simulação. Para os cenários 1 e 2 a perda de carga considerada é de 13 MW e 2 Mvar, para o cenário 3 e 4 a perda de carga considerada é de 10 MW e 1.4 Mvar e para o cenário 5 a perda de carga considerada é de 12 MW e 1.7 Mvar.

Relativamente à capacidade de redução automática de potência ativa por parte da CSFH da Lagoa, foi considerada a possibilidade de variar o valor do parâmetro *PWGra* da Tabela 7 numa

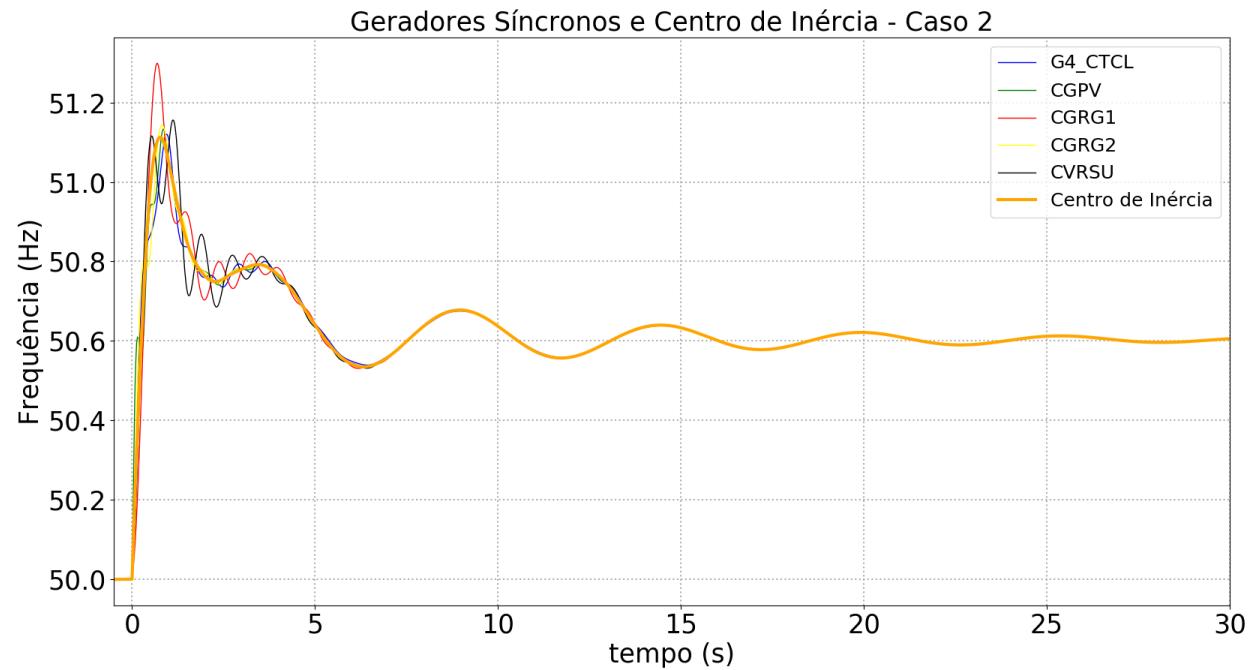
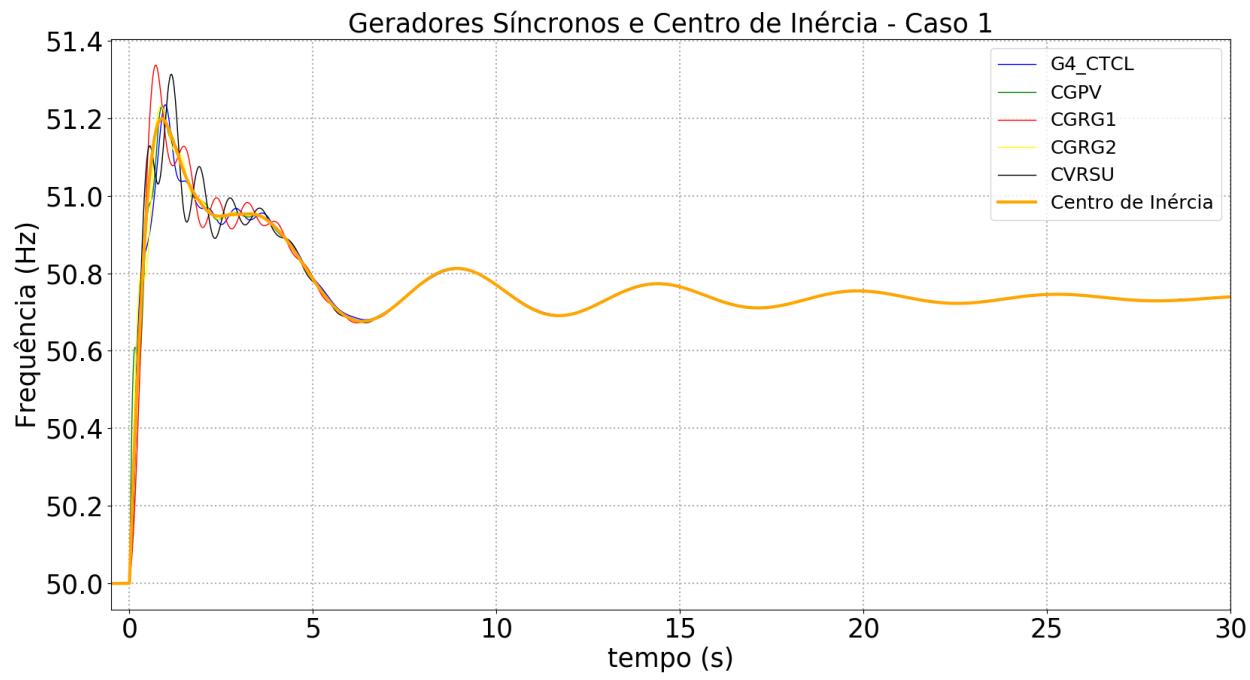
gama entre 20% e 80%. Foram assim considerados três casos de estudo, distintos perante cada um dos cenários apresentados na Secção 4.1:

- **Caso 1:**  $PWGra = 20\%$ ;
- **Caso 2:**  $PWGra = 40\%$ ;
- **Caso 3:**  $PWGra = 80\%$ .

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

Na Figura 55 são apresentados os resultados referentes à velocidade dos geradores síncronos em serviço (em Hz) e frequência no centro de inércia, para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGra$ , relativamente ao cenário 1.



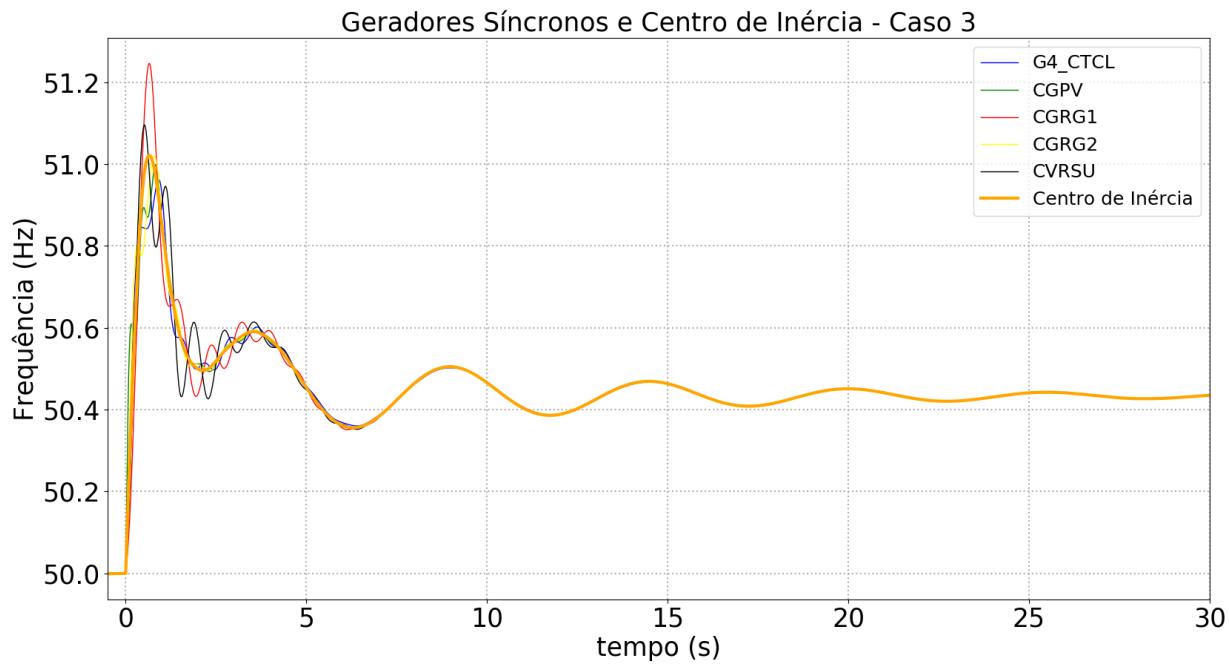


Figura 55. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 1.

Na Figura 56 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH da Lagoa, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 1.

