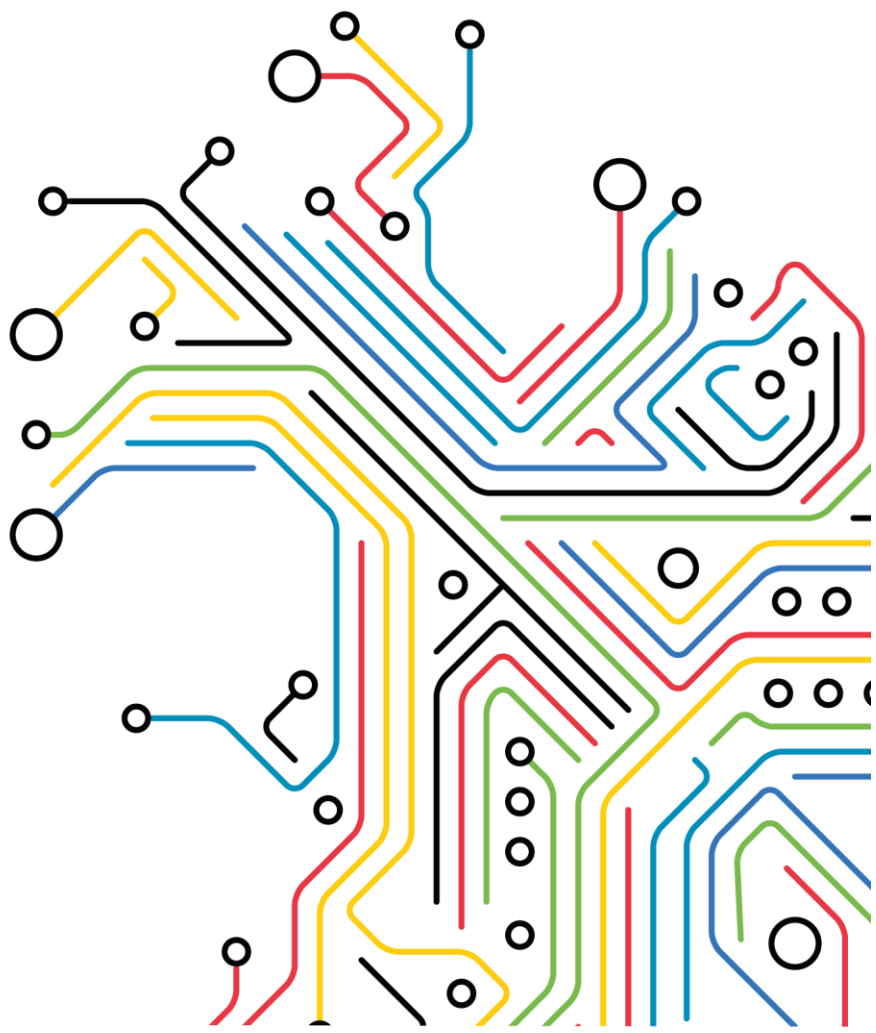




Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 2 MW na ilha de Santa Maria – Configuração B

Julho 2023







Controlo Documental

Identificação Documento

Nome Projeto	Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 2 MW na ilha de Santa Maria – Configuração B
Ordem Interna	PP2022-336
Título Documento	Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 2 MW na ilha de Santa Maria – Configuração B
Título Ficheiro	PV_Santa_Maria_B_FA_2023_VF.pdf

Controlo Versões

Edição	Revisão	Data	Descrição	Revisor
0.1	0	21/07/2023	Versão preliminar 1	Manuel Castro
0.2	1	27/07/2023	Revisão 1	Carlos Moreira
1	2	28/07/2023	Revisão Final	Manuel Castro

Responsável pelo Documento

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



Índice

1	Introdução	8
1.1	Contexto e Objetivos	8
1.2	Estrutura do Documento	8
2	Descrição da Central Solar Fotovoltaica Híbrida	9
2.1	Rede Interna	9
2.2	Breve Caracterização do Modelo de Simulação dos Conversores Solares e do SAE	11
3	Análise em Regime Estacionário	19
3.1	Descrição	19
3.2	Resultados	21
4	Análise em Regime Dinâmico	30
4.1	Cenários de operação	30
4.2	Análise da Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão	32
4.3	Análise da Capacidade de Redução Automática de Potência Ativa Face ao Aumento de Frequência	50
5	Conclusões	62
6	Referências	64
7	Apêndice	64

Índice de Figuras

Figura 1. Esquema da rede elétrica da CSFH, ligada à rede de distribuição e transporte da ilha de Santa Maria no Pol.....	10
Figura 2. Bloco geral (I/O) do modelo dinâmico PV_330_GC46_V100 dos conversores solares [2]	12
Figura 3. Diagrama de blocos do controlo de corrente do inversor SUN2000-330KTL-H1 [2]	13
Figura 4. Diagrama de blocos do módulo de gestão de potência ativa do modelo PV_330_GC46_V100 [2]	14
Figura 5. Controlo de P(f) de histerese [2]	16
Figura 6. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico do conversor associado ao SAE [3].	17
Figura 7. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [3]	18
Figura 8. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo P(f) [3]. ..	19
Figura 9. Curvas características P/Q dos conversores solares (esquerda) e do conversor do SAE (direita) a instalar na CSFH.	20
Figura 10. Curva PQ referente à análise em regime estacionário, em cima com $V_{POI} = 1.0$ p.u., em baixo com $V_{POI} = 0.95$ p.u. – Cenário A.1 no Pol.	23
Figura 11. Curva PQ referente à análise em regime estacionário, em cima com $V_{POI} = 1.0$ p.u., em baixo com $V_{POI} = 0.95$ p.u. – Cenário A.2 no Pol	25
Figura 12. Curva PQ referente à análise em regime estacionário, em cima com $V_{POI} = 1.0$ p.u., em baixo com $V_{POI} = 0.95$ p.u. – Cenário B.1 no Pol.....	27
Figura 13. Curva PQ referente à análise em regime estacionário, em cima com $V_{POI} = 1.0$ p.u., em baixo com $V_{POI} = 0.95$ p.u. – Cenário B.2 no Pol.....	29
Figura 14. Diagrama de carga típico fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).....	31
Figura 15. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 1	33
Figura 16. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 1	34
Figura 17. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 1	34
Figura 18. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 1	35
Figura 19. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – Cenário 1	36
Figura 20. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 1	37
Figura 21. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 2	38
Figura 22. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 2	38
Figura 23. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 2	39
Figura 24. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 2	39
Figura 25. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – Cenário 2	40
Figura 26. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 2	41
Figura 27. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 3	42
Figura 28. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 3	42
Figura 29. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 3	43
Figura 30. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 3	43
Figura 31. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – Cenário 3	44
Figura 32. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 3	45
Figura 33. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 4	46

Figura 34. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 4.	46
Figura 35. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 4.	47
Figura 36. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 4.	47
Figura 37. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – Cenário 4.	48
Figura 38. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 4.	49
Figura 39. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 1.	51
Figura 40. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 1.	51
Figura 41. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 1.	53
Figura 42. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 2.	53
Figura 43. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 2.	54
Figura 44. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 2.	56
Figura 45. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 3.	56
Figura 46. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 3.	57
Figura 47. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 3.	59
Figura 48. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 4.	59
Figura 49. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 4.	60
Figura 50. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 4.	62
Figura 51. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha de Santa Maria e localização do curto-circuito considerado.....	64



Índice de Tabelas

Tabela 1. Parâmetros elétricos dos conversores solares da Huawei do tipo SUN2000-330KTL-H1.....	9
Tabela 2. Parâmetros elétricos do SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage 2660 UP(-US) (SMASC SC 2660 UP(-US)).....	9
Tabela 3. Tabela resumo dos condutores da rede da CSFH.....	10
Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados	11
Tabela 5. Características elétricas dos transformadores considerados	11
Tabela 6. Parametrização do modelo PV_330_GC46_V100 em modo FRT [2].	14
Tabela 7. Parametrização do modelo PV_330_GC46_V100 em modo de estatismo P(f) [2].....	15
Tabela 8. Parametrização do modelo SMASC em modo FRT [3]	17
Tabela 9. Parametrização do modelo SMASC em modo de estatismo P(f) [3].....	18
Tabela 10. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1.....	21
Tabela 11. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no Pol A	24
Tabela 12. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no Pol.....	26
Tabela 13. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no Pol.....	28
Tabela 14. Definição dos cenários de operação.	32

1 Introdução

1.1 Contexto e Objetivos

O trabalho de consultoria técnica apresentado neste relatório tem como principais objetivos a avaliação do impacto resultante da integração de uma central solar fotovoltaica híbrida com potência instalada de 2 MW – configuração B, no sistema eletroprodutor da ilha de Santa Maria, 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 (Eletricidade 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 Santa Maria 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) com a rede de transporte/distribuição da ilha de Santa Maria;
- Análise em regime dinâmico, tendo como objetivo avaliar o comportamento da CSFH relativamente à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de injeção de corrente reativa, e à capacidade de redução automática de potência ativa perante aumentos da frequência da rede.

1.2 Estrutura do Documento

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

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

2 Descrição da Central Solar Fotovoltaica Híbrida

2.1 Rede Interna

O estudo foi realizado com base num projeto preliminar da instalação solar fotovoltaica híbrida disponibilizado pelo promotor. Esta instalação é constituída por 6 inversores *string* solares da *Huawei* do tipo *SUN2000-330KTL-H1* com potência unitária de 330 kW, e 1 conversor associado ao sistema de armazenamento elétrico (SAE) da *SMA* do tipo *Sunny Central Storage 2660 UP(-US)* com potência unitária de 2660 kW (*SMASC SC 2660 UP(-US)*).

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

Tabela 1. Parâmetros elétricos dos conversores solares da *Huawei* do tipo *SUN2000-330KTL-H1*

Parâmetro	Valor
Tensão nominal (kV)	0.8
Sbase (MVA)	0.33
Pmax (MW)	0.33
Pmin (MW)	0
Qmax (Mvar)	0.198
Qmin (Mvar)	-0.198

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

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

Como se pode observar no esquema unifilar da Figura 1, a rede da CSFH é composta por dois níveis de baixa tensão (BT): um com tensão nominal 0.8 kV, associado aos 6 inversores solares e outro com tensão nominal de 0.6 kV referente ao conversor associado ao SAE. Ainda em BT, os conversores solares ligam-se um a um ao barramento coletor através dos condutores CBL-PV01 a CBL-PV06, que por sua vez se liga ao barramento de BT do transformador elevador 0.8/10kV, através de 5 ligações paralelas do cabo CBL-PV2. O conversor associado ao SAE liga-se ao diretamente ao barramento de BT do transformador elevador de 0.6/10 kV. Do lado MT, os conversores convergem num barramento coletor que se liga ao Ponto de Interligação (Pol), através de um cabo subterrâneo de curta extensão (CBL-POI). O ponto designado para a ligação desta instalação constitui uma nova subestação/barramento novo a ser construído e que se liga

[illegible]

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

Nome	Distância (m)	Tipo de condutor
CBL-PV01	225	XLPE 4 Cu 185
CBL-PV02	200	
CBL-PV03	150	
CBL-PV04	150	
CBL-PV05	150	
CBL-PV06	50	
CBL-PV2 (5)	5 x 50	XLPE 4 Cu 400
CBL-PV1	375	XHIOV 3x70 6/10kV ¹

10

CBL-POI	50	XHIOV 3x120 6/10kV ²
CBL-UTL	500	

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

Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados

Condutor	R (Ω /km)	X (Ω /km)	B (S/km)
XLPE 4 Cu 185	0.064	0.071	1.687×10^{-4}
XLPE 4 Cu 400	0.128	0.073	1.725×10^{-4}
XHIOV 3x70 6/10kV	0.342	0.110	9.079×10^{-5}
XHIOV 3x120 6/10kV	0.196	0.101	1.109×10^{-4}

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_PV	10/0.8	3.3	7.0
TF_BEES	10/0.6	2.66	8.5

2.2 Breve Caracterização do Modelo de Simulação dos Conversores Solares e do 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 disponibilizado pela Huawei e do conversor associado ao SAE disponibilizado pela SMA, fabricantes escolhidos pelo promotor.

O modelo dinâmico adotado para os inversores *string* solares da Huawei do tipo SUN2000-330KTL-H1 é o “PV_330_GC46_V100” [2] para simulação no PSS/E®. Por sua vez, o modelo dinâmico adotado para o conversor do SAE da SMA é da geração G, do tipo SMA SC 2660 UP(-US) [3] para simulação no PSS/E®.

2.2.1 Modelo de simulação dos conversores solares

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

² Nexans – 6.35/11 (12) kV, Three core armoured copper conductors, 120 mm²

O modelo dinâmico *PV_330_GC46_V100* dos conversores *SUN2000-330KTL-H1* é do tipo “caixa negra” em que se conhecem as entradas e saídas do mesmo, como se pode observar na Figura 6. O modelo tem diversas componentes:

1. Malha de sincronismo de fase (PLL) e medição de sinais;
2. Paine PV, controlo de tensão DC e MPPT;
3. Controlo de corrente ativa e reativa;
4. Mecanismo de suporte à rede durante cavas e picos de tensão (*Voltage Ride Through*);
5. Proteções de sobre e sub-tensões e de sobre e sub-frequências;
6. Controlo de resposta à frequência;
7. Controlo do circuito principal de abertura e fecho.

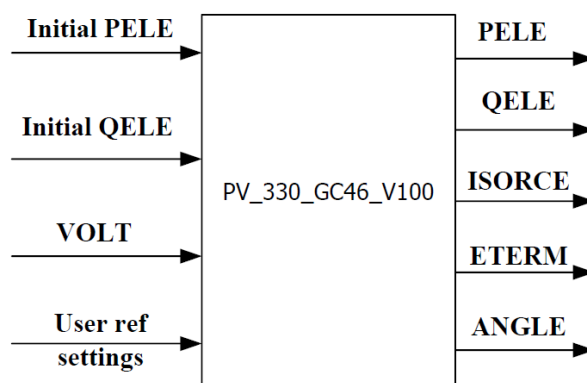


Figura 2. Bloco geral (I/O) do modelo dinâmico *PV_330_GC46_V100* dos conversores solares [2]

O modelo *PV_330_GC46_V100* apresenta também 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:

- **Mecanismo de suporte à rede durante cavas e picos de tensão (ou modo FRT)** – controlo de injeção corrente, durante cavas de tensão ou picos de tensão (no manual [2], *Voltage ride through*);
- **Gestão de potência reativa, redução de sobre-frequência (ou modo de estatismo $P(f)$)** – controlo de potência ativa, modo potência ativa dependente da frequência $P(f)$ (no manual [2], *Over frequency derating*).

2.2.1.1 Modo FRT do modelo *PV_330_GC46_V100*

O bloco de controlo de corrente representado na Figura 3 converte os sinais de referência de potência ativa (P_{ref}) e reativa (Q_{ref}) nas referências de corrente ativa (I_d) e corrente reativa (I_q), respetivamente, dividindo-os pela tensão aos terminais do inversor. Estes sinais são depois verificados relativamente aos limites pré-definidos tendo em conta se foi dada prioridade à potência ativa ou reativa no sistema de gestão de potência.

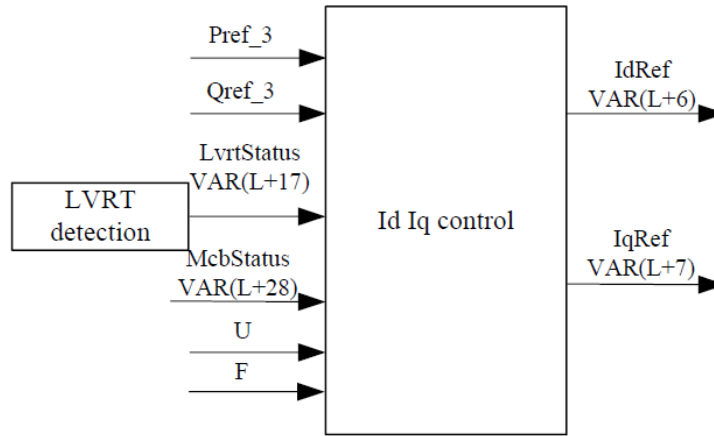


Figura 3. Diagrama de blocos do controlo de corrente do inversor SUN2000-330KTL-H1 [2]

O input e bloco “LVRT detection” do bloco de controlo de corrente do modelo do inversor representado na Figura 3, é responsável pela deteção de uma cava de tensão e ativação da entrada do modelo em modo FRT. O inversor entra assim no **modo FRT** quando a tensão medida aos seus terminais do atinge uma tensão pré-definida pelo parâmetro *LvrtThres* (*Low Voltage Threshold*). Quando opera neste modo, o comando de controlo de corrente do inversor é dado pelo módulo de gestão FRT que substitui o controlo de gestão de potência e define as correntes Id e Iq a injetar na rede de acordo com a estratégia pré-definida, de entre duas possíveis: prioridade à injeção de corrente ativa ou prioridade à injeção de corrente reativa.

Em função dos requisitos estabelecidos pelo operador de rede local, é seleccionada a estratégia que prioriza a injeção de corrente reativa durante a cava de tensão.

Para tal, o parâmetro *LVRTMode* da Tabela 6 é definido a 0, passando esta a ser gerida de acordo com a equação (1), onde I_{q0} é o valor médio pré-defeito medido durante 1.0s da corrente reativa:

$$I_{qref} = \Delta I_q + I_{q0} \quad (1)$$

Na equação (1), ΔI_q representa a corrente reativa adicional calculada pela equação (2), onde U_0 é a média da tensão pré-defeito durante 1.0s, k representa o rácio entre a corrente reativa adicional e a magnitude da cava de tensão aos terminais do conversor, U_{pu} representa a tensão da rede durante o defeito e I_N representa a corrente nominal do conversor:

$$\Delta I_q = k \times (U_0 - U_{pu}) \times I_N \quad (2)$$

Tabela 6. Parametrização do modelo PV_330_GC46_V100 em modo FRT [2].

Parâmetro	Descrição	Intervalo de valores	Valor utilizado
$Pmode$	Modo estatismo P(f):	0: Seguir Pref sem controlo P(f) 1: Seguir MPP sem controlo P(f) 2: Seguir Pref com controlo P(f) 3: Seguir MPP com controlo P(f)	0
$LVRTswitch$	Interruptor FRT	0: modo FRT ativado 1: modo FRT desativado	1
$LVRTIqMode$	Modo FRT Iq	0: Iq definida a zero no momento de recuperação após cava de tensão 1: Iq definida para valor pré-defeito no momento de recuperação após cava de tensão	1
$LVRTMode$	Modo LVRT	0: Modo prioridade à corrente reativa 1: Modo prioridade à corrente ativa	0
$LvrtThres$ (V)	Limites de tensão para entrar em modo FRT	0.5.Vn a 1.0.Vn	650
$LvrtIqK$	Ganho k de Iq no modo FRT	0 a 10	Variável com o estudo

Nos estudos apresentados na secção 4.2 (análise à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão), a parametrização utilizada está de acordo com a Tabela 6, alterando-se apenas o valor do parâmetro $LvrtIqK$ de acordo com o caso de estudo.

2.2.1.1 Modo estatismo P(f) do modelo PV_330_GC46_V100

O módulo de gestão de potência ativa do modelo PV_330_GC46_V100 representado na Figura 4, inclui um controlo separado para sobre-frequência da rede, **modo estatismo P(f)**.

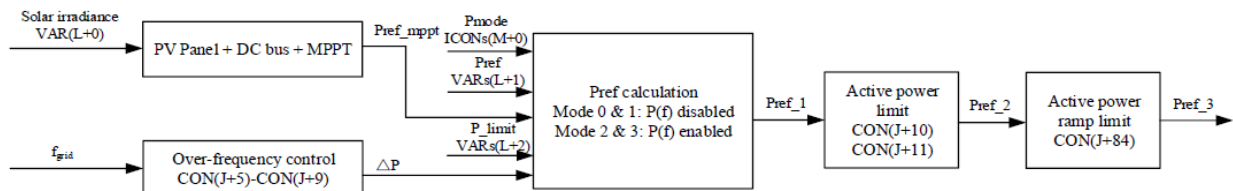


Figura 4. Diagrama de blocos do módulo de gestão de potência ativa do modelo PV_330_GC46_V100 [2]

Com o **modo de estatismo P(f)** ativado (ver Tabela 7), os conversores solares 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 5. O modo de estatismo $P(f)$ é ativado através do parâmetro $Pmode$ e o controlo por histerese definido pelo parâmetro $HystEna$. Neste modo de controlo de sobre-frequência com $Pmode = 2$ e $HystEna = 1$, a potência ativa reduz de acordo com a parametrização escolhida na Tabela 7 e referente à curva da Figura 5. Assim o controlo de sobre-frequência entra em operação quando a frequência da rede está acima do parâmetro, $HzStr$. A potência ativa é depois reduzida até o valor definido em percentagem da potência máxima pelo parâmetro $PfreqStopP$, se a frequência exceder o valor definido no parâmetro $PfreqStopF$. O controlo de sobre-frequência reinicia automaticamente quando a frequência recupera para o ponto definido pelo parâmetro $HzStop$ e a potência ativa recupera com base no gradiente definido pelo parâmetro $PfreqRampBackRate$.

Tabela 7. Parametrização do modelo PV_330_GC46_V100 em modo de estatismo $P(f)$ [2]

Parâmetro	Descrição	Intervalo de valores	Valor utilizado
$Pmode$	Modo estatismo $P(f)$:	0: Seguir Pref sem controlo $P(f)$ 1: Seguir MPP sem controlo $P(f)$ 2: Seguir Pref com controlo $P(f)$ 3: Seguir MPP com controlo $P(f)$	2
$HystEna$	Controlo $P(f)$ de histerese	0: ativado 1: desativado	1
$HzStr$ (Hz)	Frequência de início do controlo $P(f)$	0.80.Fn a 1.20.Fn	50.5 Hz
$PfreqStopF$ (Hz)	Frequência de paragem do controlo $P(f)$	0.80.Fn a 1.20.Fn	51.2 Hz
$PfreqStopP$ (%)	Percentagem da Potência máxima no ponto de frequência de paragem do controlo $P(f)$	0.0 a 100.0	Variável com estudo
$HzStop$ (Hz)	Frequência de recuperação do controlo $P(f)$ de histerese	0.80.Fn a 1.20.Fn	49 Hz
$PfreqRampBackRate$ (%/min)	Rampa de recuperação de P no controlo $P(f)$, percentagem da Potência máxima	1 a 6000	10

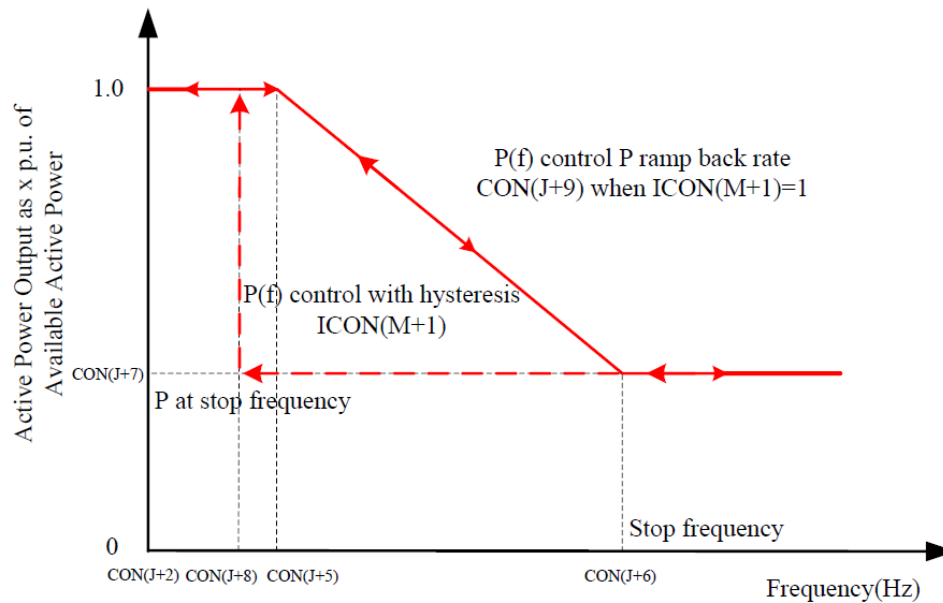


Figura 5. Controle de $P(f)$ de histerese [2]

Nos estudos apresentados na secção 4.3 (análise à capacidade de redução automática de potência ativa face ao aumento de frequência), a parametrização utilizada está de acordo com a Tabela 7 e em que se variou o valor do parâmetro $PfreqStopP$.

2.2.2 Modelo de simulação do conversor associado ao SAE

De seguida, é apresentada uma breve descrição do modelo dinâmico do conversor associado ao SAE 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 conversor SMASC é do tipo “caixa negra” em que apenas se conhecem as entradas e saídas do mesmo, como se pode observar na Figura 6. 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 (i_d e i_q), que são usados para calcular a corrente injetada na rede através do bloco T, representadas nas suas componentes real (RE(ISORCE(I))) e imaginária (IM(ISORCE(I))) aos terminais do gerador.

