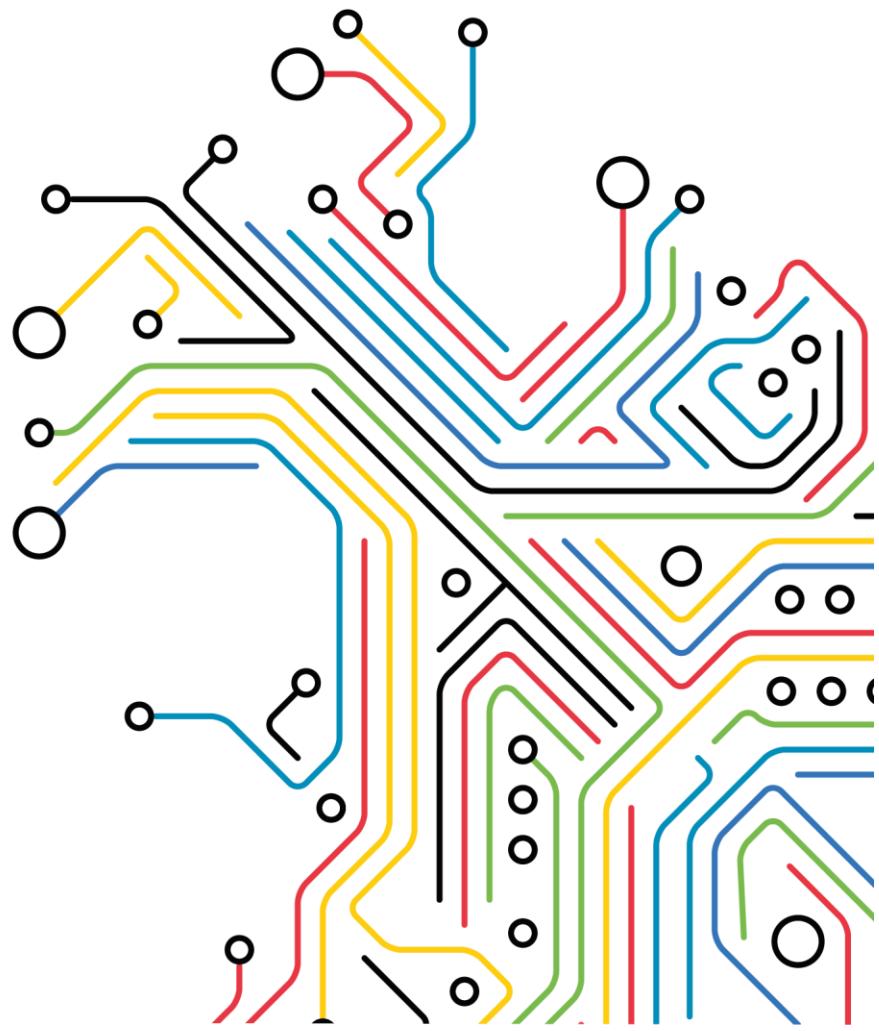


Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 20 MW na ilha de São Miguel

Outubro 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_V2.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
1.1	0	27/09/2023	Estudos extra V1.1	Manuel Castro
1.2	1	29/09/2023	Estudos extra V1.2	Rui Sousa
1.3	2	04/10/2023	Revisão 1	João Peças Lopes
2	3	09/10/2023	Revisão 2	Carlos Moreira

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	11
1.1	Contexto e Objetivos	11
1.2	Estrutura do Documento	11
2	Descrição da Central Solar Fotovoltaica Híbrida	12
2.1	Rede Interna	12
2.2	Breve Caracterização do Modelo de Simulação dos Conversores Solares e dos SAE	15
2.3	Breve Caracterização do Modelo de Simulação do <i>Power Plant Controller</i> Híbrido	18
3	Análise em Regime Estacionário	21
3.1	Descrição	21
3.2	Resultados	22
4	Análise em Regime Dinâmico	36
4.1	Cenários de operação	36
4.2	Análise da Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão (LVRT)	39
4.3	Análise da Capacidade de Sobrevivência a Sobretensões (HVRT)	81
4.4	Análise da Capacidade de Redução Automática de Potência Ativa Face ao Aumento de Frequência	97
4.5	Análise da Capacidade de Fornecimento Automático de Potência Reativa: Controlo Local de Tensão, Potência Reativa e Fator de Potência	123
5	Conclusões	149
6	Referências	151
7	Apêndice	151



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.....	13
Figura 2. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico dos conversores [2].....	15
Figura 3. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [2]	17
Figura 4. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo P(f) [2]..	18
Figura 5. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico do PPC SMAHYCF [3]	19
Figura 6. Curva característica PQ dos conversores a instalar na CSFH para diferentes amplitudes da tensão terminal.....	21
Figura 7. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI A.....	24
Figura 8. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI B.....	25
Figura 9. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI A.....	27
Figura 10. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI B.....	28
Figura 11. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no POI A.....	30
Figura 12. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no POI B.....	31
Figura 13. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI A.....	33
Figura 14. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI B	34
Figura 15. 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).....	38
Figura 16. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 1	40
Figura 17. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 1	41
Figura 18. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 1	42
Figura 19. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 1	43
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 1, Cenário 1	44
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 2, Cenário 1	45
Figura 22. 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	46
Figura 23. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 1	47
Figura 24. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 2	48
Figura 25. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 2	49
Figura 26. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 2	50
Figura 27. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 2	51
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 1, Cenário 2	52

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 2, Cenário 2	53
Figura 30. 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	54
Figura 31. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 2	55
Figura 32. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 3	56
Figura 33. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 3	57
Figura 34. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH de Lagoa – Cenário 3	58
Figura 35. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH de Lagoa – Cenário 3	59
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 1, Cenário 3	60
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 2, Cenário 3	61
Figura 38. 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	62
Figura 39. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 3	63
Figura 40. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 4	64
Figura 41. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 4	65
Figura 42. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 4	66
Figura 43. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 4	67
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 1, Cenário 4	68
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 2, Cenário 4	69
Figura 46. 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	70
Figura 47. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 4	71
Figura 48. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 5	72
Figura 49. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 5	73
Figura 50. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 5	74
Figura 51. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 5	75
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 1, Cenário 5	76

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 2, Cenário 5	77
Figura 54. 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	78
Figura 55. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 5	79
Figura 56. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 1	82
Figura 57. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 1	83
Figura 58. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 1	84
Figura 59. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 2	85
Figura 60. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 2	86
Figura 61. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 2	87
Figura 62. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 3	88
Figura 63. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 3	89
Figura 64. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 3	90
Figura 65. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 4	91
Figura 66. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 4	92
Figura 67. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 4	93
Figura 68. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 5	94
Figura 69. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 5	95
Figura 70. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 5	96
Figura 71. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 1	99
Figura 72. 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	100
Figura 73. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 1	102
Figura 74. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 2	104
Figura 75. 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	105
Figura 76. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 2	107
Figura 77. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 3	109
Figura 78. 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	110

Figura 79. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 3	112
Figura 80. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 4	114
Figura 81. 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	115
Figura 82. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 4	117
Figura 83. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 5	119
Figura 84. 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	120
Figura 85. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 5	122
Figura 86. Resposta da potência ativa (em MW) injetada no POI A e dos conversores da sub-rede A, Vset = 0.99 p.u.	125
Figura 87. Resposta da potência reativa (em Mvar) injetada no POI A e dos conversores da sub-rede A, Vset = 0.99 p.u.	125
Figura 88. Registo das tensões (em p.u.) medidas no POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A, Vset = 0.99 p.u.	126
Figura 89. Resposta da potência ativa (em MW) injetada no POI B e dos conversores da sub-rede B, Vset = 0.99 p.u.	127
Figura 90. Resposta da potência reativa (em Mvar) injetada no POI B e dos conversores da sub-rede B, Vset = 0.99 p.u.	127
Figura 91. Registo das tensões (em p.u.) medidas no POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B, Vset = 0.99 p.u.	128
Figura 92. Resposta da potência ativa (em MW) injetada no POI A e dos conversores da sub-rede A, Vset = 1.01 p.u.	129
Figura 93. Resposta da potência reativa (em Mvar) injetada no POI A e dos conversores da sub-rede A, Vset = 1.01 p.u.	129
Figura 94. Registo das tensões (em p.u.) medidas no POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A, Vset = 1.01 p.u.	130
Figura 95. Resposta da potência ativa (em MW) injetada no POI B e dos conversores da sub-rede B, Vset = 1.01 p.u.	131
Figura 96. Resposta da potência reativa (em Mvar) injetada no POI B e dos conversores da sub-rede B, Vset = 1.01 p.u.	131
Figura 97. Registo das tensões (em p.u.) medidas no POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B, Vset = 1.01 p.u.	132
Figura 98. Resposta da potência ativa (em MW): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, Qset = 1 Mvar	133
Figura 99. Resposta da potência reativa (em Mvar): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, Qset = 1 Mvar	134
Figura 100. Registo das tensões (em p.u.) medidas: POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B (em baixo), Qset = 1 Mvar	135
Figura 101. Resposta da potência ativa (em MW): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, Qset = -1 Mvar	137

Figura 102. Resposta da potência reativa (em Mvar): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, Qset = -1 Mvar	138
Figura 103. Registo das tensões (em p.u.) medidas: POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B (em baixo), Qset = -1 Mvar	139
Figura 104. Resultado da evolução do fator de potência capacitivo nos POI A (vermelho) e POI B (verde).	140
Figura 105. Resposta da potência ativa (em MW): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, FP = 0.9 capacitivo	141
Figura 106. Resposta da potência reativa (em Mvar): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, FP = 0.9 capacitivo	142
Figura 107. Registo das tensões (em p.u.) medidas: POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B (em baixo), FP = 0.9 capacitivo	143
Figura 108. Resultado da evolução do fator de potência indutivo nos POI A (vermelho) e POI B (verde).	144
Figura 109. Resposta da potência ativa (em MW): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, FP = 0.9 indutivo	145
Figura 110. Resposta da potência reativa (em Mvar): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, FP = 0.9 indutivo	146
Figura 111. Registo das tensões (em p.u.) medidas: POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B (em baixo), FP = 0.9 indutivo	147
Figura 112. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha de São Miguel.	151



Índice de Tabelas

Tabela 1. Parâmetros elétricos do conversor solar da SMA do tipo Sunny Central 4000 UP(-US) (SMASC SC 4000 UP(-US)).....	12
Tabela 2. Parâmetros elétricos dos SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage 3060 UP(-US) (SMASC SC 3060 UP(-US)).....	12
Tabela 3. Tabela resumo dos condutores da rede da CSFH.....	13
Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados	14
Tabela 5. Características elétricas dos transformadores considerados	14
Tabela 6. Parametrização do modelo SMASC em modo FRT [2]	16
Tabela 7. Parametrização do modelo SMASC em modo de estatismo P(f) [2].....	17
Tabela 8. Parametrização do modelo SMAHYCF para fornecimento automático de potência reativa [3].20	
Tabela 9. Definição dos cenários de operação.	38



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 (Eletrociadade 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, à capacidade de sobrevivência a sobretensões e consumo de corrente reativa, à capacidade de redução automática de potência ativa perante aumentos da frequência da rede e à capacidade de fornecimento automático de potência reativa através de três modos de controlo distintos.

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”.

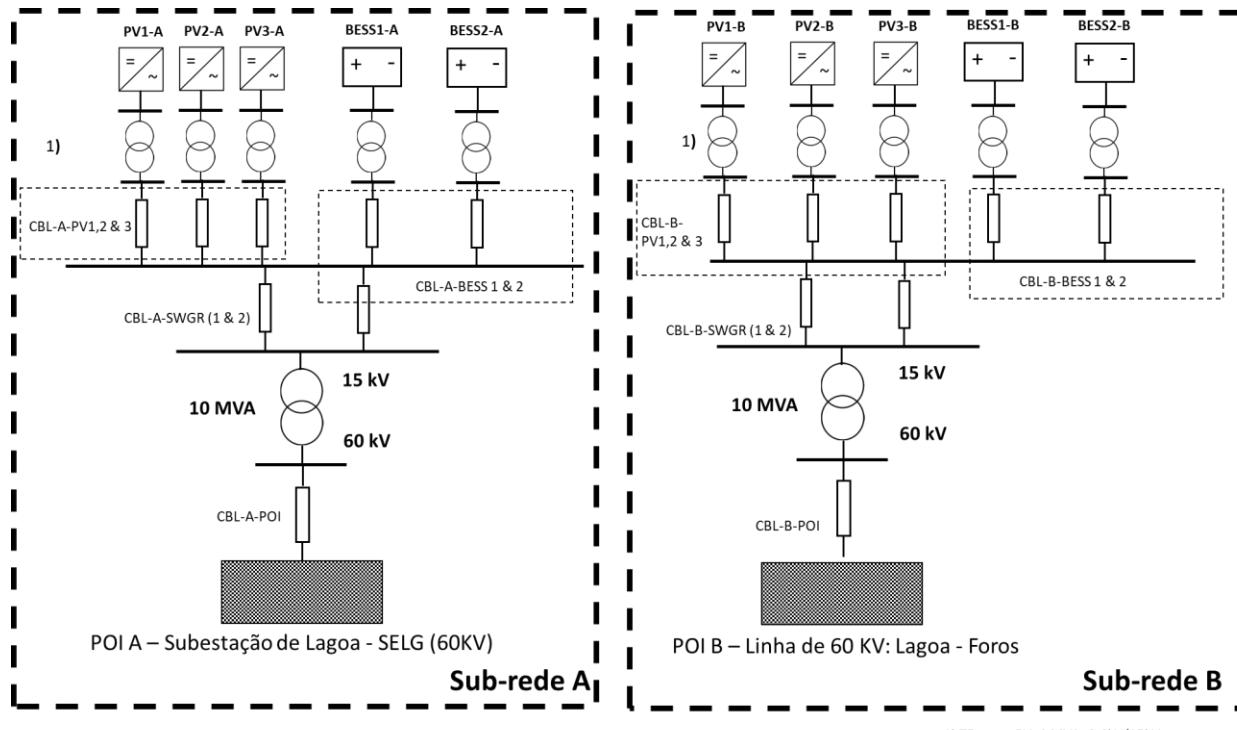


Figura 1. Esquema da rede elétrica da CSFH, ligada à rede de distribuição e transporte da ilha de São Miguel em dois pontos: POI A e POI B.

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 ¹
CBL-B-PV2	125	
CBL-B-PV3	250	
CBL-A-BESS1	50	

¹ Nexans - 17.5kV, XLPE insulated, Copper, Single Core armoured, 70 mm²



CBL-A-BESS2	50
CBL-B-BESS1	50
CBL-B-BESS2	50
CBL-A-SWGR1	50
CBL-A-SWGR2	50
CBL-B-SWGR1	50
CBL-B-SWGR2	50
CBL-A-POI	2025
CBL-B-POI	600

XHIOV 1x150 8.7/15kV²LXHIOLE 400 mm² 60 kV

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

Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados

Condutor	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (S/km)
XHIOV 1x70 8.7/15kV	0.342	0.137	7.288×10^{-5}
XHIOV 1x150 8.7/15kV	0.101	0.120	6.280×10^{-5}
LXHIOLE 400 mm ² 60 kV	0.159	0.122	9.519×10^{-5}

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

Tabela 5. Características elétricas dos transformadores considerados

Transformador	U ₁ /U ₂ (kV)	S _n (MVA)	X _f (%)
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

² Nexans - 17.5kV, XLPE insulated, Copper, Single Core armoured, 150 mm²

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.

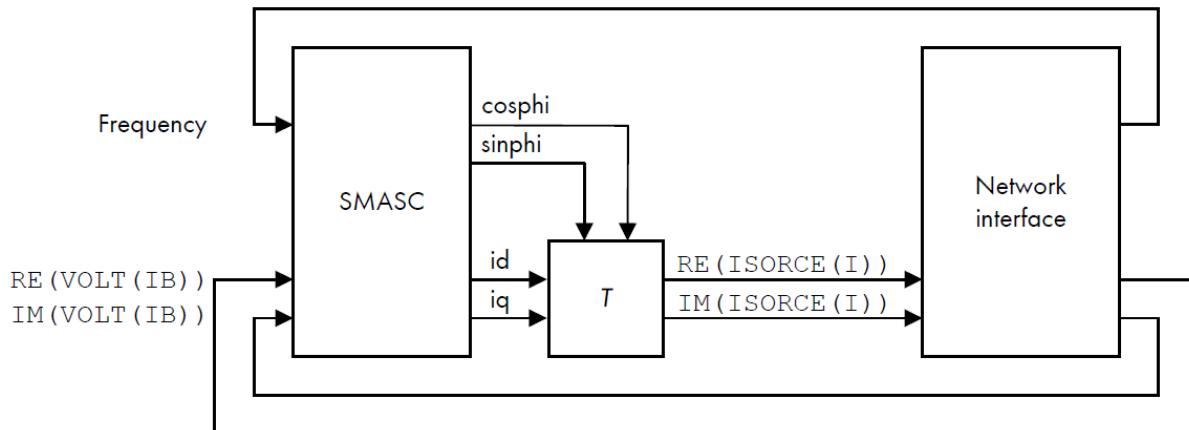


Figura 2. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico dos conversores [2].

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 (LVRT) e Sobretensões (HVRT) ou modo FRT** – controlo de potência reativa, suporte dinâmico à rede durante cavas de tensão ou sobretensões (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/absorção 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/absorve 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) e na secção 4.3 (análise à capacidade de sobrevivência a sobretensões), 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/absorção 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	0.1

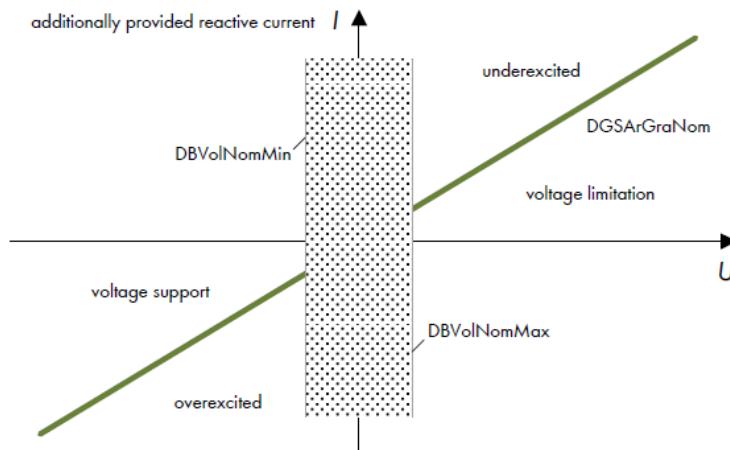


Figura 3. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [2].

Com o **modo de estatismo P(f)** ativado (ver Tabela 7), os conversores têm a capacidade de reduzir automaticamente a sua potência ativa em função do valor da frequência medido no barramento de ligação de acordo com a curva da Figura 4. Nos estudos apresentados na secção 4.4 (análise à capacidade de redução automática de potência ativa face ao aumento de frequência), a parametrização utilizada está de acordo com a Tabela 7 e em que se variou o valor do parâmetro $PWGra$.

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

Parâmetro	Descrição	Intervalo de valores	Valor utilizado
$WCtHzMod$	Modo de estatismo P(f)	0: desativado 1: ativado	1 (para a análise de redução de potência)
$PHzStr (Hz)$	Offset frequência da rede para início redução de potência (Hz)	0 a 5	0.5
$PHzStop (Hz)$	Offset frequência da rede para reinício potência (Hz)	0 a 5	0.005
$PWGra (\%/Hz)$	Gradiente de redução de potência	0 a 100	Variável de acordo com o caso de estudo

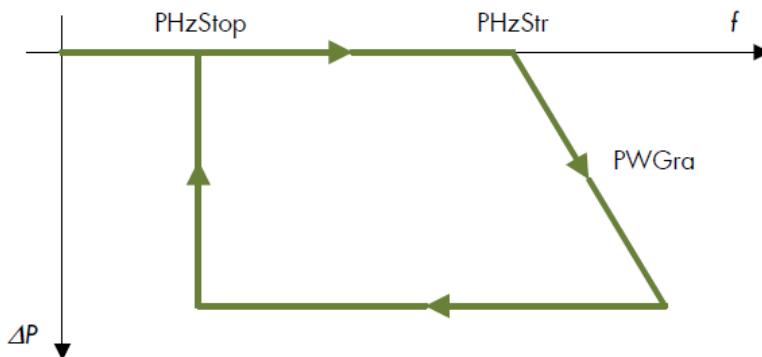


Figura 4. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo $P(f)$ [2].

2.3 Breve Caracterização do Modelo de Simulação do Power Plant Controller Híbrido

Para a realização dos estudos de fornecimento automático de potência reativa apresentados neste relatório foi necessário integrar um modelo de simulação numérica de um *Power Plant Controller* (PPC) para cada sub-rede. Neste caso, o modelo do comportamento dinâmico corresponde a um PPC híbrido desenvolvido para o software de simulação PSS/E® (Siemens PTI) [1] pelo fabricante escolhido pelo promotor, a SMA. Os modelos dinâmicos são da geração G, do tipo SMAHYCF para simulação no PSS/E® em conjunto com modelos de conversores solares e conversores dos SAE do tipo SMASC [3].

De seguida, é apresentada uma breve descrição do modelo dinâmico do PPC com referência ao seu manual de utilizador [3] também disponibilizado pela SMA, assim como das funcionalidades utilizadas para o presente estudo.

O modelo dinâmico do PPC SMAHYCF é do tipo “caixa negra” em que apenas se conhecem as entradas e saídas do mesmo, como se pode observar na Figura 5. Este modelo de PPC permite controlar em simultâneo os conversores associados aos SAE e os conversores solares nos respetivos POI. Como entradas (ou *inputs*) o modelo recebe a tensão (em magnitude) medida no barramento a ser controlado pelo PPC (*remote bus*) e os fluxos de potência ativa e reativa medidos numa linha especificada pelos barramentos “de” e “para”. Como saídas (ou *outputs*) o modelo devolve, a cada um dos modelos SMASC (dos conversores solares e/ou conversores associados aos SAE) especificados, *set-points* de potência ativa e reativa.

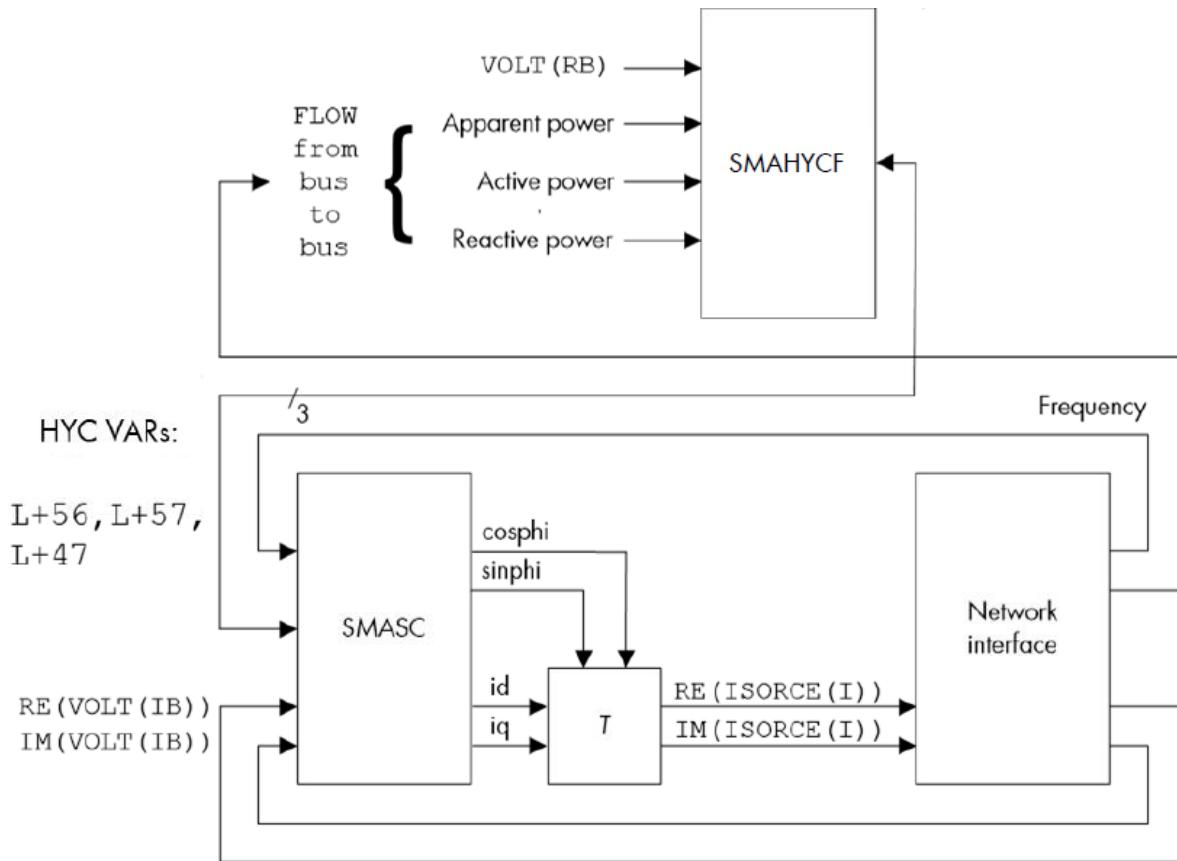


Figura 5. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico do PPC SMAHYCF [3].

O modelo SMAHYCF 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, nomeadamente:

- **Capacidade de controlo local de tensão;**
- **Capacidade de controlo de potência reativa;**
- **Capacidade de controlo do fator de potência.**

O modo de **controlo local de tensão** funciona através da atribuição externa de um *set-point* da magnitude da tensão do *remote bus*, neste caso o POI, parâmetro $\text{VAR}(\text{L+16}) - V_{\text{set}}$ da Tabela 8. Este modo é ativado atribuindo os valores 1984 e 1 aos parâmetros $\text{PwrRt.PwrRtCtrlMode}$ e GridVtgCtrl.Ena da Tabela 8, respetivamente.

O modo **controlo de potência reativa** é semelhante ao controlo local de tensão, mas, em vez de a grandeza a controlar ser a tensão no *remote bus*, é o fluxo de potência reativa entre os barramentos “de” e “para” (neste caso o POI) definidos no PPC que é redefinido através de um *set-point* de potência reativa externo, parâmetro $\text{VAR}(\text{L+14}) - Q_{\text{set}}$ da Tabela 8. Este modo é



ativado atribuindo os valores 303 e 1 aos parâmetros *PwrRt.PwrRtCtrlMode* e *PwrRtCtrl.Ena* da Tabela 8, respetivamente.

Relativamente ao modo de **controlo de fator de potência**, tal como nos outros dois modos de controlo, é possível redefinir o seu valor medido no POI, através de um *set-point* externo do valor de fator potência, parâmetro *VAR(L+15) - FP_{set}* da Tabela 8. Para habilitar o modelo do PPC a utilizar este modo de operação é necessário atribuir o valor de 1074 ao parâmetro *PwrRt.PwrRtCtrlMode* da Tabela 8. É também possível definir se o fator de potência corresponde à importação ou exportação de potência reativa pela CSFH. Para definir que a CSFH deve importar potência reativa, atribui-se um valor de 1041 ao parâmetro *FixCosPhi.CosPhiExtModImp* e 0 ao parâmetro *FixCosPhi.CosPhiExtModExp* da Tabela 8. Para definir que a CSFH deve exportar potência reativa, atribui-se um valor de 1041 ao parâmetro *FixCosPhi.CosPhiExtModExp* e 0 ao parâmetro *FixCosPhi.CosPhiExtModImp* da Tabela 8.

Tabela 8. Parametrização do modelo SMAHYCF para fornecimento automático de potência reativa [3].

Parâmetro	Descrição	Valores possíveis
<i>PwrRt.PwrRtCtrlMode</i>	Define o modo de controlo de potência reativa utilizado	1074: Controlo fator de potência 1984: Controlo de tensão 303: Controlo de toténcia reativa
<i>GridVtgCtrl.Ena</i>	Possibilita a utiliza do modo controlo de Tensão	0: desligado 1: ligado
<i>VAR(L+16) - V_{set}</i>	<i>Set-point</i> externo da magnitude tensão (p.u.)	Variável de acordo com estudo
<i>PwrRtCtrl.Ena</i>	Possibilita a utiliza do modo controlo de potência reativa	0: desligado 1: ligado
<i>VAR(L+14) - Q_{set}</i>	<i>Set-point</i> externo da potência reativa (kvar)	Variável de acordo com estudo
<i>FixCosPhi.CosPhiExtModExp</i>	Possibilita a utilização do modo controlo de fator de potência em que a central exporta potência reativa	0: desligado 1041: ligado
<i>FixCosPhi.CosPhiExtModImp</i>	Possibilita a utilização do modo controlo de fator de potência em que a central importa potência reativa	0: desligado 1041: ligado
<i>VAR(L+15) - FP_{set}</i>	<i>Set-point</i> externo do fator de potência	Variável de acordo com estudo

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 as curvas características 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)) apresentadas na Figura 6. As curvas, apresentadas em valores “por unidade” em relação à potência ativa nominal dos conversores, descrevem a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores solares e dos conversores de acoplamento dos SAE à rede da CSFH. De acordo com o fabricante, os valores admissíveis para a operação em regime permanente têm como valor mínimo 80% Un (0.80 p.u.) e valor máximo de 120% Un (1.2 p.u)

A respetiva análise consistiu em realizar diversos estudos de trânsito de potências, considerando os pontos de operação definidos na Figura 6 e admitindo cinco níveis de tensão na interface entre a CSFH e a rede, respetivamente 0.85 p.u., 0.90 p.u., 0.95 p.u., 1.0 p.u. e 1.1 p.u. Esta análise permite avaliar a capacidade de troca de potência reativa da CSFH com a rede para uma gama alargada de tensões em torno da tensão nominal do POI. Para tal foram tomadas em consideração as curvas PQ dos conversores solares e dos conversores do SAE em função da tensão, como representado na Figura 6. 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.

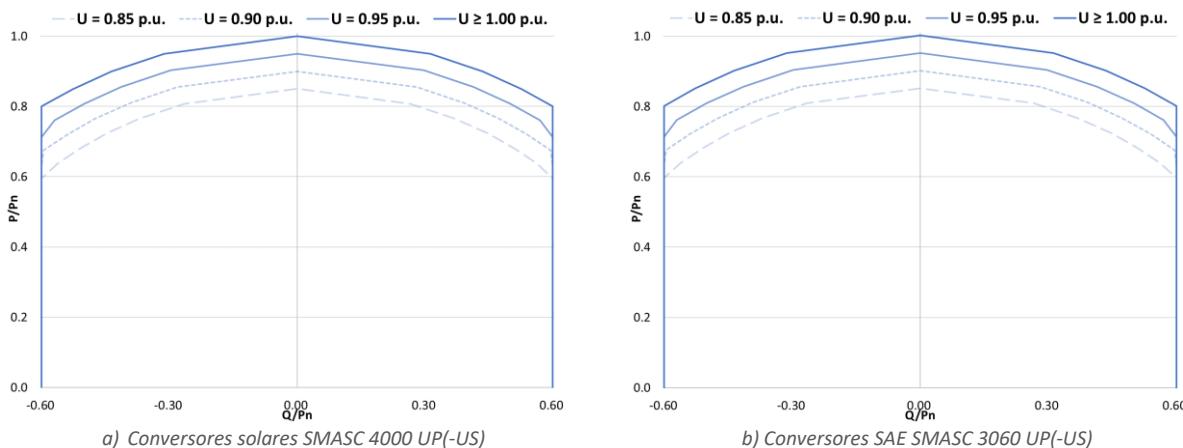


Figura 6. Curva característica PQ dos conversores a instalar na CSFH para diferentes amplitudes da tensão terminal

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 [0.8; 1.2] p.u.. 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 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, e a curva a azul (linha

a cheio) representa os pontos de operação definidos tendo como referência a Figura 6. Os valores são apresentados em p.u. na base de 10 MW.

3.2.1 Cenário A.1

Os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação A.1, para as sub-redes A e B da CSFH são apresentados na Figura 7 e na Figura 8, respetivamente. As figuras apresentam as curvas PQ do conjunto dos conversores em cada sub-rede e no ponto de ligação à rede para os vários níveis de tensão no POI (V_{POI}) considerados na análise.

De modo a garantir que não são registadas violações dos limites de tensão de [0.8; 1.2] 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 Figura 7 e a Figura 8 incluem as curvas PQ ajustadas dos conversores (a azul tracejado).

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores solares 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, são apresentados em p.u. com a mesma base.

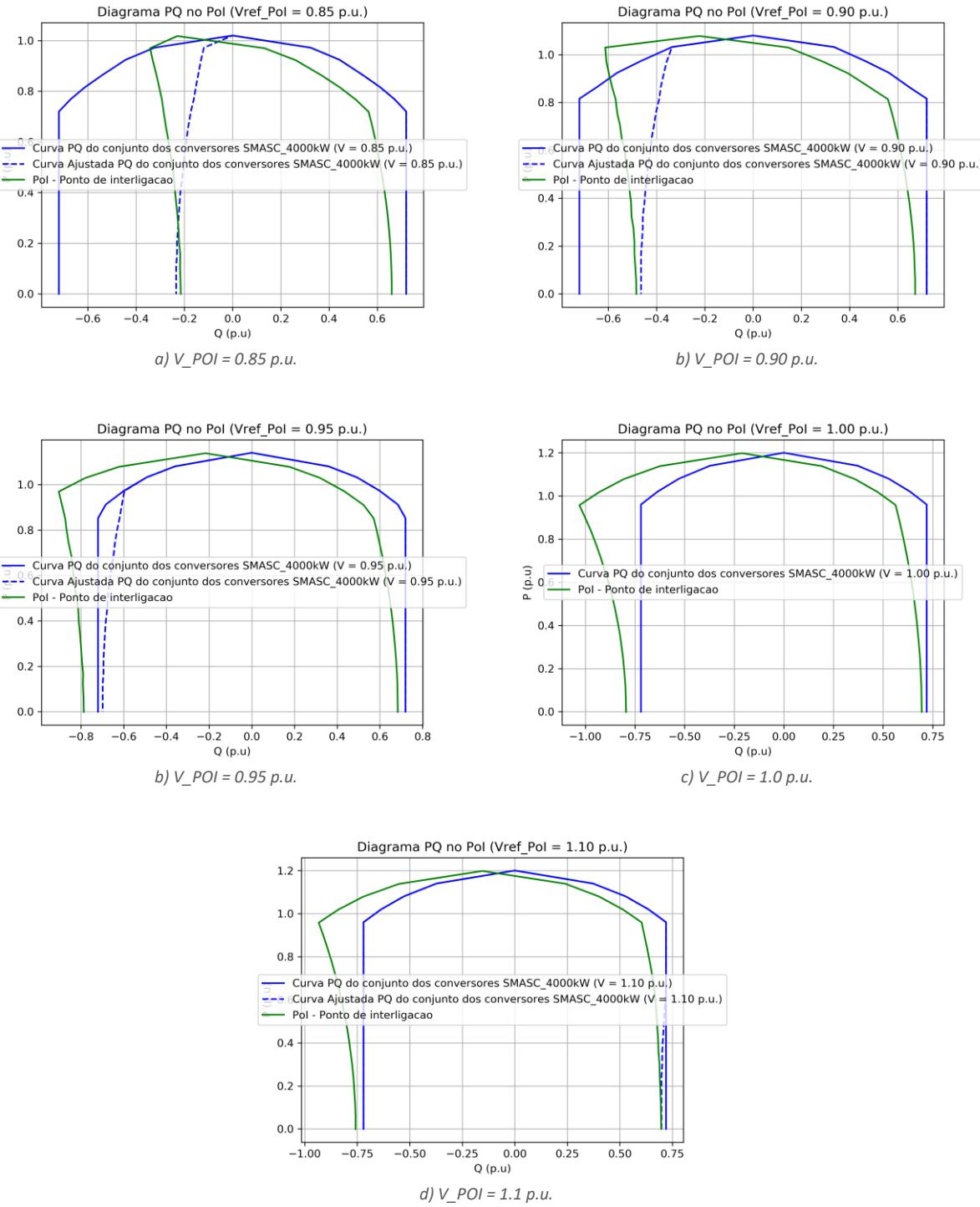


Figura 7. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI A

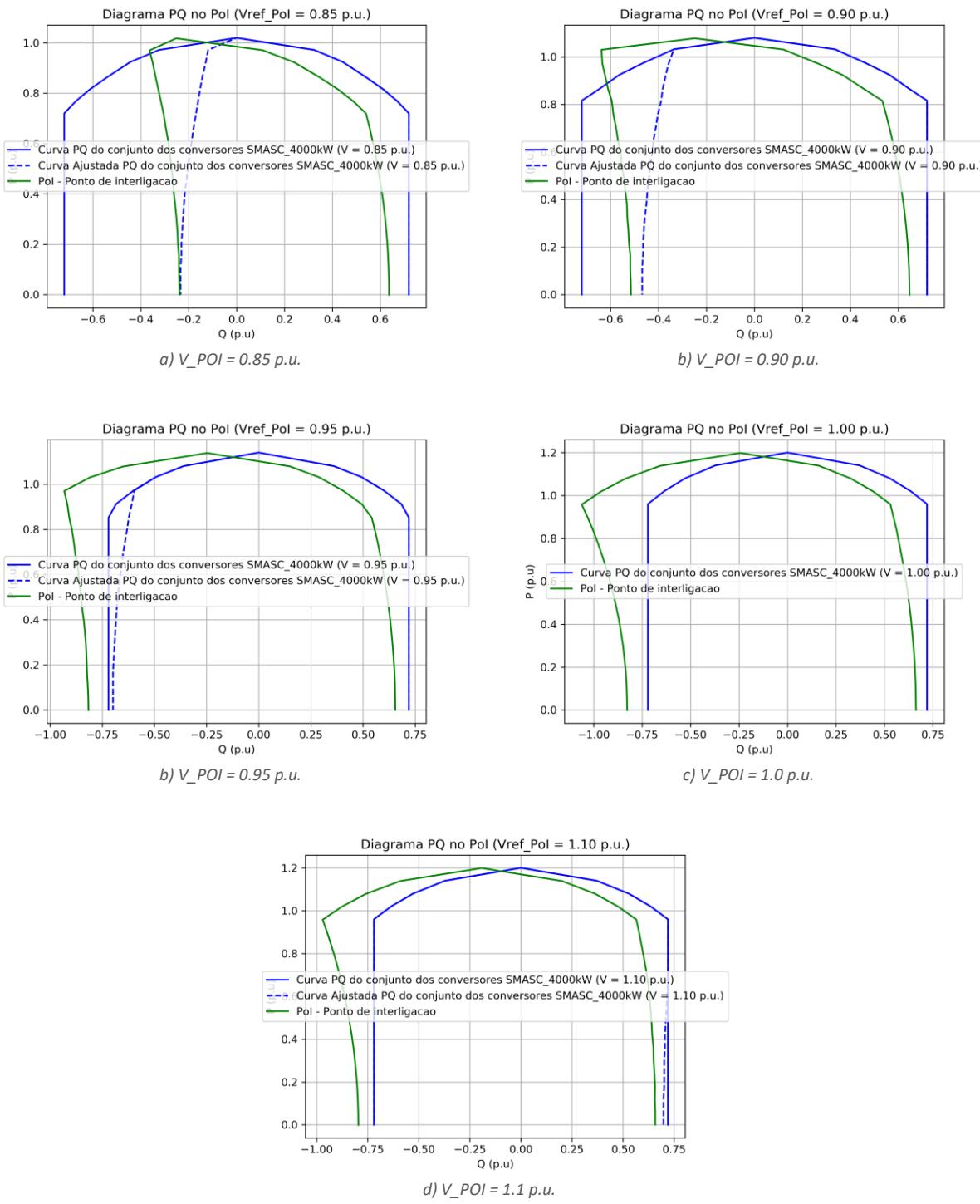


Figura 8. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no POI B

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 quando o nível de tensão no POI é inferior a 1 p.u., e com a limitação da gama de exportação de potência reativa quando o nível de tensão no POI é de 1.1 p.u..

3.2.2 Cenário A.2

Os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação A.2, para as sub-redes A e B da CSFH são apresentados na Figura 9 e na Figura 10, respetivamente. As figuras apresentam as curvas PQ do conjunto dos conversores em cada sub-rede e no ponto de ligação à rede para os vários níveis de tensão no POI (V_POI) considerados na análise.

De modo a garantir que não são registadas violações dos limites de tensão de [0.8; 1.2] 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 Figura 9 e a Figura 10 incluem as curvas PQ ajustadas dos conversores (a azul tracejado).

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores solares correspondem ao conjunto de conversores solares 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, são apresentados em p.u. com a mesma base.

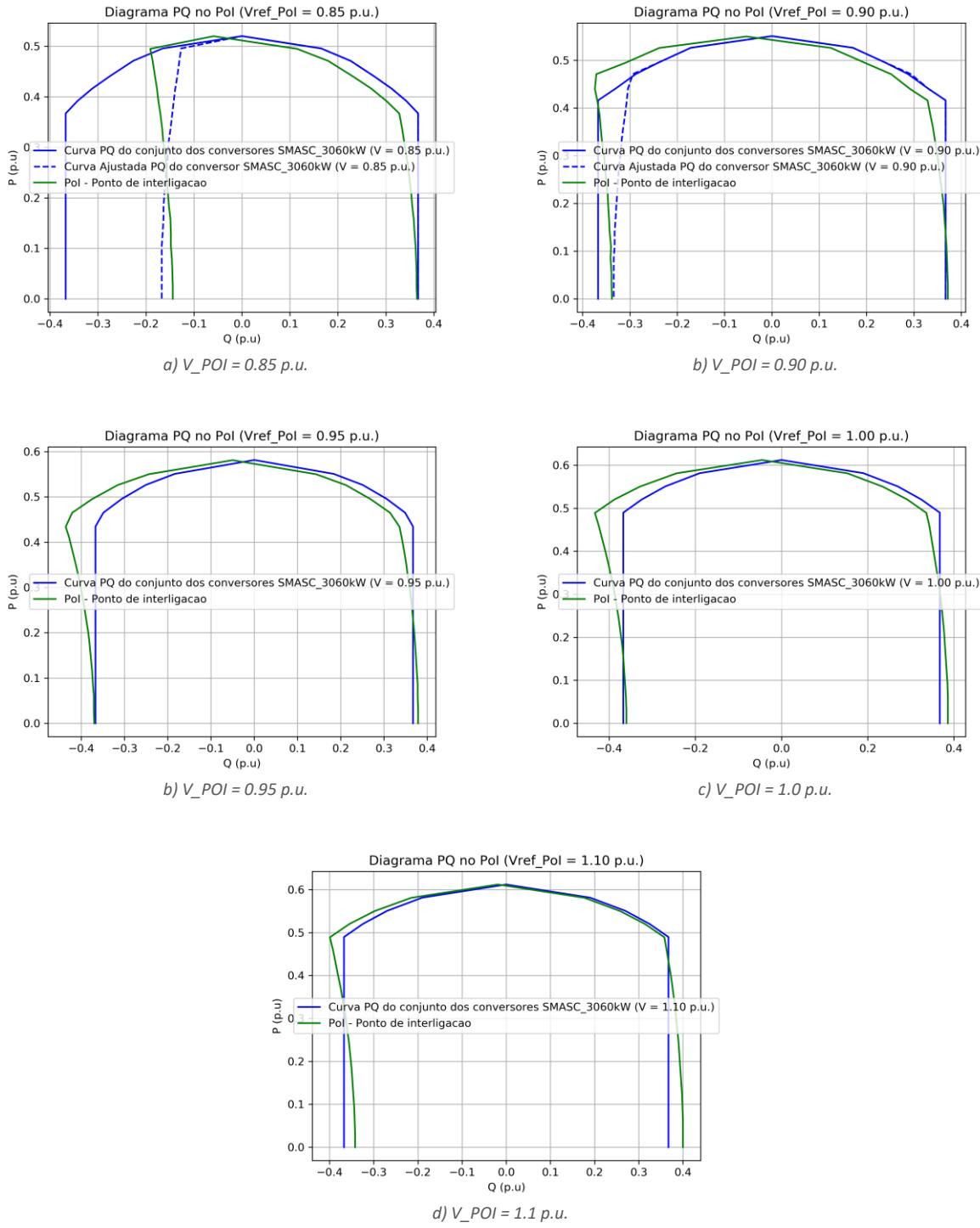


Figura 9. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI A

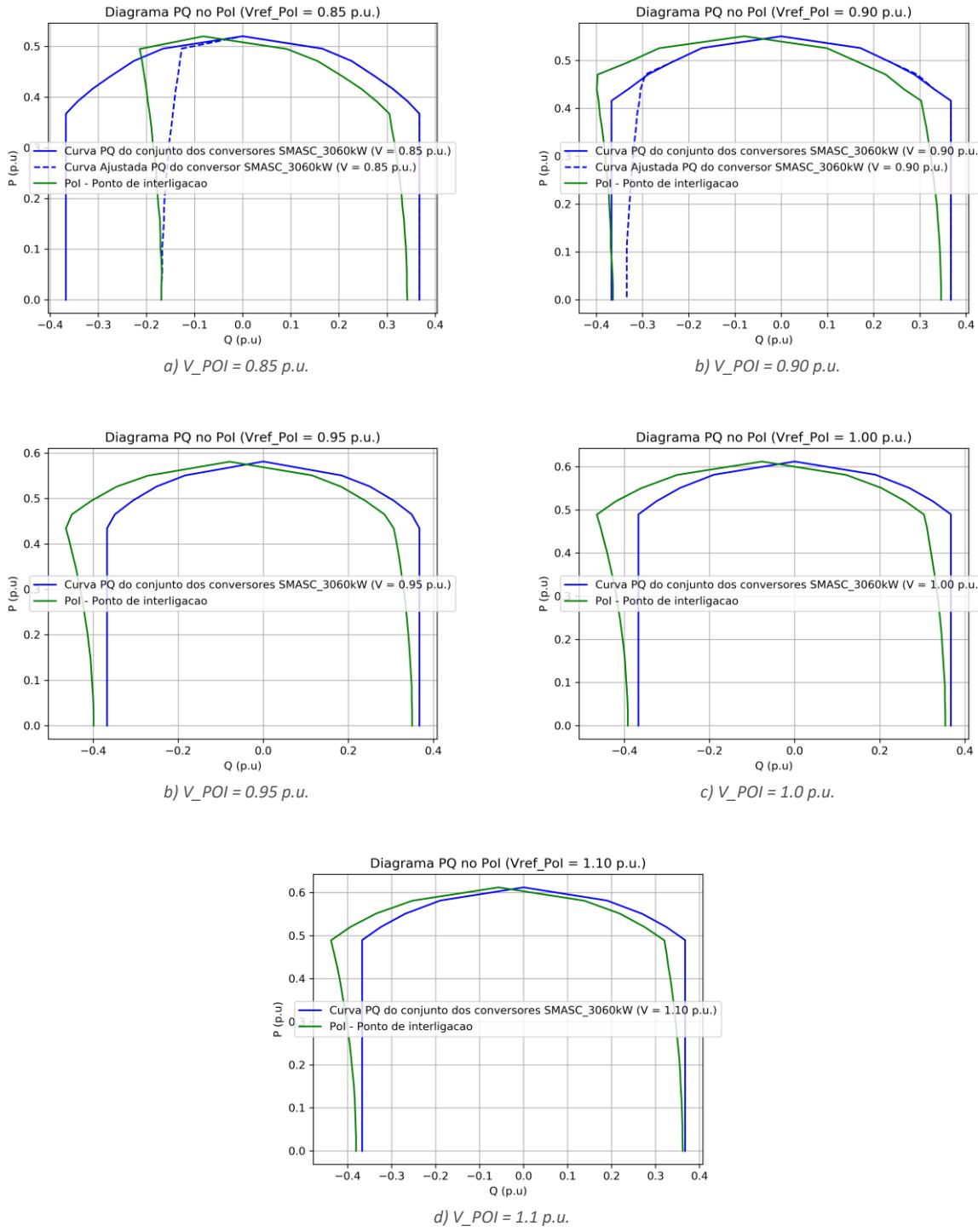


Figura 10. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no POI B

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 para níveis de tensão no POI superiores a 0.9 p.u., 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 disponível (ver Figura 6).

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 Figura 11 e a Figura 12 apresentam as curvas PQ do conjunto dos conversores em cada sub-rede e no ponto de ligação à rede para os vários níveis de tensão no POI (V_{POI}) considerados na análise

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 (0.8 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 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 são apresentados em p.u. com a mesma base.

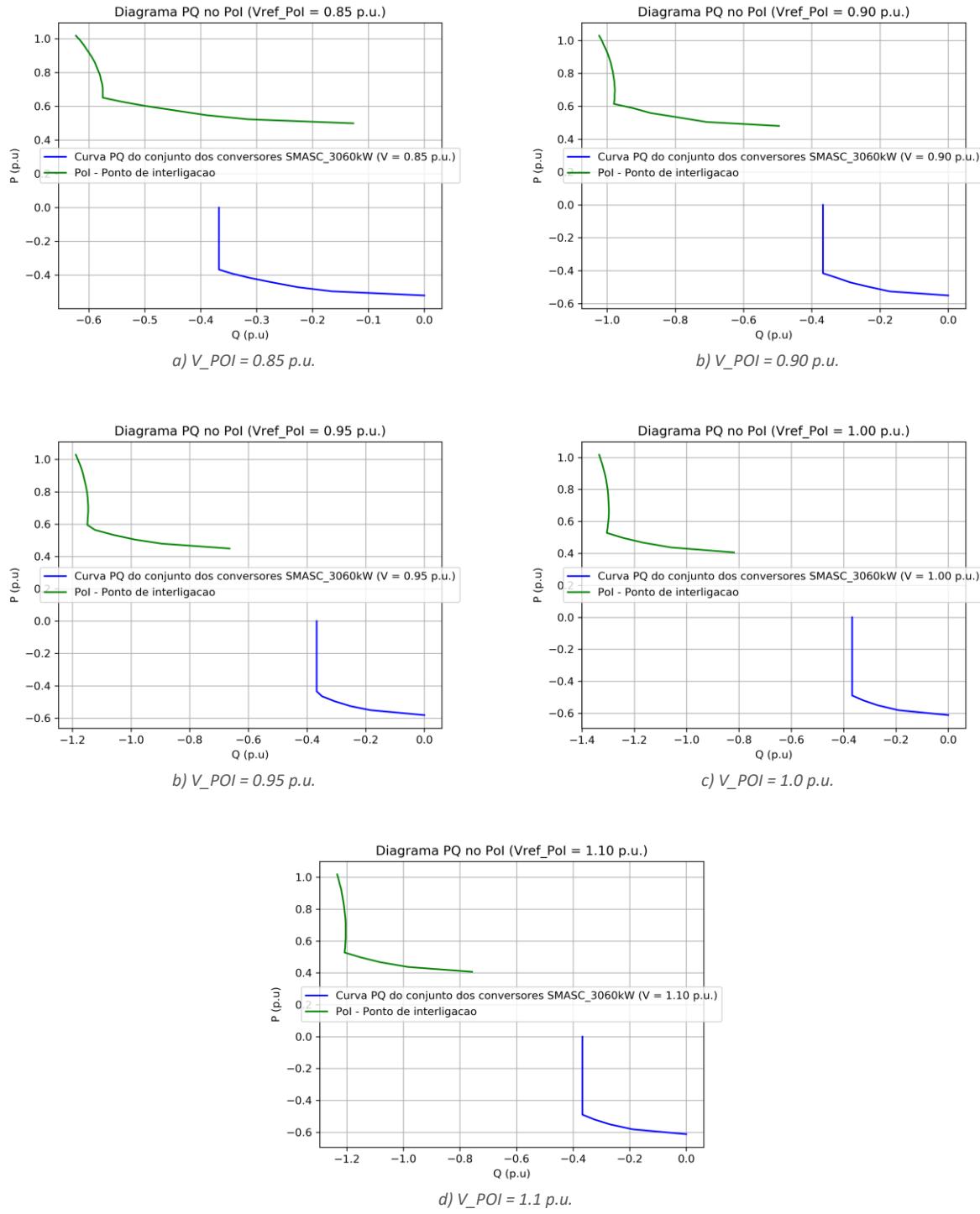


Figura 11. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no POI A

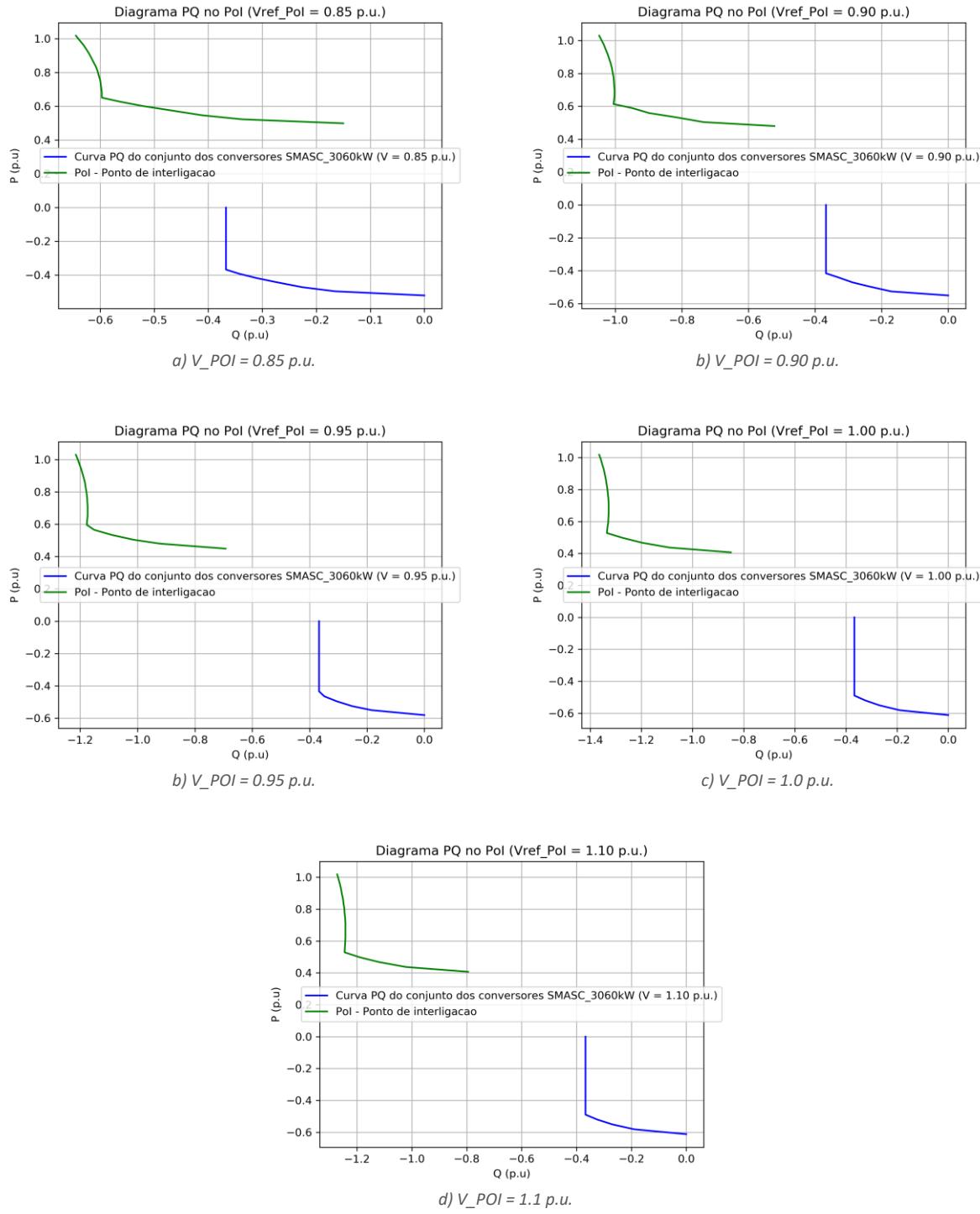


Figura 12. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no POI B

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 0.8 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 disponível (ver Figura 6).

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 Figura 13 e a Figura 14 apresentam as curvas PQ do conjunto dos conversores em cada sub-rede e no ponto de ligação à rede para os vários níveis de tensão no POI (V_POI) considerados na análise

De modo a garantir que não são registadas violações dos limites de tensão de [0.8; 1.2] 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 Figura 13 e a Figura 14 incluem 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 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, são apresentados em p.u. na mesma base.

