

VLADMIR SANCHES DA COSTA TAVARES

**IMPACTO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL NO SISTEMA ELÉTRICO  
DE ENERGIA DA ILHA DE SANTIAGO (CABO VERDE)**



UNIVERSIDADE DO ALGARVE  
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA

2020

Com o apoio da Fundação Calouste Gulbenkian.



VLADMIR SANCHES DA COSTA TAVARES

**IMPACTO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL NO SISTEMA ELÉTRICO  
DE ENERGIA DA ILHA DE SANTIAGO (CABO VERDE)**

Mestrado em Engenharia Elétrica e Eletrónica  
Especialidade de Sistemas de Energia e Controlo

Trabalho efetuado sob a orientação de:  
Professor Doutor Luís Manuel Ramos de Oliveira



UNIVERSIDADE DO ALGARVE  
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA

2020



# **IMPACTO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL NO SISTEMA ELÉTRICO DE ENERGIA DA ILHA DE SANTIAGO (CABO VERDE)**

## **Declaração de autoria de trabalho**

Declaro ser o autor deste trabalho, que é original e inédito. Autores e trabalhos consultados estão devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluída.

---

(Vladmir Sanches da Costa Tavares)



Copyright ©2020, Vladimir Sanches da Costa Tavares

A Universidade do Algarve reserva para si o direito, em conformidade com o disposto no Código do Direito de Autor e dos Direitos Conexos, de arquivar, reproduzir e publicar a obra, independentemente do meio utilizado, bem como de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição para fins meramente educacionais ou de investigação e não comerciais, conquanto seja dado o devido crédito ao autor e editor respetivos.



## **DEDICATÓRIA**

A Eunice Varela minha companheira que sempre me  
incentivou e me deu forças e inspiração para  
prosseguir sempre em frente.

Ao meu filho Wlagner William que desde cedo  
passou a conviver com a distância e se tem  
demonstrado um excelente filho.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus que sempre me iluminou os meus caminhos e ter acompanhado nesta longa caminhada.

Um especial agradecimento, ao meu professor e orientador, Eng. Doutor Luís Oliveira pelo seu apoio para que este trabalho chegasse até este ponto final. Obrigado pela sua paciência durante várias sessões online, pela sua dedicação, pela sua disponibilidade imediata de ajudar. Um muito obrigado ao seu ensinamento, sem ele não teria alcançado este feito.

À fundação Calouste Gulbenkian que me concedeu bolsa de estudo, para o 2º ano de curso.

Ao professor Eng. Rui Paisana e ao Eng. Émerson Fonseca (responsável de manutenção e automação da rede de distribuição na Electra Sul), pela disponibilização dos dados.



## RESUMO

Desde a sua origem que um dos principais desafios do sector eléctrico tem sido o fornecimento seguro e fiável de energia eléctrica a todos os consumidores, minimizando os impactos ambientais e a fatura energética. Em sistemas eléctricos isolados, como é o caso das ilhas, o aumento da produção renovável é particularmente interessante, pois resulta na redução do custo de produção de energia eléctrica, que historicamente, em Cabo Verde tem sido efetuada com recurso a combustíveis fósseis, embora desde há 10 anos se venha a assistir a um aproveitamento mais intenso do recurso eólico e do recurso solar fotovoltaico ainda que moderadamente.

No entanto, devido à sua intermitência e variabilidade, a integração renovável em larga escala pode provocar problemas de estabilidade e fiabilidade do sistema de energia eléctrica (SEE). Neste caso a solução convencional é limitar a produção de energia renovável, o que, além de prejudicar o retorno financeiro do investimento, contribui pouco para minimizar os impactos ambientais e a fatura energética.

A utilização de sistemas de armazenamento de energia pode constituir uma solução para este problema, pois permite acomodar as flutuações de produção renovável sem afetar a fiabilidade da rede. O presente trabalho pretende analisar os impactos da produção renovável na ilha de Santiago, Cabo Verde, e estudar o potencial da introdução de um sistema de armazenamento de energia.

**Palavras Chaves:** Sistemas, Energia, Eléctrica, Renováveis, Armazenamento, Fiabilidade, Qualidade.

## **ABSTRACT**

Since its inception, one of the main challenges in the electricity sector has been the safe and reliable supply of electricity to all consumers, minimizing environmental impacts and energy bills. In isolated electrical systems such as islands, the increase in renewable production is particularly interesting, since it contributes to the reduction of the cost of electricity generation, usually done in Cabo Verde using fossil fuels although the increase of a more intensive exploitation of the wind resource and of the photovoltaic solar resource, became an effective reality in the last 10 years.

However, due to its intermittency and variability, large-scale renewable integration can lead to problems of stability and reliability of the electric power system (EPS). In these cases, the conventional solution is to limit the production of renewable energy, which, in addition to harming the financial return of the investment, have a reduced contribution to minimize both the environmental impacts and the energy bill.

The use of energy storage systems can be a solution to this problem, as it allows accommodating the fluctuations of renewable production without affecting the reliability of the network. The present work intends to analyze the impacts of the renewable production in the island of Santiago, Cape Verde, and to study the potential of the introduction of an energy storage system.

**Keywords:** Systems, Energy, Electrical, Renewable, Storage, Reliability, Quality.

## Índice

<b>Capítulo 1 – Introdução.</b> .....	1
<b>1.1 – Objetivos.</b> .....	3
<b>1.2 – Estrutura da dissertação.</b> .....	3
<b>Capítulo 2 – Caracterização e localização do sistema electroprodutor da ilha de Santiago.</b> .....	5
<b>2.1 – A ilha de Santiago.</b> .....	5
<b>2.2 – Sistema de energia elétrica da ilha de Santiago.</b> .....	9
<b>Capítulo 3 – Modelo simplificado do Sistema de Energia Elétrica (SEE) da ilha de Santiago.</b> ...	10
<b>3.1 – Conceito de uma linha de transmissão curta.</b> .....	10
<b>3.2 – Implementação e análise em ambiente Matlab/Simulink.</b> .....	12
<b>3.3 – Análise do trânsito de energia.</b> .....	13
<b>3.3.1 – Conceito do trânsito de energia.</b> .....	13
<b>3.3.2 – Análise do trânsito de energia utilizando o método de Gauss-Seidel.</b> .....	16
<b>3.3.3 – Análise de trânsito de energia num SEE com 3 barramentos e uma fonte.</b> .....	17
<b>3.3.4 – Análise de um SEE com 3 barramentos e duas fontes.</b> .....	18
<b>3.4 – Conceito de estabilidade da rede.</b> .....	20
<b>3.4.1 – Análise em Matlab/Simulink – 1º cenário.</b> .....	21
<b>3.4.2 – Análise em Matlab/Simulink – 2º cenário.</b> .....	24
<b>Capítulo 4 – Implementação do modelo computacional do SEE da ilha de Santiago em ambiente Matlab/Simulink.</b> .....	28
<b>4.1 – Implementação/configuração do modelo de um parque eólico.</b> .....	28
<b>4.2 – Implementação/configuração do modelo de um parque solar fotovoltaico.</b> .....	31
<b>4.3 – Modelo simplificado do sistema elétrica da ilha de Santiago.</b> .....	33
<b>4.4 – Análise do trânsito de energia do modelo simplificado do SEE da ilha de Santiago.</b> .....	33
<b>Capítulo 5 – Análise da estabilidade do sistema de energia elétrica da ilha de Santiago. Impacto da produção renovável.</b> .....	39
<b>5.1 – Estudo do 1º cenário – Perturbação na velocidade do vento.</b> .....	40
<b>5.2 – Estudo do 2º cenário – Saída de serviço do parque eólico.</b> .....	44
<b>5.3 – Estudo do 3º cenário – Perturbação na radiação solar.</b> .....	47
<b>5.4 – Estudo do 4º cenário – Perda repentina do parque solar fotovoltaico.</b> .....	50
<b>5.5 – Estudo do 5º cenário – Perda de produção solar fotovoltaico e perda simultânea da produção eólica.</b> .....	53
<b>Capítulo 6 – Introdução de um sistema de armazenamento no sistema de energia elétrico da ilha de Santiago.</b> .....	56
<b>6.1 – Estudo do 1º cenário – Perturbação na velocidade do vento e utilização de sistema de armazenamento de energia.</b> .....	59

<b>6.2 – Estudo do 2º cenário – Perda repentina do parque eólico e utilização de sistema de armazenamento de energia.....</b>	<b>62</b>
<b>6.3 – Estudo do 3º cenário – Perturbação na radiação solar e utilização de sistema de armazenamento de energia.....</b>	<b>66</b>
<b>6.4 – Estudo do 4º cenário – Perda repentina do parque solar fotovoltaico e utilização de sistema de armazenamento de energia.....</b>	<b>70</b>
<b>6.5 – Estudo do 5º cenário – Perda de 22 % da produção solar fotovoltaico e perda simultânea de 43 % da produção eólica e utilização de sistema de armazenamento de energia.....</b>	<b>73</b>
<b>Capítulo 7 – Conclusões.....</b>	<b>78</b>
<b>Referências.....</b>	<b>80</b>
<b>Anexo A – Cálculo dos parâmetros de uma linha curta.....</b>	<b>82</b>
<b>Anexo B.....</b>	<b>84</b>
<b>B.1 – Análise de um SEE com 3 barramentos e uma fonte – Cálculo analítico.....</b>	<b>84</b>
<b>B.2 – Cálculo analítico de fluxo de potência e as perdas.....</b>	<b>86</b>
<b>B.3 – Simulação em Matlab/Simulink de fluxo de potência.....</b>	<b>88</b>
<b>Anexo C.....</b>	<b>89</b>
<b>C.1 – Análise de um SEE com 3 barramentos e duas fontes – Cálculo analítico.....</b>	<b>89</b>
<b>C.3 – Simulação em Matlab/Simulink de fluxo de potência.....</b>	<b>93</b>
<b>Anexo D.....</b>	<b>94</b>
<b>D.1 – Configuração de um gerador síncrono.....</b>	<b>94</b>

**Lista de ilustrações**

Figura 2.1 – Localização geográfica das ilhas de Cabo Verde [5].	5
Figura 2.2 – Representação geográfica da ilha de Santiago [7].	6
Figura 2.3 – Esquema sintético do SEE de Santiago.	8
Figura 3.1 – Circuito $\pi$ de uma linha de transmissão simétrica.	11
Figura 3.2 – Circuito Equivalente de linha curta.	11
Figura 3.3 – Quadripolo representativo de uma linha de transmissão.	11
Figura 3.4 – Modelo simplificado de SEE.	12
Figura 3.5 – Barramento variável $V_x$ , $\delta_x$ , $P_x$ e $Q_x$ .	14
Figura 3.6 – Esquema de SEE com 3 barramentos e uma fonte.	17
Figura 3.7 – Demonstração de trânsito de potência no SEE.	18
Figura 3.8 – Esquema de SEE com 3 barramentos e duas fontes.	19
Figura 3.9 – Demonstração de trânsito de potência no SEE.	20
Figura 3.10 – Sistema de barramento infinito com um gerador síncrono.	21
Figura 3.11 – Potência elétrica no barramento infinito no 1º cenário.	22
Figura 3.12 – Grandezas no gerador síncrono no 1º cenário.	23
Figura 3.13 – Sistema de barramento infinito com duas cargas, um disjuntor inicialmente aberto ( $t = 1,0$ s) e um gerador síncrono.	24
Figura 3.14 – Potência elétrica no barramento infinito no 2º cenário.	25
Figura 3.15 – Potência elétrica no barramento B.1 no 2º cenário.	25
Figura 3.16 – Grandezas no gerador síncrono no 2º cenário.	27
Figura 4.1 – Modelo matemático para implementação do parque eólico [13].	29
Figura 4.2 – Bloco do parque eólico e os parâmetros pré-configurados.	30
Figura 4.3 – Bloco do parque solar e os parâmetros pré-configurados.	31
Figura 4.4 – Modelo matemático para implementação do parque solar [13].	32
Figura 4.5 – Implementação do SEE da ilha de Santiago em ambiente Matlab/Simulink.	34
Figura 5.1 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico, no 1º cenário.	41
Figura 5.2 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 1º cenário.	41
Figura 5.3 – Frequência, velocidade do rotor, tensão e potência elétrica no central térmico a diesel do Palmarejo, no 1º cenário.	43
Figura 5.4 – Perda total de potência elétrica injetada pelo parque eólico, no 2º cenário.	44
Figura 5.5 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 2º cenário.	45
Figura 5.6 – Frequência, velocidade do rotor, tensão e potência elétrica no central térmico a diesel do Palmarejo, no 2º cenário.	46

Figura 5.7 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico, no 3º cenário. ....	47
Figura 5.8 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 3º cenário. ....	48
Figura 5.9 – Frequência, velocidade do rotor, tensão e potência elétrica no central térmico a diesel do Palmarejo, no 3º cenário. ....	49
Figura 5.10 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico, no 4º cenário. ....	50
Figura 5.11 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 4º cenário. ....	51
Figura 5.12 – Frequência, velocidade do rotor, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo, no 4º cenário. ....	52
Figura 5.13 – Potência elétrica no parque eólico, no 5º cenário. ....	53
Figura 5.14 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 5º cenário. ....	54
Figura 5.15 – Frequência, velocidade do rotor, tensão e potência elétrica no central térmico a diesel do Palmarejo, no 5º cenário. ....	55
Figura 6.1 – Exemplo de parametrização do sistema de armazenamento. ....	56
Figura 6.2 – Modelo do sistema de armazenamento de energia utilizado no trabalho. ....	57
Figura 6.3 – Introdução dum sistema de armazenamento de energia no SEE da ilha de Santiago em ambiente Matlab/Simulink. ....	58
Figura 6.4 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico no 1º cenário. ....	59
Figura 6.5 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico no 1º cenário. ....	60
Figura 6.6 – Frequência, velocidade do rotor, potência elétrica na central térmico de Palmarejo, no 1º cenário. ....	61
Figura 6.7 – Injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para a rede no 1º cenário. ....	62
Figura 6.8 – Perda total de potência elétrica injetada pelo parque eólico, no 2º cenário. ....	63
Figura 6.9 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 2º cenário. ....	64
Figura 6.10 – Injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para a rede no 2º cenário. ....	64
Figura 6.11 – Frequência, velocidade do rotor, potência elétrica na central térmico de Palmarejo, no 2º cenário. ....	65
Figura 6.12 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico no 3º cenário. ....	66
Figura 6.13 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico no 3º cenário. ....	67
Figura 6.14 – Injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para a rede no 3º cenário. ....	67
Figura 6.15 – Frequência, tensão, velocidade do rotor e potência elétrica na central térmica de Palmarejo no 3º cenário. ....	69
Figura 6.16 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico, no 4º cenário. ....	70
Figura 6.17 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico no 4º cenário. ....	71

Figura 6.18 – Injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para a rede no 4º cenário. ....	71
Figura 6.19 – Frequência, tensão, velocidade do rotor e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo no 4º cenário. ....	72
Figura 6.20 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico, no 5º cenário. ....	73
Figura 6.21 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico do 5º cenário. ....	74
Figura 6.22 – Injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para a rede no 5º cenário. ....	75
Figura 6.23 – Frequência, tensão, velocidade do rotor e potência elétrica na central térmica de Palmarejo do 5º cenário. ....	76

**Lista de tabelas**

Tabela 1 – Análise comparativa. ....	13
Tabela 2 – Identificação dos barramentos. ....	14
Tabela 3 – Análise comparativa da simulação e cálculo analítico. ....	18
Tabela 4 – Análise comparativa da simulação e cálculo analítico. ....	19
Tabela 5 – Parâmetros de configuração de transito de energia. ....	33
Tabela 6 – Distribuição das cargas da ilha de Santiago - rede de zona Norte. ....	35
Tabela 7 – Distribuição das cargas da ilha de Santiago - rede de zona Sul. ....	36
Tabela 8 – Resultados da análise do trânsito de energia no sistema elétrico da ilha de Santiago. ....	37
Tabela 9 – Resumo dos cenários das simulações. ....	77

**Lista de acrónimos**

B – Susceptância (S).

$B_x$  – Barramento x.

$B_{xn}$  – Susceptância no barramento x e n (S).

E – Força eletromotriz (V).

$E_S$  – Força eletromotriz simples (V).

f – Frequência (Hz).

FP – Fator de potência.

G – Condutância (S).

$G_{xn}$  – Condutância no barramento x e n (S).

H – Constante de inércia (s).

I – Corrente (A).

$I^*$  – Conjugado da corrente (A).

$I_x^*$  – Conjugado da corrente no barramento x (A).

$I_1$  – Corrente na fase 1 (A).

$I_a$  – Corrente na fase a (A).

$I_b$  – Corrente na fase b (A).

$I_R$  – Corrente no final da linha (A).

$I_S$  – Corrente no início da linha (A).