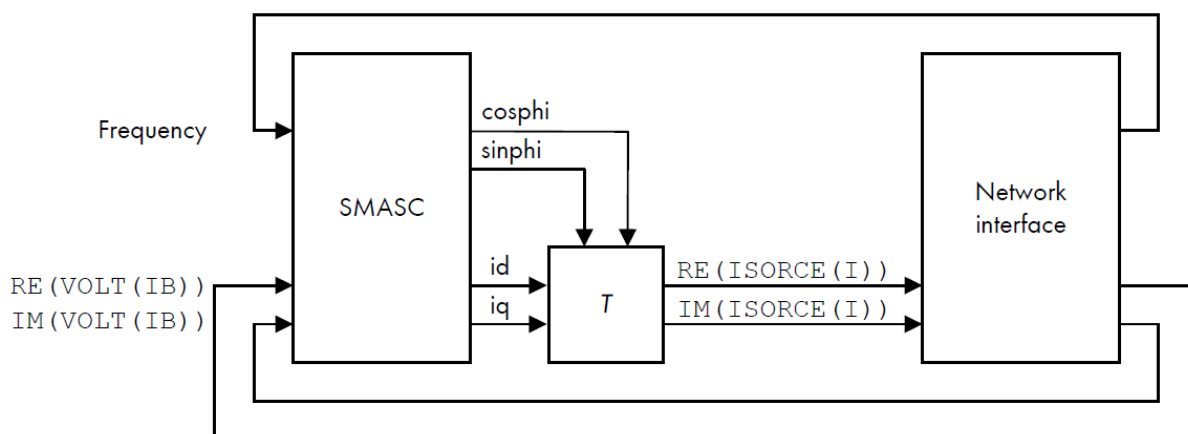


Figura 6. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico do conversor associado ao SAE [3].

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

- **Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão (ou modo FRT)** – controlo de potência reativa, suporte dinâmico à rede durante cavas de tensão (no manual [3], *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 [3], *Active power control, Frequency-dependent active power $P(f)$*).

Relativamente ao **modo FRT**, estando ativo “modo FRT completo” no conversor (ver Tabela 8), este apresenta capacidade de injeção de corrente ativa ou corrente reativa na rede de acordo com o parâmetro $FRTArGraNom$ (na Figura 7, $DGSArGraNom$). Se este parâmetro for 0, o conversor apenas injeta corrente ativa na rede. Se for maior que 0, o conversor injeta corrente reativa de acordo com a curva da Figura 7. Nos estudos apresentados na secção 4.2 (análise à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão), a parametrização utilizada está de acordo com a Tabela 8, alterando-se apenas o valor do parâmetro $FRTArGraNom$ de acordo com o caso de estudo.

Tabela 8. Parametrização do modelo SMASC em modo FRT [3]

Parâmetro	Descrição	Intervalo de valores	Valor utilizado
$FRTMod$	Modo FRT utilizado	0: modo FRT limitado 1: modo FRT completo	1

$FRTArGraNom$	Fator de injeção de corrente reativa $K = \Delta I_q / \Delta U$	0 a 10 (até 2 para redes mais frágeis)	Variável de acordo com o caso de estudo
$DBVolNomMin$ (p.u.)	Banda morta de detecção de subtensão	0 a 1	0.2
$DBVolNomMin$ (p.u.)	Banda morta de detecção de sobretensão	0 a 1	0.25

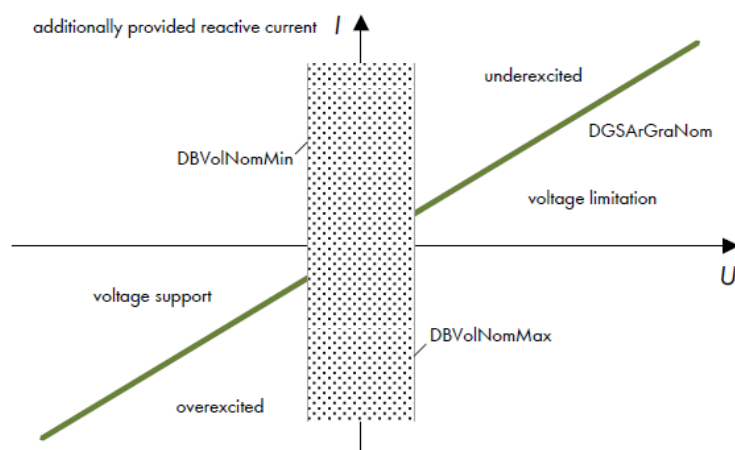


Figura 7. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [3]

Com o **modo de estatismo P(f)** ativado (ver Tabela 9), 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 8. Nos estudos apresentados na secção 4.3 (análise à capacidade de redução automática de potência ativa face ao aumento de frequência), a parametrização utilizada está de acordo com a Tabela 9 e em que se variou o valor do parâmetro PWGra.

Tabela 9. Parametrização do modelo SMASC em modo de estatismo P(f) [3]

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

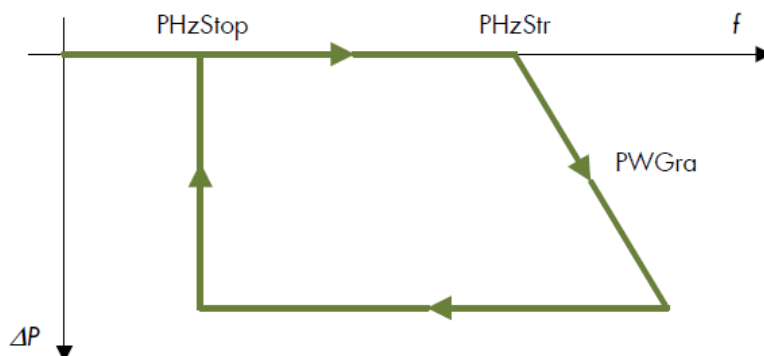


Figura 8. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo $P(f)$ [3].

3 Análise em Regime Estacionário

3.1 Descrição

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

Os estudos levados a cabo tiveram em consideração as curvas PQ dos conversores solares da Huawei do tipo *SUN2000-330KTL-H1* e conversor acoplado ao SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage UP(-US) 2660 (*SMASC 2660 UP(-US)*) para os níveis de tensão nominal (1 p.u.) e de 0.95 p.u. aos seus terminais, e que são apresentadas na Figura 9. 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 do conversor de acoplamento do SAE à rede da CSFH.

Assim, a respetiva análise consistiu em realizar diversos estudos de trânsito de potências, considerando os pontos de operação definidos nas curvas da Figura 9 e admitindo a tensão na interface entre a CSFH e a rede nos valores de 0.95 e 1 p.u.. Para efeitos da análise que seguidamente se descreve, foi considerado que a CSFH se liga à rede pública numa nova subestação/barramento coletor, localizado a cerca de 0.5 km da SEAR e que se designou como o Pol. Tal como anteriormente esquematizado na Figura 1, a CSFH engloba um conjunto de 6 conversores solares e 1 conversor associado ao SAE.

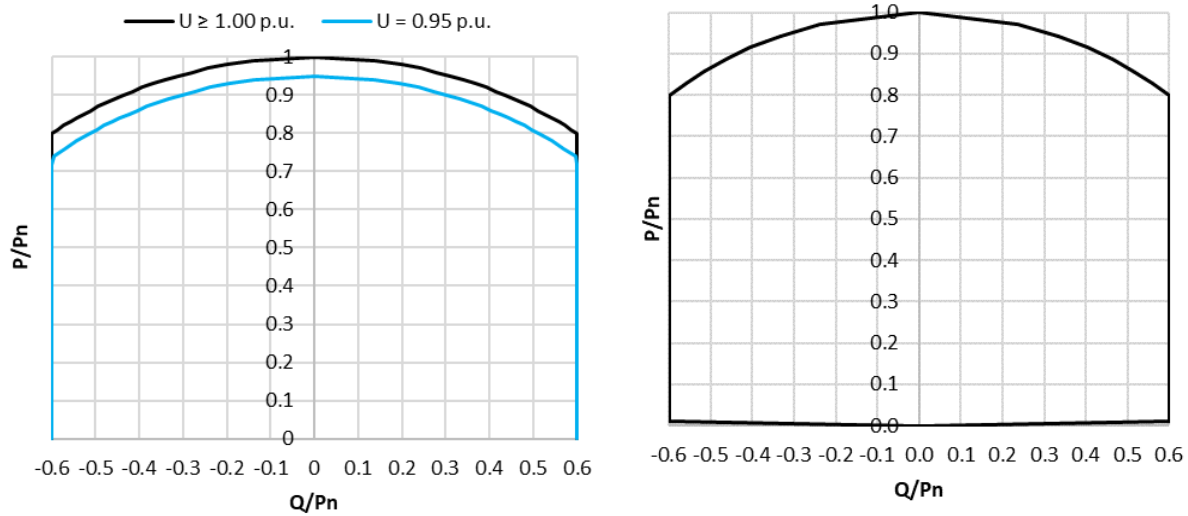


Figura 9. Curvas características P/Q dos conversores solares (esquerda) e do conversor do SAE (direita) a instalar na CSFH.

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

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

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

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

3.2 Resultados

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

Os resultados das respetivas análises são apresentados sobre a forma de tabela, onde P_0 e Q_0 representam os pontos de operação definidos na Figura 9, enquanto que P_{PL} e Q_{PL} representam o trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH à rede elétrica da ilha de Santa Maria e P_{adj} e Q_{adj} representam os pontos de operação da curva PQ ajustada (caso necessário), considerando valores de tensão no ponto de ligação à rede de 0.95 e 1 p.u.. Os resultados são esquematizados nas curvas PQ apresentadas nesta secção, onde a curva a verde representa o trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação (P_{PL} e Q_{PL}), a curva a azul representa os pontos de operação definidos tendo por base a Figura 9 (P_0 e Q_0) e a curva azul a tracejado representa os pontos de operação definidos na curva PQ ajustada. Os valores são apresentados em p.u. na base de 2 MW.

3.2.1 Cenário A.1

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

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa (P_0 e Q_0) correspondem aos conversores solares em operação no cenário A.1 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 2 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH (P_{PL} e Q_{PL}), são apresentados em p.u. com a mesma base.

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

$V = 1.0 \text{ p.u.}$				$V = 0.95 \text{ p.u.}$			
P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}	P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}
0.000	0.594	-0.005	0.579	0.000	0.594	-0.006	0.577
0.792	0.594	0.778	0.550	0.693	0.594	0.680	0.552
0.802	0.580	0.788	0.536	0.713	0.594	0.700	0.551
0.812	0.566	0.798	0.522	0.733	0.590	0.719	0.546
0.822	0.552	0.808	0.508	0.752	0.564	0.739	0.520
0.832	0.538	0.818	0.493	0.772	0.537	0.759	0.492
0.842	0.522	0.828	0.477	0.792	0.507	0.778	0.462
0.851	0.505	0.838	0.460	0.802	0.491	0.788	0.446
0.861	0.488	0.848	0.443	0.812	0.475	0.798	0.431



0.871	0.470	0.857	0.426	0.822	0.457	0.808	0.413
0.881	0.451	0.867	0.407	0.832	0.440	0.818	0.395
0.891	0.432	0.877	0.387	0.842	0.420	0.828	0.375
0.901	0.411	0.887	0.366	0.851	0.400	0.838	0.355
0.911	0.388	0.897	0.343	0.861	0.378	0.848	0.333
0.921	0.364	0.907	0.319	0.871	0.354	0.857	0.309
0.931	0.338	0.917	0.292	0.881	0.329	0.867	0.283
0.941	0.309	0.927	0.264	0.891	0.301	0.877	0.256
0.950	0.277	0.936	0.232	0.901	0.270	0.887	0.225
0.960	0.241	0.946	0.195	0.911	0.235	0.897	0.189
0.970	0.197	0.956	0.151	0.921	0.192	0.907	0.146
0.980	0.140	0.966	0.093	0.931	0.136	0.917	0.089
0.990	0.000	0.976	-0.047	0.941	0.000	0.926	-0.047
0.990	0.000	0.976	-0.047	0.941	0.000	0.926	-0.047
0.980	-0.140	0.966	-0.187	0.931	-0.136	0.916	-0.183
0.970	-0.197	0.956	-0.245	0.921	-0.192	0.906	-0.240
0.960	-0.241	0.946	-0.289	0.911	-0.235	0.896	-0.283
0.950	-0.277	0.936	-0.325	0.901	-0.270	0.886	-0.319
0.941	-0.309	0.926	-0.357	0.891	-0.301	0.876	-0.350
0.931	-0.338	0.916	-0.386	0.881	-0.329	0.866	-0.378
0.921	-0.364	0.906	-0.413	0.871	-0.354	0.856	-0.403
0.911	-0.388	0.896	-0.437	0.861	-0.378	0.846	-0.427
0.901	-0.411	0.886	-0.460	0.851	-0.400	0.836	-0.449
0.891	-0.432	0.876	-0.481	0.842	-0.420	0.826	-0.469
0.881	-0.451	0.866	-0.501	0.832	-0.440	0.816	-0.489
0.871	-0.470	0.856	-0.520	0.822	-0.457	0.807	-0.507
0.861	-0.488	0.846	-0.538	0.812	-0.475	0.797	-0.525
0.851	-0.505	0.836	-0.555	0.802	-0.491	0.787	-0.541
0.842	-0.522	0.826	-0.571	0.792	-0.507	0.777	-0.557
0.832	-0.538	0.816	-0.587	0.772	-0.537	0.757	-0.587
0.822	-0.552	0.806	-0.602	0.752	-0.564	0.737	-0.615
0.812	-0.566	0.797	-0.616	0.733	-0.590	0.717	-0.641
0.802	-0.580	0.787	-0.630	0.713	-0.594	0.698	-0.643
0.792	-0.594	0.777	-0.644	0.693	-0.594	0.678	-0.642
0.000	-0.594	-0.006	-0.611	0.000	-0.594	-0.006	-0.614

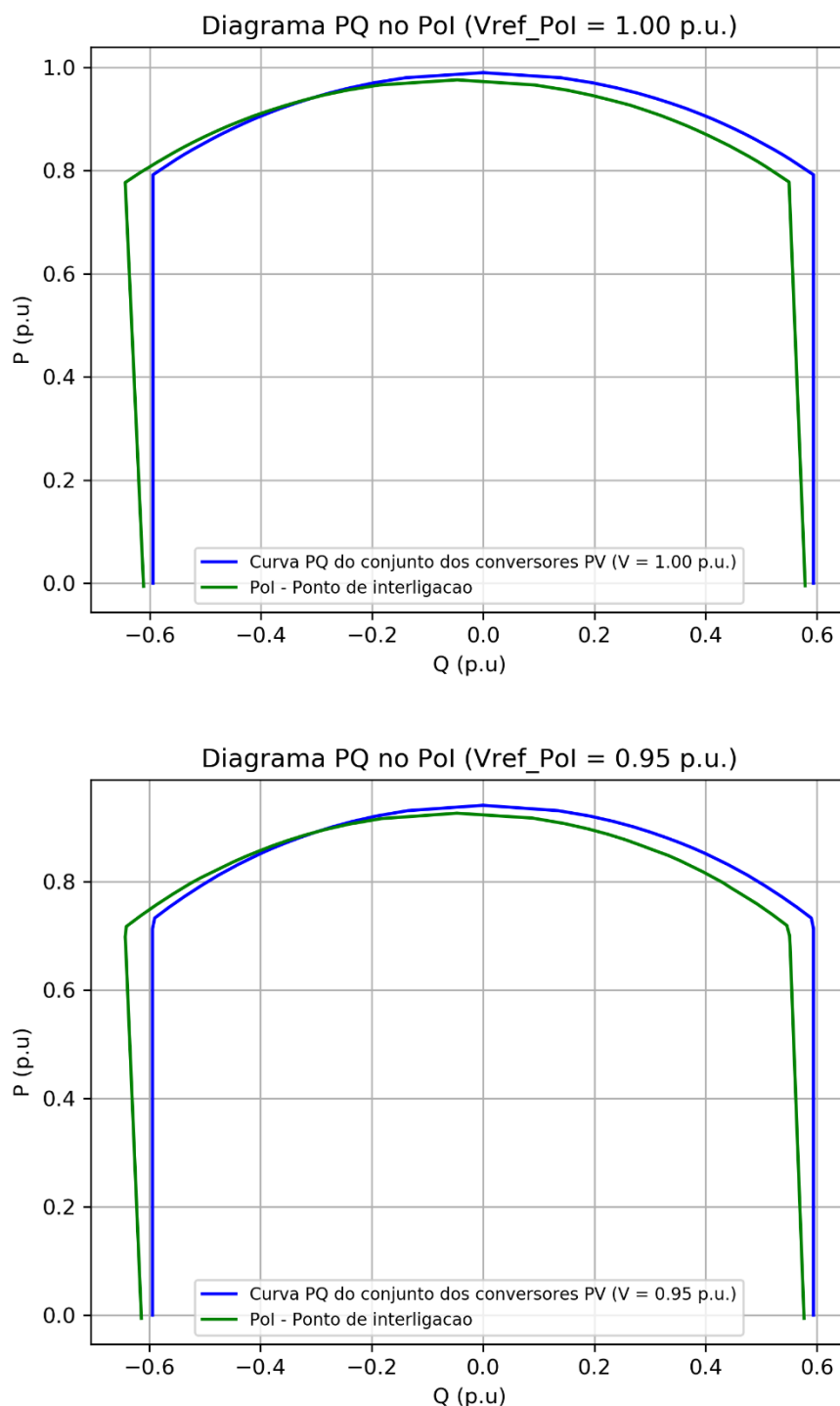


Figura 10. Curva PQ referente à análise em regime estacionário, em cima com $V_{Pol} = 1.0 \text{ p.u.}$, em baixo com $V_{Pol} = 0.95 \text{ p.u.}$ – Cenário A.1 no Pol.

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

3.2.2 Cenário A.2

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

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

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

$V = 1.0 \text{ p.u.}$				$V = 0.95 \text{ p.u.}$					
P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}	P_0	Q_0	P_{adj}	Q_{adj}	P_{PL}	Q_{PL}
0.000	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002
0.013	0.798	0.013	0.763	0.013	0.798	0.013	0.798	0.013	0.759
1.064	0.798	1.063	0.697	1.064	0.798	1.064	0.798	1.063	0.686
1.103	0.745	1.102	0.643	1.103	0.745	1.103	0.745	1.101	0.632
1.140	0.686	1.138	0.583	1.140	0.686	1.140	0.686	1.138	0.573
1.178	0.617	1.177	0.514	1.178	0.617	1.178	0.617	1.177	0.504
1.216	0.540	1.215	0.435	1.216	0.540	1.216	0.540	1.215	0.424
1.254	0.443	1.254	0.338	1.254	0.443	1.254	0.443	1.254	0.326
1.291	0.317	1.291	0.209	1.291	0.317	1.291	0.317	1.291	0.197
1.330	0.000	1.329	-0.112	1.330	0.000	1.330	0.000	1.329	-0.125
1.330	0.000	1.329	-0.112	1.330	0.000	1.330	0.000	1.329	-0.125
1.291	-0.317	1.291	-0.433	1.291	-0.317	1.291	-0.317	1.290	-0.447
1.254	-0.443	1.254	-0.562	1.254	-0.443	1.254	-0.443	1.253	-0.577
1.216	-0.540	1.215	-0.660	1.216	-0.540	1.216	-0.540	1.215	-0.675
1.178	-0.617	1.177	-0.740	1.178	-0.617	1.178	-0.617	1.177	-0.755
1.140	-0.686	1.138	-0.809	1.140	-0.686	1.140	-0.669	1.138	-0.805
1.103	-0.745	1.101	-0.869	1.103	-0.745	1.103	-0.672	1.101	-0.801
1.064	-0.798	1.063	-0.923	1.064	-0.798	1.064	-0.674	1.063	-0.798
0.013	-0.798	0.013	-0.841	0.013	-0.798	0.013	-0.708	0.013	-0.746
0.000	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002

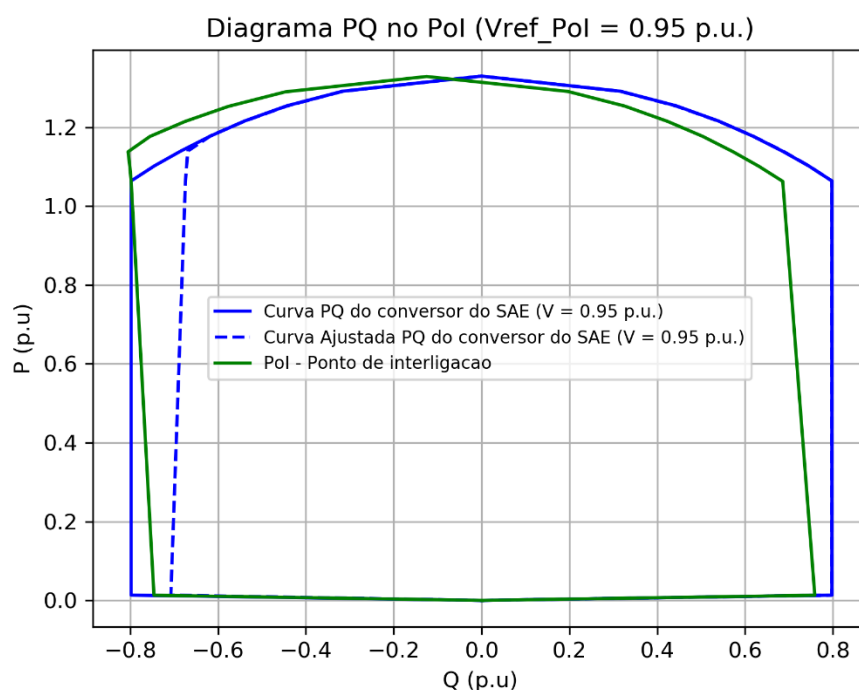
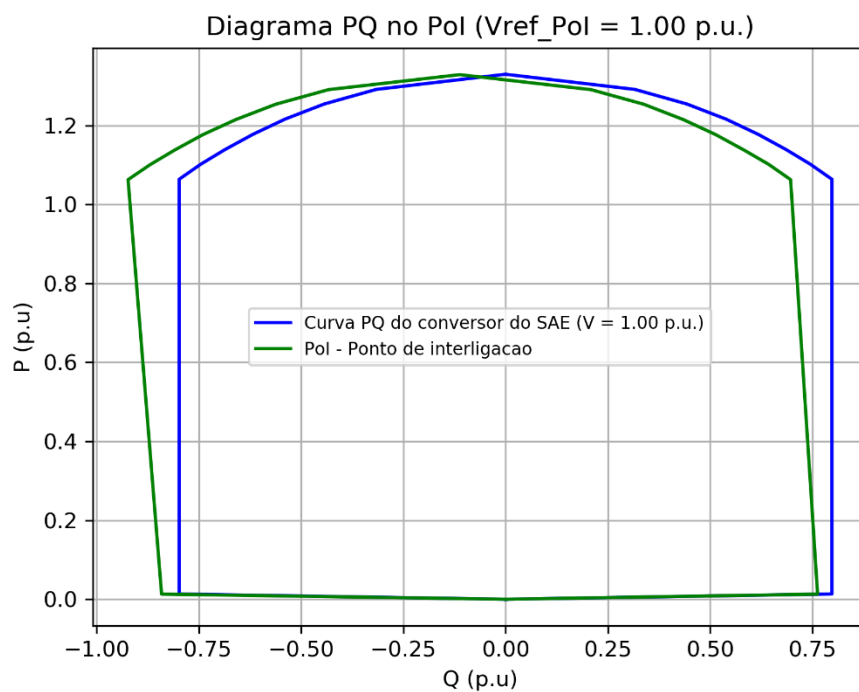


Figura 11. Curva PQ referente à análise em regime estacionário, em cima com $V_{Pol} = 1.0 \text{ p.u.}$, em baixo com $V_{Pol} = 0.95 \text{ p.u.}$ – Cenário A.2 no Pol

À semelhança do caso anterior, os resultados obtidos para esta configuração permitem concluir que a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é considerável. No entanto, foi necessário ajustar a curva PQ do conversor de acoplamento do SAE (restringindo

a capacidade de consumo de potência reativa), no cenário em que se considera a tensão no POI igual a 0.95 p.u., de modo que as tensões em todos os barramentos estejam dentro do intervalo técnico de [0.9;1.1] p.u..

3.2.3 Cenário B.1

No cenário B.1, o ponto de operação do conjunto dos conversores solares foi fixado considerando a sua operação perto da sua potência ativa máxima e a operar na máxima importação possível de potência reativa (ver Figura 9).

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

A Tabela 12 apresenta os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação B.1. A Figura 12 apresenta as curvas PQ do conversor em operação e no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa (P_0 e Q_0) correspondem ao conversor de acoplamento do SAE em operação no cenário B.1 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 2 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH (P_{PL} e Q_{PL}), são apresentados em p.u. com a mesma base.