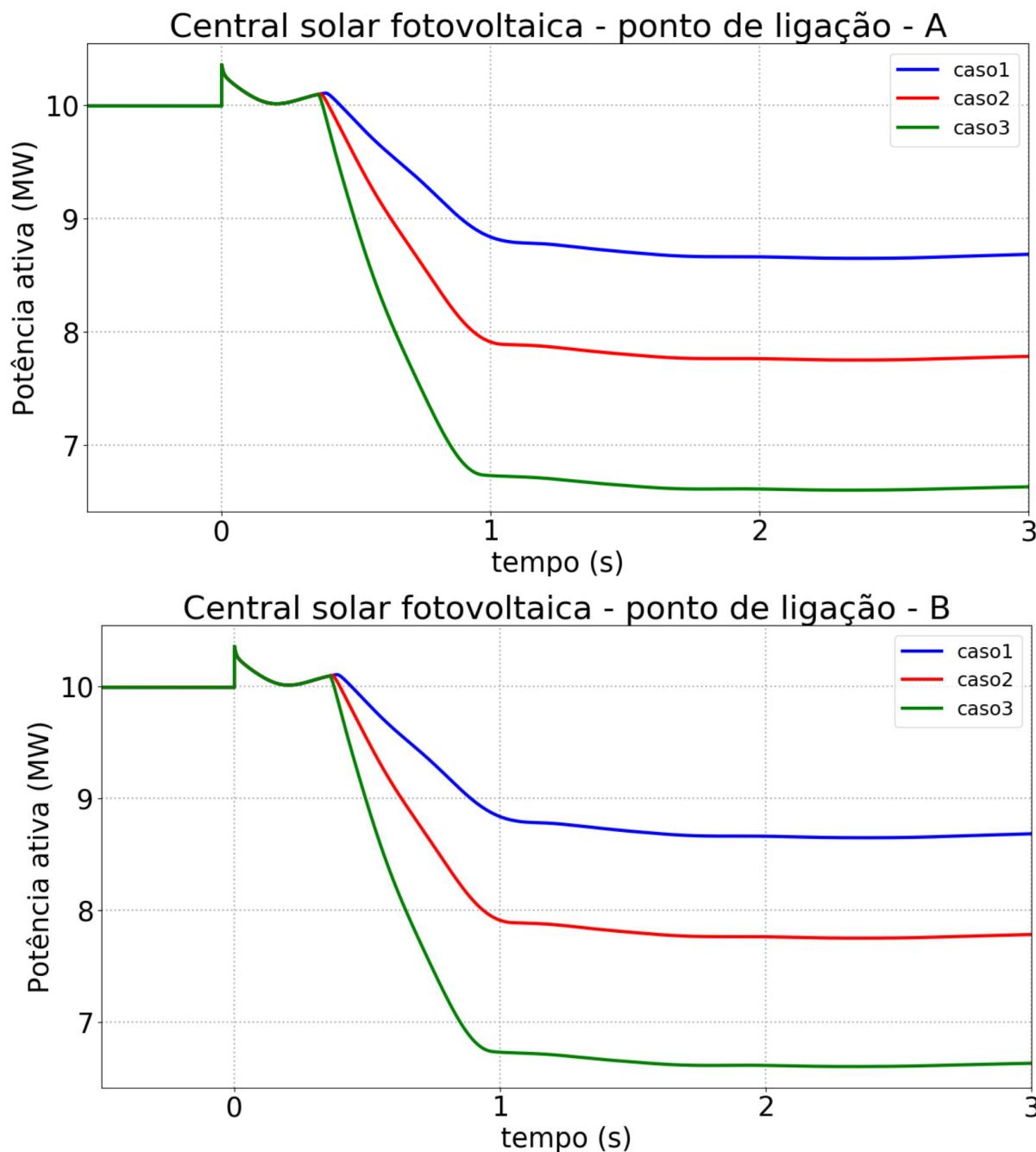
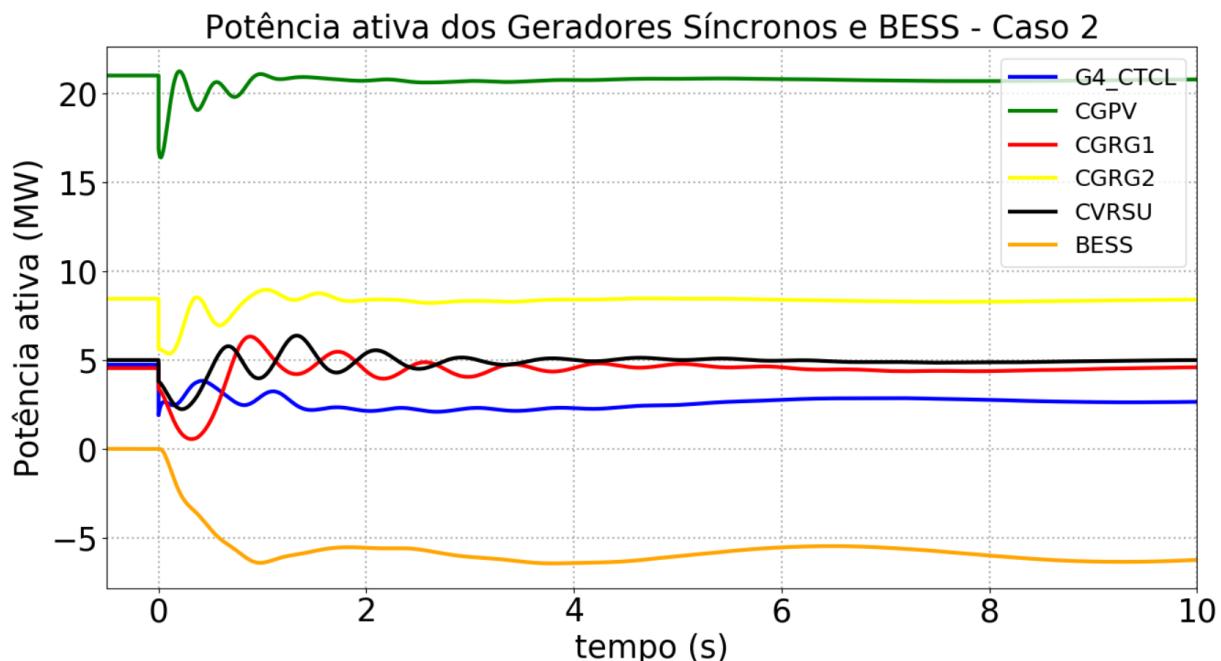
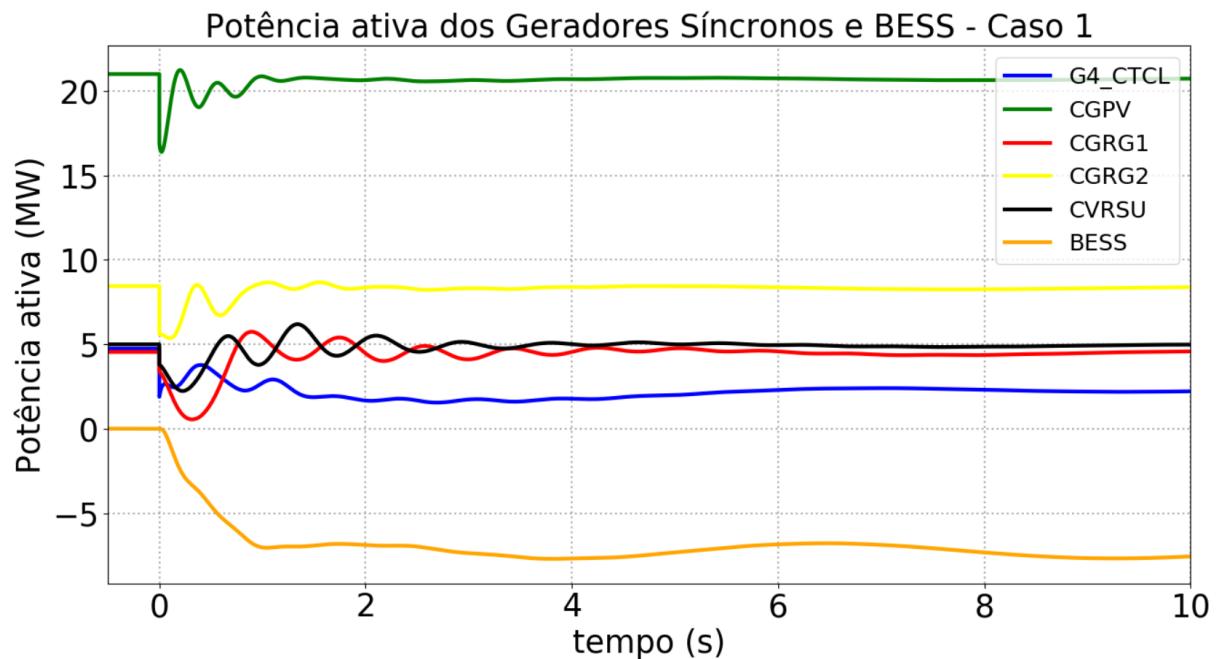


Figura 56. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 1.

Na 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  $PW Gra$ , relativamente ao cenário 1.



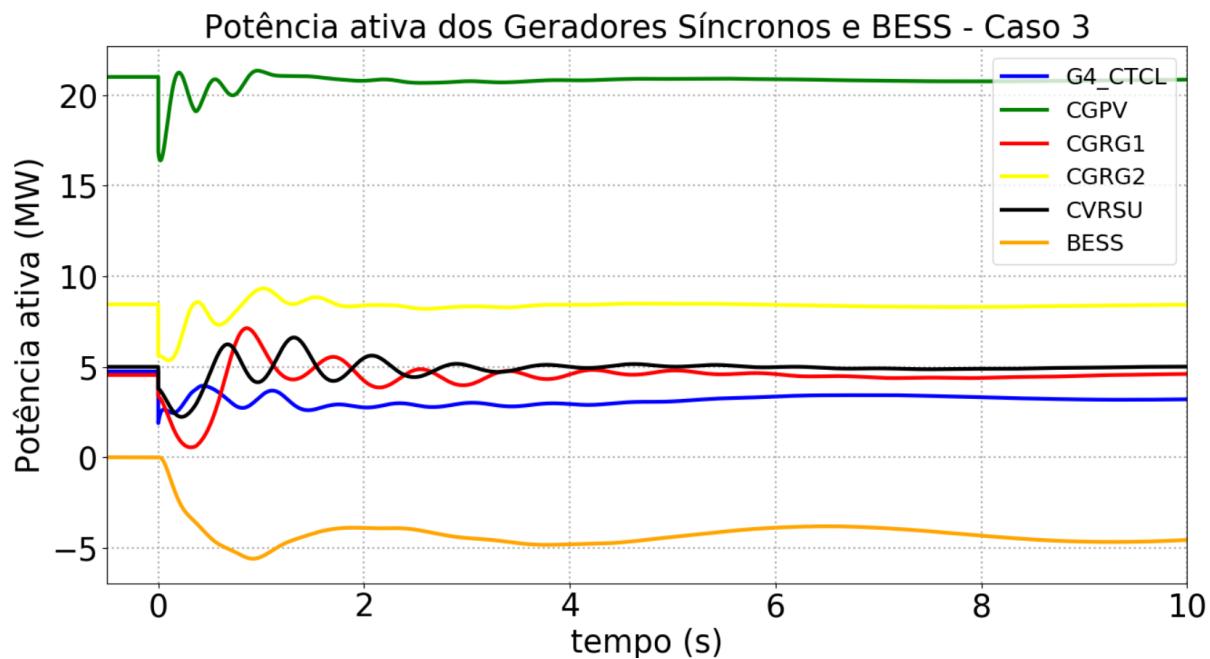
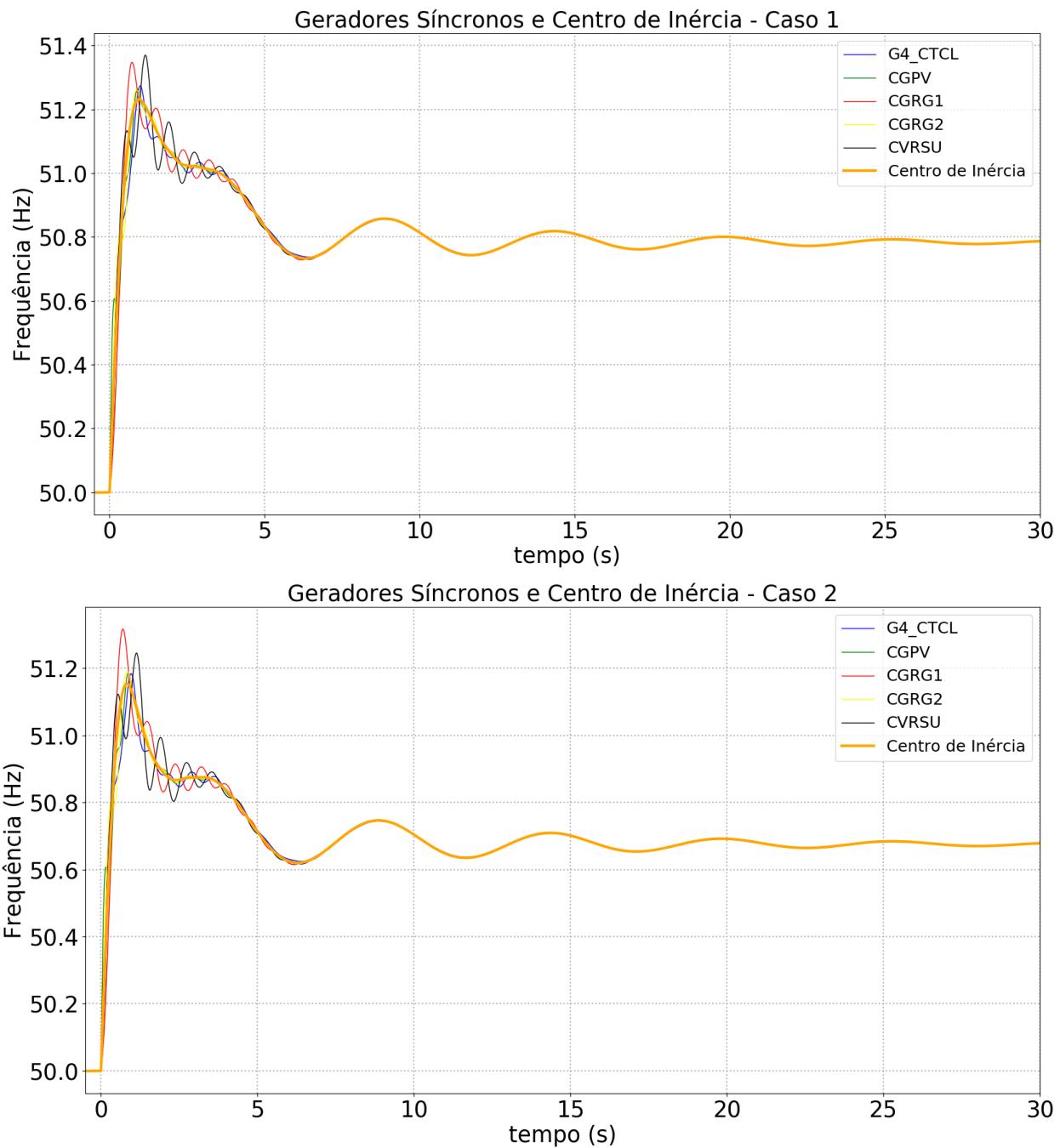


Figura 57. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 1.