$I_x$  – Corrente no barramento x (A).

J – Inércia do gerador.

j – Parte imaginária.

Kd – Coeficiente de amortecimento.

L – Indutância por unidade de comprimento (H/km).

- $l$  – Comprimento da linha (km).
- $N$  – Número de par de polos.
- $n$  – Velocidade do Vento (m/s).
- $P$  – Potência ativa (W).
- $P_{Cx}$  – Potência ativa na carga  $x$  (W).
- $P_{Fx}$  – Potência ativa na fonte  $x$  (W).
- $P_m$  – Potência mecânica (W).
- $P_{max}$  – Potência ativa máxima (W).
- $P_R$  – Potência ativa na final da linha (W).
- $P_S$  – Potência ativa no início da linha (W).
- $P_x$  – Potência ativa no barramento  $x$  (W).
- $Q$  – Potência reativa (var).
- $Q_C$  – Potência reativa capacitiva (var).
- $Q_{Cx}$  – Potência reativa na carga  $x$  (var).
- $Q_{Fx}$  – Potência reativa na fonte  $x$  (var).
- $Q_I$  – Potência reativa indutiva (var).
- $Q_S$  – Potência reativa no início da linha (var).
- $Q_x$  – Potência reativa no barramento  $x$  (var).
- $R$  – Resistência ( $\Omega$ ).
- $r$  – Resistência por unidade de comprimento ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $S$  – Potência aparente (VA).
- $S_b$  – Potência aparente de base (VA).
- $S_R$  – Potência aparente no lado receptor (VA).
- $S_S$  – Potência aparente no lado emissor (VA).

- $S_x$  – Potência aparente do barramento x (VA).
- $U$  – Tensão (V).
- $V$  – Tensão (V).
- $V_1$  – Tensão na fase 1 (V).
- $V_{ab}$  – Tensão entre as fases a e b (V).
- $V_{bc}$  – Tensão entre as fases b e c (V).
- $V_{ca}$  – Tensão entre as fases c e a (V).
- $V_n$  – Tensão no barramento n (V).
- $V_R$  – Tensão na final da linha (V).
- $V_S$  – Tensão no início da linha (V).
- $V_{SLL}$  – Tensão no início da linha entre fase (V).
- $V_x^*$  – Conjugado de tensão no barramento x (V).
- $V_x$  – Valor eficaz da tensão no barramento x (V).
- $\omega$  – Frequência angular (rad/s).
- $X$  – Reatância ( $\Omega$ ).
- $X_L$  – Reatância indutiva ( $\Omega$ ).
- $Y$  – Admitância (S).
- $Y_{bus}$  – Matriz das admitâncias que representa um sistema elétrico.
- $Y_{xn}$  – Admitância no barramento x e n (S).
- $Y_{xx}$  – Admitância nos barramentos diagonais (S).
- $Z$  – Impedância ( $\Omega$ ).
- $Z_b$  – Impedância de base ( $\Omega$ ).
- $\delta_n$  – Ângulo de fase de tensão no barramento n ( $^\circ$ ).
- $\delta_x$  – Ângulo de fase de tensão no barramento x ( $^\circ$ ).

$\eta$  – Eficiência da linha (%).

$\theta_{xn}$  – Ângulo de impedância barramento x e n ( $^{\circ}$ ).

$\zeta$  – Razão de amortecimento.

**Lista de abreviaturas**

AT – Alta Tensão.

B1 – Barramento 1.

B2 – Barramento 2.

B3 – Barramento 3.

B.G – Barramento de geração.

B. inf – Barramento infinito.

BT – Baixa tensão.

CPME – Carta Política para a Mobilidade Elétrica.

ELECTRA – Empresa de Eletricidade e Água de Cabo Verde.

EPS – Electric Power System.

INE – Instituto Nacional de Estatística.

LUX DEVELOPMENT – Cooperação Luxemburguesa para Desenvolvimento.

MT – Média Tensão.

PESER – Plano Estratégico Sectorial das Energias Renováveis.

pu – Por Unidade.

SE – Subestações.

SEE – Sistema de Energia Elétrica.

SOC – State Of Charge.

## Capítulo 1 – Introdução.

A crescente e justificável preocupação com a preservação do meio ambiente e com as alterações climáticas motivam uma forte aposta nas energias renováveis.

A produção de energia elétrica, a partir das centrais térmicas convencionais que utilizam combustíveis fósseis, que são poluentes, sofre ainda com as flutuações nos preços dos combustíveis, significativamente irregulares, o que nos pequenos países sem petróleo, sem carvão ou sem gás natural, torna a gestão da energia e da economia muito complicada.

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis tem várias vantagens, pois, além dos benefícios ambientais, contribui para a independência energética do país, estimula a criação de postos de emprego em zonas desfavoráveis, e incentiva a investigação e o desenvolvimento de novas tecnologias.

Em Cabo Verde, atualmente a integração das fontes renováveis na produção de energia elétrica tem sido expressivamente incentivada. Neste sentido é verificado um aumento considerável na produção de energia elétrica a partir das fontes eólica e solar fotovoltaico no “*mix*” energético das ilhas de Cabo Verde. Os programas do Governo para a implementação da produção de energia elétrica a partir das fontes renováveis define objetivos ambiciosos, com aplicação desde a produção em larga escala até à microprodução.

O Plano Diretor do Setor Elétrico 2018-2040 publicado no Boletim Oficial pela Resolução nº. 39/2019 de 8 de abril, prevê atingir 30 % da produção de energia elétrica com recurso a energias renováveis até 2025 e superar os 50 % de produção de energia elétrica com recurso a energias renováveis em 2030. [1]. Este plano é bastante ambicioso, tanto mais que, em paralelo, se prevê um incremento da Mobilidade Elétrica, cujas metas estão definidas na Carta Política para a Mobilidade Elétrica (CPME) publicada num Anexo à Resolução nº. 13/2019 de 1 de fevereiro. Esta CPME prevê a substituição integral de todos os veículos equipado com motores térmicos até 2050 com proibição da sua importação a partir de 2035, com etapas intermédias entre 2021 e 2030, fazendo prever um enorme consumo de energia elétrica associado á mobilidade elétrica, além do expectável crescimento do consumo provocado pelo normal crescimento económico.

Caso o Plano Diretor do Setor Elétrico se concretize conforme previsto vai existir uma contribuição importante para o aumento da produção de energia renovável e para execução do plano de transição energética.

Cabo Verde já dispõem dum estudo que define pontos de maior interesse a instalação dos parques de produção de eletricidade a partir das fontes renováveis. Este é denominado de ATLAS E PROJECTOS de Energias Renováveis [2]. Na ilha de Santiago encontramos a maior quantidade das áreas reservadas para a realização destes projetos. O sistema de energia elétrica (SEE), e respetivas infraestruturas de controlo, da ilha de Santiago foi inicialmente concebido para interligar um conjunto de sistemas e energia elétrica autónomos, alimentados todos eles por produção térmica convencional (alternadores acionados por motores diesel de 1500 r.p.m, queimando gasóleo), tendo evoluído progressivamente para o SEE único que hoje existe, e que recorre atualmente á produção térmica assente em grupos diesel de média velocidade queimando fuel pesado de 380 cSt.

Assim, a integração massiva de parques produtores de energias renováveis, com a desativação das centrais térmicas menos eficientes, coloca novos desafios no que respeita à operação segura do SEE da ilha de Santiago. A estrutura das redes elétricas das ilhas são, tipicamente, redes de reduzida dimensão com um número reduzido de grupos térmicos em funcionamento. A produção intermitente da energia renovável compromete a flexibilidade de operação das redes isoladas, tornando-a particularmente suscetível a problemas de estabilidade da frequência e flutuação de tensão, condição que representa um risco para a continuidade e qualidade de serviço. Por forma a reduzir este risco deve ser desenvolvido um método de controlo de ação rápida que possibilita o controlo da frequência quando ocorrer um distúrbio (intermitência da produção renovável, perda instantânea das centrais produtoras, variações das cargas, defeitos nas linhas, entre outros) que afeta o SEE.

Um possível método de controlo de ação rápida consiste na introdução de um sistema de armazenamento nos SEE isolados. Os sistemas de armazenamento de energia são considerados atualmente como uma possível solução para estes problemas, contribuindo para regulação primária de frequência. Estes são capazes de desenvolver rápidas ações de controlo, injetando elevadas quantidades de potência em pequenos períodos [3]. Desta forma, é possível reduzir o risco de instabilidade em redes isoladas, aquando da ocorrência de perturbações tais como a perda de grupos térmicos ou variações na produção renovável [3].

Atualmente há diversos estudos e experiências relativos aos benefícios técnicos resultantes da utilização de sistemas de armazenamento de energia como forma de aumentar a integração da produção de origem renovável. No futuro, os sistemas de armazenamento serão um elemento fundamental na concretização das redes elétricas inteligentes (smart grids) [3], bem como da mobilidade elétrica.

Existem várias tecnologias de armazenamento de energia elétrica. A sua integração no sistema de energia elétrica torna-se essencial analisar as diferentes tecnologias e adequá-las às necessidades. Os sistemas adequados para complementar a intermitência das fontes renováveis, são sistemas de armazenamento com uma autonomia muito longa [4]. Atualmente estão disponíveis no mercado, uma grande variedade de opções de sistema de armazenamento de energia, como exemplos: condensadores, ar comprimido, bombeamento hídrico, flywheels, e baterias recarregáveis [4].

### **1.1 – Objetivos.**

Esta dissertação tem como principal objetivo analisar os impactos da produção renovável no sistema de energia elétrica da ilha de Santiago. Para o efeito é necessário primeiro conhecer todos os sistemas electroprodutores e as infraestruturas de distribuição existente na ilha.

Esta análise é realizada através da implementação em Matlab/Simulink dum modelo simplificado do sistema de energia elétrico da ilha de Santiago. Durante as simulações serão criados vários cenários de modo a poder compreender melhor o comportamento dinâmico da rede elétrica.

Em suma, o trabalho nesta dissertação pretende identificar e caracterizar os problemas operacionais que podem surgir nos sistemas elétricos isolados em consequência da integração das fontes de produção de origem renovável. Adicionalmente, pretende-se caracterizar os benefícios resultantes da integração de um sistema de armazenamento de energia como forma de reduzir os distúrbios resultante através da integração das fontes renováveis.

### **1.2 – Estrutura da dissertação.**

O conteúdo produzido nesta dissertação encontra-se organizados em 7 capítulos descritos de seguinte modo:

O capítulo 1, trata da introdução, apresenta de um modo geral os principais objetivos que se pretendem alcançar.

No capítulo 2, são descritas as características e as localizações dos diferentes centros electroprodutores do SEE da ilha de Santiago. Primeiramente é descrita a localização geográfica de Cabo Verde, concretamente a ilha de Santiago. De seguida são apresentadas as características de todos os centros produtores de energia elétrica, bem como a localização de cada um. Estes dados permitem depois investigar os potenciais benefícios da implementação de um sistema de armazenamento de energia.

No capítulo 3, é descrito o modelo simplificado do sistema de energia elétrica. Os componentes do SEE são caracterizados e apresentam-se os conceitos do trânsito de energia e de estabilidade da rede elétrica.

No capítulo 4, é efetuada a implementação computacional e caracterização do sistema elétrico da ilha de Santiago, no que se refere ao sistema electroprodutor. A implementação do modelo servirá de base à definição dos cenários operacionais considerados nas simulações desenvolvidas em ambiente Matlab/Simulink.

O capítulo 5, consiste na análise da estabilidade do SEE da ilha de Santiago para diversas condições de funcionamento. Serão apresentados 5 cenários que constituem o caso de estudo em análise. O primeiro cenário simula uma variação na velocidade do vento, o segundo cenário simula um possível problema na saída do parque eólico, o terceiro cenário analisa o efeito da variação da radiação solar, o quarto cenário simula a perda total da capacidade de geração solar fotovoltaica e no quinto cenário simula a intermitência simultânea nas fontes de produção renováveis.

No capítulo 6, é efetuado a introdução de um sistema de armazenamento de energia ao SEE da ilha de Santiago. Este permite analisar os efeitos que ele proporciona na rede elétrica para mesmos cenários analisados no capítulo 5.

No capítulo 7, são apresentadas as conclusões obtidas durante o desenvolvimento deste trabalho.

## Capítulo 2 – Caracterização e localização do sistema electroprodutor da ilha de Santiago.

Neste capítulo, é efetuada uma breve caracterização e localização dos principais elementos constituintes do sistema elétrico da ilha de Santiago, nomeadamente as subestações, centros produtores, linhas de transporte, linhas de distribuição e centros consumidores.

### 2.1 – A ilha de Santiago.

Santiago é uma das ilhas de Cabo Verde, um País arquipelágico, independente desde 1975. Cabo Verde está situado na região central do Oceano Atlântico, cerca de 570 km da costa Ocidental Africana. Além da ilha de Santiago, Cabo Verde é composto por mais 9 ilhas, uma das quais se encontra desabitada, constituindo uma reserva ecológica. O arquipélago de Cabo Verde está dividido em duas regiões geográficas, sendo as ilhas mais a Norte as de Barlavento e as ilhas mais a Sul as de Sotavento. A figura 2.1, representa a localização geográfica de Cabo Verde e a ilha de Santiago respetivamente.

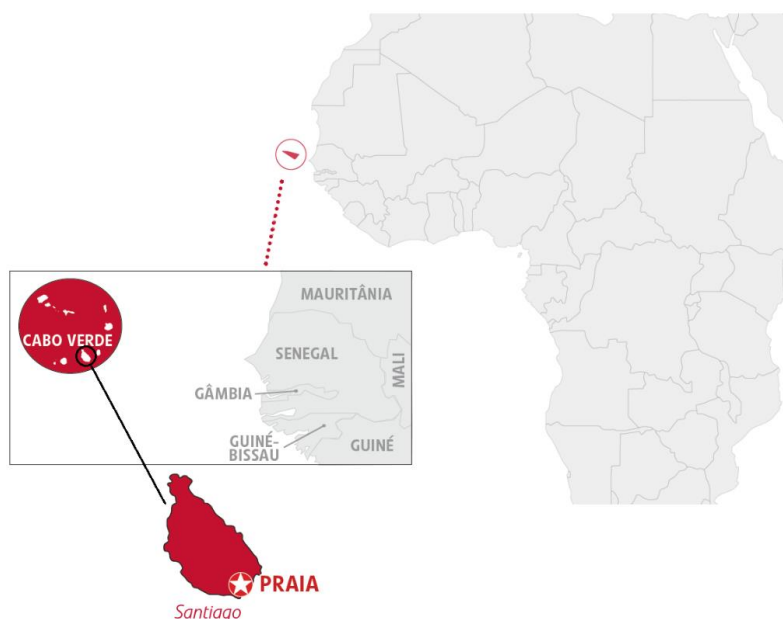


Figura 2.1 – Localização geográfica das ilhas de Cabo Verde [5].

De acordo com dados do Instituto Nacional de Estatística (INE) de 2017, residem no País aproximadamente 538.000 pessoas neste território insular de 4.033 km<sup>2</sup>, e na ilha de Santiago residem 305.000 pessoas, numa área geográfica de 991 km<sup>2</sup> [6].

Num País onde o custo da energia tem uma flutuação instável, dependente da variação do custo de combustível fóssil vindo do exterior, os programas do Governo têm promovido e incentivado a utilização da energia renovável, de acordo com o Plano Estratégico Sectorial das

Energias Renováveis (PESER), em parceria com algumas instituições financiadoras internacionais, como a Lux Development.

A figura 2.2 mostra a representação geográfica da ilha de Santiago.



Figura 2.2 – Representação geográfica da ilha de Santiago [7].

O Transporte e a Distribuição de energia elétrica na ilha de Santiago é gerida com base num Contrato de Concessão das redes elétricas nos diferentes níveis de tensão, nos termos do qual a empresa ELECTRA tem o monopólio da comercialização de energia elétrica a clientes finais. A ELECTRA intervém ainda como Produtor de Eletricidade com base em energia fóssil e como concessionária de um parque produtor fotovoltaico de 4,5 MW.

Na ilha de Santiago existem 71.696 clientes ativos, separados em dois níveis de tensão distintos, Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) [8]. Estes clientes encontram-se geograficamente divididos do seguinte modo: em Santiago Sul (Cidade da Praia, Cidade Velha, São Domingos e S. Lourenço dos Órgãos) com 44.162 clientes e Santiago Norte (Cidade de Tarrafal, Cidade de Calheta, Cidade de Pedra Badejo e Cidade de Assomada) com 27.534 clientes [8]. Na cidade da Praia, considerada separadamente existem 40.271 clientes ativos [8].

O sistema electroprodutor da ilha é constituído por quatro centros de produção de energia eléctrica (duas centrais termoeléctricas, um parque eólico e um parque fotovoltaico) havendo já numerosos consumidores/microprodutores dispersos na ilha com uma potência total significativa.