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

$V = 1.0 \text{ p.u.}$				$V = 0.95 \text{ p.u.}$					
P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}	P_0	Q_0	P_{adj}	Q_{adj}	P_{PL}	Q_{PL}
-1.330	0.000	-0.395	-0.440	-1.330	0.000	-1.330	0.000	-0.444	-0.442
-1.291	-0.317	-0.356	-0.761	-1.291	-0.317	-1.291	-0.317	-0.406	-0.765
-1.254	-0.443	-0.319	-0.890	-1.254	-0.443	-1.254	-0.443	-0.369	-0.894
-1.216	-0.540	-0.281	-0.988	-1.216	-0.540	-1.216	-0.540	-0.330	-0.993
-1.178	-0.617	-0.243	-1.067	-1.178	-0.617	-1.178	-0.617	-0.293	-1.072
-1.140	-0.686	-0.205	-1.137	-1.140	-0.686	-1.140	-0.652	-0.254	-1.105
-1.103	-0.745	-0.168	-1.197	-1.103	-0.745	-1.103	-0.656	-0.217	-1.102
-1.064	-0.798	-0.129	-1.251	-1.064	-0.798	-1.064	-0.660	-0.179	-1.099
-0.013	-0.798	0.922	-1.169	-0.013	-0.798	-0.013	-0.710	0.872	-1.066
0.000	0.000	0.936	-0.325	0.000	0.000	0.000	0.000	0.886	-0.316

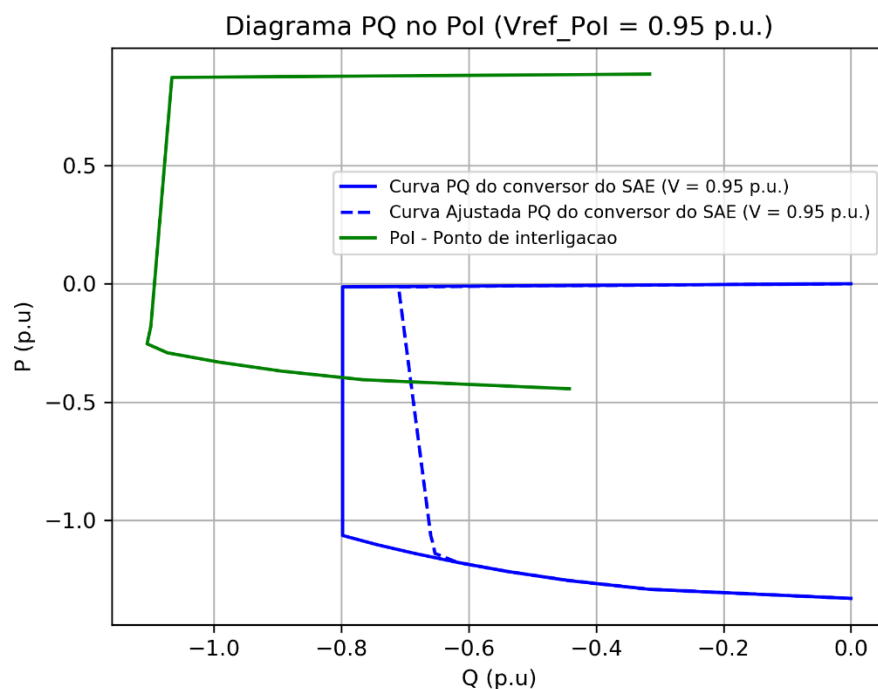
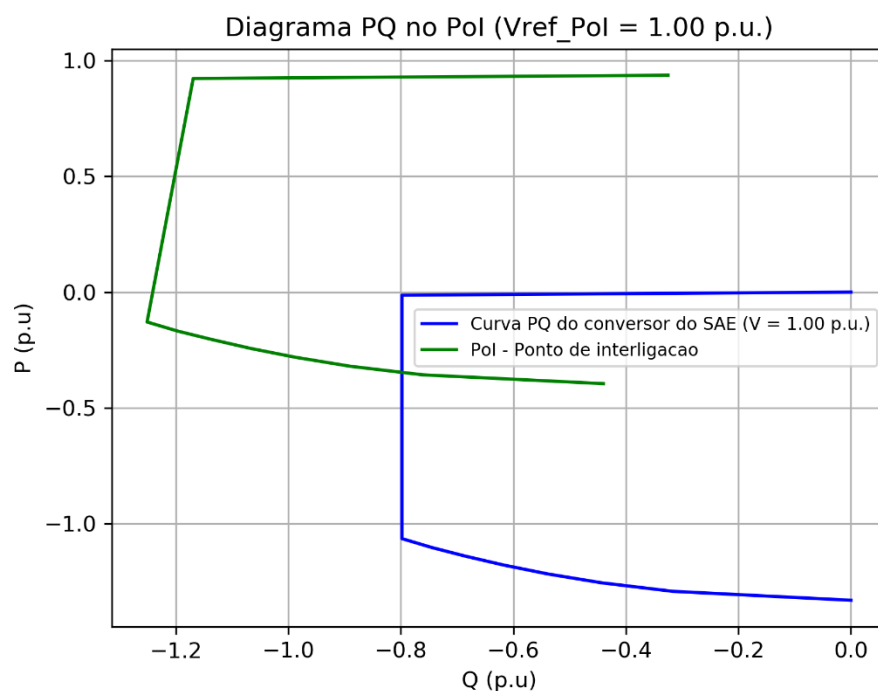


Figura 12. Curva PQ referente à análise em regime estacionário, em cima com $V_{Pol} = 1.0$ p.u., em baixo com $V_{Pol} = 0.95$ p.u. – Cenário B.1 no Pol

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, o conversor

do SAE é capaz de conferir no POI uma gama alargada de importação de potência reativa. Contudo, foi necessário ajustar a curva PQ do conversor de acoplamento do SAE (restringindo a capacidade de consumo de potência reativa), quando se considera a tensão no POI igual a 0.95 p.u., de modo que as tensões em todos os barramentos estejam dentro do intervalo técnico de [0.9;1.1] p.u..

3.2.4 Cenário B.2

No cenário B.2, o ponto de operação dos conversores solares foi fixado considerando a sua operação perto da sua potência ativa máxima e a operar na máxima exportação possível de potência reativa (ver Figura 9).

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

A Tabela 13 apresenta os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação B.2. A Figura 13 apresenta as curvas PQ do conversor e no ponto de ligação à rede.

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

Tabela 13. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no POI

$V = 1.0 \text{ p.u.}$				$V = 0.95 \text{ p.u.}$			
P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}	P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}
0.000	0.000	0.936	0.232	0.000	0.000	0.887	0.222
-0.013	0.798	0.923	0.993	-0.013	0.798	0.873	0.979
-1.064	0.798	-0.128	0.926	-1.064	0.798	-0.178	0.906
-1.103	0.745	-0.167	0.872	-1.103	0.745	-0.216	0.852
-1.140	0.686	-0.204	0.813	-1.140	0.686	-0.253	0.793
-1.178	0.617	-0.242	0.743	-1.178	0.617	-0.292	0.723
-1.216	0.540	-0.280	0.665	-1.216	0.540	-0.329	0.644
-1.254	0.443	-0.318	0.567	-1.254	0.443	-0.368	0.546
-1.291	0.317	-0.355	0.439	-1.291	0.317	-0.405	0.417
-1.330	0.000	-0.394	0.118	-1.330	0.000	-0.444	0.095

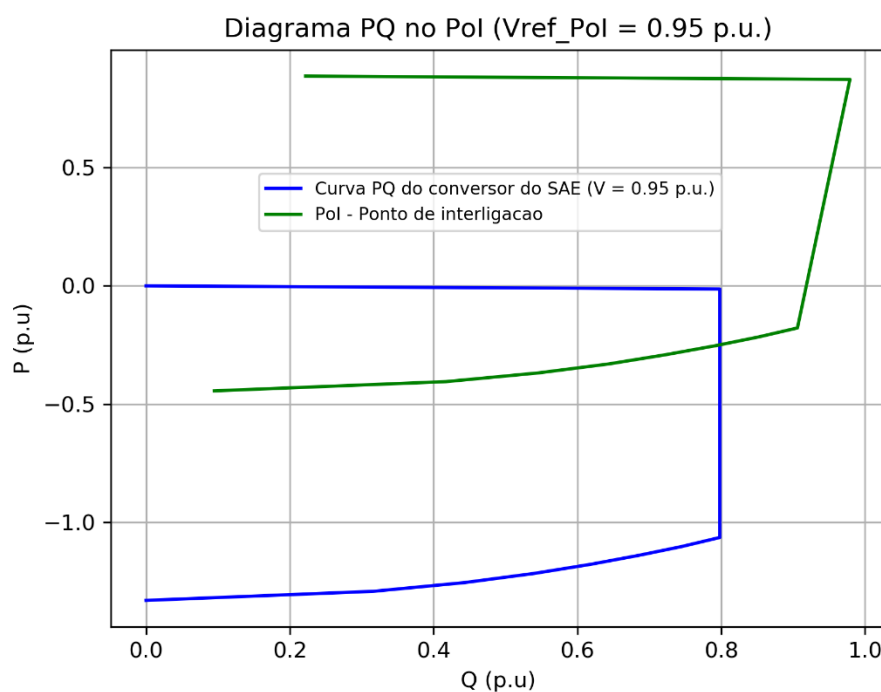
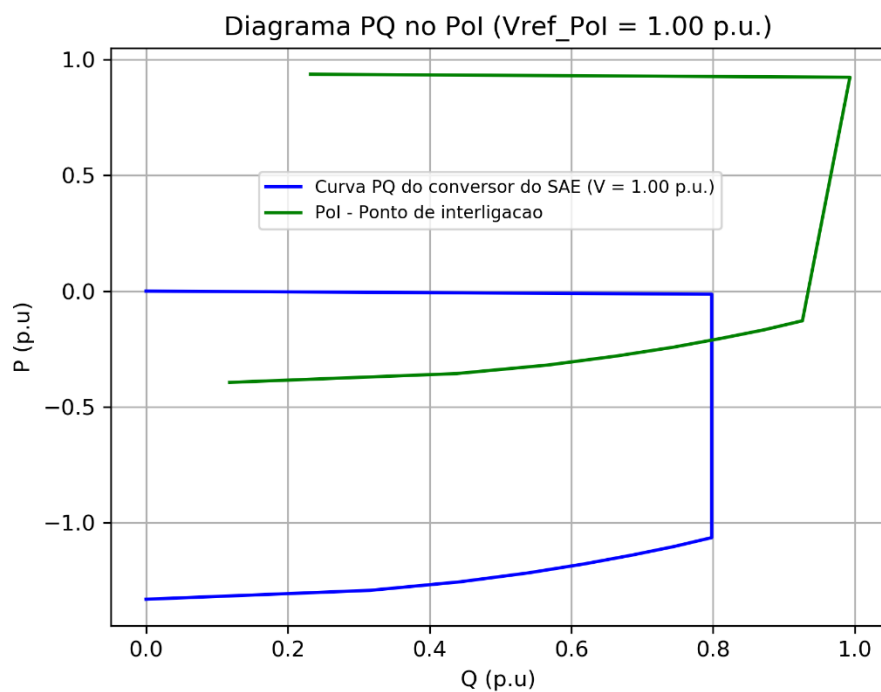


Figura 13. Curva PQ referente à análise em regime estacionário, em cima com $V_{Pol} = 1.0$ p.u., em baixo com $V_{Pol} = 0.95$ p.u. – Cenário B.2 no Pol

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, o conversor do SAE é capaz de conferir no Pol uma gama alargada de exportação de potência reativa, sem

conduzir à necessidade de ajuste da curva PQ do conversor de acoplamento do SAE (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo $[0.9;1.1]$ p.u.).

4 Análise em Regime Dinâmico

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

4.1 Cenários de operação

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

- Cenário 1 – Considera-se uma carga de 3.3 MW, num horário de produção solar máxima, no período de Outono e num dia típico de semana. A CSFH encontra-se a injetar 0.5 MW, em resultado dos conversores solares injetarem a sua potência máxima (1.98 MW) e o SAE absorver 1.48 MW. Para além disso, considera-se que produção eólica é de 1.2 MW e a restante produção fotovoltaica é máxima e corresponde a uma injeção de 1 MW na rede.
- Cenário 2 – Considera-se uma carga de 3.7 MW e produção solar nula, no período de Outono, num dia típico de semana, estando a CSFH a injetar 1.5 MW, provenientes apenas do SAE. Para além disso, considera-se uma elevada produção eólica, totalizando uma injeção de 1.6 MW na rede.
- Cenário 3 – Considera-se uma carga de 3.0 MW, num horário de produção solar máxima, no período de Outono, ao domingo. A CSFH encontra-se a injetar 2 MW, em resultado dos conversores solares injetarem a sua potência máxima (1.98 MW) e o SAE absorver 0.58 MW. Para além disso, considera-se ainda que a produção eólica é nula e a restante produção solar é máxima (1 MW).

- Cenário 4 – Considera-se uma carga de 3.3 MW e produção solar elevada, no período de Outono, num dia de semana, estando a CSFH a injetar 2.2 MW, sendo que 1 MW é proveniente da componente solar, sendo os restantes 1.2 MW provenientes do SAE. Para além disso, considera-se que a produção eólica é nula e restante produção fotovoltaica é de 0.5 MW.

Os cenários definidos para este estudo contemplam a integração da CSFH de 2 MW, a ampliação do Parque Eólico do Figueiral (PEFG) para 1.6 MW e da Central Fotovoltaica do Aeroporto (CFAR) para 1 MW. Considera-se que, neste estudo, a ampliação do PEFG será baseada em aerogeradores tecnologicamente mais avançados, conferindo-lhe a capacidade sobrevivência a cavas de tensão. Considera-se ainda que o sistema de reserva rápida do operador de rede (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, o G7, na Central Termoelétrica do Aeroporto (CTAR) e com regime de carga próximo do mínimo técnico.

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

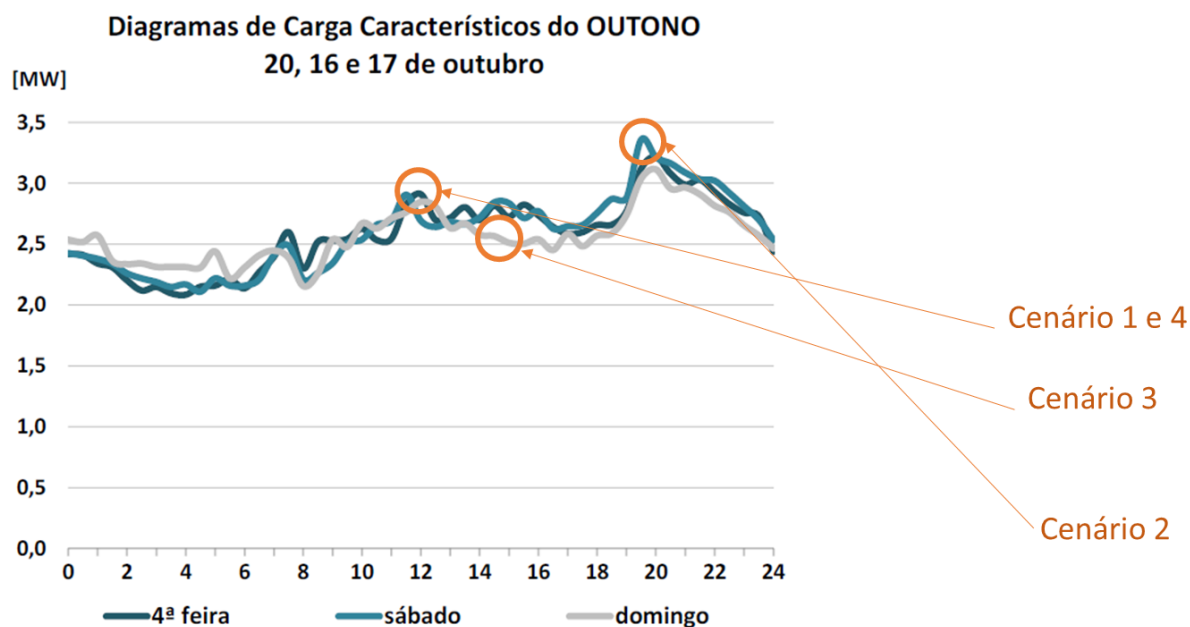


Figura 14. Diagrama de carga típico fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).

O despacho da geração pelas diversas tecnologias de produção de energia e geradores disponíveis na rede elétrica da ilha de Santa Maria, para os cenários de estudo considerados, é apresentado na Tabela 14.

Tabela 14. Definição dos cenários de operação.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Central Termoelétrica do Aeroporto (CTAR)	0.6 MW	0.6 MW	0.6 MW	0.6 MW
Parque Eólico do Figueiral (PEFG)	1.2 MW	1.6 MW	0 MW	0 MW
Central Fotovoltaica do Aeroporto (CFAE)	1 MW	0 MW	1 MW	0.5 MW
CSFH (PV/SAE)	0.5 (1.98/-1.48) MW	1.5 (0/1.5) MW	1.4 (1.98/-0.58) MW	2.2 (1/1.2) MW
Sistema de Reserva Rápida (BESS)	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Carga Total	3.3 MW	3.7 MW	3.0 MW	3.3 MW

4.2 Análise da Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão

De forma a avaliar a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão da CSFH, foi simulado um curto-circuito trifásico simétrico localizado na rede de 10 kV, mais especificamente na linha aérea que interliga as subestações da CTAR (SEAR) e da saída Aeroporto 3 (A3) (ver Figura 51 do Apêndice) e subsequente isolamento do defeito por saída de serviço da referida linha 100ms após o início do defeito. 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 em ambos os tipos de conversores da CSFH no âmbito da realização deste estudo (parâmetro $Pmode = 0$ nos conversores solares e parâmetro $WCtHzMod = 0$ no conversor do SAE).

Relativamente à capacidade de injeção de corrente reativa durante cavas de tensão por parte dos conversores da CSFH, foi avaliada a possibilidade de variar os parâmetros $LvrtIqK$ da Tabela 6 (conversores solares) e $FRTArGraNom$ da Tabela 8 (conversor do SAE) 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:** $LvrtIqK = 0.2$ e $FRTArGraNom = 0.2$;
- **Caso 2:** $LvrtIqK = 0.5$ e $FRTArGraNom = 0.5$;
- **Caso 3:** $LvrtIqK = 1$ e $FRTArGraNom = 1$.

Os resultados das simulações são apresentados nas figuras seguintes, onde o início do defeito ocorre ao segundo 0 do tempo de simulação.

4.2.1 Resultados - Cenário 1

A Figura 15 e a Figura 16 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede (Pol), para os diferentes valores adotados para os parâmetros $LvrtIqK$ e $FRTArGraNom$, no cenário 1.

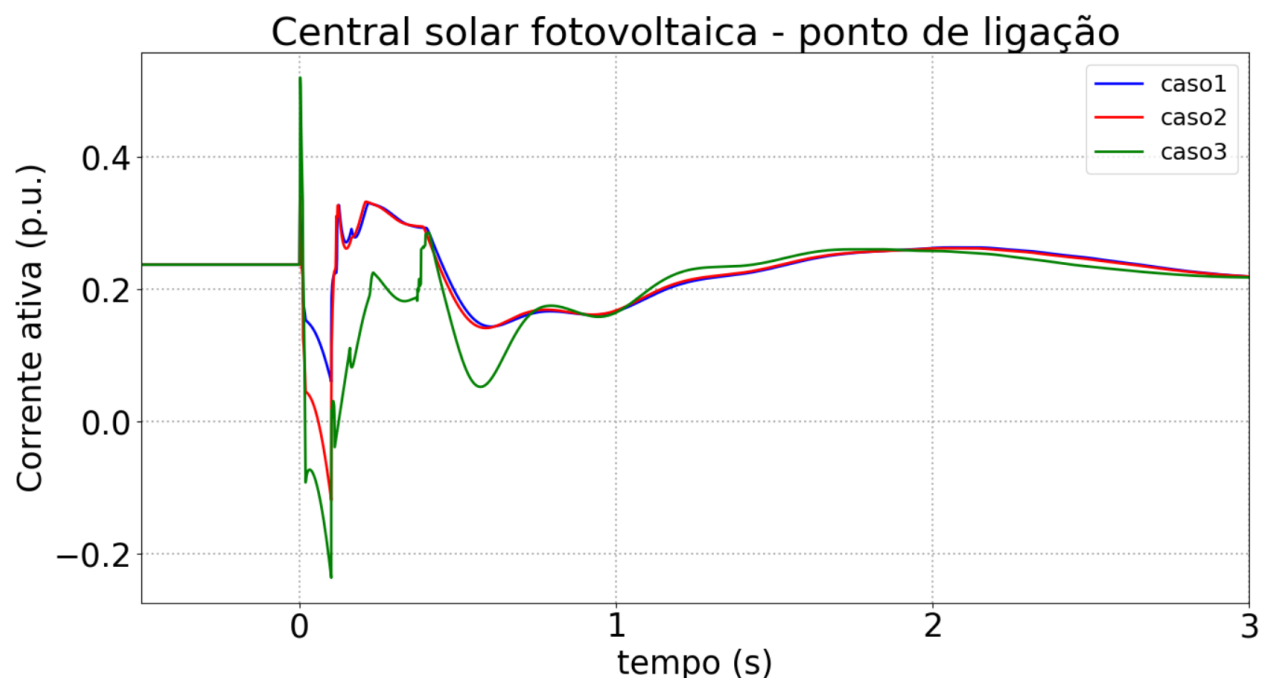


Figura 15. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 1.

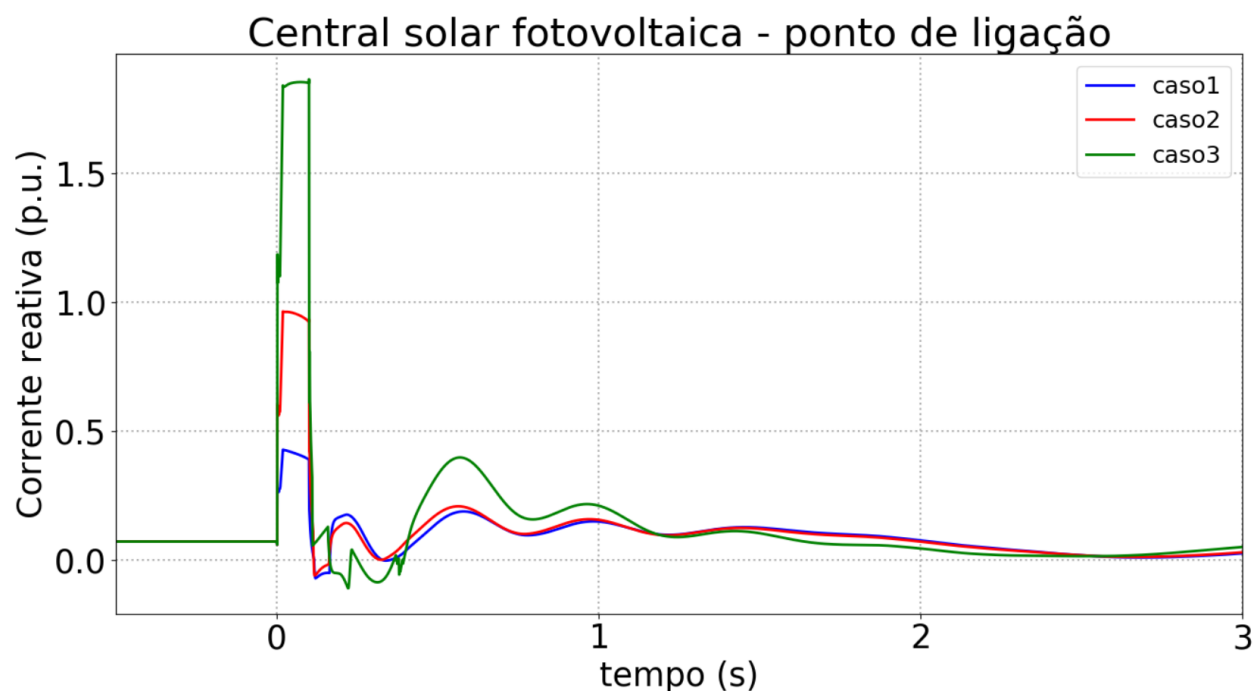


Figura 16. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 1.

A Figura 17 e a Figura 18 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, no Pol para os diferentes valores adotados para os parâmetros L_{vrtIqK} e $FRTArGraNom$, no cenário 1.

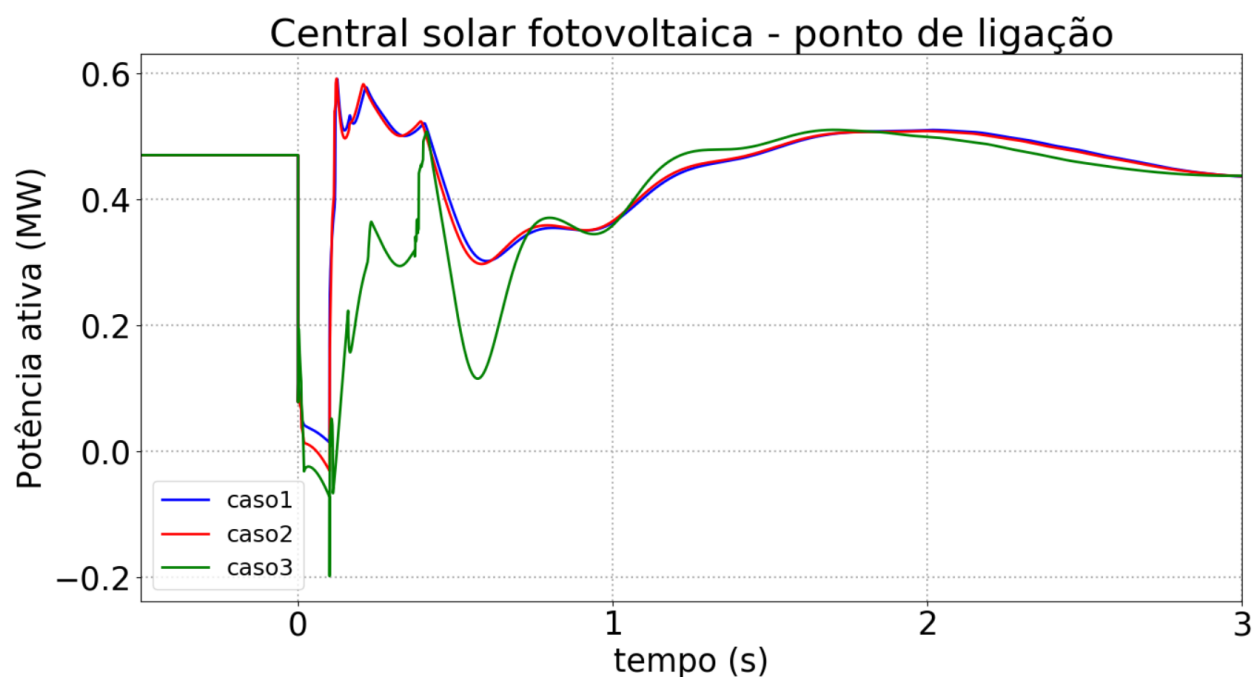


Figura 17. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 1.