#### 4.3.2 Resultados - Cenário 2

Na Figura 58 são apresentados os resultados referentes à velocidade dos geradores síncronos em serviço (em Hz) e frequência no centro de inércia, para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGra$ , relativamente ao cenário 2.



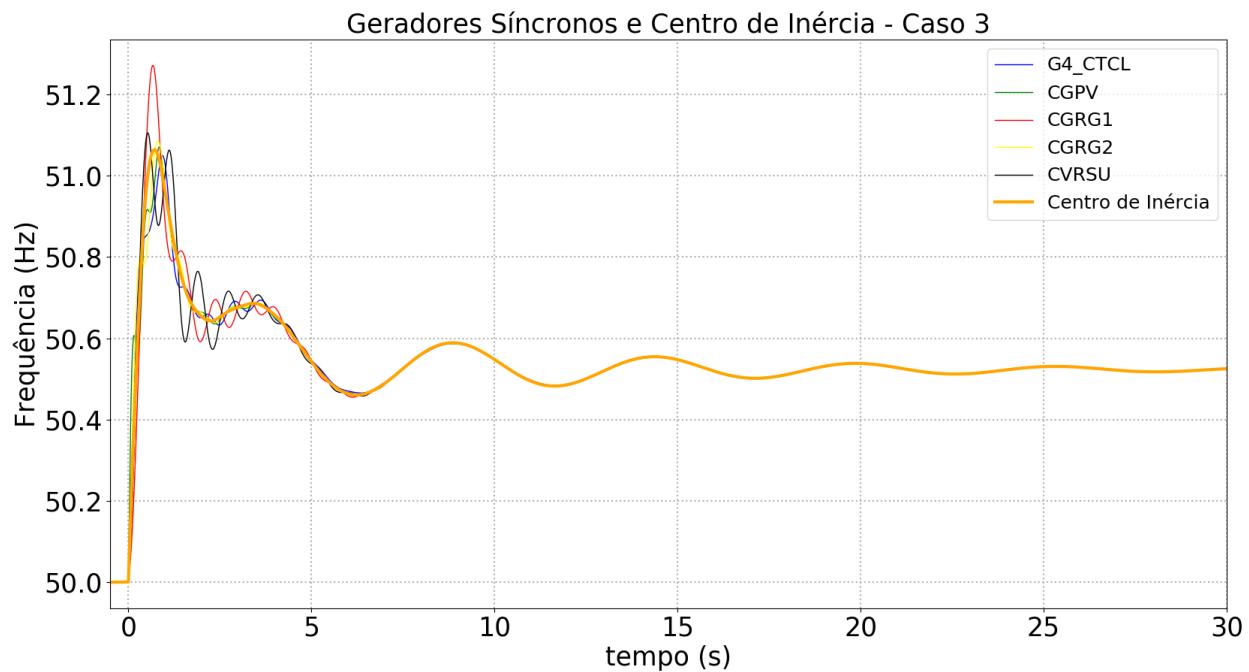


Figura 58. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): **Cenário 2**.

Na Figura 59 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH da Lagoa, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 2.

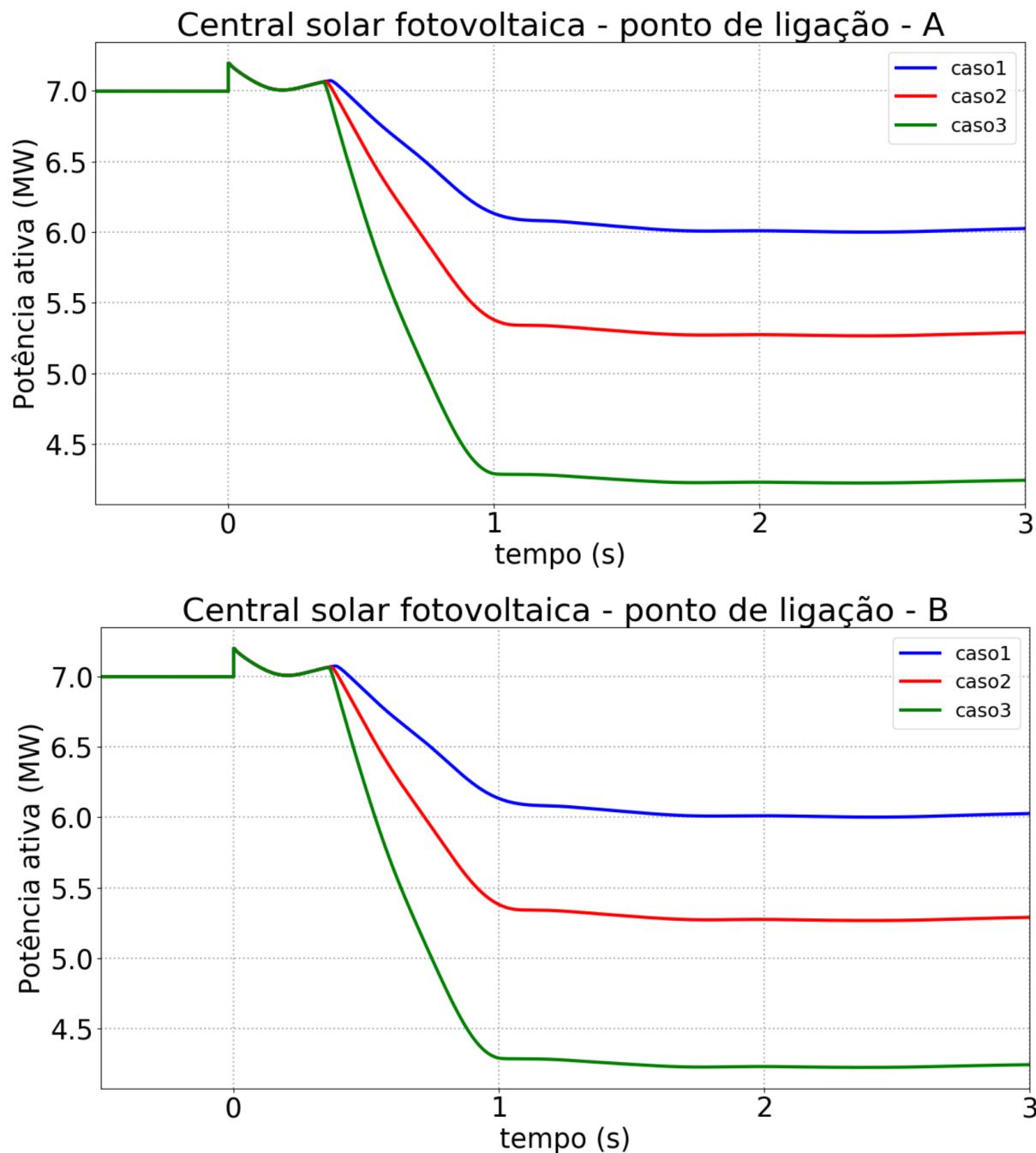
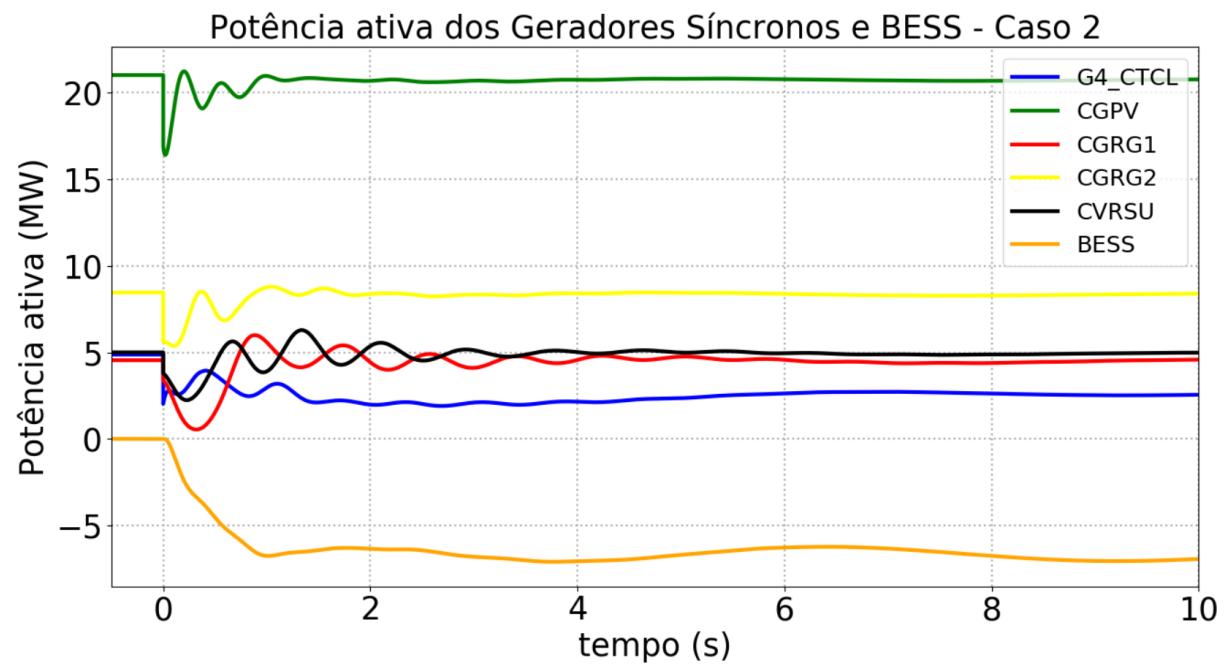
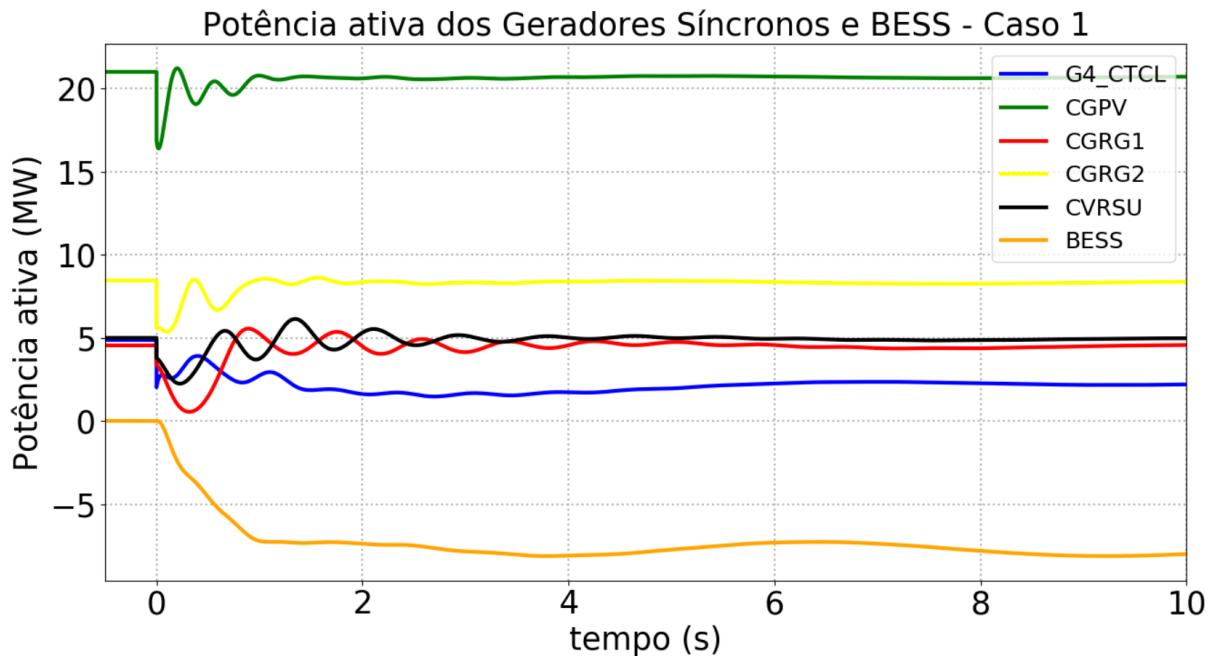


Figura 59. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 2.

Na Figura 60 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.