As redes existentes estão estabelecidas em três níveis de tensão nominal: 60 kV na Alta Tensão (AT), 20 kV na Média tensão (MT) e 400/230 V na Baixa Tensão (BT).

Existem três subestações (SE) 60/20 kV [8]. A subestação do Palmarejo é alimentada a 20 kV, a partir da Central Térmica do Palmarejo (2x5,5 MW+2x7,5 MW+4x11 MW) e do Parque Fotovoltaico do Palmarejo (4,5 MW). Dela saem duas linhas de 60 kV uma das quais alimenta directamente a SE 60/20 kV da Calheta e a outra entra na SE 60/20 kV de Achada S. Filipe. Desta SE sai outra linha que vai também interligar-se com a SE 60/20 kV da Calheta.

A SE de Achada S. Filipe é alimentada no barramento de 20 kV pelo parque eólico da Cabeólica (11x850 kW).

As subestações 60/20 kV possuem as seguintes potências instaladas na transformação:

- SE Palmarejo: 2x12 MVA + 1x36 MVA
- SE Achada S. Filipe: 2x21 MVA
- SE Calheta: 2x12 MVA

As linhas de 60 kV são trifásicas, transpostas, sendo os condutores do tipo Aster de secção 228 mm<sup>2</sup>.

A linha directa Palmarejo/Calheta tem um comprimento de 38 km. A linha Palmarejo/Achada S. Filipe tem 12 km e a linha Achada S. Filipe/Calheta tem 32 km.

O cabo de guarda da linha de 60 kV incorpora fibra ótica, o que permite o comando e controlo das SE de Achada S. Filipe e Calheta a partir da SE do Palmarejo.

As redes de 20 kV são alimentadas a partir dos barramentos de 20 kV das três subestações 60/20 kV através de cabos subterrâneos ou de linhas aéreas com uma tipologia radial ou em anel, com exploração radial.

No caso da SE da Calheta foram estabelecidas linhas de 20 kV que alimentam os barramentos de 20 kV a partir dos quais era efectuada a distribuição a 20 kV da energia produzida nas antigas centrais municipais da Assomada, Tarrafal, Calheta e Santa Cruz.

Em conformidade com os dados do relatório e contas da ELECTRA SUL de 2018, a ponta máxima no SEE da ilha de Santiago foi verificada no dia 10 de outubro às 19 horas, com um pico de 39,7 MW, representando um aumento de 1,2 % relativamente ao ano 2017 [8].

Na figura 2.3 esta representado o esquema simplificado do SEE da ilha de Santiago.

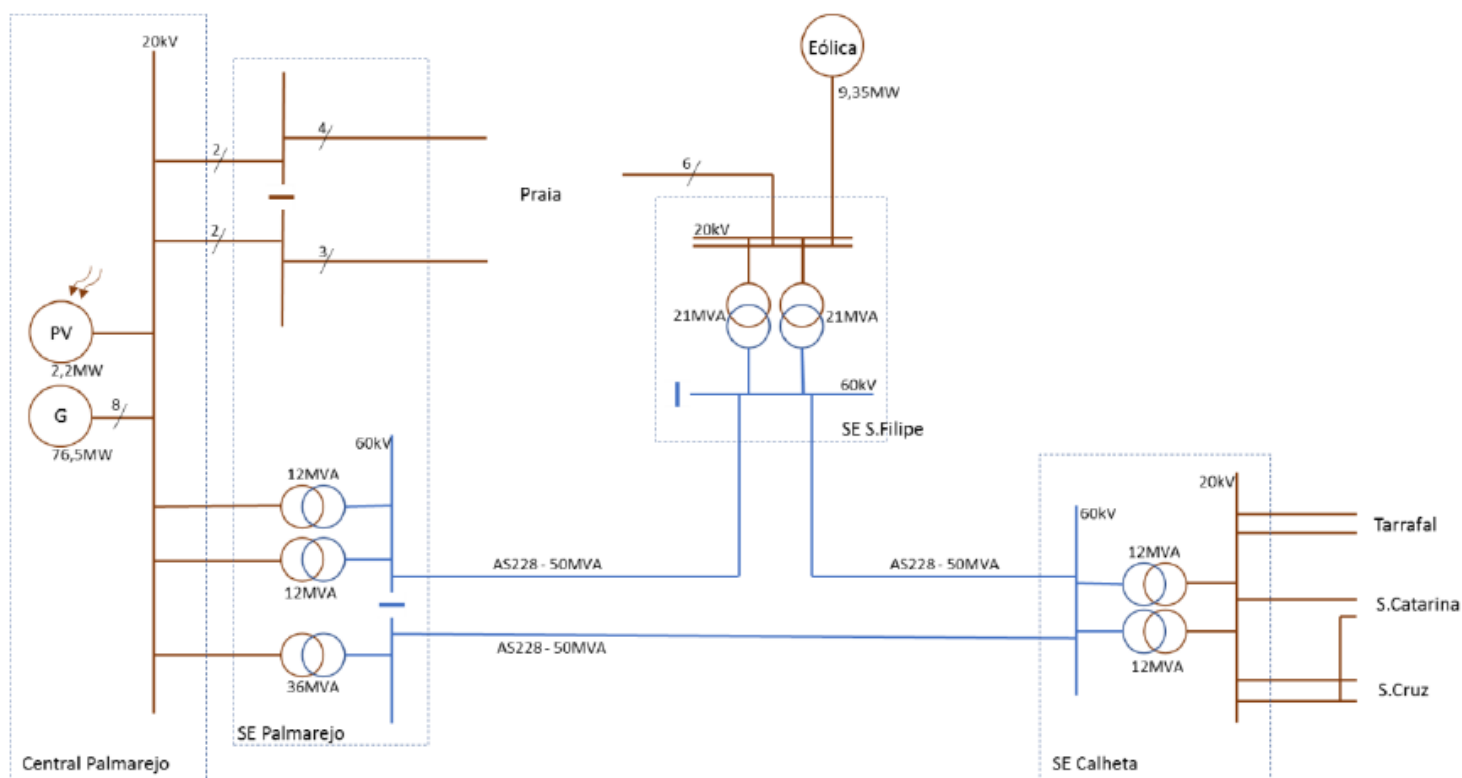


Figura 2.3 – Esquema sintético do SEE de Santiago.

## 2.2 – Sistema de energia elétrica da ilha de Santiago.

A rede do SEE da ilha de Santiago, possui 702 barramentos de 20 kV, 3 barramentos de 60 kV, 744 linhas e 429 cargas, que são consumidores de energia localizados a jusante dos transformadores de distribuição [9]. O SEE dispõe de oito grupos geradores, instalados na central do Palmarejo.

Na cidade da Assomada (zona norte da ilha), encontram-se instalados quatro grupos de geradores que totalizam uma potência de 3,412 MW, que entregam a sua energia num barramento de 20 kV que, através duma linha está ligado com o barramento de 20 kV da SE da Calheta. Estes grupos encontram-se normalmente sem produzir energia elétrica, constituindo uma reserva (back-up em caso de interrupção da linha de 20 kV Assomada/Calheta ou carência de potência no SEE de Santiago).

A produção de energia em 2018 atingiu o valor de 258,9 GWh, sendo 83,8 % de origem térmica, 13,9 % eólica e 2,3 % solar fotovoltaica. Comparando com o ano de 2017 registou-se uma diminuição da produção de energia em 1,2 % [8]. Isso devido a diminuição da energia térmica em 4,3 %. Por outro lado, houve um aumento da contribuição das energias renováveis no *mix* de produção de eletricidade (aumento em 44,0 % na produção de energia solar fotovoltaica e de 14,8 % na produção eólica) [8].

## Capítulo 3 – Modelo simplificado do Sistema de Energia Elétrica (SEE) da ilha de Santiago.

Neste capítulo será inicialmente apresentado o conceito de uma linha de transmissão curta, bem como a sua representação matemática. Seguidamente será implementado em Matlab/Simulink o modelo de uma linha curta de modo a perceber o seu desempenho em condição normal de operação. O modelo implementado em Matlab/Simulink é uma adaptação de parte da rede elétrica da ilha de Santiago. Ainda neste capítulo serão apresentados, de uma forma breve, os métodos para o cálculo do trânsito de energia. Será também realizada a implementação em Matlab/Simulink, do modelo de parte da rede elétrica da ilha de Santiago.

Por último é apresentado o conceito de estabilidade da rede elétrica. Será implementado em Matlab/Simulink um modelo de um gerador síncrono pertencente a central de Palmarejo para análise da estabilidade perante a ocorrência de uma elevação de potência que é considerado como uma perturbação transitória.

### 3.1 – Conceito de uma linha de transmissão curta.

Considera-se uma linha de transmissão simétrica representada por parâmetros concentrados, segundo o modelo em  $\pi$ , como mostrado na figura 3.1.

Para linhas curtas ( $l \leq 100$  km), a capacitância pode ser desprezada e a linha é representada apenas por uma impedância série como ilustrado na figura 3.2.

O modelo de uma linha curta é obtido pela multiplicação da impedância em série por unidade de comprimento pelo comprimento da linha [3], como é representado na equação (3.1).

$$Z = (r + j\omega L) \times l \quad (\Omega) \quad (3.1)$$

$$Z = R + jX \quad (\Omega) \quad (3.2)$$

Onde:

- Z representa a impedância complexa da linha ( $\Omega$ );
- r representa a resistência por unidade de comprimento ( $\Omega/\text{km}$ );
- $\omega$  representa a frequência angular (rad/s);
- L representa a indutância por unidade de comprimento (H/km);
- l representa o comprimento da linha (km);
- R representa a resistência total da linha ( $\Omega$ );
- X representa a reactância total da linha ( $\Omega$ );

A linha de transmissão pode ser representada por um quadripolo, ou modelo ABCD, como mostrado na figura 3.3. Usando a convenção da corrente  $I_S$  entrando no quadripolo e a corrente  $I_R$  saindo temos [10]:

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (V) \quad (3.3)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (A) \quad (3.4)$$

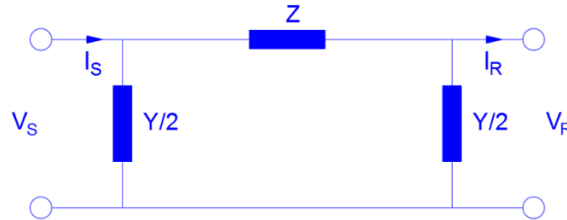


Figura 3.1 – Circuito  $\pi$  de uma linha de transmissão simétrica.

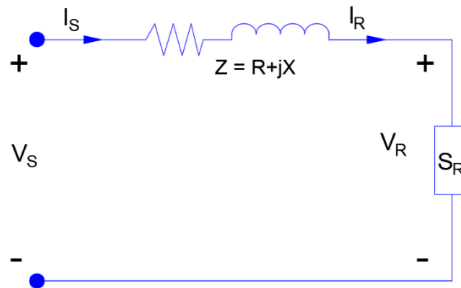


Figura 3.2 – Circuito Equivalente de linha curta.

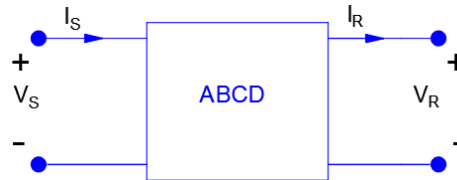


Figura 3.3 – Quadripolo representativo de uma linha de transmissão.

ou em forma de matriz:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Com

$$\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Onde:

- $[A]$ ,  $[B]$ ,  $[C]$  e  $[D]$  representam matrizes generalizadas;
- $V_S$  representa a tensão na fonte (V);
- $I_S$  representa a corrente na fonte (A);
- $V_R$  representa a tensão na carga (V);
- $I_R$  representa a corrente na carga (A).

A representação matemática da linha expressa por (3.5) vai ser utilizado na próxima secção para comparar os resultados obtidos por via computacional.

### 3.2 – Implementação e análise em ambiente Matlab/Simulink.

O modelo simplificado de SEE aqui representado tem como finalidade mostrar o desempenho das linhas de transmissão em condição normal de operação. Será implementado em Matlab/Simulink o modelo de parte da rede elétrica da ilha de Santiago.

Esta plataforma de simulação contém ferramentas computacionais disponíveis na sua biblioteca *SimPowerSystems*. Esta biblioteca contém blocos pré-configuráveis que permitem a modelização dos diversos elementos existentes num SEE.

Considera-se que o modelo do SEE da ilha de Santiago é constituído por uma linha de 7,060 km de comprimento, tensão de 20 kV e uma carga de 12,137 MW na subestação da Gamboa, com um fator de potência de 0,8 indutivo. A resistência e a reatância da linha por fase é de 0,125  $\Omega$ /km e de 0,097  $\Omega$ /km, respetivamente.

No Matlab/Simulink realiza-se a simulação do SEE (simplificado) esquematizado na figura 3.4. O cálculo analítico apresenta-se no anexo A.

A tabela 1, apresenta a análise comparativa entre os resultados obtidos por cálculo analítico e pela simulação realizada em Matlab/Simulink. Verifica-se na tabela 1 que os valores do cálculo analítico são praticamente idênticos aos valores da simulação em Matlab/Simulink.

Os valores da tensão, da corrente e das potências no barramento da subestação de Palmarejo (PALM POWER STATION) e no barramento da carga na subestação da Gamboa (GAMBOA DIST STATION) obtidos na simulação são menores de que os calculados analiticamente, porque o Matlab/Simulink considera todas as perdas.

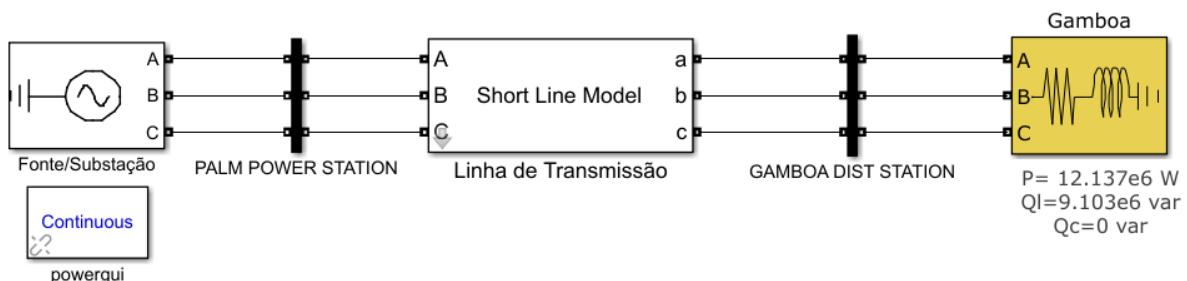


Figura 3.4 – Modelo simplificado de SEE.

Tabela 1 – Análise comparativa.

Grandezas	Simulação em Matlab		Cálculo analítico	
	PALM POWER STATION	GAMBOA DIST STATION	PALM POWER STATION	GAMBOA DIST STATION
$U_{\text{Simples}}$ (kV)	11,55	11,08	11,94	11,55
$I_{\text{Linha}}$ (A)	420	420	437,96	437,96
$P_{\text{Trifásica}}$ (MW)	11,63	11,16	12,55	<b>12,137</b>
$Q_{\text{Trifásica}}$ (Mvar)	8,743	8,379	9,411	9,103
$S_{\text{Trifásica}}$ (MVA)	14,55	13,96	15,69	15,17

### 3.3 – Análise do trânsito de energia.

A análise do trânsito de energia envolve um cálculo complexo e é formulado como um conjunto de equações algébricas não-lineares adequadas para a solução computacional.

Para compreender o raciocínio por detrás destas equações algébricas foi efetuada uma revisão de conceitos básicos, onde se incluem:

- ✓ Solução direta para equações algébricas lineares: Eliminação de Gauss;
- ✓ Solução iterativa para equações algébricas lineares: Jacobi e Gauss-Seidel;
- ✓ Solução iterativas para equações algébricas não-lineares: Newton-Raphson.

Estes três conceitos são de extrema importância na compreensão e análise do trânsito de energia numa rede elétrica.

#### 3.3.1 – Conceito do trânsito de energia.

O trânsito de energia calcula o estado de operação de uma rede elétrica em regime permanente sinusoidal, permitindo determinar as potências ativa e reativa em todos os barramentos e linhas e as tensões em todos os barramentos.