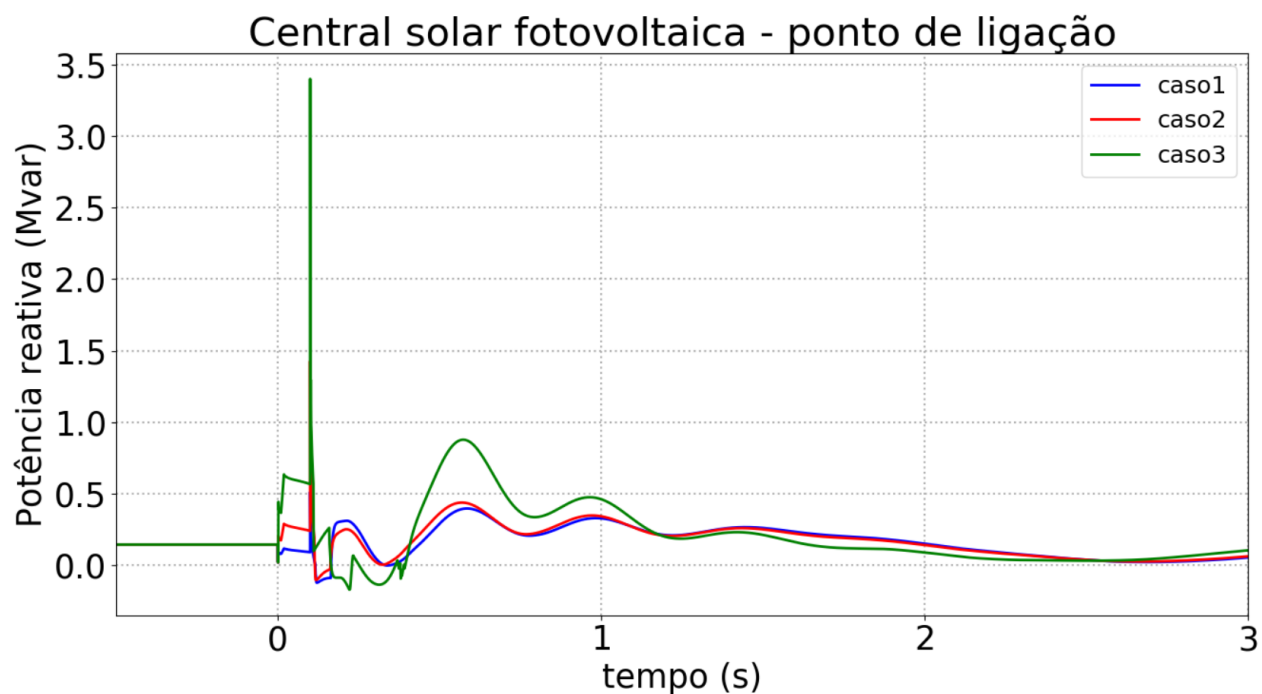


Figura 18. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 1

Na Figura 19 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono (G7) em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para os parâmetros L_{vrtIqK} e $FRTArGraNom$, relativamente ao cenário 1. Nesta figura, são também ilustradas ampliações na escala do tempo (referente ao intervalo de 0 a 3 segundos), para melhor se observar o comportamento da velocidade do gerador durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

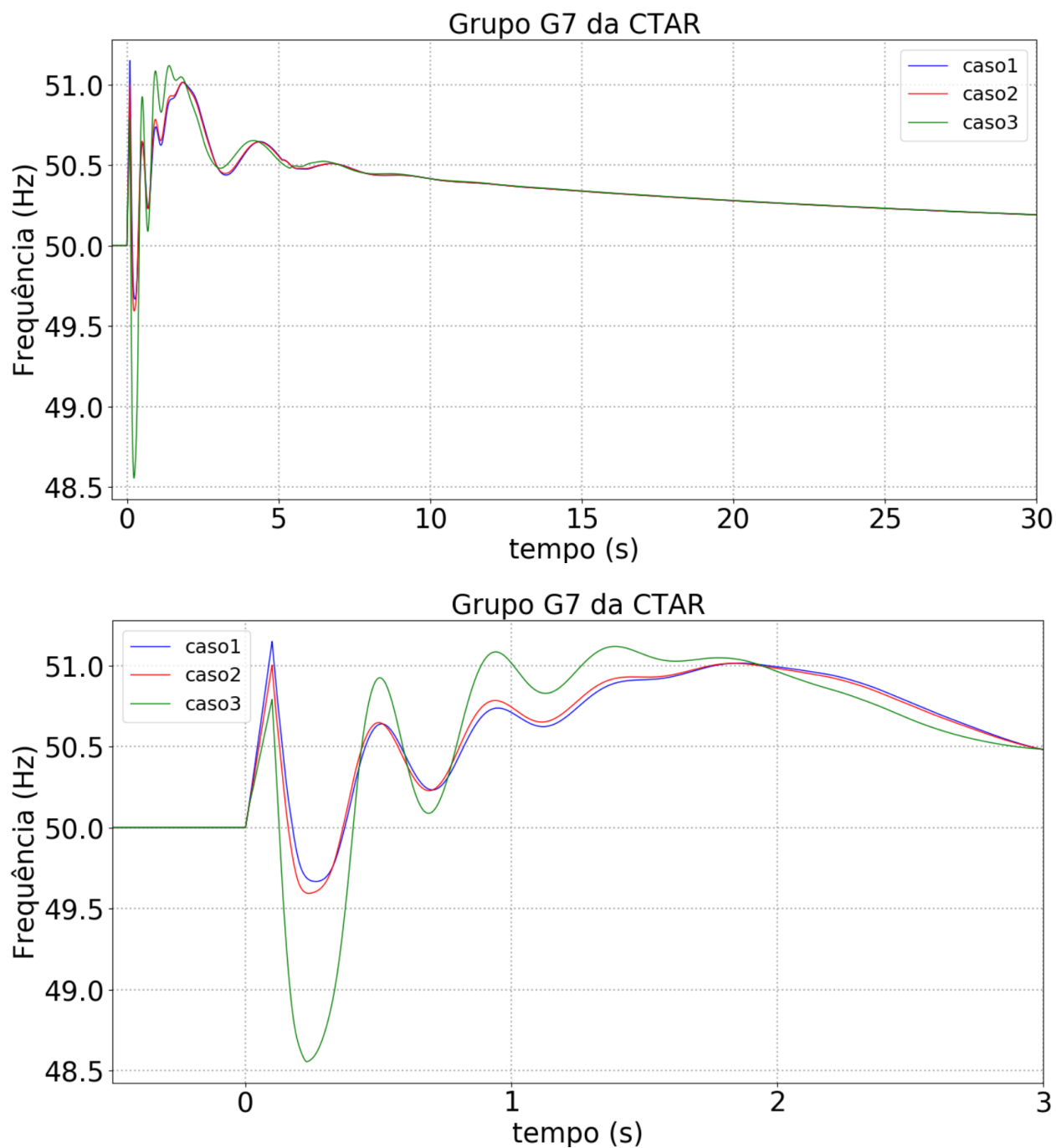


Figura 19. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – Cenário 1.

Na Figura 20 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para os parâmetros $LvrtIqK$ e $FRTArGraNom$, relativamente ao cenário 1.

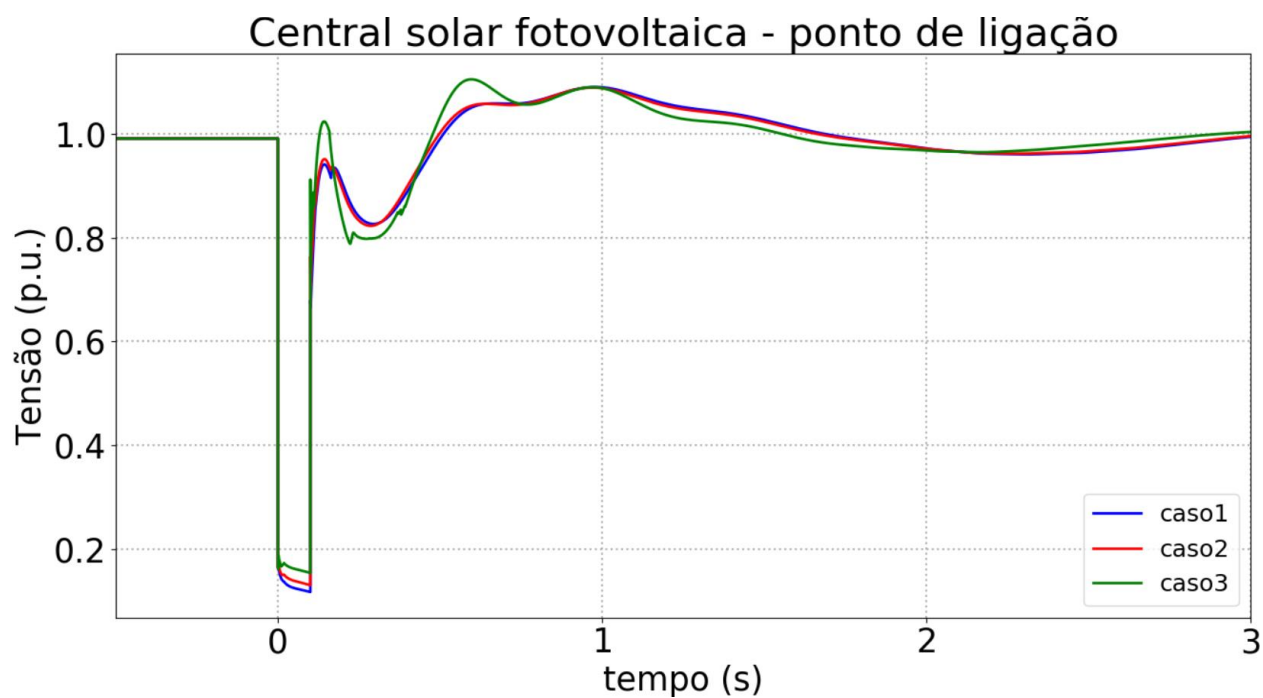


Figura 20. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 1.

4.2.2 Resultados - Cenário 2

A Figura 21 e a Figura 22 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para os parâmetros $LvrtIqK$ e $FRTArGraNom$, no cenário 2.

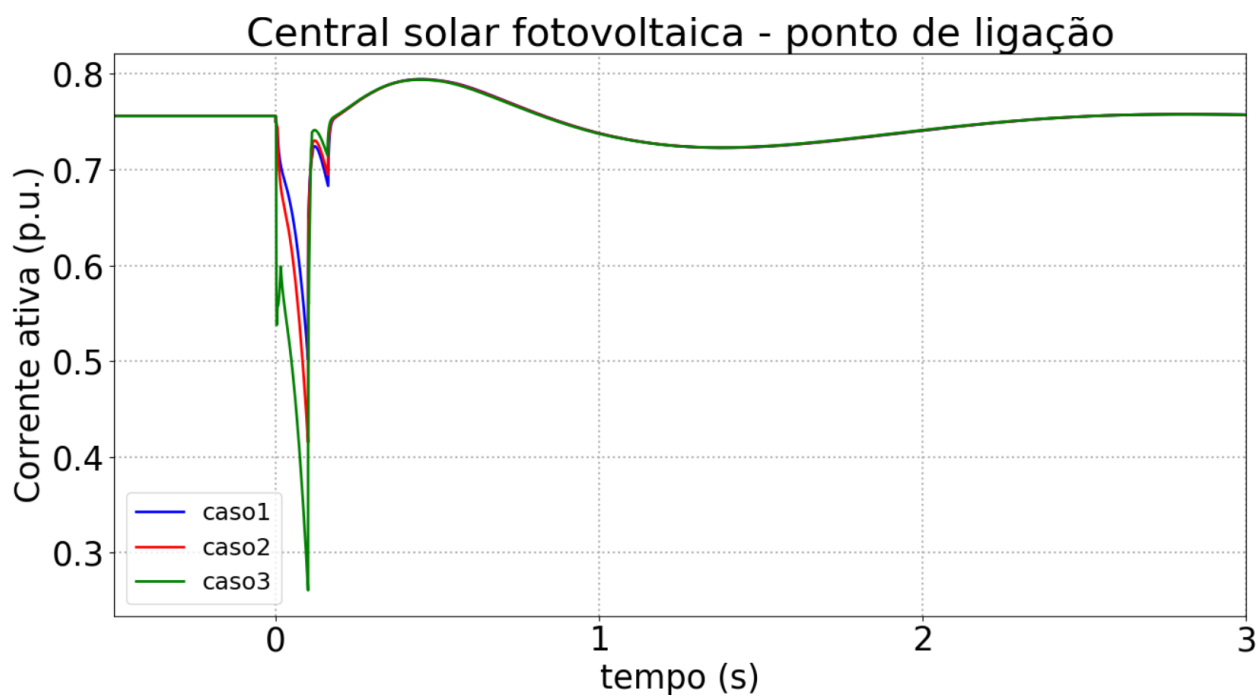


Figura 21. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 2.

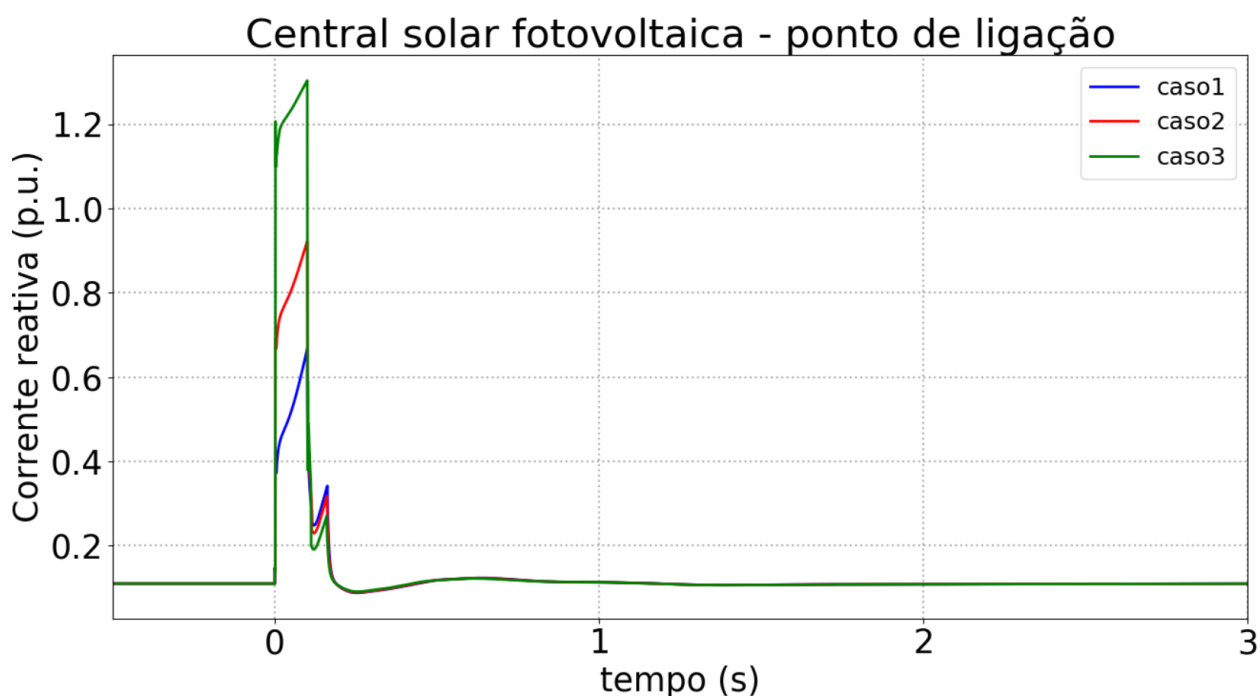


Figura 22. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 2.

A Figura 23 e a Figura 24 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para os parâmetros L_{vrtIqK} e $FRTArGraNom$, no cenário 2.

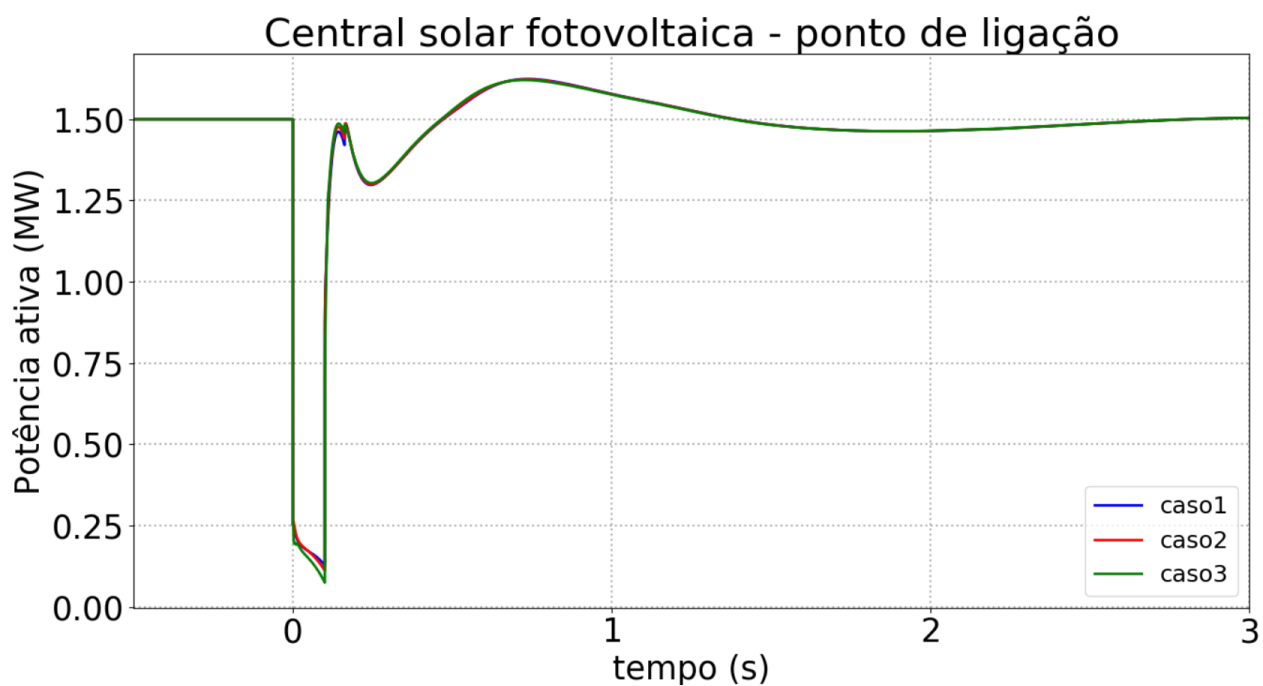


Figura 23. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 2.

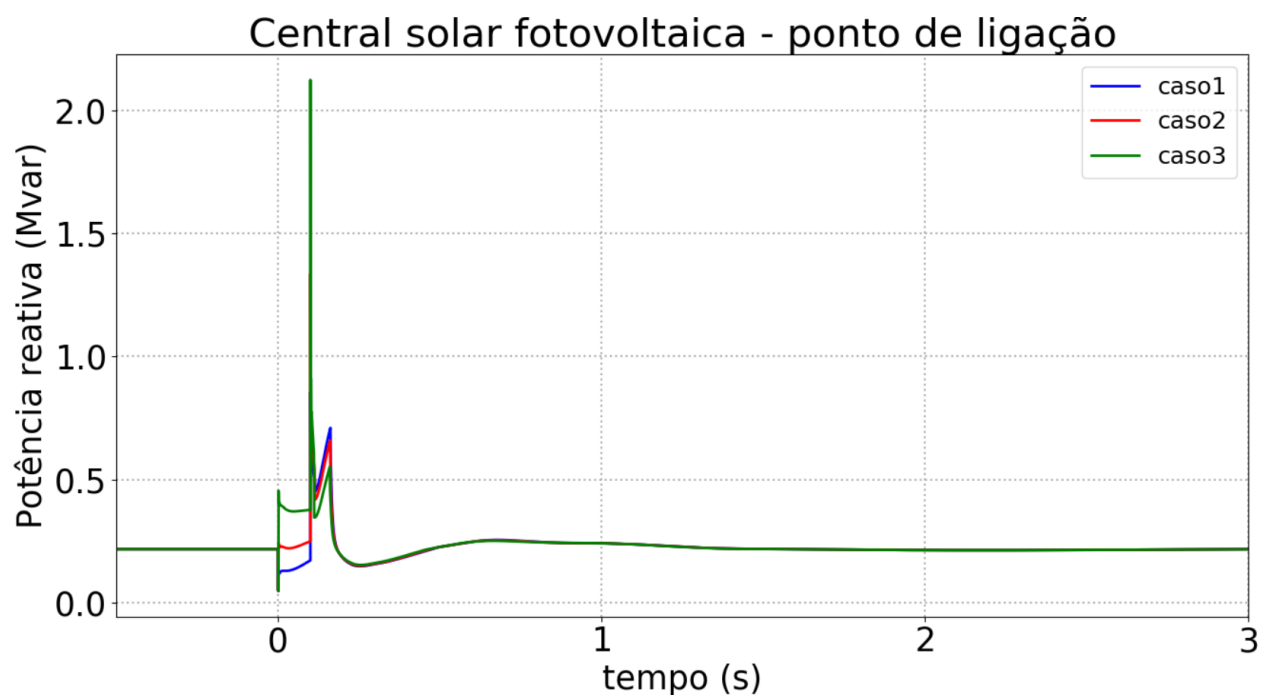


Figura 24. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 2.

Na Figura 25 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para os parâmetros L_{vrtlqK} e $FRTArGraNom$, 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 do gerador durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

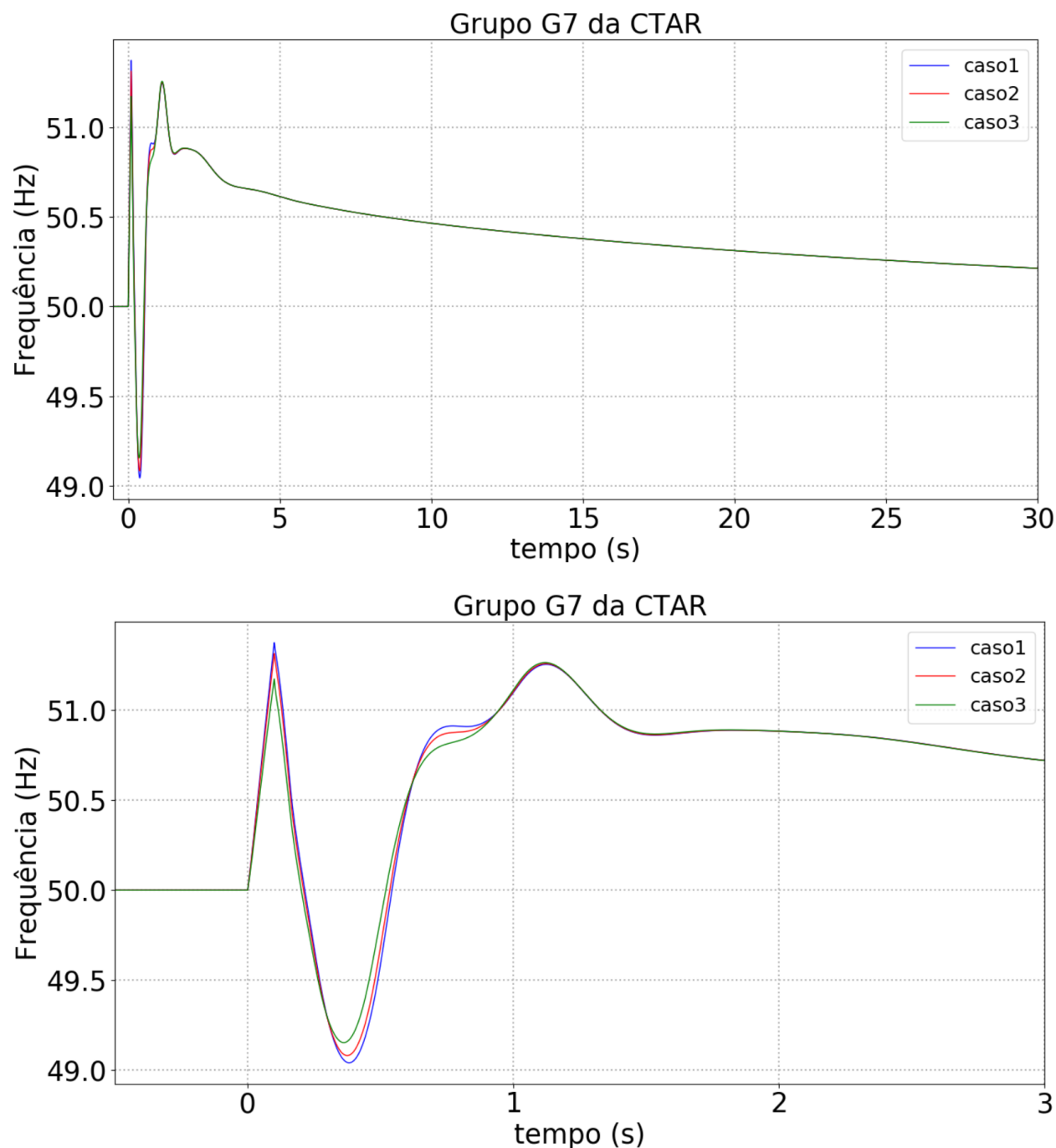


Figura 25. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – Cenário 2.