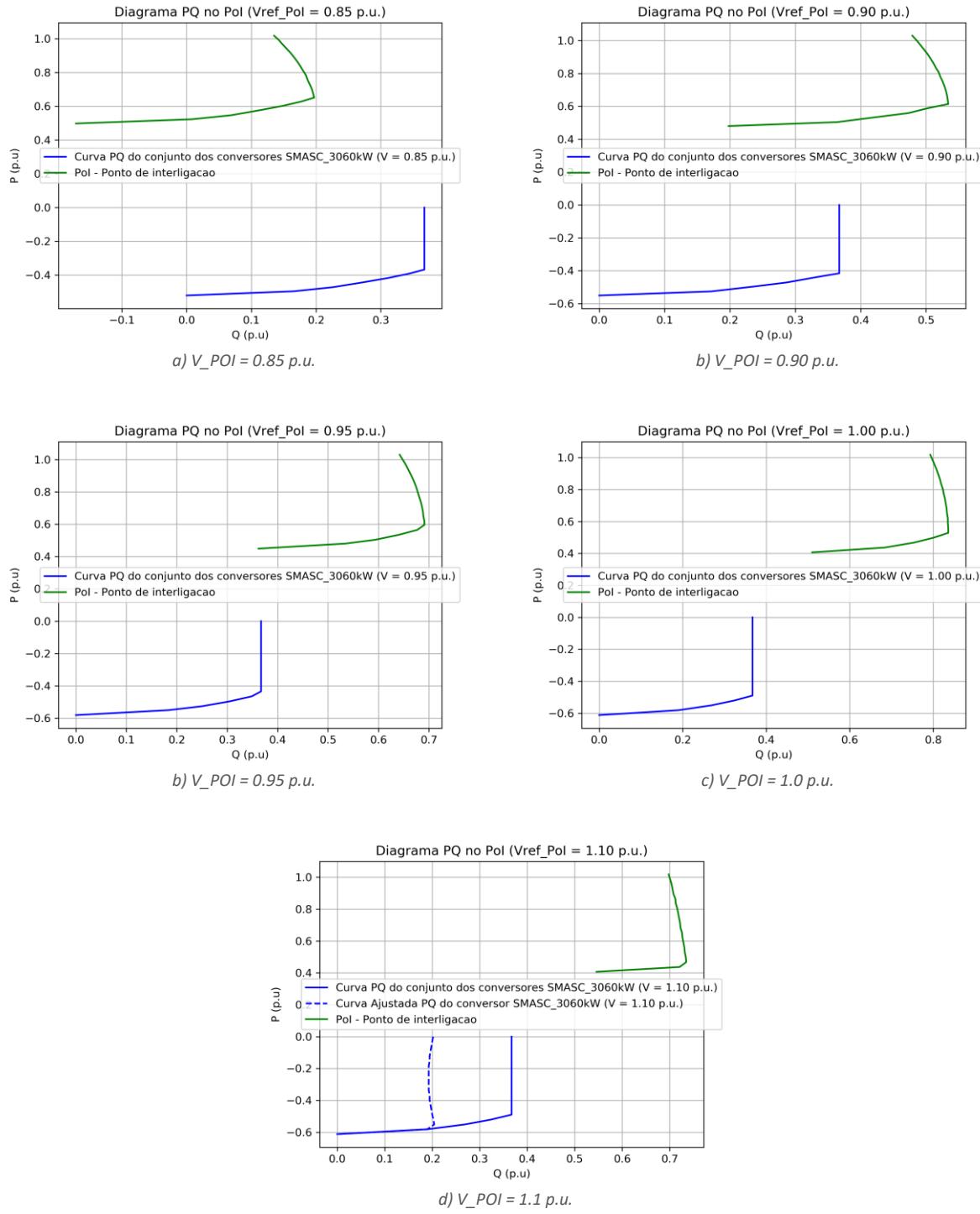


Figura 13. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI A

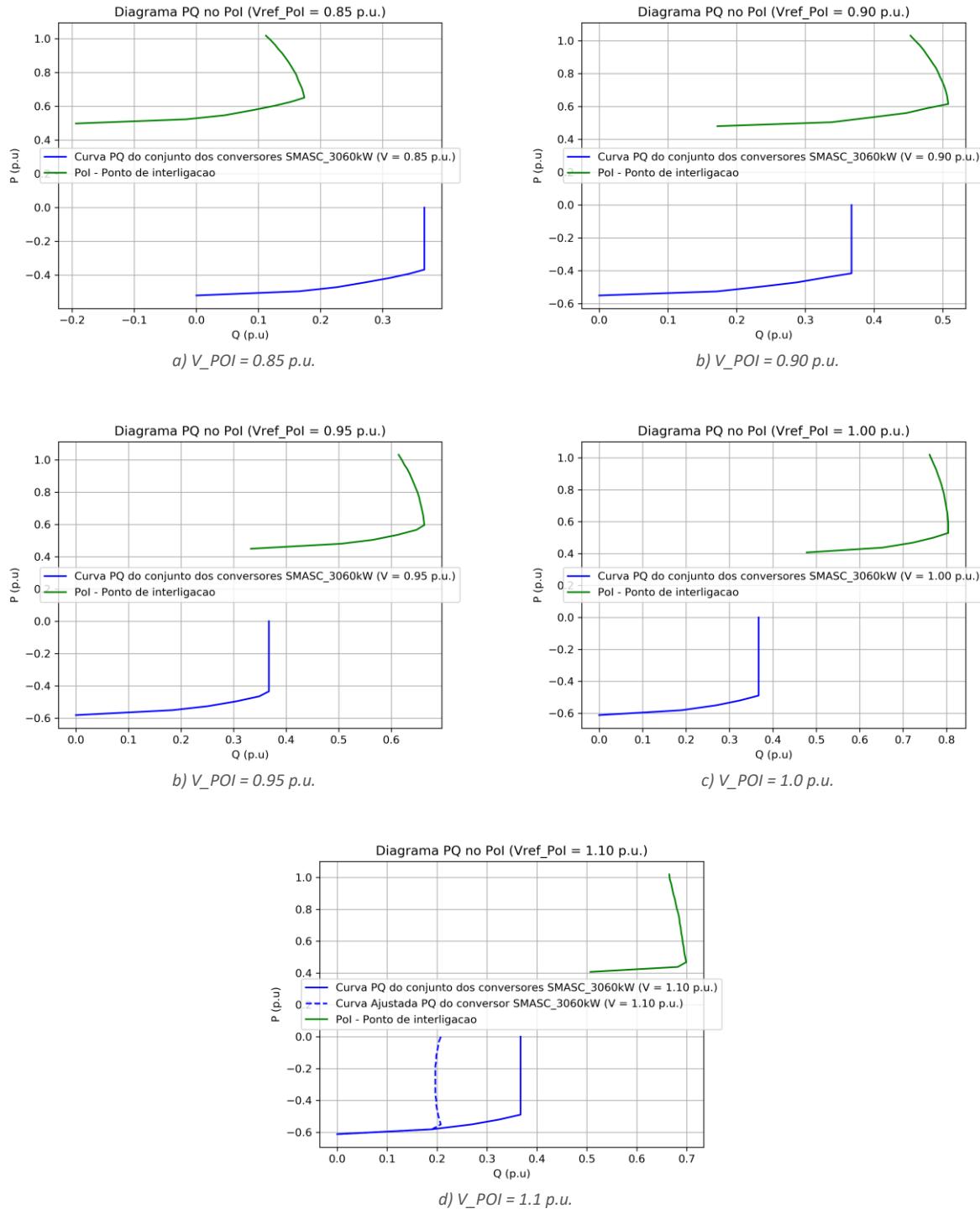


Figura 14. Curvas PQ referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI B



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 exportação de potência reativa quando o nível de tensão no POI é igual a 1.1 p.u., 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 cavas de tensão (LVRT) resultantes de 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). Para além disso, foi ainda analisada a capacidade da CSFH no que diz respeito à sobrevivência a sobretensões (HVRT) e ao fornecimento automático de potência reativa modulada de acordo com três modos distintos de operação geridos ao nível do POI mediante uma parametrização adequada do PPC: controlo local de tensão, controlo de potência reativa e controlo de fator de potência.

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 15.

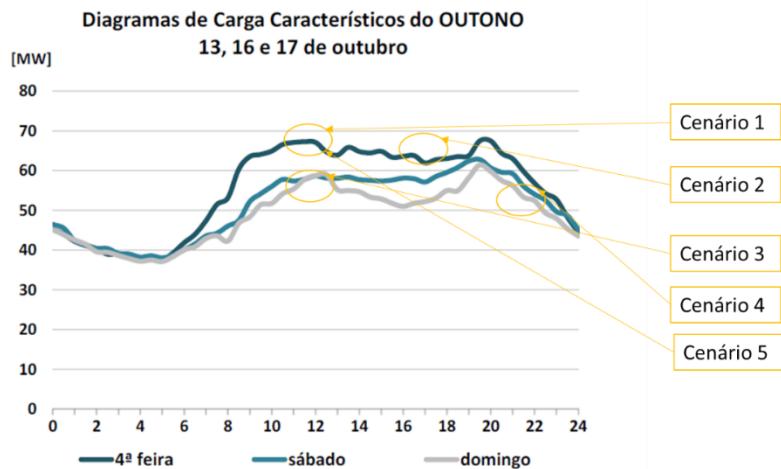


Figura 15. Diagrama de cargas típico de Outono fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).

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 9.

Tabela 9. 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 Sobrevivência a Cavas de Tensão (LVRT)

De forma a avaliar a capacidade de sobrevivência 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 112 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 16 e a Figura 17 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.

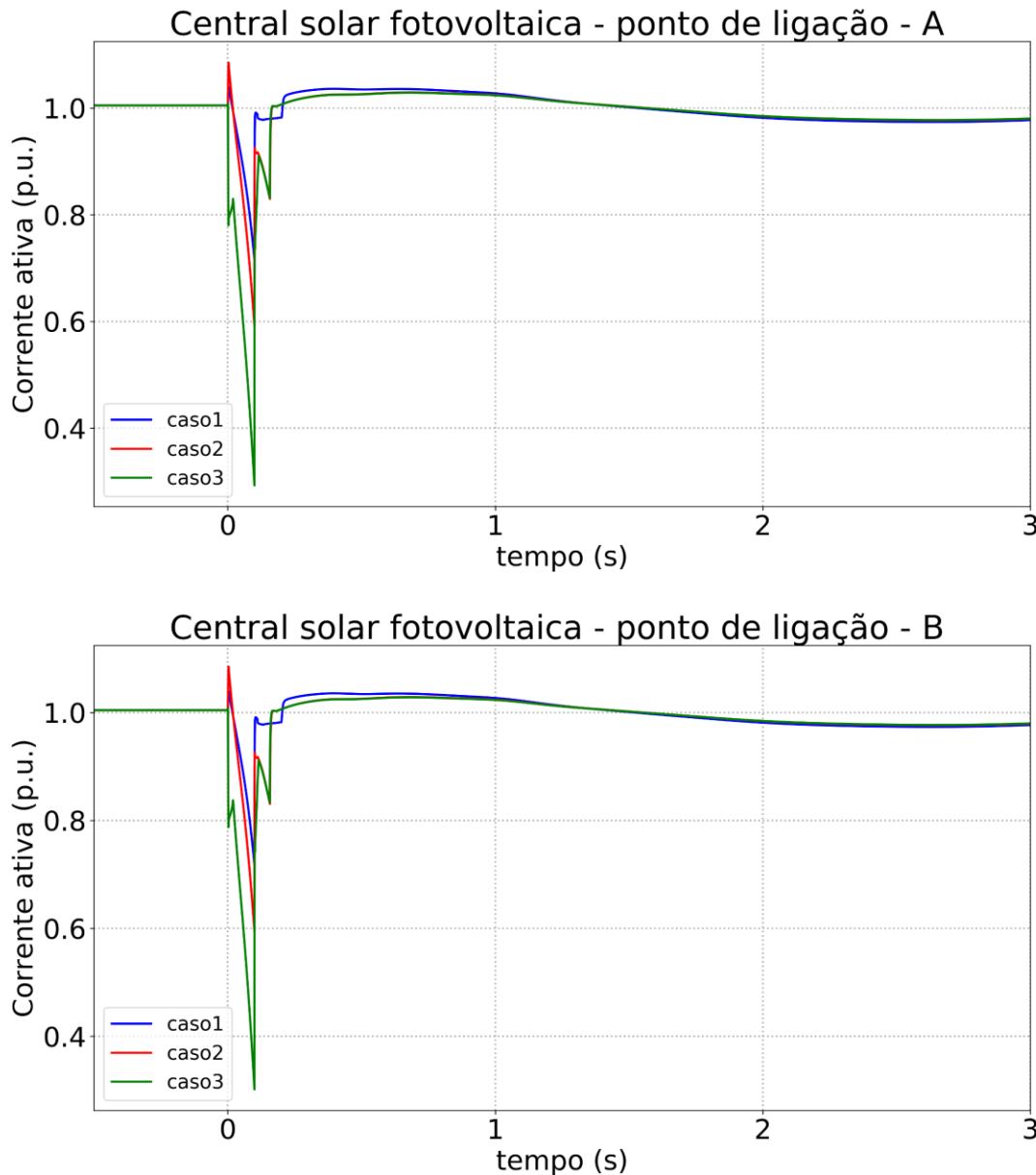


Figura 16. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 1.

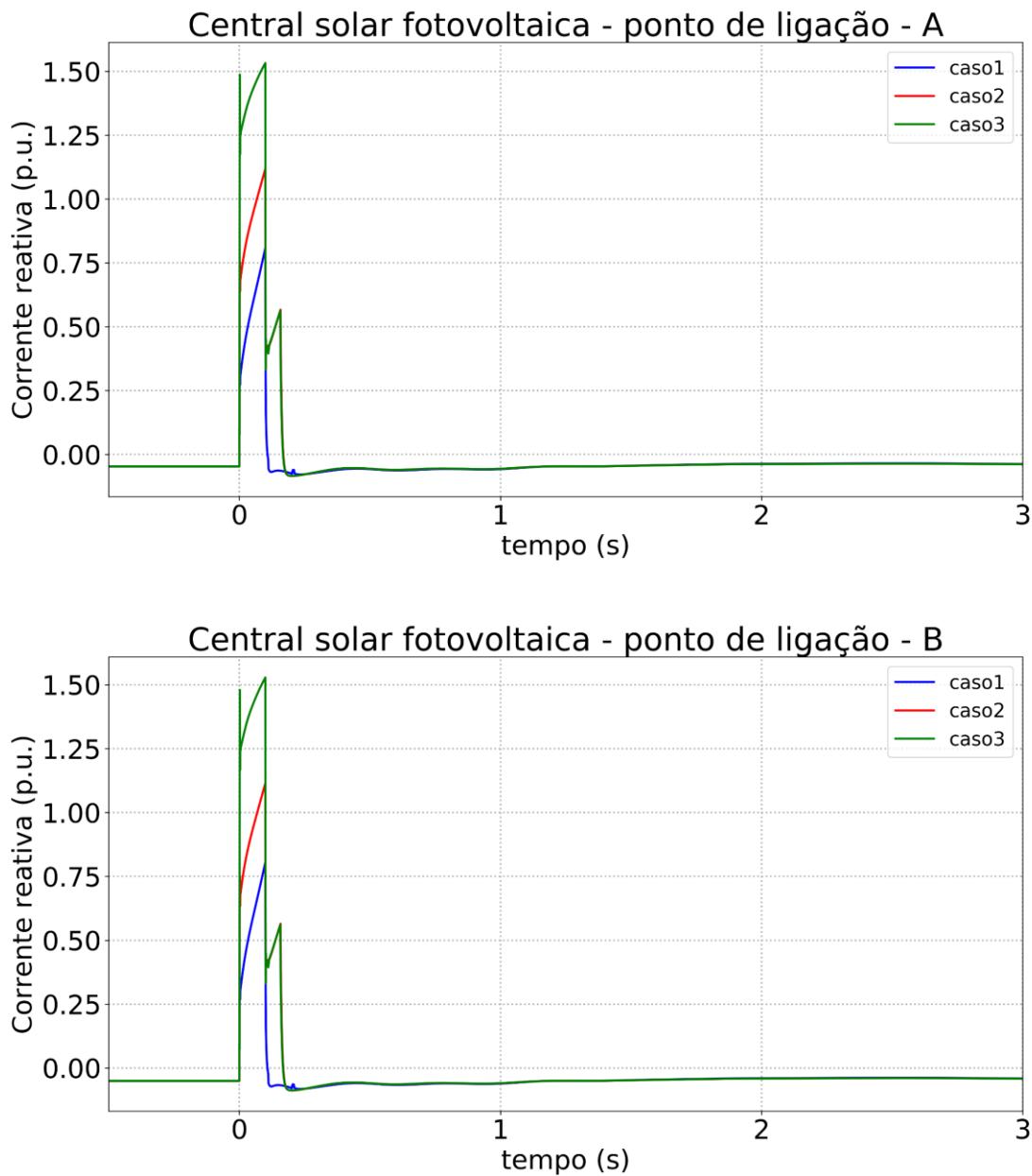


Figura 17. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 1.

A Figura 18 e a Figura 19 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.

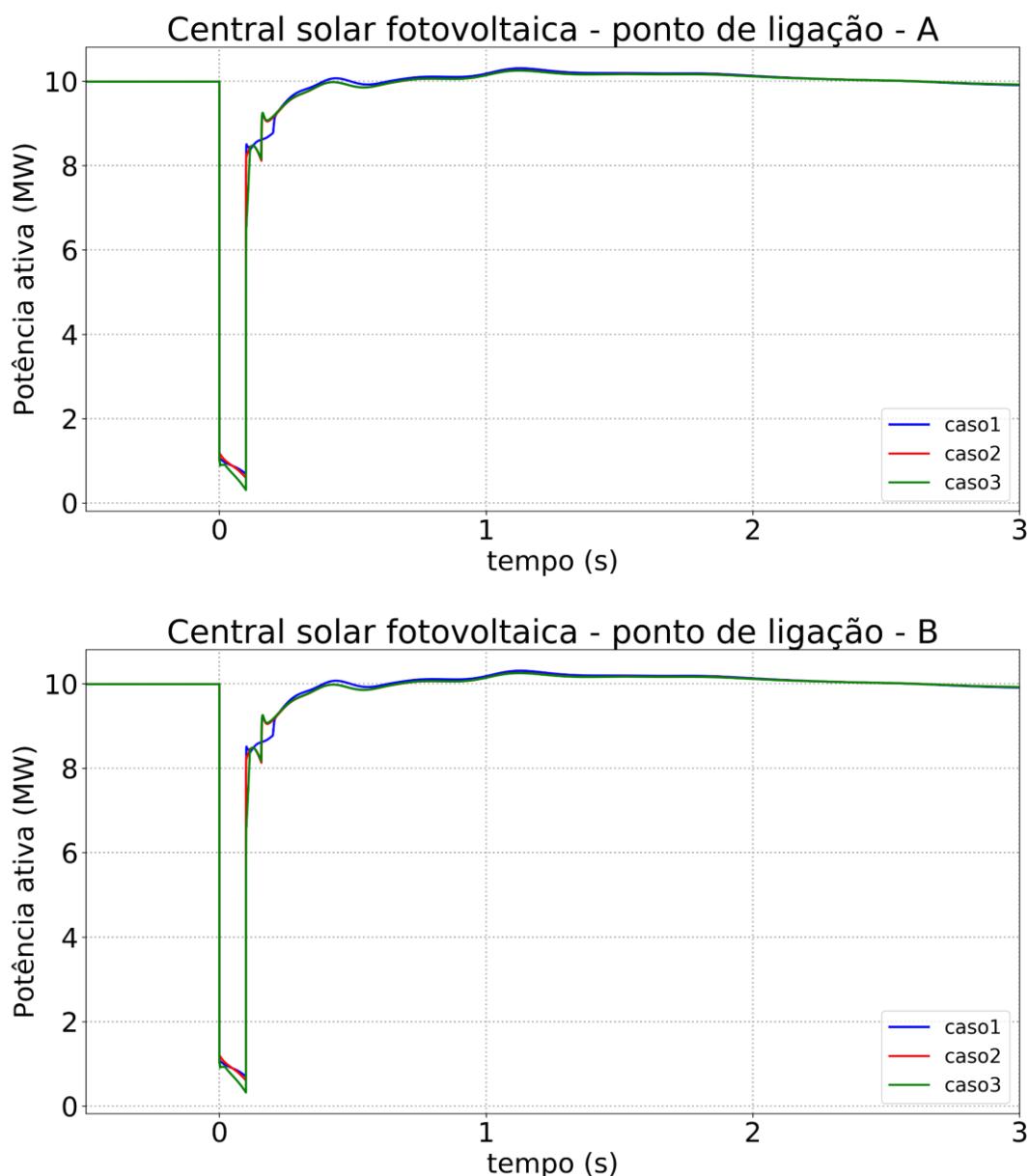


Figura 18. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 1.

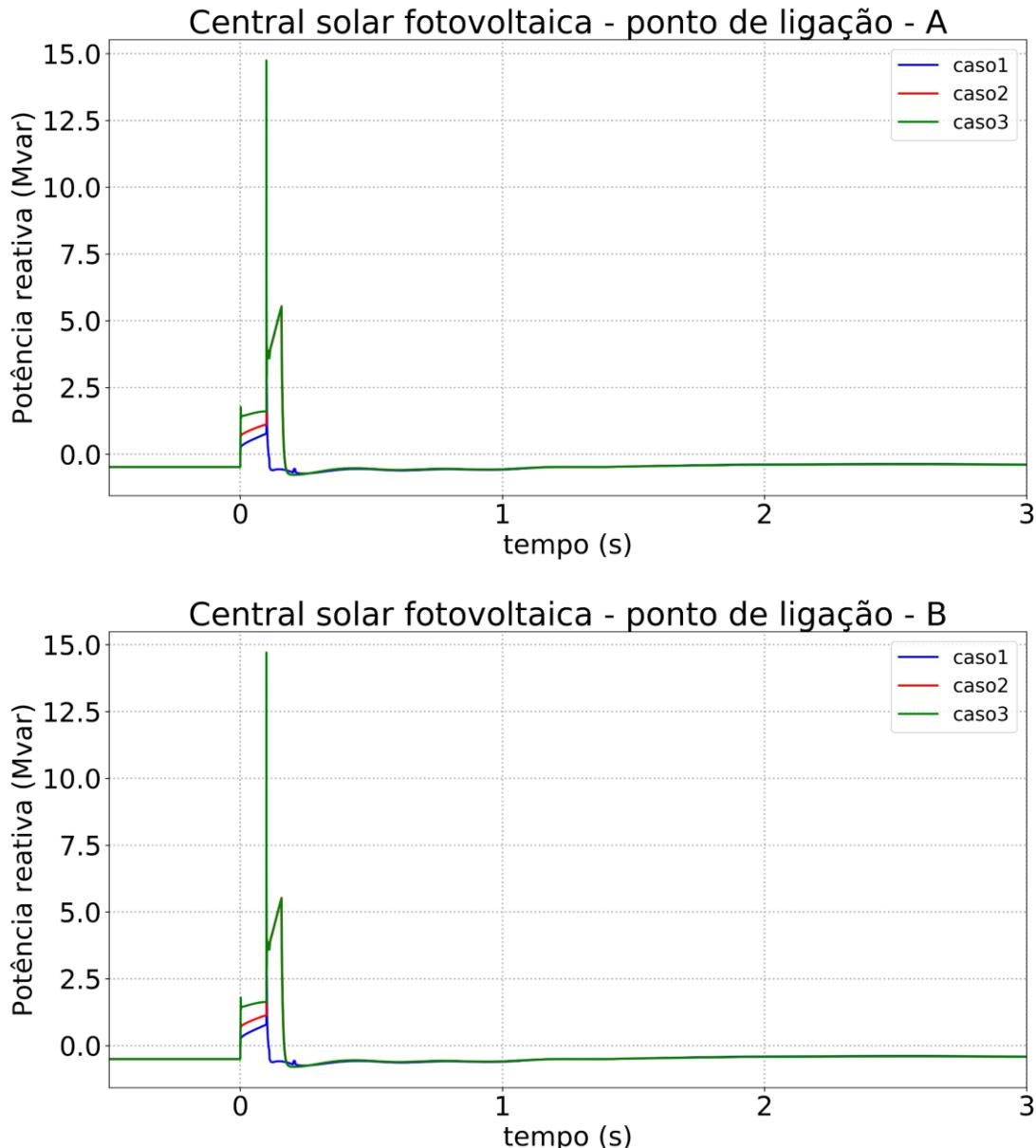


Figura 19. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 1

Da Figura 20 à Figura 22 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.

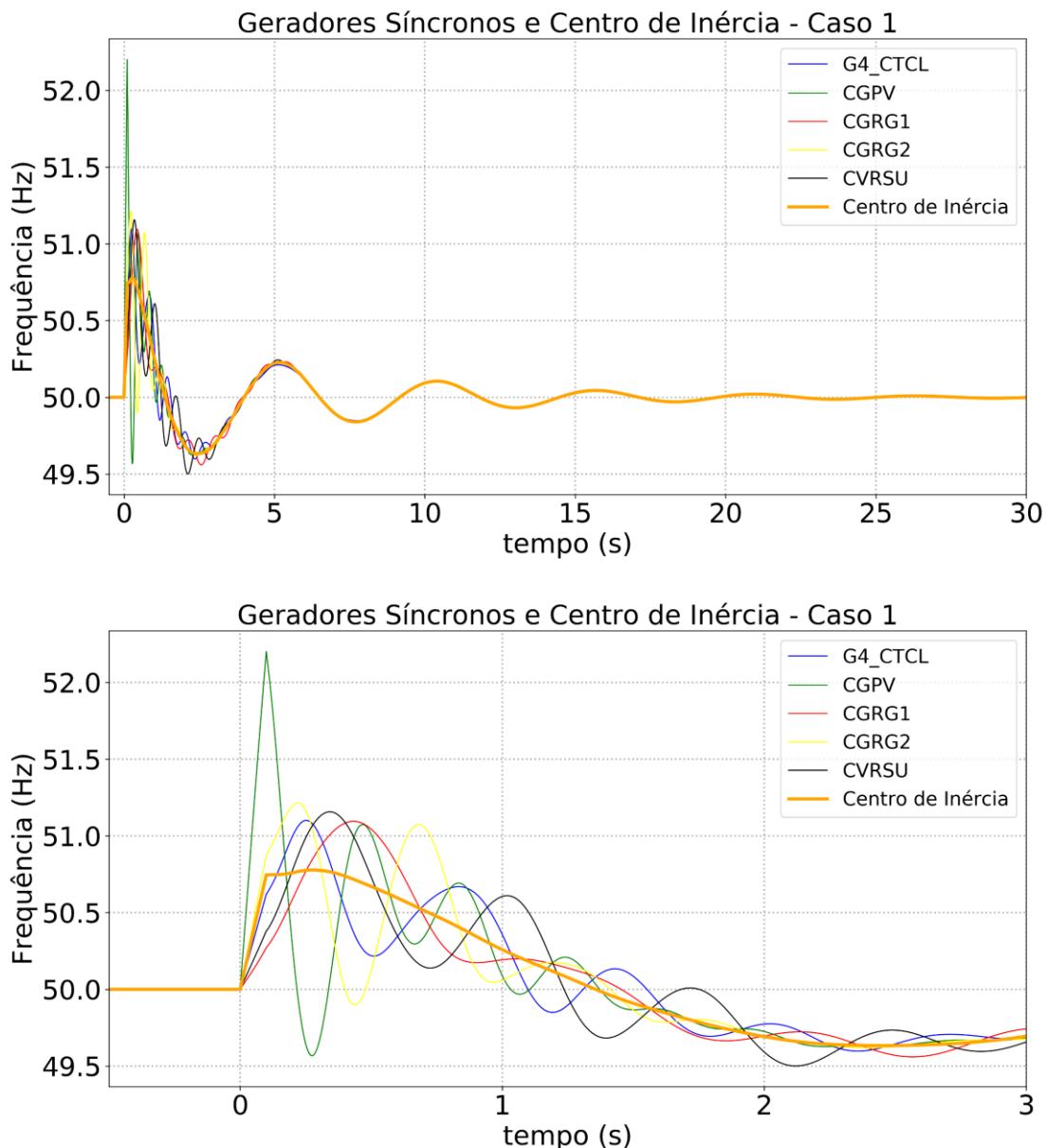


Figura 20. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, Cenário 1.

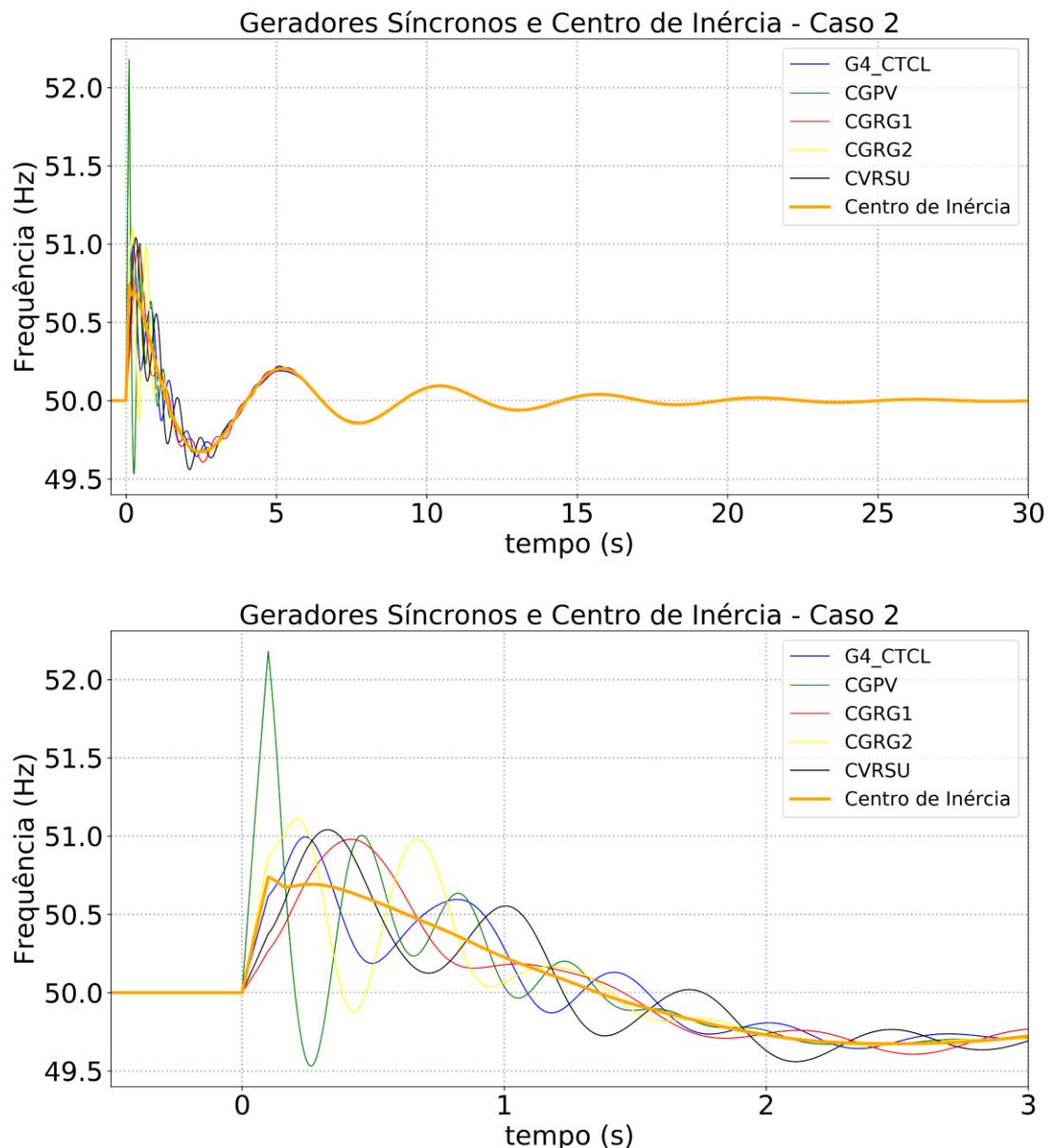


Figura 21. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, Cenário 1.

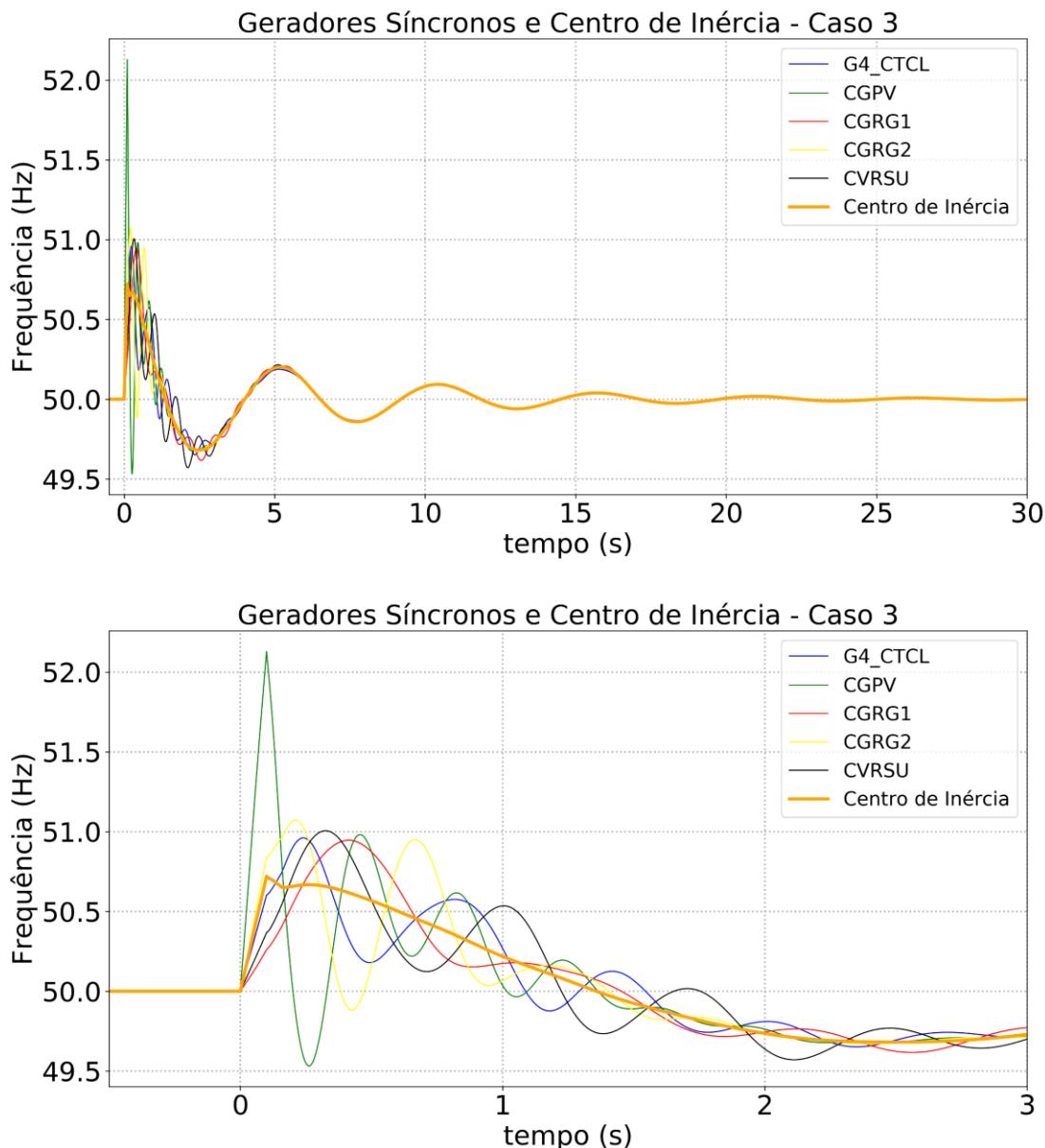


Figura 22. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, Cenário 1.

Na Figura 23 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.

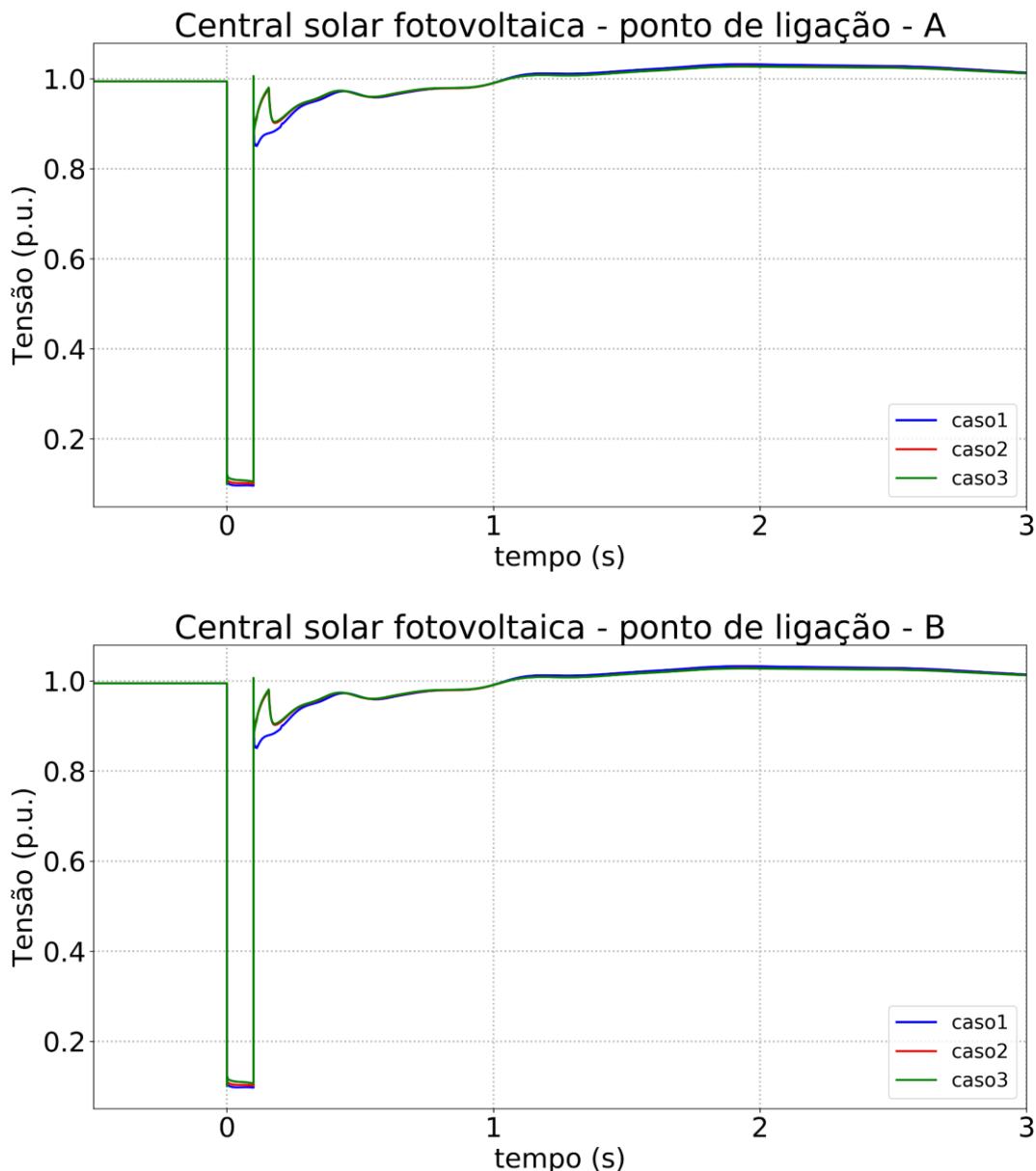


Figura 23. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 1.

4.2.2 Resultados - Cenário 2

A Figura 24 e a Figura 25 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.

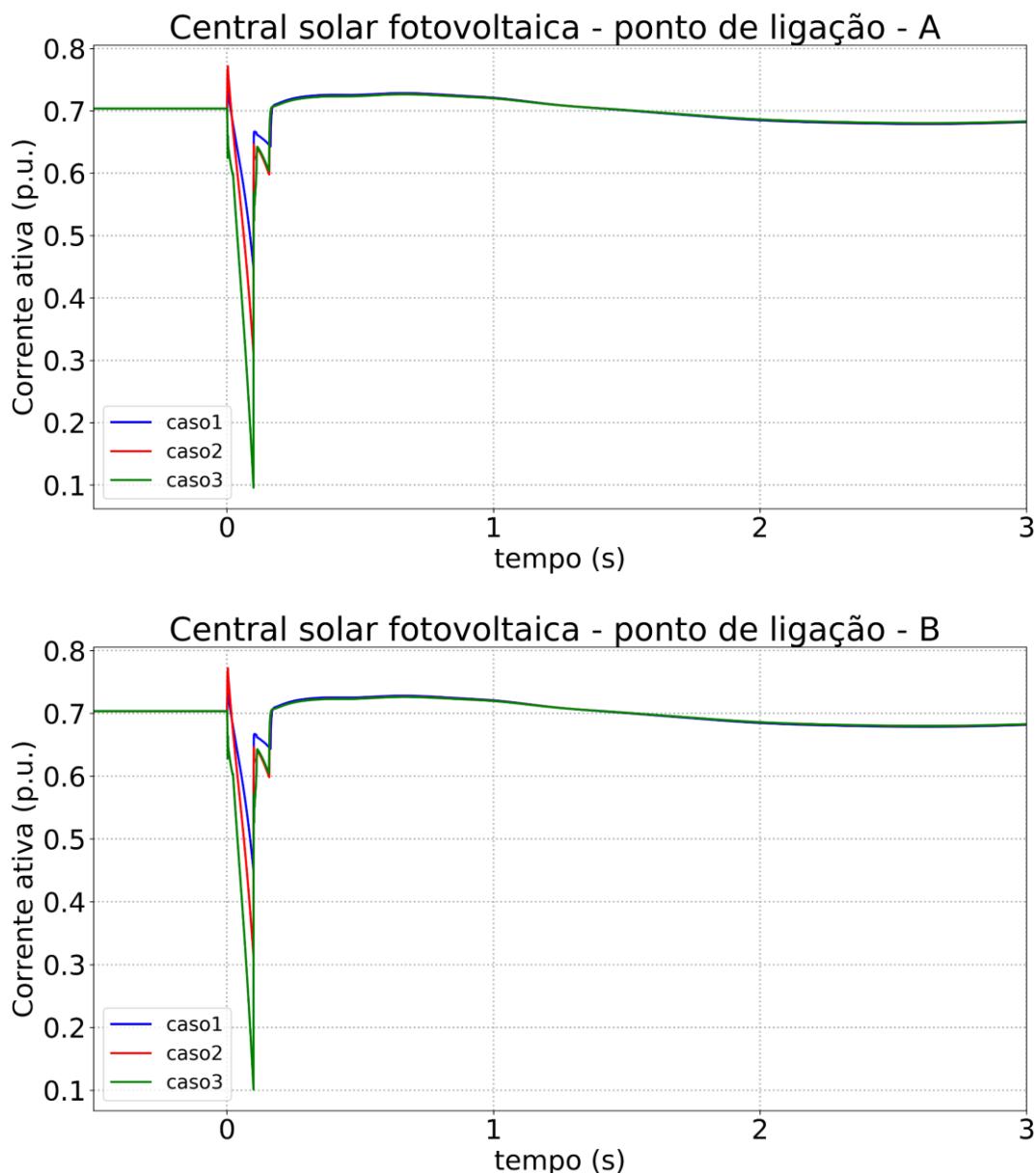


Figura 24. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 2.

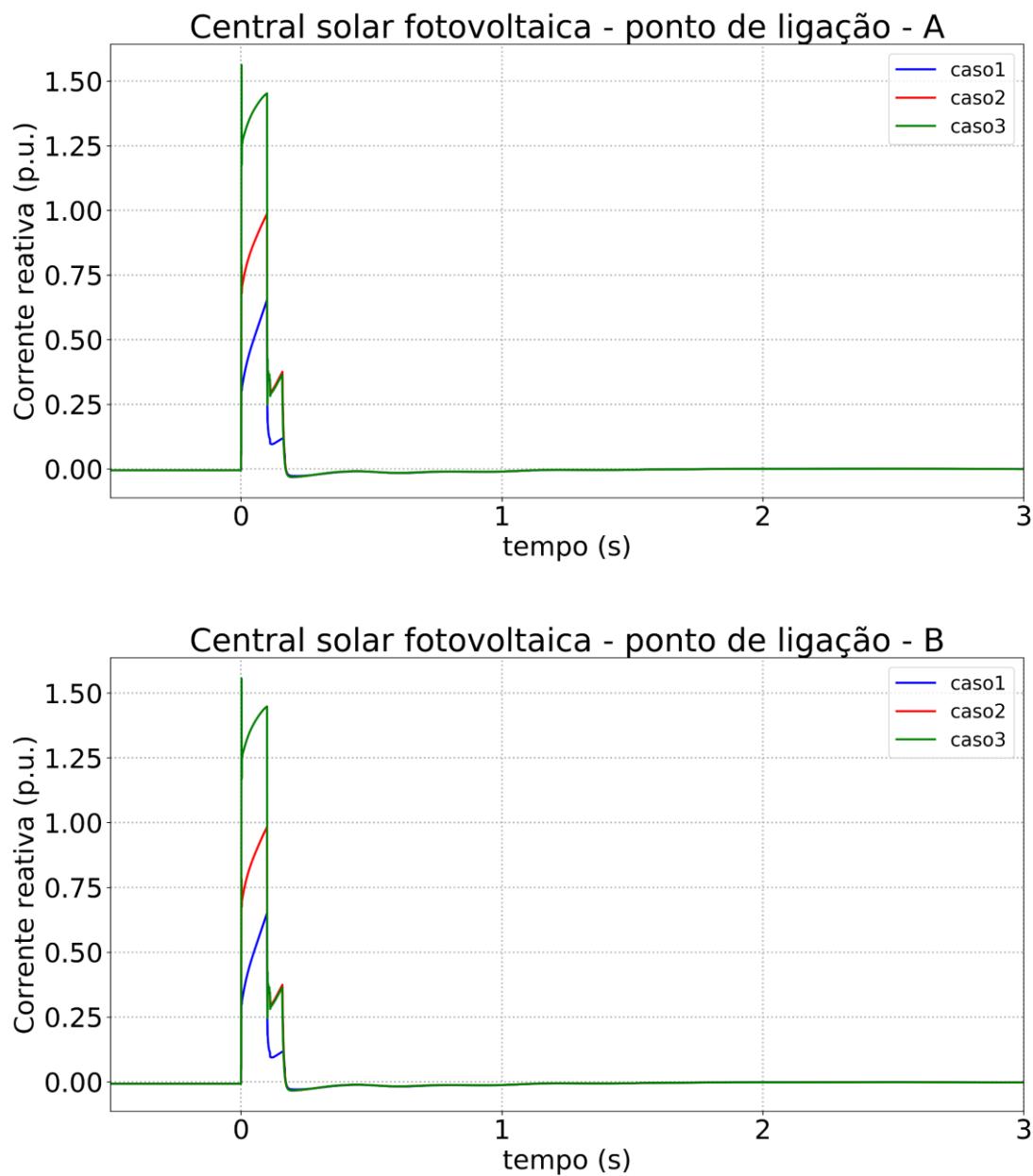


Figura 25. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 2.

A Figura 26 e a Figura 27 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.

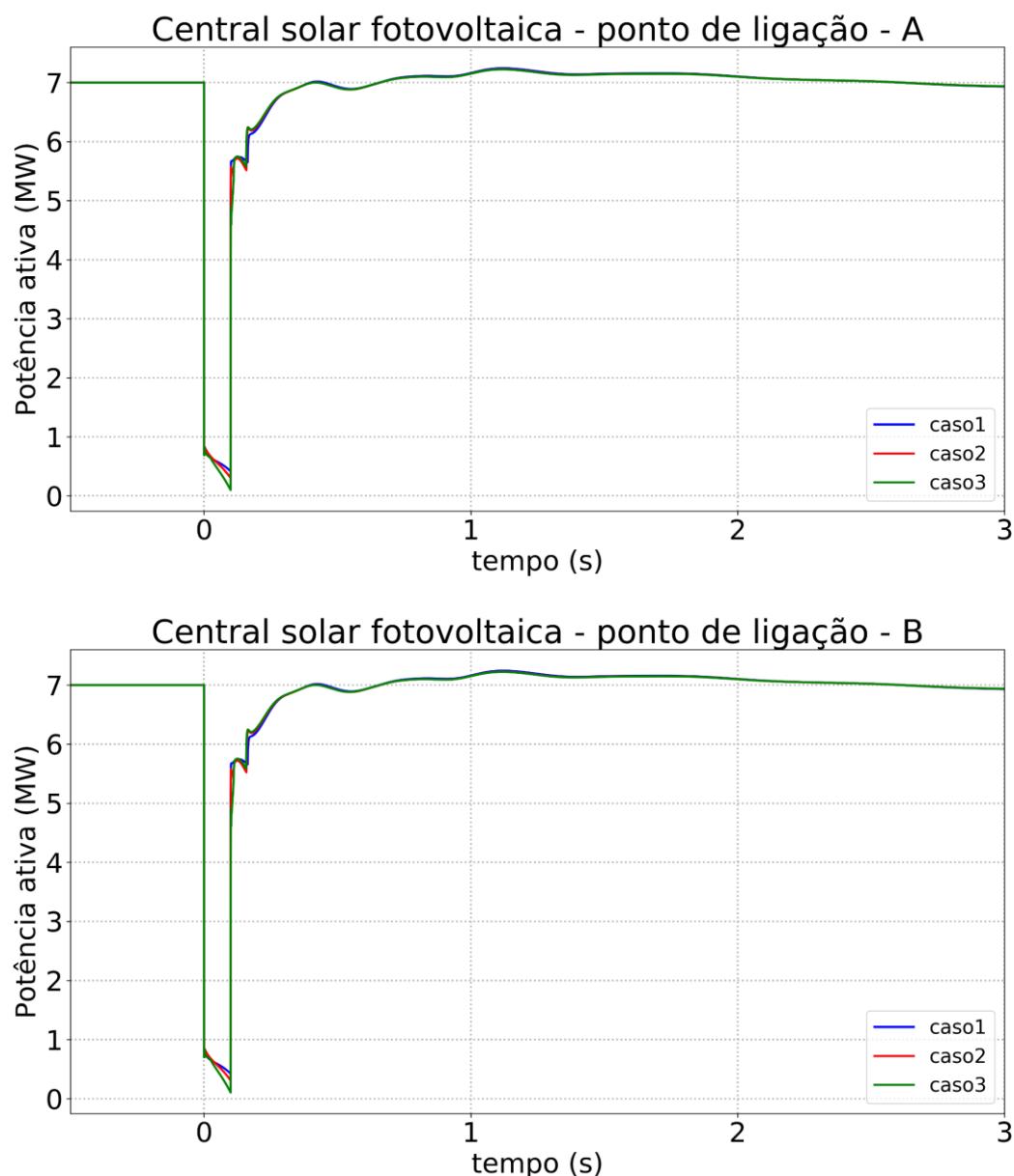


Figura 26. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 2.

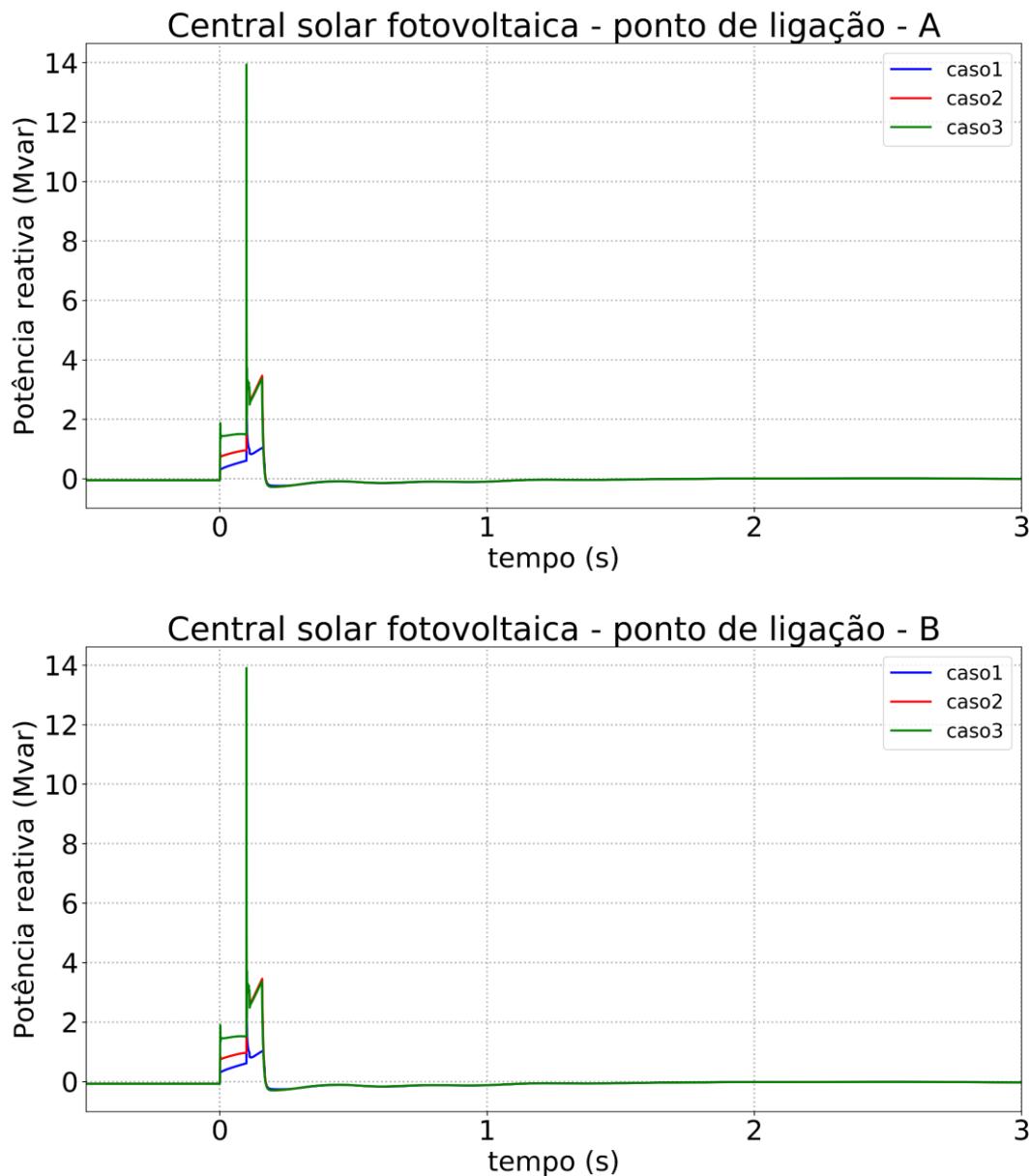


Figura 27. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 2.

Da Figura 28 à Figura 30 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.