Como mostrado na figura 3.5, são quatro as variáveis que estão associadas ao barramento  $B_x$ : a tensão simples  $V_x$ , o ângulo de fase  $\delta_x$ , a potência ativa  $P_x$  e a potência reativa  $Q_x$ . Neste barramento, duas dessas variáveis são conhecidas como dados de entrada e as outras duas são incógnitas (como apresentado na tabela 2), a serem calculadas. Por conveniência, a potência fornecida ao barramento  $B_x$ , figura 3.5, é separada em termos da potência gerada e consumida, ou seja:

$$P_x = P_{Fx} - P_{Cx} \quad (3.6)$$

$$Q_x = Q_{Fx} - Q_{Cx} \quad (3.7)$$

onde:

- $P_x$  representa a potência ativa no barramento  $x$  (W);
- $P_{Fx}$  representa a potência ativa na fonte  $x$  (W);
- $P_{Cx}$  representa a potência ativa na carga  $x$  (W);
- $Q_x$  representa a potência reativa no barramento  $x$  (var);
- $Q_{Fx}$  representa a potência reativa na fonte  $x$  (var);
- $Q_{Cx}$  representa a potência reativa na carga  $x$  (var);

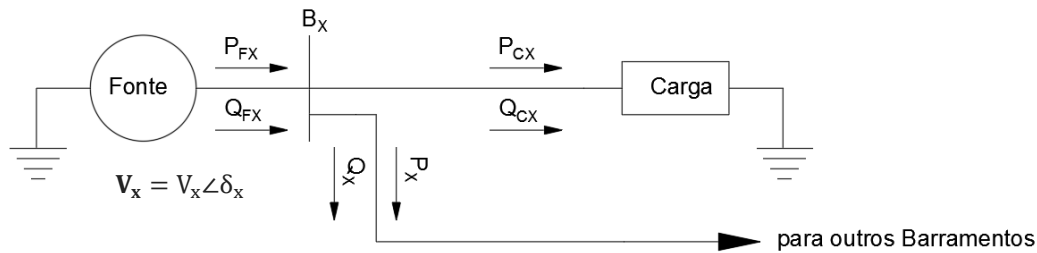


Figura 3.5 – Barramento variável  $V_x$ ,  $\delta_x$ ,  $P_x$  e  $Q_x$ .

Tabela 2 – Identificação dos barramentos.

Tipo de barramento	Notação	Dados	Incógnitas
Carga	PQ	$P_x$ e $Q_x$	$V_x$ e $\delta_x$
Tensão controlado	PV	$P_x$ e $V_x$	$\delta_x$ e $Q_x$
Referência	V $\delta$	$V_x$ e $\delta_x$	$P_x$ e $Q_x$

Os barramentos são classificados da seguinte forma:

1. Barramento de referência (swing ou slack bus);
2. Barramento de carga, em geral, tipo PQ;
3. Barramento controlado por tensão, designado de PV.

Quando o barramento  $B_x$  é um barramento de carga sem geração,  $P_x = -P_{Cx}$ , é a potência ativa fornecida ao barramento  $B_x$ . Se a carga é indutiva,  $Q_x = -Q_{Cx}$ .

A matriz de admitância do barramento  $Y_{bus}$  pode ser construída a partir dos dados de entrada da linha e do transformador. Os elementos de  $Y_{bus}$  são:

- Elementos diagonais:  $Y_{xx}$  = soma de admitâncias conectadas no barramento  $x$ , com  $x = 1, 2, \dots, N$ ;
- Elementos não diagonais:  $Y_{xn} = -$  (soma de admitâncias conectadas entre os barramentos  $x$  e  $n$ ),  $x \neq n$ .

Usando a matriz de admitâncias  $Y_{bus}$  as equações dos barramentos são escritas como [4]:

$$I = Y_{bus}V \quad (3.8)$$

onde  $I$  é o vetor de  $N$  correntes de fonte injetadas em cada barramento e  $V$  é vetor de  $N$  tensões de barramento. Para o barramento  $x$ , a  $x$ -ésima equação em (3.8) é [11]:

$$I_x = \sum_{n=1}^N Y_{xn} V_n \quad (3.9)$$

A potência entregue ao barramento  $x$  é [4]:

$$S_x = P_x + jQ_x = V_x I_x^* \quad (3.10)$$

As soluções para análise do trânsito de energia pelo método de Gauss-Seidel são baseadas na equação (3.9), onde cada fonte de corrente  $I_x$  é calculada a partir da equação (3.10).

Usando (3.9) e, (3.10), temos [11]:

$$P_x + jQ_x = V_x [\sum_{n=1}^N Y_{xn} V_n]^* \quad x = 1, 2, \dots, N \quad (3.11)$$

Com a seguinte notação, [4]:

$$V_n = V_n e^{j\delta_n} \quad (3.12)$$

$$Y_{xn} = Y_{xn} e^{j\theta_{xn}} = G_{xn} + jB_{xn} \quad x, n = 1, 2, \dots, N \quad (3.13)$$

Onde:

- $Y_{xn}$  representa a admitância entre o barramento  $x$  e  $n$  (S);
- $G_{xn}$  representa a condutância entre o barramento  $x$  e  $n$  (S);
- $B_{xn}$  representa a susceptância entre o barramento  $x$  e  $n$  (S);

A equação (3.11) resulta [11]:

$$P_x + jQ_x = V_x \sum_{n=1}^N Y_{xn} V_n e^{j(\delta_x - \delta_n - \theta_{xn})} \quad x = 1, 2, \dots, N \quad (3.14)$$

Tomando as partes reais e imaginárias da equação (3.14), as equações de potência são escritas como [11]:

$$P_x = V_x \sum_{n=1}^N Y_{xn} V_n \cos(\delta_x - \delta_n - \theta_{xn}) \quad (3.15)$$

$$Q_x = V_x \sum_{n=1}^N Y_{xn} V_n \sin(\delta_x - \delta_n - \theta_{xn}) \quad x = 1, 2, \dots, N \quad (3.16)$$

ou quando o  $Y_{xn}$  é expressa em coordenadas retangulares como [4]:

$$P_x = V_x \sum_{n=1}^N V_n [G_{xn} \cos(\delta_x - \delta_n) - B_{xn} \sin(\delta_x - \delta_n)] \quad (3.17)$$

$$Q_x = V_x \sum_{n=1}^N V_n [G_{xn} \sin(\delta_x - \delta_n) - B_{xn} \cos(\delta_x - \delta_n)] \quad x = 1, 2, \dots, N \quad (3.18)$$

As soluções para análise do trânsito de energia pelo método de Newton-Raphson são baseadas nas equações não lineares dadas por (3.15) e (3.16) ou alternativamente pela equação (3.17) e (3.18) [11]. O método de Gauss-Seidel é a seguir demonstrado porque é usado no cálculo analítico, que servirá de base para comparação da análise do trânsito de energia simulado em Matlab/Simulink.

### 3.3.2 – Análise do trânsito de energia utilizando o método de Gauss-Seidel.

Para análise do trânsito de energia utiliza-se,  $P_x$  e  $Q_x$  para dados de entrada dos barramentos de carga. Nos barramentos controlados por tensão utilizam-se como parâmetros de entrada  $P_x$  e  $V_x$ .

Para cada barramento de carga,  $I_x$  pode ser calculado a partir das seguintes equações [11]:

$$S_x = P_x + jQ_x = V_x I_x^* \quad (3.19)$$

$$I_x = \frac{P_x - jQ_x}{V_x^*} \quad (3.20)$$

Aplica-se o método de Gauss-Seidel às equações nos barramentos  $I_x$  expressas por (3.20):

$$x_k(i+1) = \frac{1}{A_{kk}} \left[ y_k - \sum_{n=1}^{k-1} A_{kn} x_n(i+1) - \sum_{n=k+1}^N A_{kn} x_n(i) \right]$$

obtendo-se [11]:

$$V_x(i+1) = \frac{1}{Y_{xx}} \left[ \frac{P_x - jQ_x}{V_x^*(i)} - \sum_{n=1}^{x-1} Y_{xn} V_n(i+1) - \sum_{n=x+1}^N Y_{xn} V_n(i) \right] \quad (3.21)$$

A equação em (3.21) pode ser usada duas vezes durante cada iteração, para barramentos de carga, primeiro usando  $V_x^*(i)$ , e de seguida substituindo  $V_x^*(i)$ , por  $V_x^*(i+1)$  no lado direito da equação [11]. Assim, para os barramentos onde as potências ativas e as potências reativas são injetadas no barramento das fontes, essas potências,  $P_x$  e  $Q_x$ , têm valores positivos. Para os barramentos de carga essas potências,  $P_x$  e  $Q_x$  têm valores negativos [11].

Para um barramento controlado por tensão,  $Q_x$  é desconhecido, mas pode ser calculado a partir da equação  $Q_x = V_x \sum_{n=1}^N Y_{xn} V_n \sin(\delta_x - \delta_n - \theta_{xn})$ , resultando [11]:

$$Q_x = V_x(i) \sum_{n=1}^N Y_{xn} V_n(i) \sin (\delta_x(i) - \delta_n(i) - \theta_{xn}) \quad (3.22)$$

### 3.3.3 – Análise de trânsito de energia num SEE com 3 barramentos e uma fonte.

A figura 3.6 apresenta o modelo Matlab/Simulink de parte da rede elétrica da ilha de Santiago, considerando apenas três barramentos ligados a uma subestação de 60 kV. Considera-se a amplitude da tensão no barramento 1 (B1) ajustada a 1,0 pu. As impedâncias da linha são estabelecidas em pu numa base de 1 MVA e as susceptâncias de linha são desprezadas. O trânsito de energia foi calculado pelo Matlab/Simulink utilizando as funcionalidades disponibilizadas no bloco *Powergui/Load Flow*. No esquema da rede elétrica da figura 3.7 apresentam-se os respectivos resultados.

O correspondente cálculo analítico do trânsito de energia é apresentado no anexo B, onde se descreve o procedimento para o cálculo do fluxo de potência e das perdas nas linhas.

Na tabela 3, apresenta-se uma comparação entre os resultados de simulação em Matlab/Simulink e o cálculo analítico.

Os valores de simulação apresentados na tabela 3 são semelhantes aos valores calculados analiticamente. A diferença deve-se à utilização de métodos de cálculo distinto: método de Newton-Raphson no cálculo computacional e método de Gauss-Seidel no cálculo analítico.

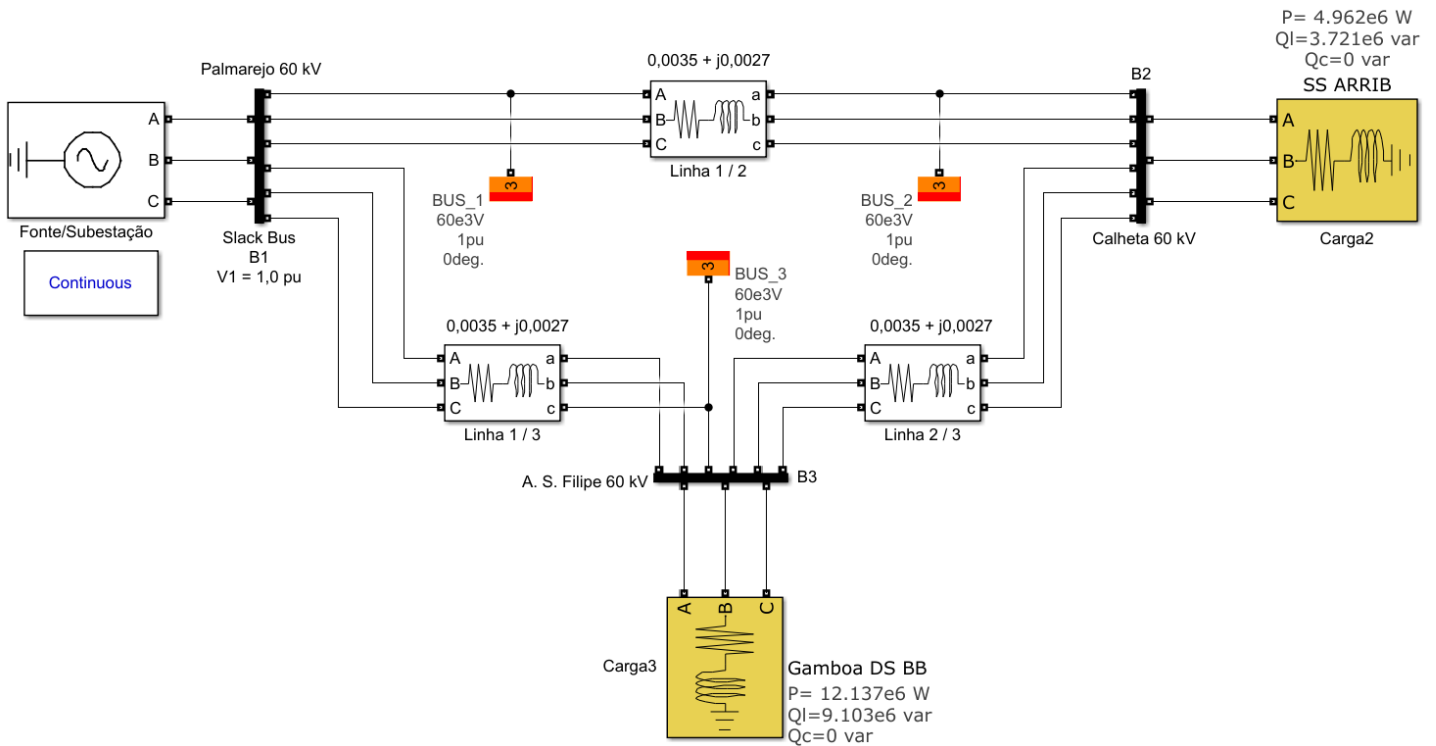


Figura 3.6 – Esquema de SEE com 3 barramentos e uma fonte.

Tabela 3 – Análise comparativa da simulação e cálculo analítico.

Simulação em Matlab					Cálculo analítico			
Barramento	V (pu)	Ang. (deg)	P (MW)	Q (Mvar)	V (pu)	Ang. (deg)	P (MW)	Q (Mvar)
Referência	1,0	0,00	17,11	12,85	1,0	0,00	16,65	12,49
PQ_Carga2	0,9991	-0,04	4,962	3,721	0,9996	-0,0003	4,962	3,721
PQ_Carga3	0,9988	-0,05	12,137	9,103	0,9995	-0,0004	12,137	9,103

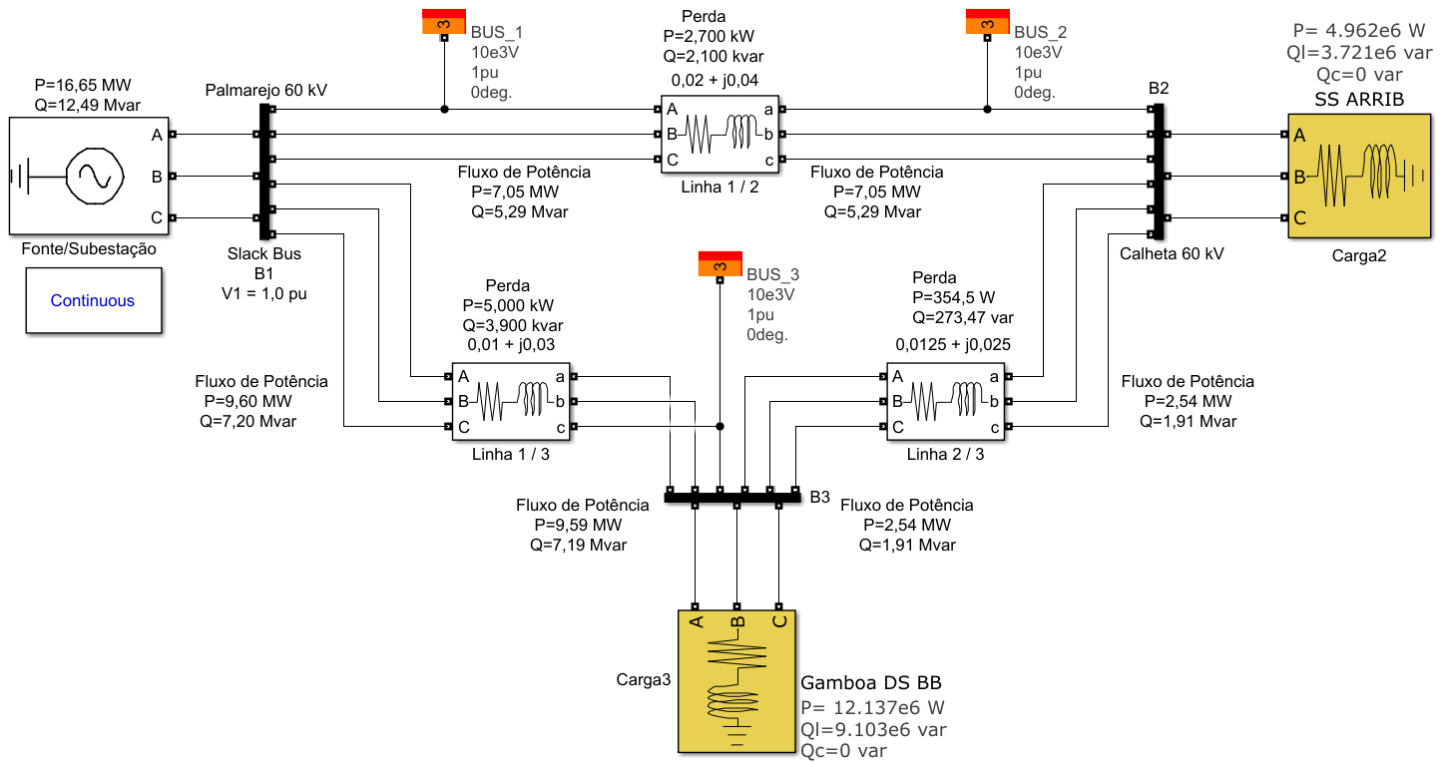


Figura 3.7 – Demonstração de trânsito de potência no SEE.