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

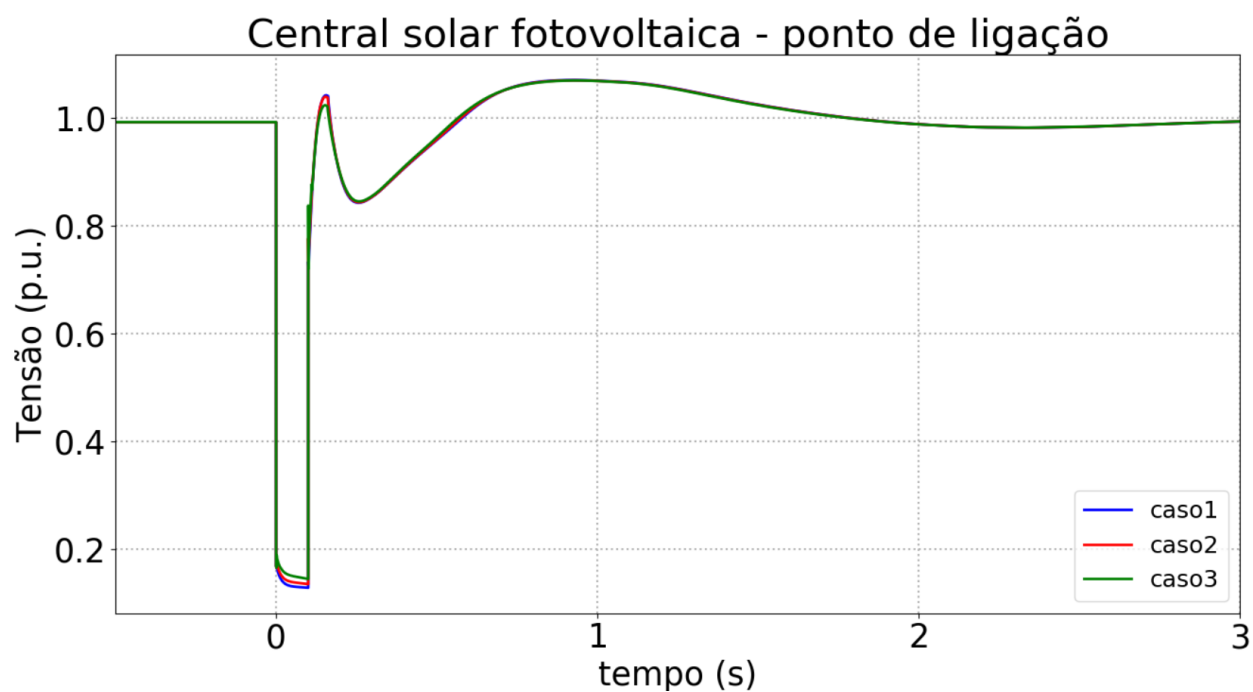


Figura 26. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 2.

4.2.3 Resultados - Cenário 3

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

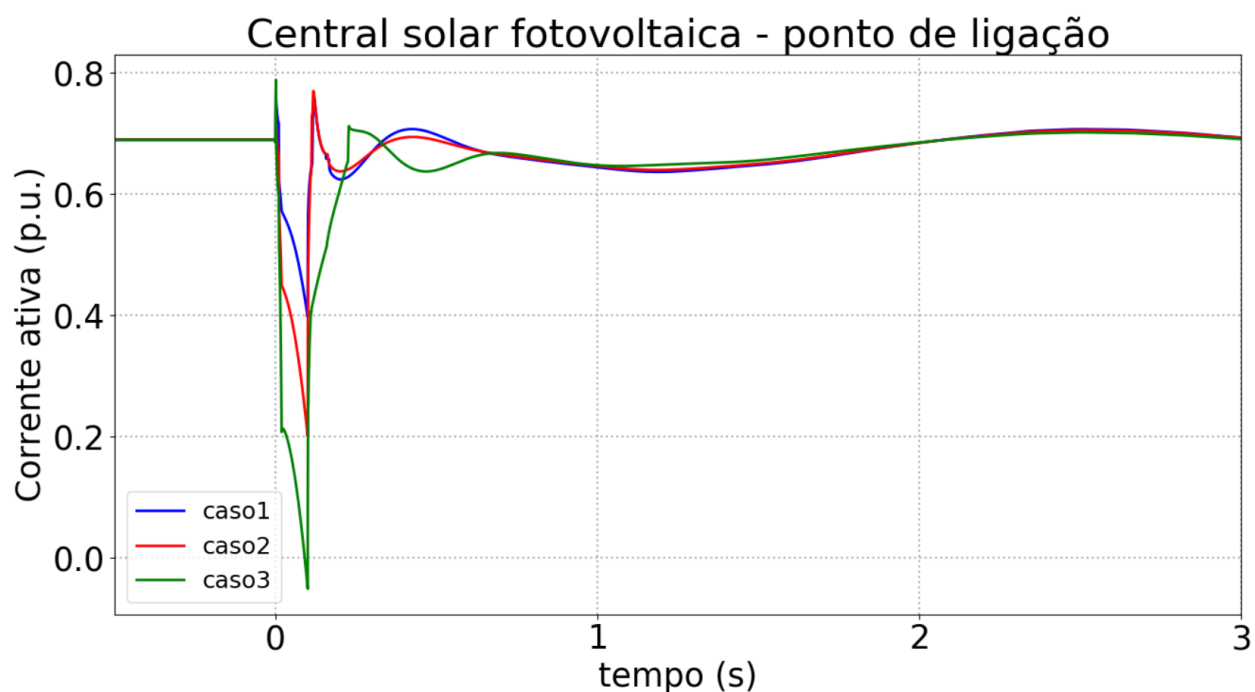


Figura 27. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 3.

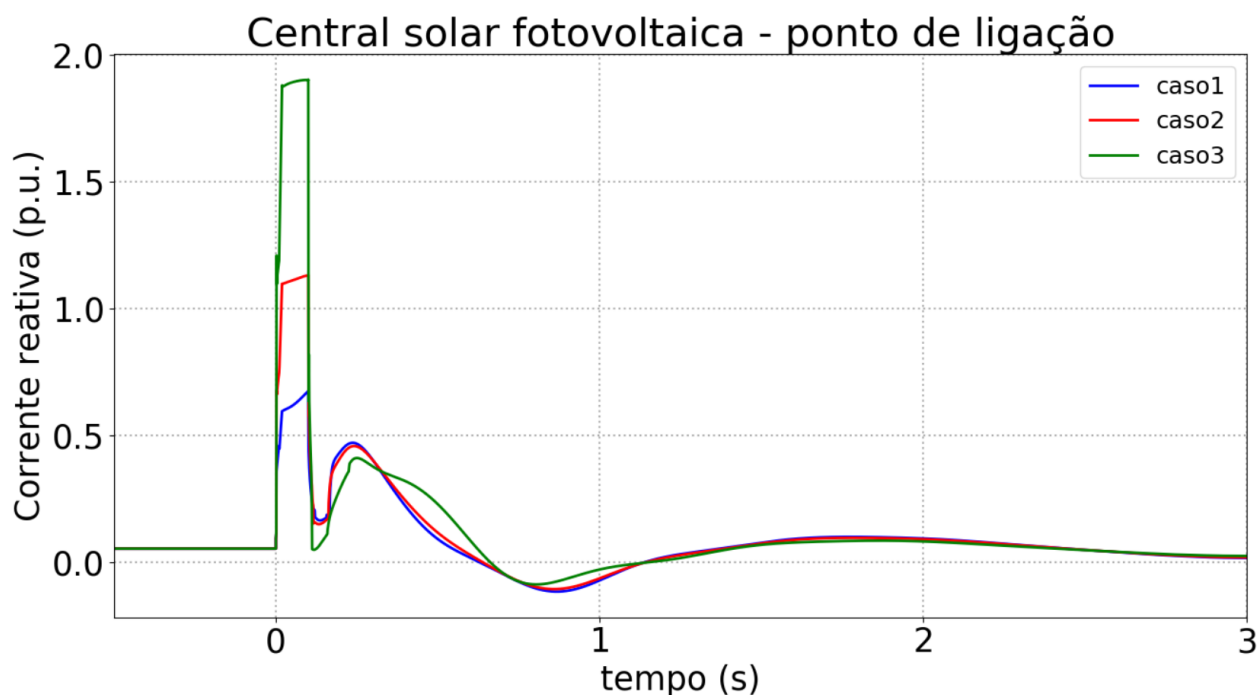


Figura 28. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 3.

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

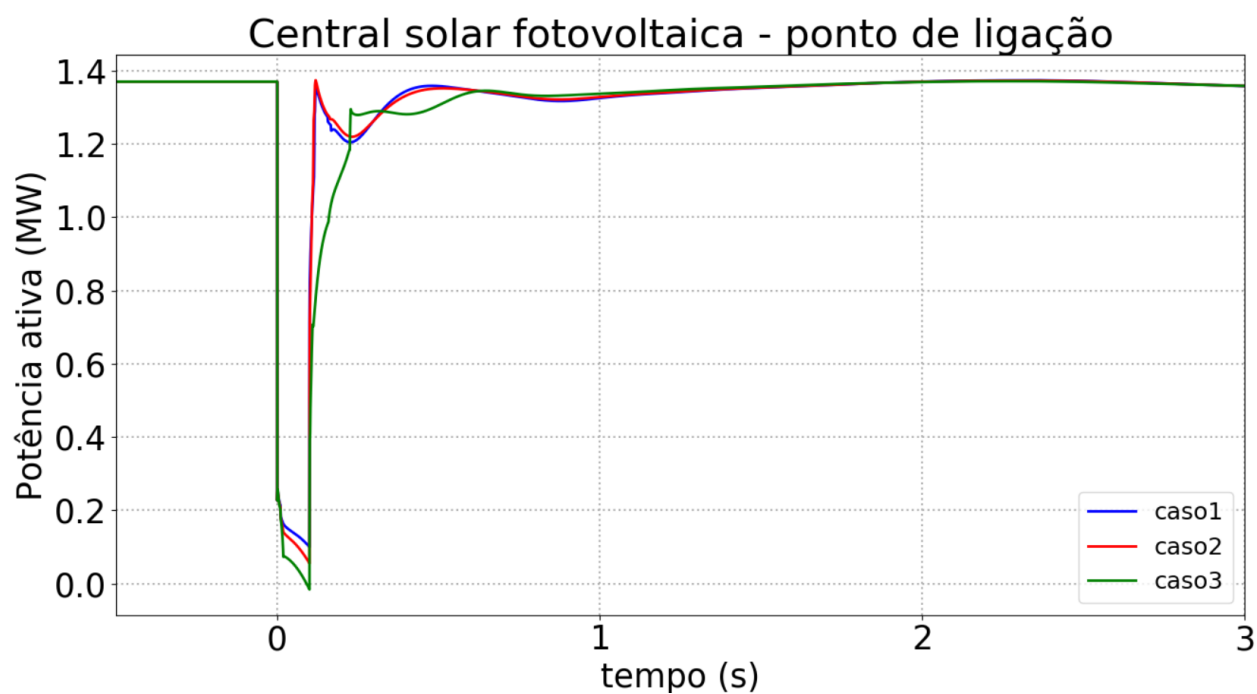


Figura 29. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 3.

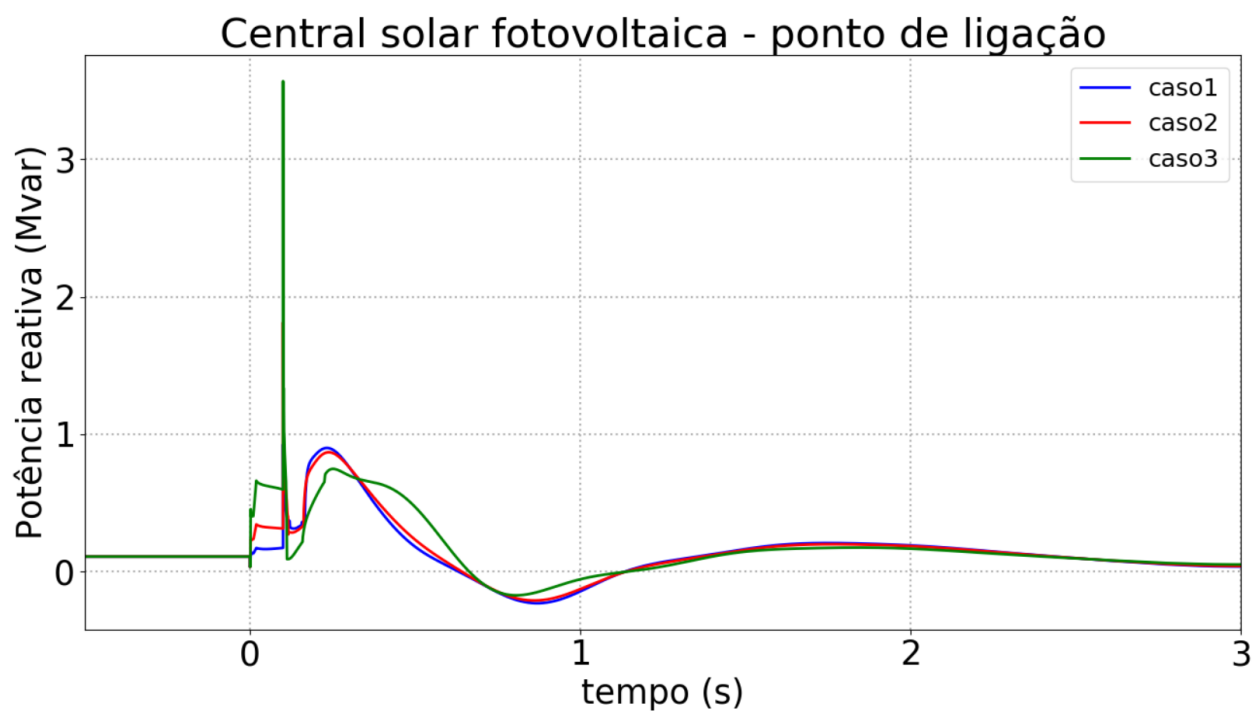


Figura 30. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 3.

Na Figura 31 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para os parâmetros L_{vrtlqK} e $FRTArGraNom$, 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 do gerador durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

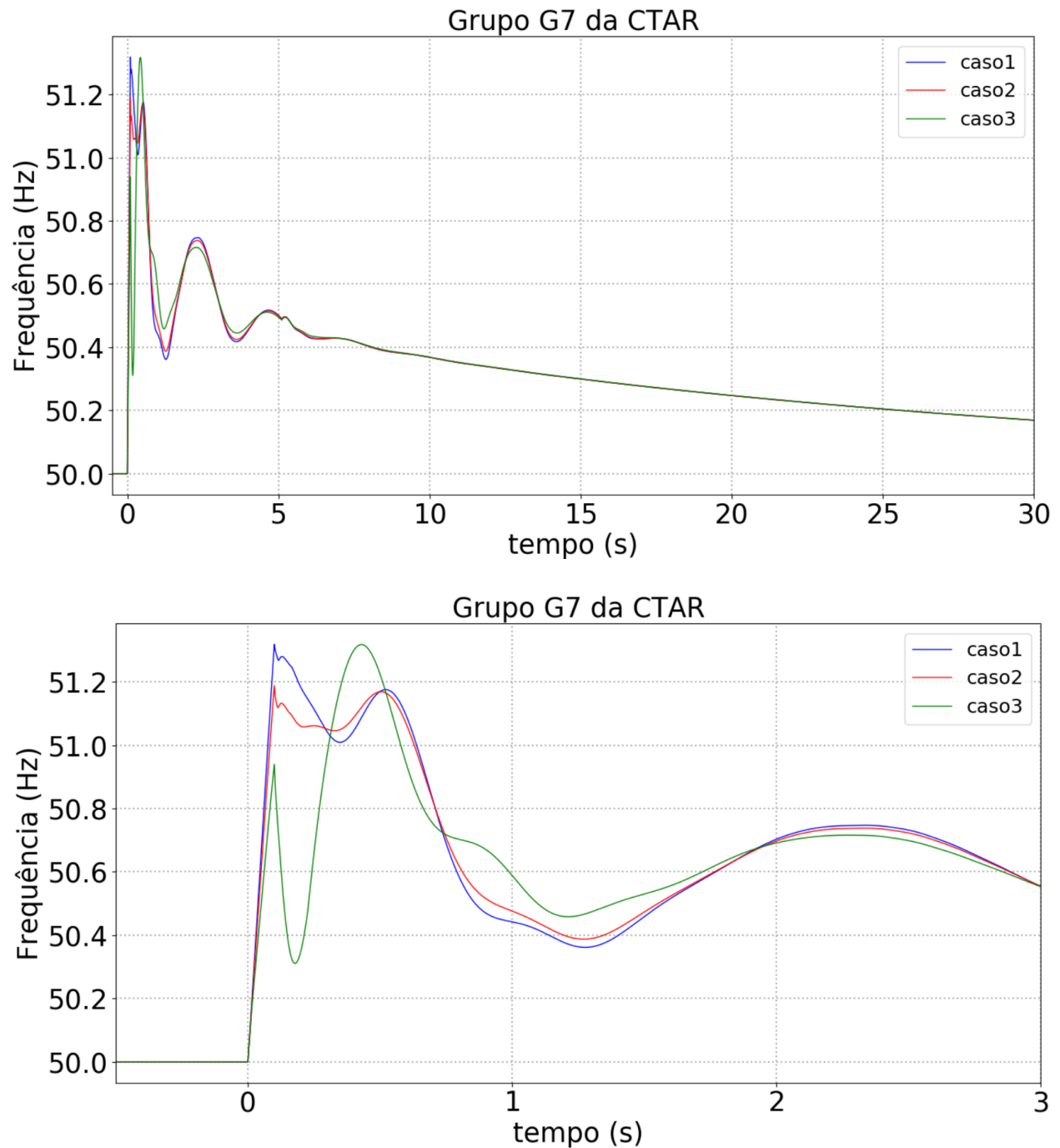


Figura 31. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – **Cenário 3.**

Na Figura 32 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para os parâmetros $LvrtIqK$ e $FRTArGraNom$, relativamente ao cenário 3.

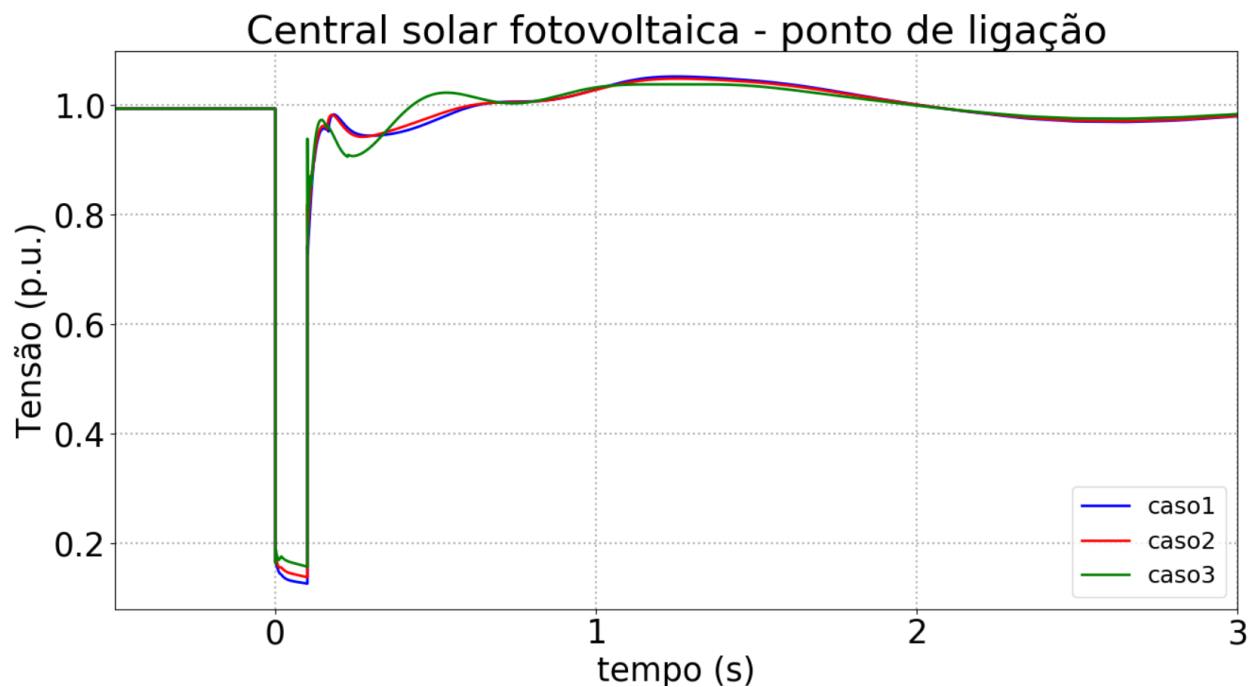


Figura 32. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 3.

4.2.4 Resultados - Cenário 4

A Figura 33 e a Figura 34 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, para os diferentes valores adotados para os parâmetros $LvrtIqK$ e $FRTArGraNom$, no cenário 4.

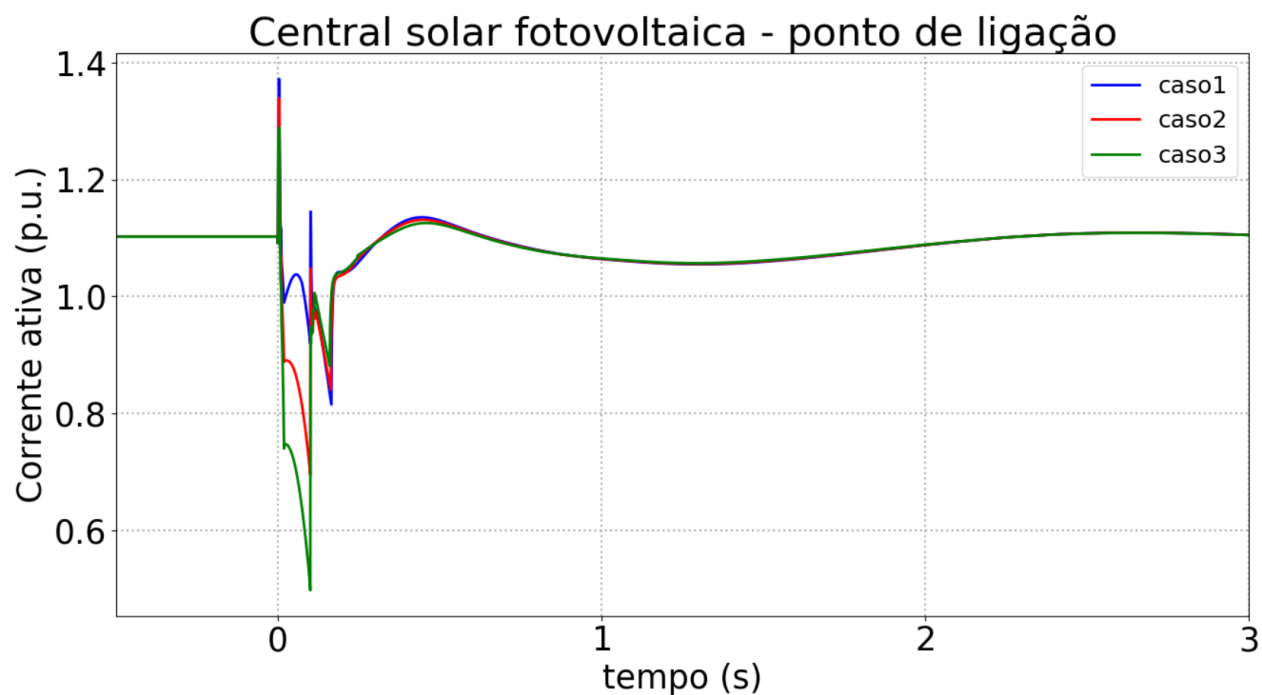


Figura 33. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 4.

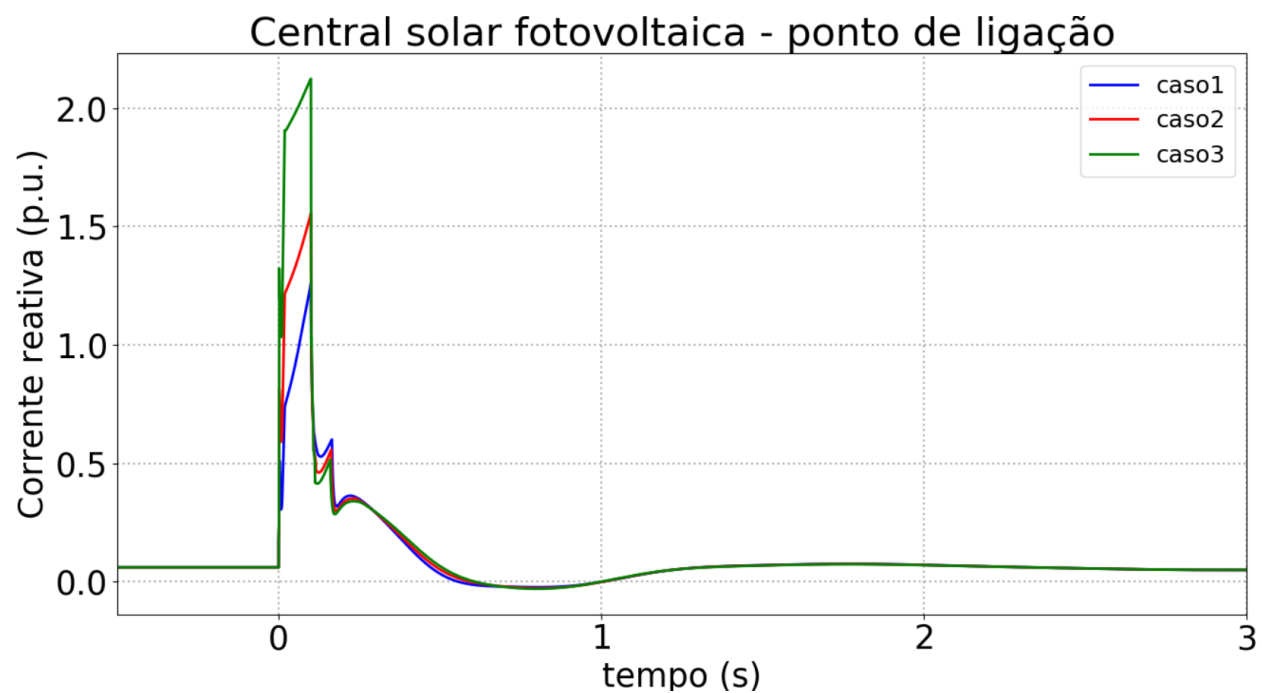


Figura 34. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 4.