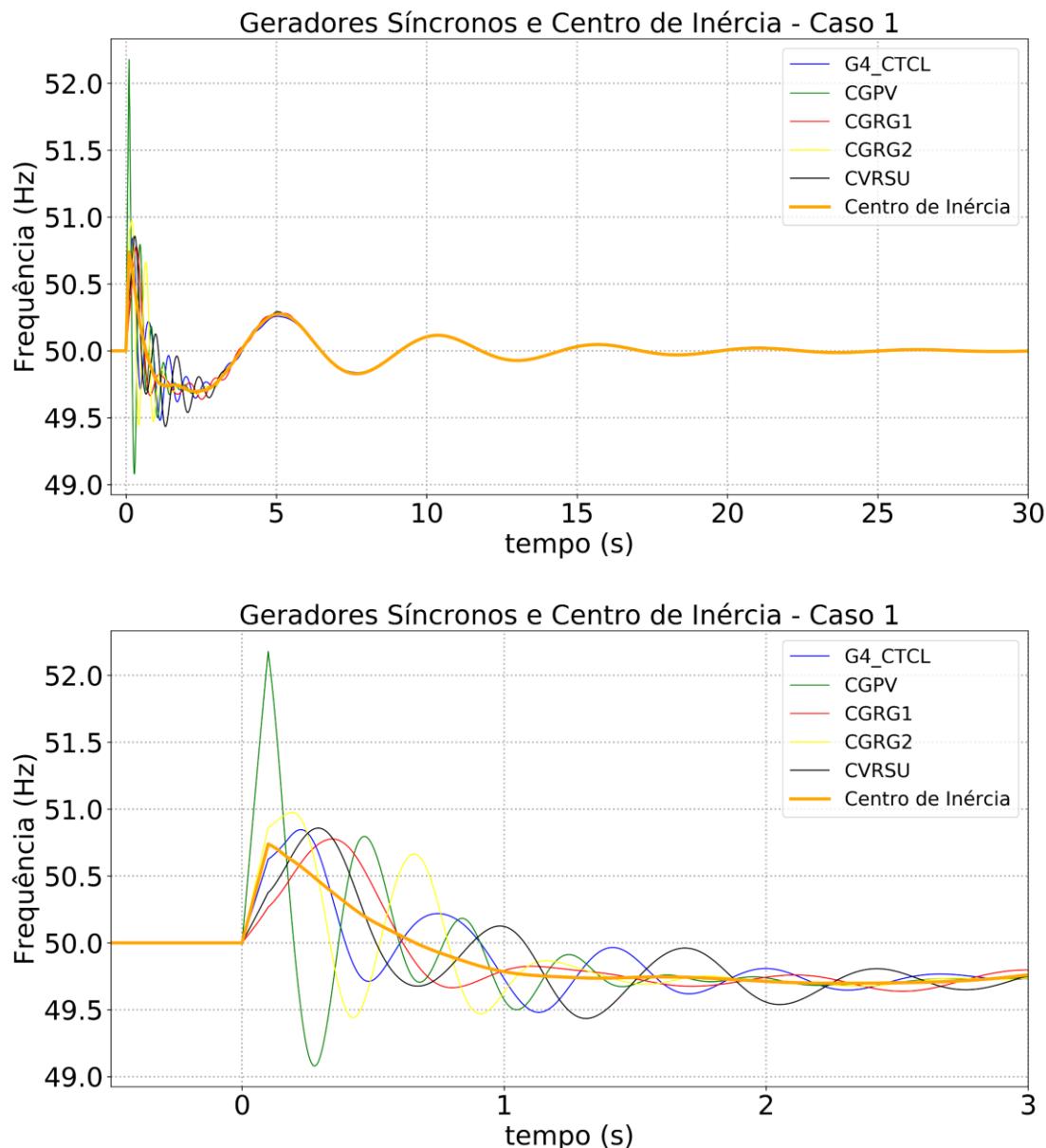


Figura 28. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, Cenário 2.

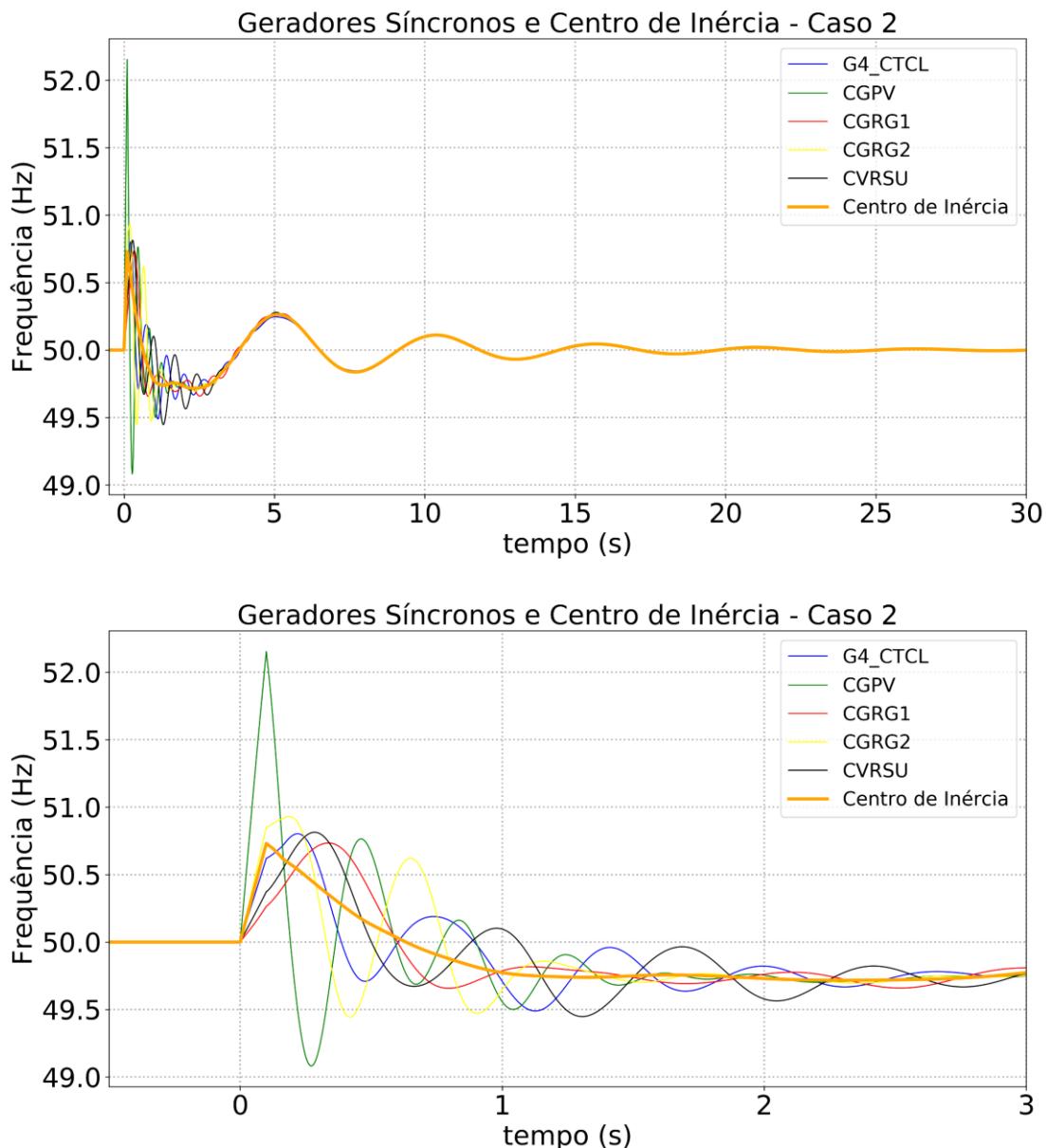


Figura 29. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, **Cenário 2**.

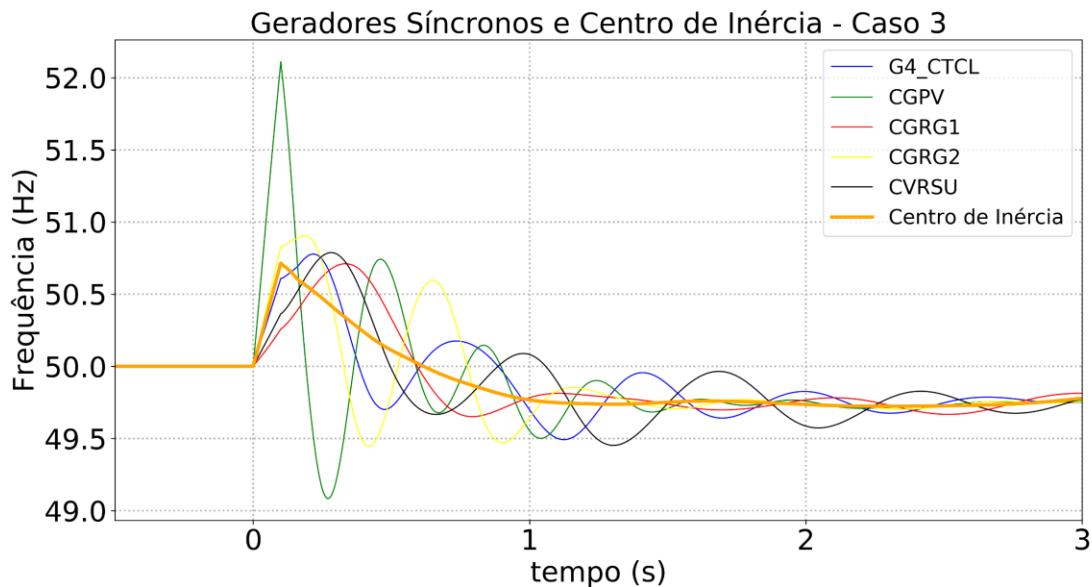
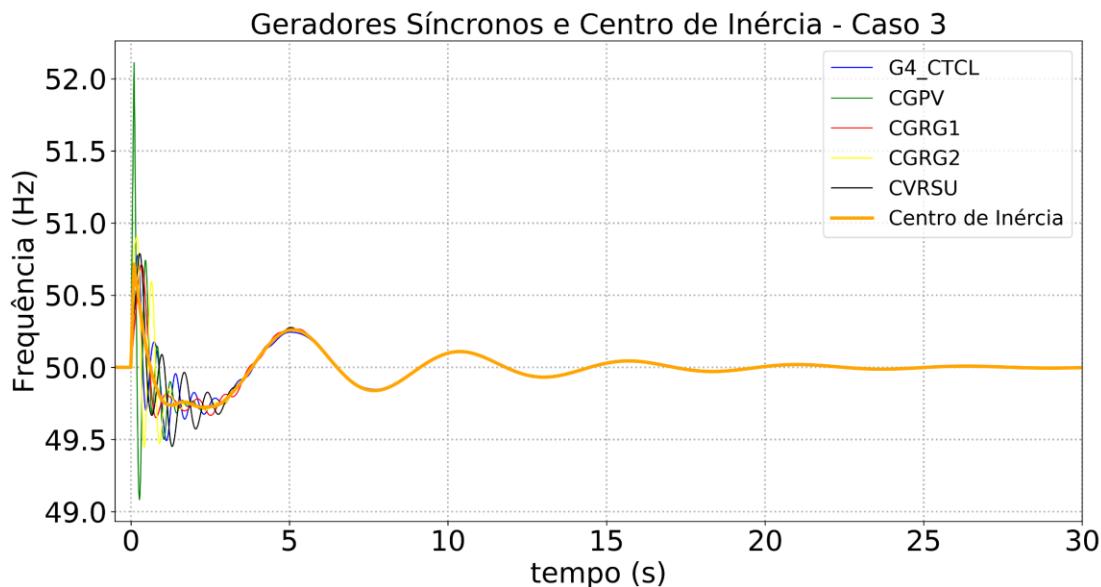
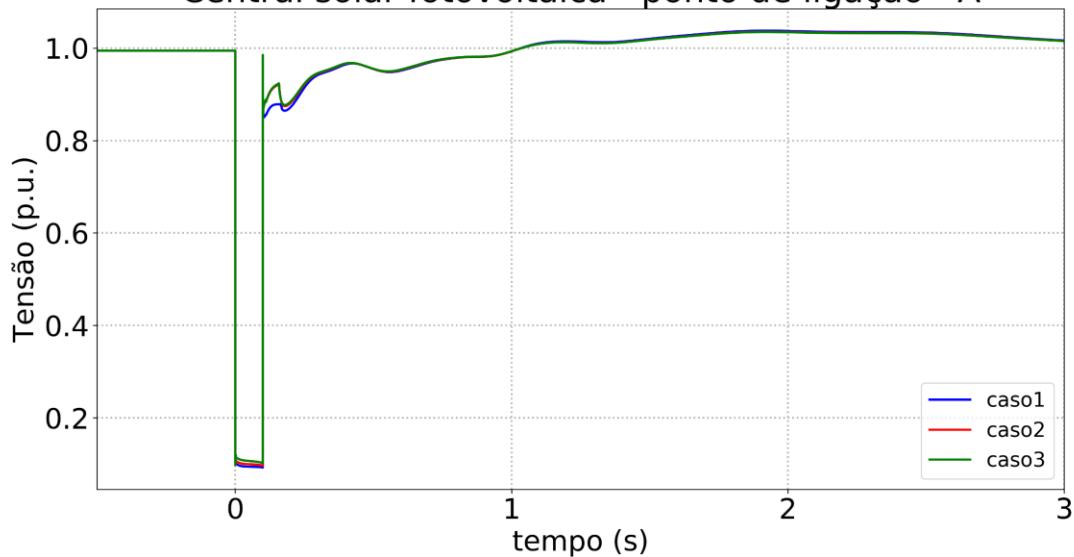


Figura 30. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, Cenário 2.

Na Figura 31 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.

Central solar fotovoltaica - ponto de ligação - A



Central solar fotovoltaica - ponto de ligação - B

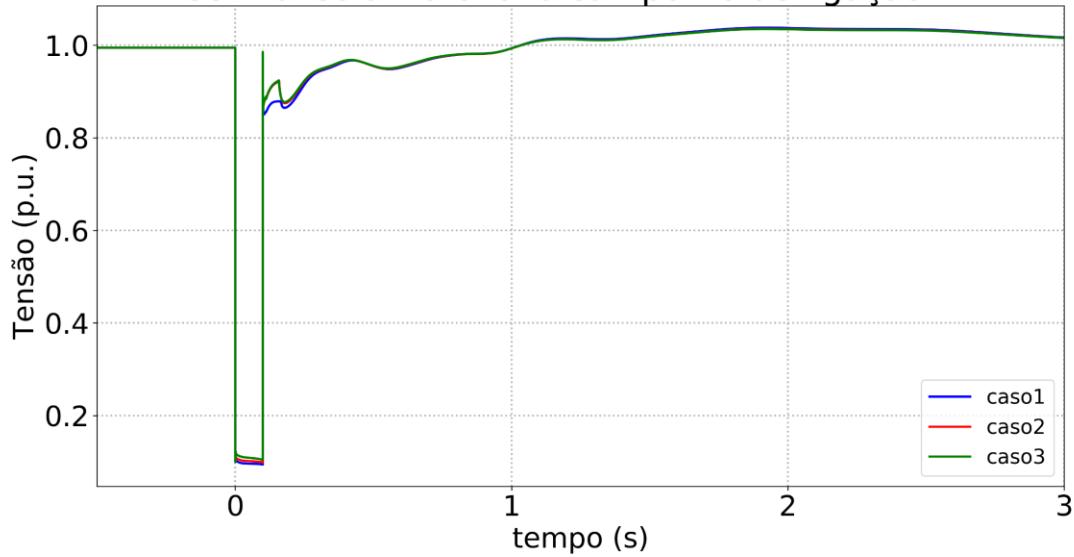


Figura 31. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 2.

4.2.3 Resultados - Cenário 3

A Figura 32 e a Figura 33 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 3.

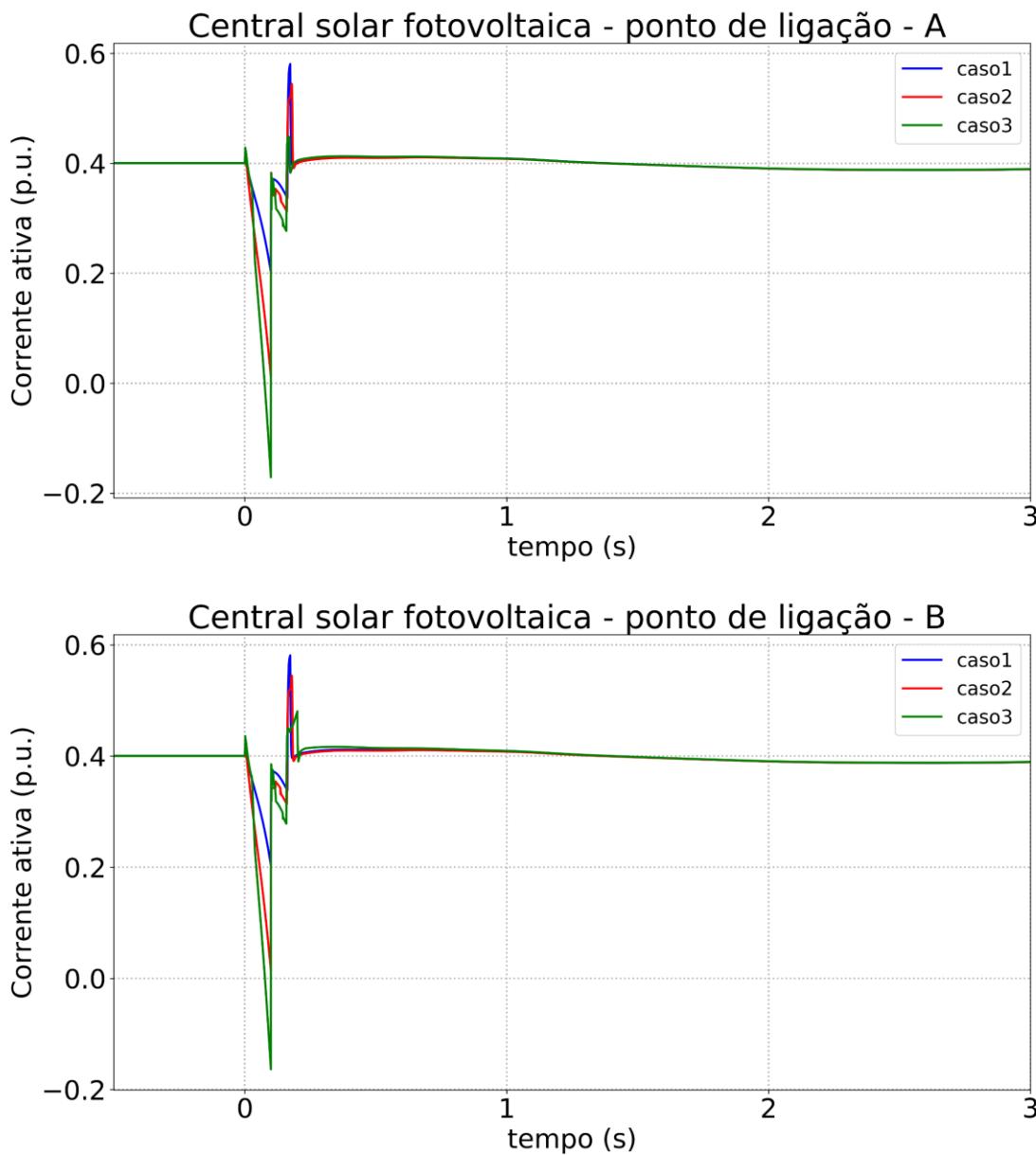


Figura 32. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 3.

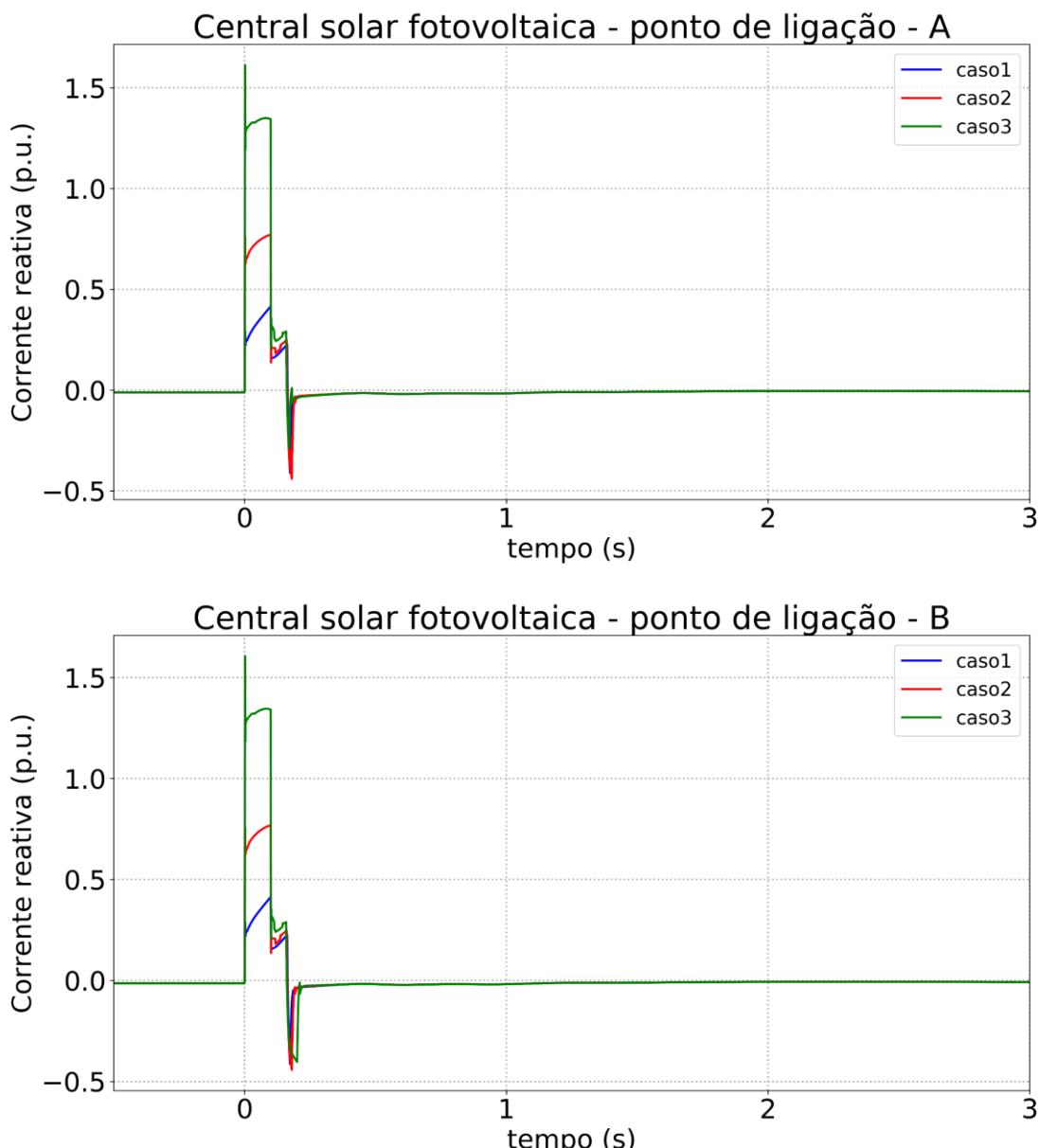


Figura 33. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 3.

A Figura 34 e a Figura 35 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.

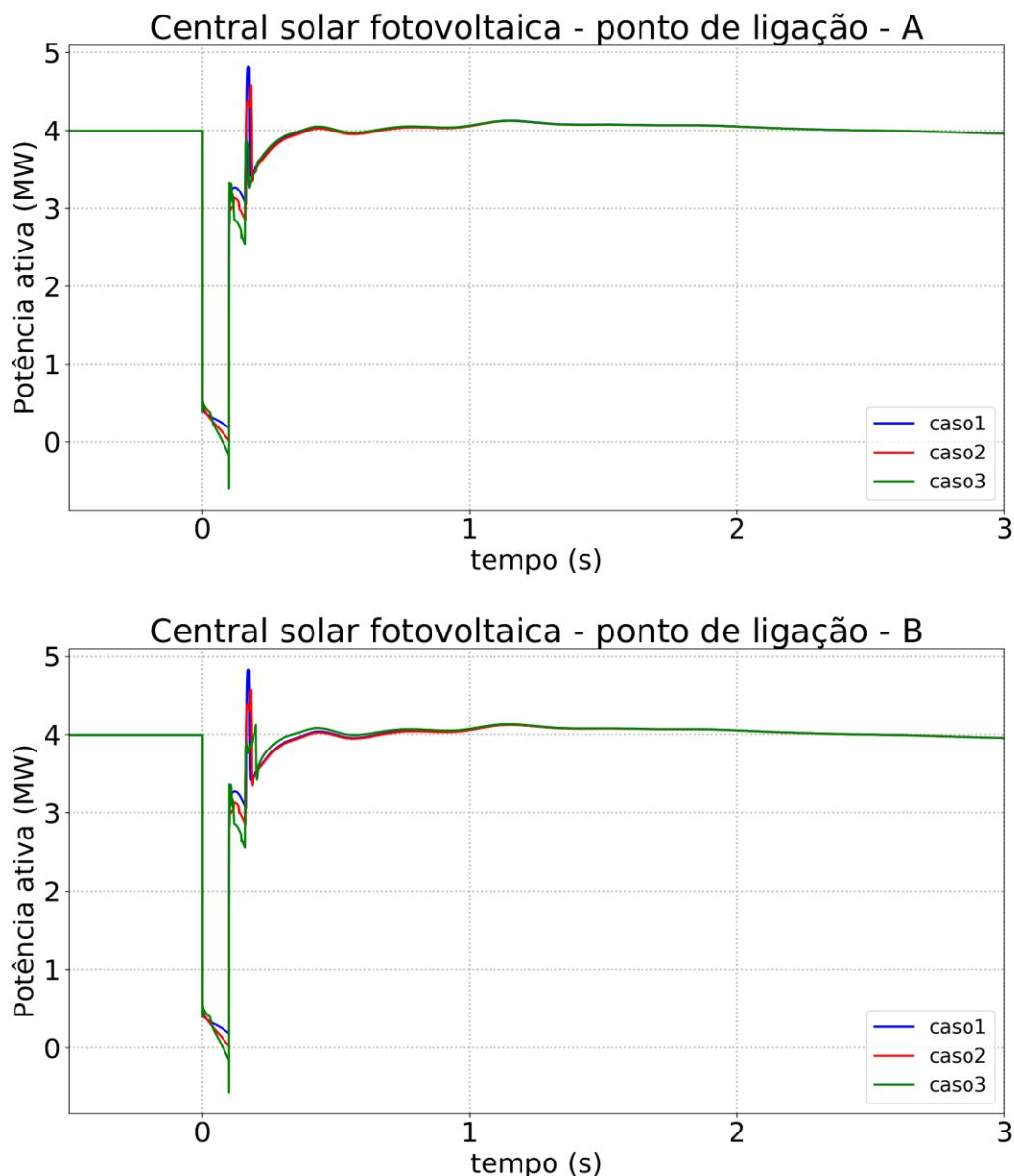


Figura 34. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH de Lagoa – Cenário 3.

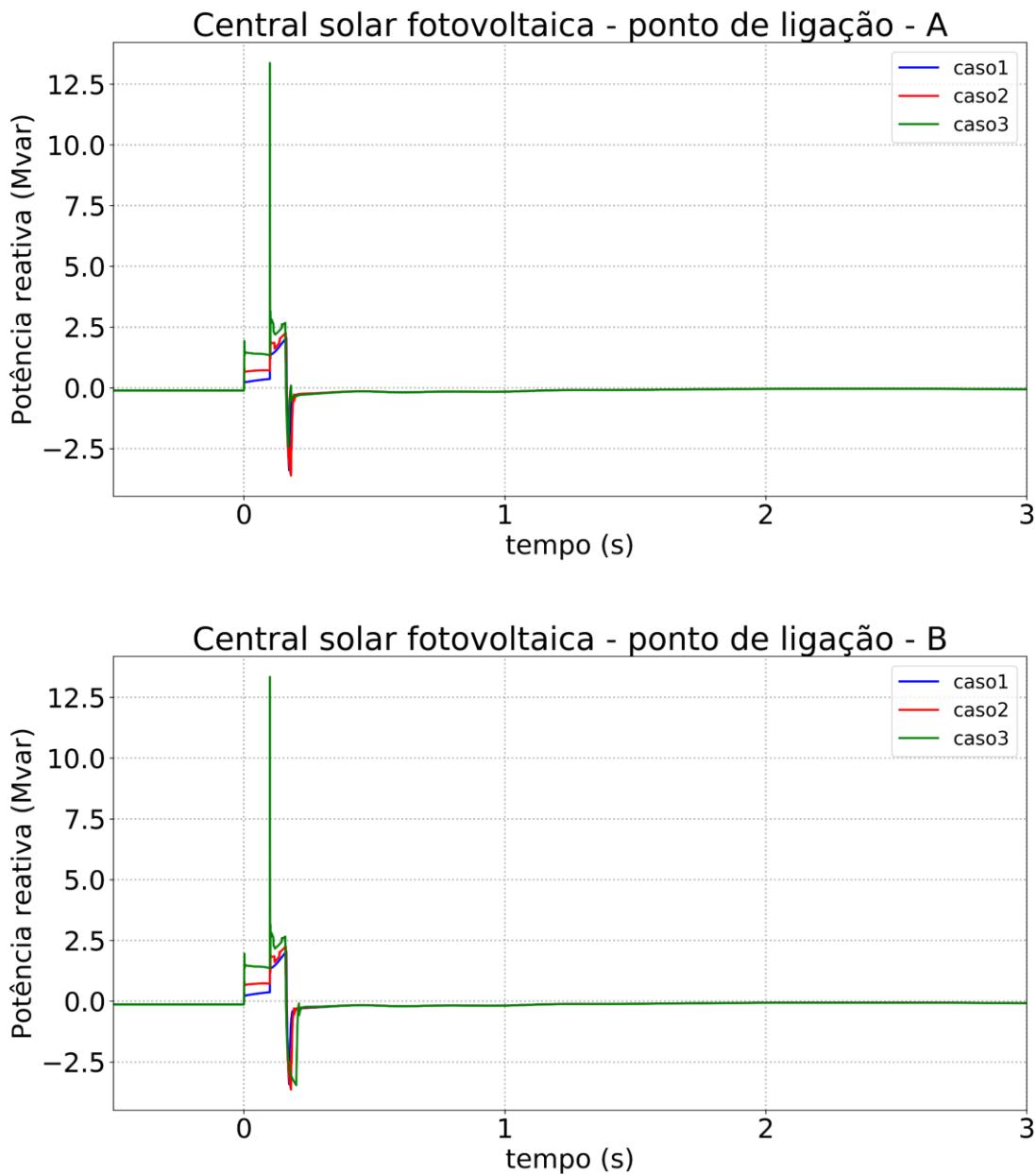


Figura 35. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH de Lagoa – Cenário 3.

Da Figura 36 à Figura 38 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.

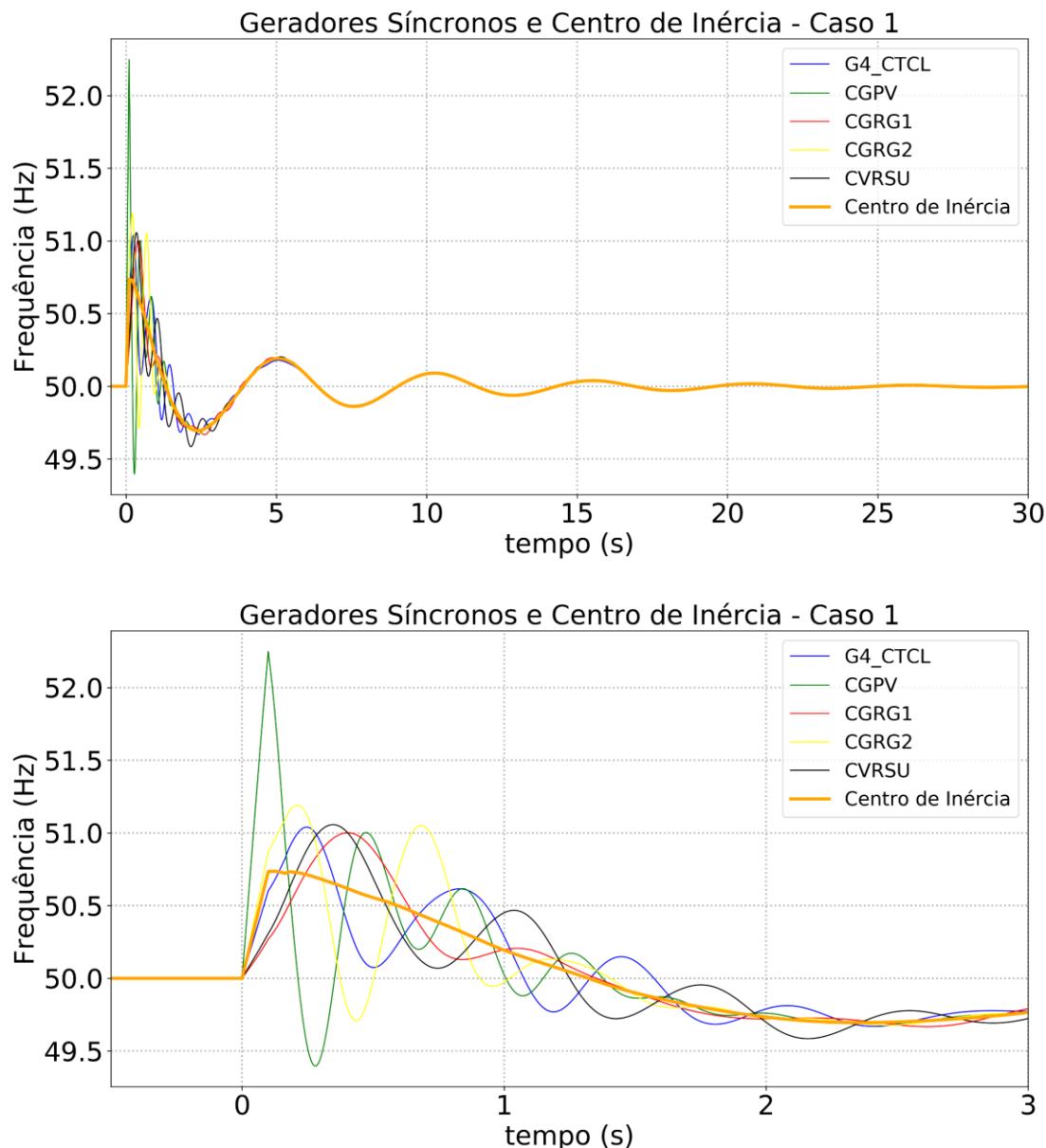


Figura 36. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, Cenário 3.

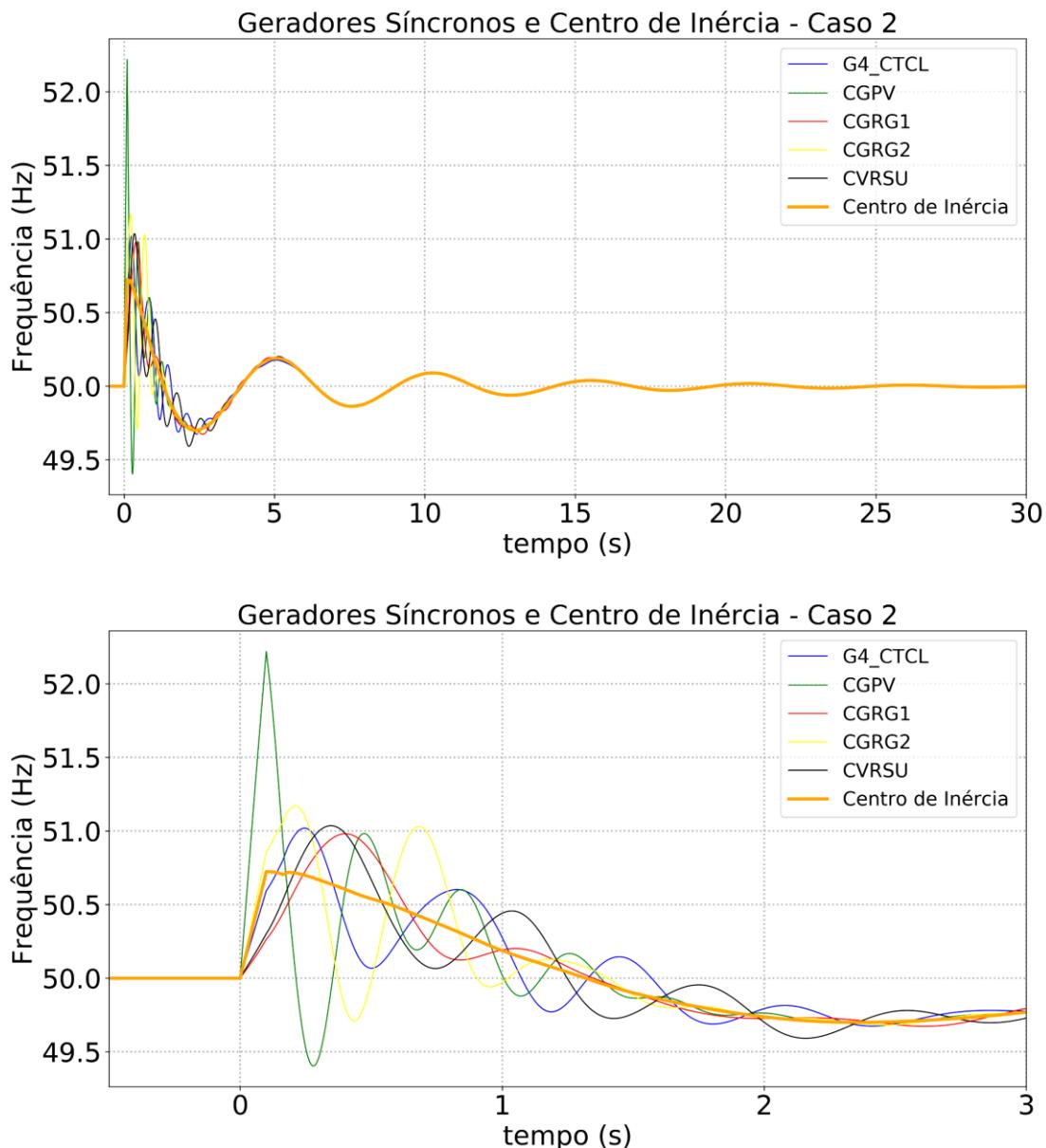


Figura 37. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, Cenário 3.

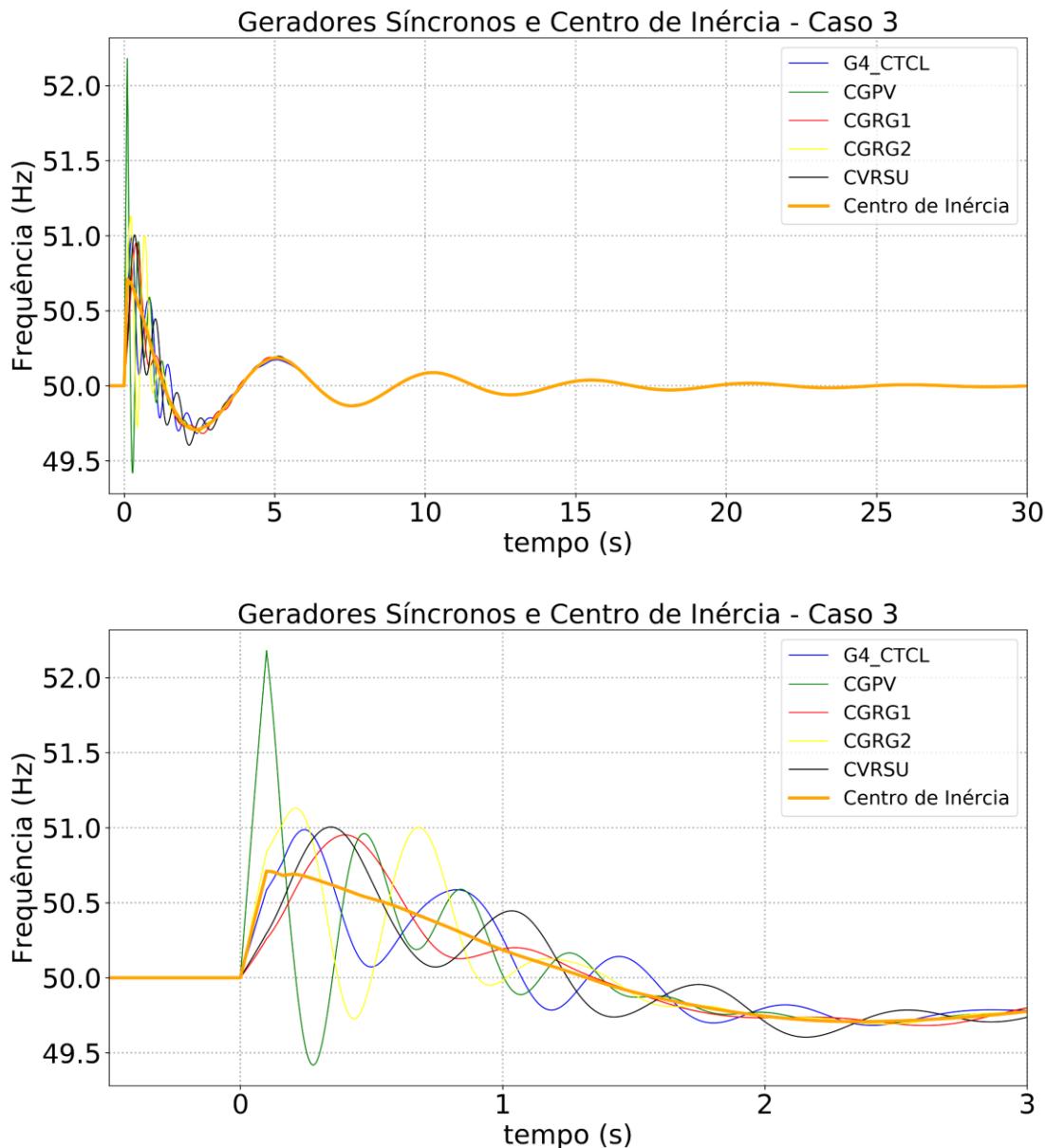


Figura 38. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s); Caso 3, Cenário 3.

Na Figura 39 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.

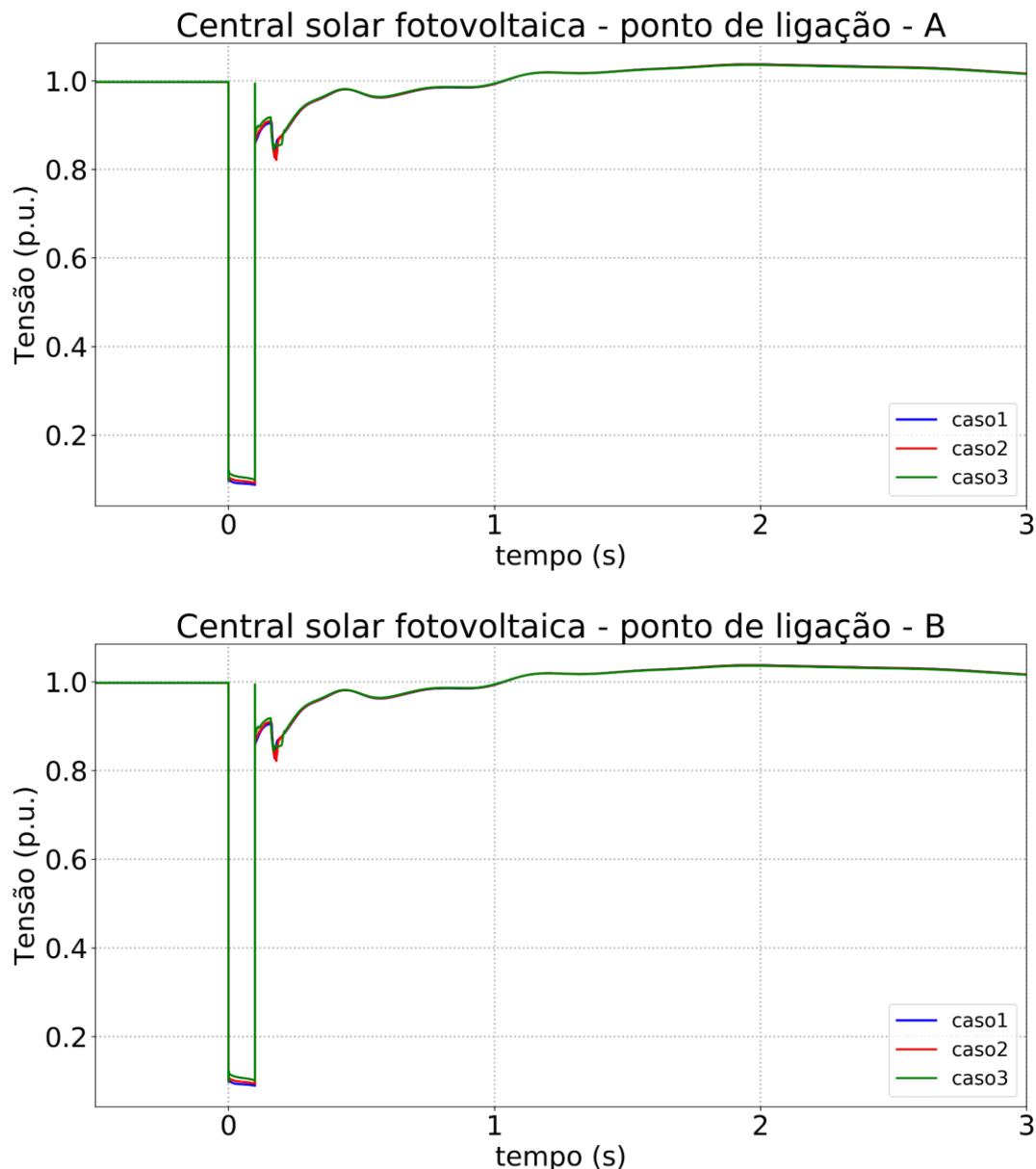


Figura 39. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 3.

4.2.4 Resultados - Cenário 4

A Figura 40 e a Figura 41 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 4.

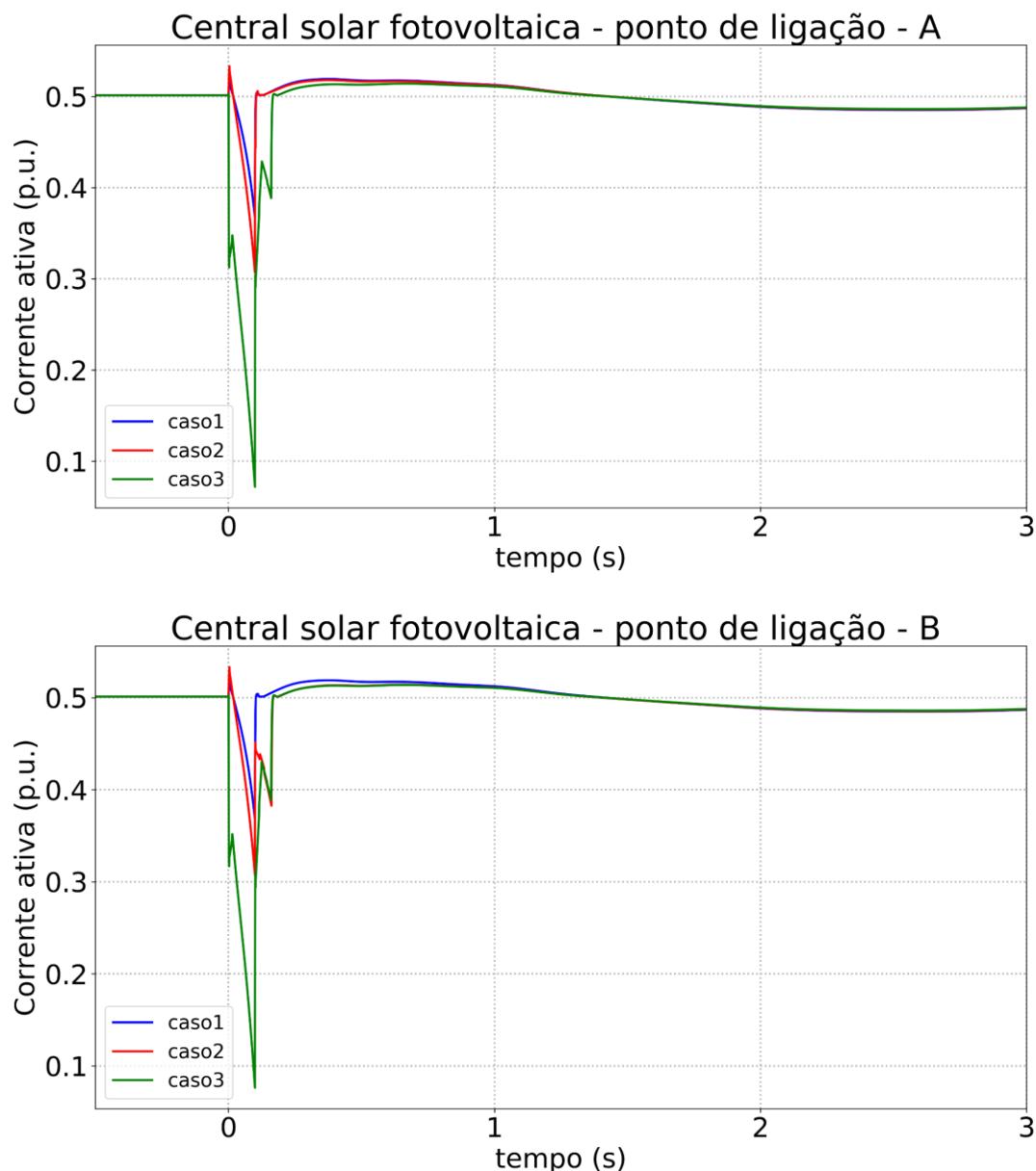


Figura 40. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 4.

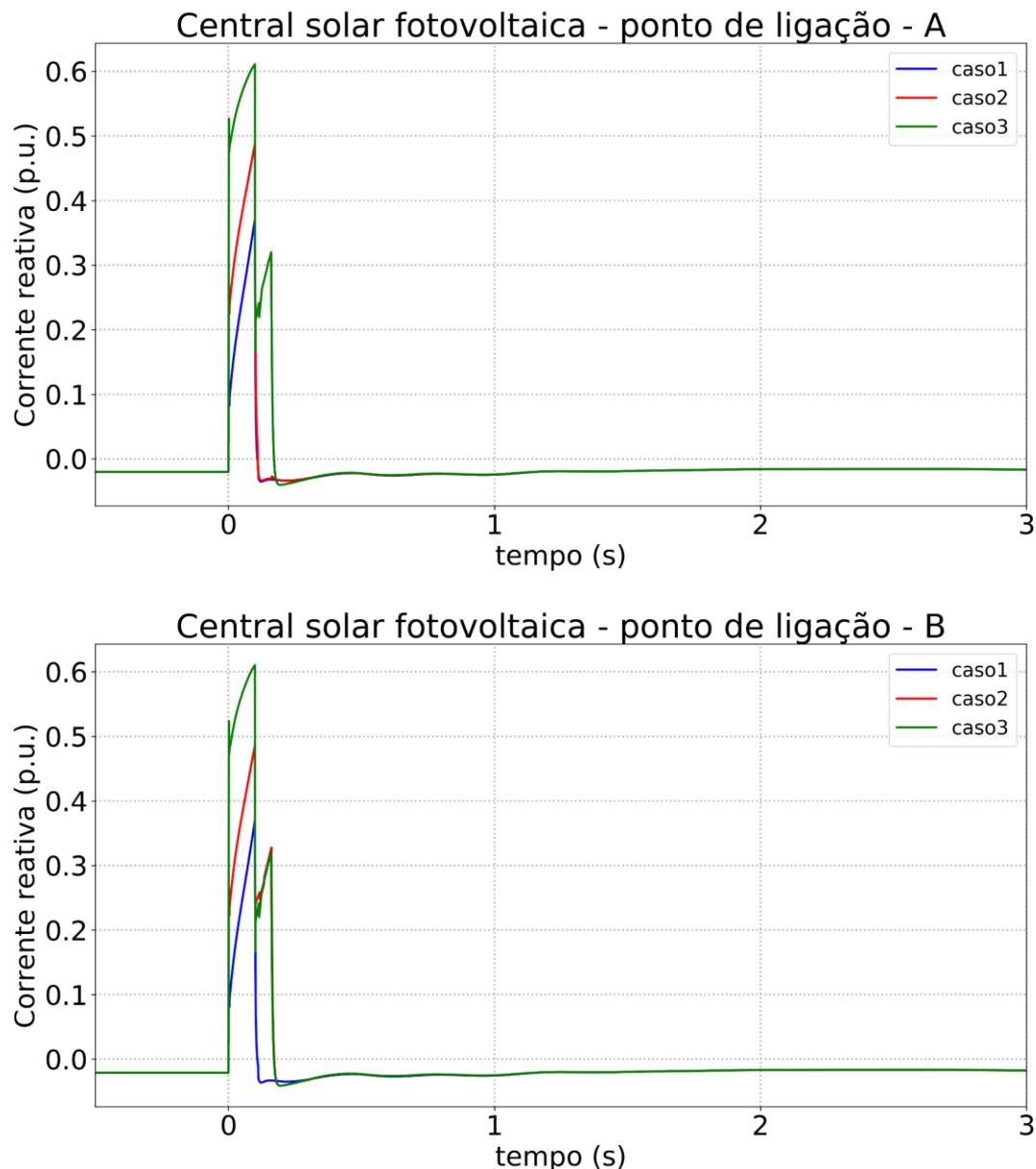


Figura 41. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 4.

A Figura 42 e a Figura 43 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.

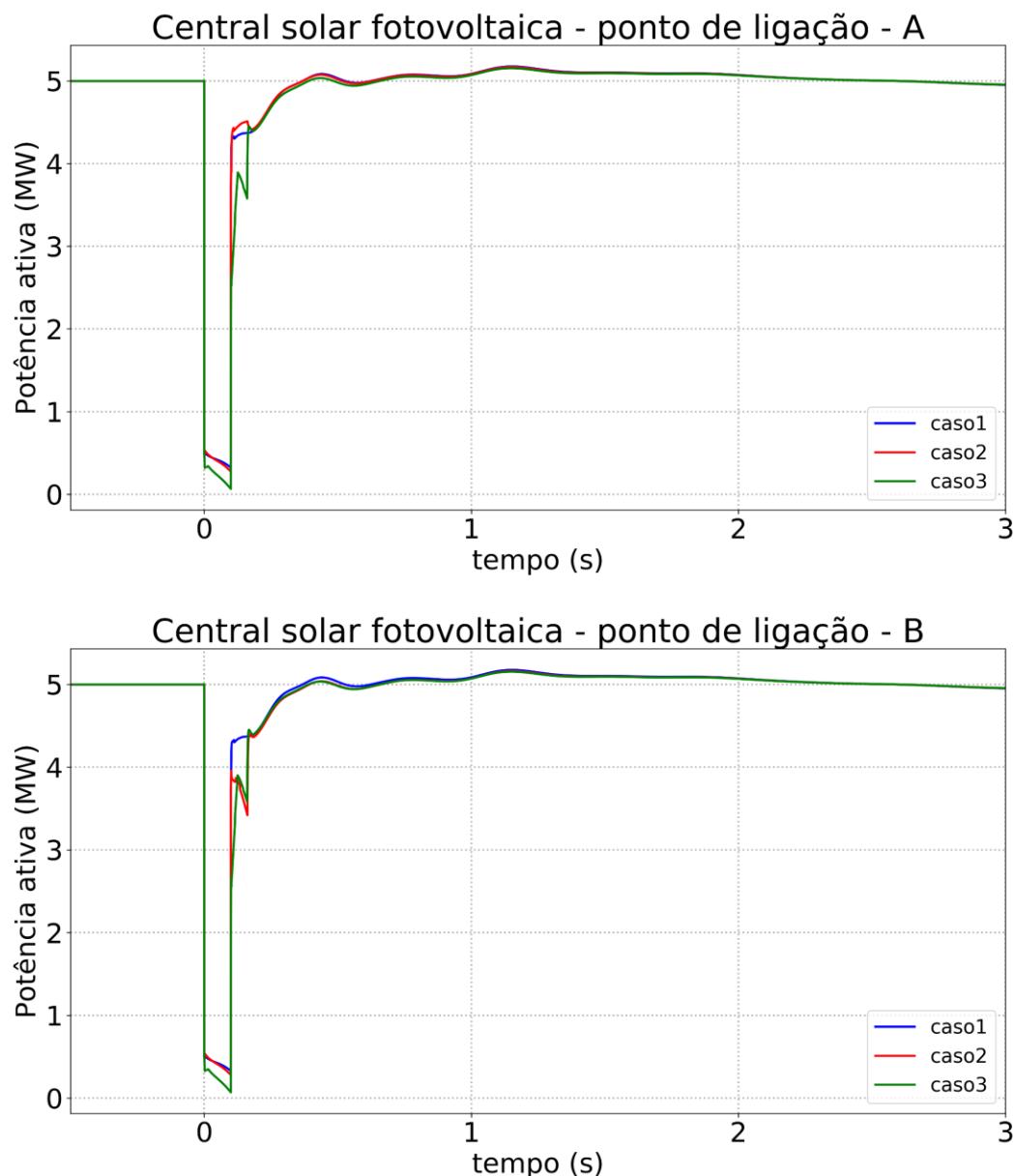


Figura 42. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 4.