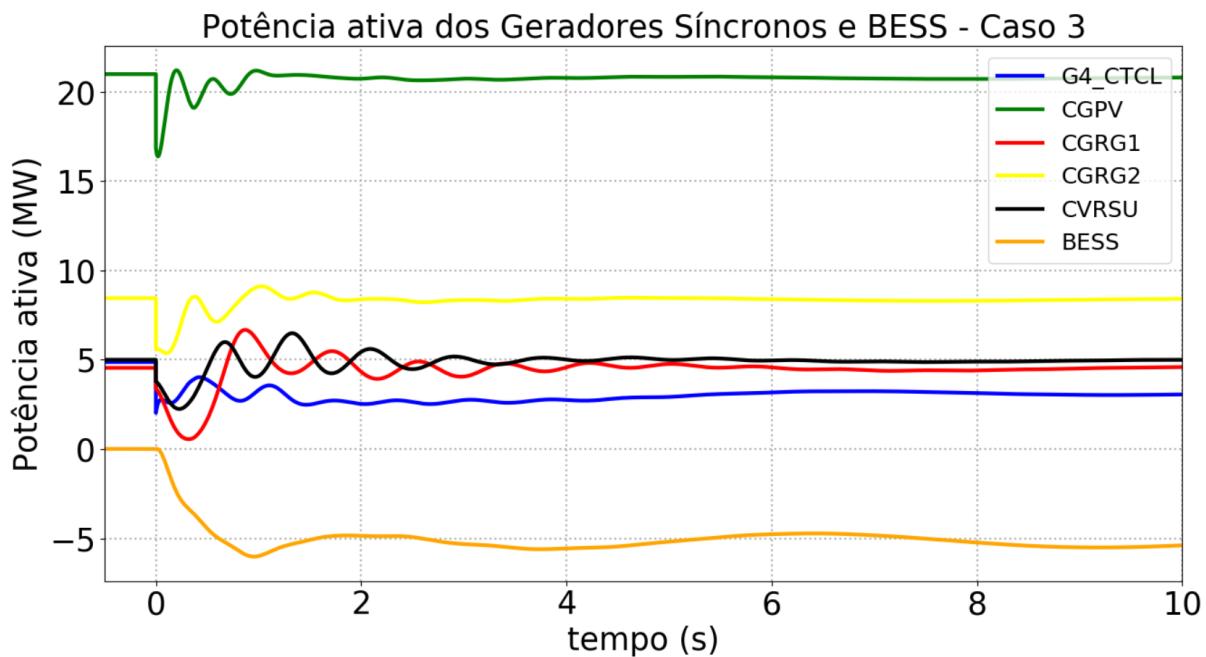
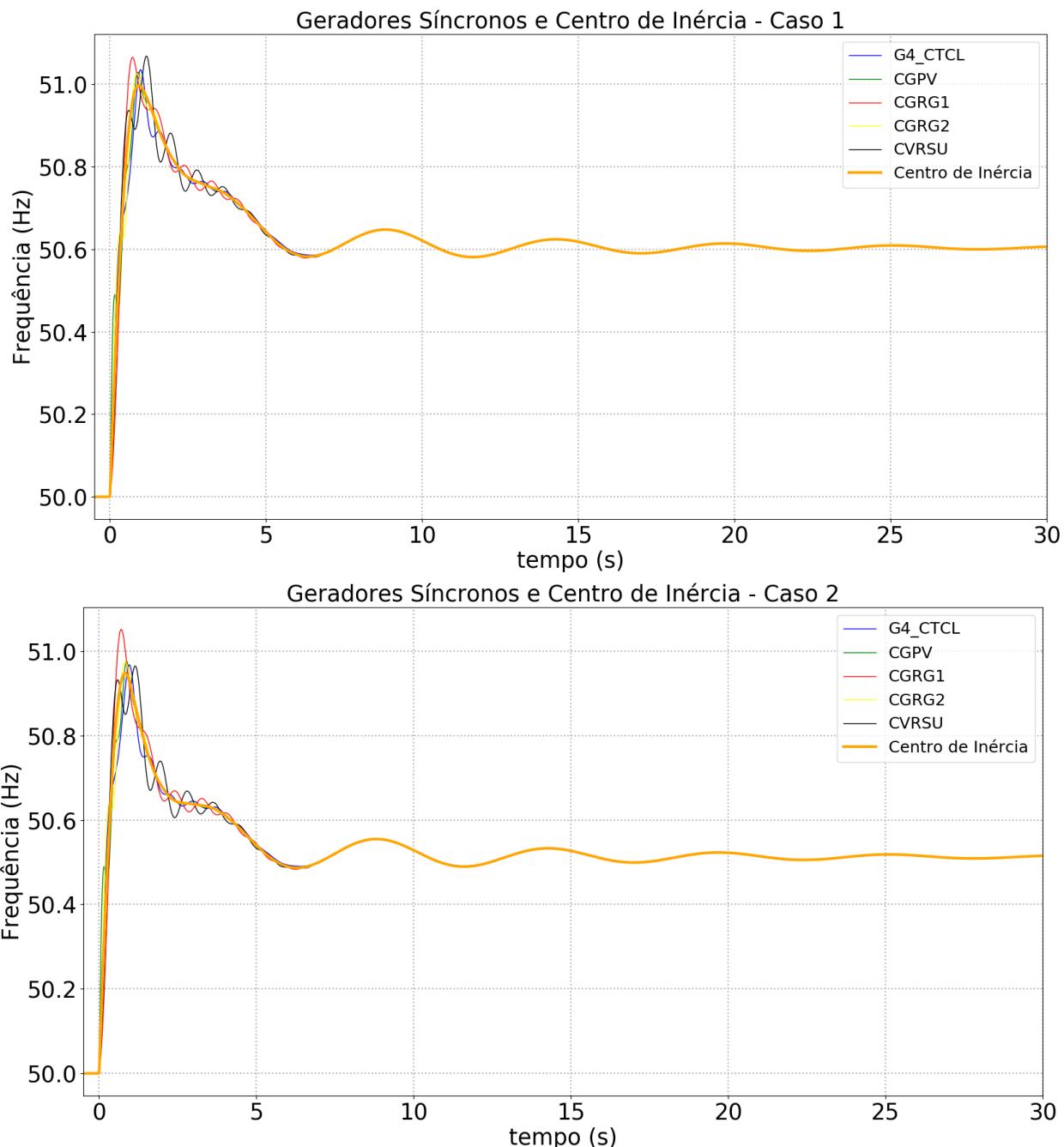


Figura 60. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 2.

#### 4.3.3 Resultados - Cenário 3

Na Figura 61 são apresentados os resultados referentes à velocidade dos geradores síncronos em serviço (em Hz) e frequência no centro de inércia, para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGra$ , relativamente ao cenário 3.



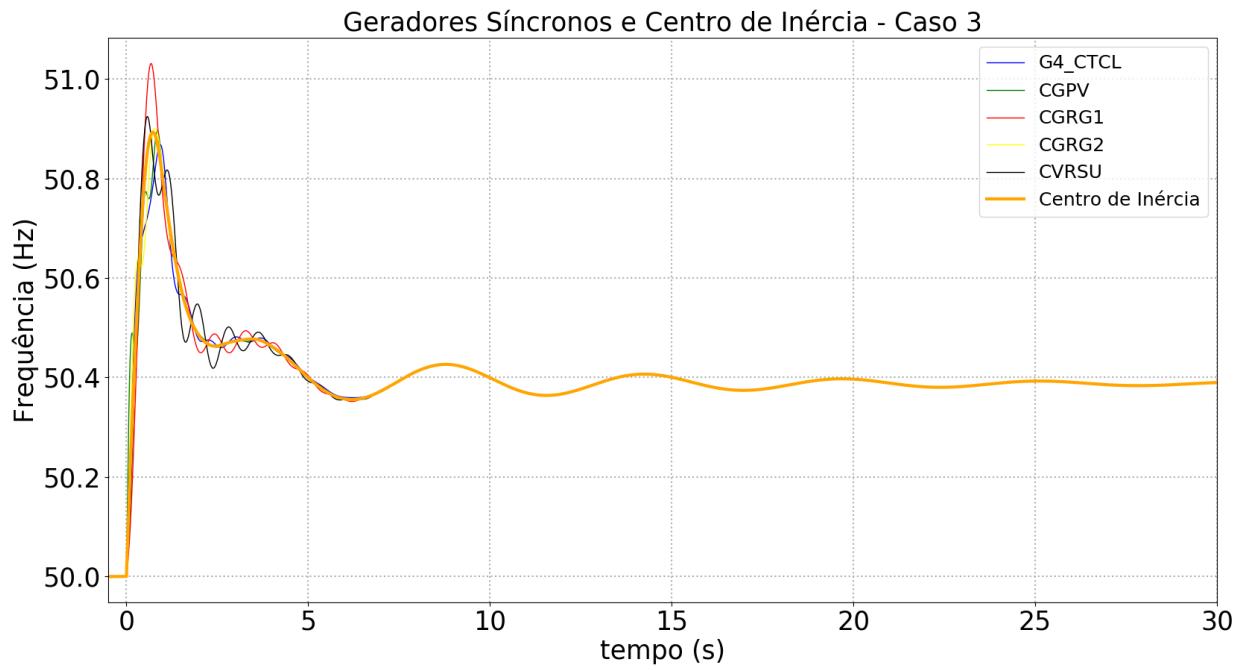


Figura 61. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): **Cenário 3**.

Na Figura 62 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH da Lagoa, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 3.