A Figura 35 e a Figura 36 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para os parâmetros L_{vrtIqK} e $FRTArGraNom$, no cenário 4.

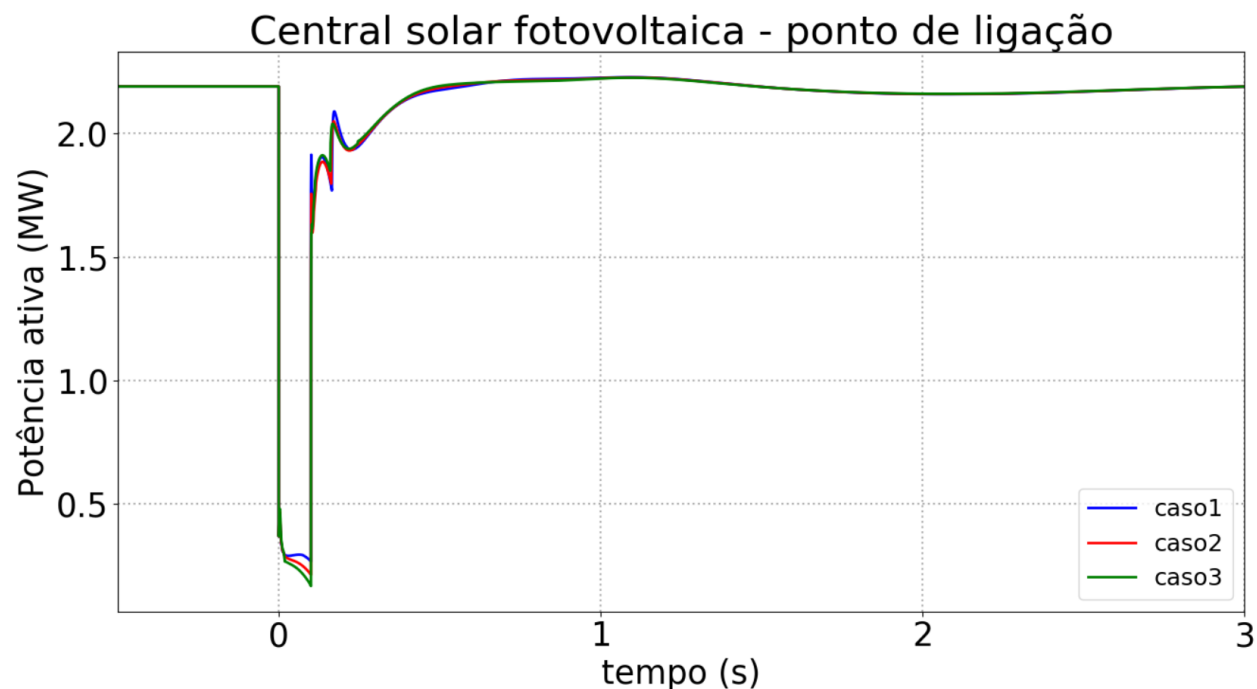


Figura 35. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 4.

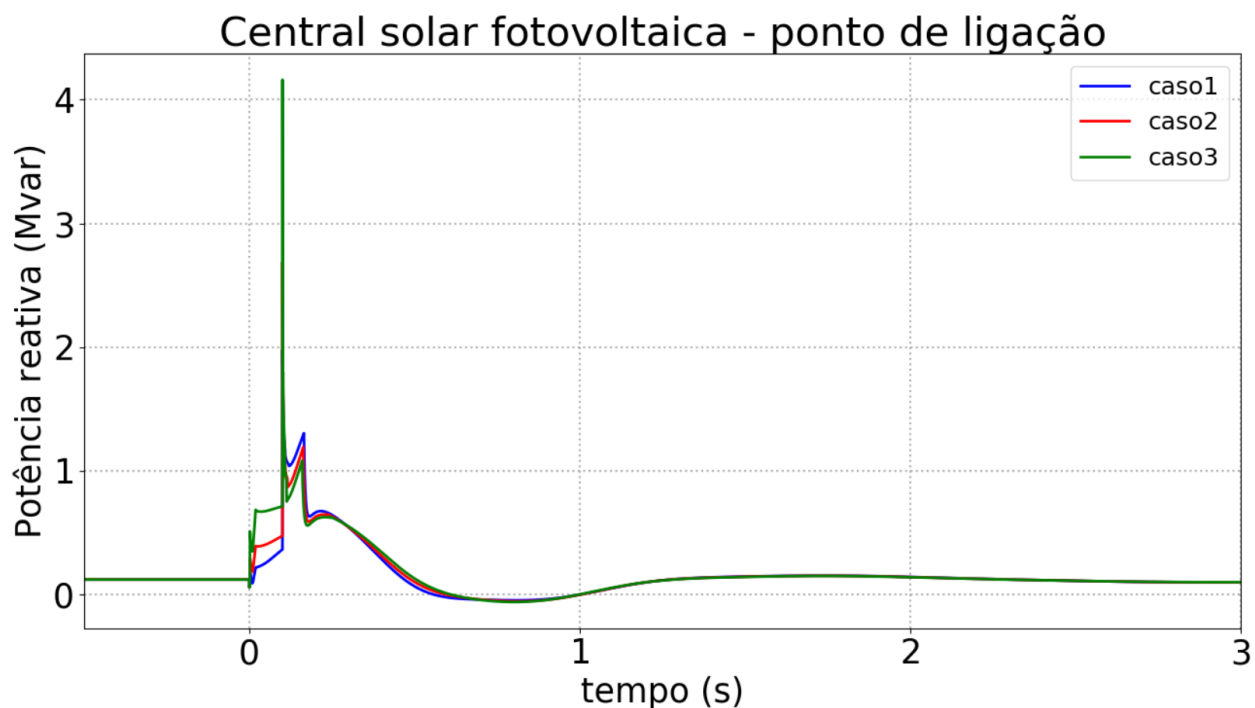


Figura 36. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 4.

Na Figura 37 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para os parâmetros L_{vrtlqK} e $FRTArGraNom$, 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 do gerador durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

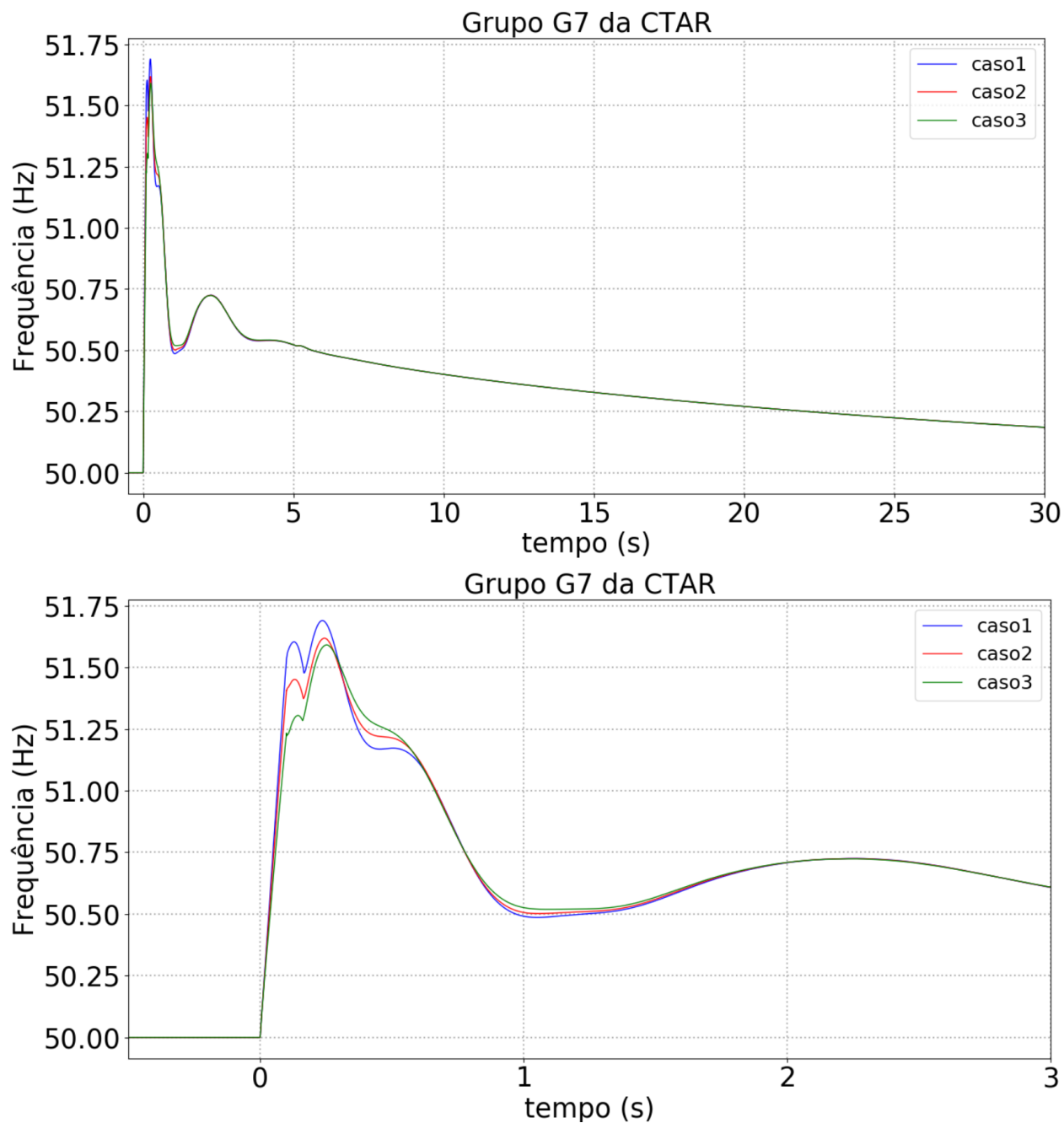


Figura 37. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – Cenário 4.

Na Figura 38 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para os parâmetros $LvrtIqK$ e $FRTArGraNom$, relativamente ao cenário 4.

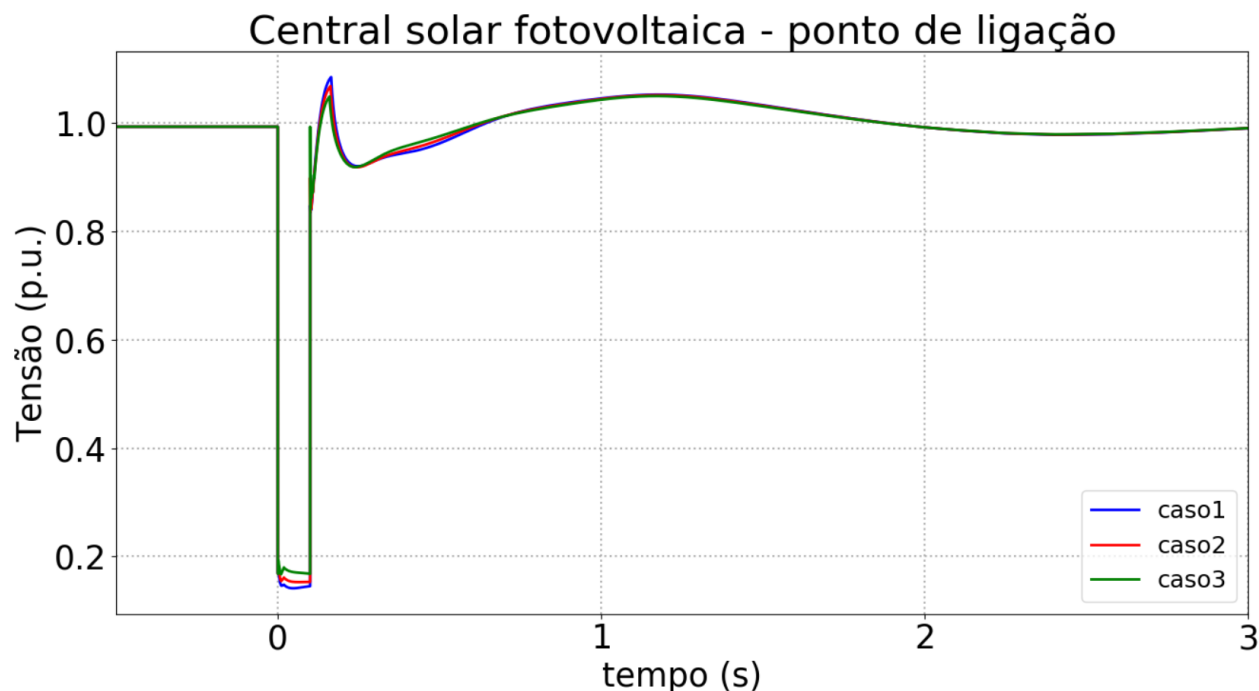


Figura 38. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 4.

4.2.5 Análise aos resultados do modo FRT

Os resultados anteriormente apresentados permitem concluir que perante uma situação de cava de tensão a CSFH é capaz de injetar uma ampla gama de corrente reativa modulada pelos parâmetros $LvrtIqK$ e $FRTArGraNom$.

Nos cenários 2 e 4, a maior injeção de corrente reativa conduz a melhorias no comportamento temporal da frequência após o defeito. No entanto, nos cenários 1 e 3, a injeção de valores mais elevados de corrente reativa tem como consequência oscilações de frequência mais relevantes. No geral, a utilização de valores intermédios nos parâmetros $LvrtIqK$ e $FRTArGraNom$ revelou-se preferível aos valores mais extremos, em termos do impacto geral causado no sistema, sendo notória nesta situação uma recuperação harmoniosa das principais variáveis elétricas do sistema.

Verifica-se igualmente que a injeção de valores elevados de corrente reativa durante cavas não acarreta impacto nas sobretensões rápidas que se verificam no ponto de ligação nos momentos subsequentes à eliminação do defeito.

Observa-se também que a variação da tensão é praticamente instantânea, sendo que quanto menor for o valor dos parâmetros $LvrtIqK$ e $FRTArGraNom$, menor será o valor mínimo de tensão registada (menos contribuição de corrente reativa pela CSFH).

Como se observa através dos resultados patentes da subsecção 4.2.1 à 4.2.4, a ocorrência do defeito origina excursões de frequência pouco significativas para todos os cenários (no entanto, a sua evolução temporal é bastante rápida). No cenário 1, é registada a excursão de frequência mais significativa, cujo NADIR se aproxima dos 48.5 Hz. No cenário 4, verificam-se valores de Zénite de frequência consideráveis – na ordem dos 51.6 Hz. Contudo e apesar das rápidas excursões de frequência e dos valores de Zénite relevantes, não existe risco de ativação das proteções de deslastre de frequência para os cenários simulados, uma vez que o primeiro nível de ativação implica um desvio de frequência de 47.5 Hz durante pelo menos 0.5 segundos.

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

De forma a avaliar a capacidade de redução automática de potência ativa da CSFH face ao aumento de frequência, foi simulado um deslastre intempestivo de carga o qual ocorre aos 0 s de simulação. Para os cenários 1 e 4 a perda de carga considerada é de 0.72 MW e 0.08 Mvar, para o cenário 2 a perda de carga considerada é de 0.81 MW e 0.08 Mvar e para o cenário 3 a perda de carga considerada é de 0.65 MW e 0.07 Mvar.

Relativamente à capacidade de redução automática de potência ativa por parte da CSFH, foi considerada a possibilidade de variar o valor do parâmetro *PfreqStopP* da Tabela 7 (SUN2000-330KTL-H1) entre 20% e 80% e o parâmetro *PWGra* da Tabela 9 (SMASC 2660 UP(-US)) numa gama entre 10% e 35%. Foram assim considerados três casos de estudo, distintos perante cada um dos cenários apresentados na Secção 4.1:

- **Caso 1:** *PfreqStopP* = 80% e *PWGra* = 10%;
- **Caso 2:** *PfreqStopP* = 60% e *PWGra* = 20%;
- **Caso 3:** *PfreqStopP* = 20% e *PWGra* = 35%.

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 nos modelos dos conversores (parâmetro *HzStr* da Tabela 7 igual a 50.5 Hz e parâmetro *PHzStr* da Tabela 9 igual a 0.5 Hz).

4.3.1 Resultados - Cenário 1

Na Figura 39 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para os parâmetros *PfreqStopP* e *PWGra*, relativamente ao cenário 1.

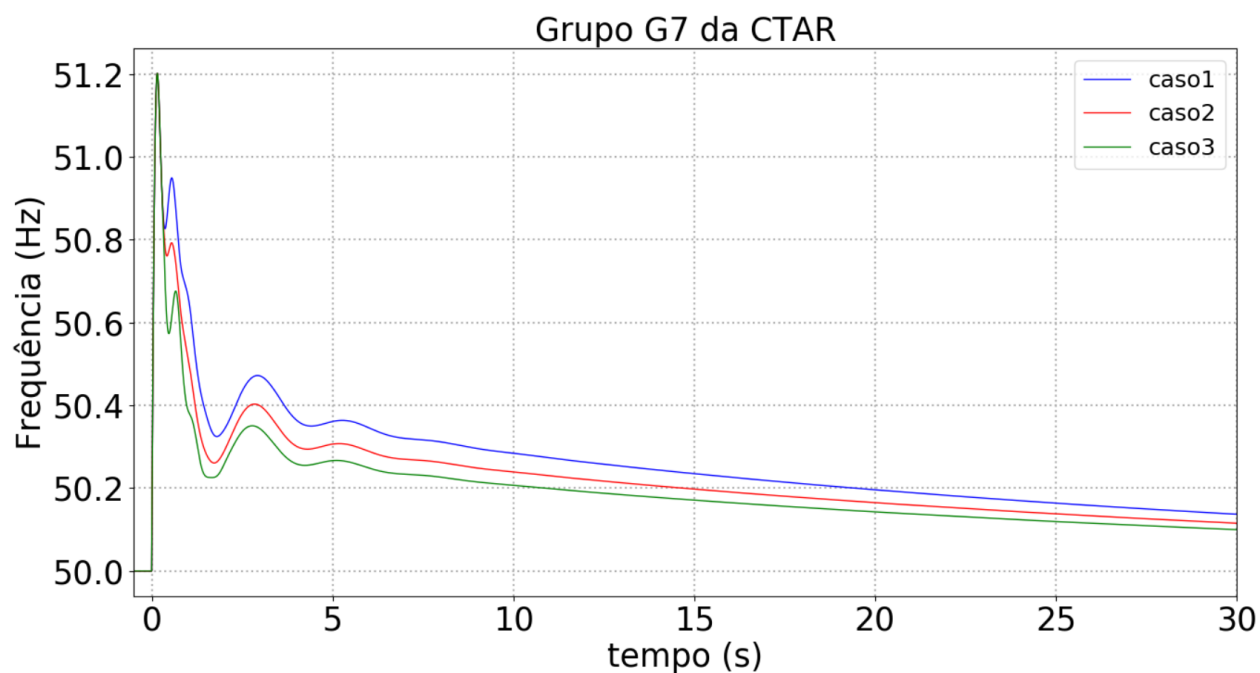


Figura 39. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 1.

Na Figura 40 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e PW_{Gra} , relativamente ao cenário 1.

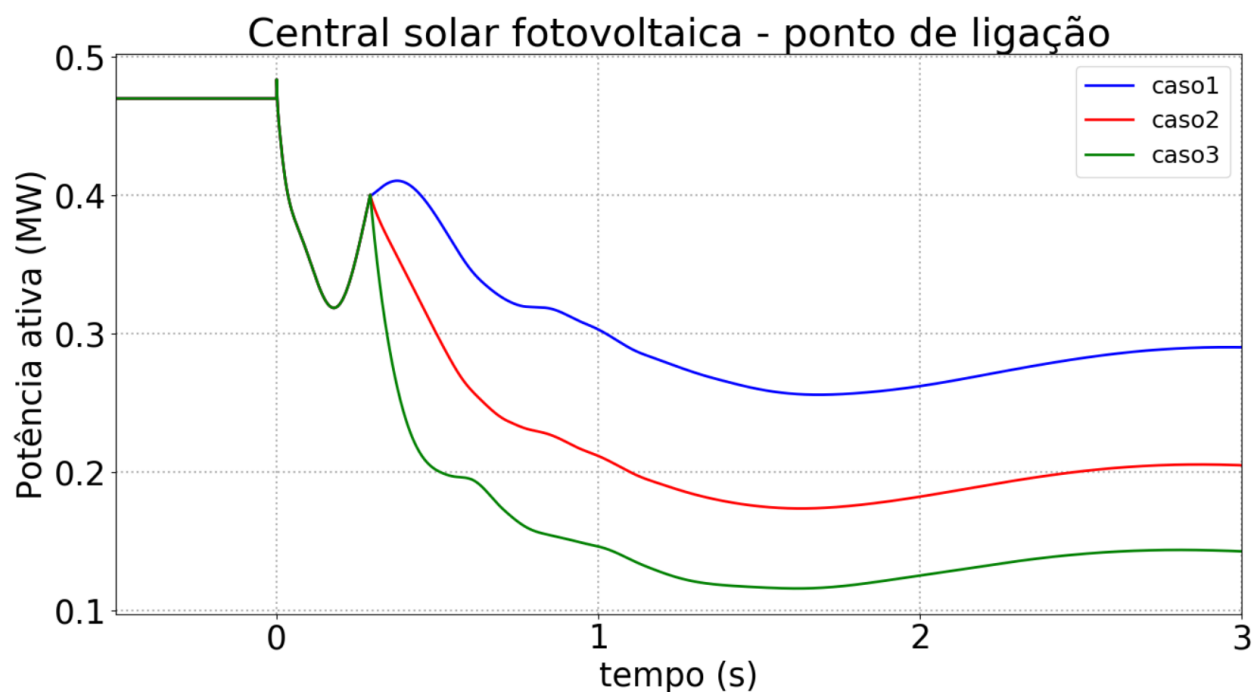
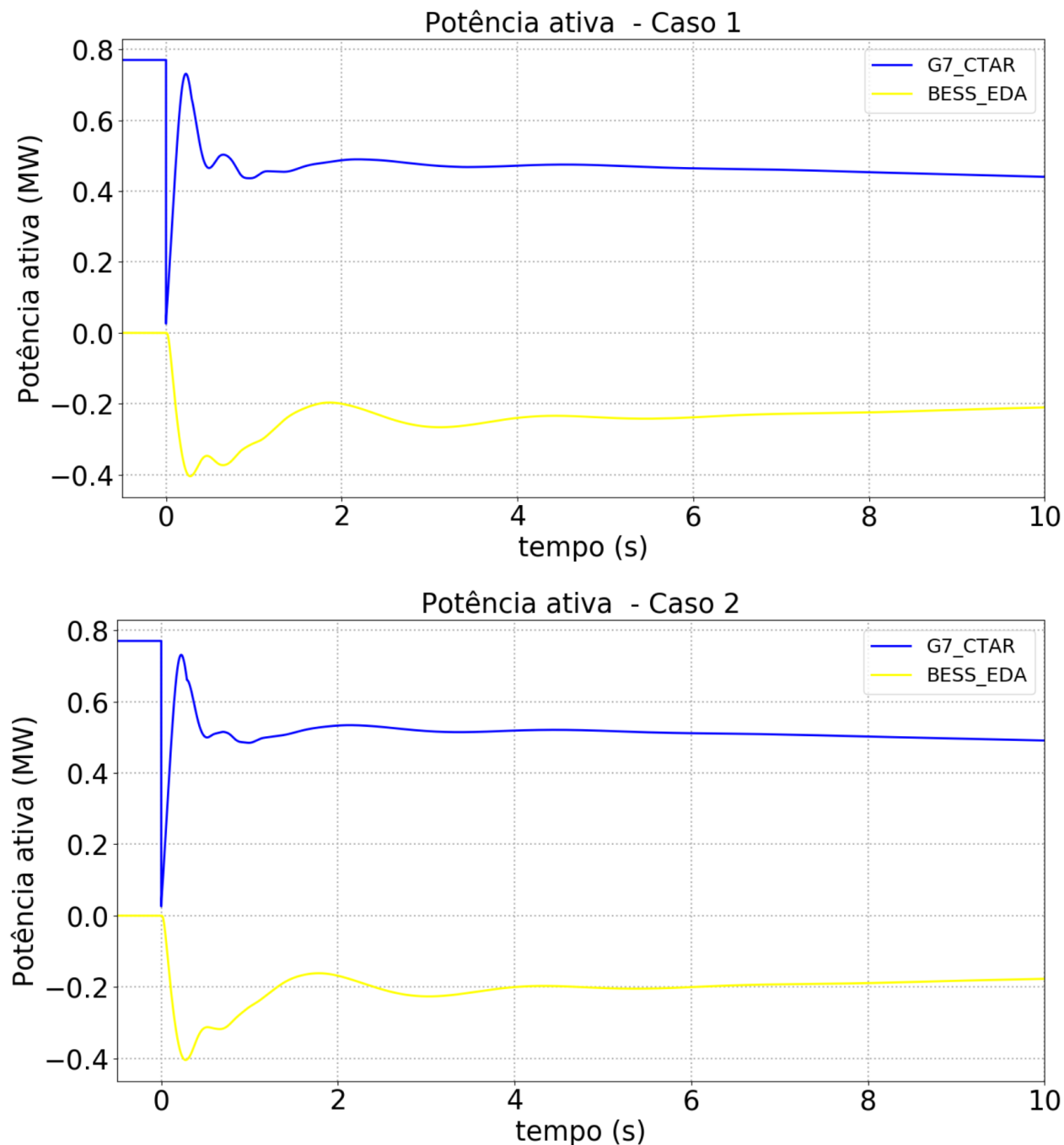


Figura 40. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 1.