### 3.3.4 – Análise de um SEE com 3 barramentos e duas fontes.

A figura 3.8 mostra parte do esquema de SEE simplificado da ilha de Santiago, com três barramentos, dois ligados a duas fontes e um onde se liga uma carga.

A amplitude das tensões nos barramentos 1 (B1) 3 (B3) é ajustada a 1,0 pu. Considera-se a potência ativa no barramento 3 de 7 MW. A carga no barramento 2 tem a potência ativa de 26,399 MW e a potência reativa de 19,799 Mvar. No esquema da figura 3.9 apresentam-se os resultados do trânsito de potência calculados pelo Matlab/Simulink. O respectivo cálculo analítico apresenta-se no anexo C.

Na tabela 4, apresentam-se os resultados obtidos através da simulação em Matlab/Simulink e do cálculo analítico. À semelhança do resultado do caso anterior os valores da simulação apresentados na tabela 4 não diferem muito dos valores calculados analiticamente.

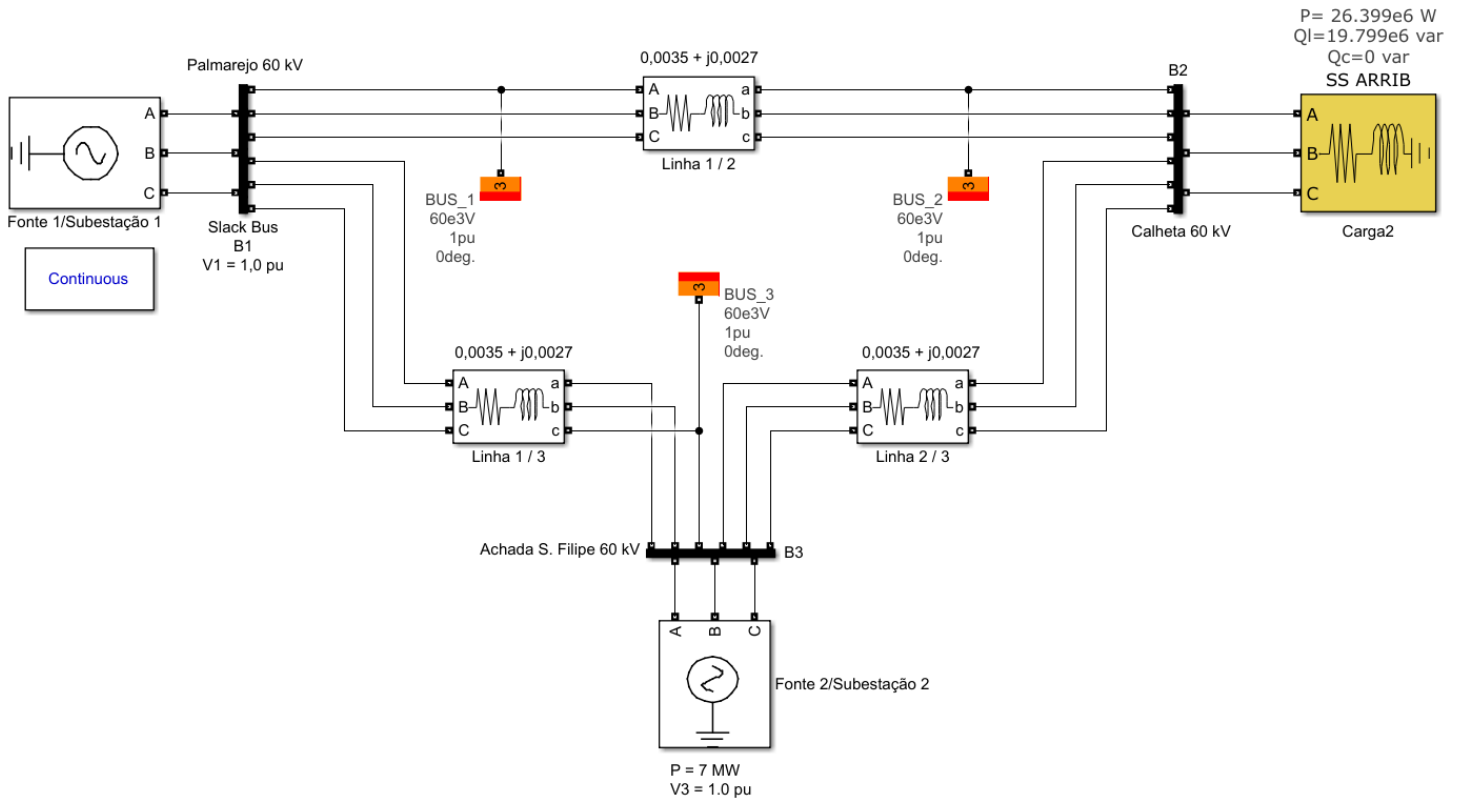


Figura 3.8 – Esquema de SEE com 3 barramentos e duas fontes.

Tabela 4 – Análise comparativa da simulação e cálculo analítico.

Simulação em matlab					Cálculo analítico			
Barramento	V(pu)	Ang.(deg)	P(MW)	Q(Mvar)	V(pu)	Ang.(deg)	P(MW)	Q(Mvar)
Referência	1,0	0,00	<b>19,42</b>	<b>7,71</b>	1,0	0,00	<b>15,78</b>	<b>6,58</b>
PQ_Carga	<b>0,9983</b>	<b>-0,08</b>	26,399	19,799	<b>0,9993</b>	<b>-0,003</b>	26,399	19,799
PV	1,0	<b>-0,03</b>	7,00	<b>12,15</b>	1,0	<b>-0,0083</b>	<b>9,81</b>	<b>14,32</b>



### 3.4.1 – Análise em Matlab/Simulink – 1º cenário.

Pretende-se analisar a perturbação transitória provocada por um aumento, em degrau, da potência fornecida pelo gerador, de 50 % para 100 %.

O primeiro cenário representado na figura 3.10, consiste num gerador síncrono ligado a um barramento infinito.

O cálculo dos parâmetros para a configuração do modelo computacional do gerador síncrono apresenta-se no anexo D.

Além da potência mecânica o modelo do gerador síncrono utilizado tem como parâmetro de entrada a força eletromotriz de excitação. Ambos os parâmetros podem ser calculados utilizando a ferramentas “Machine Initialization” do bloco Powergui.

Considerando o fator de potência unitário, para obter uma potência elétrica na saída do gerador de 14,187 MW a potência mecânica de entrada e força magnemotriz resultam em 1,0048 pu e 1,0419 pu, respetivamente, como mostrado no anexo D.

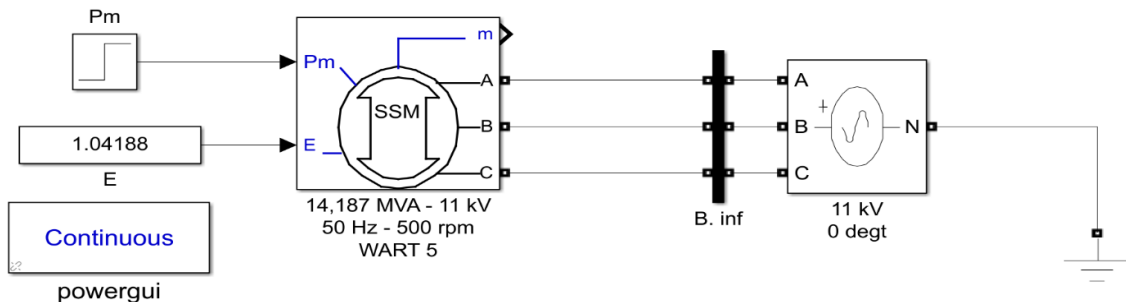


Figura 3.10 – Sistema de barramento infinito com um gerador síncrono.

Na figura 3.11, apresenta-se a evolução da potência elétrica no barramento infinito.

Desprezando o efeito que ocorre quando a máquina se inicializa, verifica-se que inicialmente a potência é de 7,075 MW, de 2 s até 3 s.

Apos 3 s o gerador passa a fornecer 14,187 MW, ocorrendo uma oscilação transitória da potência no barramento infinito. A potência chega a atingir um pico de 16,75 MW, que se amortece e estabiliza depois de 4,5 s, atingindo o valor nominal de 14,19 MW.

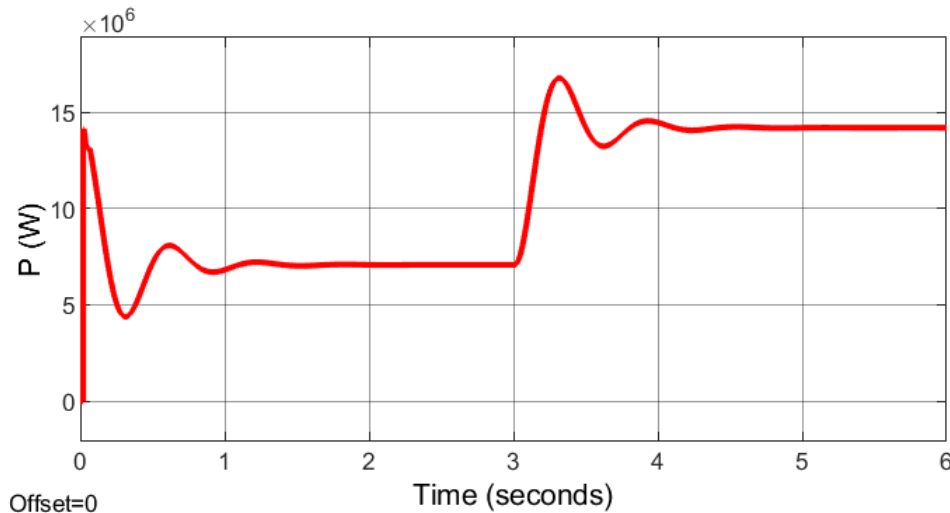


Figura 3.11 – Potência elétrica no barramento infinito no 1º cenário.

Os resultados relativos às outras grandezas relevantes no gerador síncrono são apresentados na figura 3.12.

De igual modo ao do caso anterior, desprezando o efeito que ocorre quando a máquina se inicializa, verifica-se no gráfico da potência elétrica que quando o gerador passa de 0,5 pu para 1,0048 pu ocorre uma oscilação transitória da potência.

A potência elétrica chega a atingir um valor de pico de 16,85 MW. Após o instante de 4,5 s a potência estabiliza em 14,25 MW (não engloba as perdas).

Inicialmente a velocidade de rotação é a nominal 500 r.p.m, a frequência é de 50 Hz e o ângulo de potência é de 7,55 °.

Após o instante de 3 s o gerador passa do 0,5 pu para 1,0048 pu, ocorrendo uma oscilação na velocidade de rotação, na frequência e no ângulo de potência, atingindo valores de pico de 502 r.p.m, 50,2 Hz e 18,2 °, respetivamente.

Após o instante de 4,5 s a velocidade de rotação, a frequência e o ângulo de potência estabilizam-se para valores de regime permanente.

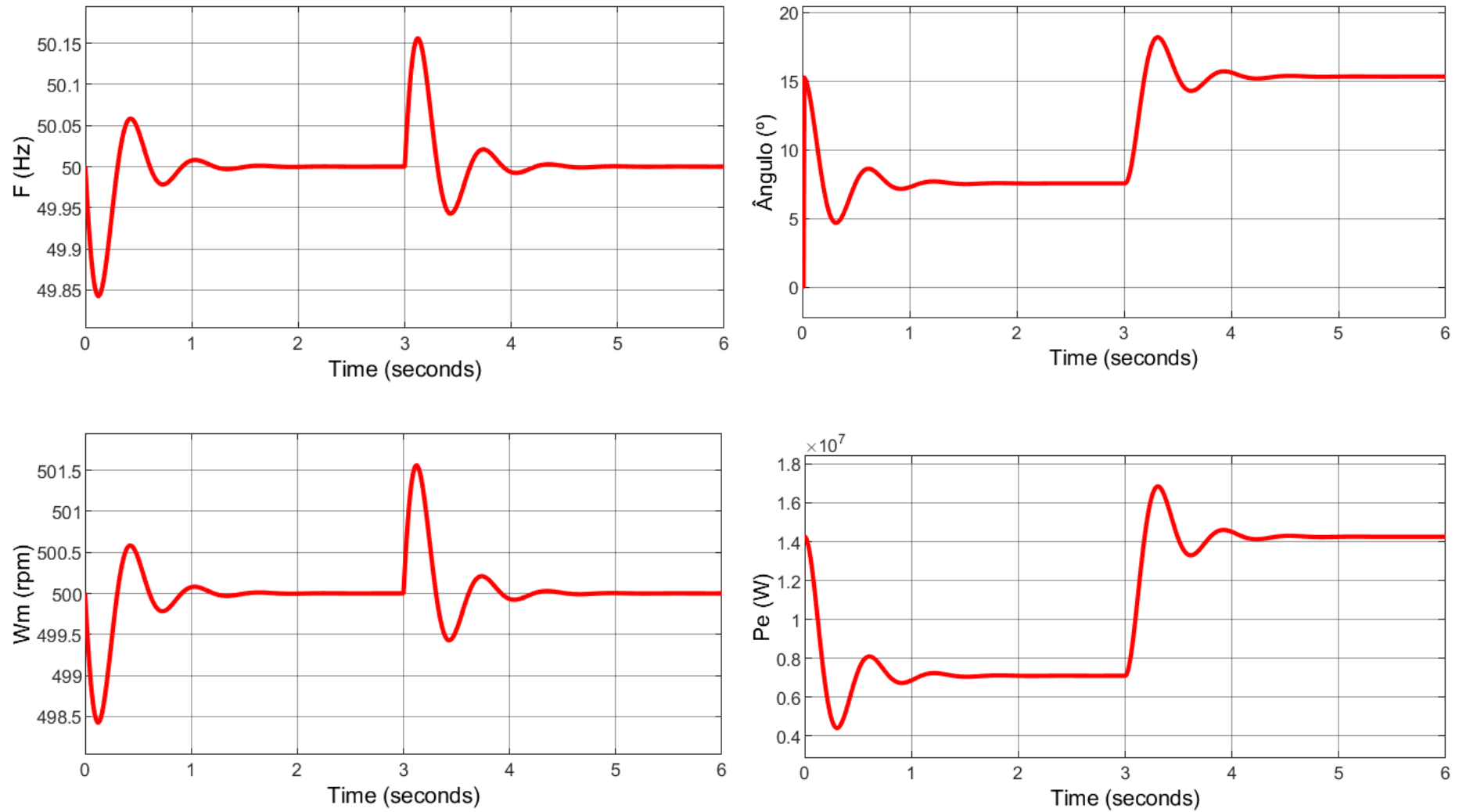


Figura 3.12 – Grandezas no gerador síncrono no 1º cenário.

A análise dos resultados apresentado na figura 3.12, pode ser explicada também através do método das áreas iguais.

O ângulo e a potência estão relacionados, a variação do ângulo implica a variação da potência, e vice-versa.

Quando o ângulo aumenta significa que a potência mecânica é maior do que a potência elétrica, logo a velocidade da rotação aumenta e ocorre uma aceleração do rotor. Quando o ângulo diminui, a análise do efeito é contrária.

### 3.4.2 – Análise em Matlab/Simulink – 2º cenário.

O segundo cenário é apresentado na figura 3.13. Foi inserido no esquema uma carga de 8 MW no barramento do gerador (B.G) e uma outra carga de 5 MW no barramento infinito (B.inf). Foi ainda inserido um disjuntor a fechar no instante de 1,0 s no barramento B.1.

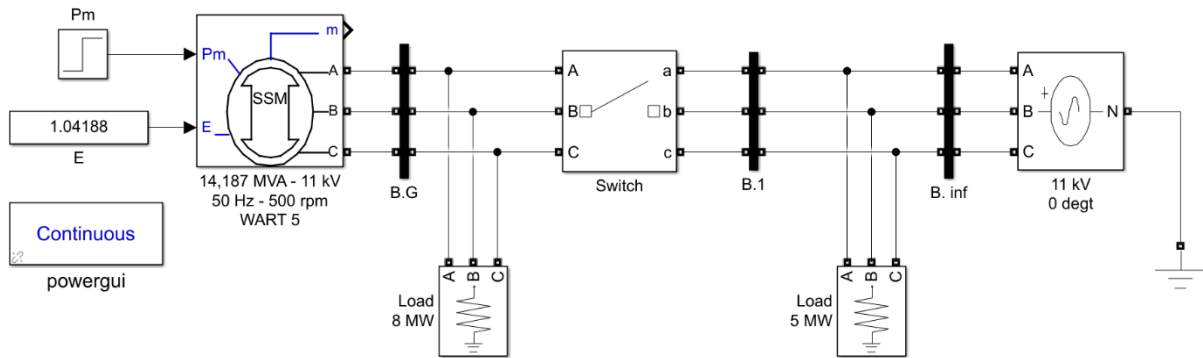


Figura 3.13 – Sistema de barramento infinito com duas cargas, um disjuntor inicialmente aberto ( $t = 1,0$  s) e um gerador síncrono.