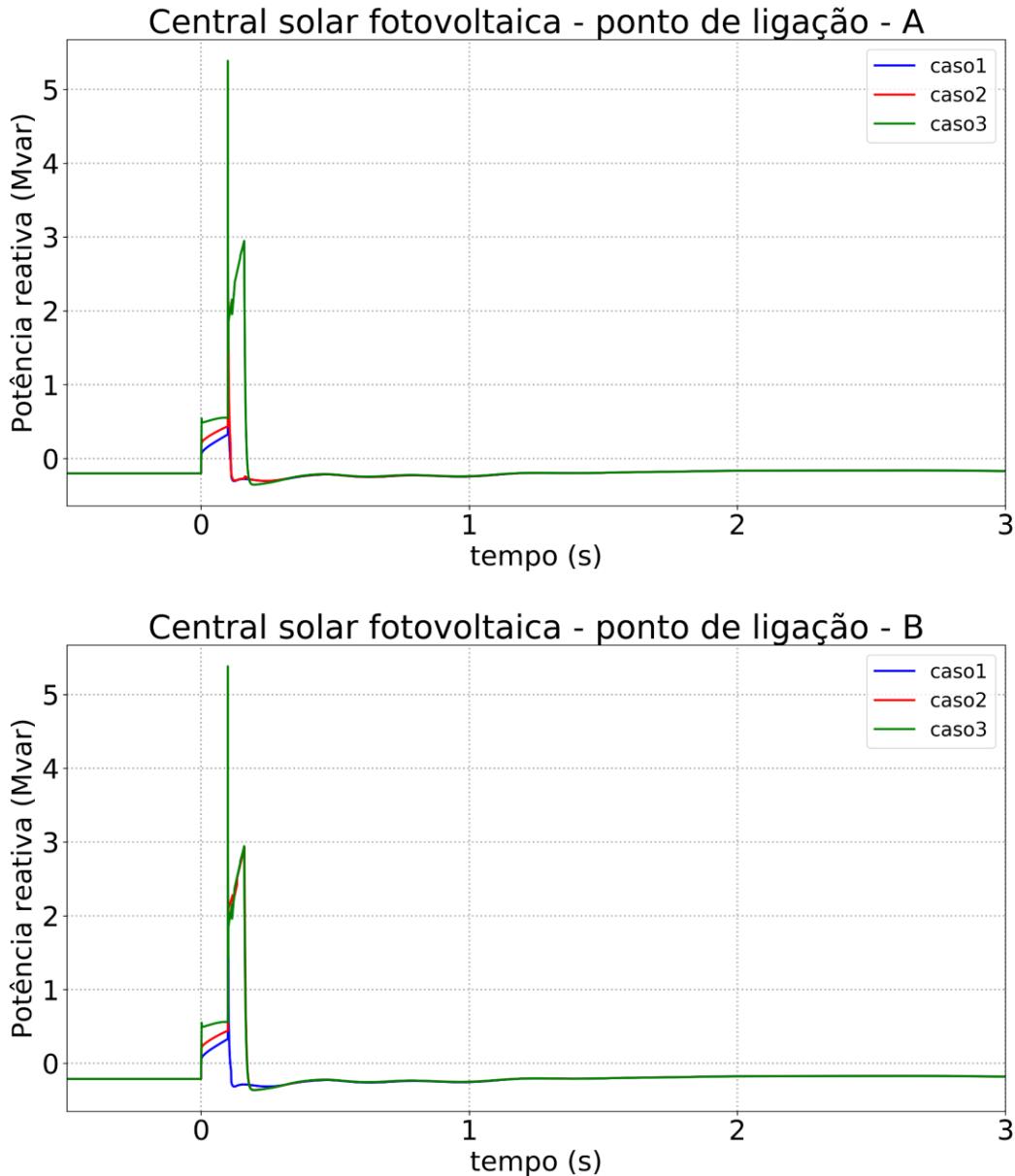


Figura 43. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 4.

Da Figura 44 à Figura 46 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.

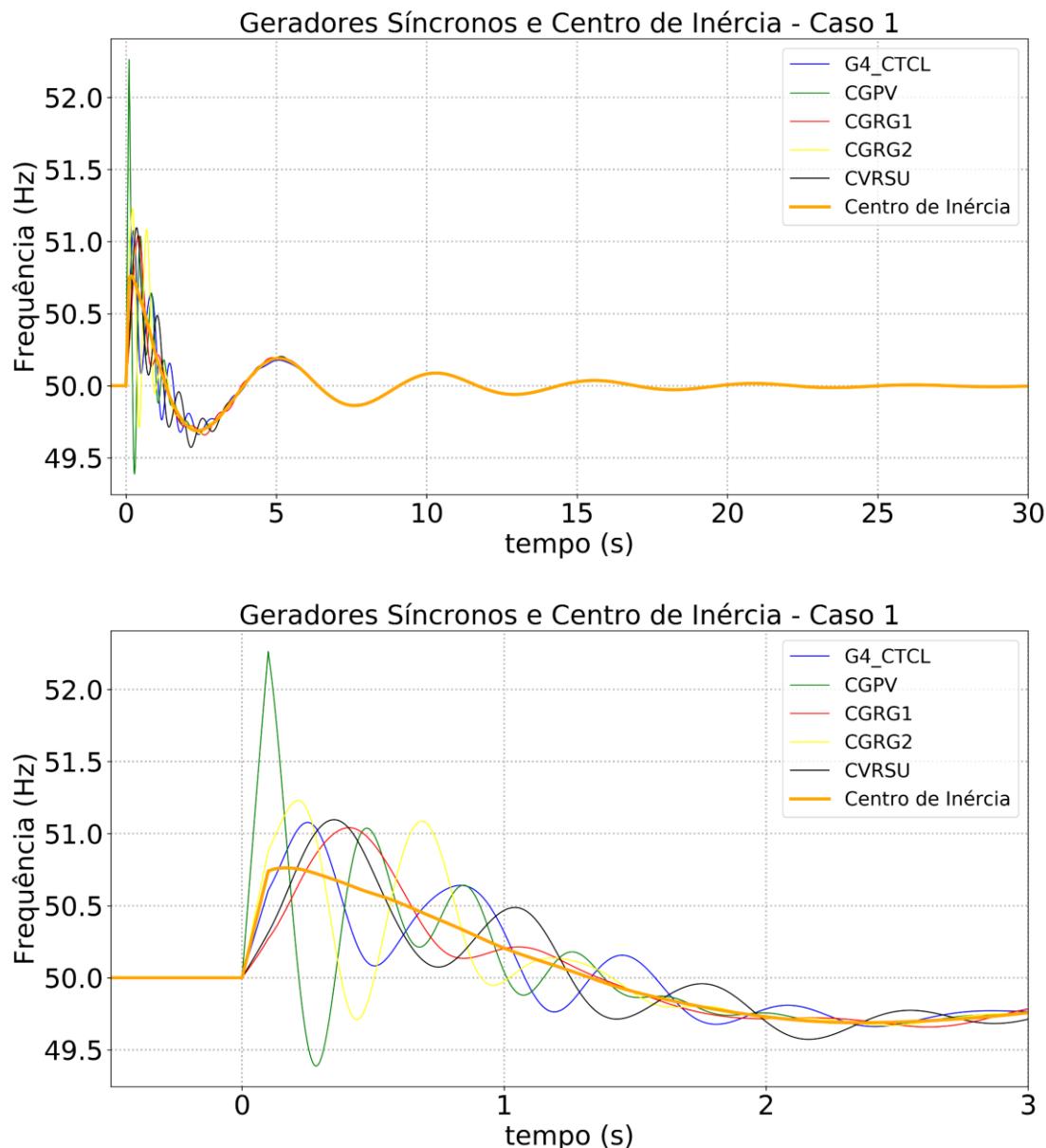


Figura 44. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, Cenário 4.

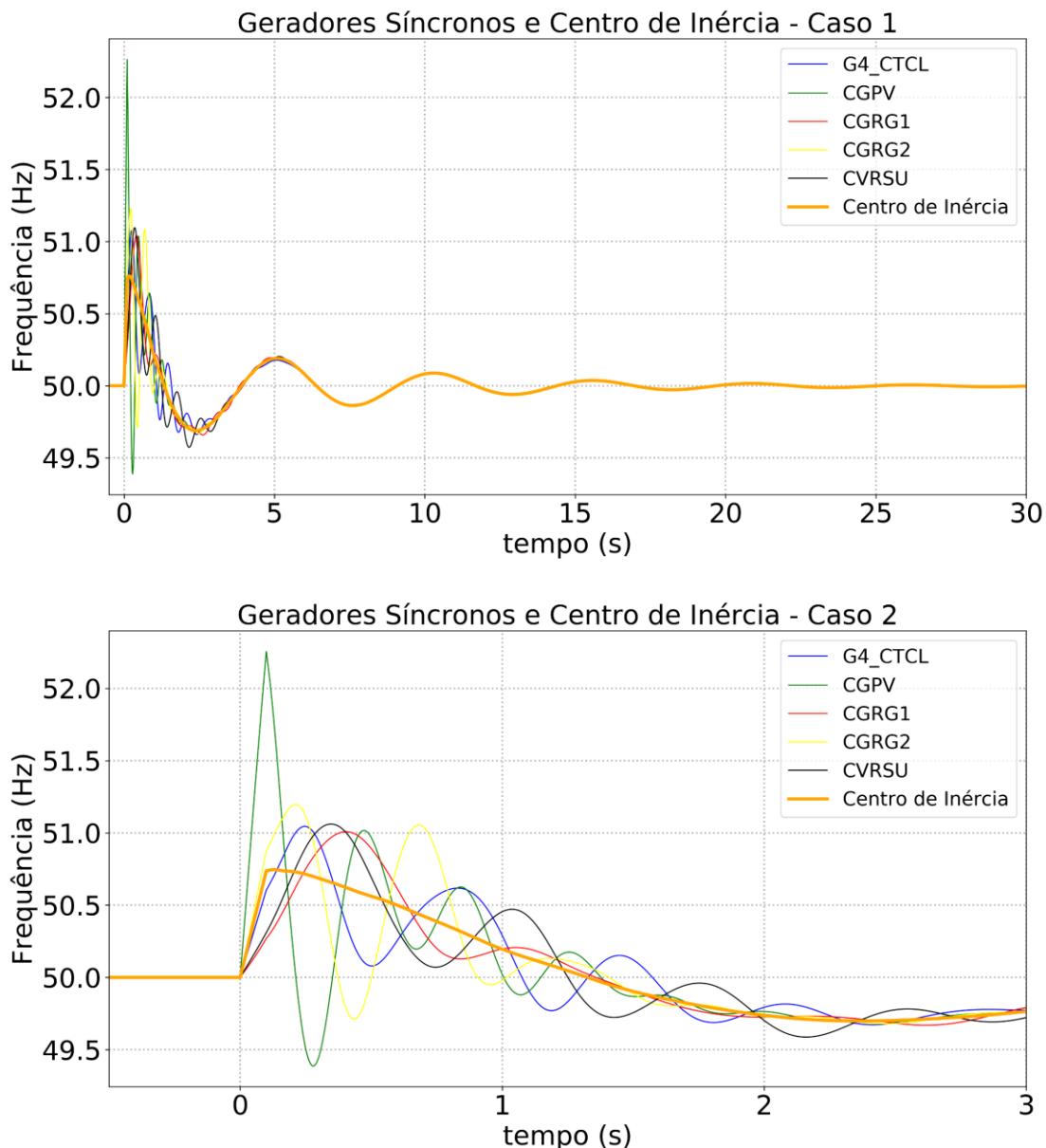


Figura 45. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, Cenário 4.

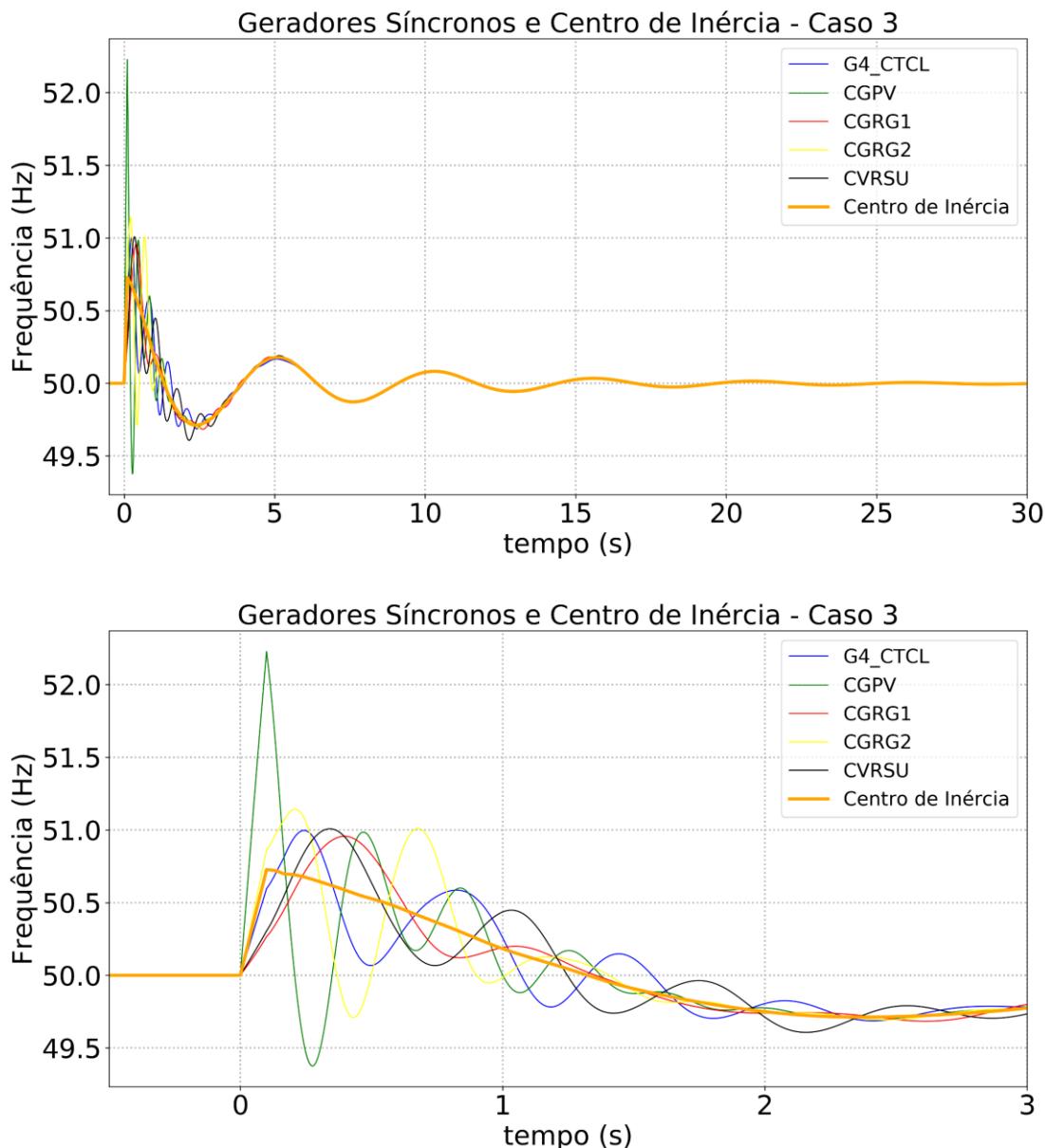
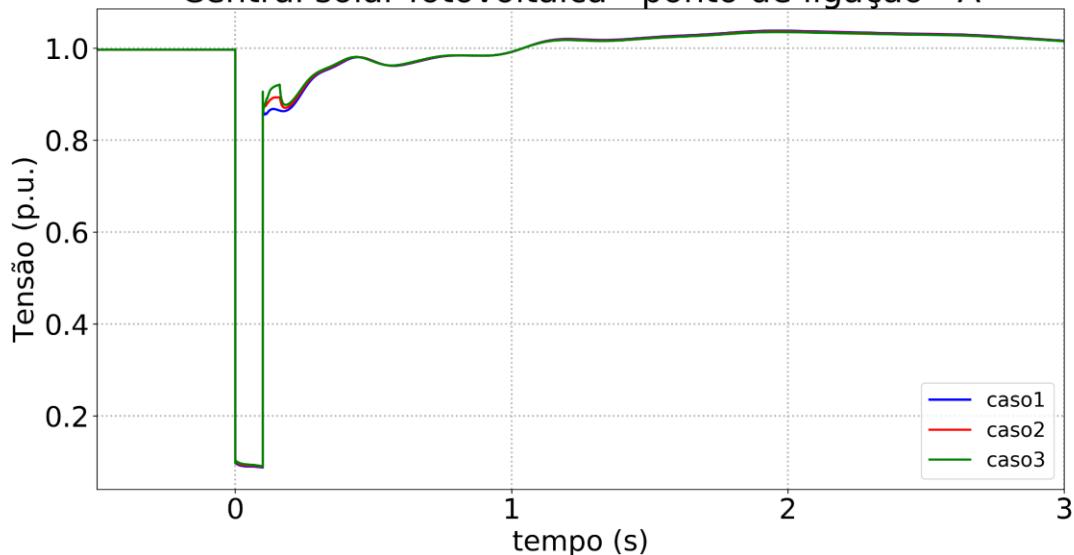


Figura 46. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, Cenário 4.

Na Figura 47 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.

Central solar fotovoltaica - ponto de ligação - A



Central solar fotovoltaica - ponto de ligação - B

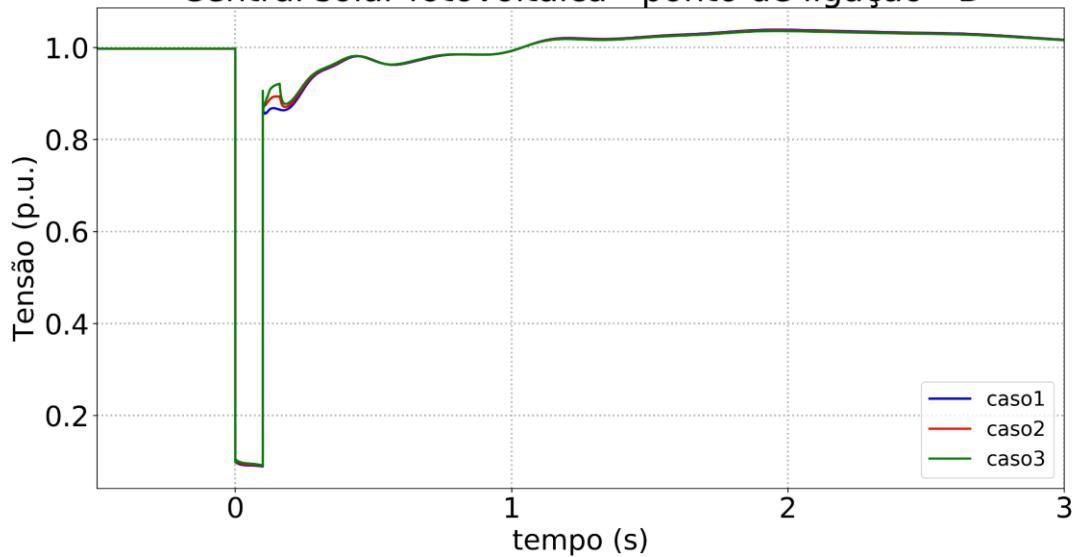


Figura 47. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 4.

4.2.5 Resultados - Cenário 5

A Figura 48 e a Figura 49 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 5.

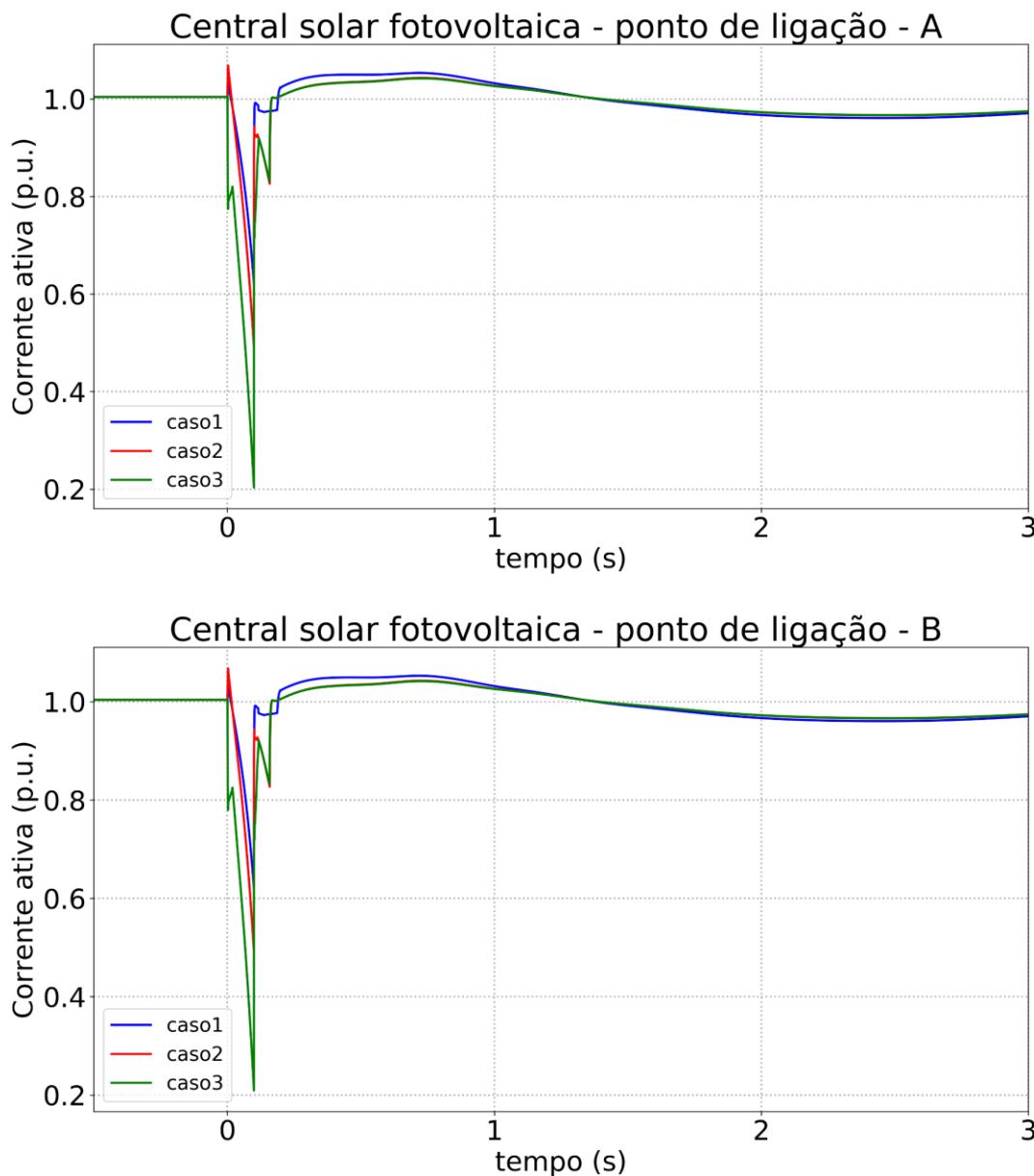


Figura 48. Resposta da corrente ativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 5.

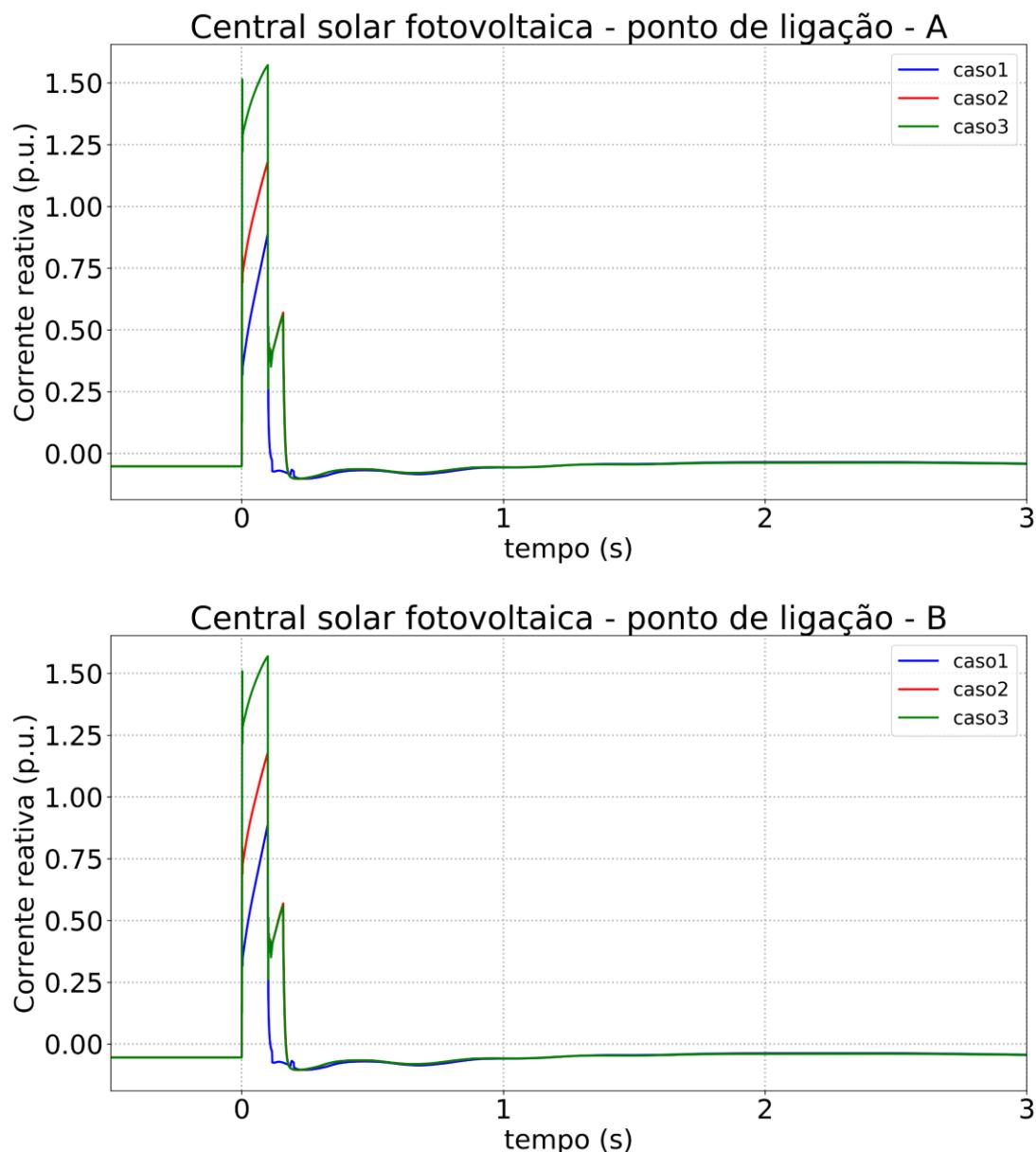


Figura 49. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 5.

A Figura 50 e a Figura 51 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.

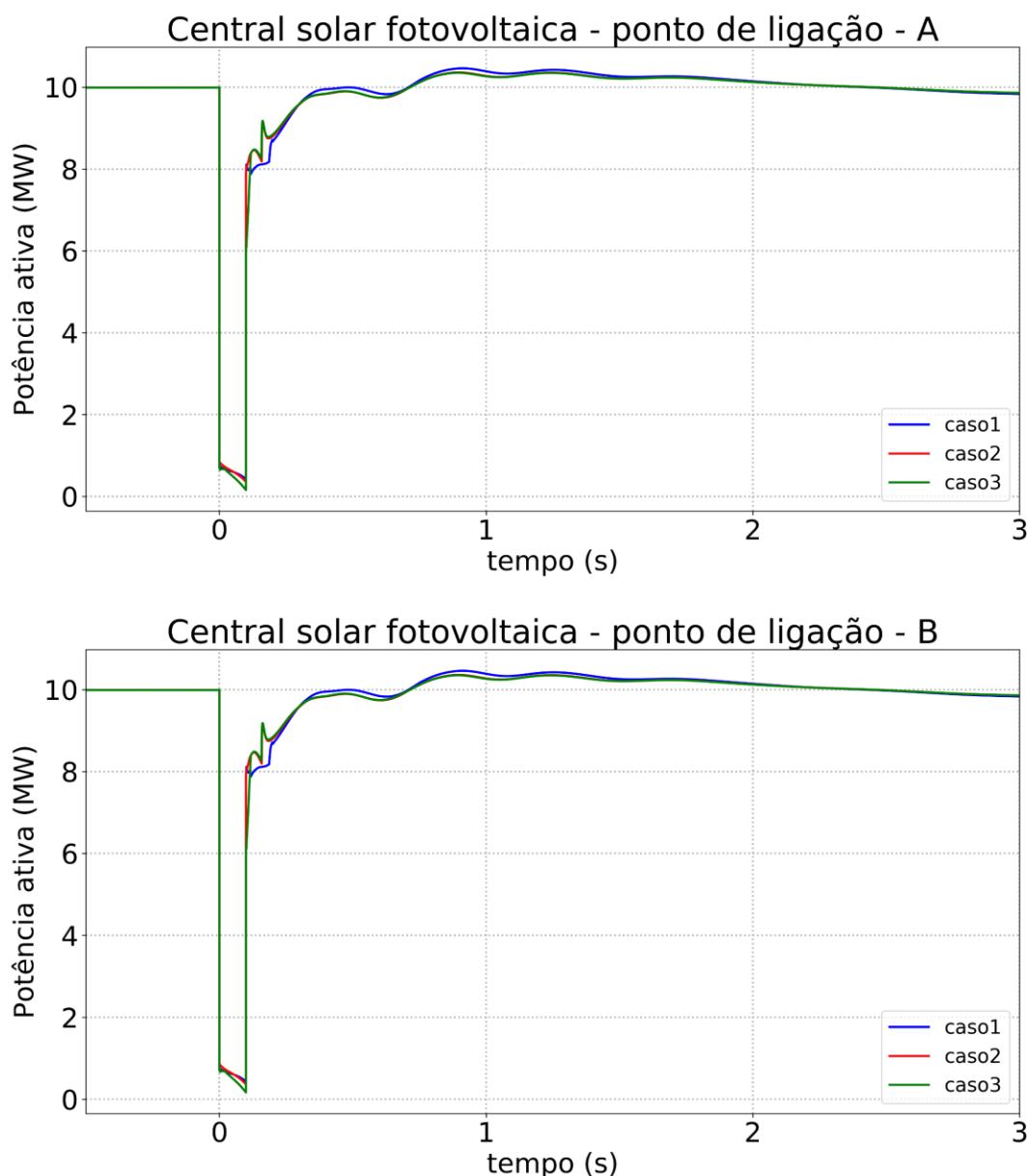


Figura 50. Resposta da potência ativa (em cima no POI A, em baixo POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 5.

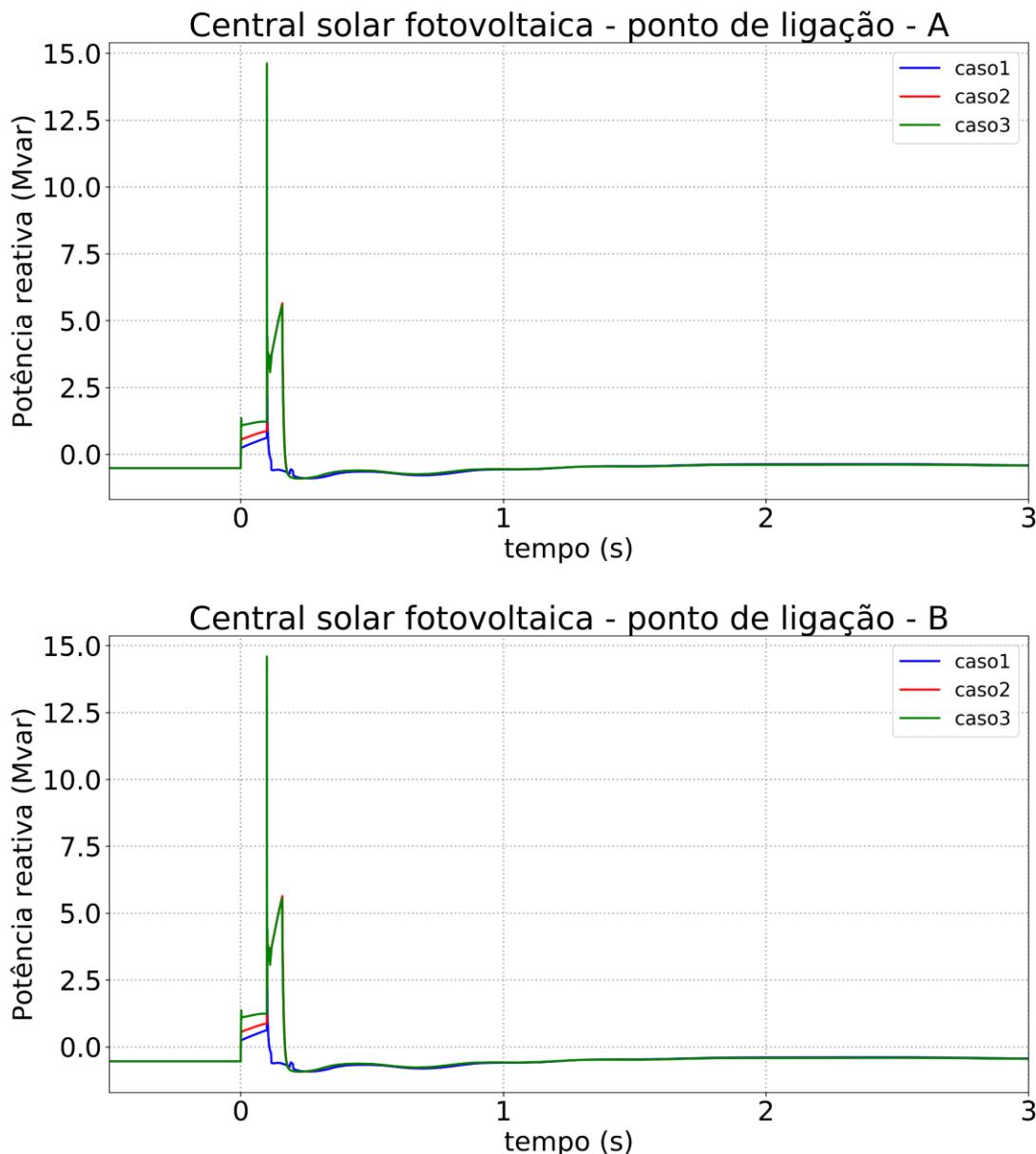


Figura 51. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 5.

Da Figura 52 à Figura 54 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.

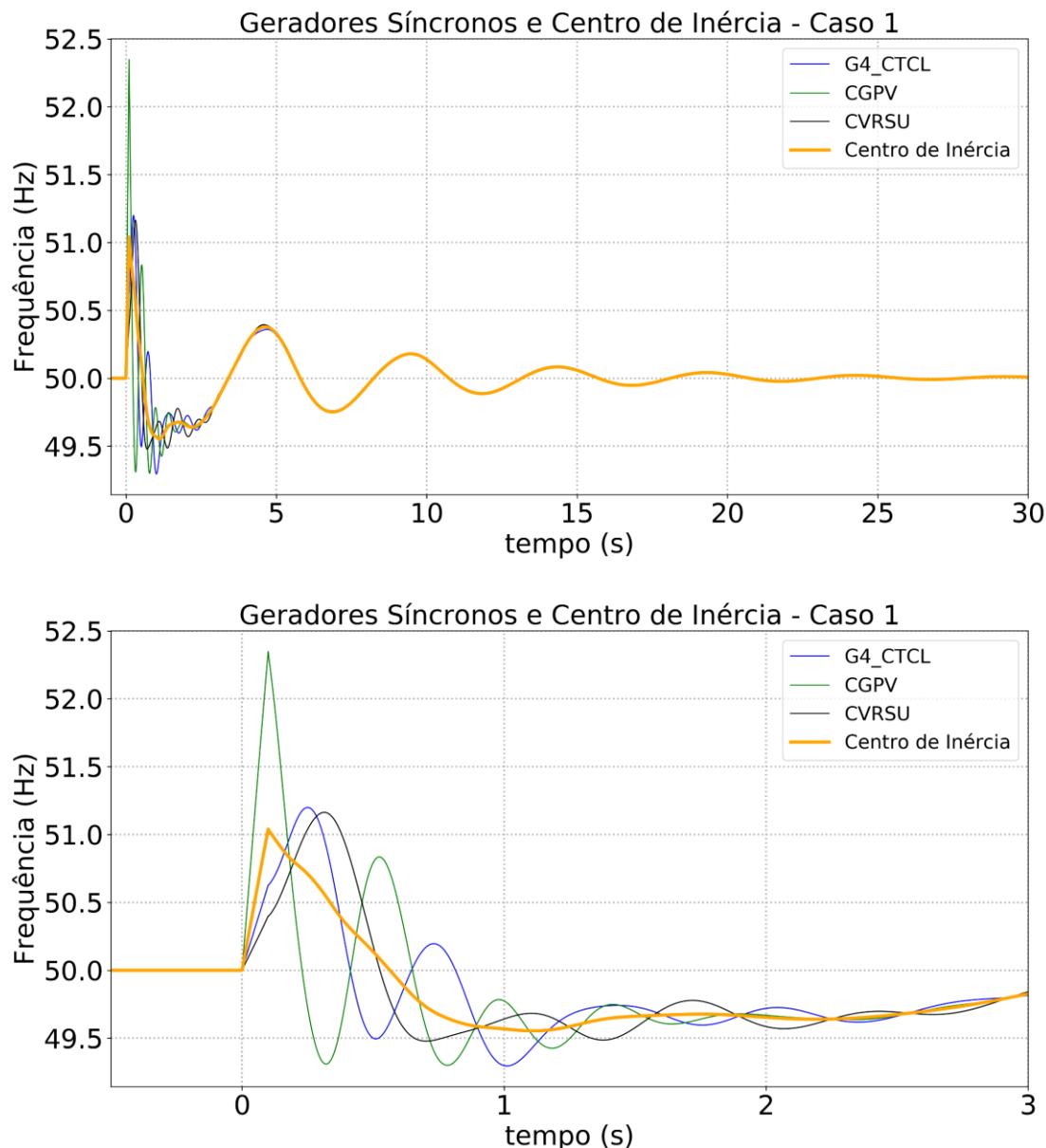


Figura 52. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inéria (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 1, Cenário 5.

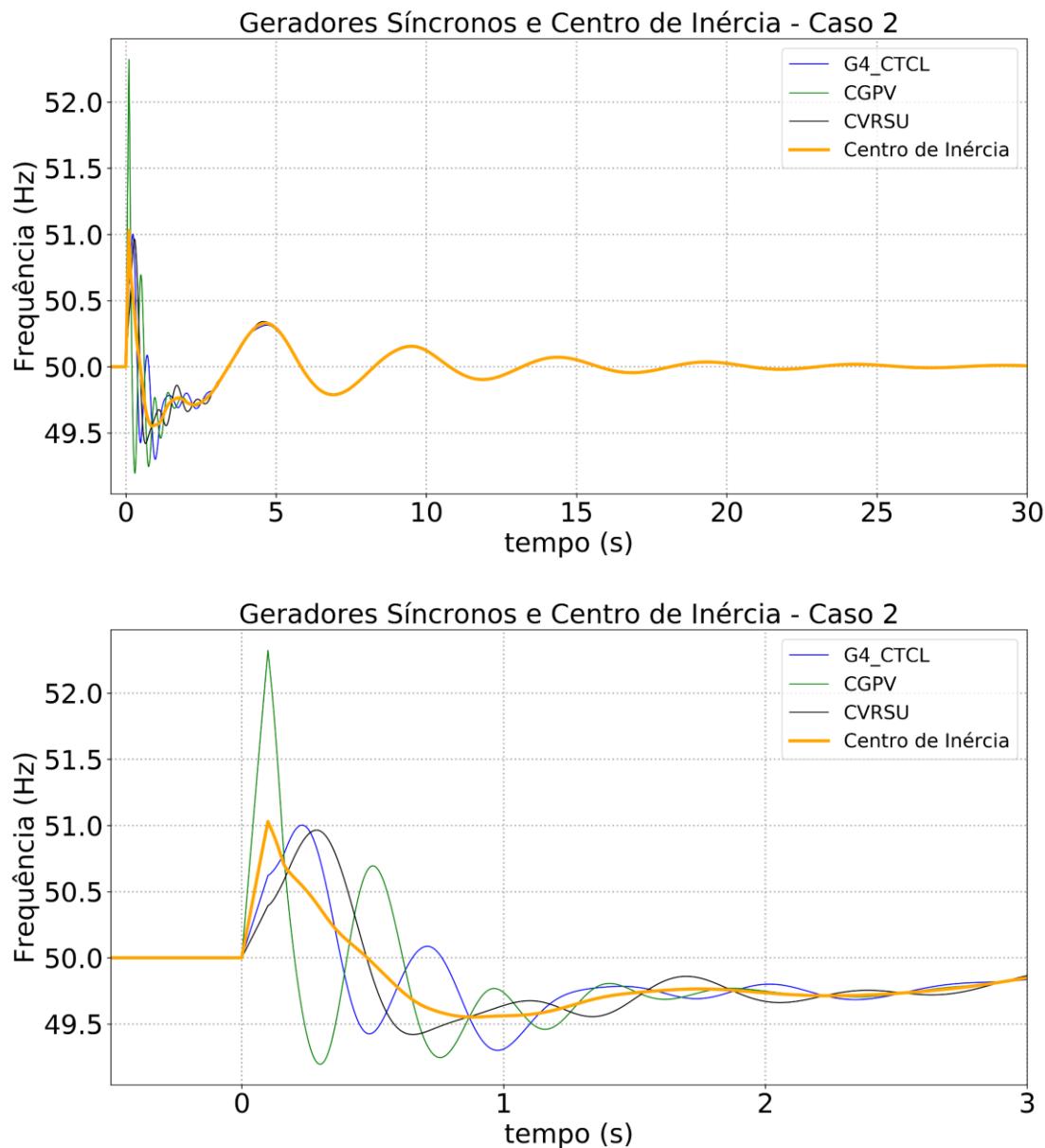


Figura 53. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 2, Cenário 5.

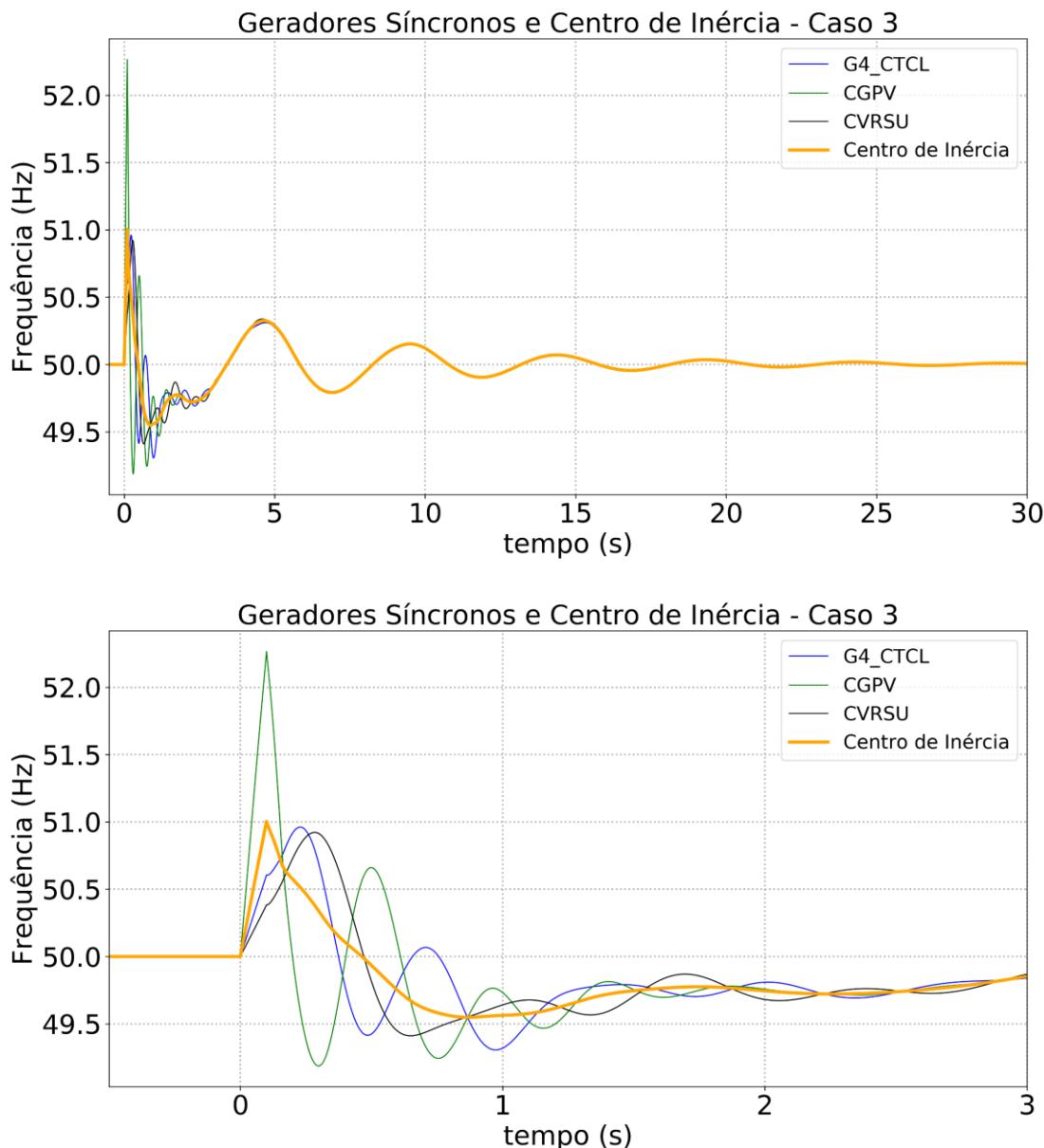


Figura 54. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s): Caso 3, Cenário 5.

Na Figura 55 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.

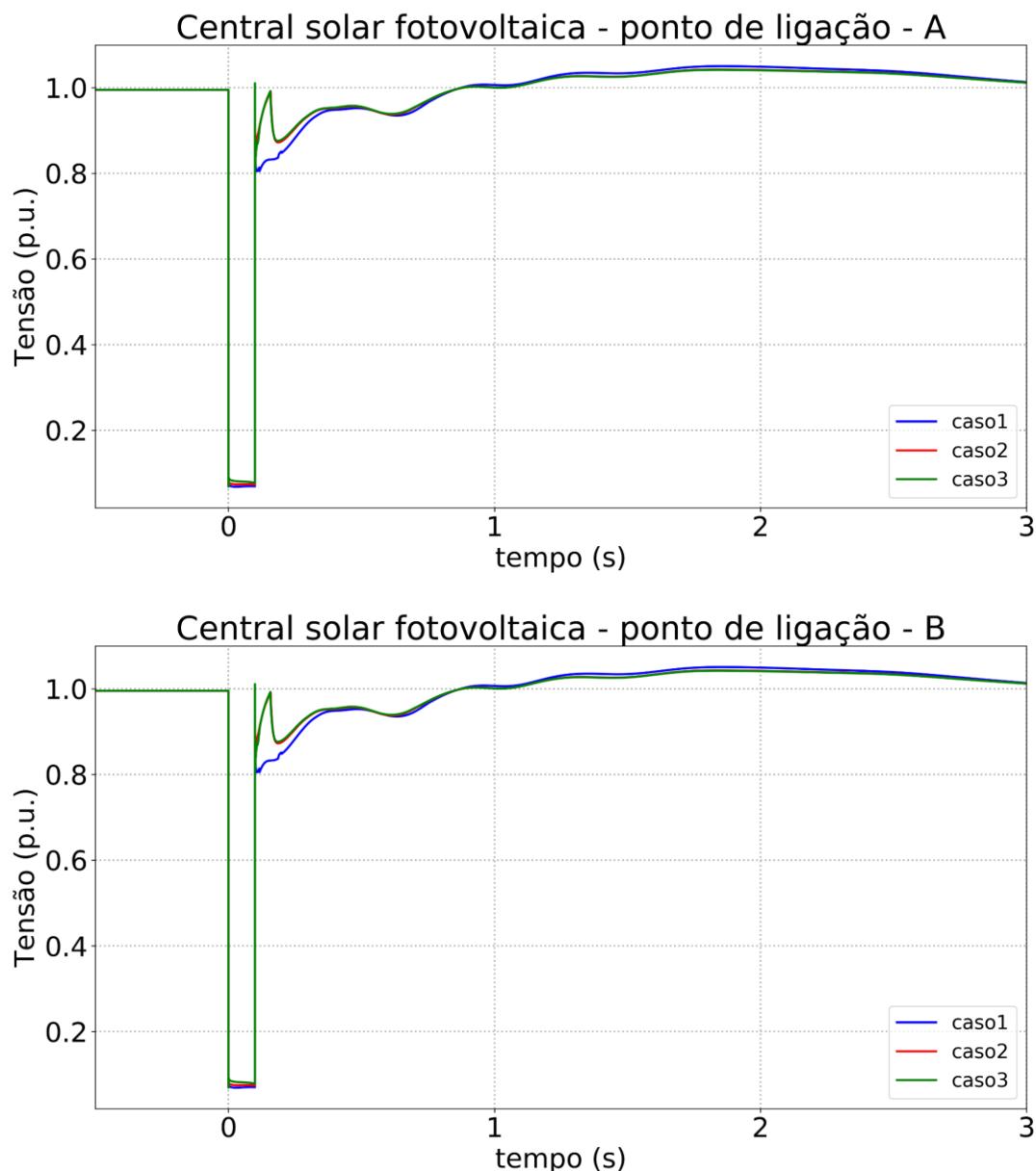


Figura 55. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 5.

4.2.6 Análise aos resultados do modo LVRT

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 no centro de inércia 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 Sobrevivência a Sobretensões (HVRT)

De forma a avaliar a capacidade de sobrevivência da CSFH da Lagoa a sobretensões com origem na rede à qual esta se liga, foi simulada uma sobretensão transitória, que para efeitos do presente estudo, se considerou decorrente da ligação de baterias de condensadores em cada POI e subsequente desengate do disjuntor a estas associado após 100 ms. Para evitar sobreposições na resposta da central à sobretensão 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 consumo de corrente reativa durante sobretensões 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. Os resultados que seguidamente se apresentam incidem sobre o comportamento da tensão nos POI A e B da central, potência reativa e corrente reativa trocada com a rede nesse mesmo ponto.

4.3.1 Resultados - Cenário 1

A Figura 56 representa o comportamento da corrente reativa injetada no ponto de ligação à rede, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $FRTArGraNom$, no cenário 1.

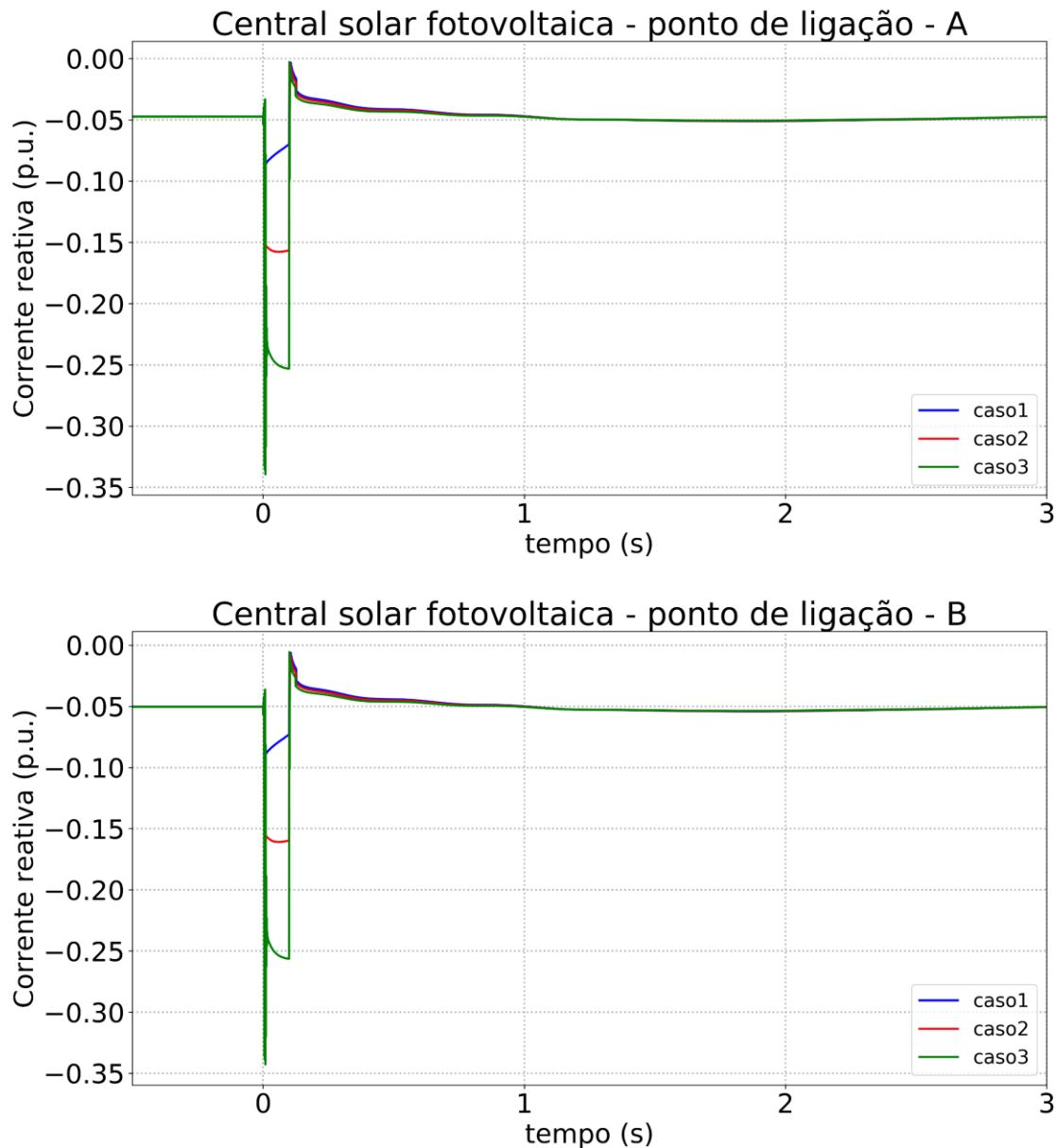


Figura 56. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 1

A Figura 57 representa o comportamento da potência reativa no ponto de ligação à rede, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $FRTArGraNom$, no cenário 1.

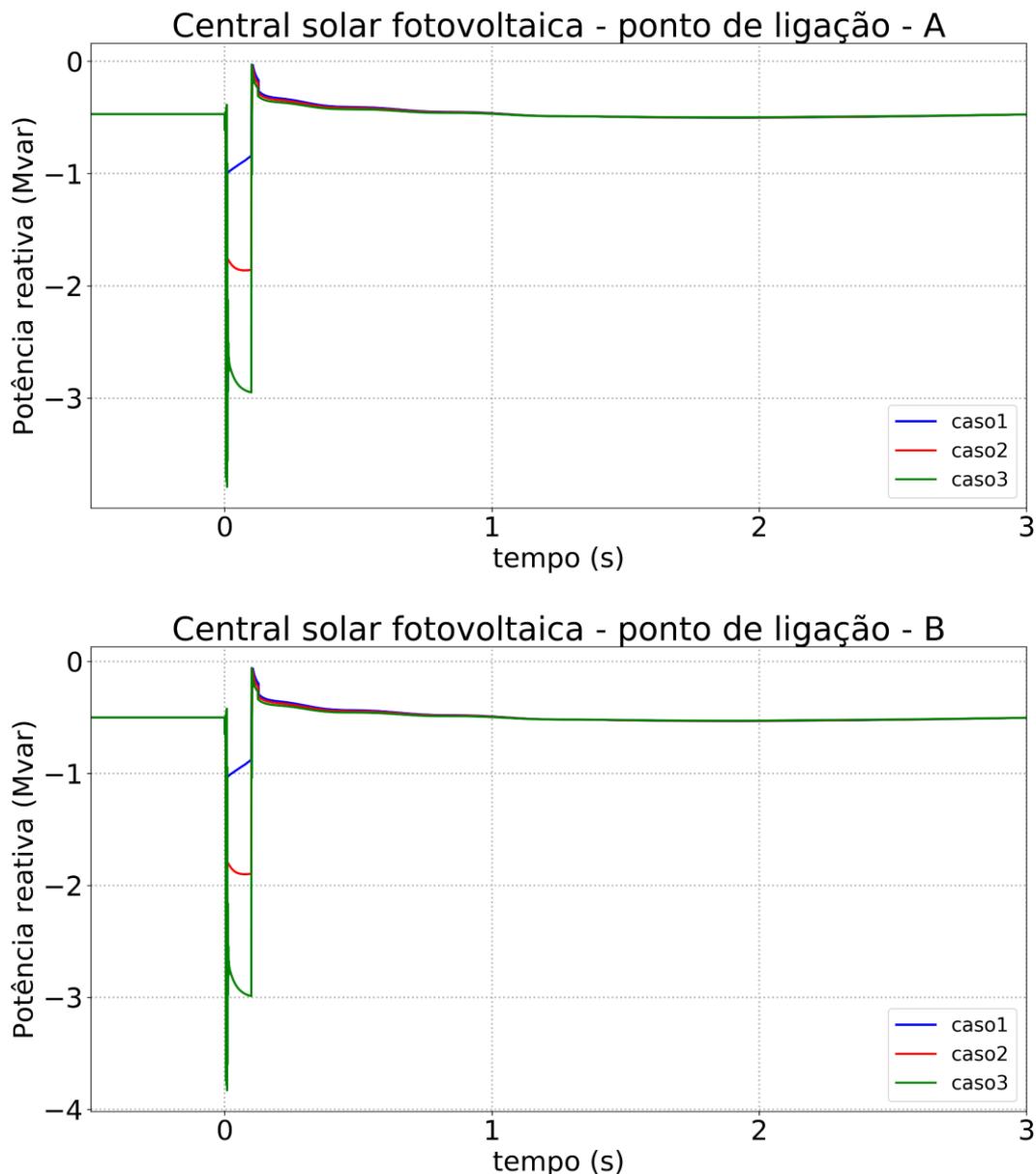


Figura 57. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 1

Na Figura 58 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.