Na Figura 41 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa do gerador síncrono em serviço e do sistema de reserva rápido (BESS), para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e $PWGra$, relativamente ao cenário 1.



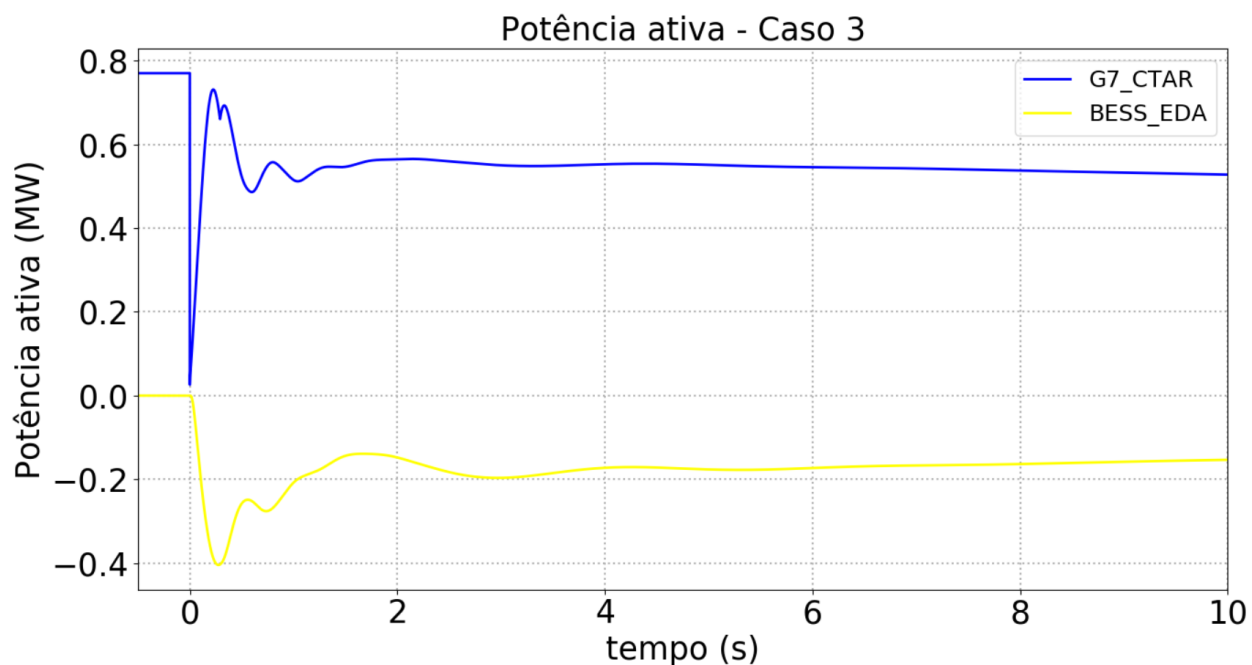


Figura 41. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 1.

4.3.2 Resultados - Cenário 2

Na Figura 42 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e PW_{Gra} , relativamente ao cenário 2.

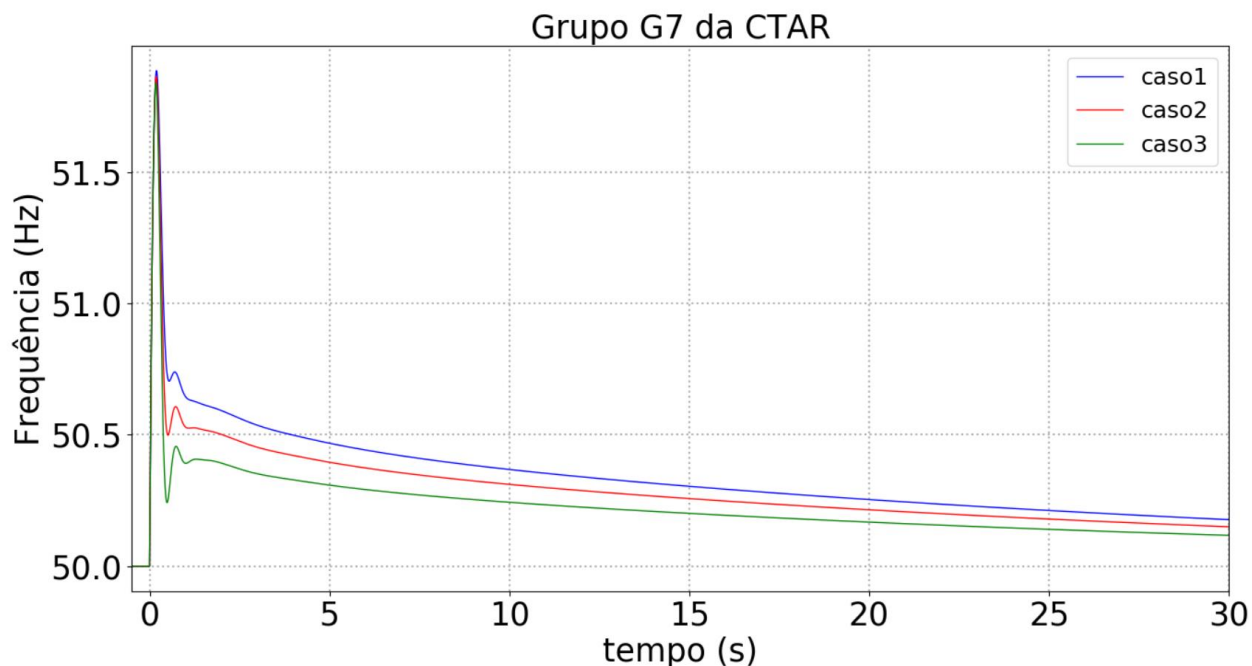


Figura 42. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 2.

Na Figura 43 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e PW_{Gra} , relativamente ao cenário 2.

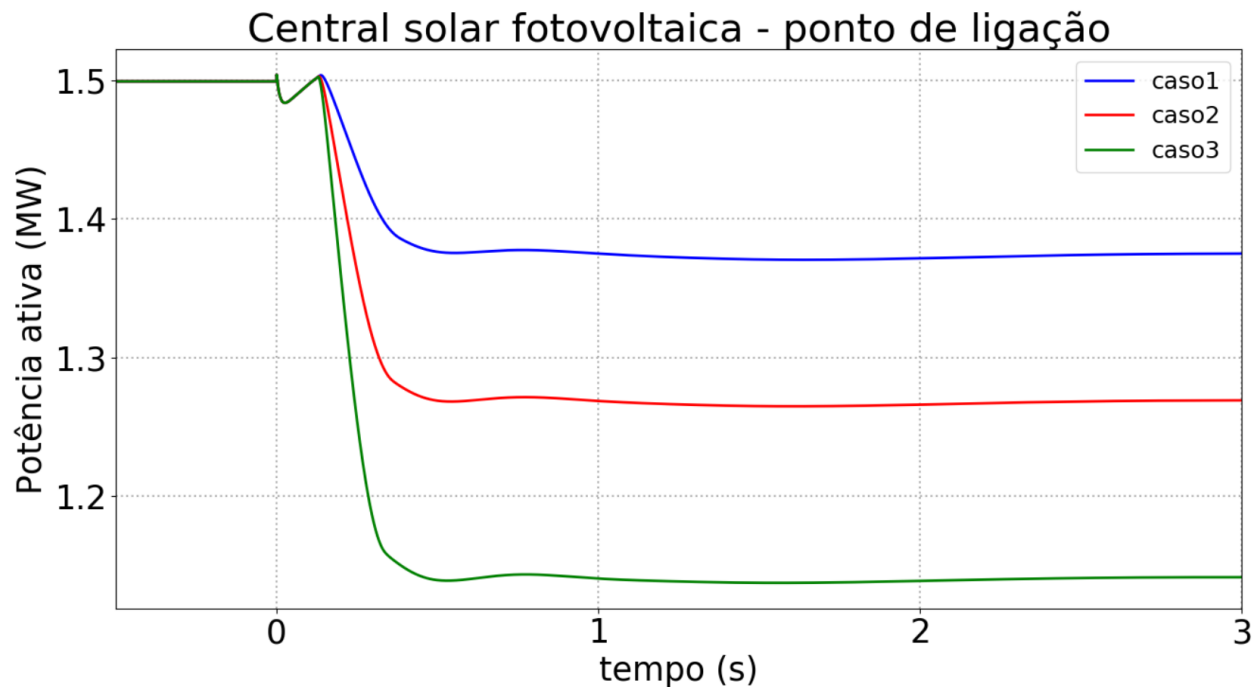
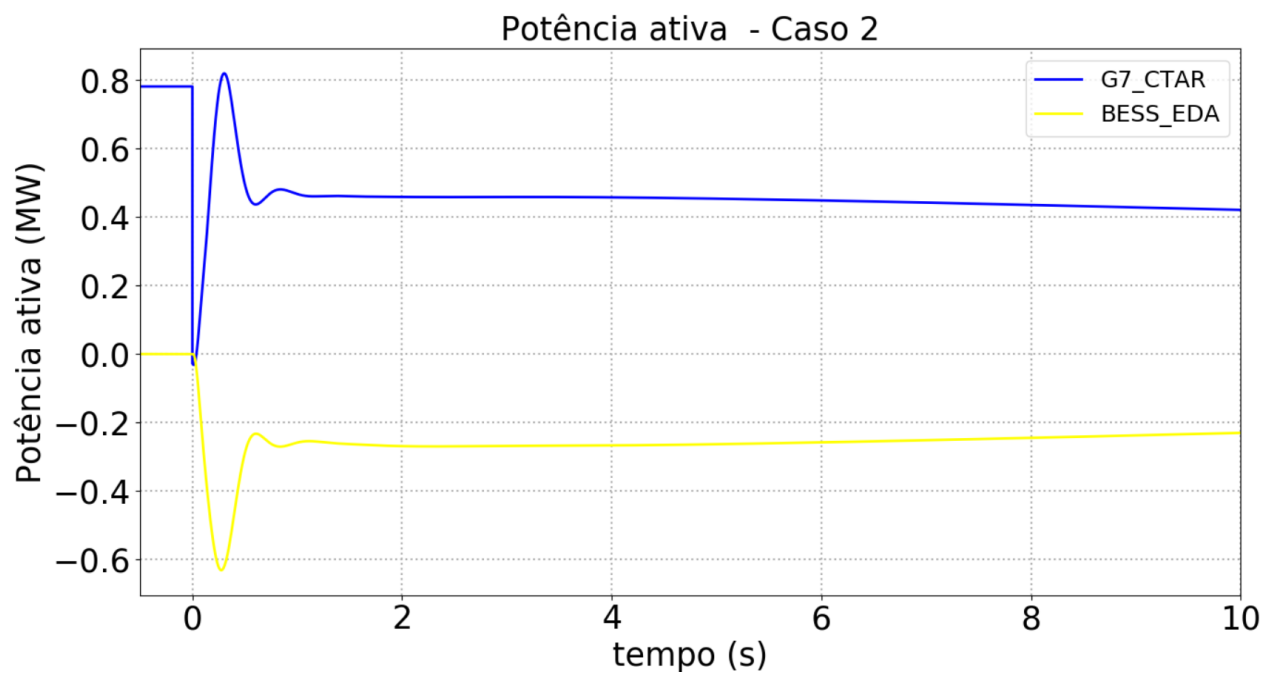
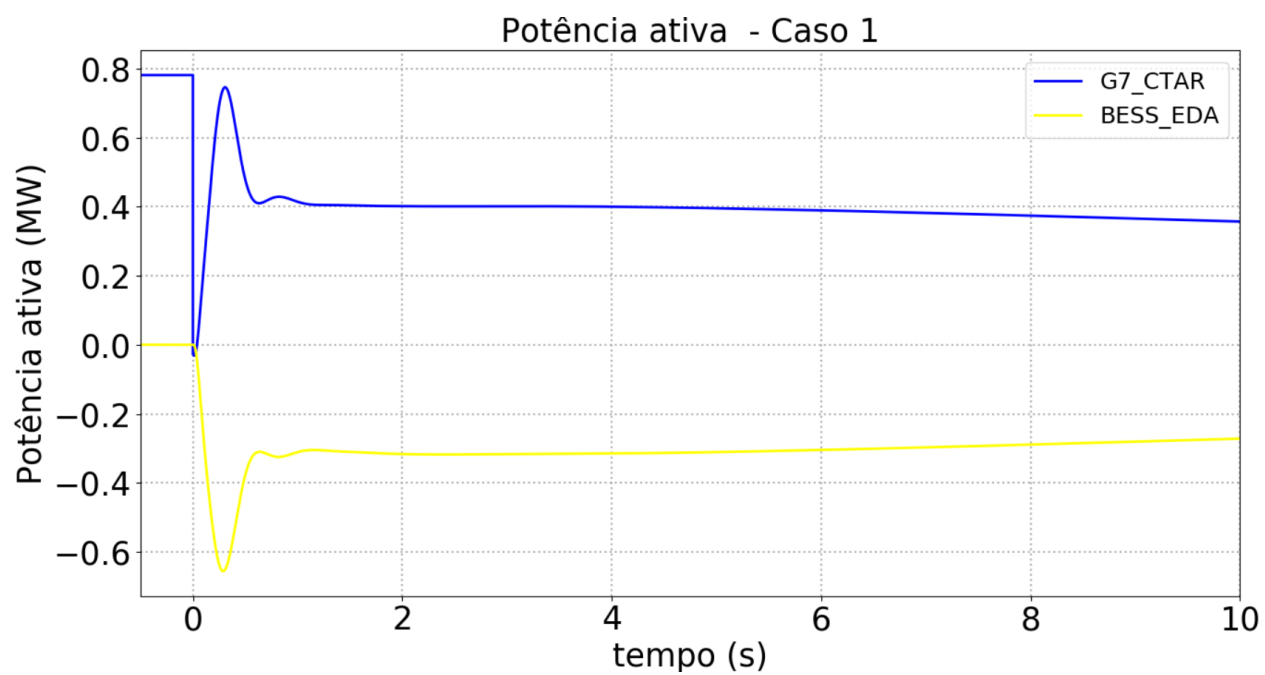


Figura 43. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 2.

Na Figura 44 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa do gerador síncrono em serviço e do sistema de reserva rápido (BESS), para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e PW_{Gra} , relativamente ao cenário 2.



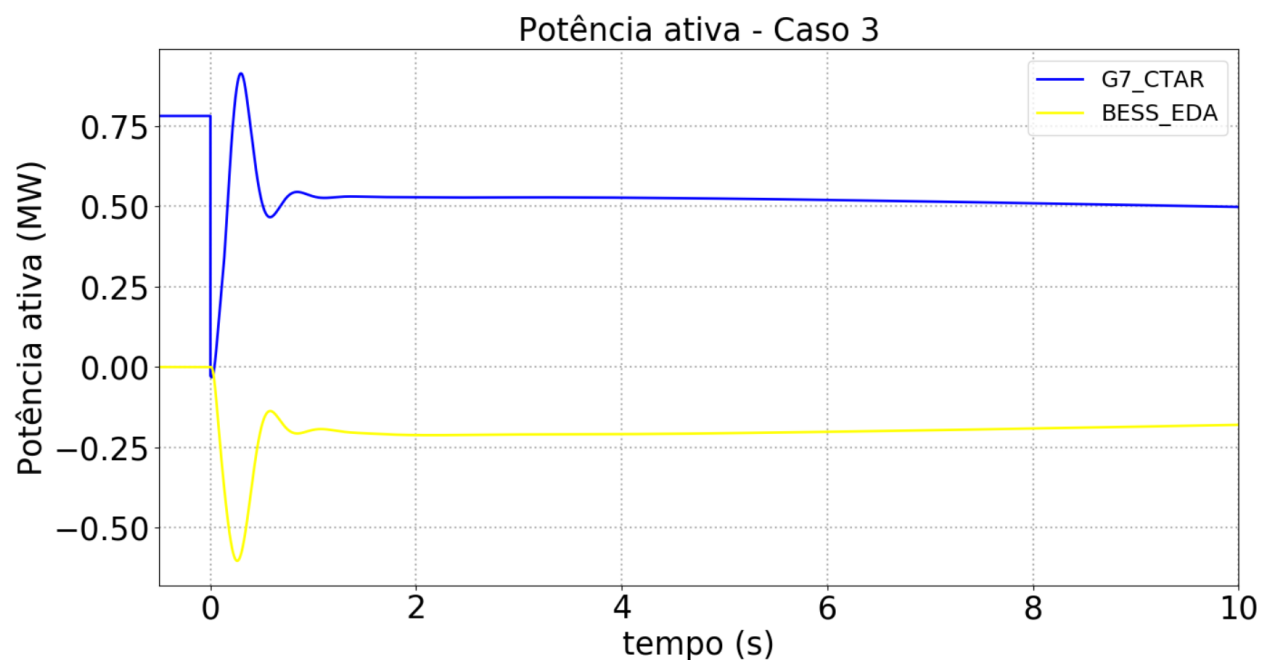


Figura 44. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 2.

4.3.3 Resultados - Cenário 3

Na Figura 45 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e $PWGr$, relativamente ao cenário 3.

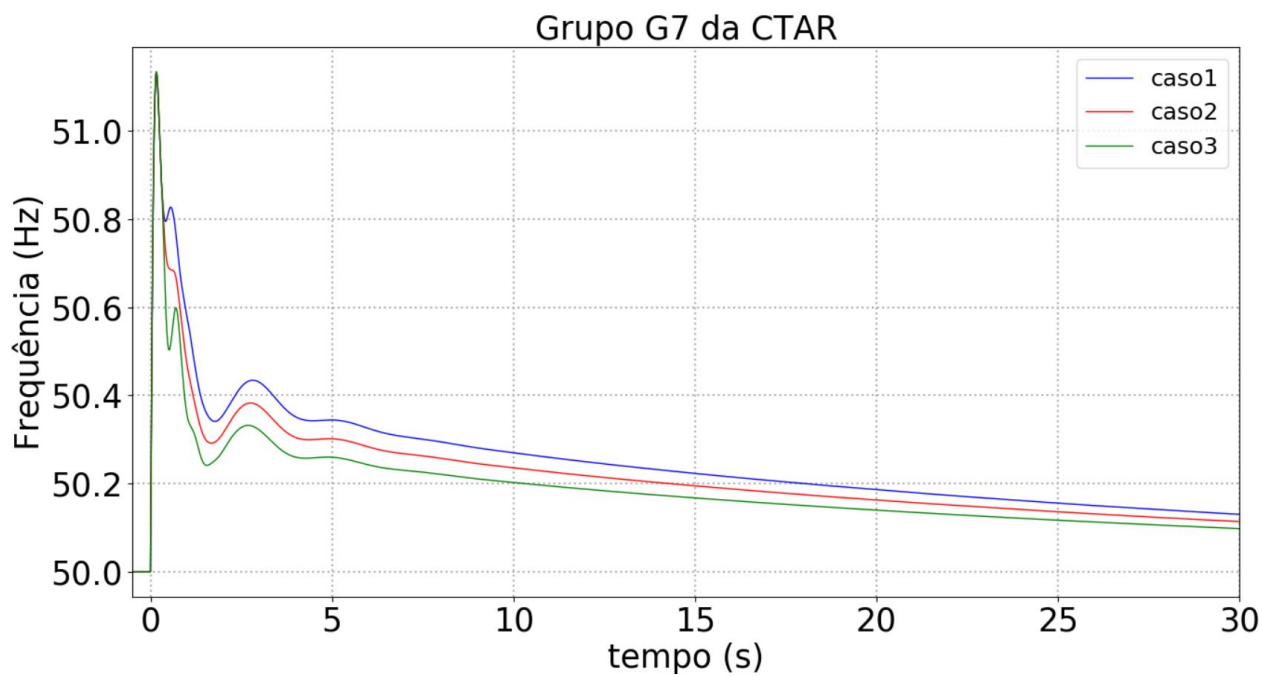


Figura 45. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 3.

Na Figura 46 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e $PWGra$, relativamente ao cenário 3.

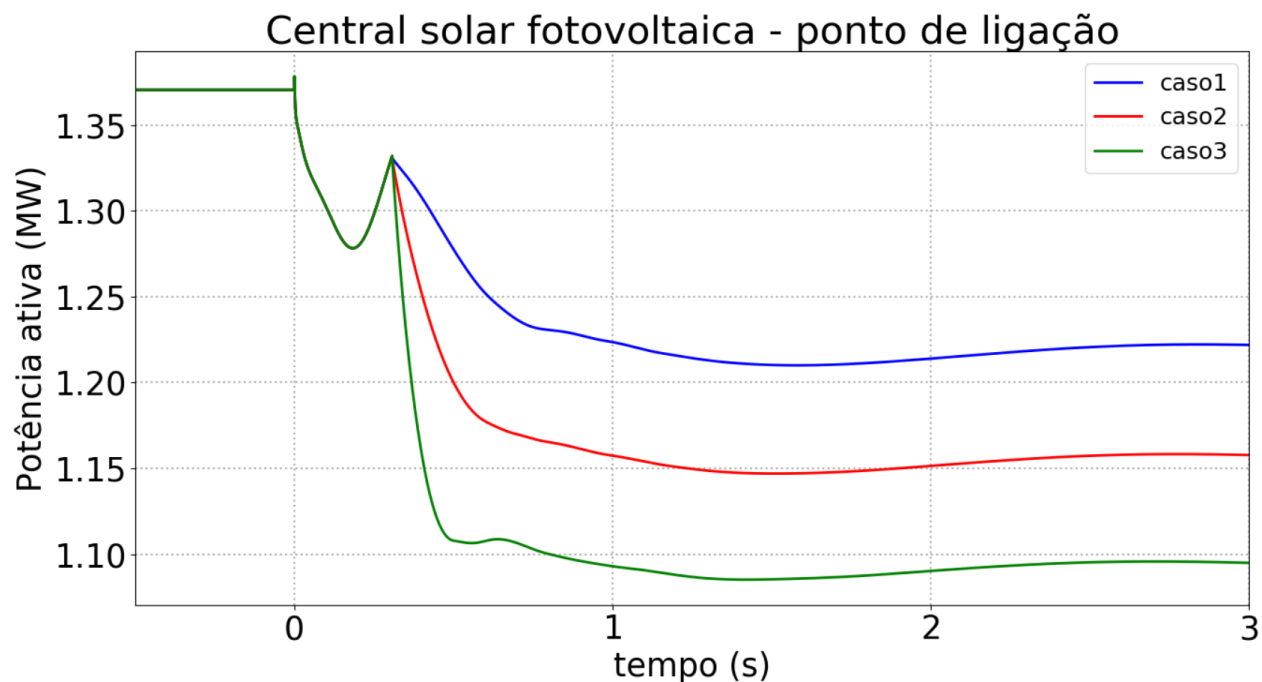
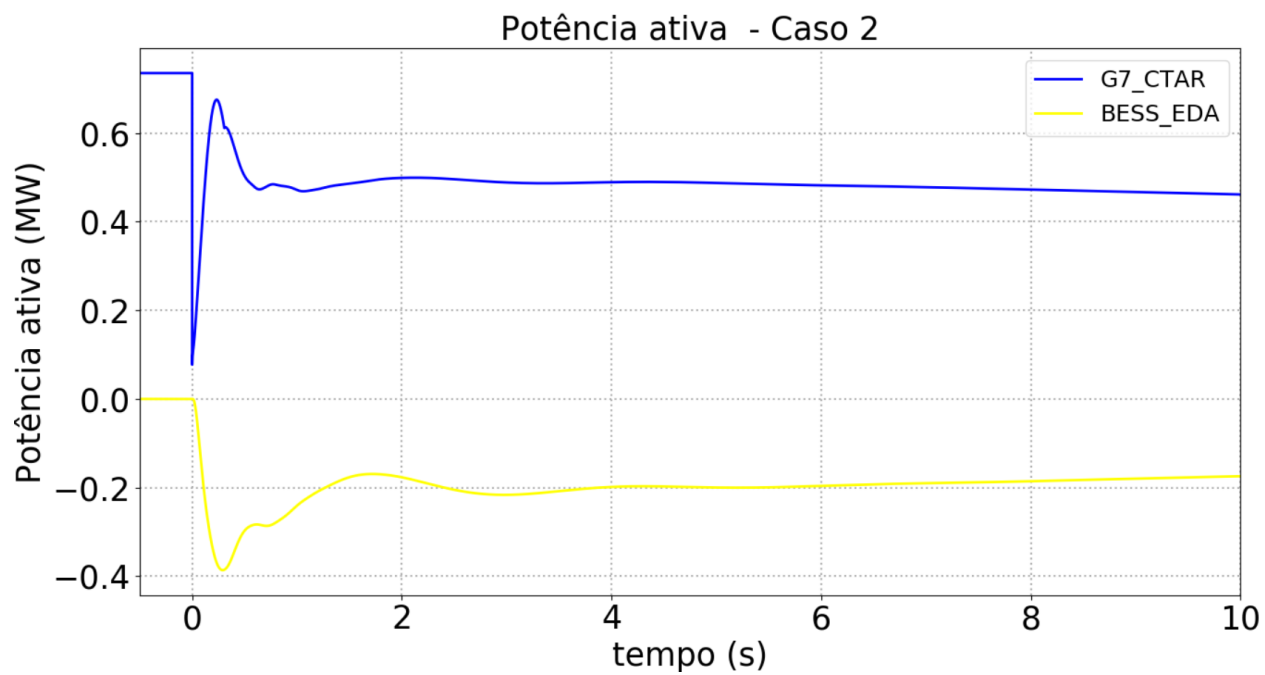
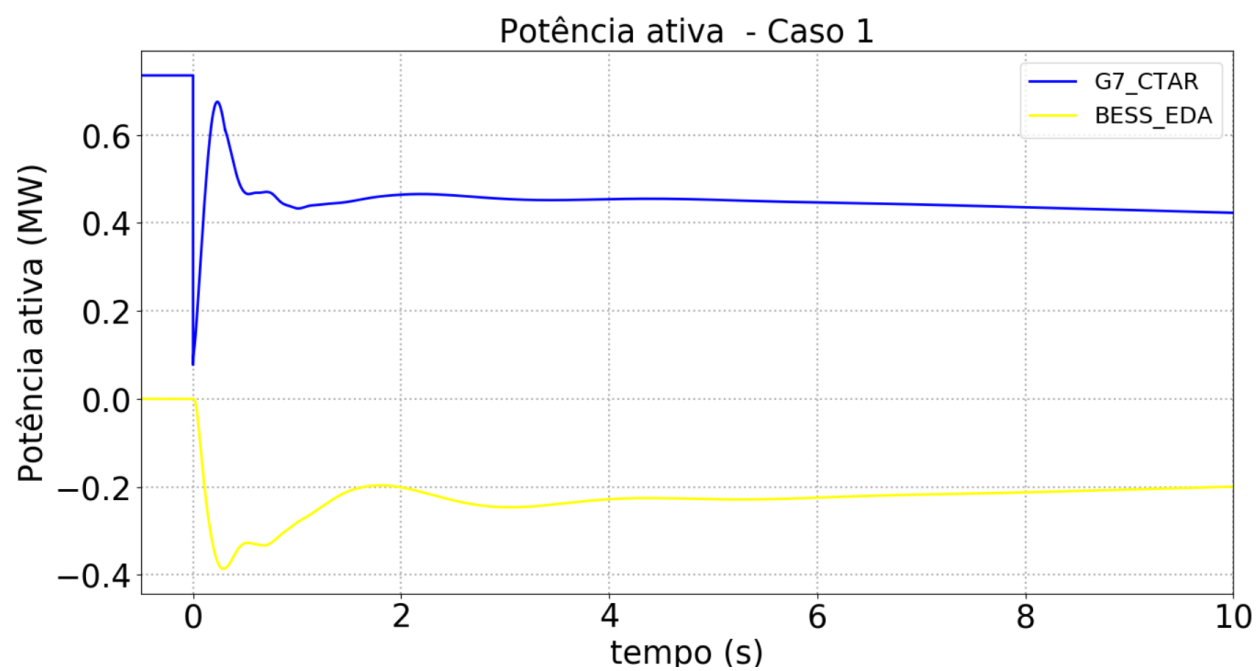


Figura 46. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 3.