Inicialmente o disjuntor está aberto e apenas a fonte de potência infinita alimenta a carga conectada no barramento infinito. Nesta condição a potência negativa de 5 MW apresentada no gráfico da figura 3.14, é a potência fornecida pela fonte infinita para a carga no barramento infinito.

Apos 1,0 s o disjuntor fecha, existindo uma transferência de carga entre o gerador e a fonte infinita.

Apos 3,5 s o gerador passa de 0,5 pu para 1,0048 pu, ocorre uma oscilação transitória da potência idêntica ao cenário anterior, que amortece e estabiliza depois de 5 s com valor constante de 1,185 MW.

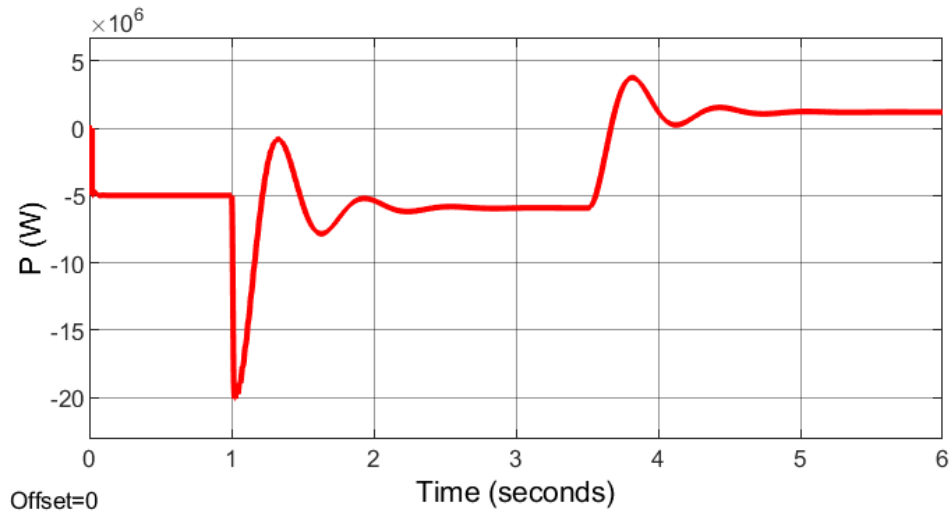


Figura 3.14 – Potência elétrica no barramento infinito no 2º cenário.

Na figura 3.15, está representado o gráfico da potência elétrica no barramento B.1. Até 1,0 s a potência é nula pois o disjuntor encontra-se aberto.

Apos 1,0 s o disjuntor fecha, ocorre uma transferência de carga entre a fonte infinita e o gerador.

Apos 3,5 s o gerador passa de 0,5 pu para 1,0048 pu, ocorre uma oscilação transitória da potência que amortece e estabiliza depois de 5 s com valor constante de 6,185 MW. Esta potência é transferida para o barramento de potência infinita.

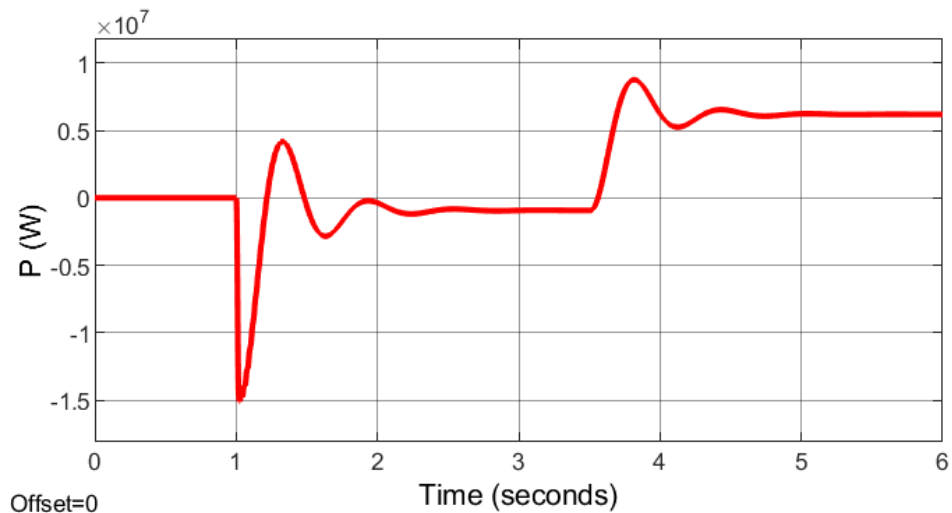


Figura 3.15 – Potência elétrica no barramento B.1 no 2º cenário.

As grandezas do gerador síncrono estão apresentadas na figura 3.16. A potência mecânica no gerador é de 8,458 MW, valor imposto pela carga. Depois de 1,0 s o disjuntor fecha, ocorre uma transferência de carga.

Apos 3,5 s o gerador passa de 0,5 pu para 1,048 MW, ocorre uma oscilação de potência que amortece e estabiliza com um valor constante de 14,25 MW, depois de 5 s.

No gráfico da velocidade de rotação, verifica-se que quando o disjuntor estiver aberto ocorre uma desaceleração devido à sobrecarga.

O gerador mantém a potência elétrica na saída devido a inércia, isso acontece por causa do aproveitamento da energia cinética do movimento. Se o tempo de reposição do gerador for longo a potência elétrica na saída cairá para zero, porque a energia armazenada na rotação das peças móveis vai ser transferida para a carga.

Depois de  $t = 1,0$  s o disjuntor fecha, ocorre a transferência de carga. A velocidade de rotação aumenta devido a entrada da fonte infinita, atingindo um valor de pico de 503 r.p.m, amortece e estabiliza para valor nominal depois de 2,5 s.

Depois dos 3,5 s ocorre mais uma vez a perturbação na velocidade de rotação devido a elevação de potência no gerador de 0,5 pu para 1,048 MW, que atinge um valor de pico 502 r.p.m, que amortece e estabiliza para valor nominal depois de 5 s.

Ainda na figura 3.16, representa-se a evolução da frequência. A velocidade de rotação esta relacionada com a frequência. Quando ocorre uma variação na velocidade de rotação, ocorre uma oscilação na frequência, e vice-versa.

Observa-se, no gráfico do ângulo de potência na figura 3.16, que houve alteração do valor inicial para  $8,807^\circ$ , este é o valor imposto pela carga de 8 MW a ser alimentada pelo gerador.

Apos 1,0 s ocorre uma transferência de carga e o ângulo de potência passa para valores nominais ( $7,55^\circ$ ).

Depois 3,5 s, o gerador passa de 0,5 pu para 1,0048 pu, ocorre uma oscilação do ângulo de potência que amortece e estabiliza em  $t = 5$  s.

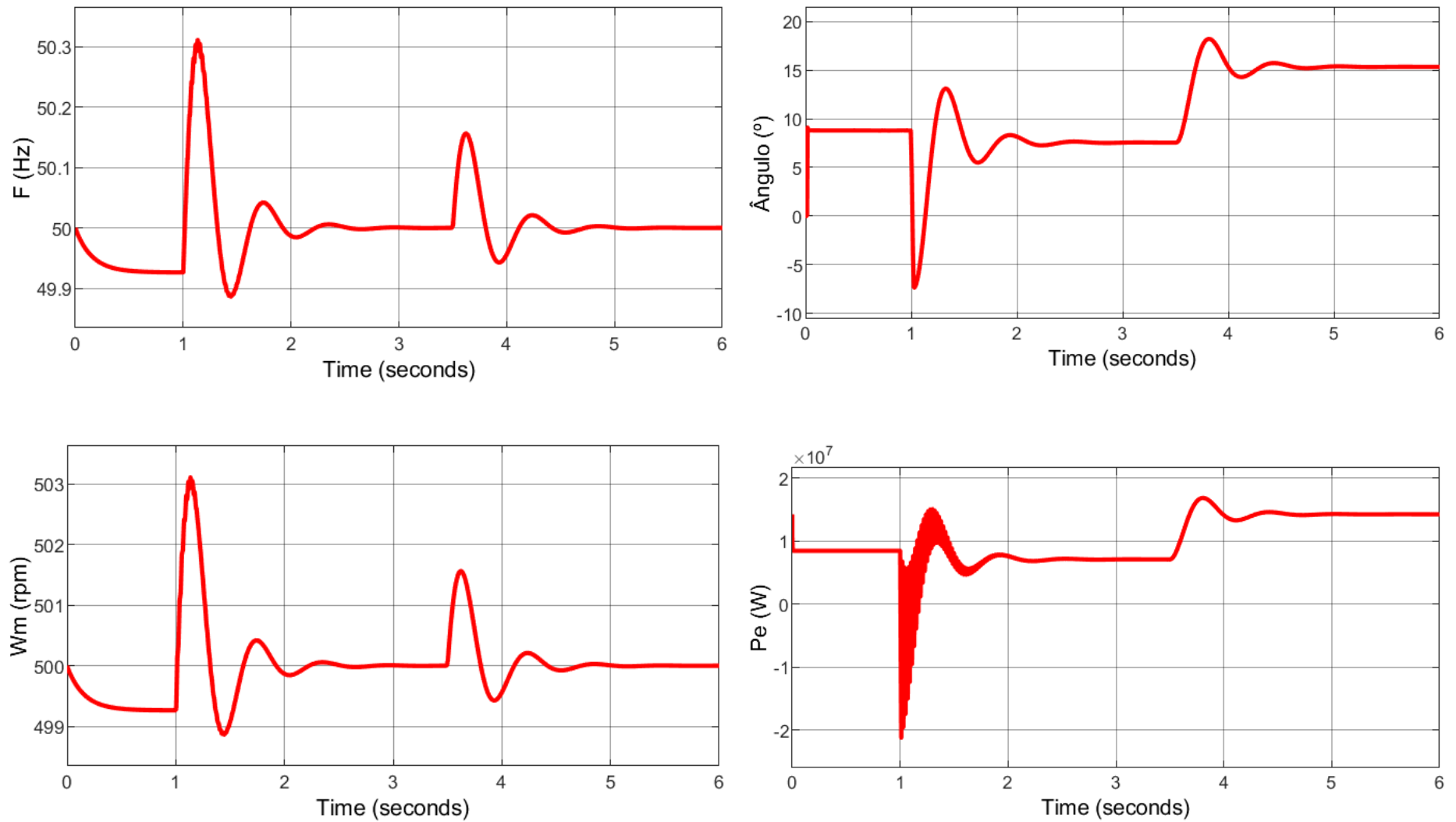


Figura 3.16 – Grandezas no gerador síncrono no 2º cenário.

## **Capítulo 4 – Implementação do modelo computacional do SEE da ilha de Santiago em ambiente Matlab/Simulink.**

Neste capítulo será implementado o SEE da ilha de Santiago de modo simplificado no ambiente Matlab/Simulink.

Para implementação do SEE simplificado da ilha de Santiago, alguns dos blocos são utilizados diretamente, no entanto alguns parâmetros precisam de ser ajustados em função dos casos em estudo. Outros blocos foram criados para implementação específica, não sendo disponibilizados na biblioteca do Matlab. Estes são os blocos que representam o parque eólico, o parque fotovoltaico e o sistema de armazenamento de energia.

Os blocos que representam as máquinas síncronas, os transformadores e as linhas, são diretamente selecionados na biblioteca do Matlab, apenas são modificados os parâmetros.

A representação dum modelo do gerador síncrono foi estudada no capítulo 3. Os parâmetros de configurações encontram-se descrito e com maior detalhe no anexo D.

### **4.1 – Implementação/configuração do modelo de um parque eólico.**

Este modelo foi adaptado a partir de um exemplo disponível nos exemplos do MathWorks do Matlab/Simulink [13].

O modelo do parque eólico utilizado foi criado a partir de um conjunto de equações matemáticas, e duas fontes de corrente controladas.

A figura 4.1, representa-se os blocos com os modelos matemáticos para a implementação do parque eólico utilizado neste trabalho.

Na figura 4.2, é representado o modelo do parque eólico e seus respetivos parâmetros de entrada.

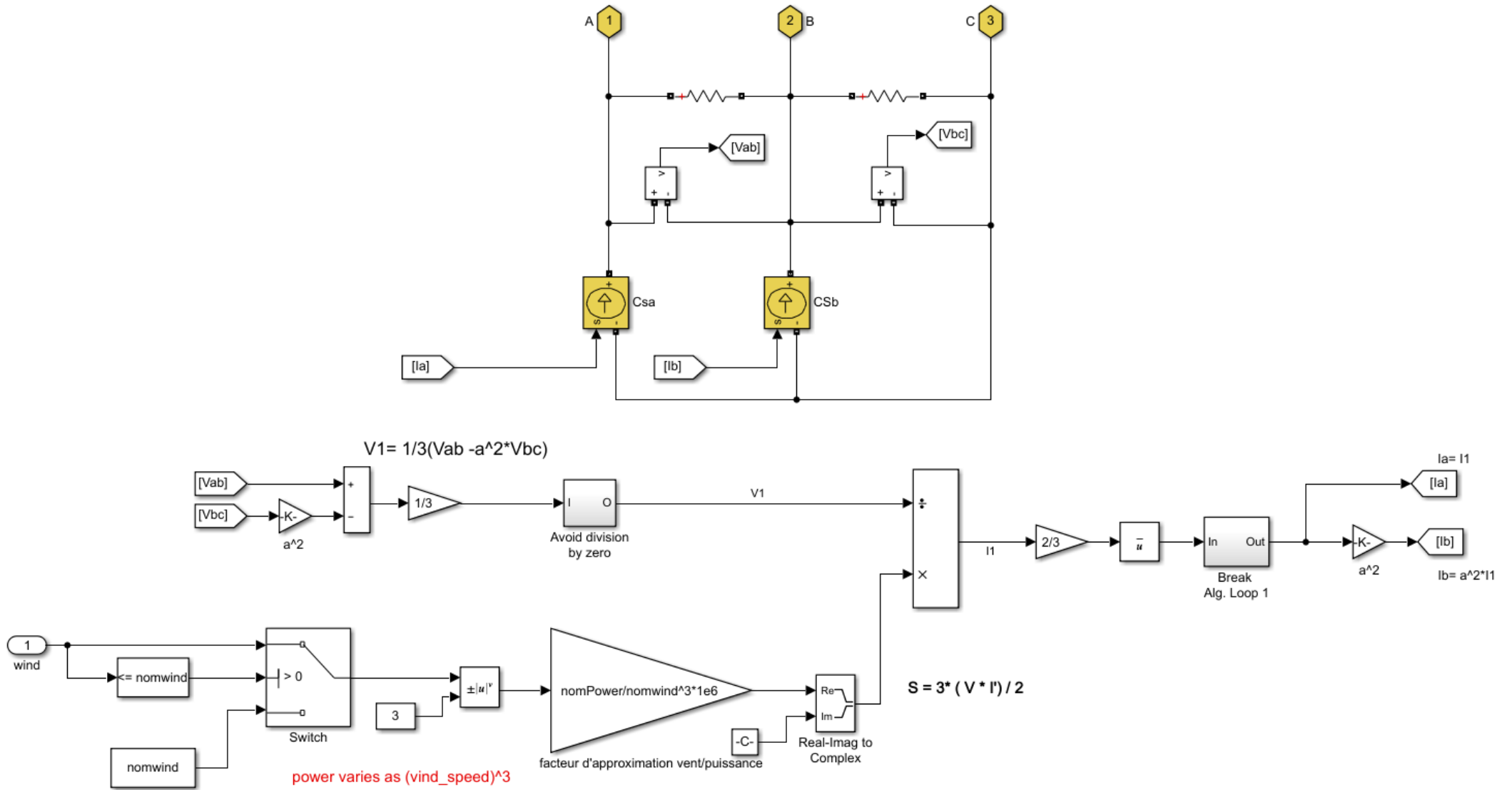


Figura 4.1 – Modelo matemático para implementação do parque eólico [13].