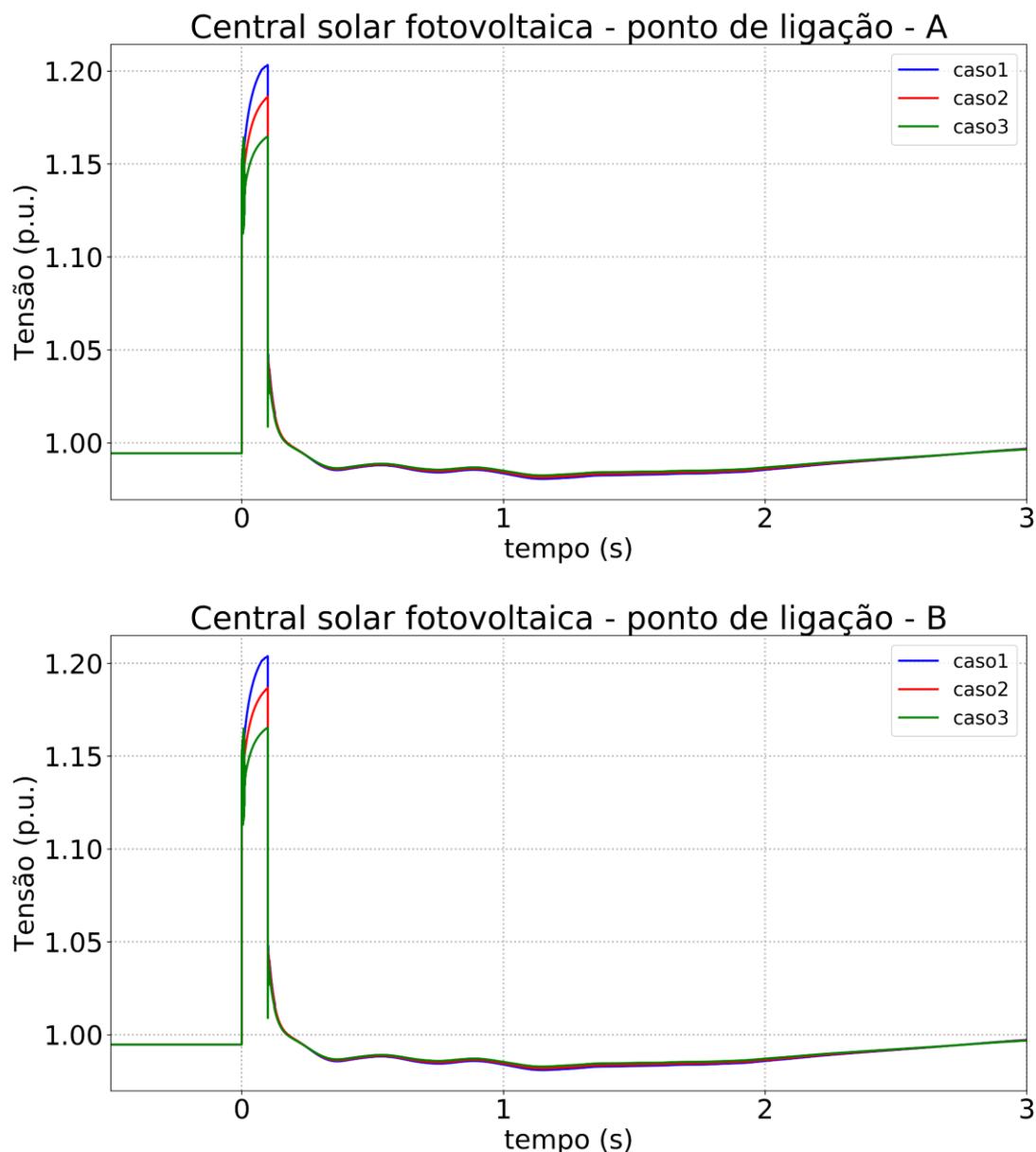


Figura 58. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 1.

4.3.2 Resultados - Cenário 2

A Figura 59 representa o comportamento da corrente reativa injetada no ponto de ligação à rede, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $FRTArGraNom$, no cenário 2.

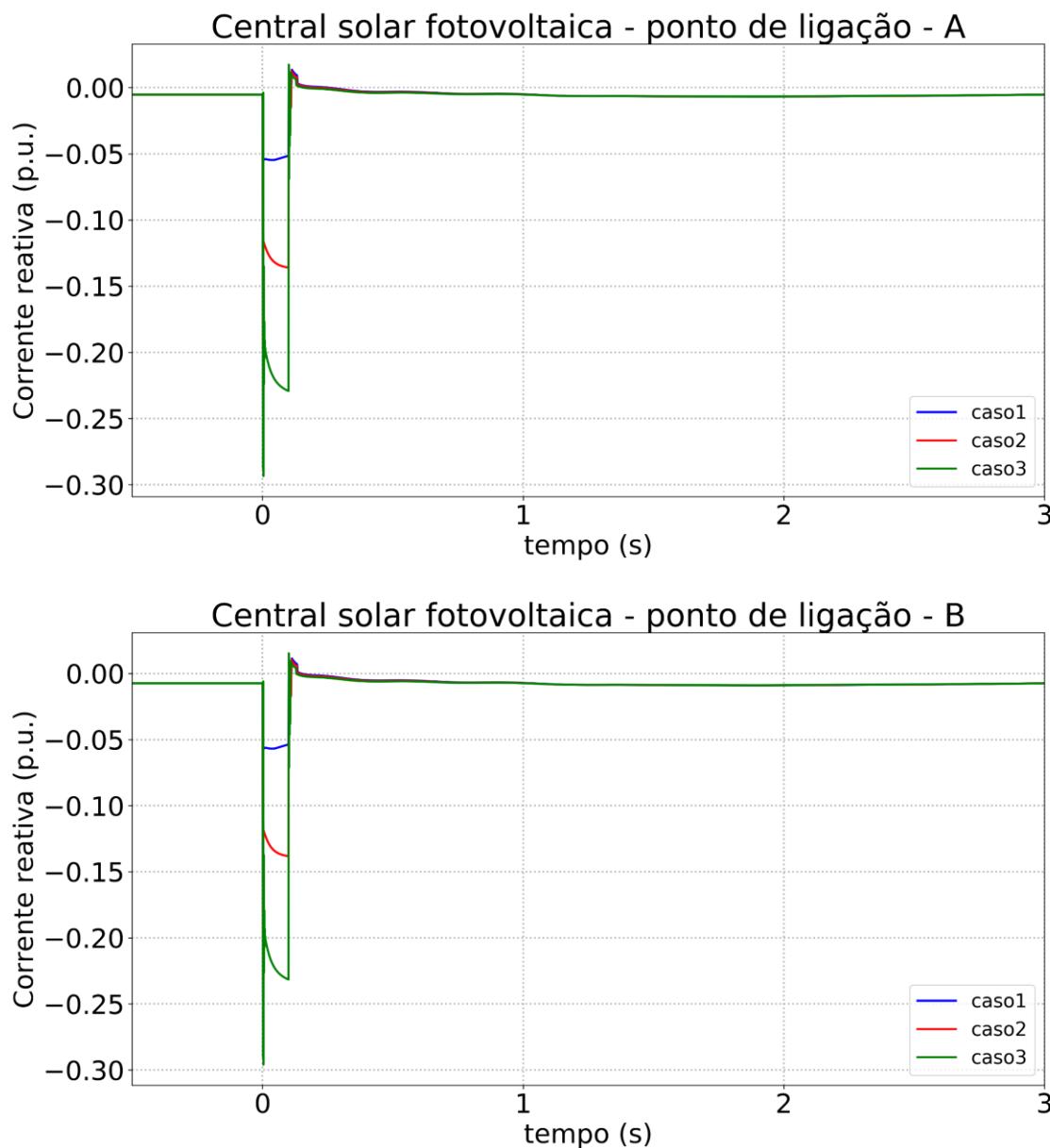


Figura 59. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 2

A Figura 60 representa o comportamento da potência reativa no ponto de ligação à rede, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $FRTArGraNom$, no cenário 2.

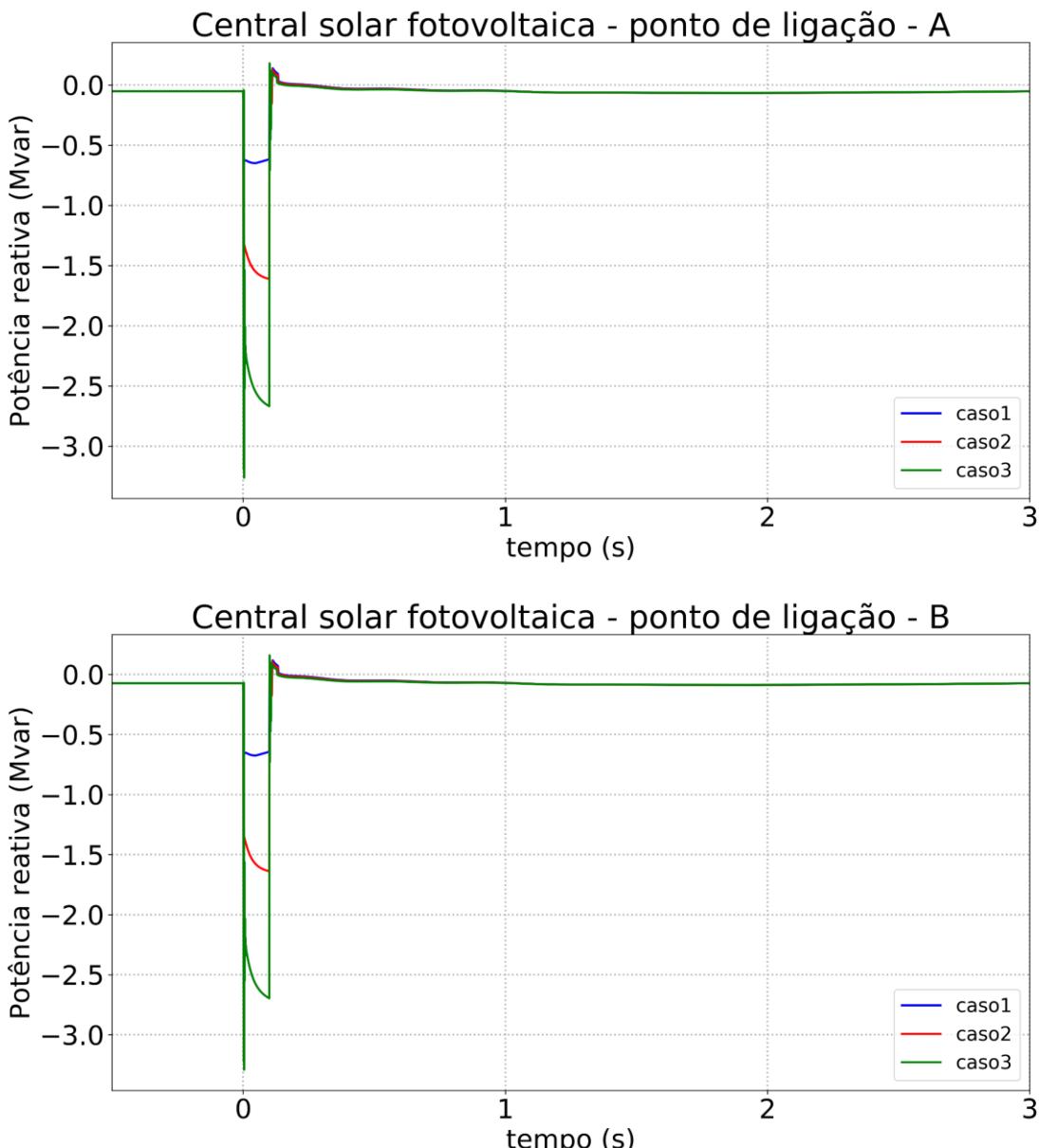


Figura 60. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 2

Na Figura 61 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.

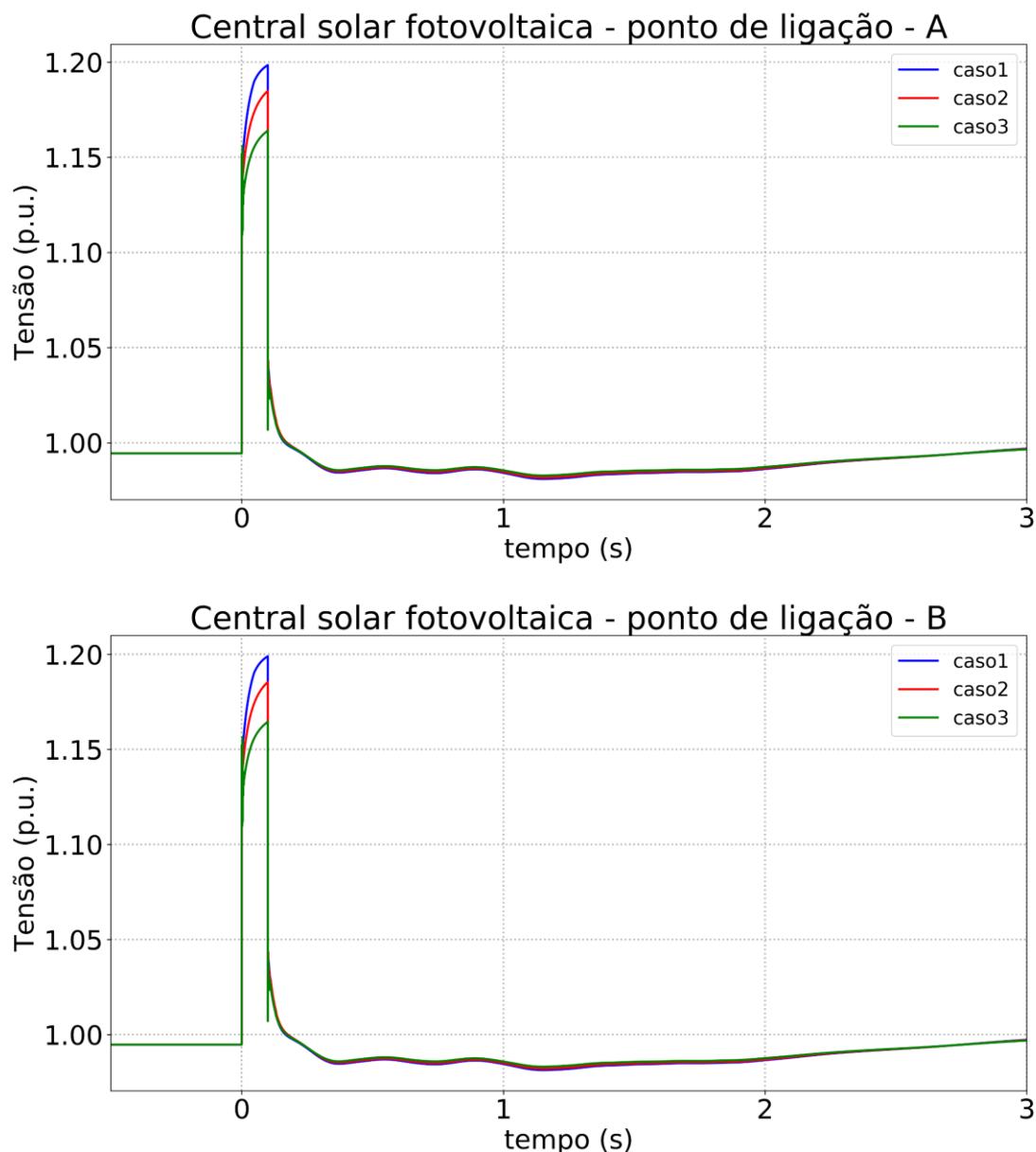


Figura 61. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 2.

4.3.3 Resultados - Cenário 3

A Figura 62 representa o comportamento da corrente reativa injetada no ponto de ligação à rede, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 3.

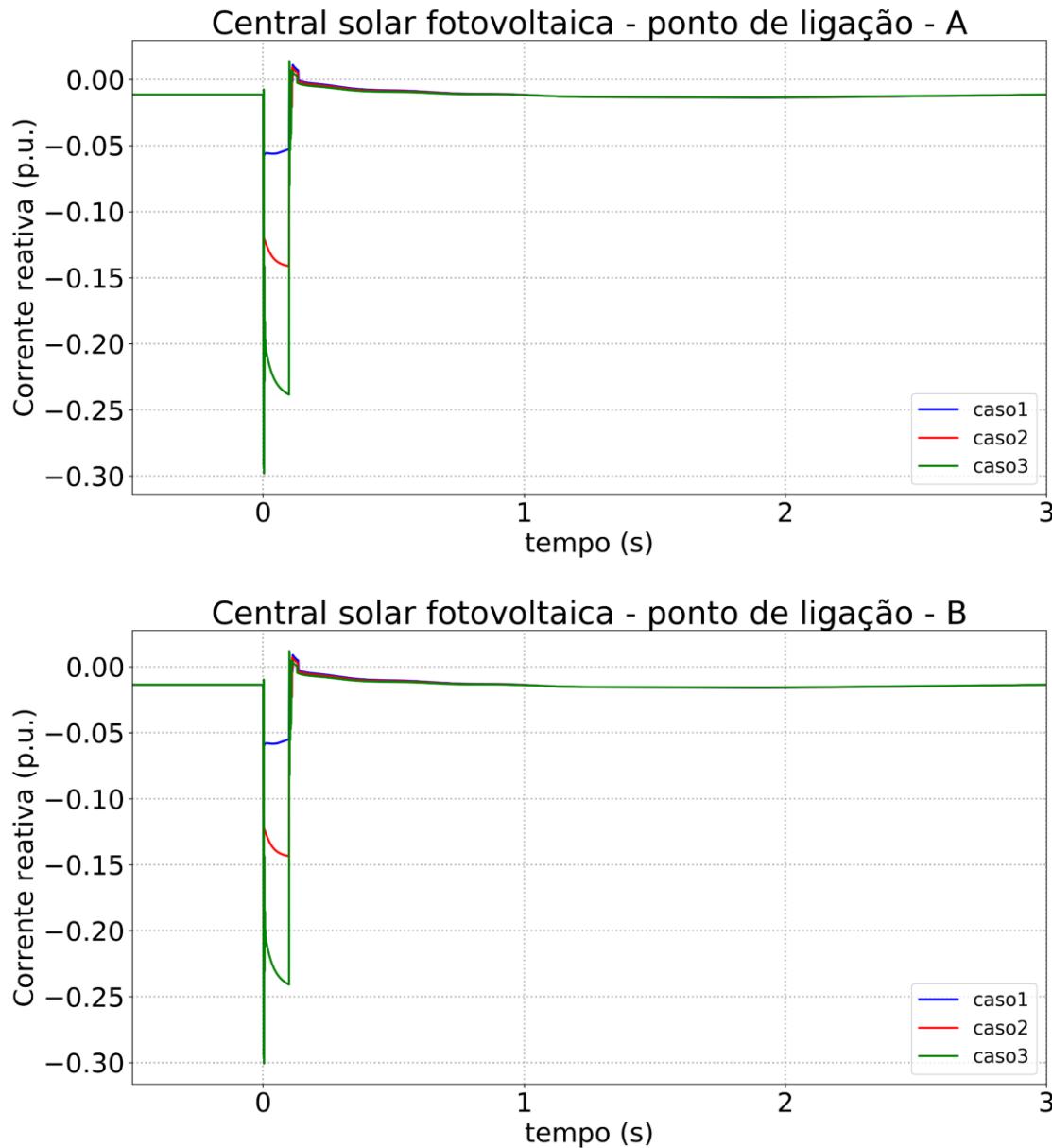


Figura 62. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 3

A Figura 63 representa o comportamento da potência reativa no ponto de ligação à rede, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 3.

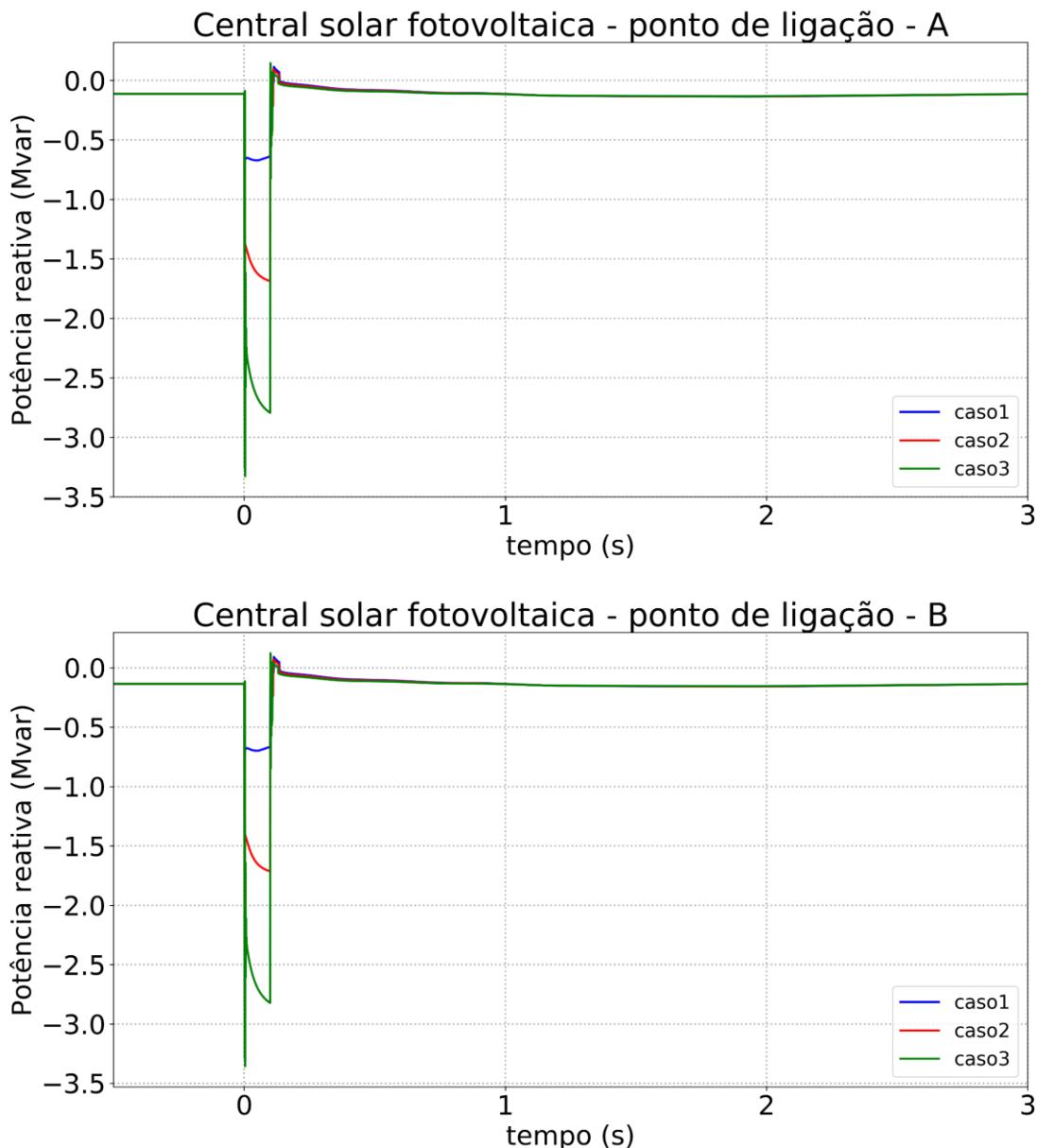


Figura 63. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 3

Na Figura 64 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.

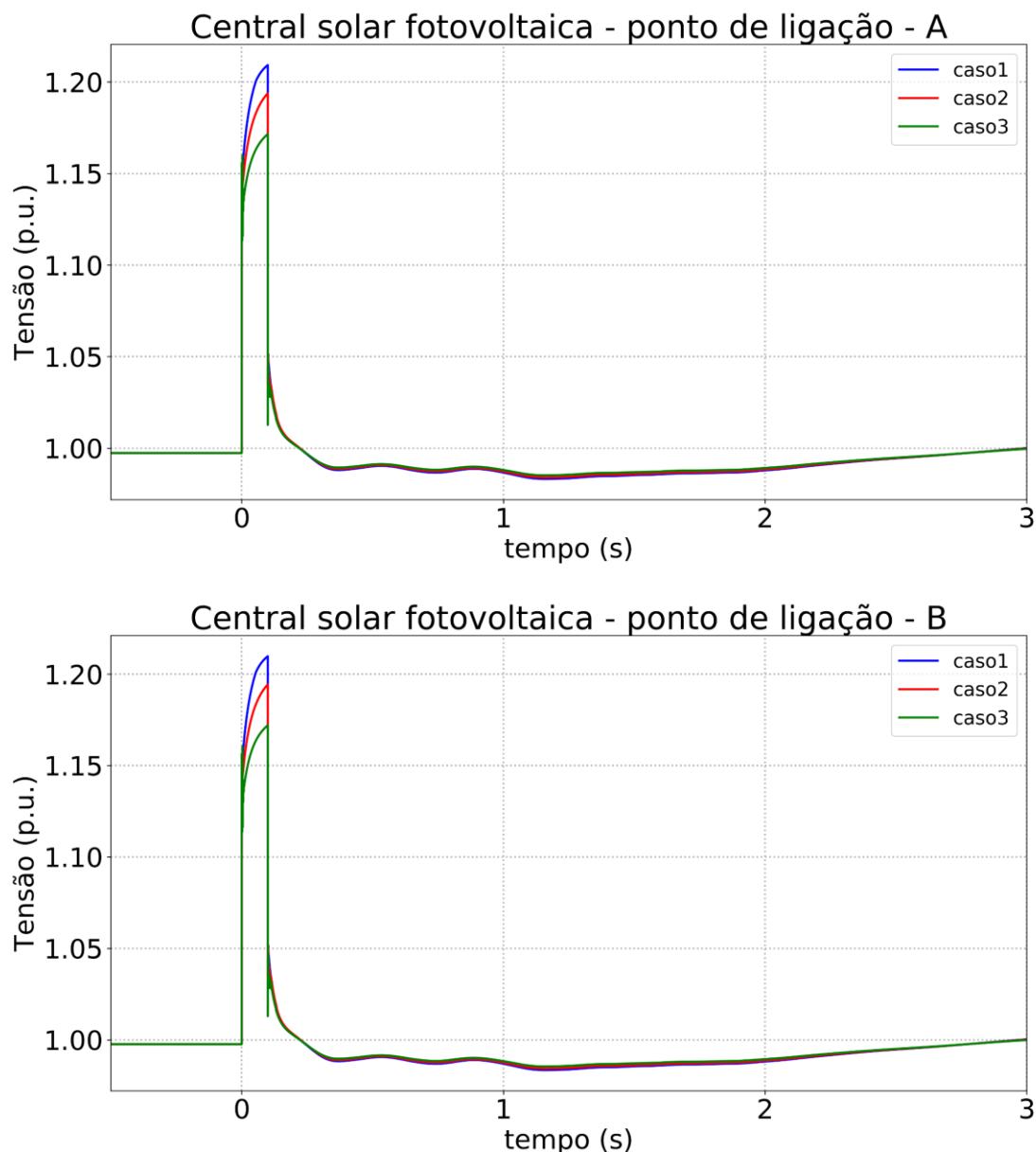


Figura 64. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 3.

4.3.4 Resultados - Cenário 4

A Figura 65 representa o comportamento da corrente reativa injetada no ponto de ligação à rede, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $FRTArGraNom$, no cenário 4.

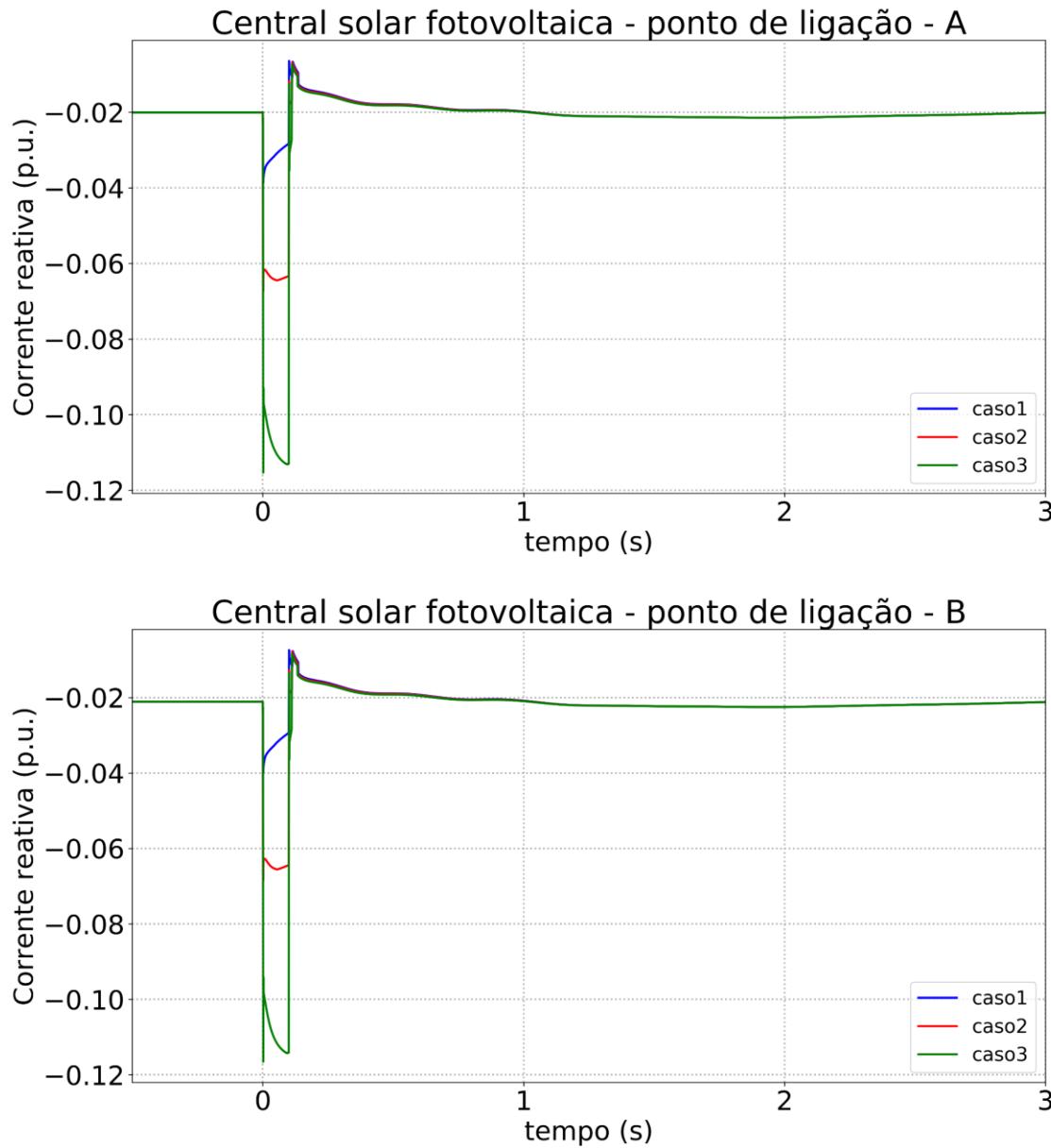


Figura 65. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 4

A Figura 66 representa o comportamento da potência reativa no ponto de ligação à rede, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $FRTArGraNom$, no cenário 4.

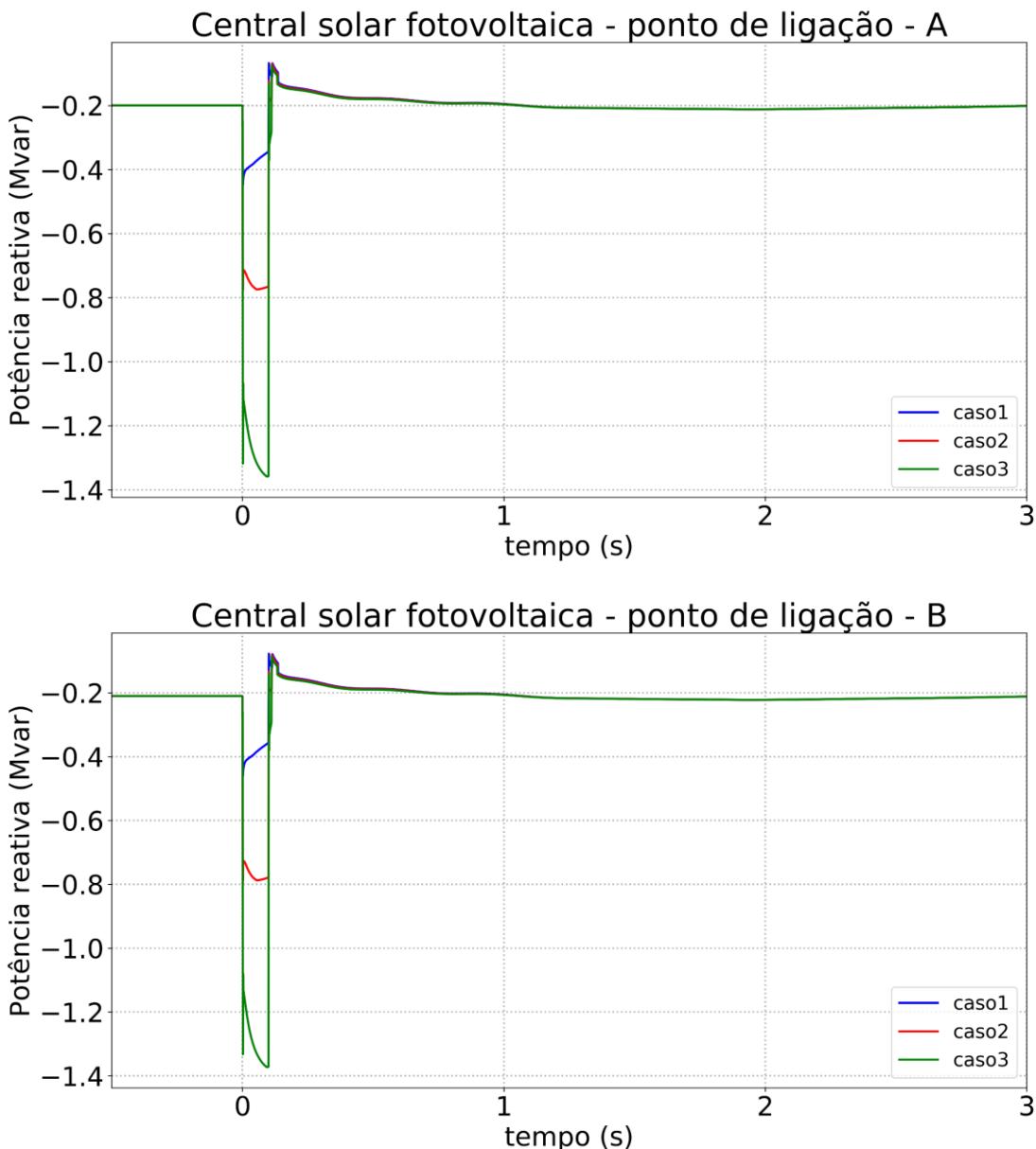


Figura 66. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 4

Na Figura 67 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.

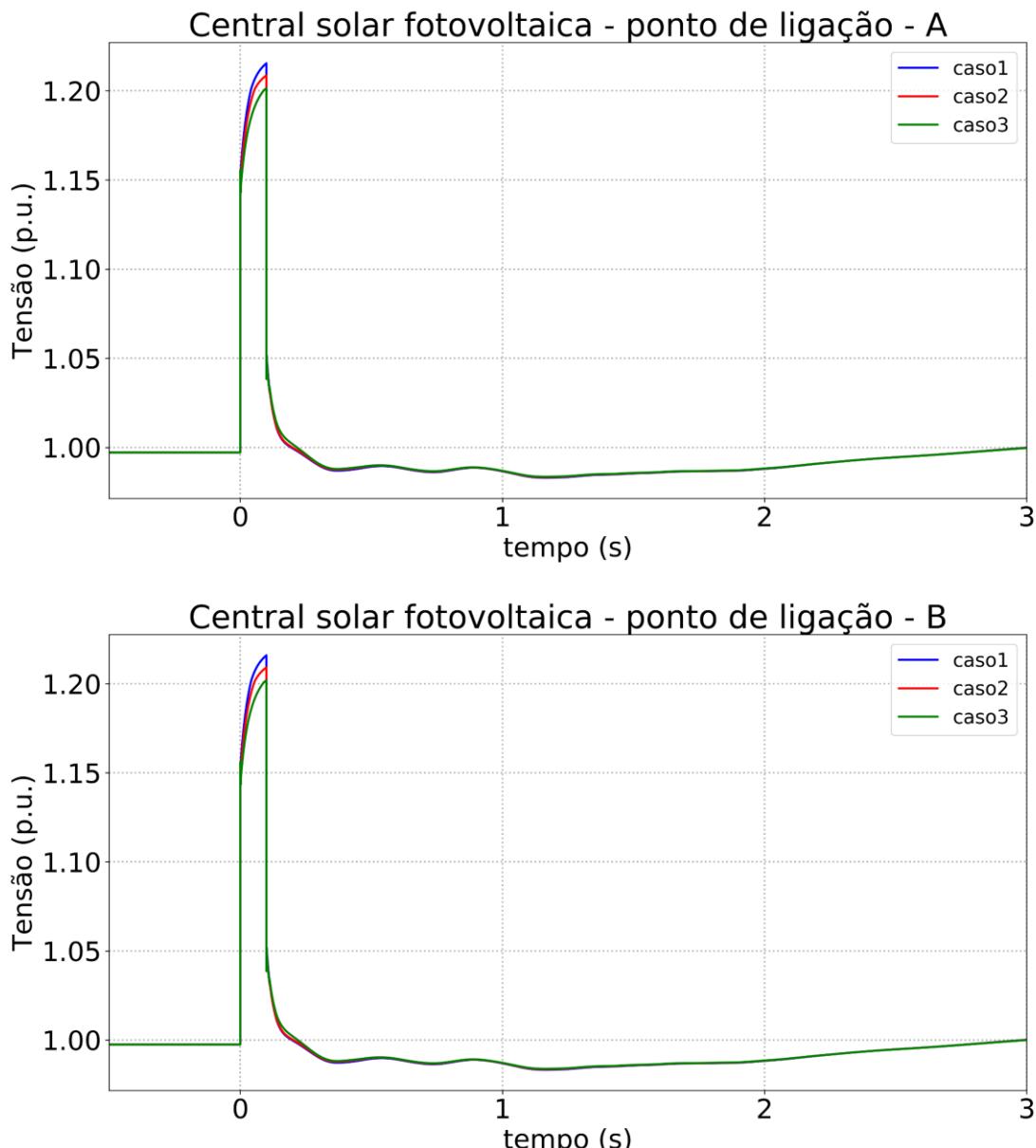


Figura 67. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 4.

4.3.5 Resultados - Cenário 5

A Figura 68 representa o comportamento da corrente reativa injetada no ponto de ligação à rede, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 5.

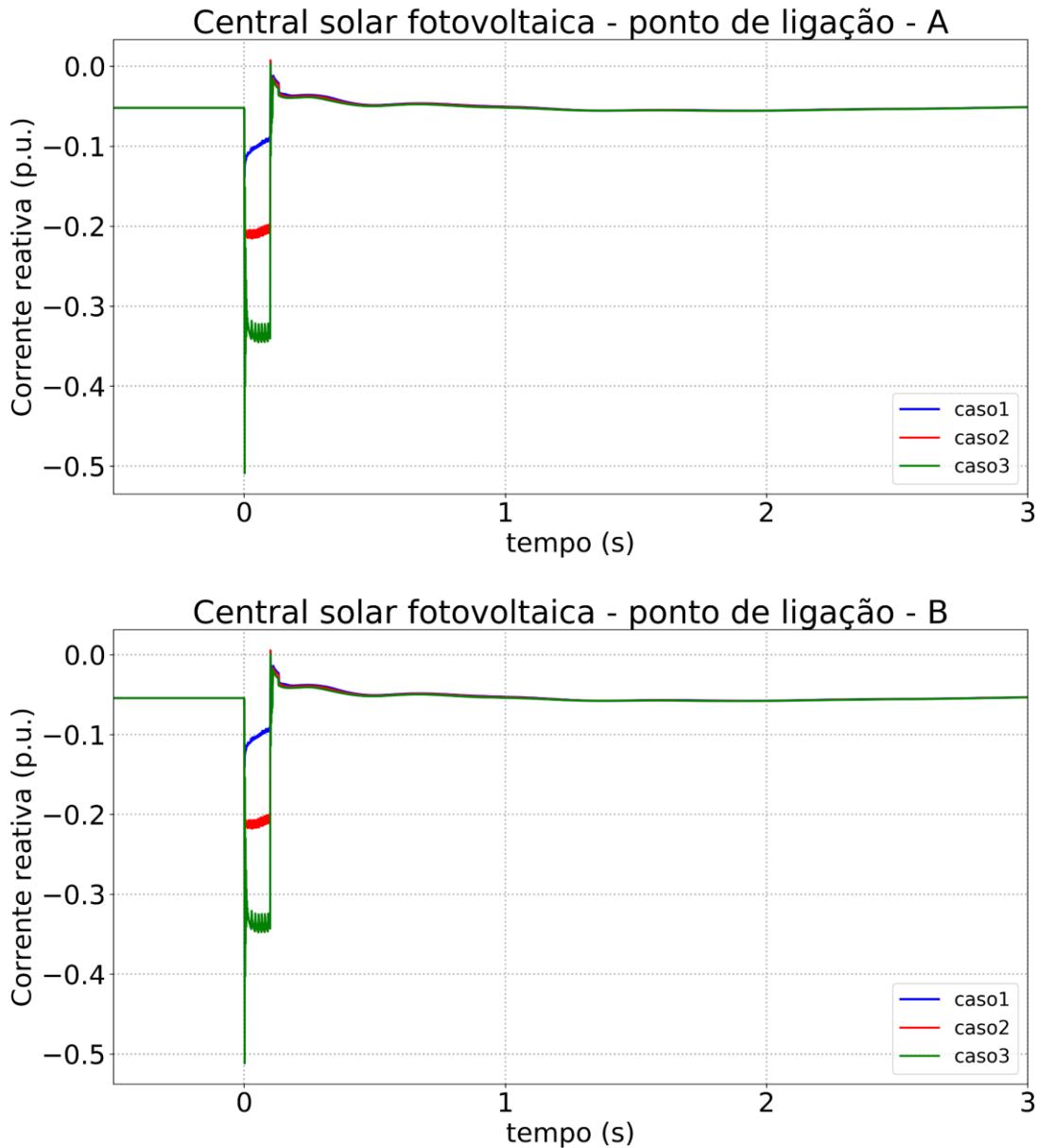


Figura 68. Resposta da corrente reativa da CSFH da Lagoa (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 5

A Figura 69 representa o comportamento da potência reativa no ponto de ligação à rede, nos POI A e B, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 5.

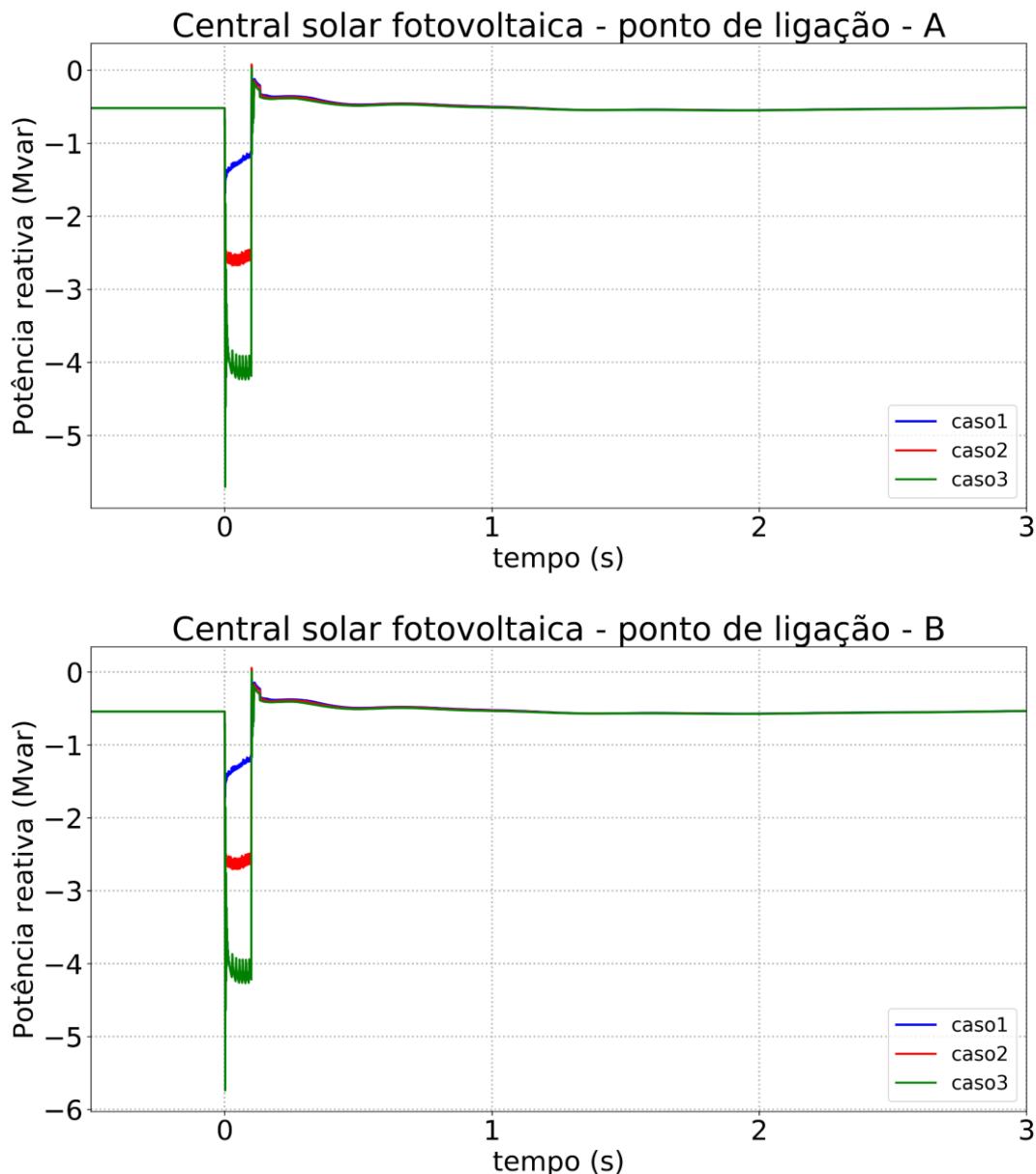


Figura 69. Resposta da potência reativa (em cima no POI A, em baixo no POI B) da CSFH da Lagoa – Cenário 5

Na Figura 70 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.

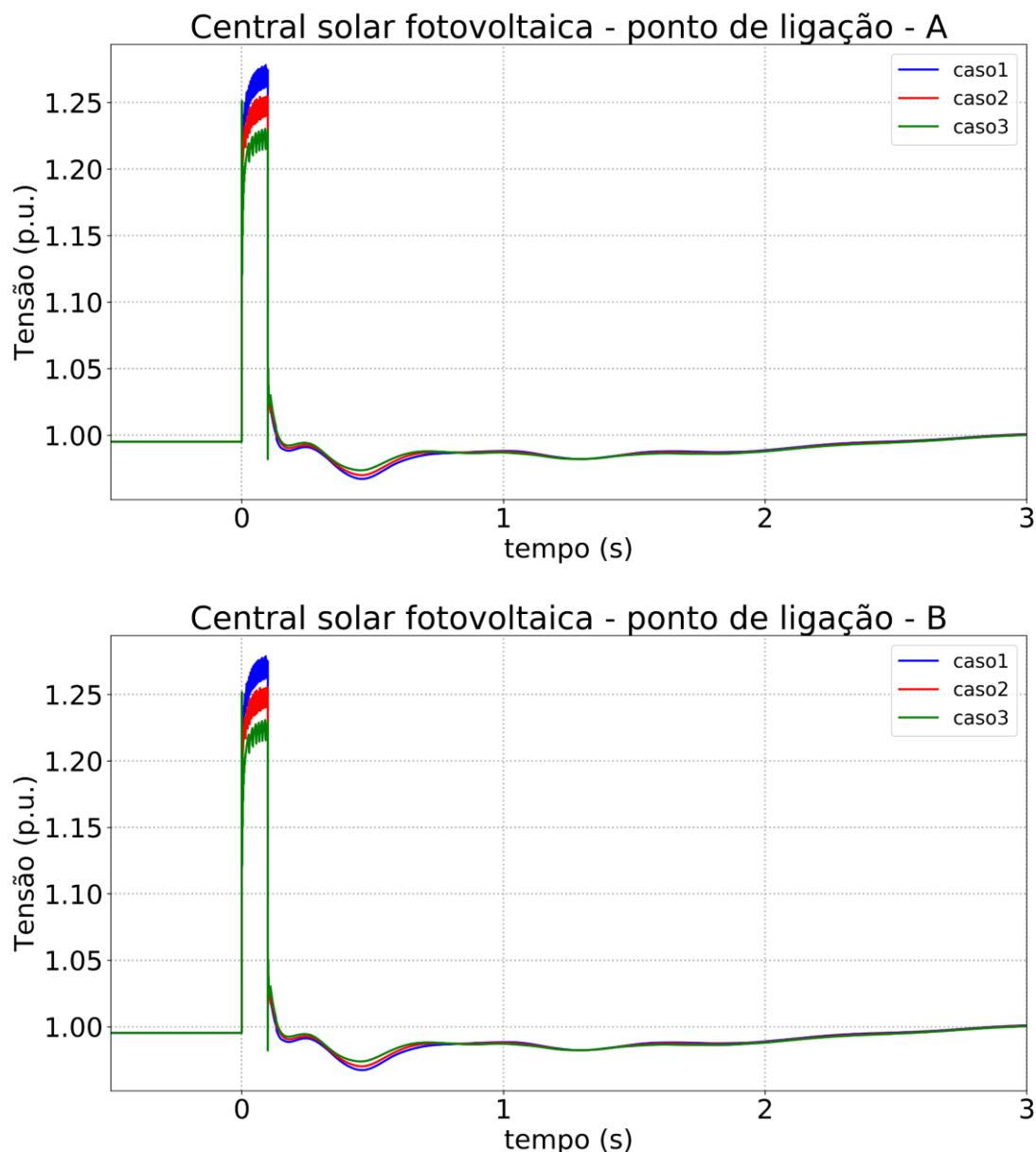


Figura 70. Tensão no ponto de ligação CSFH da Lagoa (em cima POI A, em baixo POI B), Cenário 5.

4.3.6 Análise aos resultados do modo HVRT

Os resultados anteriormente apresentados permitem concluir que perante uma situação de sobretensão a CSFH da Lagoa é capaz de consumir uma ampla gama de corrente/potência 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 uma sobretensão.

A utilização de valores mais elevados para o parâmetro *FRTArGraNom* conduz a uma maior capacidade de absorção de corrente reativa durante a sobretensão, sendo que, quanto menor for o parâmetro *FRTArGraNom*, maior será o valor máximo de tensão registada (menos corrente reativa absorvida pela CSFH).

4.4 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.

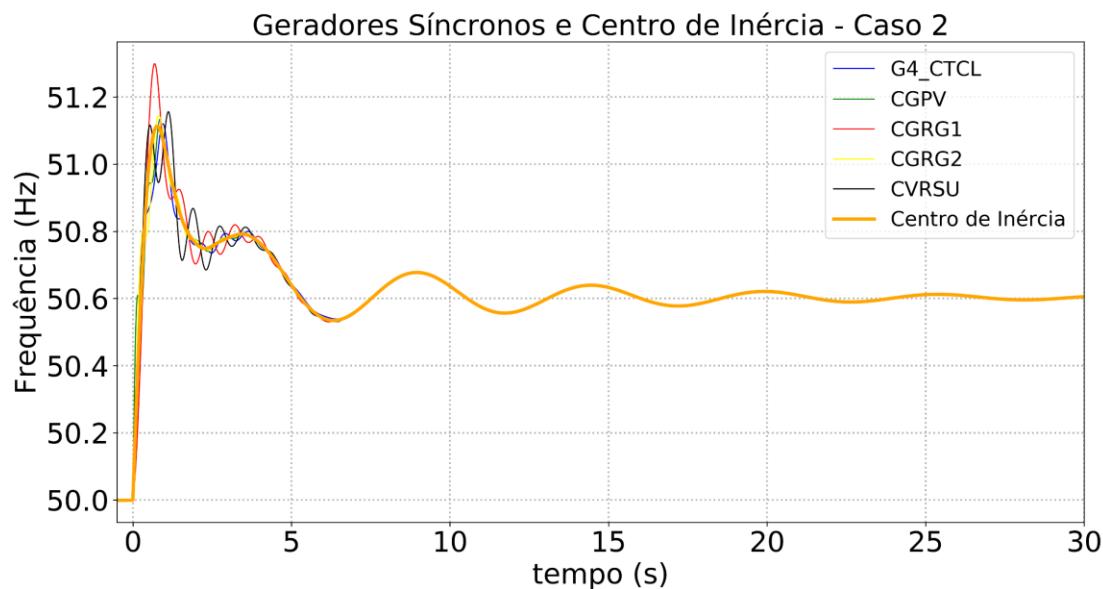
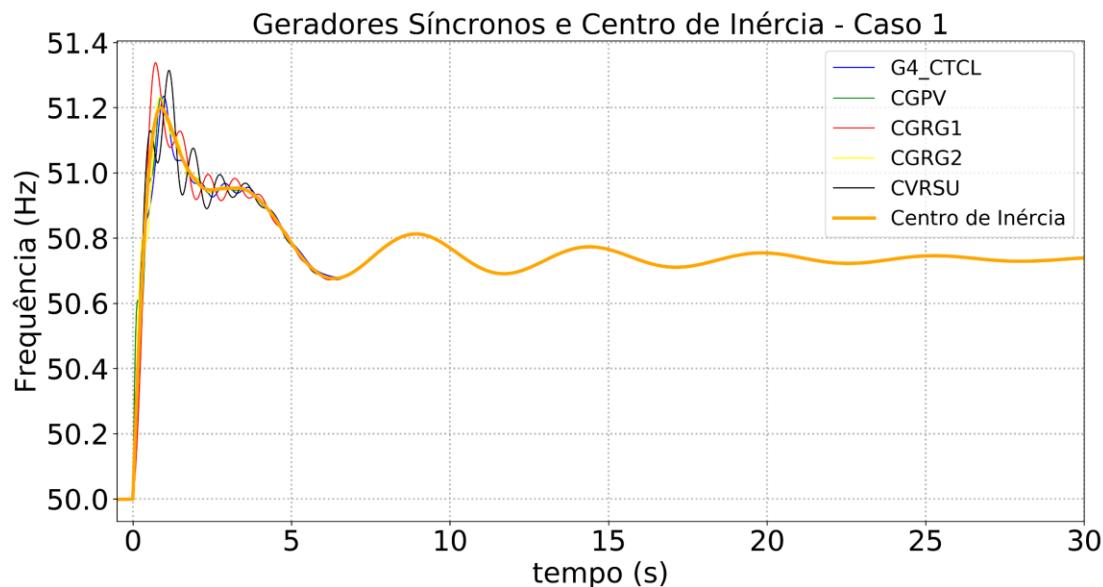
Relativamente à capacidade de redução automática de potência ativa por parte da CSFH da Lagoa, foi considerada a possibilidade de variar o valor do parâmetro *PWGra* da Tabela 7 numa gama entre 20% e 80%. Foram assim considerados três casos de estudo, distintos perante cada um dos cenários apresentados 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).