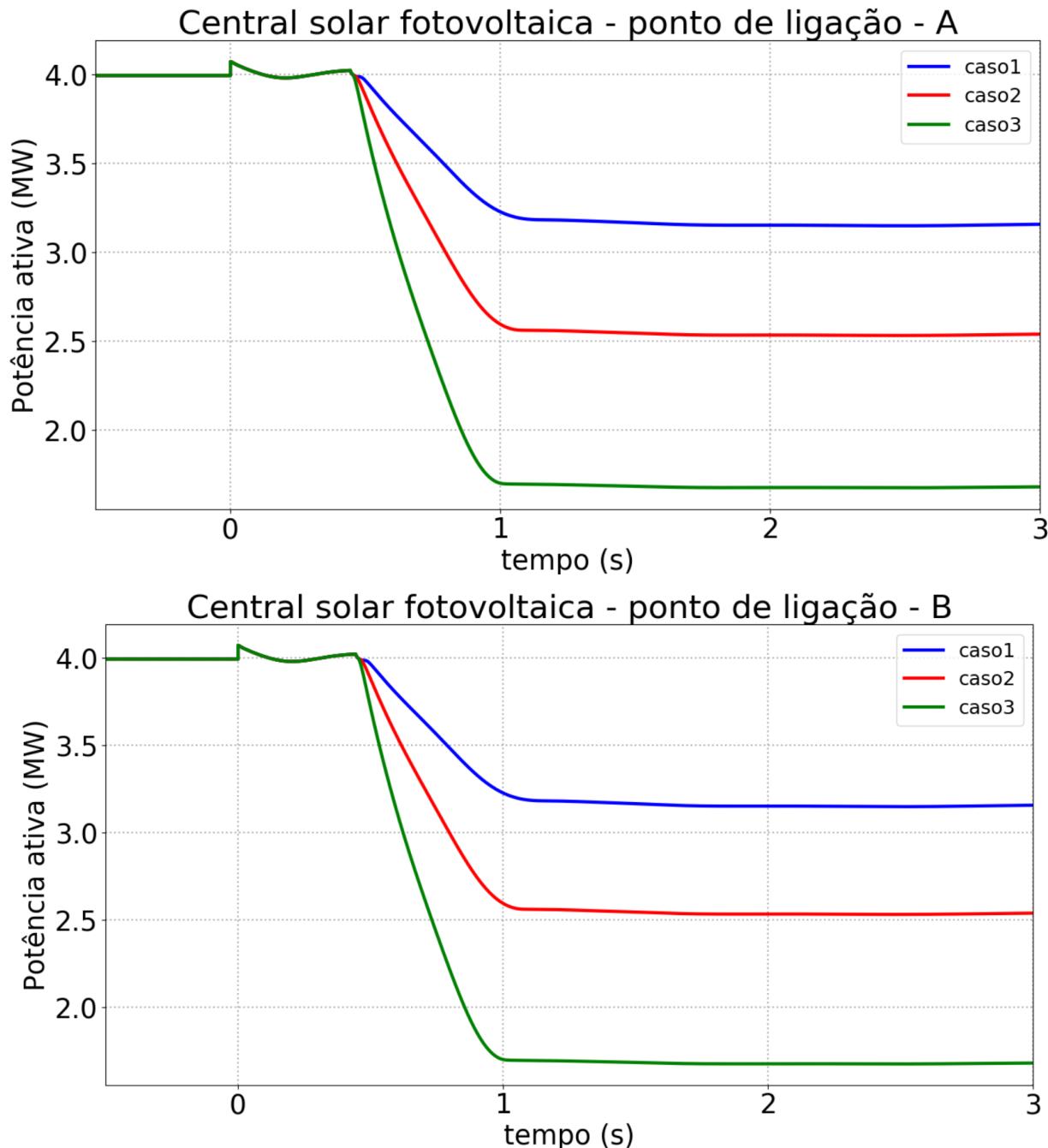
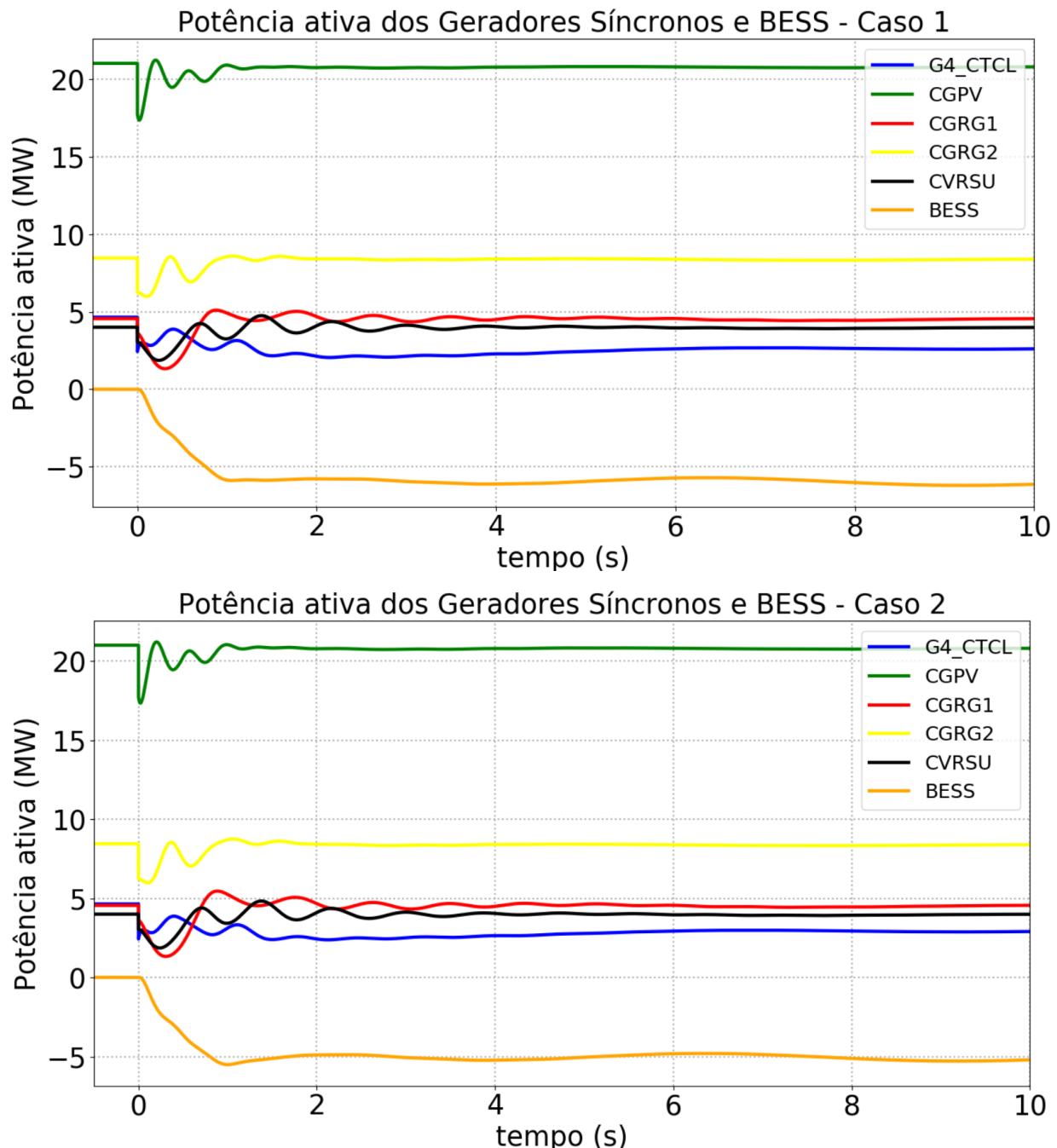


Figura 62. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 3.

Na Figura 63 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  $PW Gra$ , relativamente ao cenário 3.



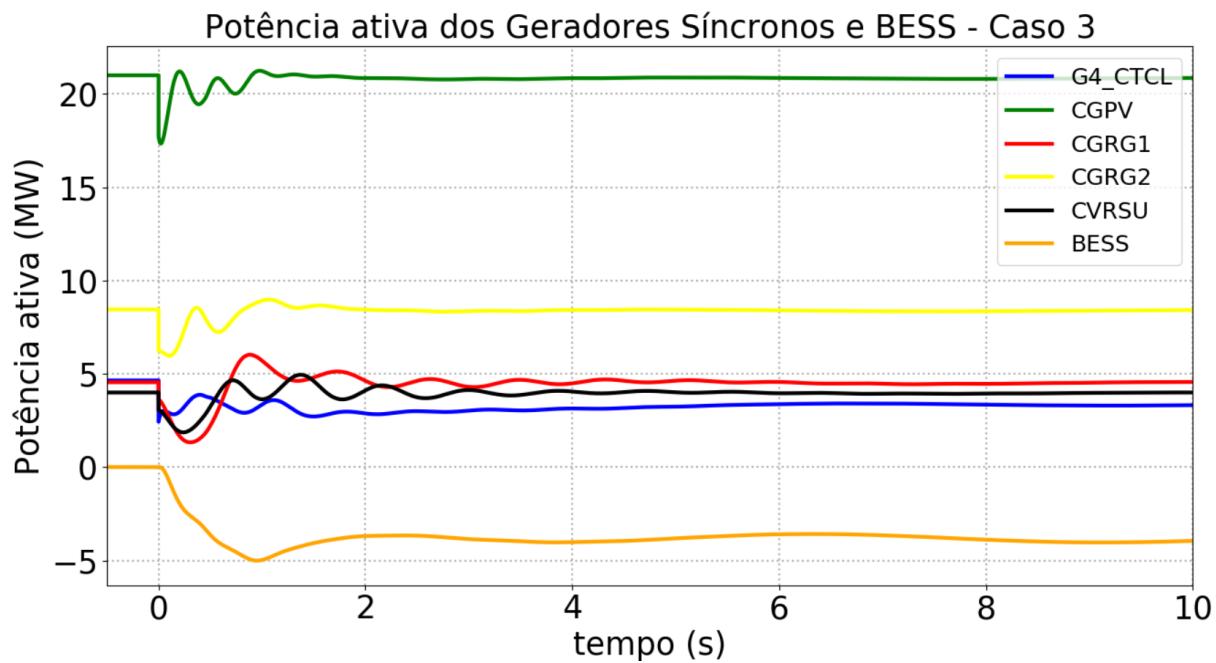
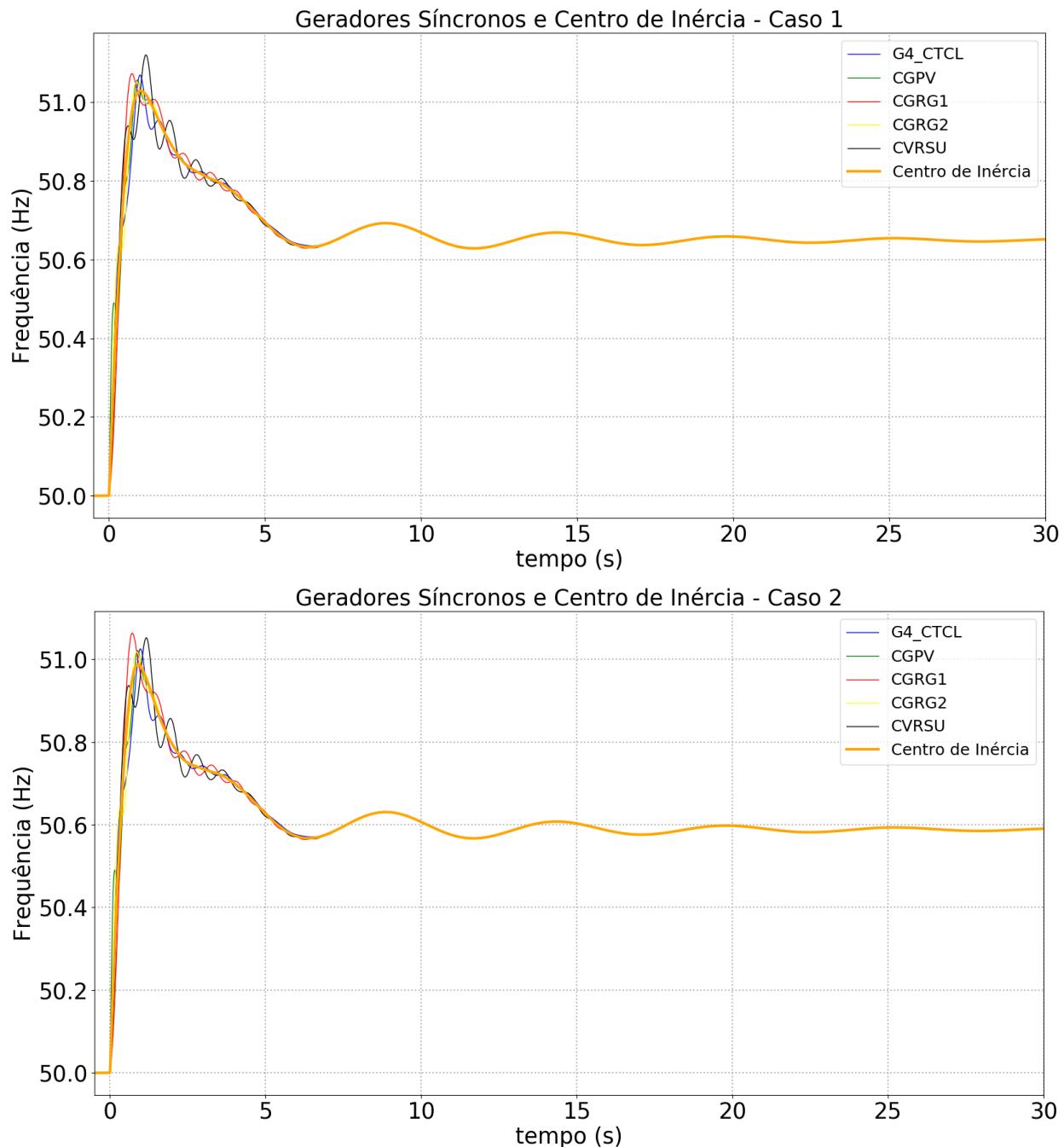


Figura 63. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 3.

#### 4.3.4 Resultados - Cenário 4

Na Figura 64 são apresentados os resultados referentes à velocidade dos geradores síncronos em serviço (em Hz) e frequência no centro de inércia, para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGra$ , relativamente ao cenário 4.