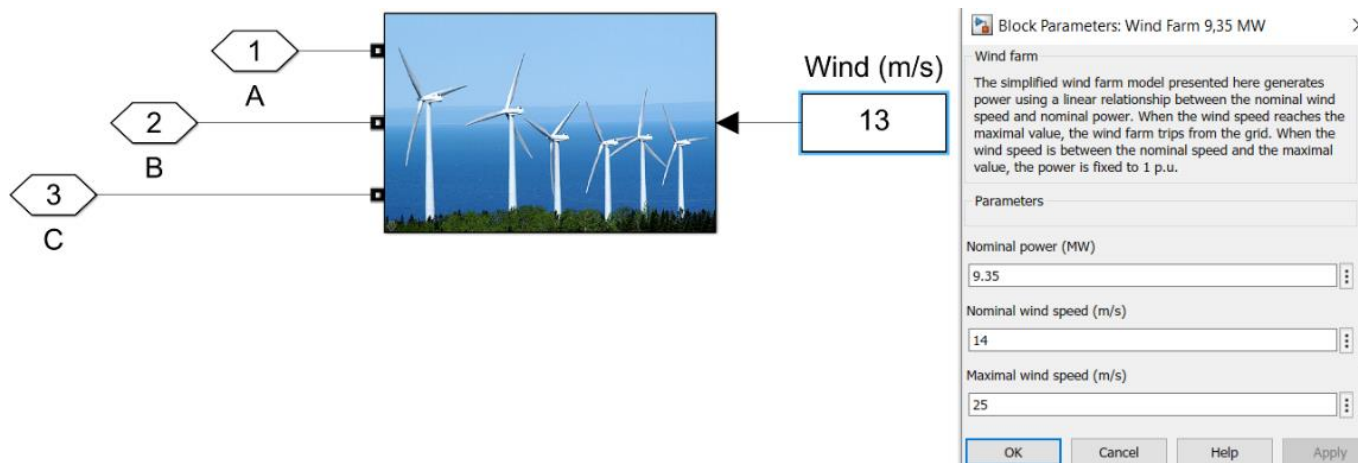


Figura 4.2 – Bloco do parque eólico e os parâmetros pré-configurados.

O modelo matemático da turbina eólica tem como parâmetros de entrada a velocidade do vento (m/s) e a potência nominal do gerador (W).

O valor da potência gerada é calculado utilizando a relação de proporcionalidade entre a potência e o cubo da velocidade [14]:

$$P_{Gerado} = (n_{vento})^3 \times \frac{P_{nominal}}{n_{vento\ nominal}} \quad (4.1)$$

A corrente elétrica ( $I_a$ ) injetada na rede vem expressa em função da potência complexa ( $\bar{S}$ ) e da tensão simples ( $V_1$ ) no ponto de ligação:

$$S = 3 \times \frac{(V_1 \times I_a^*)}{2} \Rightarrow I_a = \left(\frac{2}{3} \frac{S}{V_1}\right)^* \quad (4.2)$$

Onde  $V_1$  e  $I_a$  são os fasores da tensão e corrente, respetivamente, cujas amplitudes são expressas em função do valor de pico das correspondentes grandezas sinusoidais.

No cálculo da potência complexa pode incluir-se a potência reativa (ou fator de potência) do gerador. Foi considerado o valor de potência reativa nominal.

A tensão simples é obtida em função das tensões compostas  $V_{ab}$  e  $V_{bc}$  (medidas), através de:

$$V_1 = \frac{V_{ab} - a^2 V_{bc}}{3} \quad (4.3)$$

onde  $a = 1 \angle 120^\circ$

A corrente na fase é injetada na rede utilizando fontes de corrente controladas com o valor calculado pela equação 4.2. O comportamento transitório do parque eólico foi considerado

de forma simplificada, utilizando o bloco “break Alg. Loop1”, que permite ajustar, de forma muito aproximada, o comportamento dinâmico do gerador.

#### 4.2 – Implementação/configuração do modelo de um parque solar fotovoltaico.

O modelo do parque solar fotovoltaico utilizado neste trabalho também não se encontra disponível na biblioteca *SimPowerSystems* do Matlab/Simulink.

O bloco representativo do modelo de parque solar fotovoltaico bem como os parâmetros de entrada que servirão de base para introdução dos dados no modelo matemático se encontra representado na figura 4.3.

O modelo do parque solar fotovoltaico, foi também adaptado a partir do exemplo [13] já descrito anteriormente. Este modelo foi criado a partir de um conjunto de equações matemáticas, e duas fontes de correntes controladas, como é representado na figura 4.4.

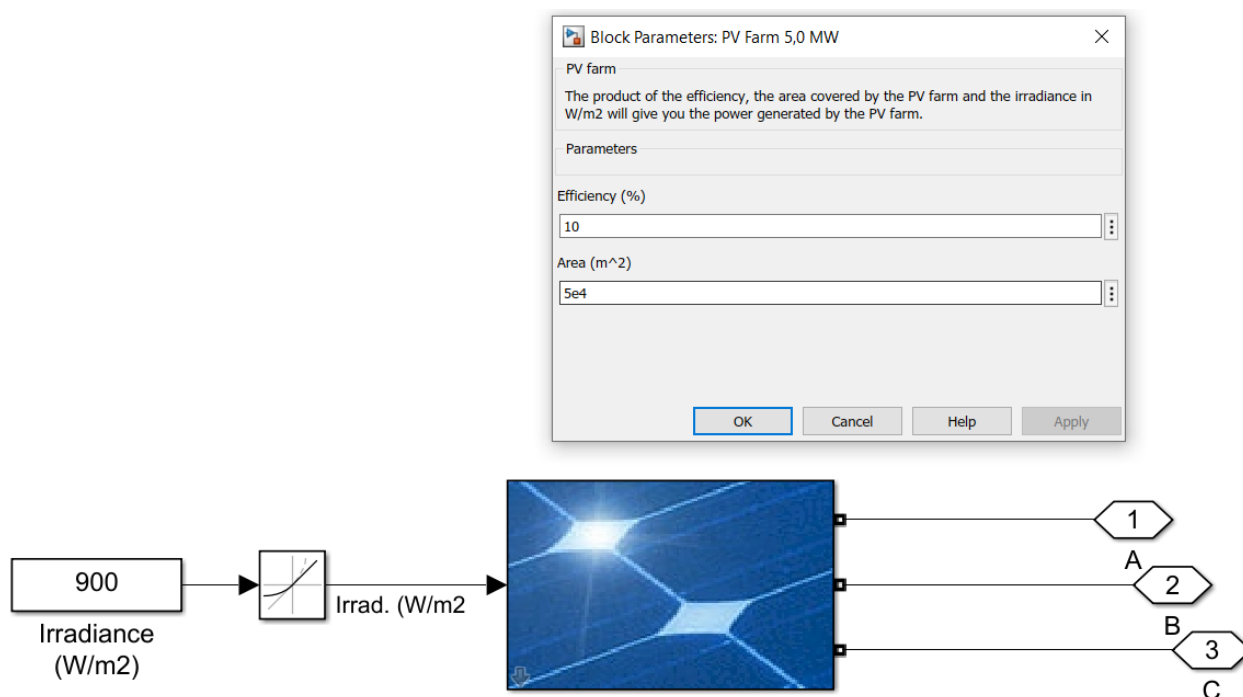


Figura 4.3 – Bloco do parque solar e os parâmetros pré-configurados.

O modelo matemático da figura 4.4 recebe os valores do perfil da radiação solar ( $W/m^2$ ) que é multiplicado pela área e a eficiência, obtendo assim a potência ativa.

O método utilizado para o cálculo da corrente a injetar na rede é idêntico ao caso do parque eólico.

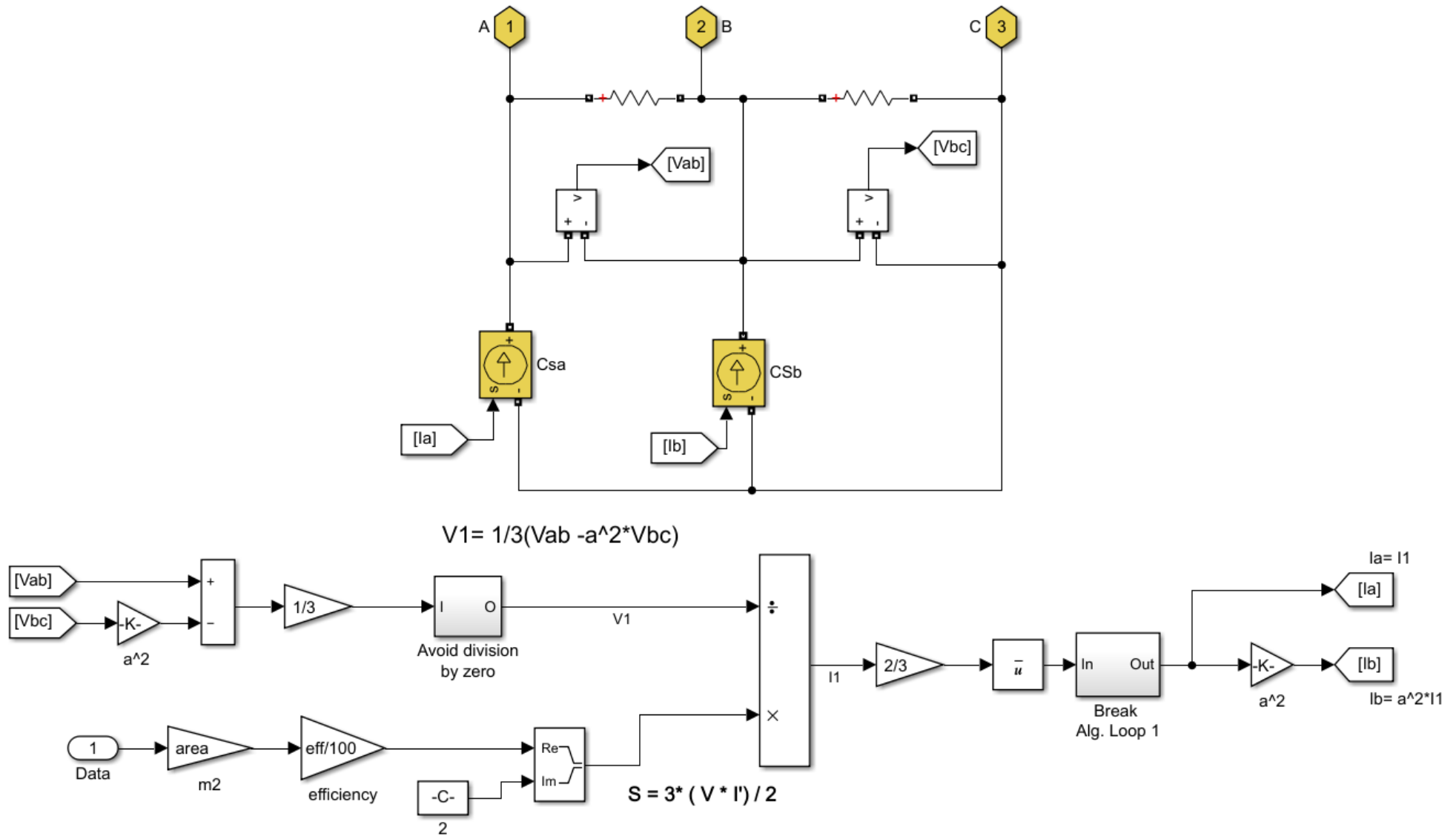


Figura 4.4 – Modelo matemático para implementação do parque solar [13].

### 4.3 – Modelo simplificado do sistema elétrica da ilha de Santiago.

A modelagem dinâmica da rede elétrica da ilha de Santiago aqui descrita, envolve todas as fontes de geração elétrica, como geradores síncronos na central do Palmarejo e de Arribada, geração eólica da Cabeólica e geração solar fotovoltaico.

A figura 4.5, representa o modelo simplificado do SEE da ilha de Santiago em ambiente Matlab/Simulink.

A partir deste modelo simplificado do SEE da ilha de Santiago será realizado um conjunto de simulações que tem como objetivo a interligação de um sistema de armazenamento de energia para avaliação da melhoria das condições de estabilidade elétrico referente ao sistema de energia da ilha de Santiago.

### 4.4 – Análise do trânsito de energia do modelo simplificado do SEE da ilha de Santiago.

Nesta secção serão apresentados os resultados do estudo da análise do trânsito de energia, em regime permanente da rede elétrica da ilha de Santiago.

A tabela 5, detalha as tolerâncias de convergência e os parâmetros usados no programa computacional para simulação de transito de energia, usando o software Matlab/Simulink.

Tabela 5 – Parâmetros de configuração de transito de energia.

Load Flow Procedure	Newton-Raphson
Max Iterations	50
Frequency (Hz)	50
Base power (VA)	100x10 <sup>6</sup>
PQ tolerance (pu)	0,0001
Voltage units	kV
Power units	MW

Nesta análise de trânsito de energia foi considerado o modelo simplificado da rede elétrica da ilha de Santiago conforme apresentado na figura 4.5.

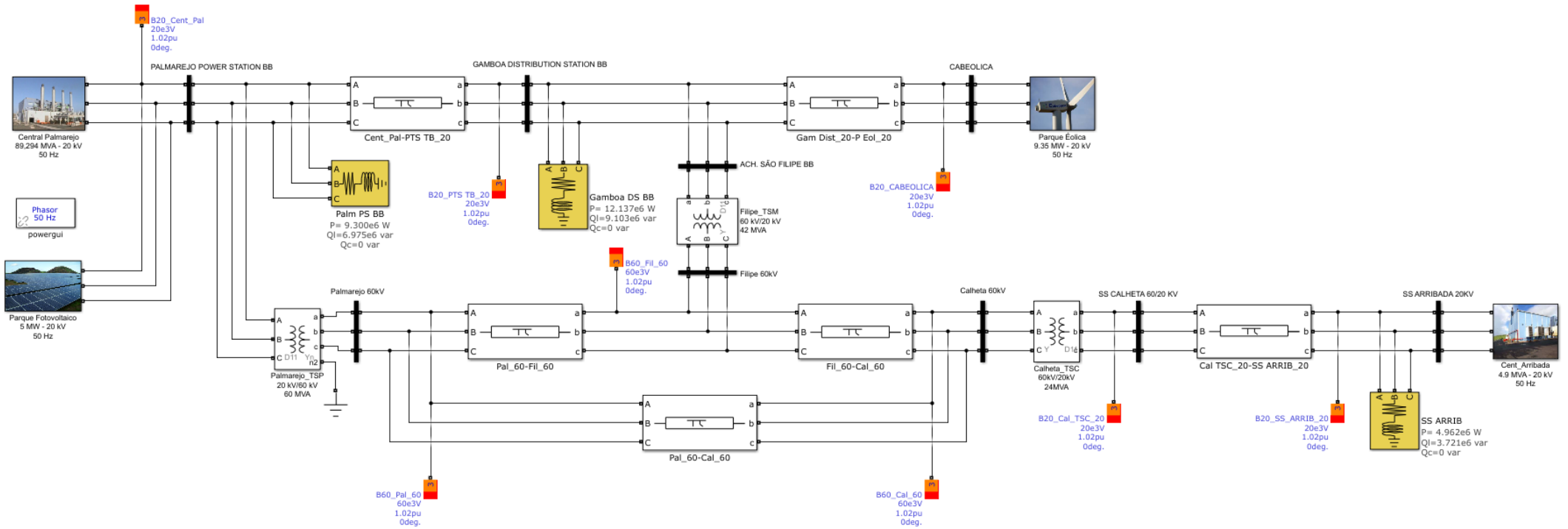


Figura 4.5 – Implementação do SEE da ilha de Santiago em ambiente Matlab/Simulink.

No modelo simplificado, são considerados 6 barramentos com tensão nominal de 20 kV, 3 barramentos de 60 kV, e 3 cargas que simulam o comportamento dos consumidores elétricos.

Foram considerados na simulação 2 unidades de geração térmica a diesel (central de Palmarejo com 70 MW e central de Arribada com 3,5 MW), um parque eólico de 9,35 MW e um parque fotovoltaico de 5 MW (valor de pico).

No cenário da simulação foi considerado que apenas 1 unidade de geração térmica a diesel está em funcionamento, que é a central do Palmarejo, com a potência em regime permanente de 0,2956 pu, e todas as outras fontes electroprodutoras estão fora de serviço (central de Arribada 0,0 pu, parque eólico 0,0 MW e parque solar 0,0 MW). A potência de base para a central do Palmarejo é de 89,294 MVA.

A unidade geradora de energia considerada na simulação, fornece 100% do consumo total, e prevendo também disponibilidade de potência para poder manter o sistema estável no caso de um aumento repentino de carga. A distribuição das cargas no SEE da ilha de Santiago encontra-se dividido em duas zonas, denominadas de cargas na rede de zona Norte e cargas na rede de zona Sul. Na rede de zona Norte a carga máxima nas saídas, na média tensão, é de 4,962 MW, enquanto que na rede de zona Sul a carga máxima nas saídas, é de 21,437 MW. Considerou-se um fator de potência das cargas de 0,8. As tabelas 6 e 7, apresentam-se as potências máximas nas saídas de média tensão na rede de zona Norte e Sul, respetivamente.