4.4.1 Resultados - Cenário 1

Na Figura 71 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.



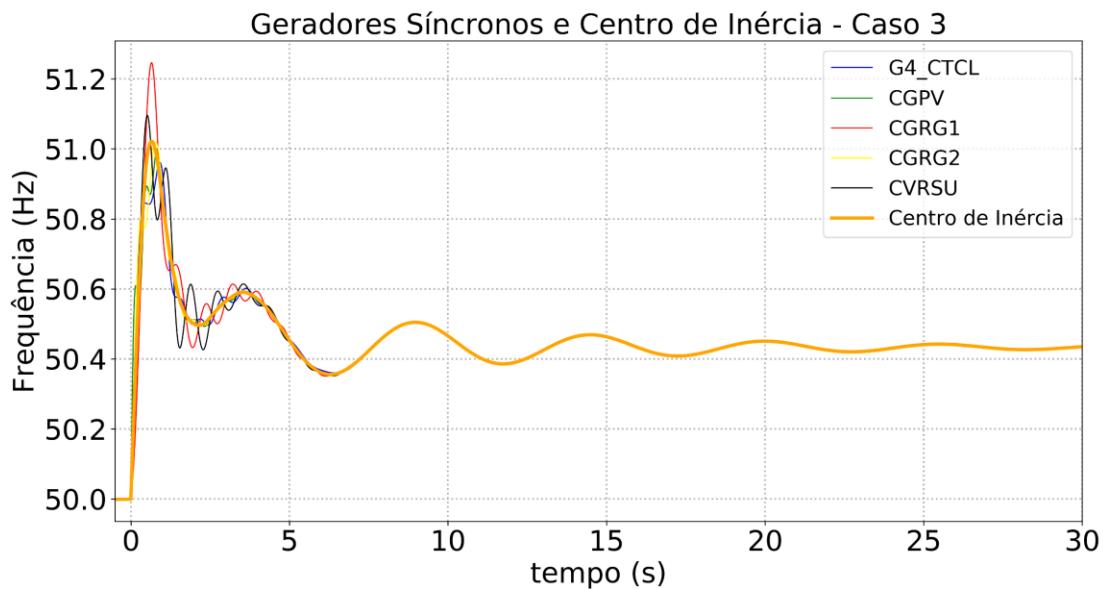


Figura 71. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): **Cenário 1.**

Na Figura 72 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.

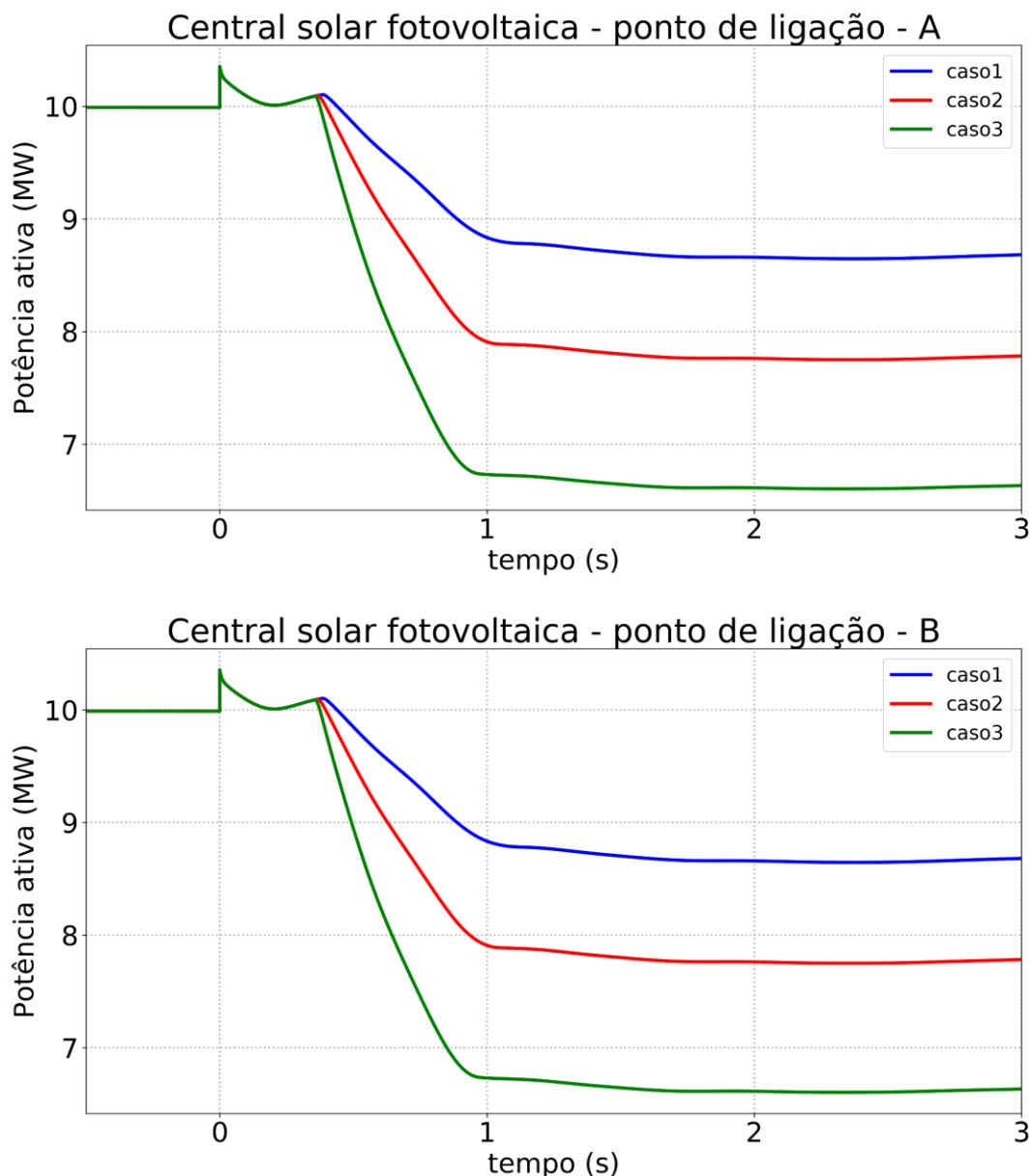
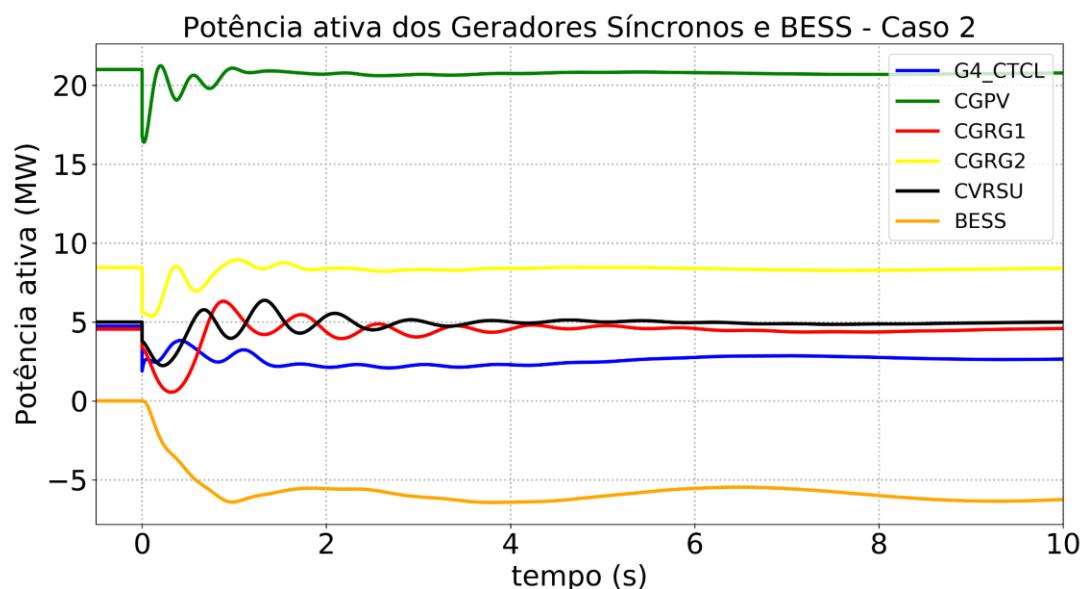
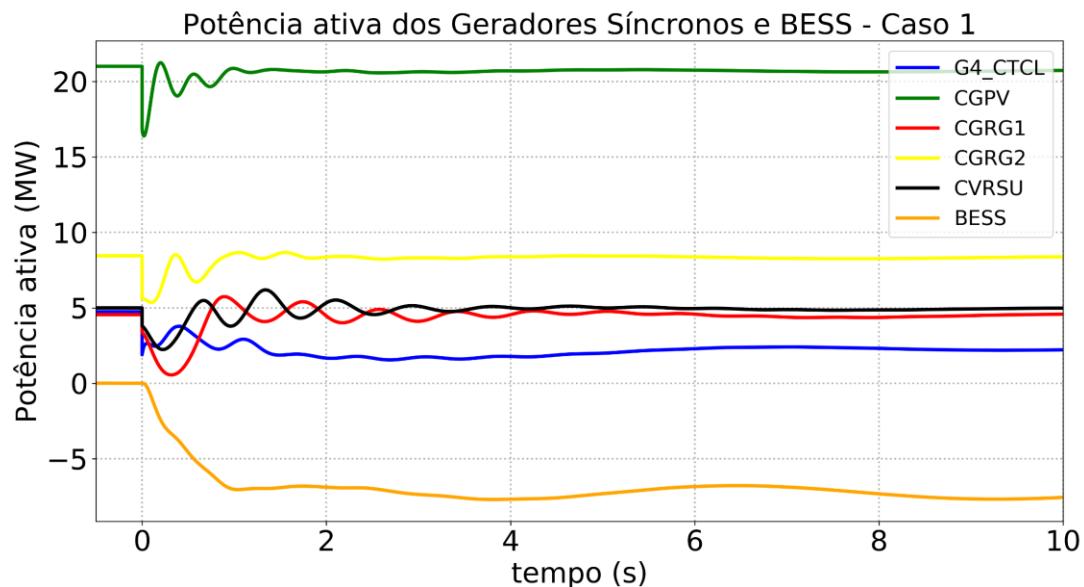


Figura 72. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 1.

Na Figura 73 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 1.



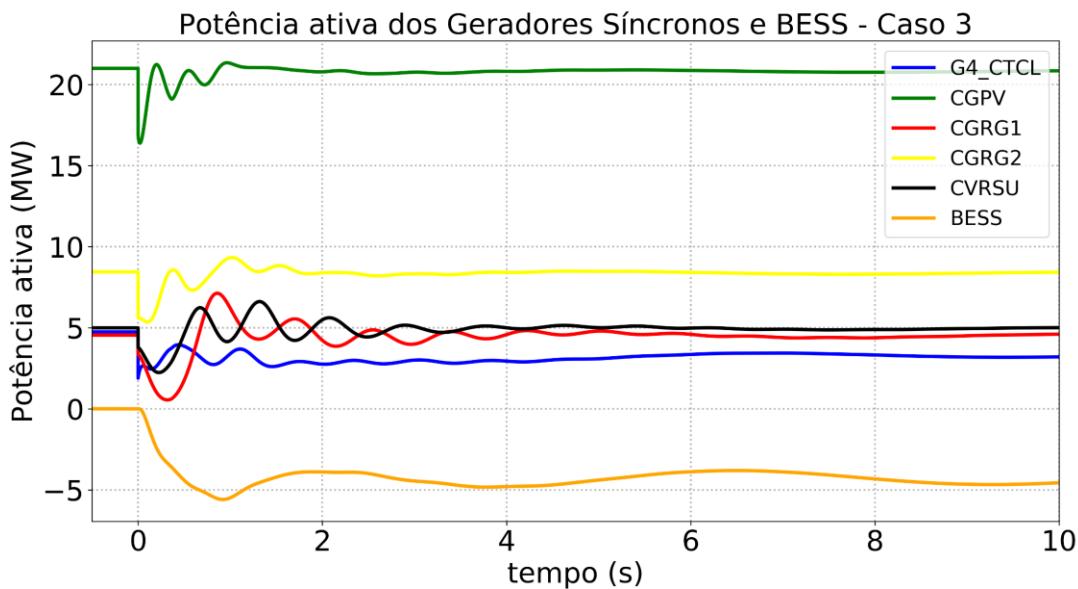
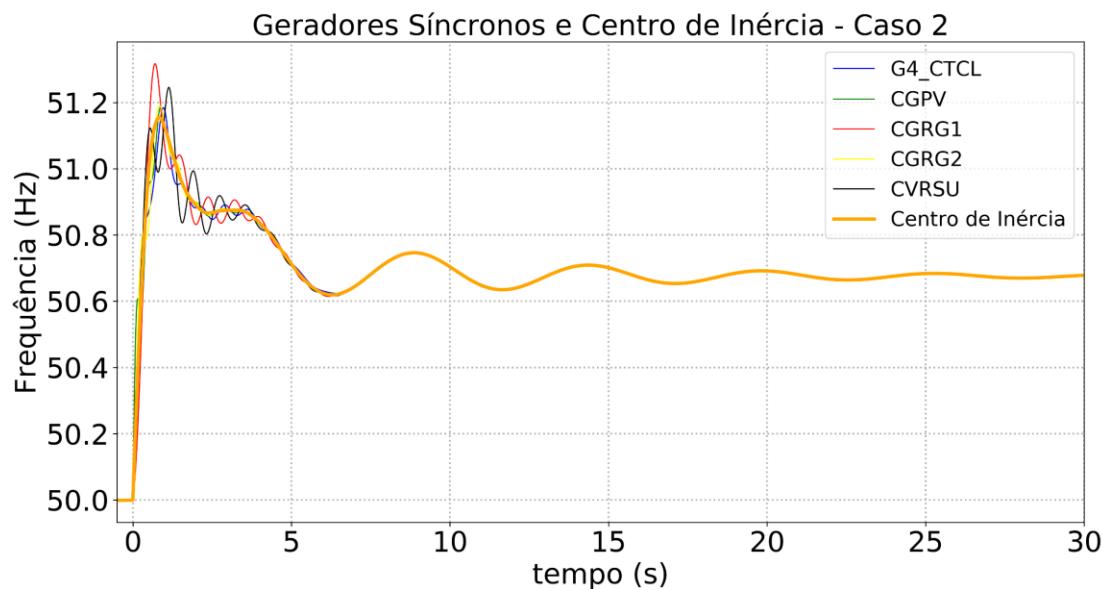
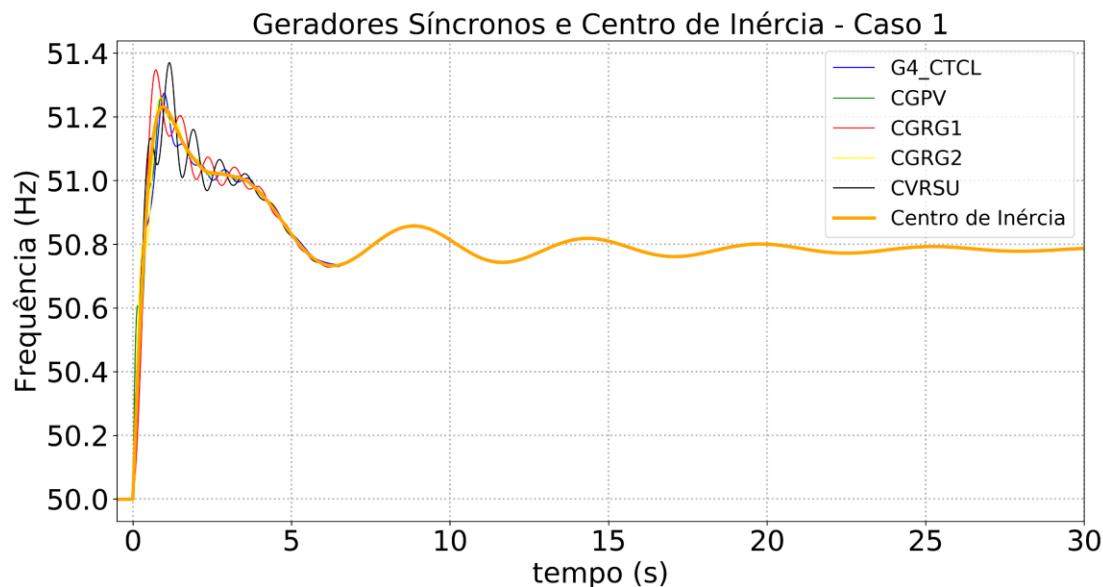


Figura 73. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 1.

4.4.2 Resultados - Cenário 2

Na Figura 74 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.



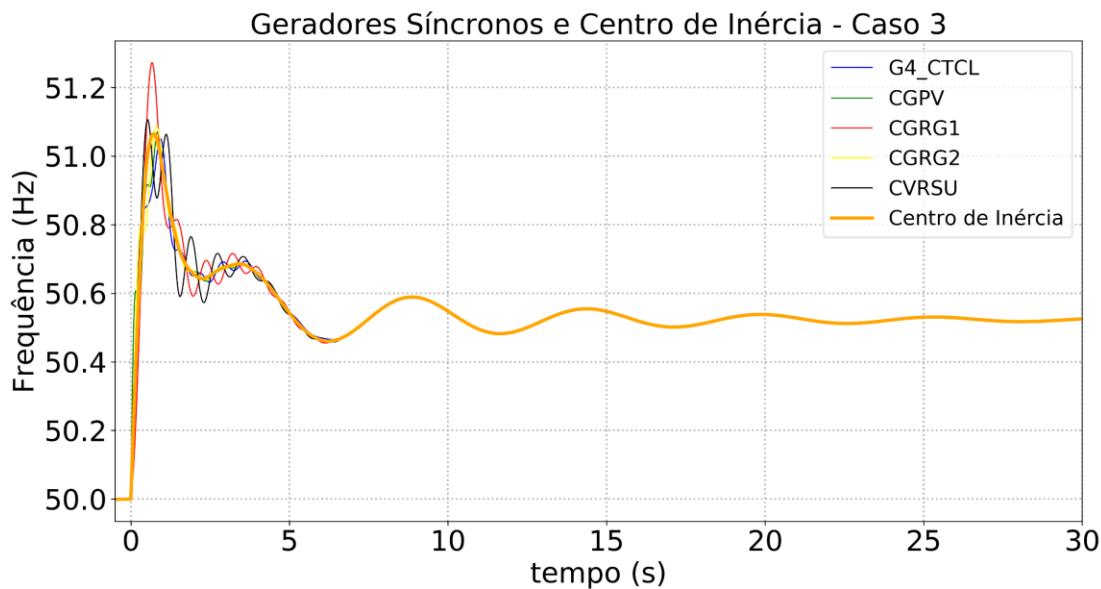


Figura 74. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): **Cenário 2**.

Na Figura 75 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.

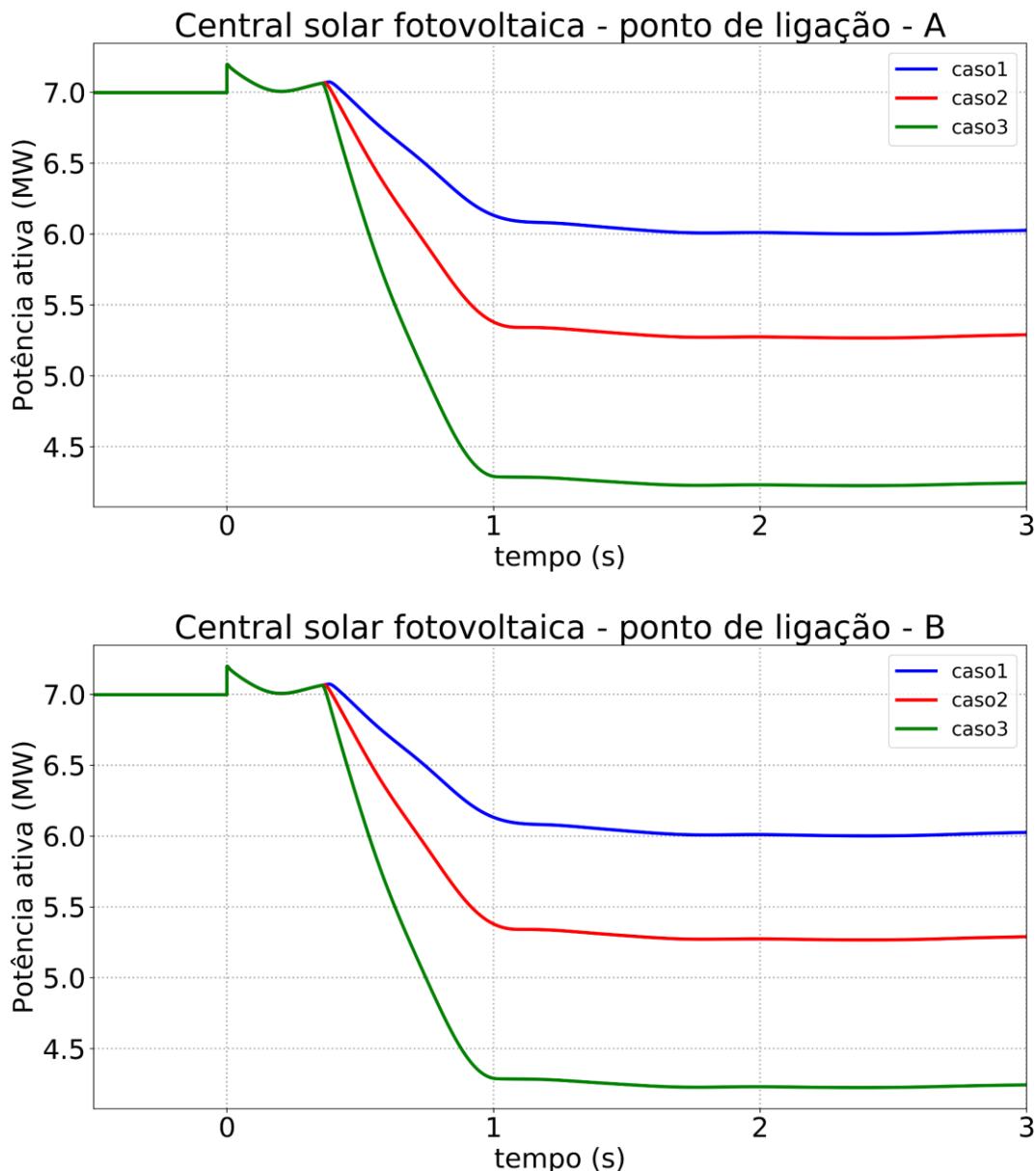
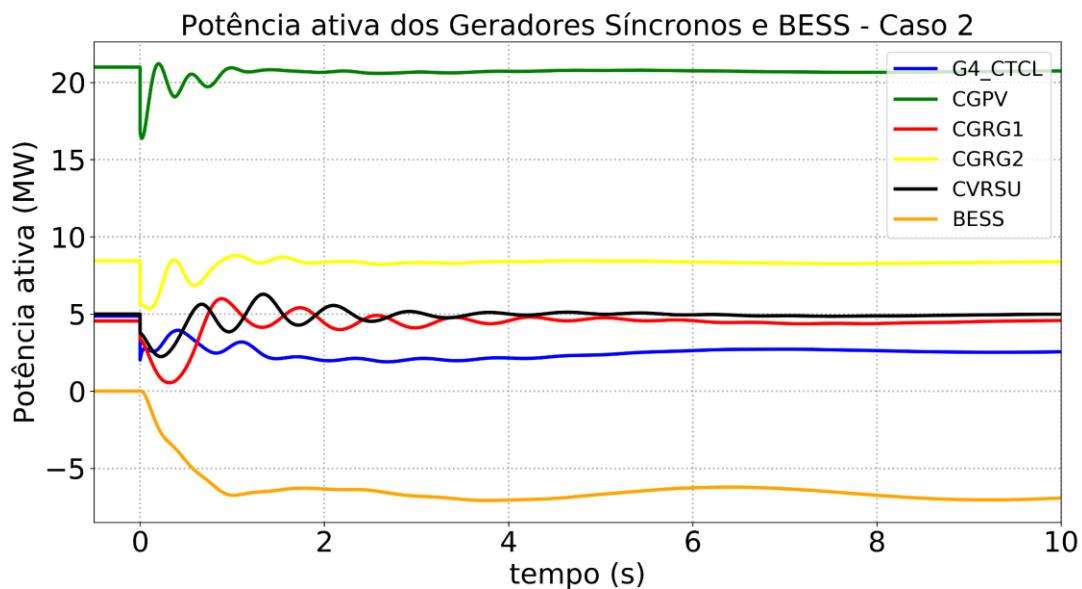
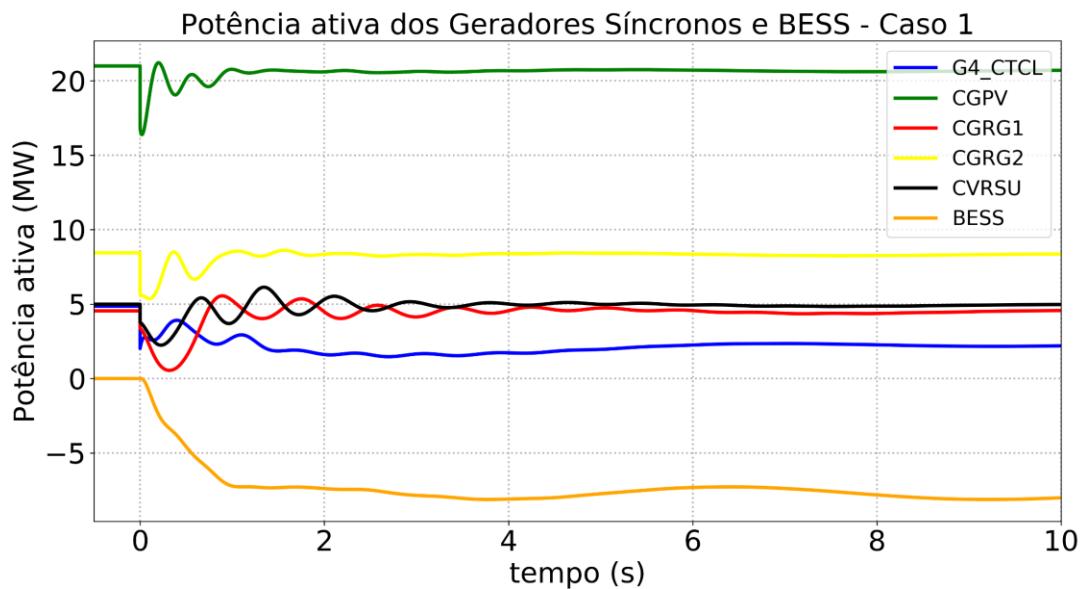


Figura 75. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 2.

Na Figura 76 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 2.



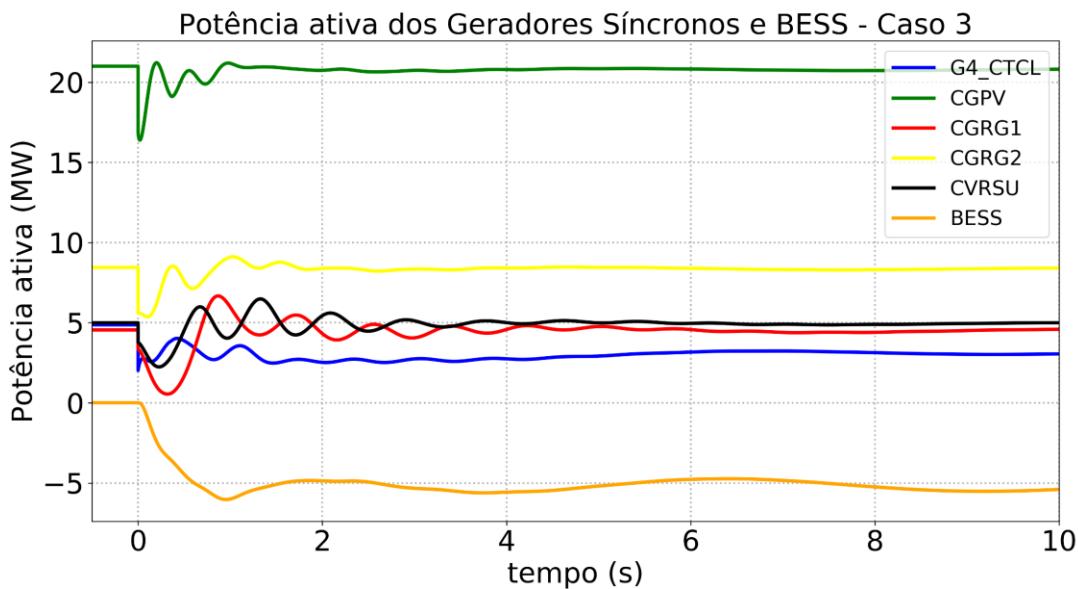
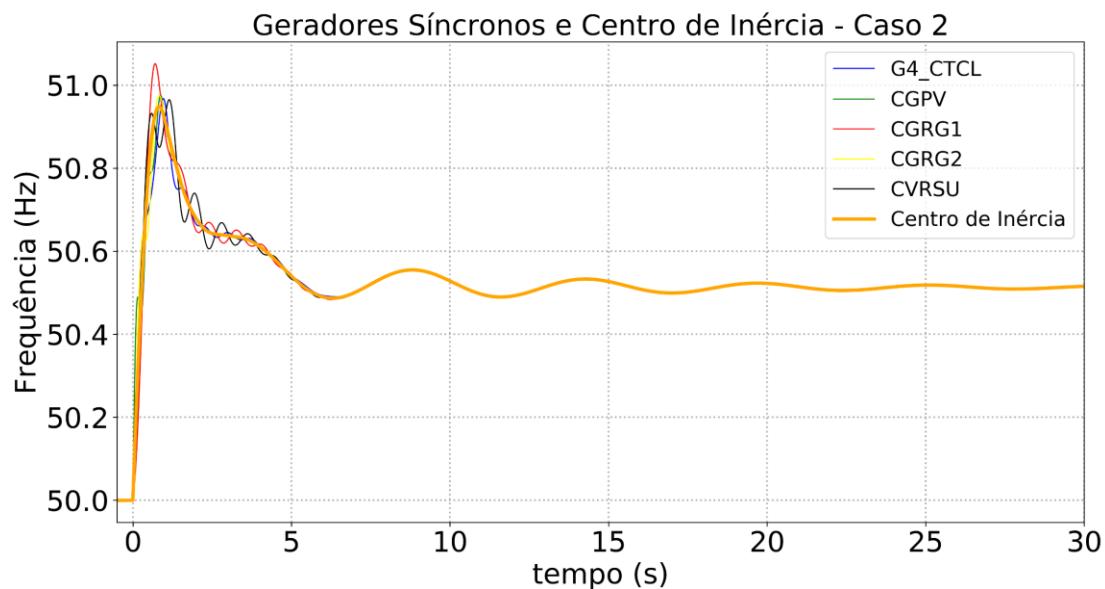
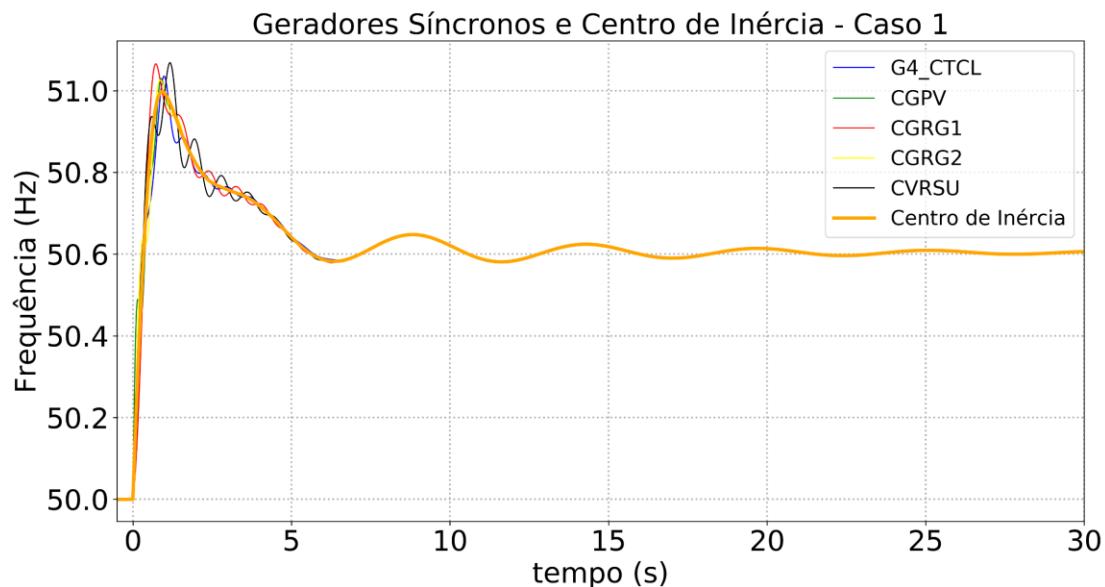


Figura 76. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 2.

4.4.3 Resultados - Cenário 3

Na Figura 77 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.



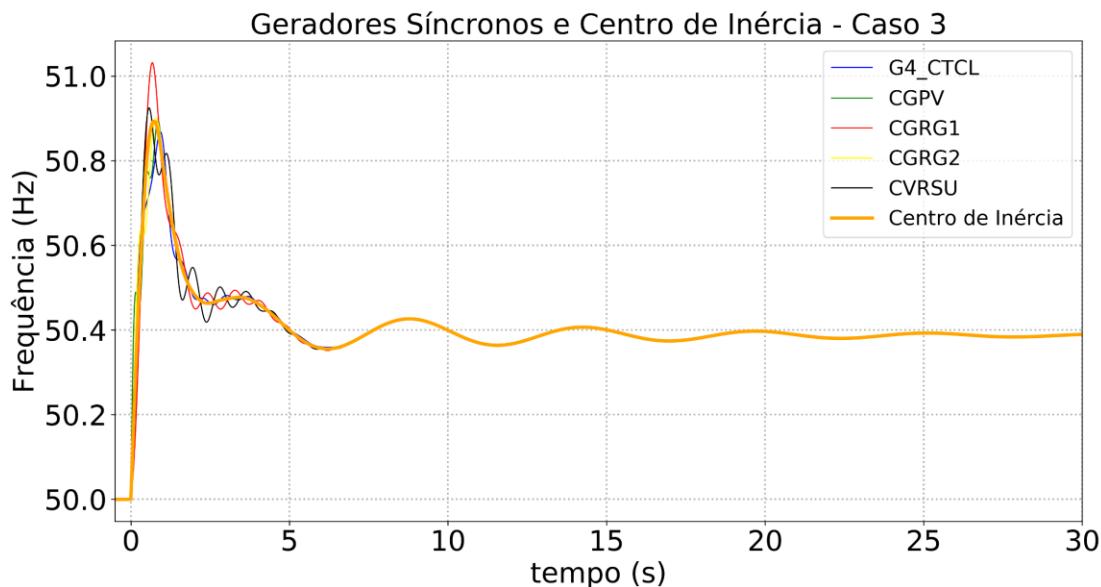


Figura 77. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): **Cenário 3**.

Na Figura 78 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.

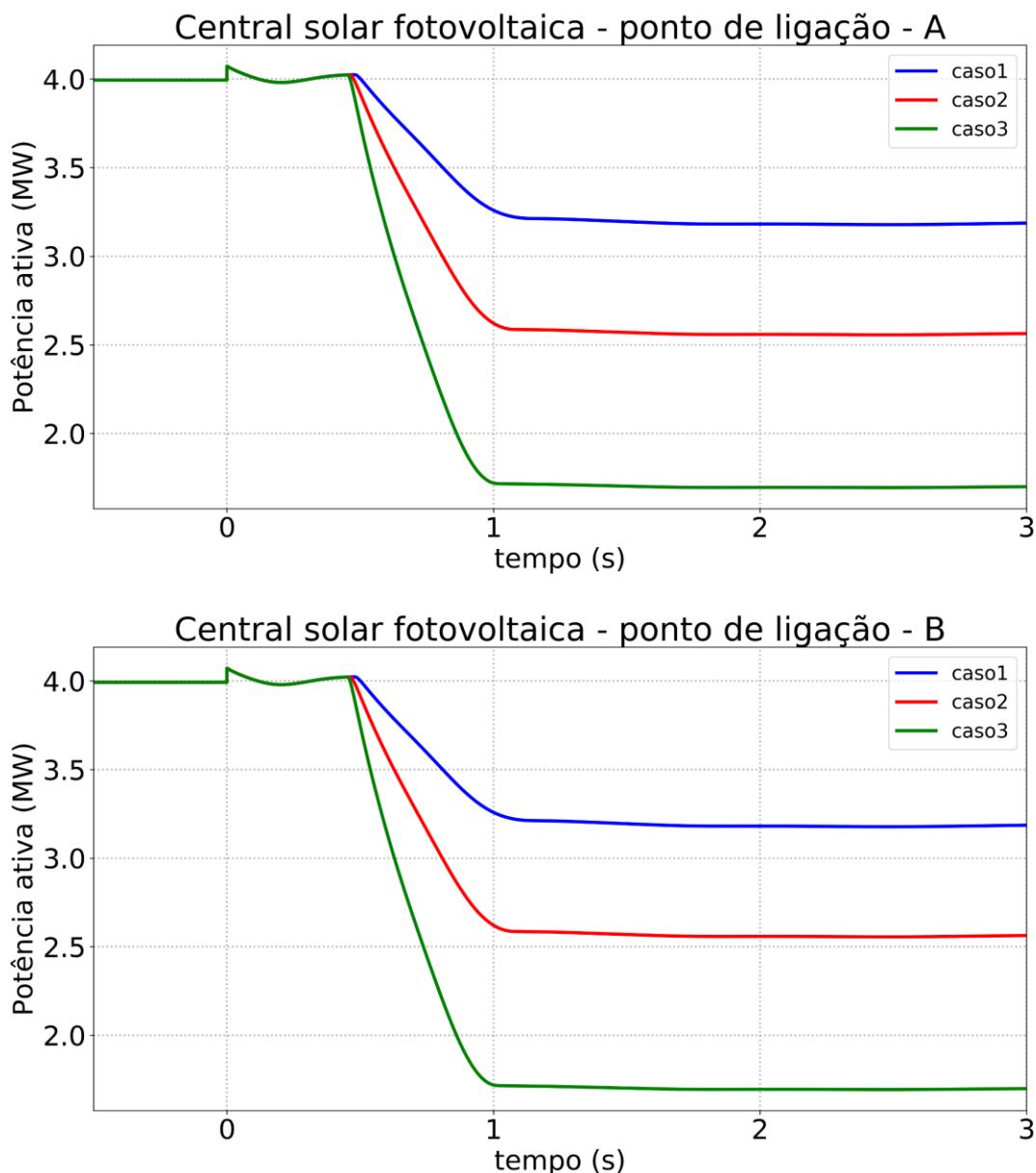
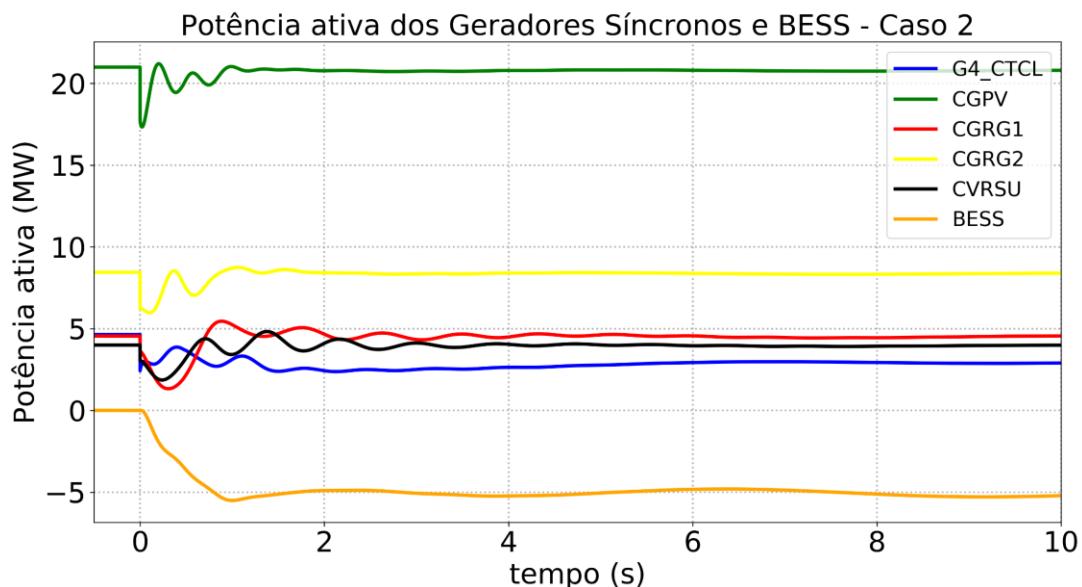
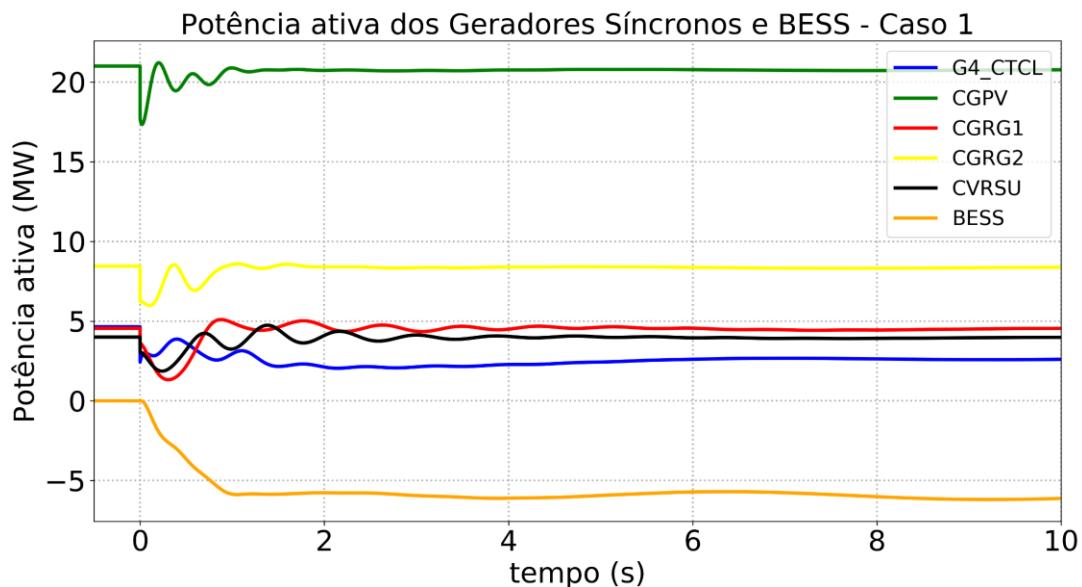


Figura 78. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 3.

Na Figura 79 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 3.



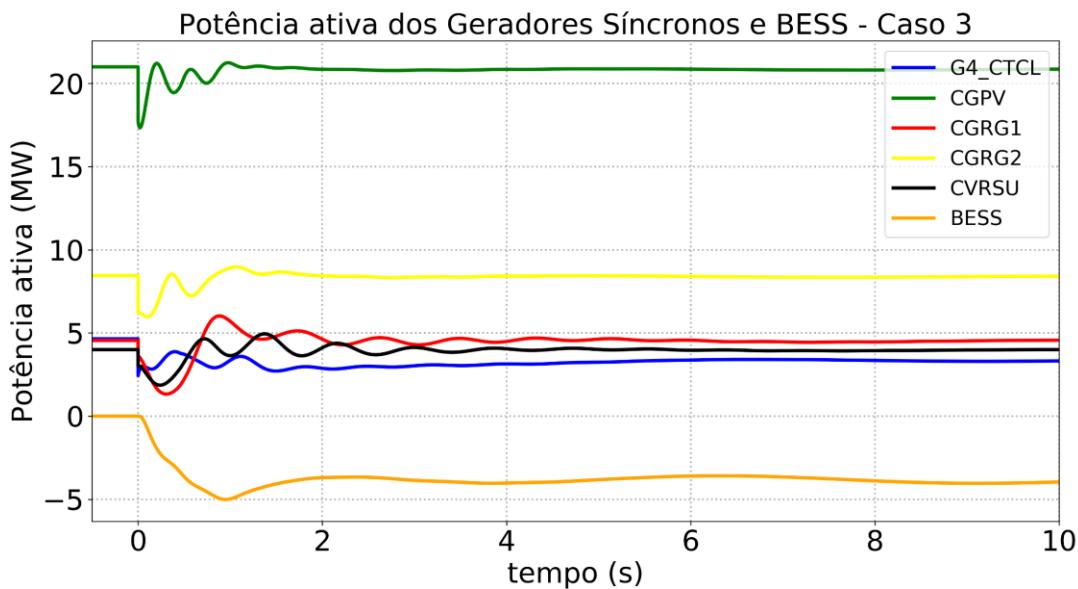
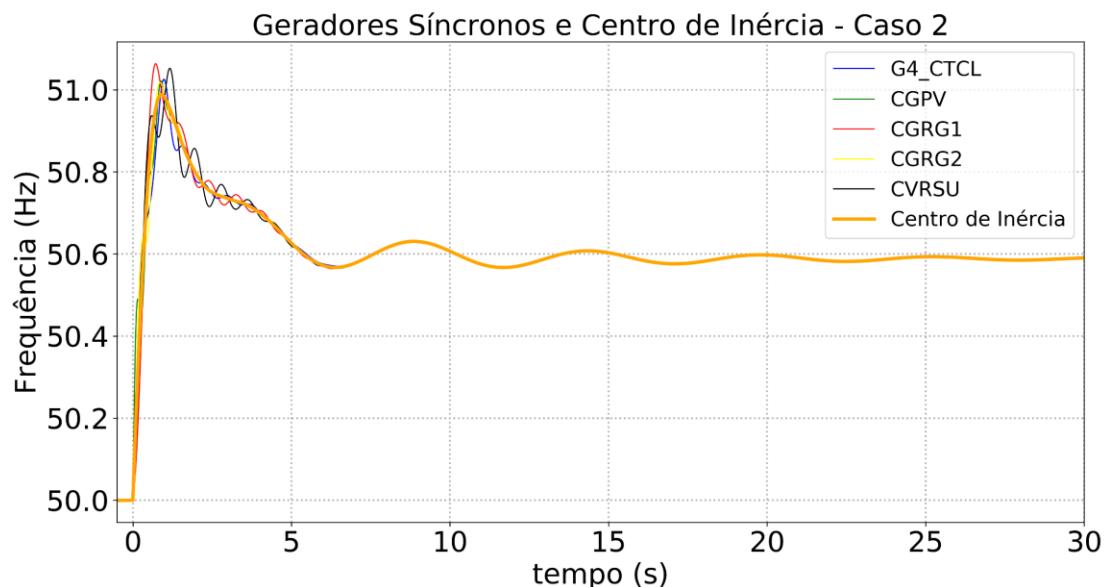
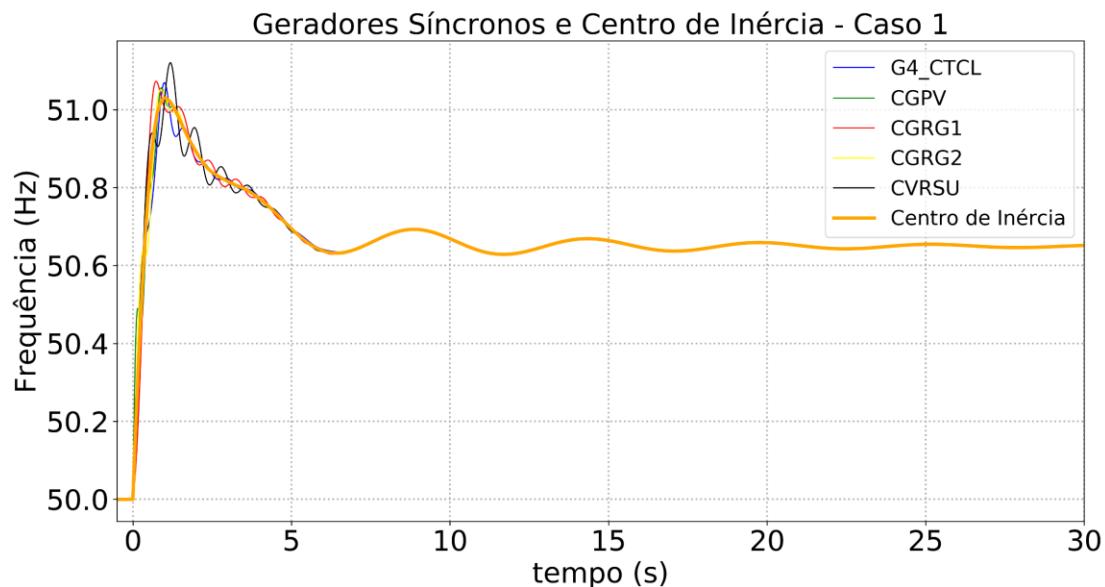


Figura 79. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 3.

4.4.4 Resultados - Cenário 4

Na Figura 80 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.



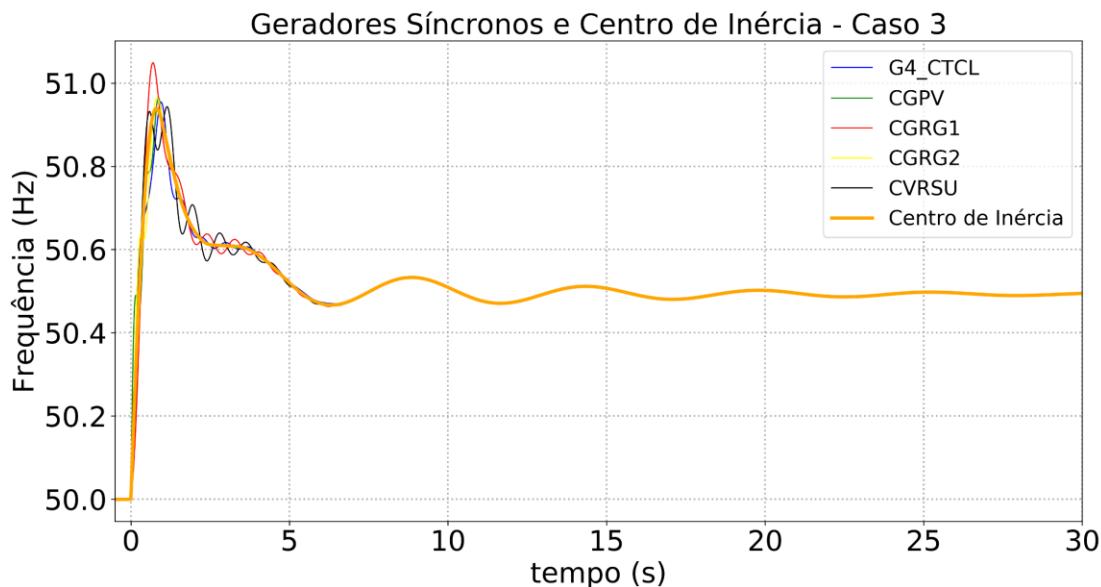


Figura 80. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): **Cenário 4**.

Na Figura 81 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.

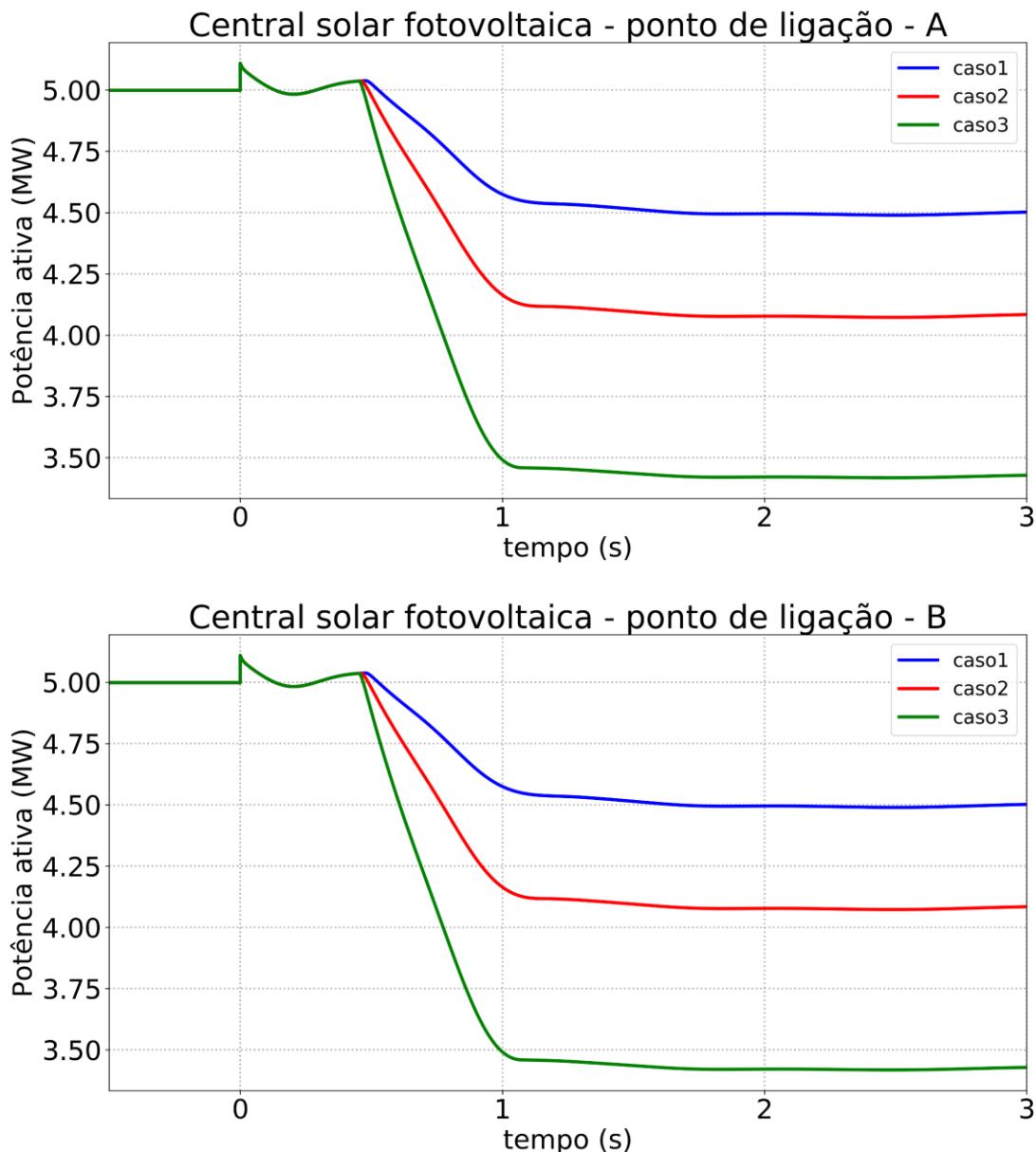
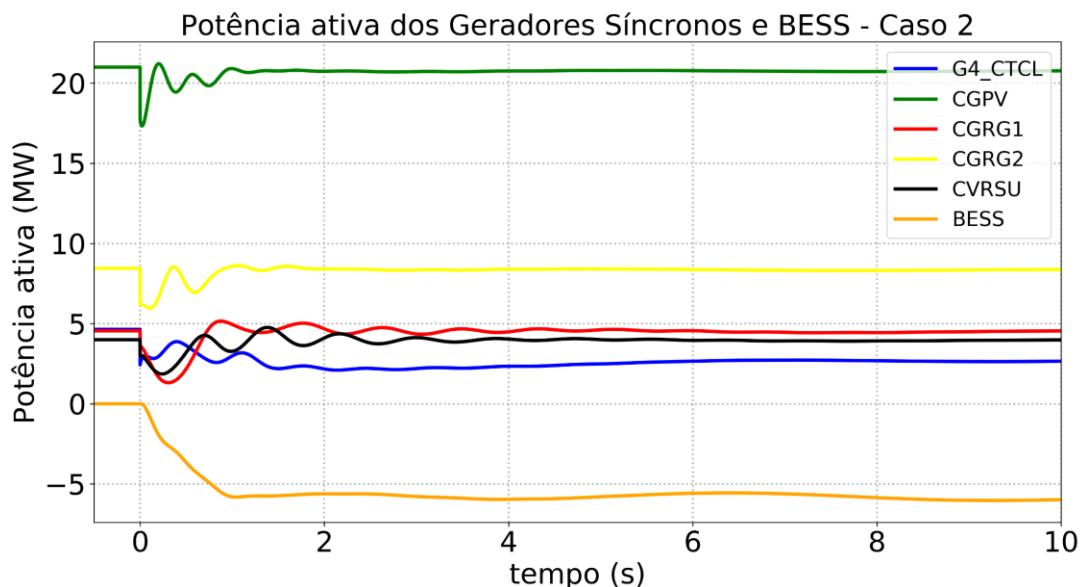
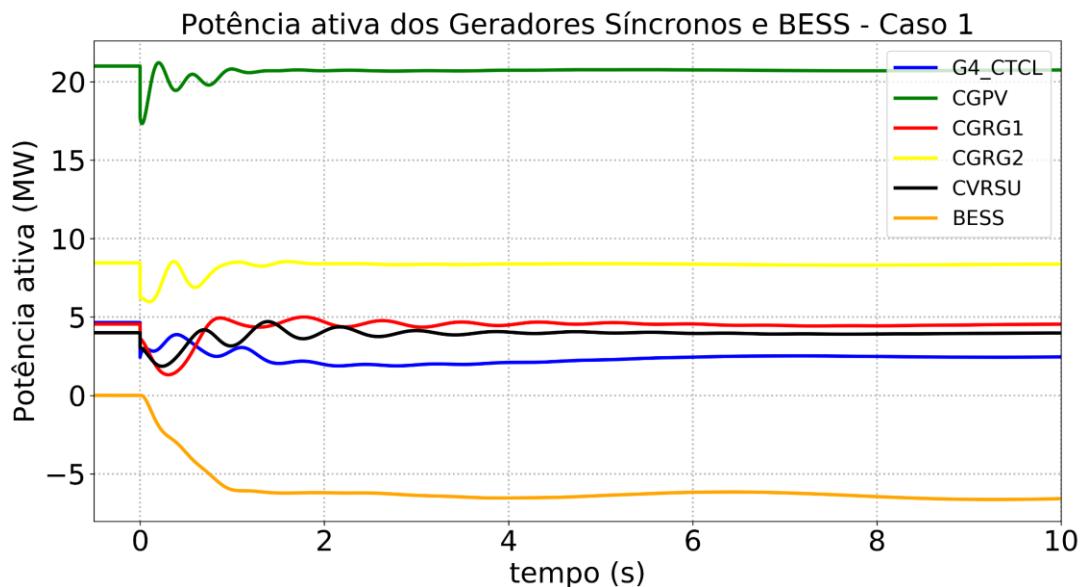


Figura 81. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 4.