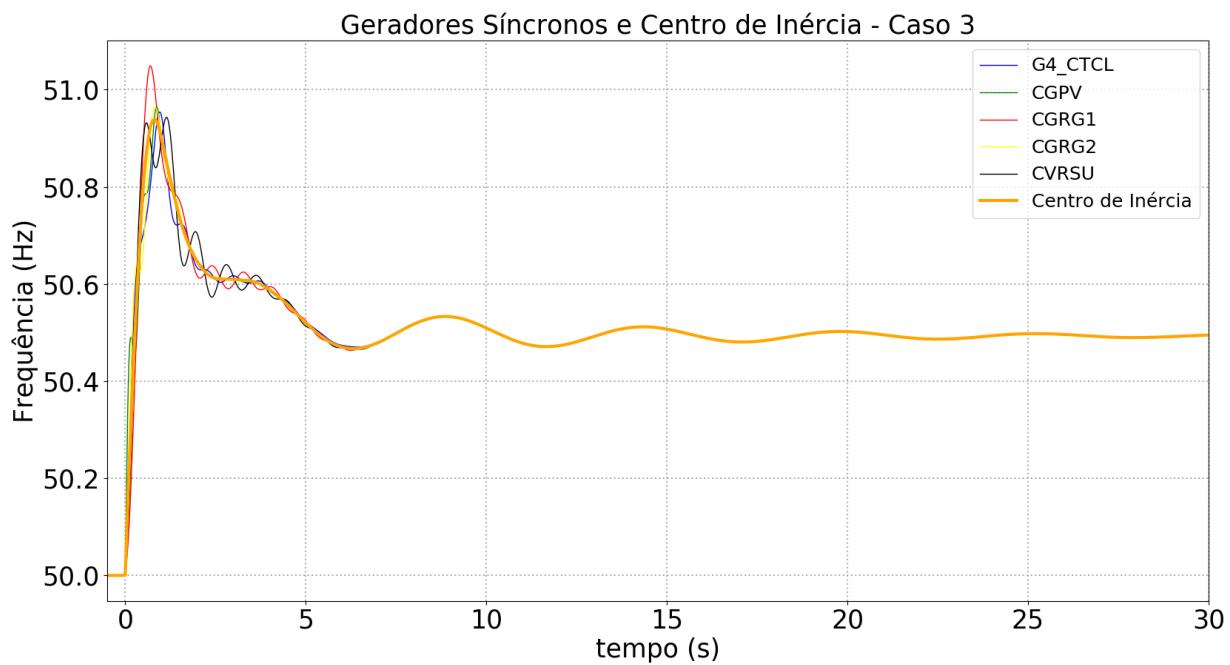


Figura 64. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): **Cenário 4**.

Na Figura 65 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH da Lagoa, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 4.

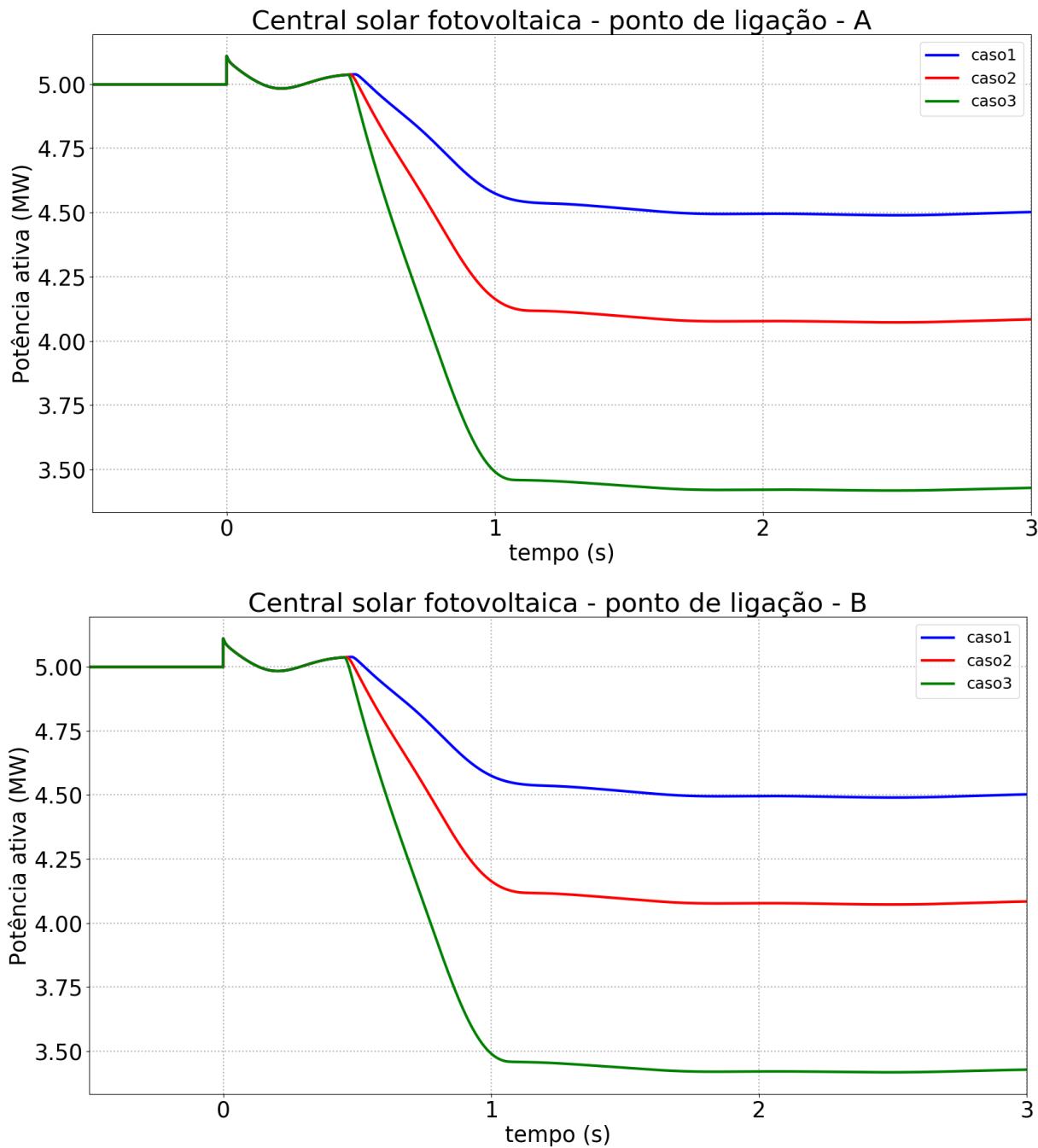
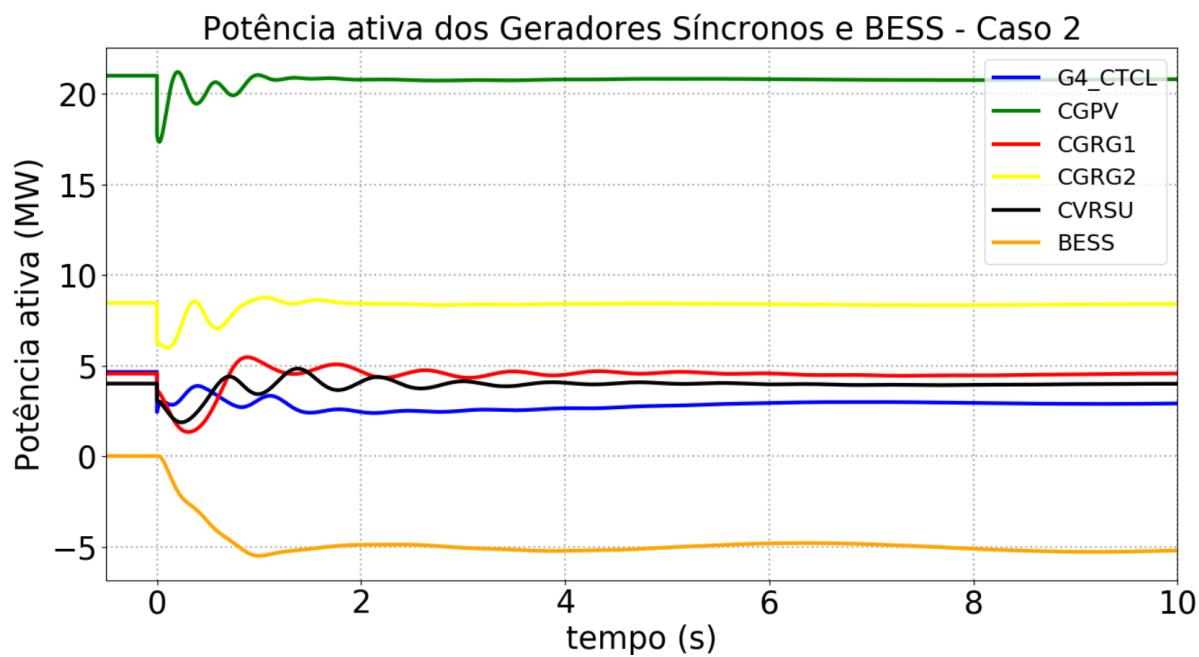
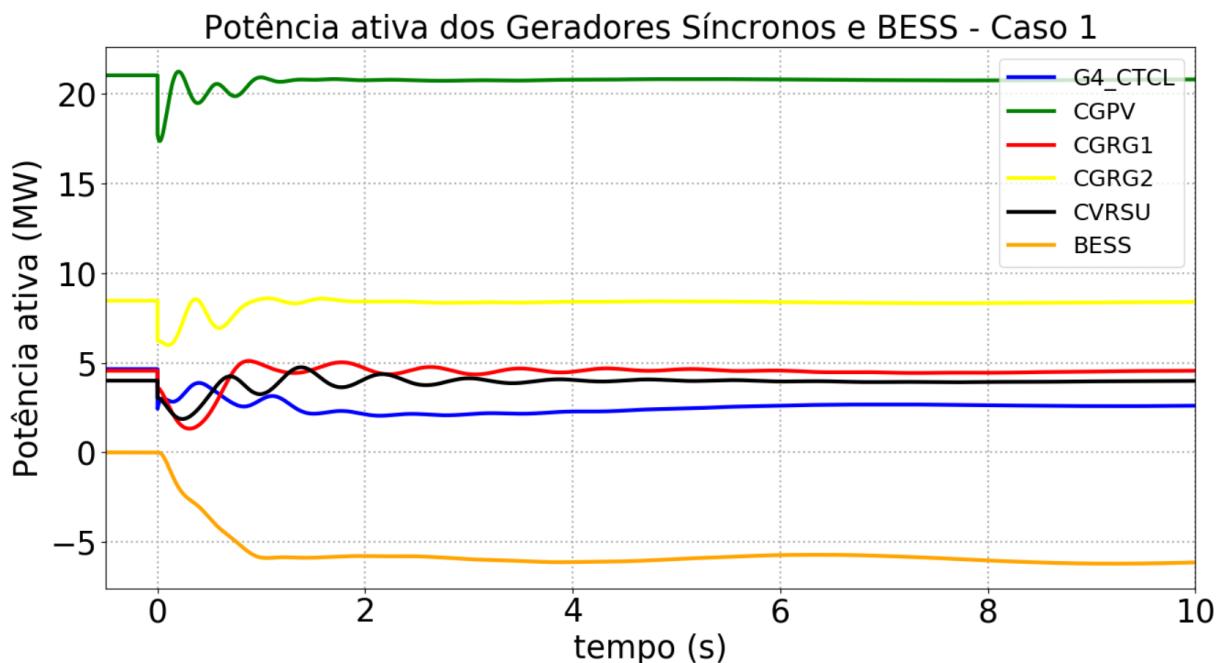


Figura 65. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 4.

Na Figura 66 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápido (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGra$ , relativamente ao cenário 4.