Na Figura 47 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa do gerador síncrono em serviço e do sistema de reserva rápido (BESS), para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e $PWGra$, relativamente ao cenário 3.



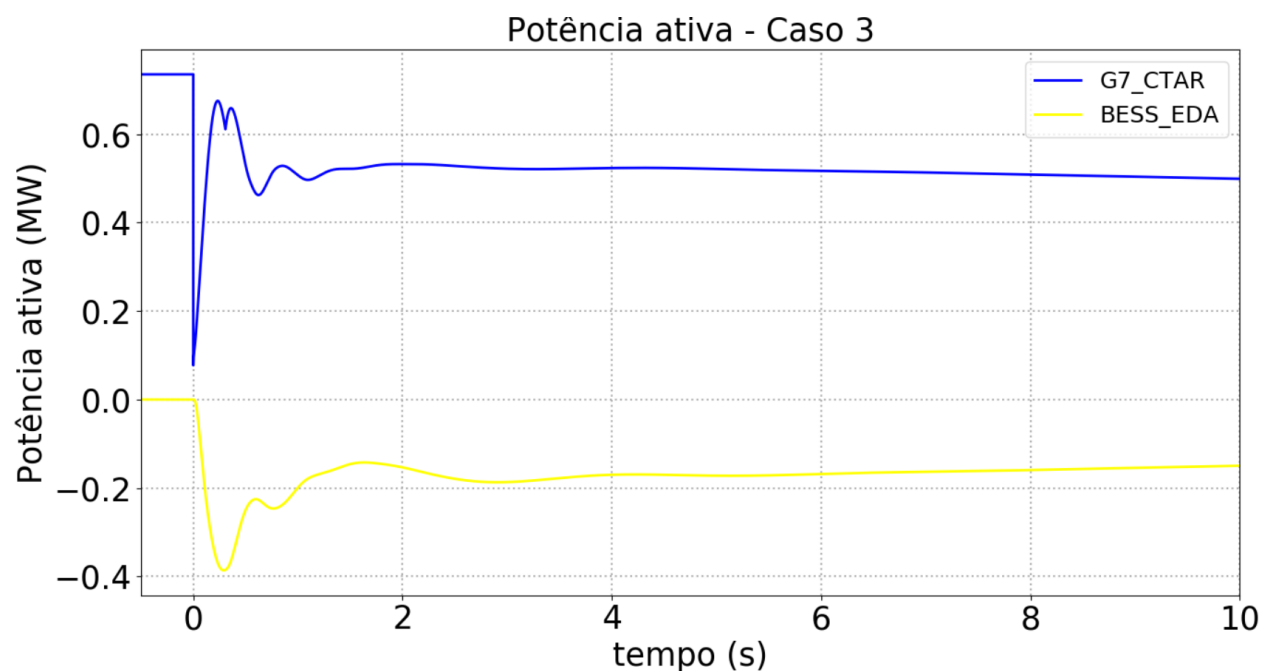


Figura 47. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 3.

4.3.4 Resultados - Cenário 4

Na Figura 48 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e PW_{Gra} , relativamente ao cenário 4.

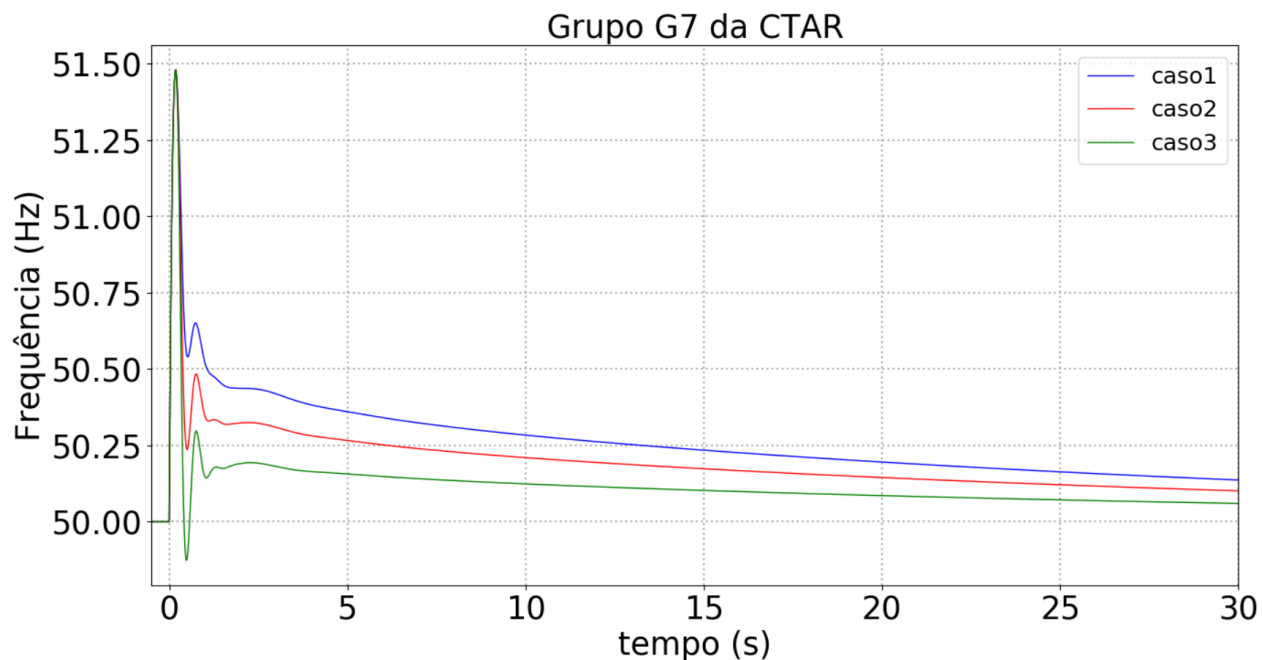


Figura 48. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 4.

Na Figura 49 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e $PWGra$, relativamente ao cenário 4.

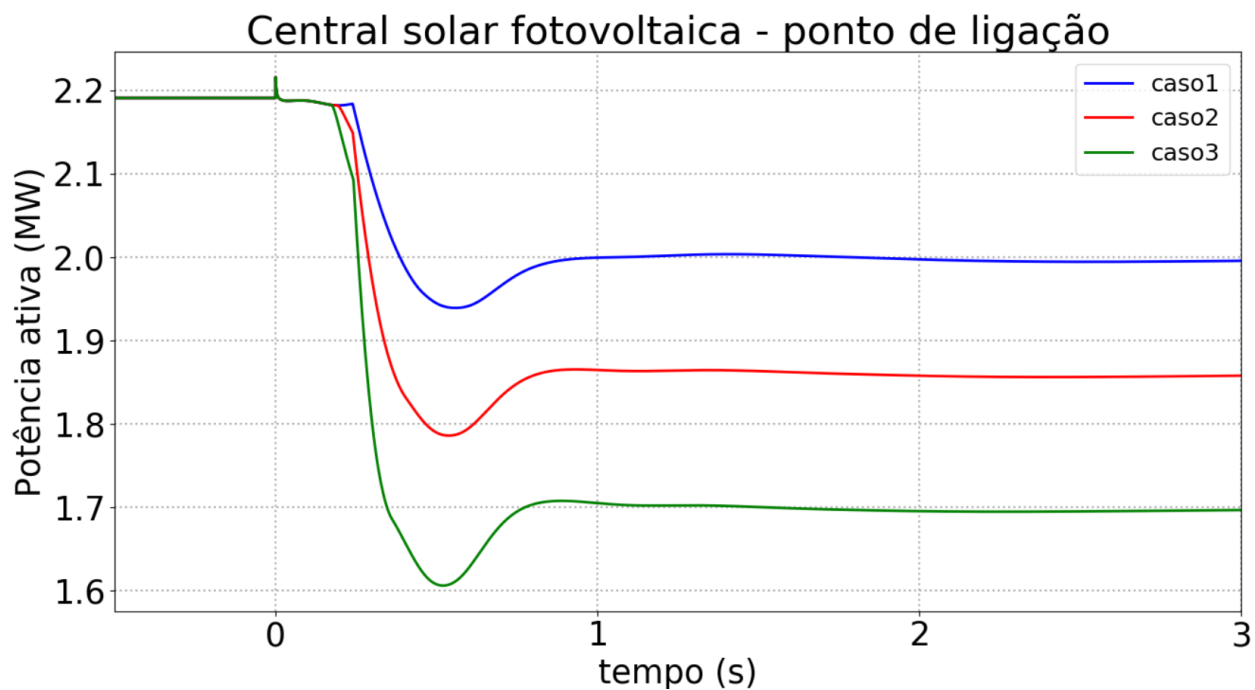
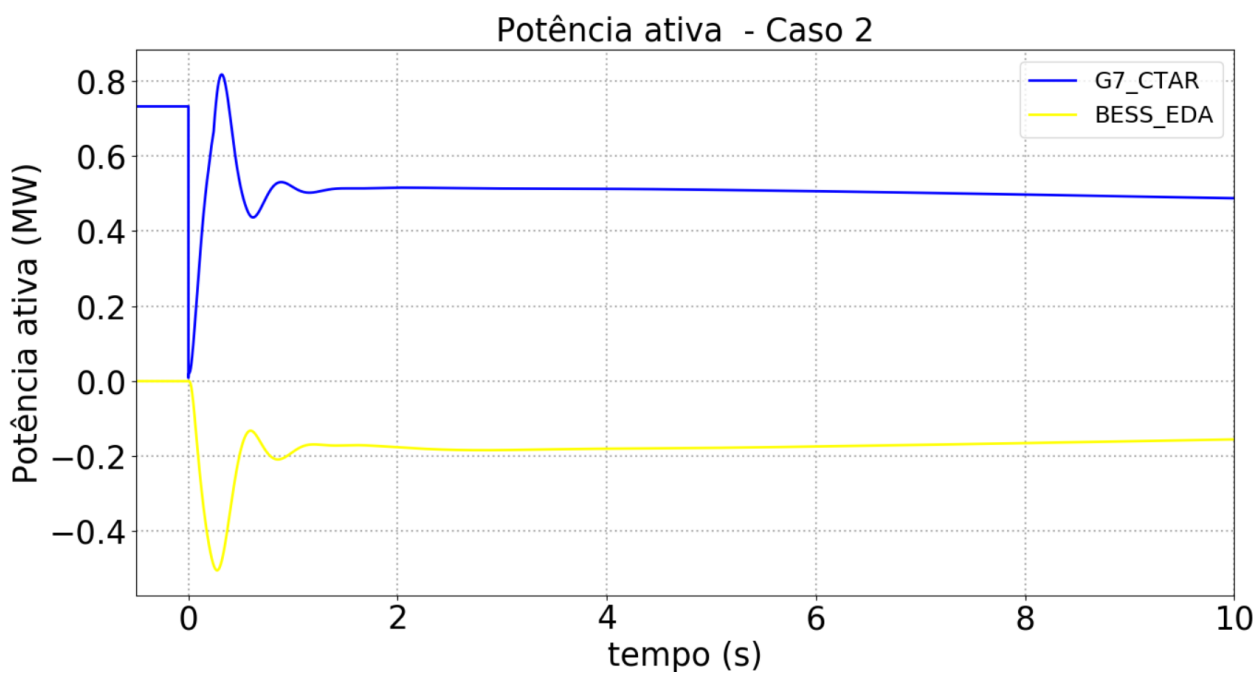
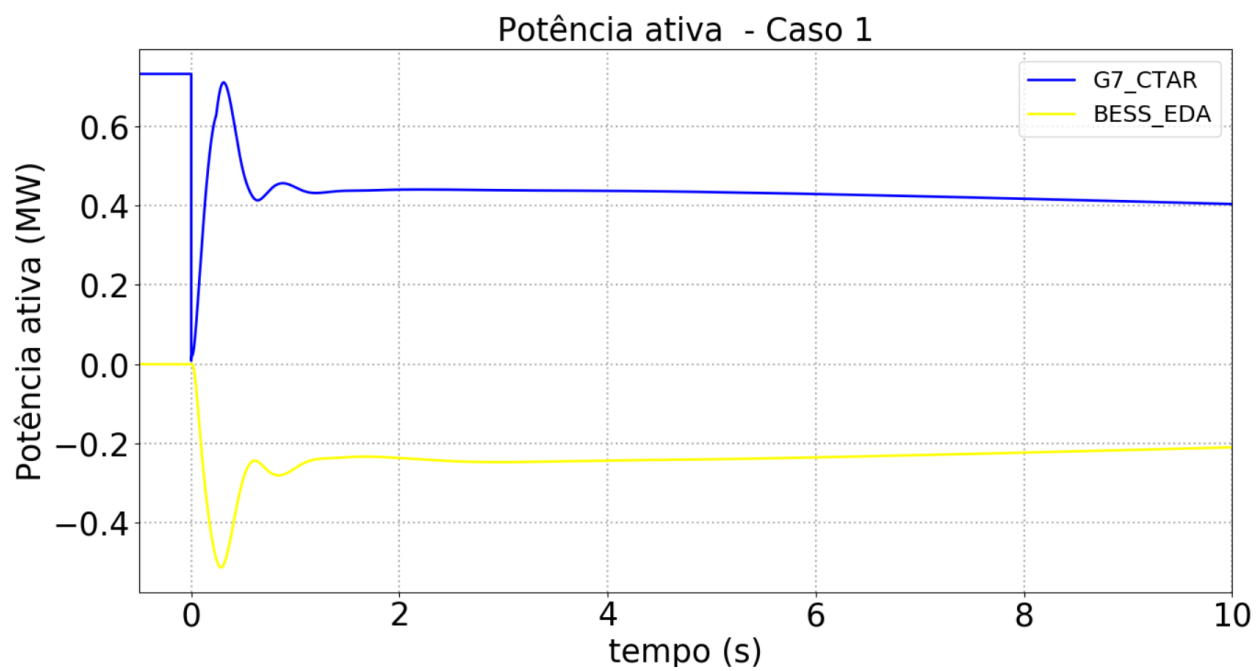


Figura 49. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 4.

Na Figura 50 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa do gerador síncrono em serviço e do sistema de reserva rápido (BESS), para os diferentes valores adotados para os parâmetros $P_{freqStopP}$ e $PWGra$, relativamente ao cenário 4.



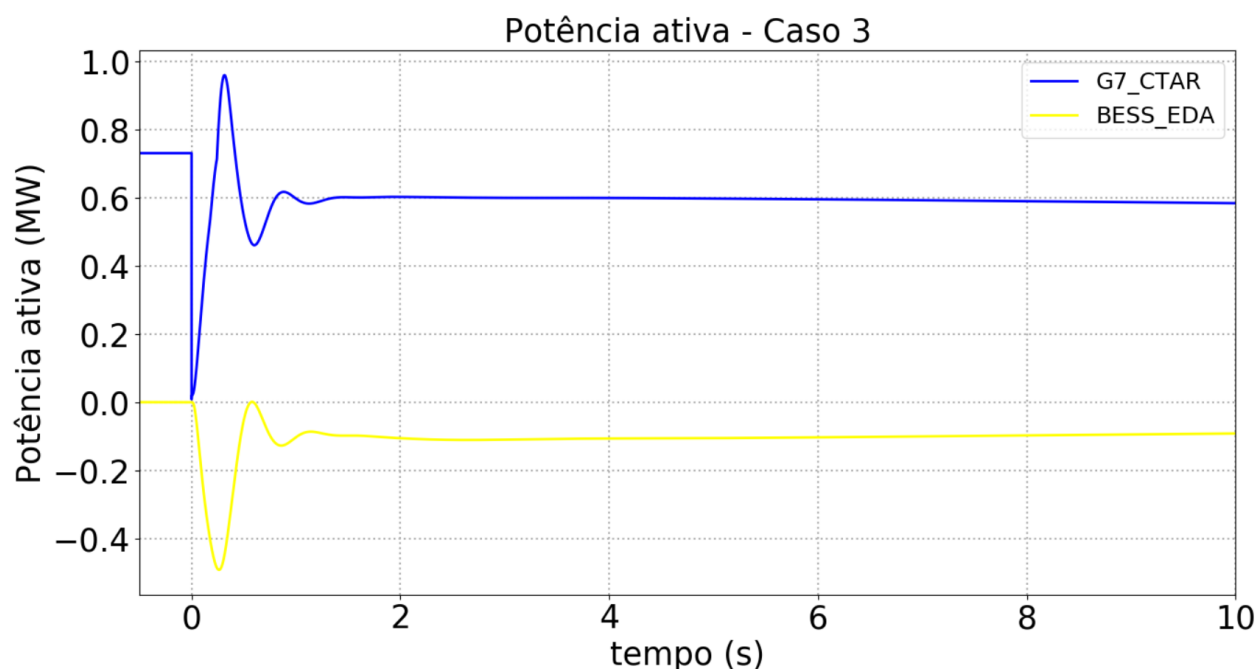


Figura 50. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 4.

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

Os resultados patentes da subsecção 4.3.1 à 4.3.4 permitem verificar que a CSFH é capaz de modular (diminuindo) a injeção de potência ativa após um evento de sobre-frequência na rede. Da análise de sensibilidade efetuada nos diversos cenários, verifica-se que o caso 3, que apresenta o valor mais reduzido para o parâmetro $P_{freqStopP}$ e mais elevado para o parâmetro $PWGra$, a capacidade de redução da potência injetada pela CSFH é maior. Esta maior capacidade de redução da potência ativa injetada permite reduzir o esforço de regulação que é exigido quer ao gerador síncrono da CTAR quer ao sistema de reserva rápida (BESS), permitindo assim uma pequena redução no Zénite do desvio da velocidade do gerador síncrono, após o deslastre de carga. Desta forma sugere-se a utilização de um valor próximo dos 20% no parâmetro $P_{freqStopP}$ dos conversores solares e de um valor próximo dos 35% no parâmetro $PWGra$ do conversor do SAE (caso 3).

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 (configuração B), com potência instalada de 2 MW, no sistema eletroprodutor da ilha de Santa Maria. Foram realizados dois estudos distintos:

- Análise em regime estacionário: avaliação da capacidade de injeção/consumo de potência reativa no ponto de interligação da CSFH à rede de distribuição e transporte da ilha de Santa Maria, perante quatro cenários distintos;

- Análise em comportamento dinâmico, tendo como objetivo avaliar o comportamento da CSFH relativamente à sua capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de injeção de corrente reativa, bem como da redução automática de potência ativa face a aumentos de frequência. Para tal foram consideradas as condições de funcionamento da referida central, bem como as características do restante sistema eletroprodutor da ilha e regras de despacho de forma a definir situações críticas do ponto de vista das condições de estabilidade da rede, as quais foram previamente validadas pela EDA, S.A.. Assim sendo, foram definidos quatro cenários operacionais para os quais foi realizada uma análise comparativa das respetivas condições de estabilidade.

Os resultados das simulações permitem concluir que:

- Amplitude da capacidade de injeção/consumo de potência reativa no ponto de ligação da rede, está diretamente relacionado com as características das curvas PQ de cada conversor que foram consideradas e dos cenários em causa, verificando-se que a infraestrutura elétrica de corrente alternada que constituiu a rede da CSFH não tem um impacto preponderante na modificação dessas curvas no ponto de ligação em face das curvas consideradas aos terminais de cada modulo conversor. Assim, é possível concluir que a utilização das curvas PQ relativa aos módulos conversores a instalar permitem que a instalação disponibilize uma gama de ampla de modulação de potência reativa no seu ponto de interligação;
- A central deve dispor de capacidade de redução automática da potência ativa injetada perante situações de sobre-frequência, recomendando-se a utilização de um valor de 20 % no parâmetro *PfreqStopP* dos conversores solares e de 35% no parâmetro *PWGra* do conversor do SAE (caso 3) para permitir não só reduzir o valor do Zénite de frequência, como reduzir o esforço de regulação sobre os geradores síncronos e sistema de reserva rápida;
- A central deve dispor de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de injeção de corrente reativa durante o defeito. Os resultados demonstram que existe, para a maioria dos cenários de operação, benefícios técnicos resultantes da injeção de corrente reativa durante o defeito. Por isso, recomenda-se a utilização de um valor intermédio de 0.5 para os parâmetros *LvrtIqK* e *FRTArGraNom*.

Finalmente importa referir que os estudos apresentados neste documento evidenciam a ocorrência de excursões de frequência pouco relevantes e que, por isso, não apresentam risco de ativação das proteções de deslastre de frequência.

6 Referências

- [1] P. 3. Model Library, “Power System Simulator for Engineering (PSS®E). Siemens Power Technologies International (PTI),” September 2020.
- [2] Huawei Technologies Co., Ltd, *SUN2000-330KTL-H1 Portugal, Grid Standard Inverter PSSE Model User Manual*, Shenzhen: Huawei, 2023.
- [3] SMA, “Description of the model of the SMA Sunny Central solar (and storage) inverters for power flow and stability studies in PSS®E,” 2022.

7 Apêndice

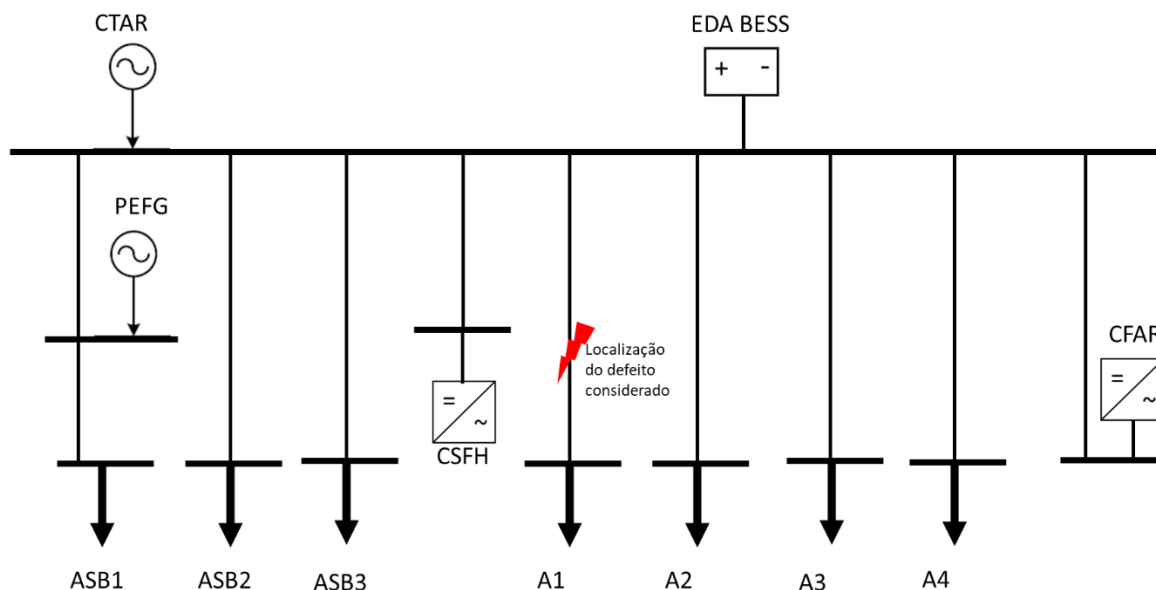


Figura 51. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha de Santa Maria e localização do curto-circuito considerado.