Na Figura 82 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 4.



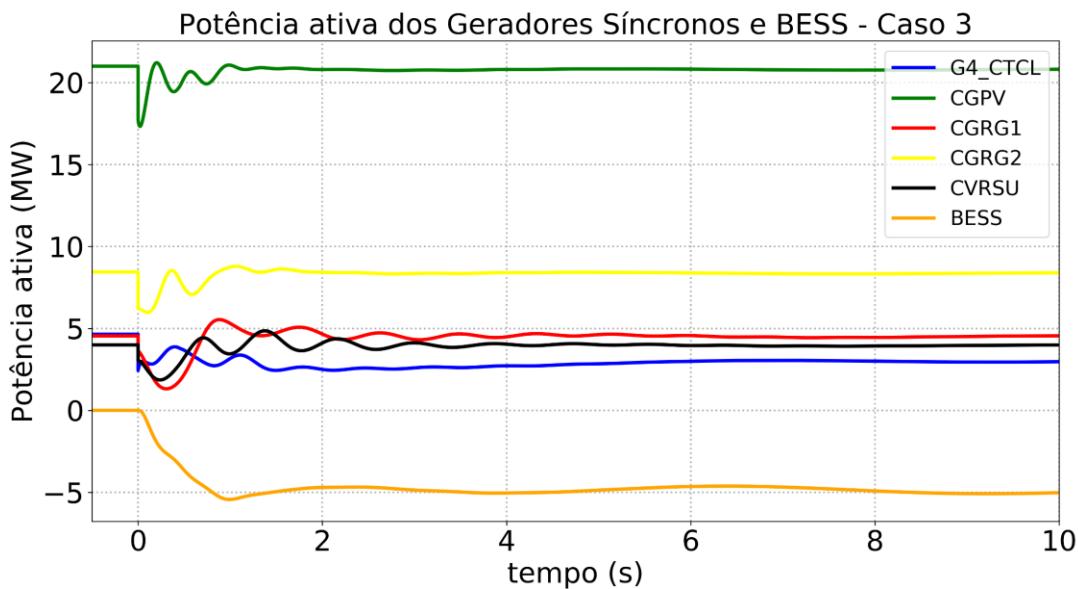
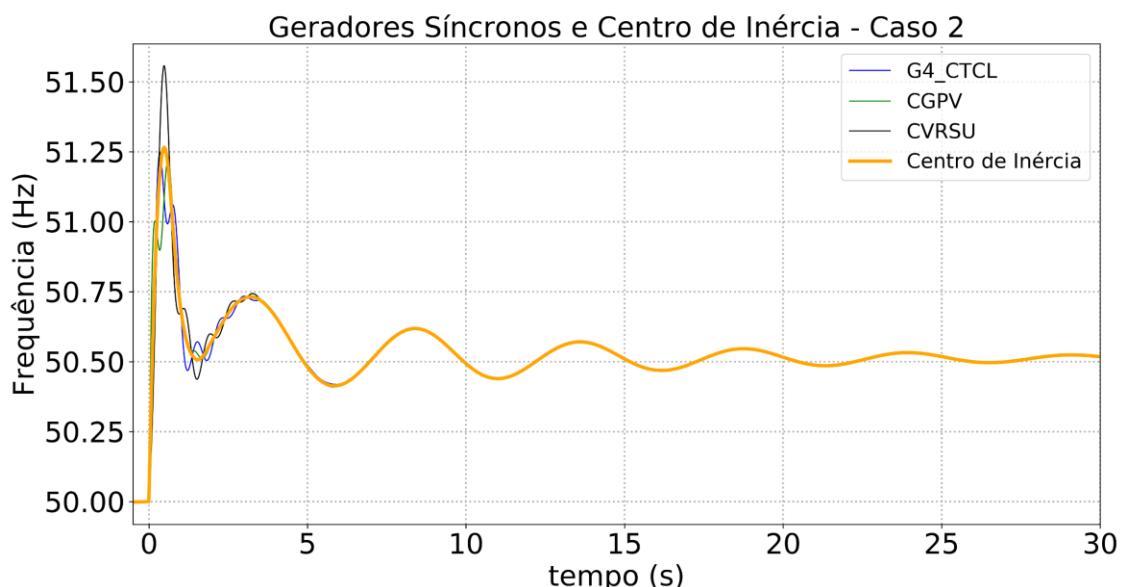
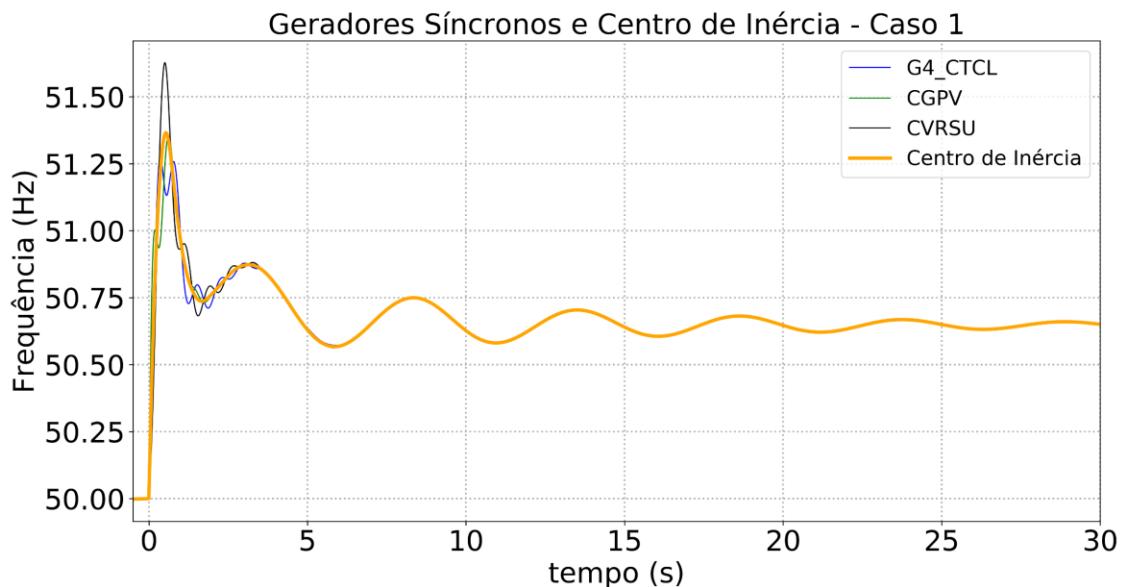


Figura 82. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 4.

4.4.5 Resultados - Cenário 5

Na Figura 83 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.



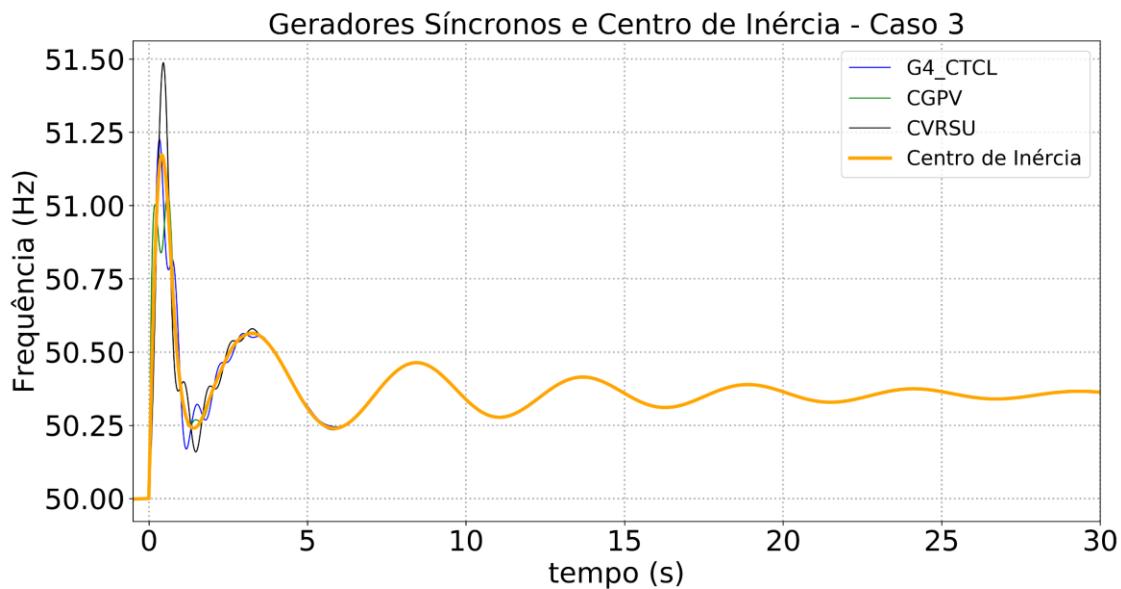


Figura 83. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): **Cenário 5.**

Na Figura 84 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.

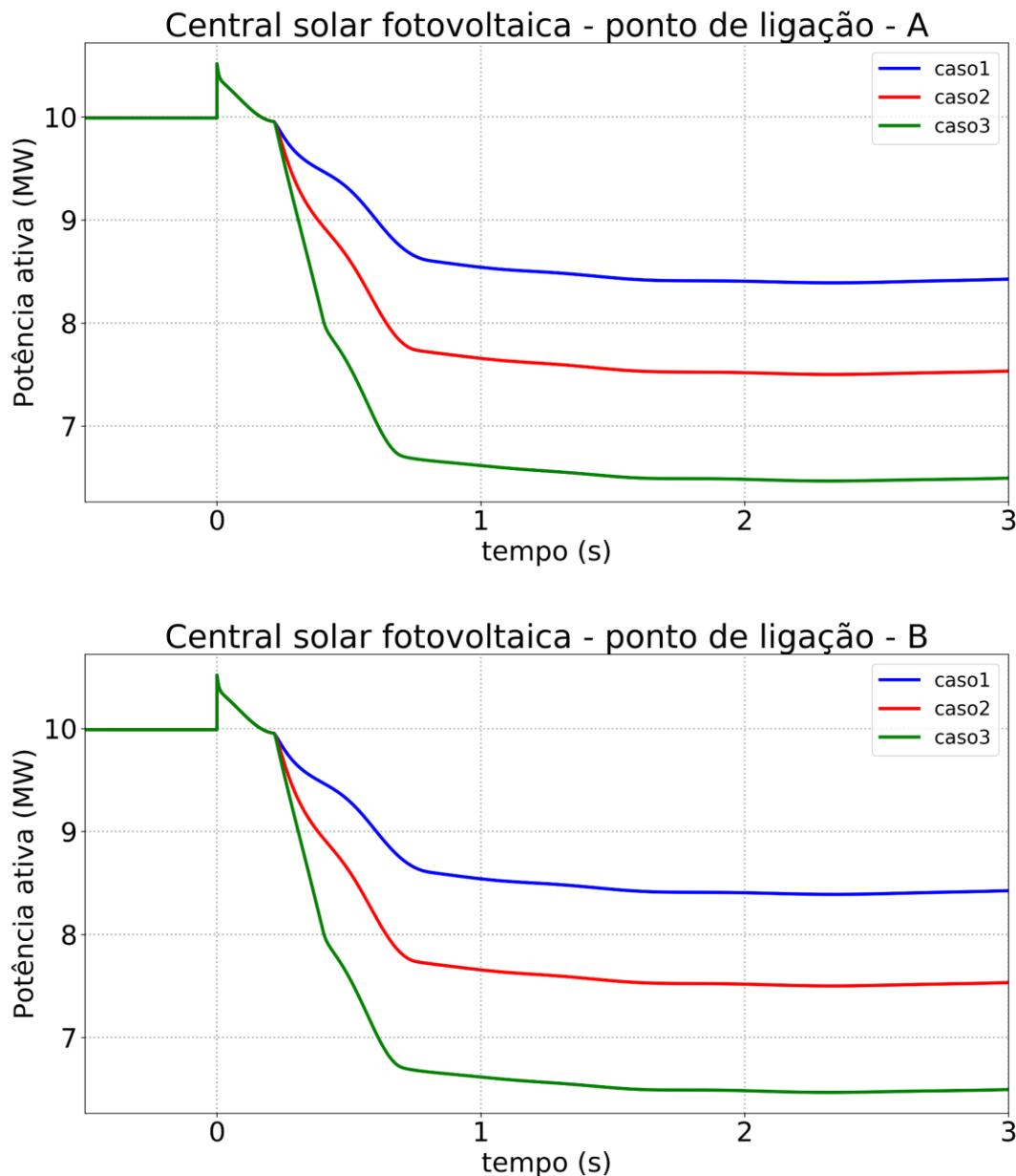
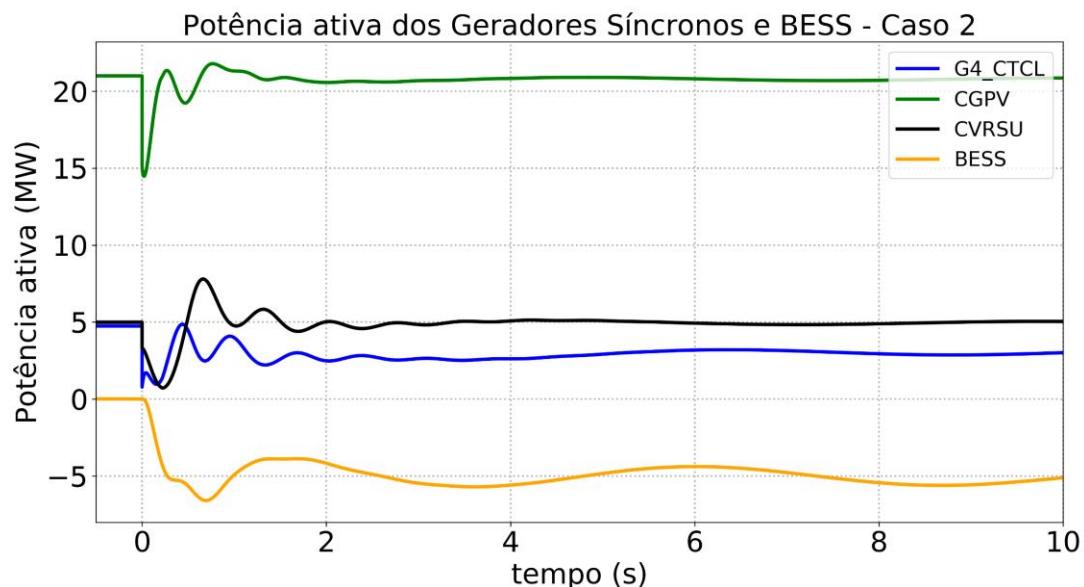
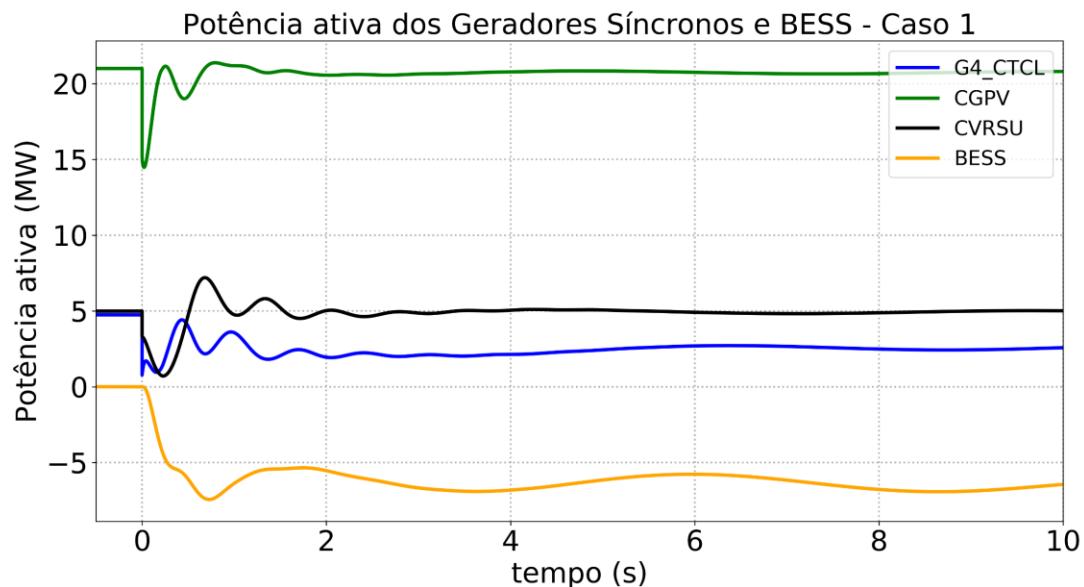


Figura 84. Resposta da CSFH da Lagoa em termos de potência ativa no ponto de ligação (em cima no POI A, em baixo no POI B) – Cenário 5.

Na Figura 85 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 5.



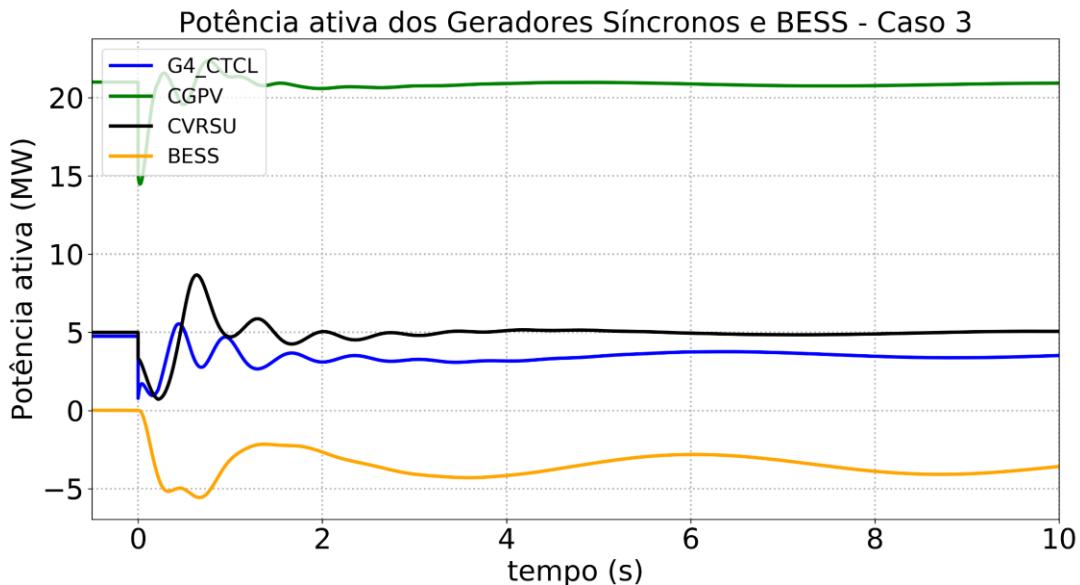


Figura 85. Resposta de potência ativa dos geradores síncronos e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3): Cenário 5.

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

Os resultados patentes da subsecção 4.4.1 à 4.4.5 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.

4.5 Análise da Capacidade de Fornecimento Automático de Potência Reativa: Controlo Local de Tensão, Potência Reativa e Fator de Potência

De forma a avaliar a capacidade de fornecimento automático de potência reativa da CSFH da Lagoa, foi necessário integrar um modelo do PPC híbrido da SMA, o SMAHYCF, anteriormente descrito na secção 2.3, em cada sub-rede e definir os conversores solares e dos SAE seriam controlados por cada PPC.

Na sub-rede A, considerou-se que o PPC A estava localizado no barramento imediatamente a montante do POI A, sendo responsável pelo controlo da tensão no barramento do POI A, a partir dos 5 conversores localizados a montante (3 conversores solares e 2 conversores associados aos SAE). Na sub-rede B, considerou-se que o PPC B estava localizado no barramento imediatamente a montante do POI B, sendo responsável pelo controlo da tensão no barramento do POI B, a partir dos 5 conversores a montante (3 conversores solares e 2 conversores associados aos SAE).

A capacidade de fornecimento automático de potência reativa pela CSFH foi então testada através de três modos distintos de controlo, descritos na secção 2.3:

- **Capacidade de controlo local de tensão;**
- **Capacidade de controlo de potência reativa;**
- **Capacidade de controlo do fator de potência.**

Para simular a resposta da CSFH relativamente a cada um destes modos controlo, foi implementada uma mudança no valor do *set-point* externo no decorrer da simulação, inicialmente definido pelo resultado do trânsito de potências, enviado aos PPC para determinada(s) grandeza(s) do sistema. No controlo de tensão, foi ajustado o valor do *set-point* externo da magnitude de tensão (em p.u.) a ser medido nos barramentos do POI (V_{set}). No controlo de potência reativa, foi ajustado o *set-point* externo de potência reativa injetada na rede e medida a partir do fluxo de potência que chega aos barramentos POI (Q_{set}). Por fim, no controlo do fator de potência, foi variado o valor do *set-point* externo do fator de potência medido a partir do fluxo de potência injetado nos POI (FP_{set}). Por sua vez, e em resultado do ajuste dos *set-points* referidos, o PPC envia novos *set-points* de potência ativa e reativa a cada um dos conversores que está a controlar.

Foram realizadas diversas simulações, tendo como referência o cenário de operação 1 (ver Tabela 9) e cujos resultados das simulações são apresentados nas figuras das subsecções seguintes (4.5.1, 4.5.2, 4.5.3), onde a mudança de *set-point* ocorre ao segundo $t = 5\text{s}$ do tempo de simulação.

4.5.1 Controlo local de tensão

De maneira a simular a resposta da CSFH relativamente ao modo de controlo local de tensão foi considerada a mudança do *set-point* inicialmente definido nos PPC para a magnitude de tensão (em p.u) medida nos barramentos do POI. As simulações consideram a mudança da magnitude para um valor superior e inferior ao valor nominal da tensão no POI. É expectável que a mudança do valor da magnitude da tensão para um valor superior ao inicial conduza à exportação – ou ao aumento da exportação - de potência reativa da CSFH. Contrariamente, a mudança do valor da magnitude da tensão para um valor inferior ao inicial deverá traduzir-se na importação – ou ao aumento na importação - de potência reativa da CSFH.

É de realçar que a atual configuração da CSFH pressupõe que as duas sub-redes se conectem em POI diferentes, contudo, em nós da rede muito próximos e ligados entre si por uma impedância baixa (Figura 1). Esta configuração obrigará a uma coordenação criteriosa para definição dos *set-points* da magnitude de tensão dos POI para cada um dos PPC de forma a evitar efeitos conflituosos na importação/exportação de reativa por parte de cada uma das sub-redes.

Assim, as simulações conduzidas para o controlo local de tensão foram realizadas separadamente para cada sub-rede da CSFH. Numa primeira fase, foi simulada a mudança do set-point da magnitude de tensão no POI A pela alteração do parâmetro $\text{VAR}(L+16) - V_{\text{set}}$ do modelo de PPC - responsável pelo controlo da sub-rede A, estando o controlo local de tensão no PPC responsável pelo controlo da sub-rede B desligado. Seguidamente, foi simulada a mudança do mesmo *set-point*, desta vez no PPC responsável pelo controlo da sub-rede B, admitindo o controlo local de tensão desligado no PPC responsável pelo controlo da sub-rede A.

4.5.1.1 Resultados – sub-rede A e set-point de tensão $V_{\text{set}} = 0.99$ p.u.

Na Figura 86, Figura 87 e Figura 88 são apresentados os resultados referentes às respostas de potência ativa, reativa e tensões, respetivamente, registadas no POI A e conversores da sub-rede A, depois da mudança no *set-point* de tensão para $V_{\text{set}} = 0.99$ p.u..

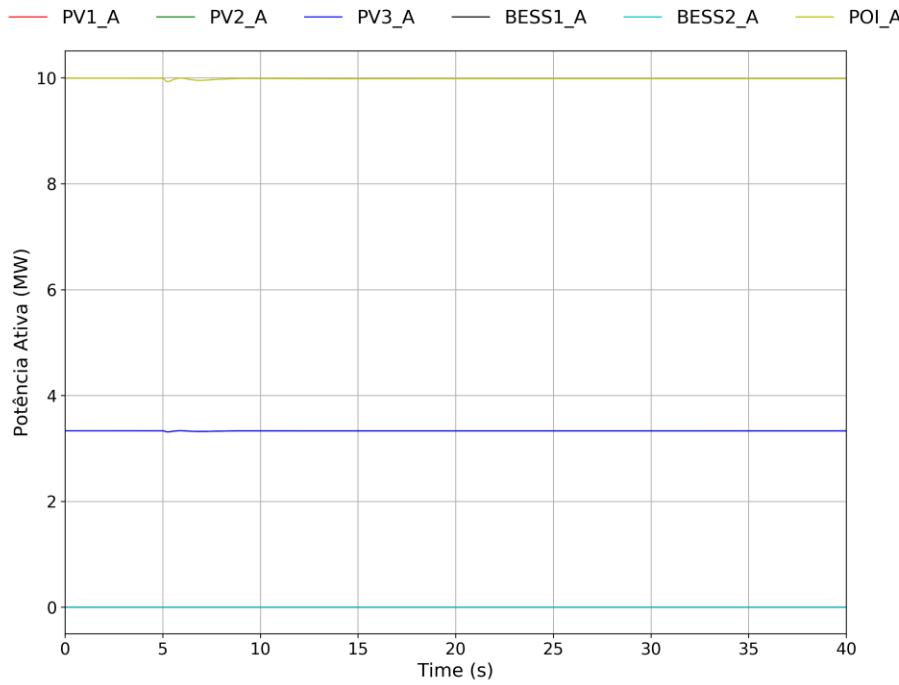


Figura 86. Resposta da potência ativa (em MW) injetada no POI A e dos conversores da sub-rede A, $Vset = 0.99$ p.u.

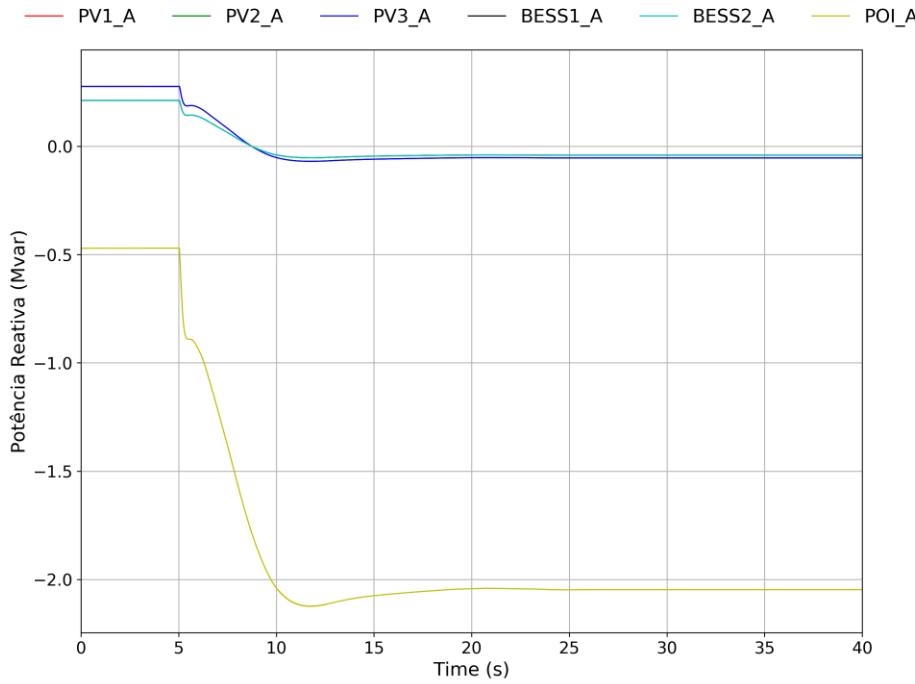


Figura 87. Resposta da potência reativa (em Mvar) injetada no POI A e dos conversores da sub-rede A, $Vset = 0.99$ p.u.

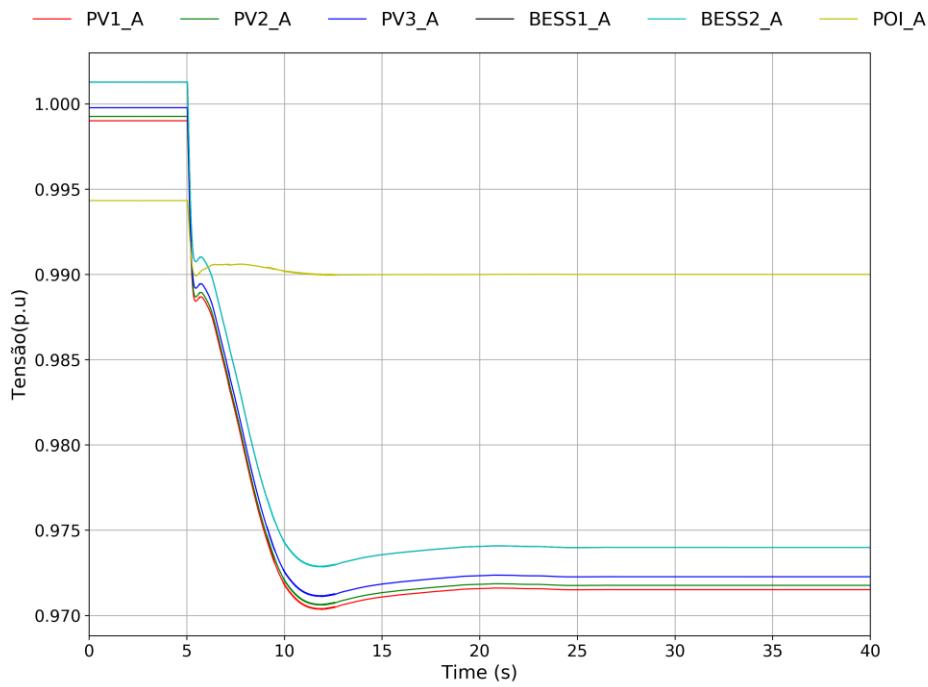


Figura 88. Registo das tensões (em p.u.) medidas no POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A, $V_{set} = 0.99$ p.u.

4.5.1.2 Resultados – sub-rede B e set-point de tensão $V_{set} = 0.99$ p.u.

Nas Figura 89, Figura 90 e Figura 91, são apresentados os resultados referentes às respostas de potência ativa, reativa e tensões, respetivamente, registadas no POI B e conversores da sub-rede B, depois da mudança no set-point de tensão para $V_{set} = 0.99$ p.u..

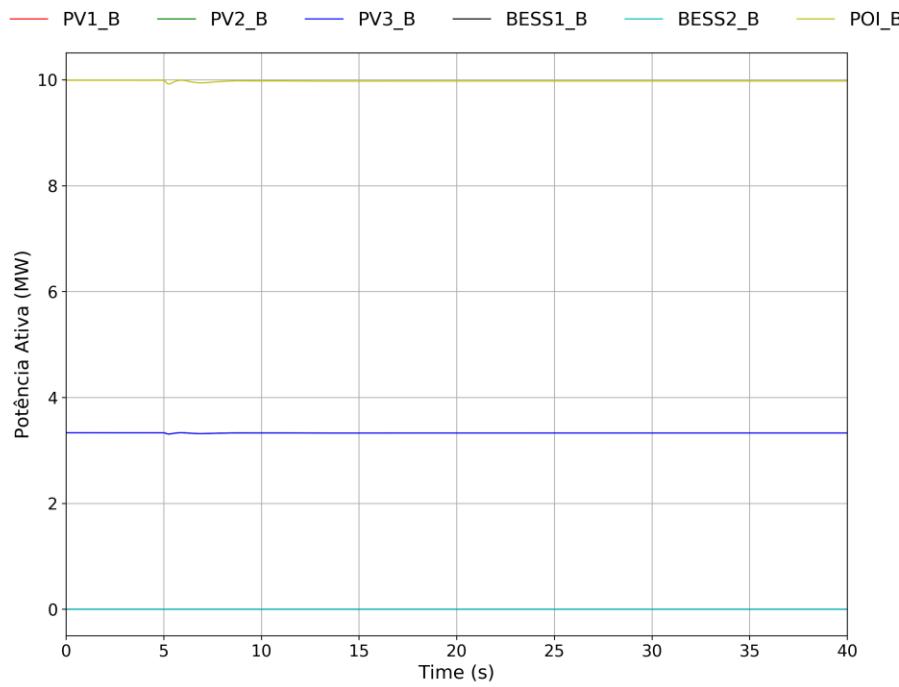


Figura 89. Resposta da potência ativa (em MW) injetada no POI B e dos conversores da sub-rede B, $Vset = 0.99$ p.u.

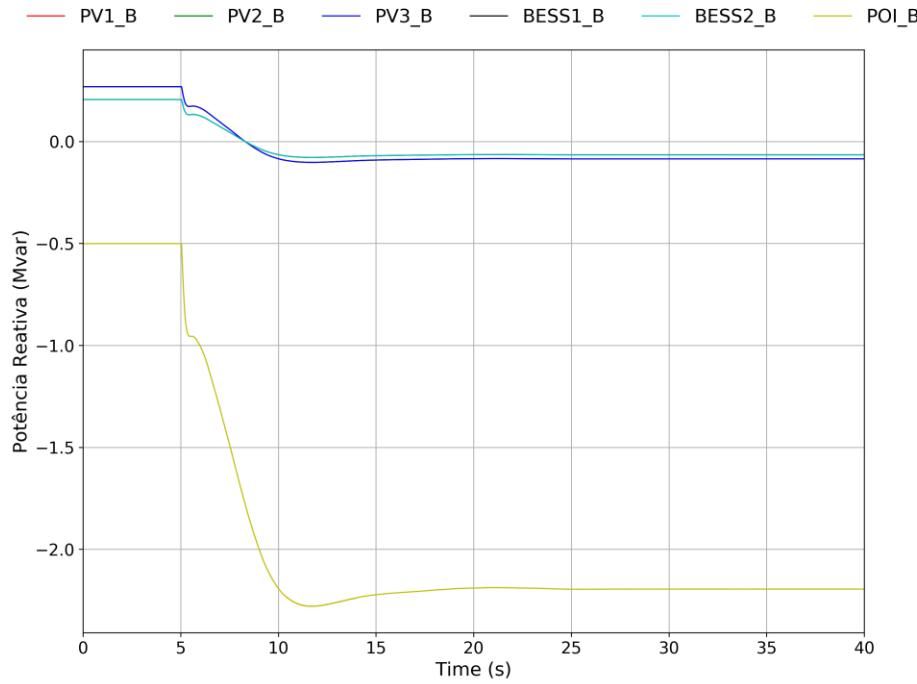


Figura 90. Resposta da potência reativa (em Mvar) injetada no POI B e dos conversores da sub-rede B, $Vset = 0.99$ p.u.

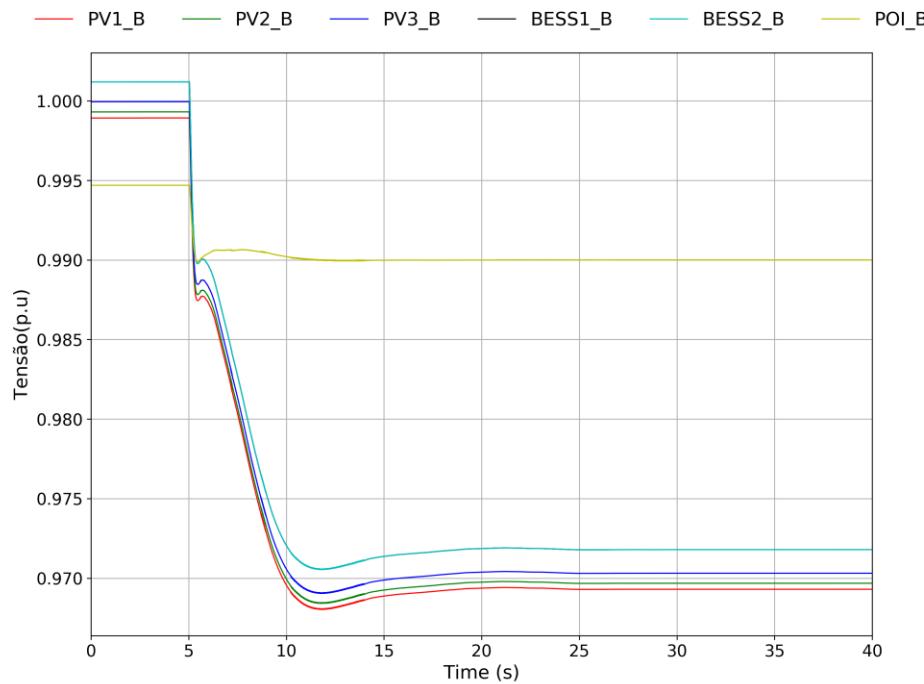


Figura 91. Registo das tensões (em p.u.) medidas no POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B, $V_{set} = 0.99$ p.u.

4.5.1.3 Resultados – sub-rede A e set-point de tensão $V_{set} = 1.01$ p.u.

Na Figura 92, Figura 93 e Figura 94 são apresentados os resultados referentes às respostas de potência ativa, reativa e tensões, respetivamente, registadas no POI A e conversores da sub-rede A, depois da mudança no set-point de tensão para $V_{set} = 1.01$ p.u..

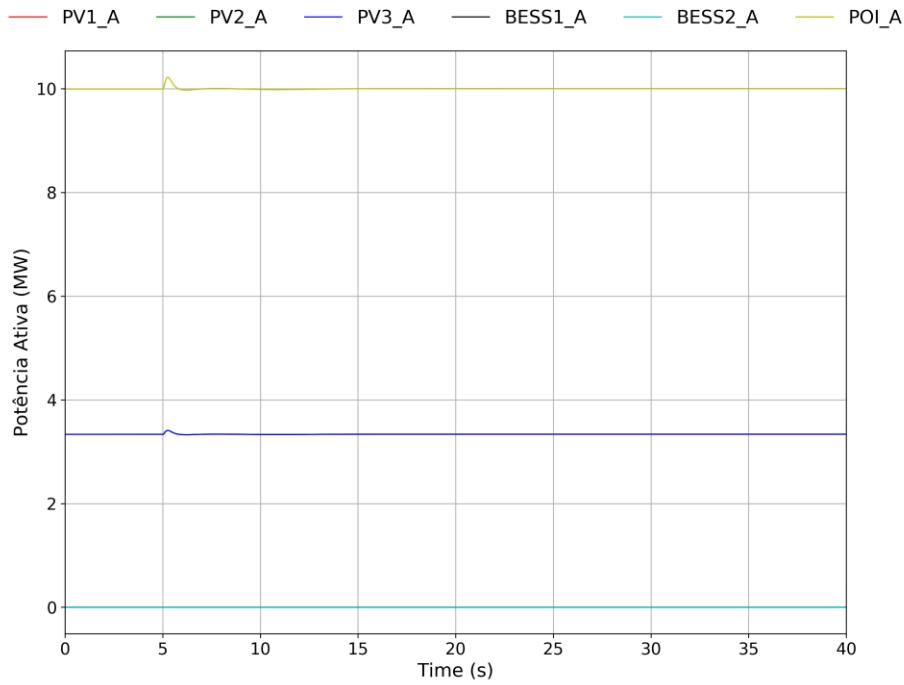


Figura 92. Resposta da potência ativa (em MW) injetada no POI A e dos conversores da sub-rede A, $V_{set} = 1.01$ p.u.

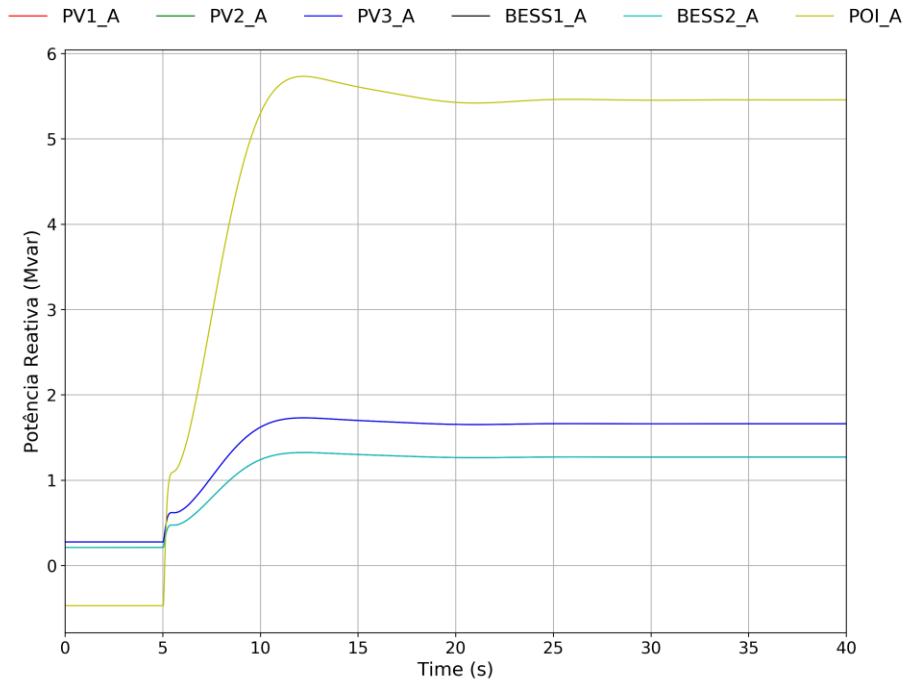


Figura 93. Resposta da potência reativa (em Mvar) injetada no POI A e dos conversores da sub-rede A, $V_{set} = 1.01$ p.u.

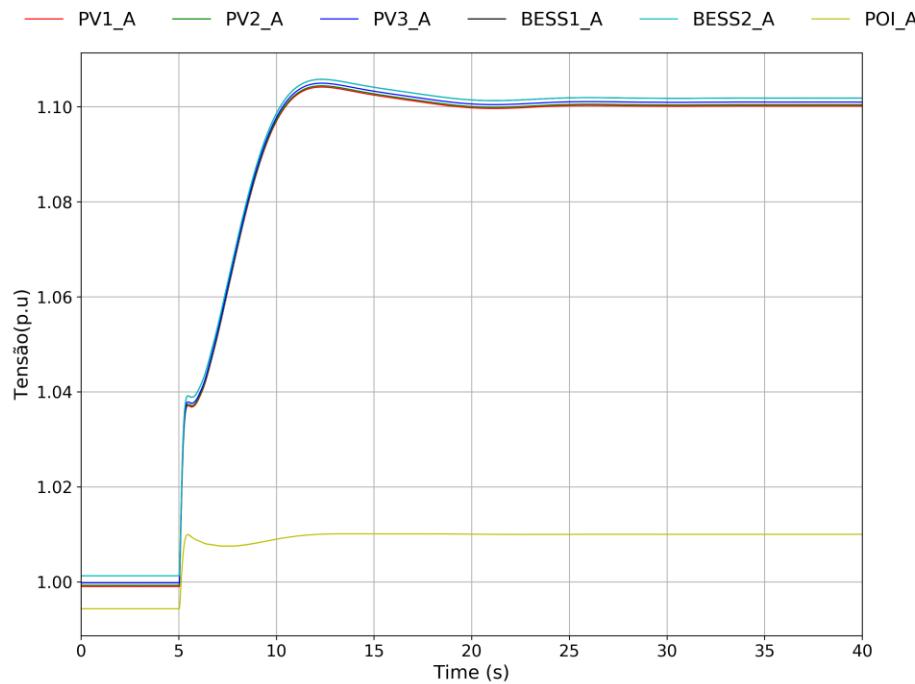


Figura 94. Registo das tensões (em p.u.) medidas no POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A, $V_{set} = 1.01$ p.u.

4.5.1.4 Resultados – sub-rede B e set-point de tensão $V_{set} = 1.01$ p.u.

Na Figura 95, Figura 96 e Figura 97 são apresentados os resultados referentes às respostas de potência ativa, reativa e tensões, respetivamente, registadas no POI B e conversores da sub-rede B, depois da mudança no set-point de tensão para $V_{set} = 1.01$ p.u..

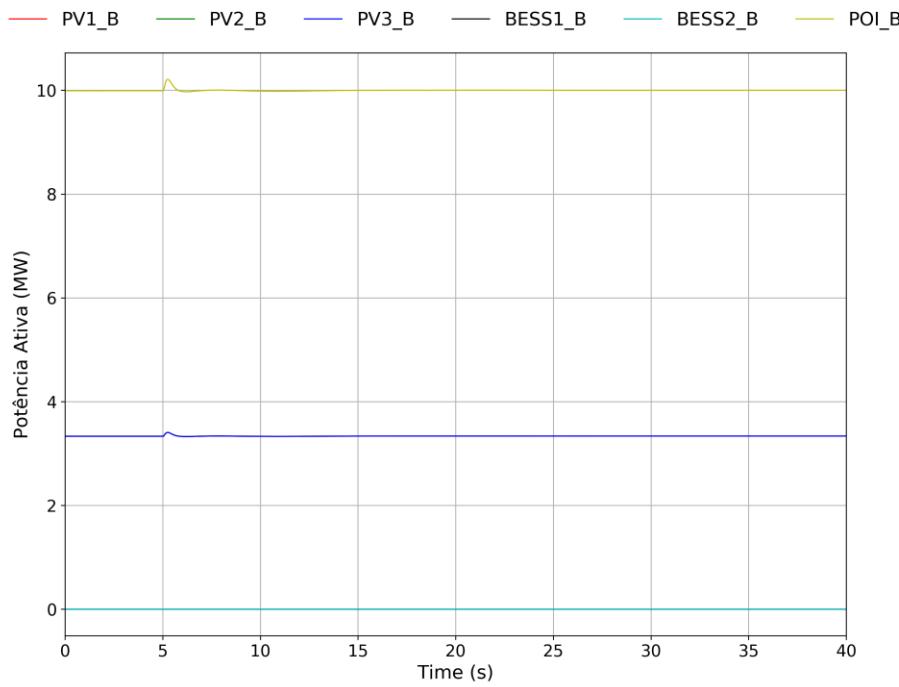


Figura 95. Resposta da potência ativa (em MW) injetada no POI_B e dos conversores da sub-rede B, $V_{set} = 1.01$ p.u.

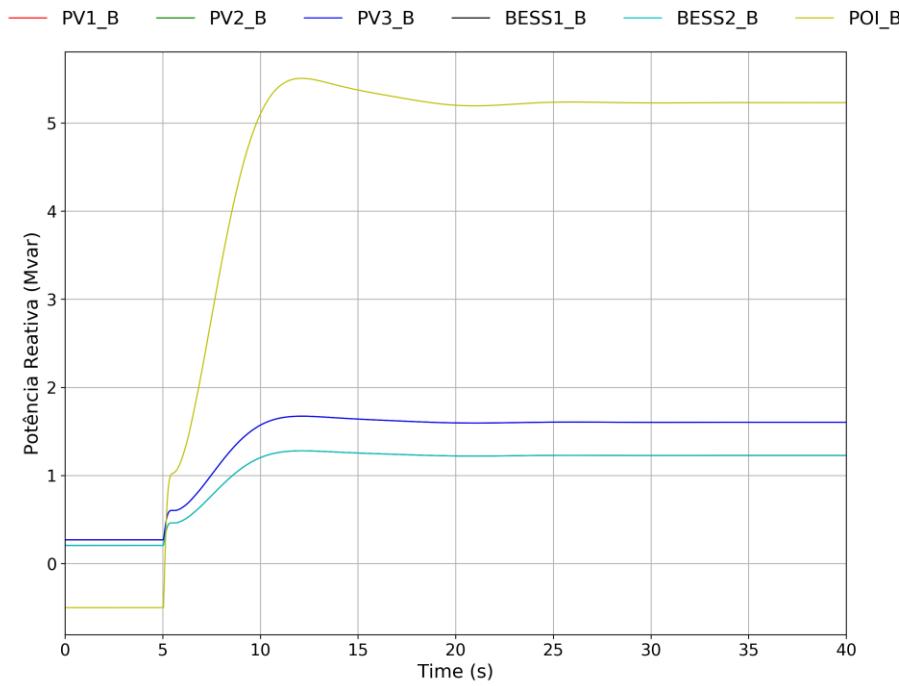


Figura 96. Resposta da potência reativa (em Mvar) injetada no POI_B e dos conversores da sub-rede B, $V_{set} = 1.01$ p.u.

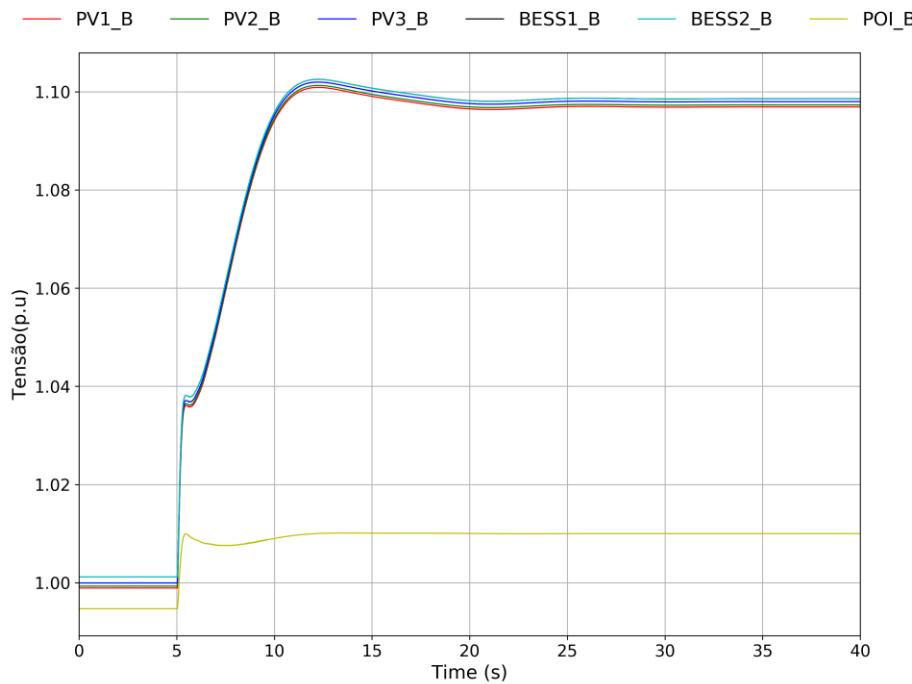


Figura 97. Registo das tensões (em p.u.) medidas no POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B, $V_{set} = 1.01$ p.u.

4.5.2 Controlo da potência reativa

De maneira a simular a resposta da CSFH relativamente ao modo de controlo de potência reativa foi considerada a mudança do *set-point* inicialmente definido pelos PPC para a potência reativa (em kvar) medido nos barramentos do POI. As simulações consideram a mudança do set-point para um valor superior e inferior ao valor inicialmente definido no PPC. É expectável que a potência reativa em ambos os POI evolua de maneira a atingir o valor definido pelo *set-point*.

Assim, o modo de controlo de potência reativa foi testado simulando a alteração simultânea do parâmetro $VAR(L+14) - Q_{set}$ – dos modelos de PPC responsáveis pelo controlo da sub-rede A e sub-rede B.

4.5.2.1 Resultados – *set-point* de potência reativa $Q_{set} = 1$ Mvar

Na Figura 98, Figura 99 e Figura 100 são apresentados os resultados referentes às respostas de potência ativa, reativa e tensões, respetivamente, registadas nos POI A e B e conversores da sub-redes, depois da mudança, no sentido positivo, no *set-point* da potência reativa para $Q_{set} = 1$ Mvar.