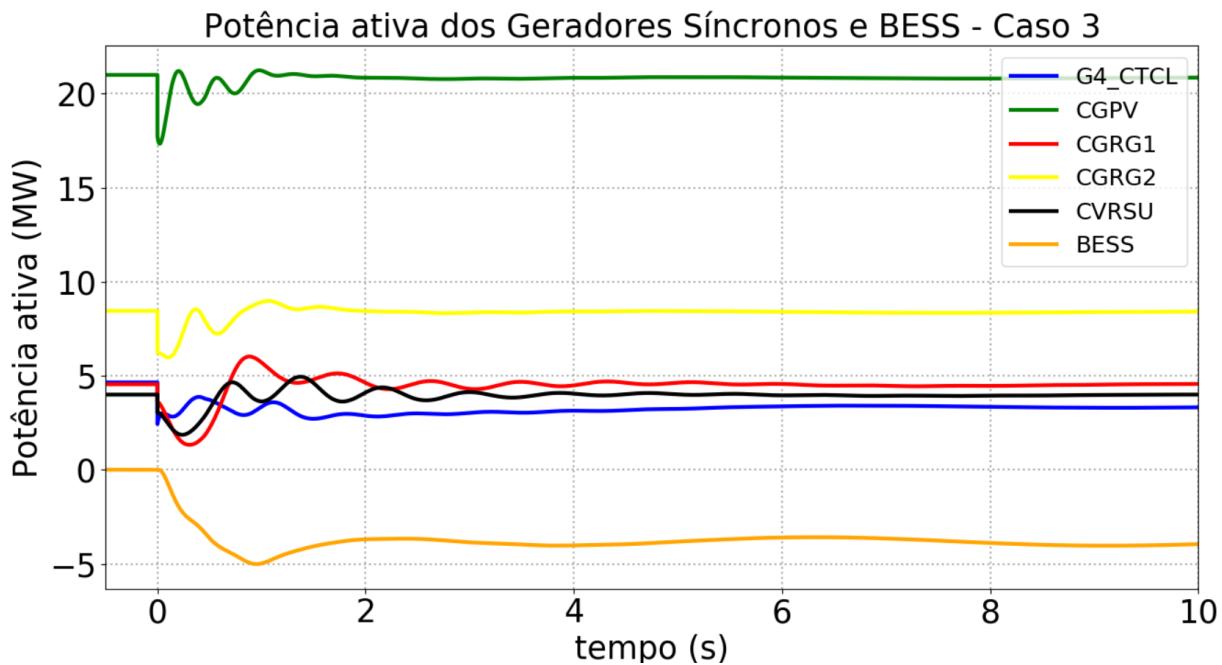
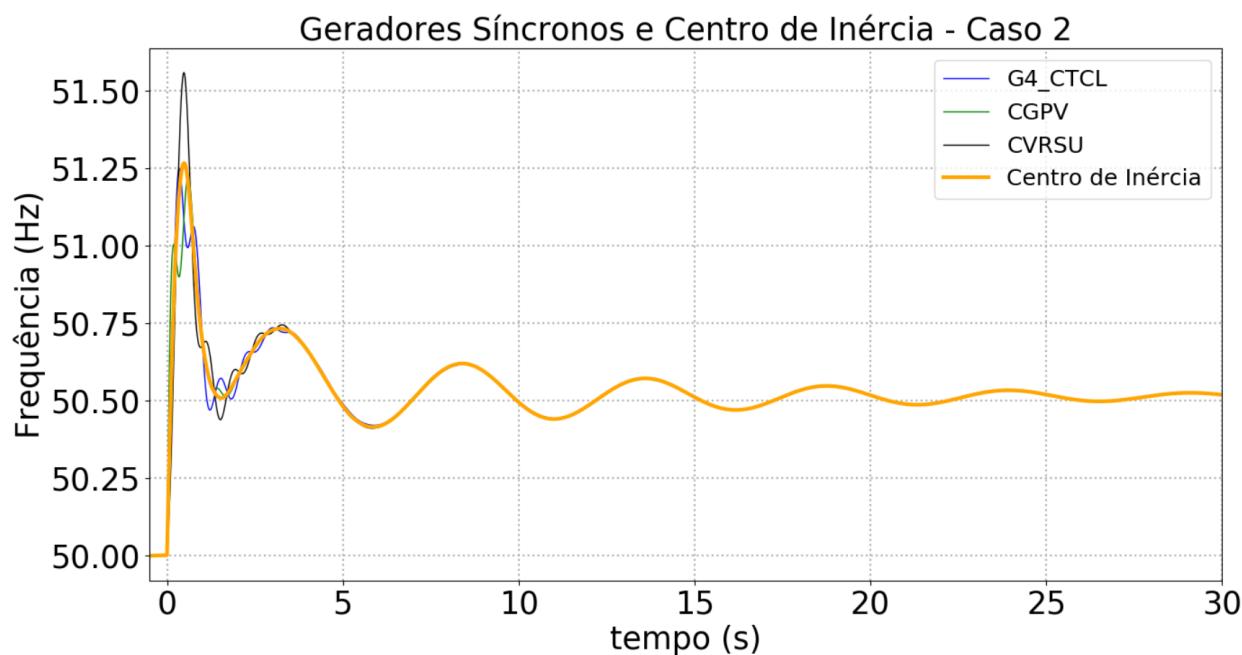
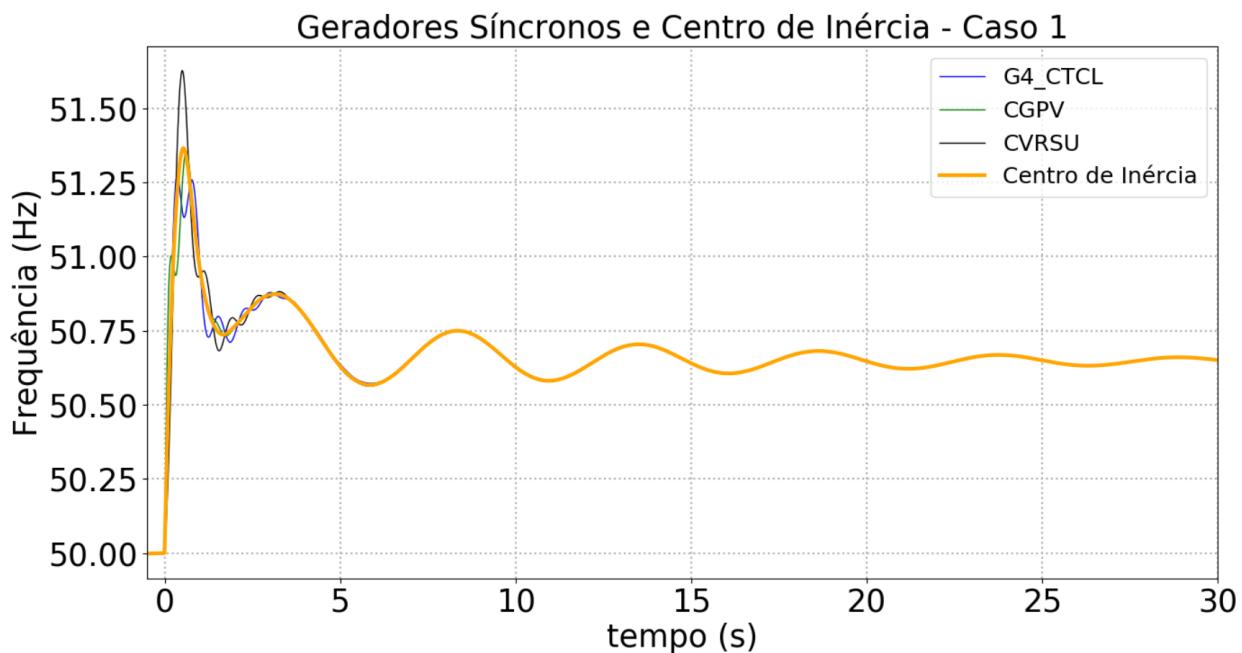


Figura 66. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 4.

#### 4.3.5 Resultados - Cenário 5

Na Figura 67 são apresentados os resultados referentes à velocidade dos geradores síncronos em serviço (em Hz) e frequência no centro de inércia, para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGra$ , relativamente ao cenário 5.



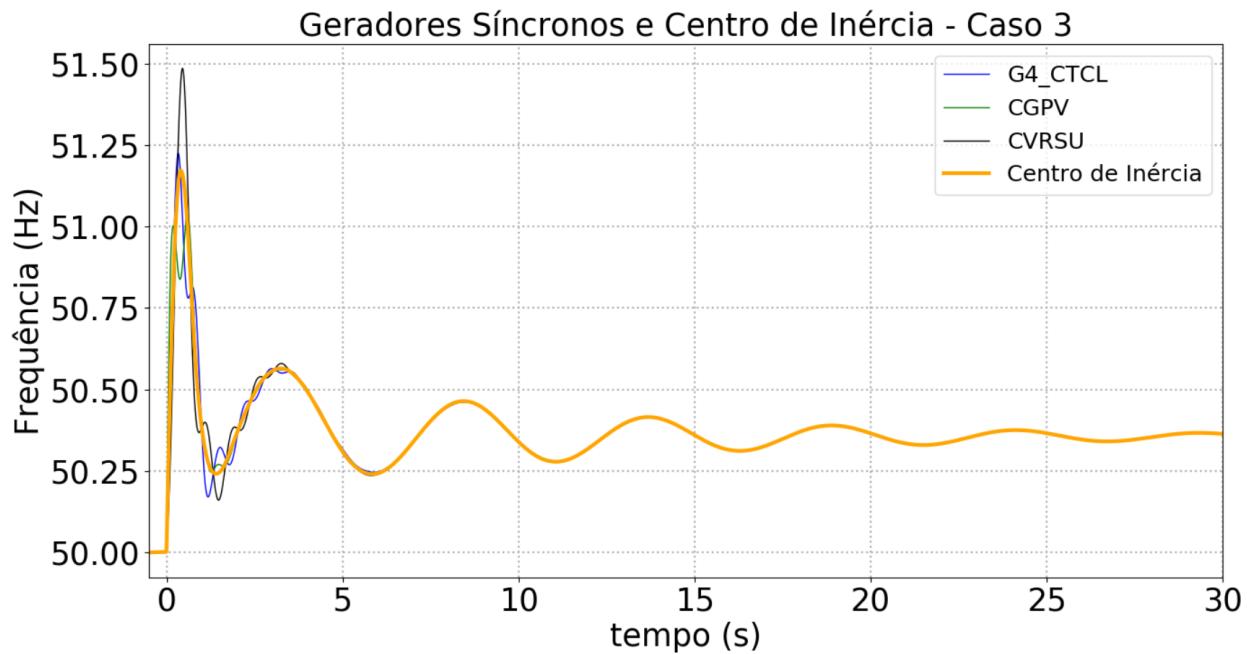


Figura 67. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): **Cenário 5.**

Na Figura 68 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH da Lagoa, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 5.

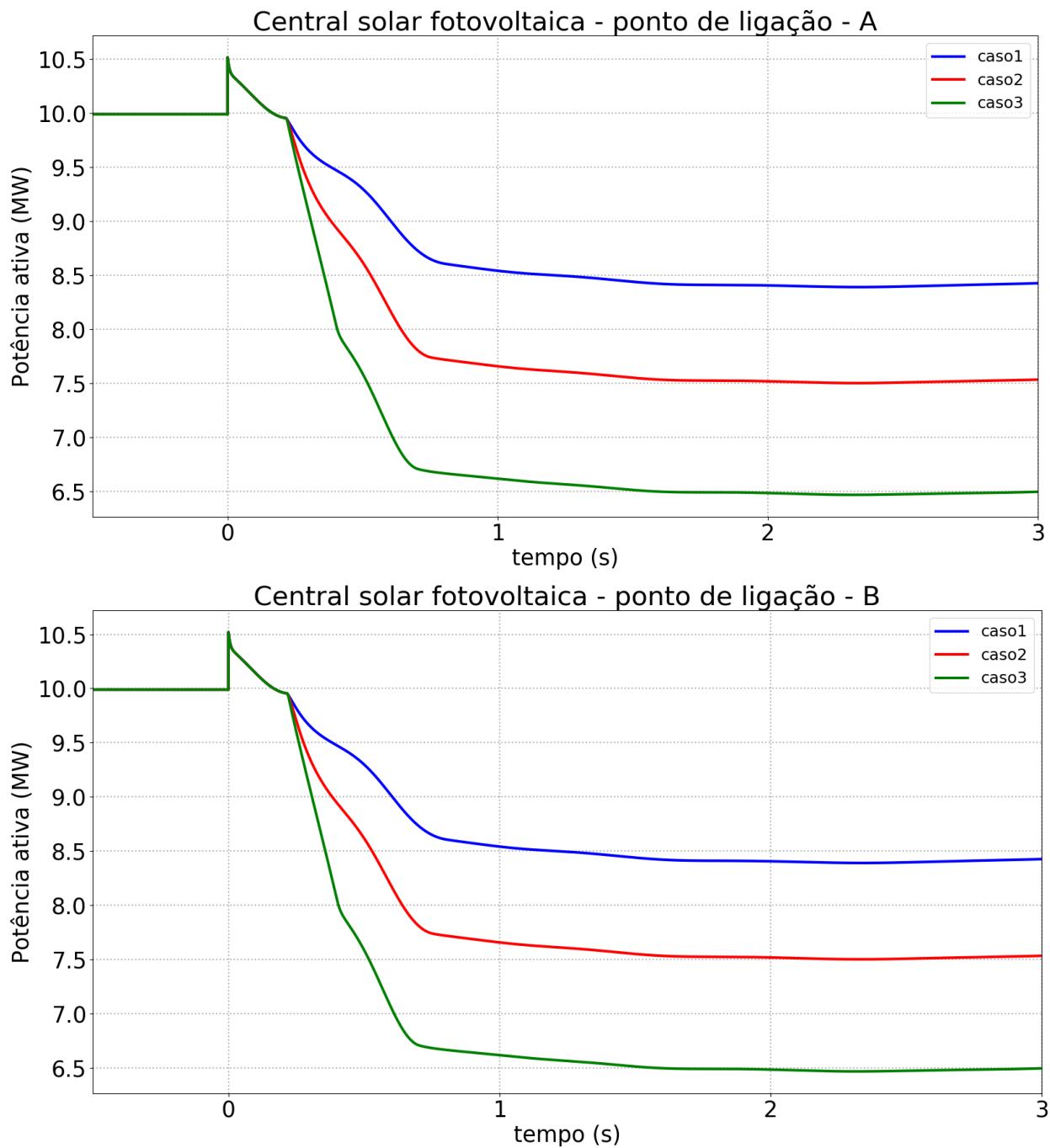
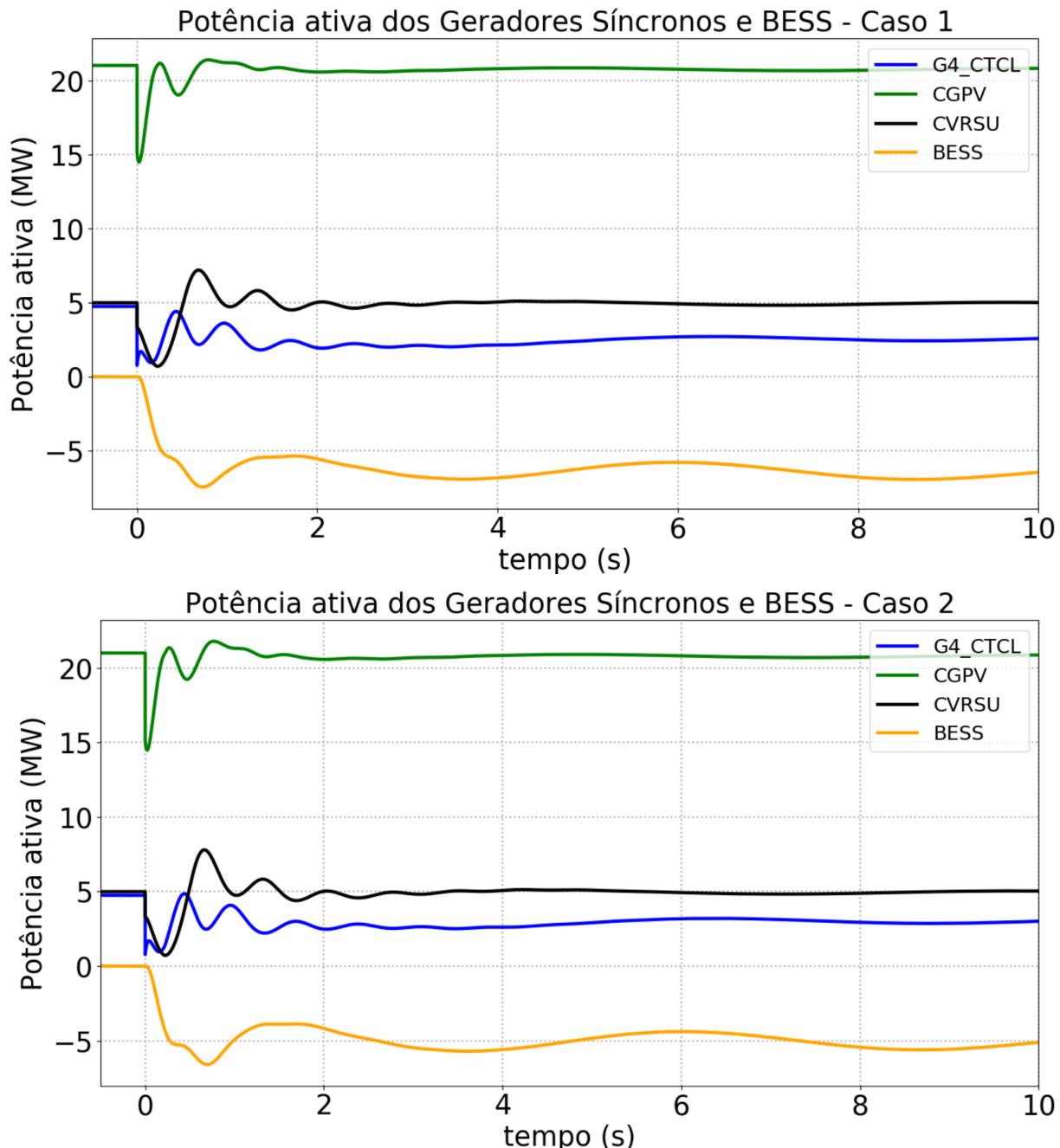


Figura 68. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 5.

Na Figura 69 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápido (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PW Gra$ , relativamente ao cenário 5.



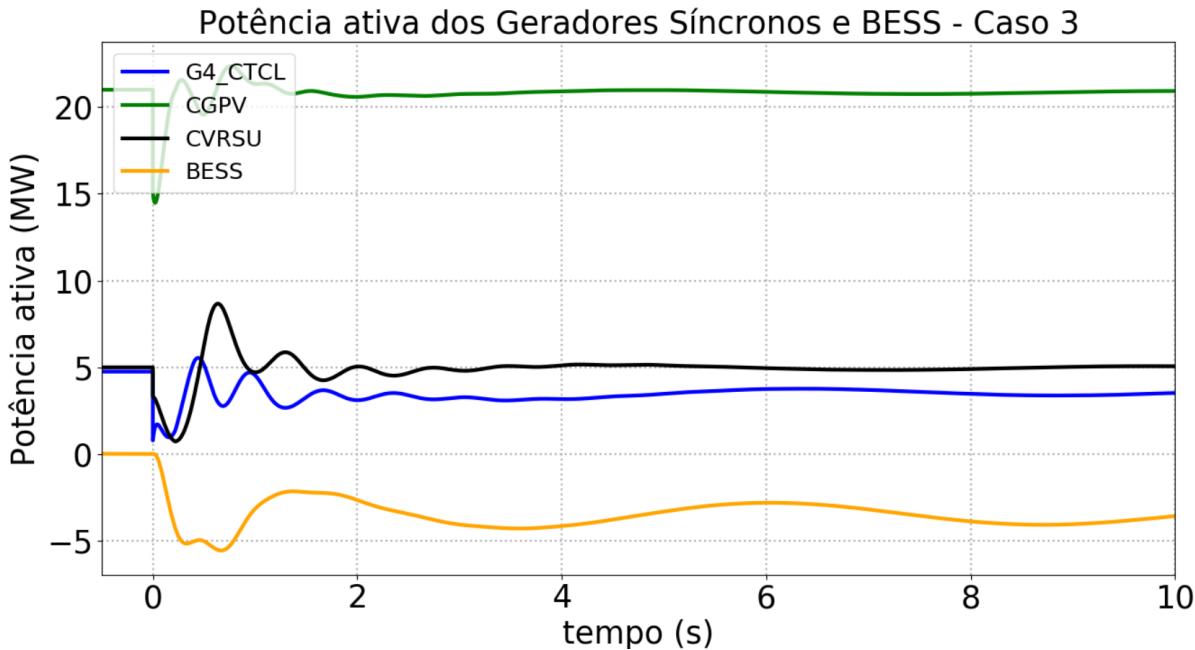


Figura 69. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 5.

#### 4.3.1 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 da Lagoa 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 da lagoa é maior. Esta maior capacidade de redução da potência ativa injetada permite reduzir o esforço de regulação que é exigido quer ao gerador síncrono da CTCL quer ao sistema de reserva rápida (BESS), permitindo assim uma redução mais acentuada do Zénite de frequência do centro de inércia da rede de São Miguel e da velocidade dos geradores síncronos, após o deslastre de carga. Desta forma sugere-se a utilização de um valor elevado no parâmetro  $PWGra$  a utilizar nos conversores da CSFH da Lagoa.

Verifica-se ainda que o desvio das velocidades dos geradores e da frequência do centro de inércia da rede de São Miguel são ligeiramente mais severos no cenário 5. Isto verifica-se pelo facto deste cenário apresentar uma condição de operação mais exigente resultante do maior volume de integração de renovável e menor volume de geração síncrona (Central Geotérmica da Ribeira Grande em manutenção).

Observa-se ainda que não existem diferenças notórias entre as sub-redes A e B, na sua capacidade de redução automática de potência ativa.

## 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 20 MW, no sistema eletroprodutor da ilha de São Miguel. Foram realizados dois estudos distintos:

- Análise em regime estacionário: avaliação da capacidade de injeção/consumo de potência reativa nos dois pontos de interligação da CSFH da Lagoa à rede de transporte da ilha de São Miguel, 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 nos dois pontos 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 nos pontos 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 nos seus dois pontos de interligação (POI A e POI B);
- A central deve dispor de capacidade de redução automática da potência ativa injetada perante situações de sobre-frequência, recomendando-se a utilização de valores elevados do parâmetro *PWGra* (da ordem dos 80%) 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

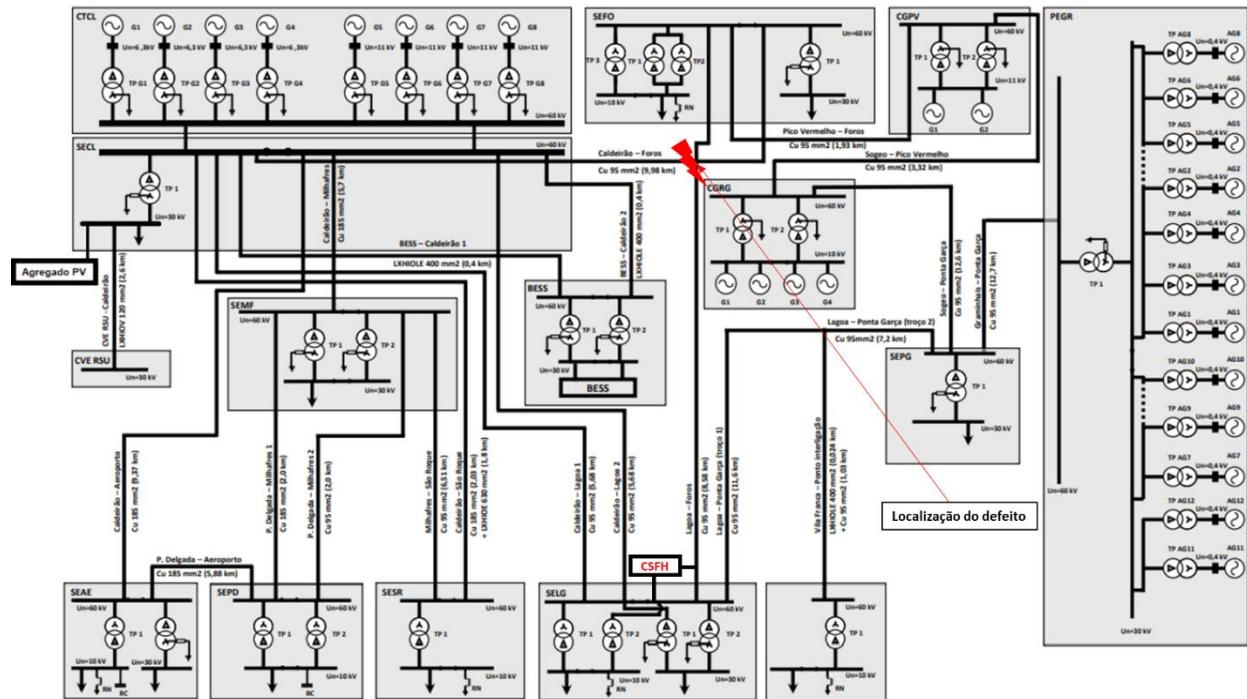


Figura 70. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha de São Miguel.