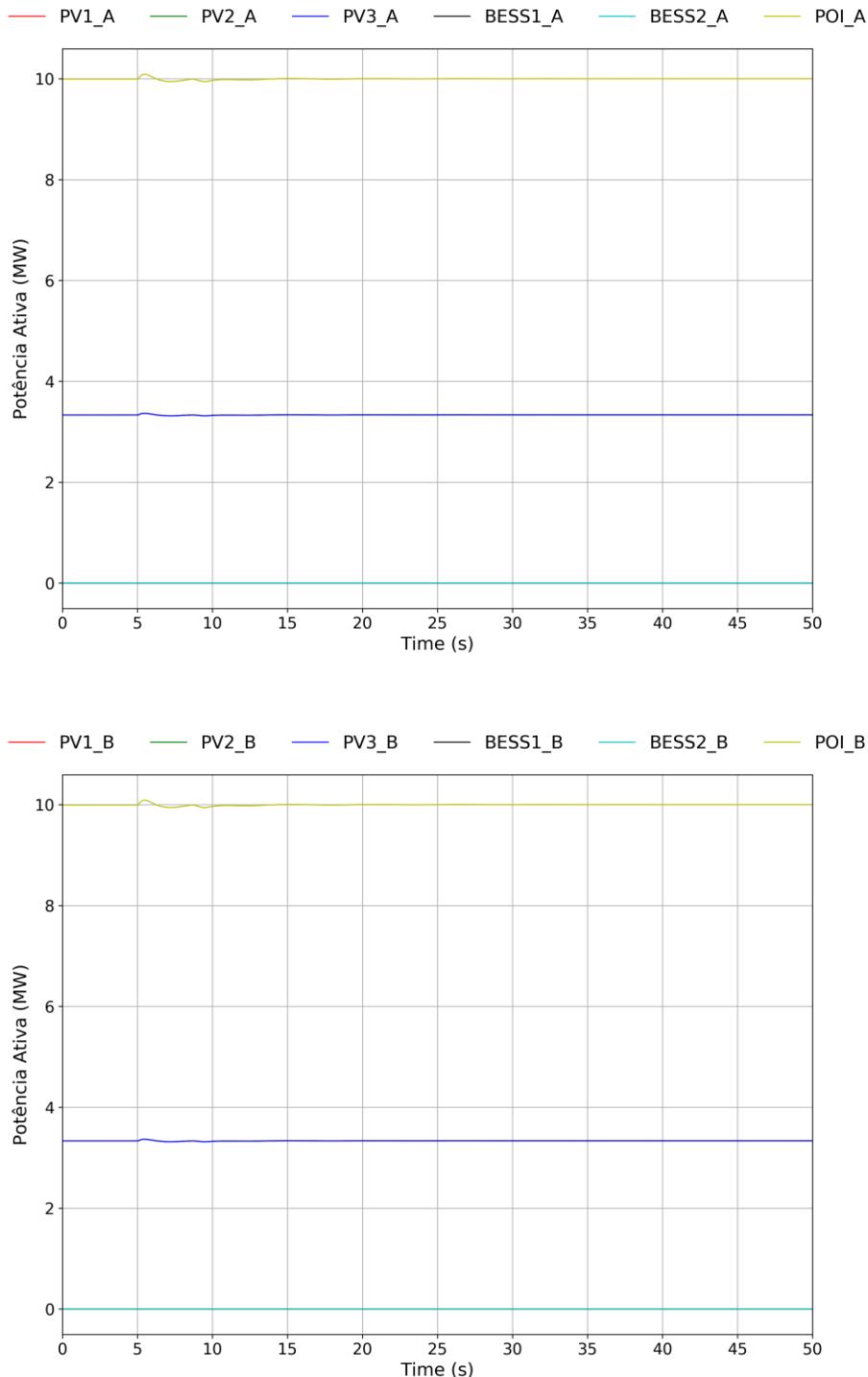


Figura 98. Resposta da potência ativa (em MW): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, $Qset = 1$ Mvar

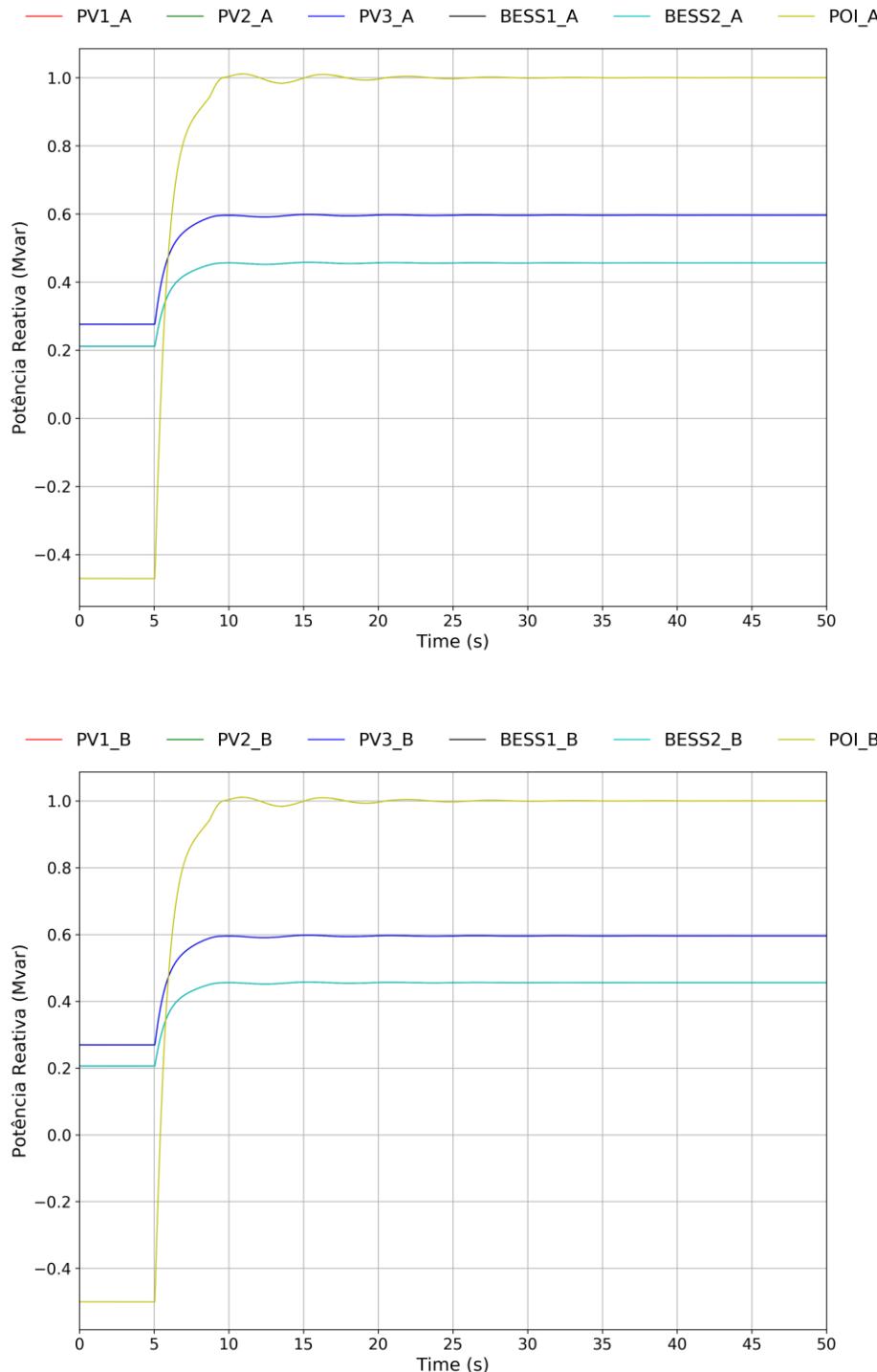


Figura 99. Resposta da potência reativa (em Mvar): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, $Qset = 1$ Mvar

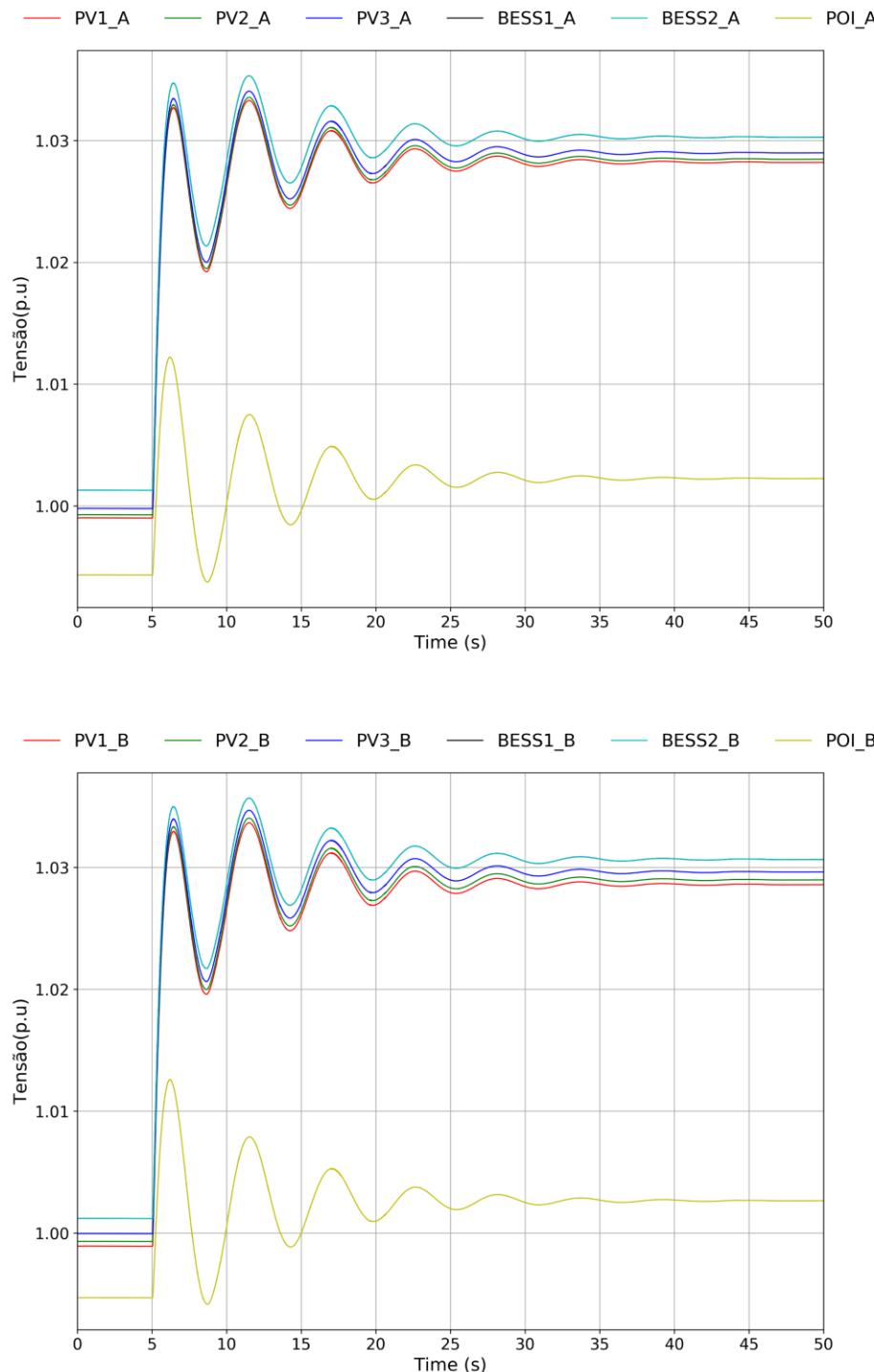


Figura 100. Registo das tensões (em p.u.) medidas: POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B (em baixo), $Qset = 1 \text{ Mvar}$

4.5.2.2 Resultados – *set-point* de potência reativa $Q_{set} = -1 \text{ Mvar}$

Na Figura 101, Figura 102 e Figura 103 são apresentados os resultados referentes às respostas de potência ativa, reativa e tensões, respetivamente, registadas nos POI A e B e conversores da sub-redes, depois da mudança, no sentido negativo, no *set-point* da potência reativa para $Q_{set} = -1 \text{ Mvar}$.

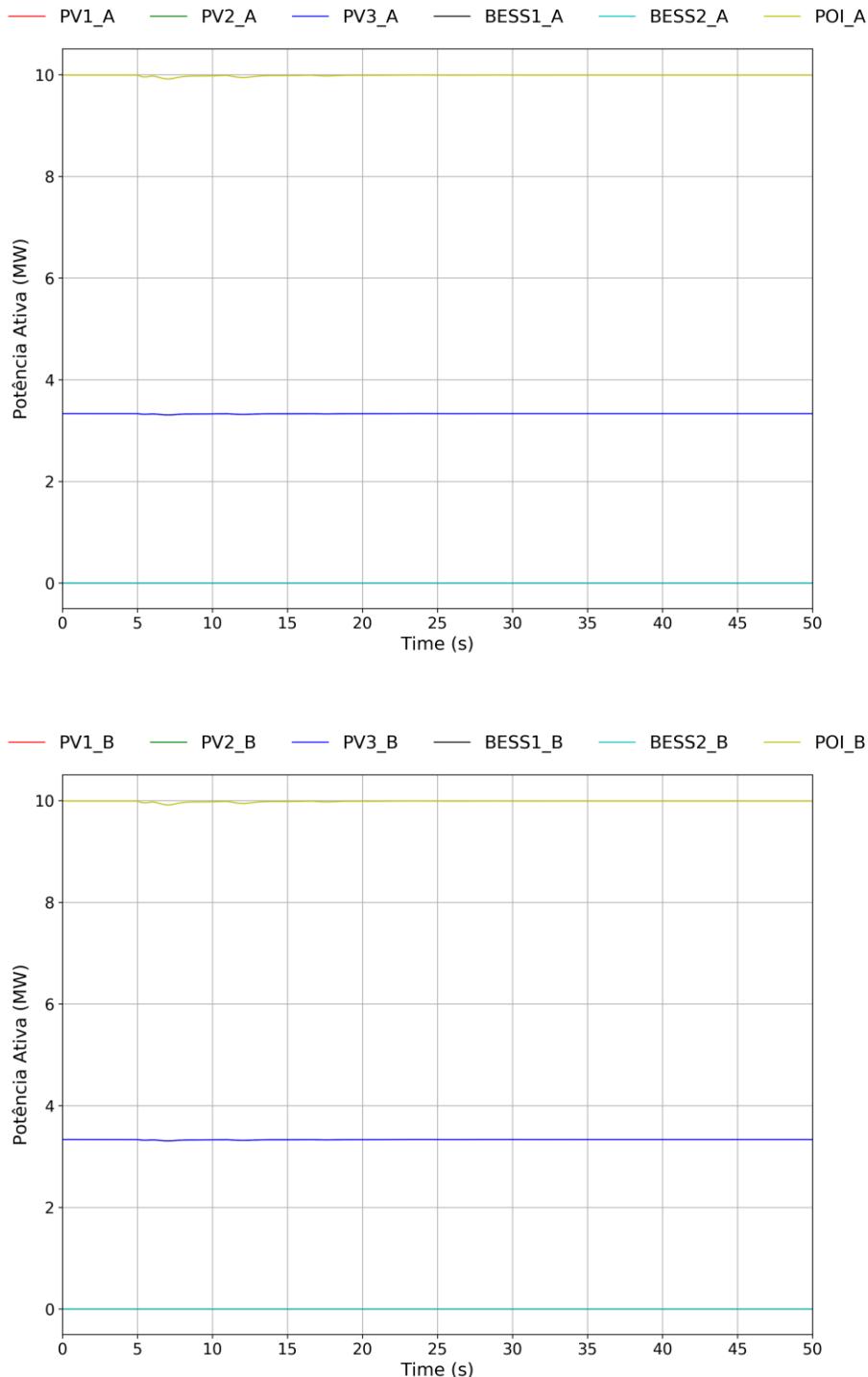


Figura 101. Resposta da potência ativa (em MW): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, $Qset = -1$ Mvar

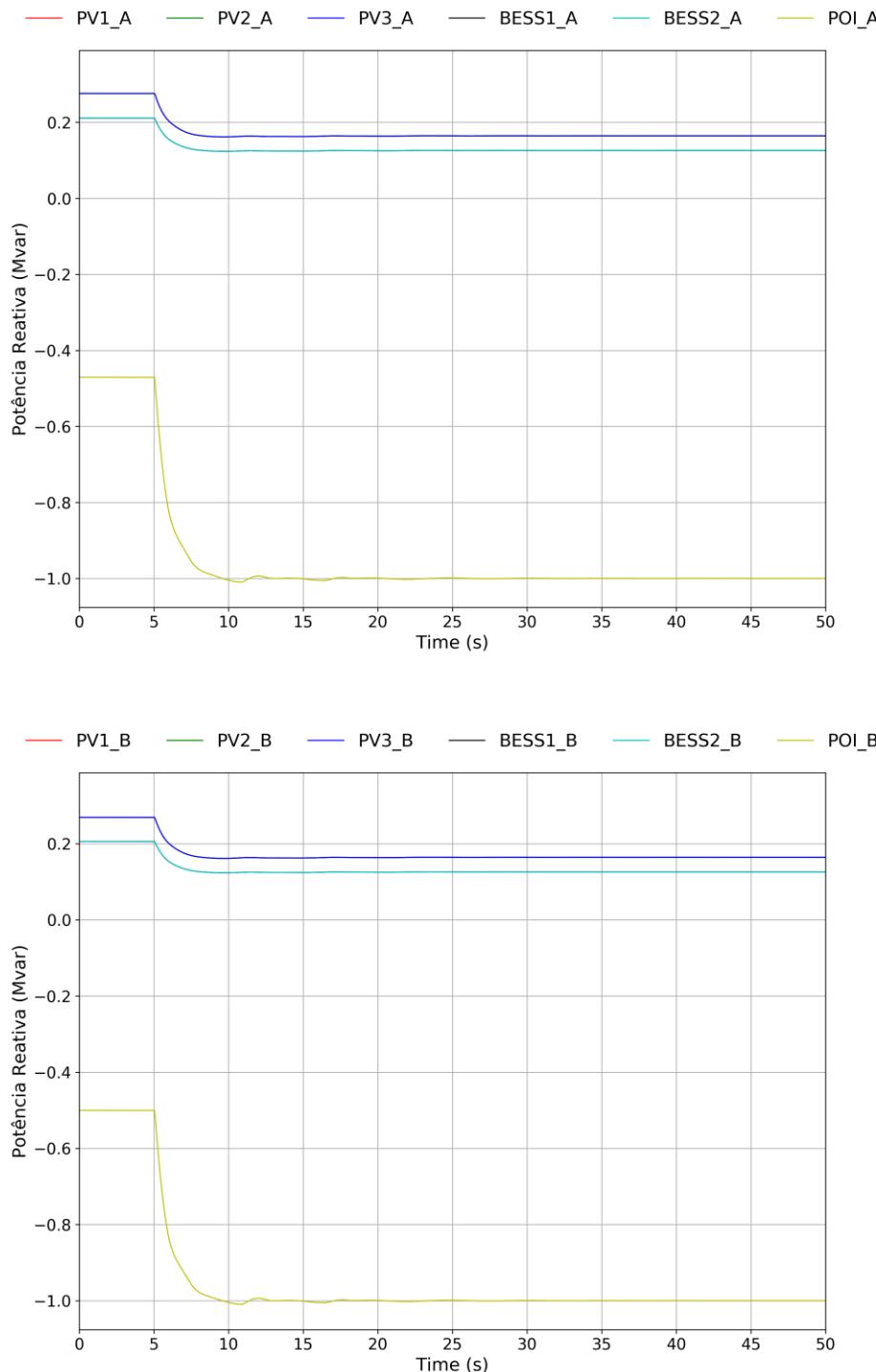


Figura 102. Resposta da potência reativa (em Mvar): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, $Qset = -1$ Mvar

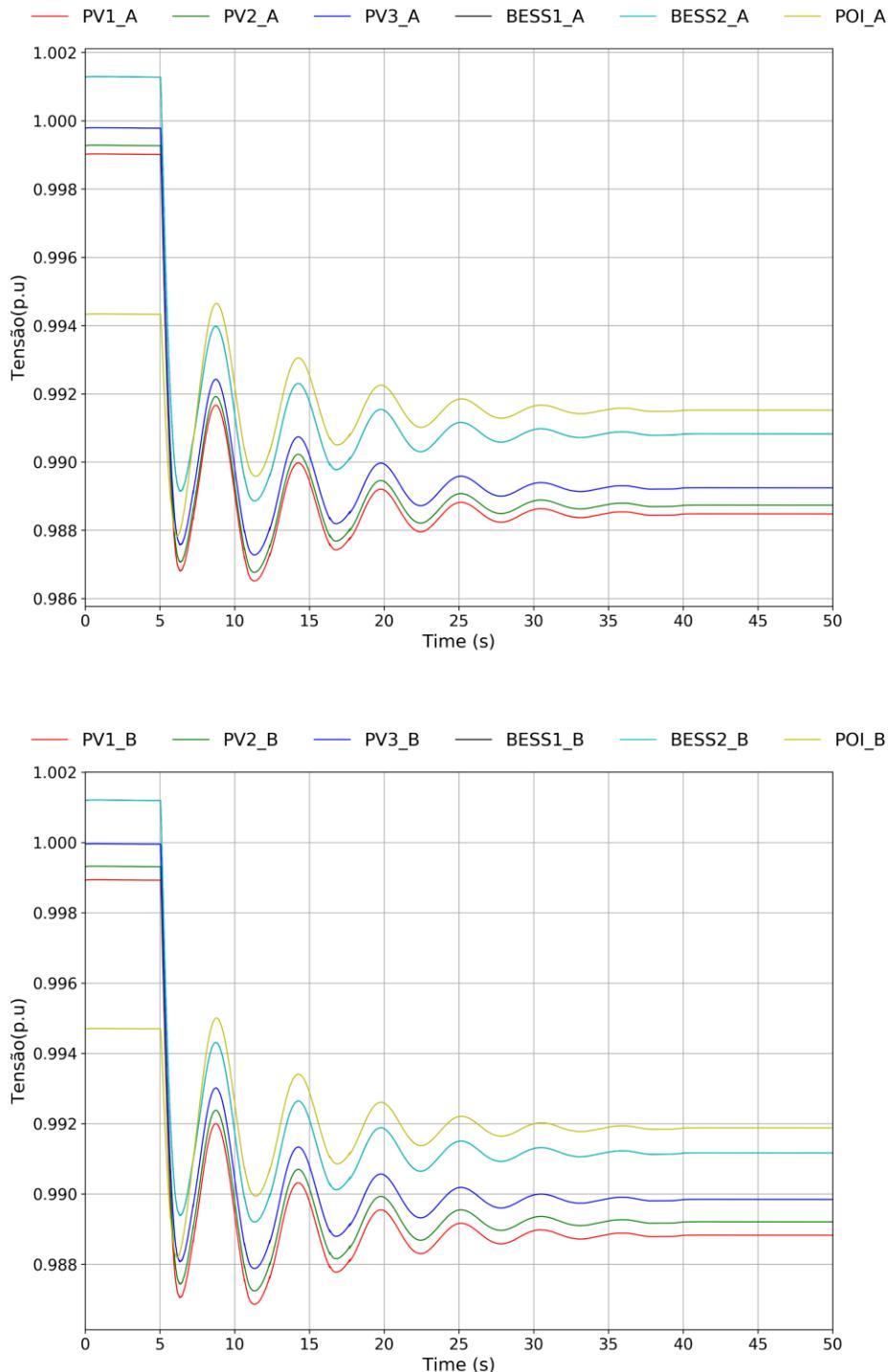


Figura 103. Registo das tensões (em p.u.) medidas: POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B (em baixo), $Q_{set} = -1 \text{ Mvar}$

4.5.3 Controlo de fator de potência

De maneira a simular a resposta da CSFH relativamente ao modo de controlo de fator de potência foi considerada a mudança do *set-point* inicialmente definido pelos PPC para o fator de potência medido nos barramentos do POI. As simulações consideram a mudança do *set-point* para um valor inferior ao valor inicialmente definido no PPC, admitindo um cenário de fator de potência capacitivo e indutivo. É expectável que a mudança do valor do fator de potência para um valor inferior e capacitivo conduza à exportação – ou ao aumento da exportação - de potência reativa da CSFH. Contrariamente, a mudança do valor do fator de potência para um valor inferior e indutivo deverá traduzir-se na importação – ou ao aumento na importação - de potência reativa da CSFH.

Assim, as simulações conduzidas para o controlo do fator de potência foram realizadas considerando a alteração simultânea do parâmetro VAR(L+15) – FP_{set} – dos modelos de PPC responsáveis pelo controlo da sub-rede A e sub-rede B.

4.5.3.1 Resultados – *set-point* de fator potência capacitivo $FP_{set} = 0.9$

Na Figura 104, Figura 105, Figura 106 e Figura 107 são apresentados os resultados referentes aos fator de potência registados nos POI A e B e às respostas de potência ativa, reativa e tensões, respetivamente, registadas nos POI A e B e conversores da sub-redes, depois da mudança no *set-point* fator de potência capacitivo para $FP_{set} = 0.9$ cap..

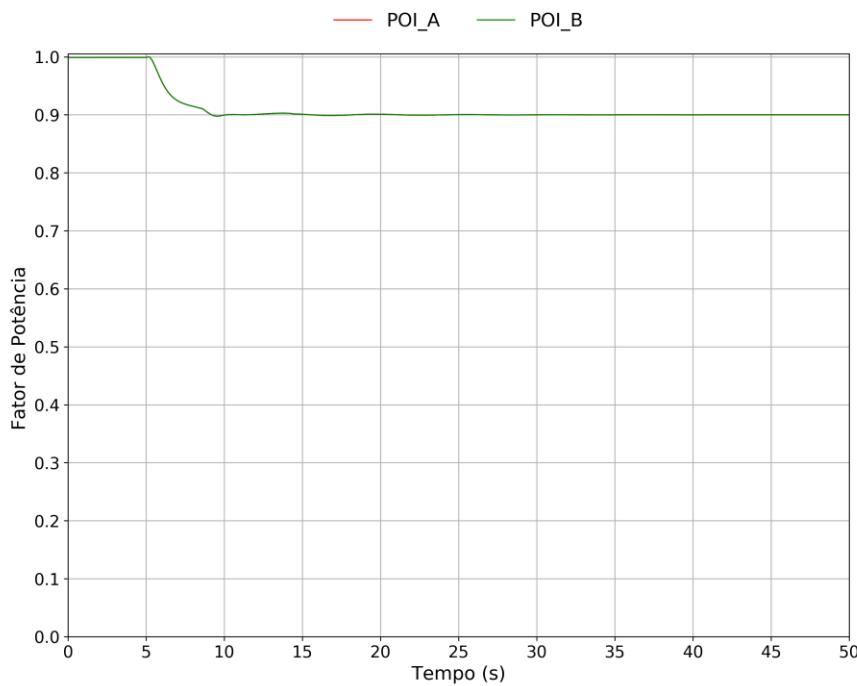


Figura 104. Resultado da evolução do fator de potência capacitivo nos POI A (vermelho) e POI B (verde).

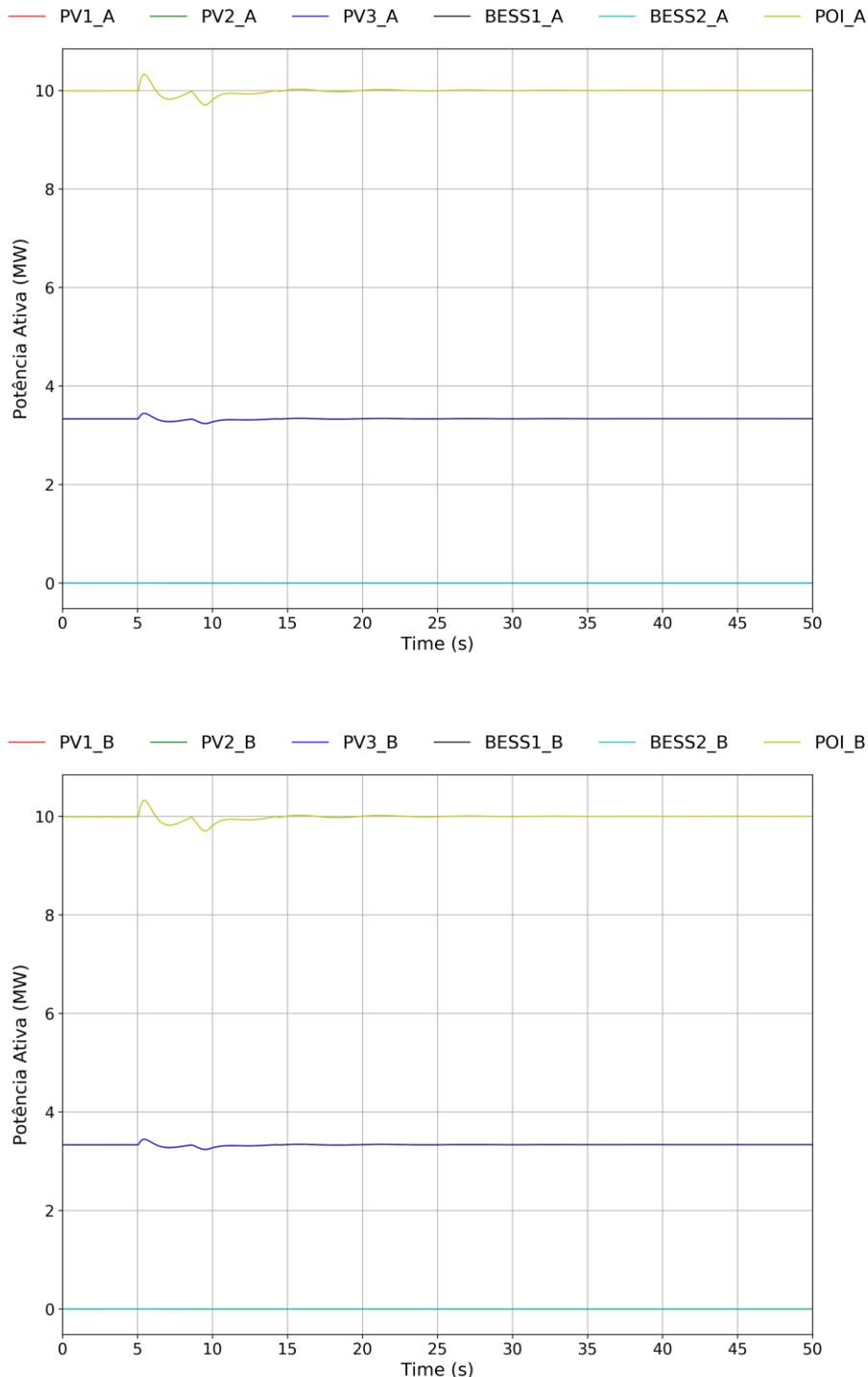


Figura 105. Resposta da potência ativa (em MW): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, $FP = 0.9$ capacitivo

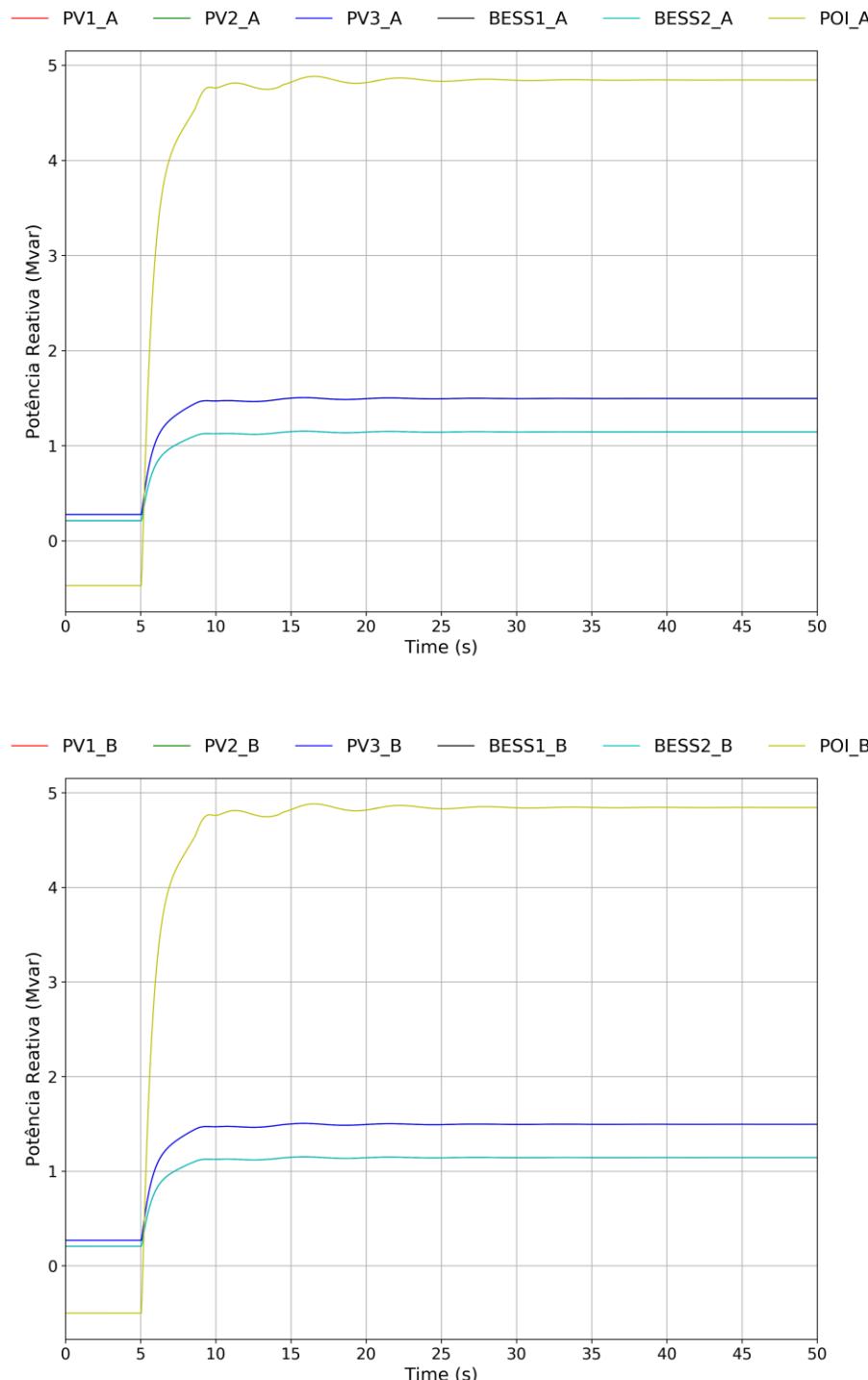


Figura 106. Resposta da potência reativa (em Mvar): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, $FP = 0.9$ capacitivo

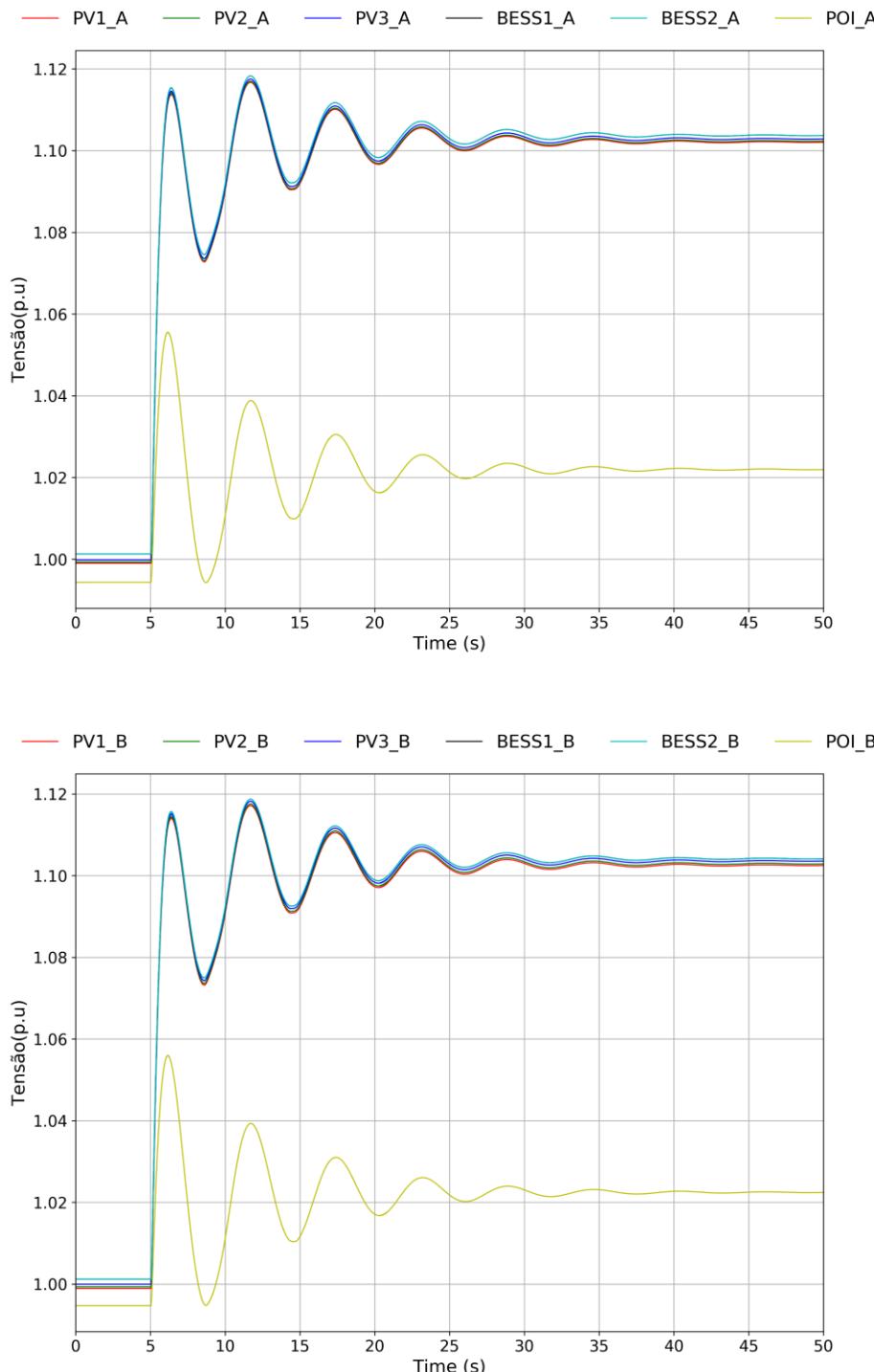


Figura 107. Registo das tensões (em p.u.) medidas: POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B (em baixo), FP = 0.9 capacitivo

4.5.3.2 Resultados – *set-point* de fator potência indutivo $FP_{set} = 0.9$

Na Figura 108, Figura 109, Figura 110 e Figura 111 são apresentados os resultados referentes aos fator de potência registados nos POI A e B e às respostas de potência ativa, reativa e tensões, respetivamente, registadas nos POI A e B e conversores da sub-redes, depois da mudança no *set-point* fator de potência indutivo para $FP_{set} = 0.9$ ind..

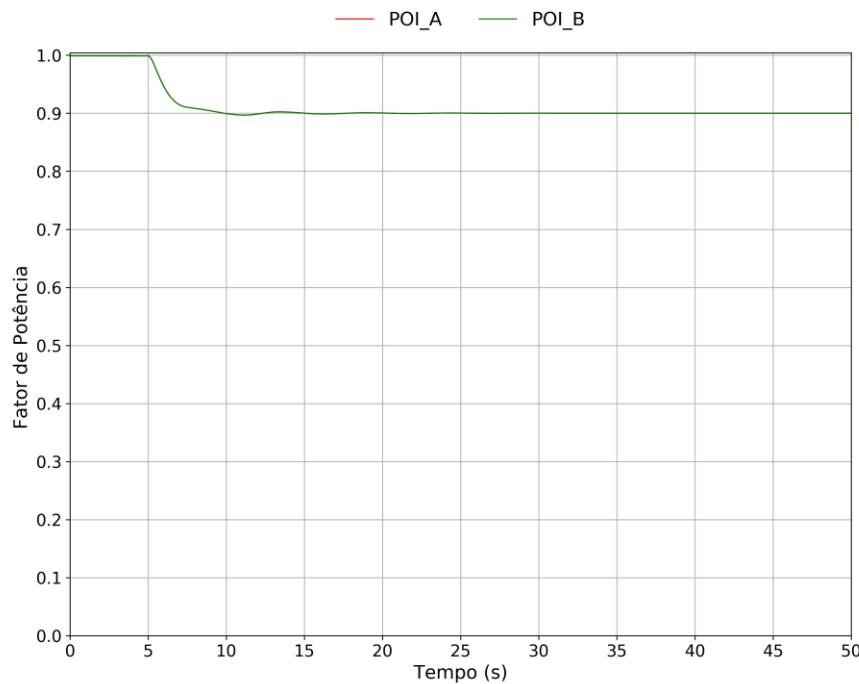


Figura 108. Resultado da evolução do fator de potência indutivo nos POI A (vermelho) e POI B (verde).

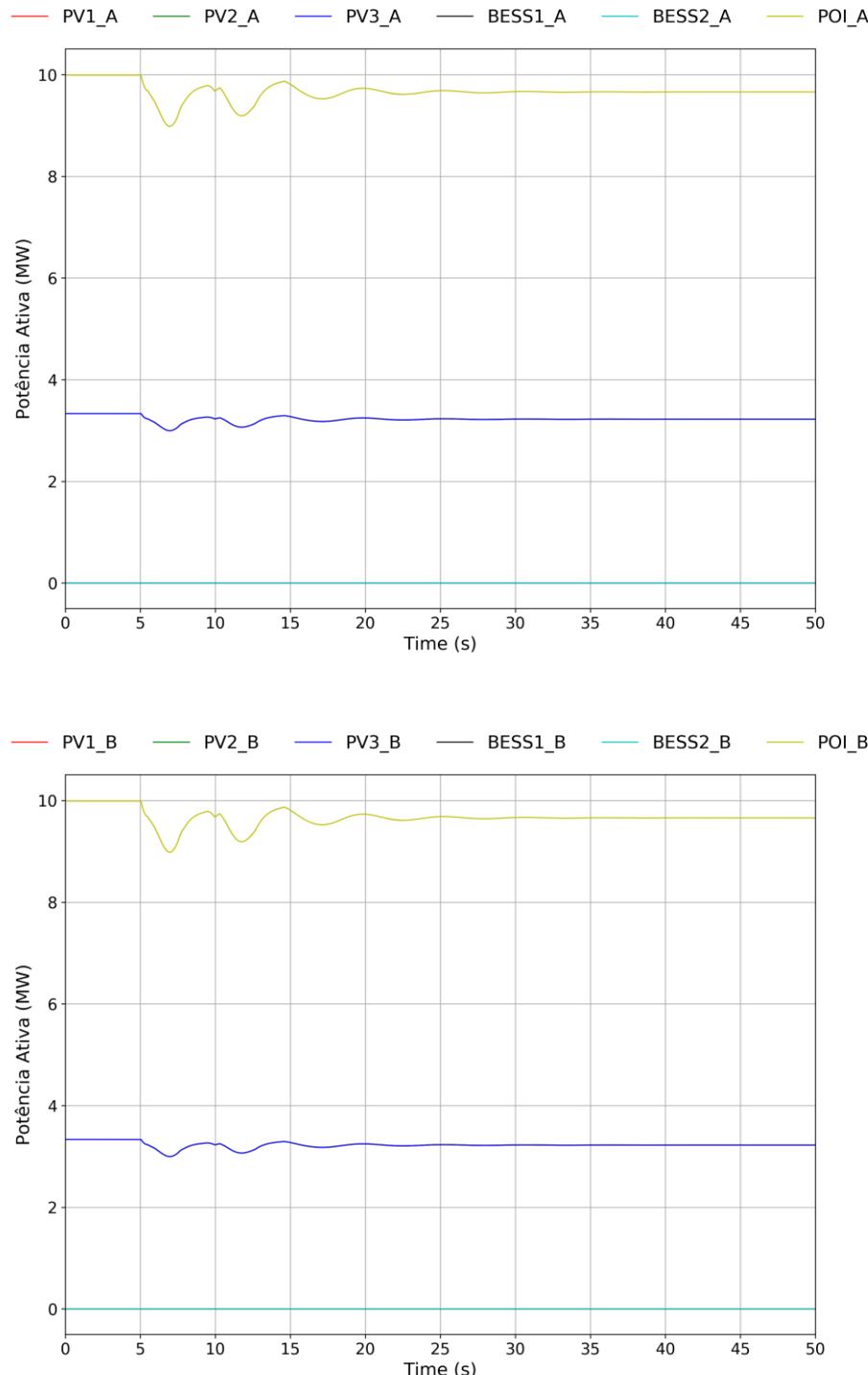


Figura 109. Resposta da potência ativa (em MW): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, $FP = 0.9$ indutivo

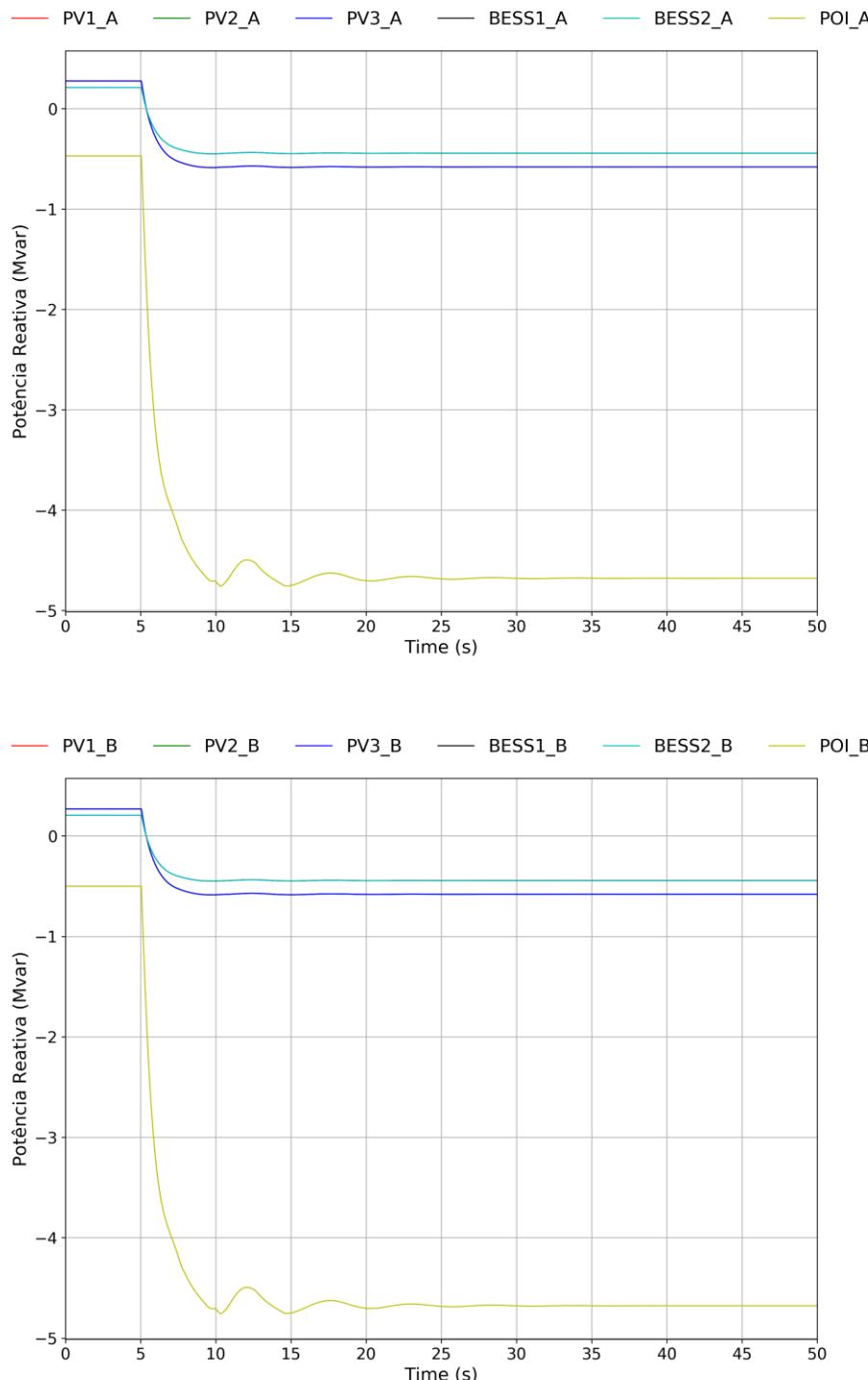


Figura 110. Resposta da potência reativa (em Mvar): POI A e conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e conversores da sub-rede B, $FP = 0.9$ indutivo

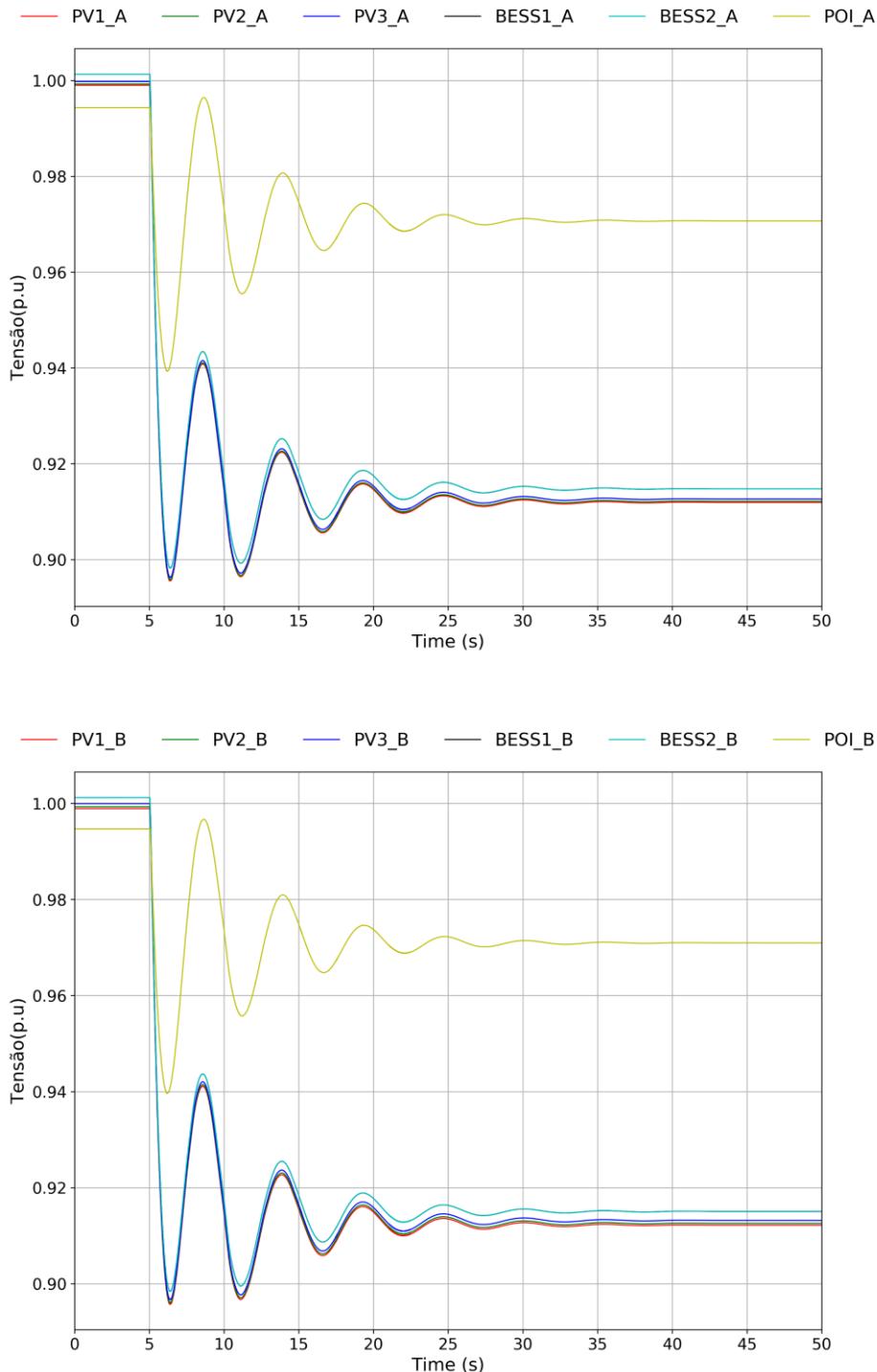


Figura 111. Registo das tensões (em p.u.) medidas: POI A e aos terminais dos conversores da sub-rede A (em cima) e POI B e aos terminais dos conversores da sub-rede B (em baixo), FP = 0.9 indutivo



4.5.4 Análise aos resultados da capacidade de fornecimento automático de potência reativa

Os resultados demonstrados nas subsecções acima (4.5.1 à 4.5.3) permitem concluir que a CSFH é munida da capacidade de fornecimento automático de potência reativa com a integração de um modelo PPC híbrido em cada uma das suas sub-redes, com possibilidade de modulação automática através de três modos distintos de controlo: capacidade de controlo local de tensão, capacidade de controlo de potência reativa e capacidade de controlo de fator de potência.

Os resultados que figuram na subsecção 4.5.1, permitem verificar que a mudança do *set-point* da magnitude da tensão (V_{set}) no POI traduz-se eficazmente num envio de um comando de potência reativa para os conversores da CSFH concordante com o novo valor de V_{set} . Deve ser reforçada a recomendação para que a coordenação da mudança deste *set-point* nos dois POI da CSFH seja cuidadosa para evitar efeitos conflituosos na importação/exportação de reativa da CSFH e consequentes instabilidades nas tensões nos barramentos da rede interna, nomeadamente nos barramentos dos conversores.

Os resultados referentes à capacidade de controlo de potência reativa da subsecção 4.5.2 demonstram que a mudança do *set-point* (Q_{set}) que define a potência reativa no POI conduz a uma resposta concordante por parte dos conversores da CSFH. De igual forma, os resultados referentes à capacidade de controlo do fator de potência provam que a mudança do *set-point* FP_{set} , que define o fator de potência da sub-rede, conduz à evolução da potência reativa no sentido correto (exportação de potência reativa se FP_{set} for capacitivo e importação potência reativa se FP_{set} for indutivo) para se estabilizar num ponto de operação concordante com o fator de potência definido.

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 sobretensões e de injeção e consumo de corrente reativa, respetivamente, 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. Para além disso, foram ainda testados três modos de controlo referentes à modulação do fornecimento automático de potência reativa pela CSFH: controlo local de tensão, controlo de potência reativa e controlo do fator de potência.

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 a sobretensões e de injeção e consumo de corrente reativa durante o defeito, respetivamente. A maximização do consumo de corrente reativa mostrou-se benéfica para conter os fenómenos de sobretensão. No entanto, e como os fenómenos de sobretensões serão provavelmente induzidos nos instantes seguintes à recuperação da tensão após uma cava de tensão, não foram identificados benefícios técnicos claros resultantes da maximização da injeção de corrente reativa durante as cavas de tensão, pelo que se recomenda a utilização de um valor intermédio de 0.5 para parâmetro *FRTArGraNom*.
- Deve ser integrado na arquitetura de controlo da central um PPC híbrido para cada uma das sub-redes de maneira a dispor de capacidade de fornecimento automático de potência reativa, através de três modos distintos de controlo: capacidade de controlo local de tensão, capacidade de controlo de potência reativa e capacidade de controlo de fator de potência. É recomendada a coordenação do controlo local de tensão nos dois POI da CSFH de forma a evitar efeitos conflituosos na importação/exportação de reativa da CSFH e consequentes instabilidades nas tensões nos barramentos da rede interna, nomeadamente nos barramentos dos conversores.

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.
- [3] SMA, "Description of the Fortran Based SMA Hybrid controller model for studies in PSS®E," August 2023.

7 Apêndice

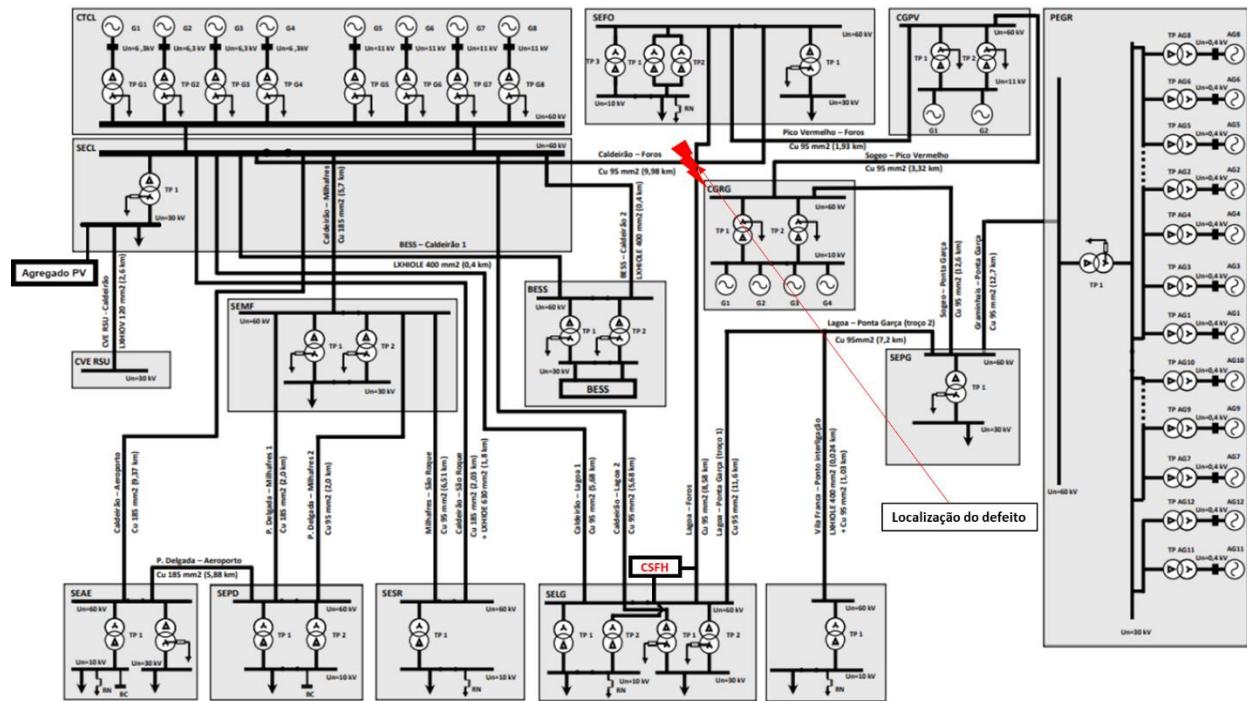


Figura 112. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha de São Miguel.