Tabela 6 – Distribuição das cargas da ilha de Santiago - rede de zona Norte.

<b>(Municípios de S<sup>ta</sup>. Catarina, S<sup>ta</sup>. Cruz, Tarrafal, São Miguel e São Salvador)</b>		
<b>Saídas de Média Tensão</b>		<b>Carga máxima por saída na MT [kVA]</b>
SS SANTA CATARINA	ASSOMADA (LEM VIEIRA)	753
	ASSOMADA (NHAGAR 1)	1272
	MT1 (ACHADA LEM)	898
	MT2 (BOA ENTRADA)	255
	MT3 (FLAMENGOS)	71
SS TARRAFAL	VILA (MONTE IRIA)	455
	ZONA RURAL 1 (CHÃO BOM)	446
	ZONA RURAL 2 (TRÁS OS MONTES)	37
SANTA CRUZ	TERRA BRANCA	295
	RIBEIRA DOS PICOS	93
	ZONA SUL	809
SS CALHETA	CALHETA	398
	TARRAFAL 2	420
<b>Total das cargas</b>		<b>6202</b>

Tabela 7 – Distribuição das cargas da ilha de Santiago - rede de zona Sul.

<b>(Municípios de Praia, R<sup>a</sup>. Grande, São Domingos e São Lourenço dos Órgãos)</b>	
<b>Saídas de Média Tensão</b>	<b>Carga máxima por saída na MT [kVA]</b>
PALMAREJO / IFH	2045
PALMAREJO / CIDADELA	2020
SS PALMAREJO/FEEDER 4	3300
GAMBOA / CAIXA ECONOMICA	260
GAMBOA / VÁRZEA 1	800
GAMBOA VARZEA 1/ TERRA BRANCA	1010
GAMBOA / PRAINHA	476
GAMBOA / VARZEA 2 (ESTADIO DA VÁRZEA)	820
GAMBOA / PLATEAU I	925
GAMBOA / PLATEAU II	1250
GAMBOA / LEM FERREIRA 1 (PJ)	1100
GAMBOA / LEM FERREIRA 2 (ENAPOR)	1000
SS PALMAREJO/ TERRA BRANCA 1	1260
GAMBOA / 5 JULHO (FAZENDA I)	2600
GAMBOA / 5 JULHO (FAZENDA II)	1600
SS MONTE VACA/SÃO FILIPE 1	1890
SS MONTE VACA / SÃO DOMINGOS	1440
PALMAREJO / PRAIA RURAL	1400
DESSANILIZADORES	1600
<b>Total das cargas</b>	<b>26796</b>

Para os estudos da estabilidade dinâmica que serão desenvolvidas posteriormente, o conhecimento da distribuição das cargas é de extrema importância, pois permite definir cenários de produção que representam risco para operação segura do SEE.

Na tabela 8 apresenta-se o resultado da análise do trânsito de energia no sistema elétrico da ilha de Santiago em conformidade com as considerações descritas anteriormente.

O barramento de referência (Swing bus) com a tensão de 1,02 pu é o barramento de 20 kV da central térmica a diesel de Palmarejo. O barramento da central de Arribada e no barramento 3 denominado de B20\_CABEOLICA estão representados os barramentos controlados por tensão (PV bus), também com a tensão ajustada a 1,02 pu.

Nos barramentos 1, 2 e 8 estão representados os barramentos de carga (PQ bus) denominados de B20\_Cent\_Pal, B20\_PTS TB\_20 e B20\_SS\_ARRIB\_20, com as tensões de 0.981 pu, 0.981 pu e de 0.919 pu, respetivamente.

Ainda é de frisar que em cada barramento de carga estão representados na tabela os respetivos valores de fluxo de potência.

Tabela 8 – Resultados da análise do trânsito de energia no sistema elétrico da ilha de Santiago.

	<b>P(MW)</b>	<b>Q(Mvar)</b>		<b>P(MW)</b>	<b>Q(Mvar)</b>
<b>Total generation</b>	27,18032	26,69231			
<b>Total PQ load</b>	26,40003	19,79875			
<b>Total Z shunt</b>	0,45733	0,438588			
<b>Total ASM</b>	0	0			
<b>Total losses</b>	0,322962	6,454973			
<b>Barramento 1: B20_Cent_Pal; V = 0.981 pu/20 kV; 27.42 deg;</b>			<b>Barramento. 2: B20_PTS TB_20; V = 0.981 pu/20 kV; 27.44 deg;</b>		
	<b>P(MW)</b>	<b>Q(Mvar)</b>		<b>P(MW)</b>	<b>Q(Mvar)</b>
Generation	0	0	Generation	0	0
PQ Load	9,300015	6,974999	PQ Load	12,137	9,102996
Z shunt	0,148869	0,148123	Z shunt	0,040396	0,040403
B11_Cent_Palmarejo	-27,0301	-21,3502	B20_CABEOLICA	0,019479	-0,83624
B20_PTS TB_20	14,56562	13,93819	B20_Cent_Pal	-14,5625	-8,59617
B60_Pal_60	3,015603	0,288922	B60_Fil_60	2,365642	0,28902
<b>Barramento 3: B20_CABEOLICA; V = 0.982 pu/20 kV; 27.37 deg;</b>			<b>Barramento 4: B60_Pal_60; V = 0.980 pu/60 kV; -3.06 deg;</b>		
	<b>P(MW)</b>	<b>Q(Mvar)</b>		<b>P(MW)</b>	<b>Q(Mvar)</b>
Generation	0	0	Generation	0	0
PQ Load	3,26E-12	4,42E-12	PQ Load	-5,1E-06	-1,5E-06
Z shunt	0,009021	2,23E-07	Z shunt	0,004142	0,004143
B0.690_Gerad_Eolica	0,010022	7,82E-07	B20_Cent_Pal	0,057589	0,057598
B20_PTS TB_20	-0,01904	-1E-06	B60_Cal_60	2,494384	0,231959
			B60_Fil_60	0,463001	-0,02608
<b>Barramento 5: B60_Fil_60; V = 0.979 pu/60 kV; -3.10 deg;</b>			<b>Barramento 6: B60_Cal_60; V = 0.974 pu/60 kV; -3.67 deg;</b>		
	<b>P(MW)</b>	<b>Q(Mvar)</b>		<b>P(MW)</b>	<b>Q(Mvar)</b>
Generation	0	0	Generation	0	0
PQ Load	-4,6E-06	-9,7E-07	PQ Load	2,09E-05	-6,5E-06
Z shunt	0,040289	0,040295	Z shunt	0,022764	0,022767
B20_PTS TB_20	-2,36508	-0,26653	B20_Cal_TSC_20	5,238147	1,235644
B60_Cal_60	2,787688	0,330093	B60_Fil_60	-2,77684	-0,64505
B60_Pal_60	-0,46289	-0,10386	B60_Pal_60	-2,48409	-0,61336
<b>Barramento 7: B20_Cal_TSC_20; V = 0.965 pu/20 kV; 24.22 deg;</b>			<b>Barramento 8: B20_SS_ARRIB_20; V = 0.919 pu/20 kV; 23.27 deg;</b>		
	<b>P(MW)</b>	<b>Q(Mvar)</b>		<b>P(MW)</b>	<b>Q(Mvar)</b>
Generation	0	0	Generation	0	0
PQ Load	-0,00023	0,00018	PQ Load	4,962037	3,720581
Z shunt	0,022359	0,022363	Z shunt	0,012909	-2,83003
B20_SS_ARRIB_20	5,210948	1,009531	B0.4_Cent_Arribada	-3,01497	-0,26348
B60_Cal_60	-5,23307	-1,03207	B20_Cal_TSC_20	-4,97909	-0,89469

Em análise aos resultados obtidos na tabela 8, verifica-se que para suprir a carga de aproximadamente 26,40 MW, a central de Palmarejo deverá ter uma capacidade de produção de 27,18 MW. No que se refere a perdas, o total é de aproximadamente 323 kW.

O resultado relativo à potência reativa apresenta-se também na tabela 8. Neste cenário, com fator de potência de 0,8, existe um consumo significativo de potência reativa.

## **Capítulo 5 – Análise da estabilidade do sistema de energia elétrica da ilha de Santiago. Impacto da produção renovável.**

Neste capítulo pretende-se analisar o comportamento do SEE da ilha de Santiago perante a intermitência das fontes renováveis.

Será estudada a estabilidade transitória do sistema, após ocorrência de perturbações nas fontes renováveis.

Para melhor perceber o impacto da produção renovável na análise da estabilidade do SEE da ilha de Santiago foram definidos 5 cenários que permitem estudar o comportamento do sistema em diversas condições de funcionamento.

No primeiro cenário será considerada a variação da velocidade do vento como perturbação transitória. Neste cenário, inicialmente o parque eólico está a funcionar em regime permanente ocorrendo depois uma alteração na velocidade do vento. A perturbação na velocidade do vento terá uma duração curta, retomando depois o estado inicial.

No segundo cenário será considerada a perda repentina de geração no parque eólico. Esta situação pode representar a ocorrência de um problema no cabo de saída do parque eólico para a rede. Inicialmente o parque encontra-se a operar em regime permanente ocorrendo depois uma perda brusca de potência.

No terceiro cenário será simulada a variação da radiação solar como perturbação transitória. Para este cenário, inicialmente o parque solar fotovoltaico está a funcionar em regime permanente, ocorrendo depois uma alteração na radiação solar. A perturbação na radiação solar terá uma duração curta, retomando depois o estado inicial.

No quarto cenário será considerada a perda repentina de geração no parque solar fotovoltaico. Este caso pode também representar a ocorrência de um possível problema no cabo de saída do parque solar fotovoltaico para a rede. Inicialmente o parque está a operar em regime permanente ocorrendo posteriormente a perda brusca de potência.

No quinto cenário é analisada a perturbação simultânea na geração dos parques de energias renovável. Assim, este cenário analisa o comportamento do SEE quando ocorre a variação simultânea na velocidade do vento e na radiação solar. A perturbação na velocidade do vento e na radiação solar terá uma duração curta, retomando depois o estado inicial.

### 5.1 – Estudo do 1º cenário – Perturbação na velocidade do vento.

A estudo deste primeiro cenário consiste na análise do funcionamento do SEE da ilha de Santiago quando ocorre uma perturbação na velocidade do vento. No instante de  $t = 0$  s até  $t = 30$  s a velocidade do vento é de 13 m/s, depois de  $t = 30$  s até  $t = 70$  s ocorre uma diminuição na velocidade do vento para 8 m/s e depois de  $t = 70$  s a velocidade do vento retorna para o valor inicial de 13 m/s. Nesta análise a central de Arribada considera-se fora de serviço.

Consideram-se neste cenário as seguintes condições de funcionamento:

- Carga total do SEE:  $P = 26,4$  MW e  $Q = 19,8$  Mvar;
- Produção da central térmica a diesel do Palmarejo em regime permanente:  $P = 15,0$  MW;
- Produção do parque eólico antes da perturbação na velocidade do vento:  $P = 7,5$  MW;
- Produção do parque solar fotovoltaico em regime permanente:  $P = 4,5$  MW;
- Perturbação em  $t = 30$  s até  $t = 70$  s: Perda na velocidade do vento no parque eólico. A produção eólica passou de 7,5 MW para aproximadamente 0,8 MW.

O resultado da simulação da evolução da potência no barramento de 690 V do parque eólico é representado na figura 5.1.

A velocidade do vento é fixada inicialmente em 13 m/s e a potência elétrica no barramento é de 7,5 MW. Logo após  $t = 30$  s, a velocidade do vento passa instantaneamente para 8 m/s.

É de verificar no gráfico da figura 5.1, que a potência elétrica do parque eólico diminuiu de 7,5 MW para aproximadamente 0,8 MW.

Depois de  $t = 70$  s a velocidade do vento retorna para o valor inicial e a potência elétrica aumenta suavemente para o valor em regime permanente.

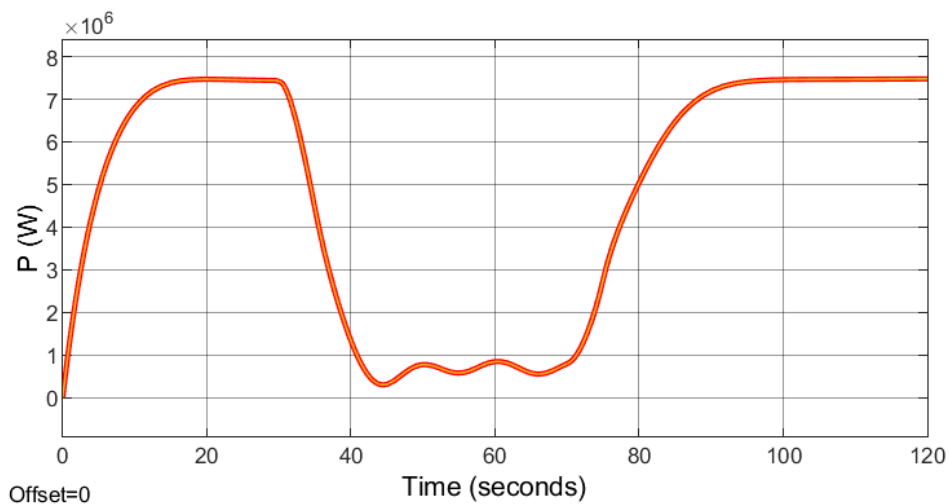


Figura 5.1 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico, no 1º cenário.

Na figura 5.2, é representada a evolução da potência elétrica no parque solar fotovoltaico. Verifica-se que a potência elétrica não sofreu qualquer oscilação perante a ocorrência da perturbação no parque eólico. O seu valor de 4,5 MW, é constante ao longo do tempo.

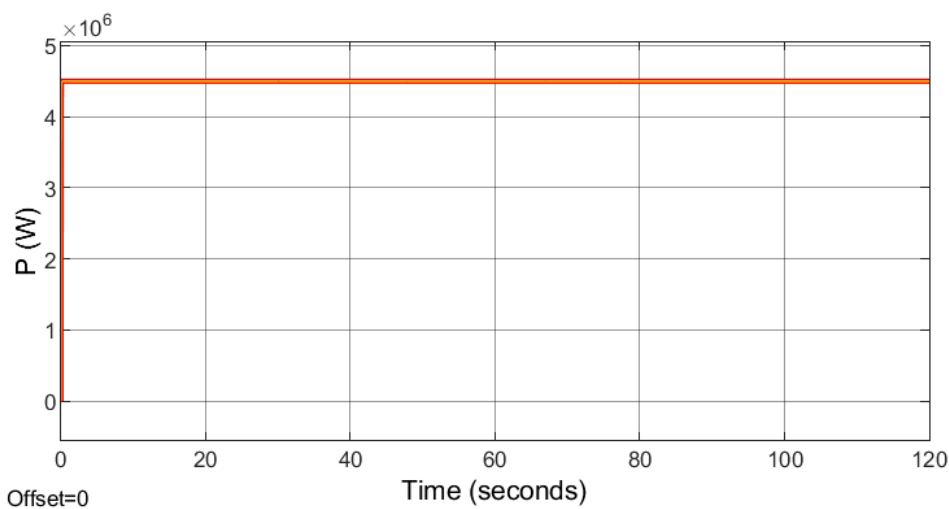


Figura 5.2 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 1º cenário.

Na figura 5.3, estão representados os gráficos da frequência da rede, velocidade do rotor do gerador térmico, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo. Os gráficos na figura 5.3 mostram a influencia da variação da velocidade do vento no comportamento da central térmica a diesel do Palmarejo.

O Código de Rede Elétrica de Cabo Verde, que define os requisitos técnicos de instalações geradoras de potência e sistemas de armazenamento de energia, estipula o mínimo valor da frequência em 48 Hz e o máximo valor em 52 Hz [15]. A variação entre esses valores é considerada normal nos sistemas elétricos das ilhas.

Observando o gráfico da frequência da rede, podemos verificar que depois da ocorrência da perturbação em  $t = 30$  s até  $t = 70$  s ocorre uma diminuição da frequência de 50,0 Hz para 49,95 Hz, e estabiliza depois da reposição da potência elétrica do parque eólico.

Os valores apresentados no gráfico não violam o critério de segurança definido, pois o valor da frequência do sistema após a ocorrência da perturbação encontra-se dentro da margem considerada normal.

Ainda na Figura 5.3 é possível observar a relação direta existente entre a frequência da rede e a velocidade do rotor, considerando que não existe reserva girante térmica.

Quando ocorre a diminuição instantânea da velocidade do vento verifica-se um desequilíbrio entre a produção e a carga, em consequência a central térmica a diesel de Palmarejo tende a aumentar a potência elétrica fornecida à rede, fazendo com que os geradores funcionem em sobrecarga ocorrendo uma desaceleração na velocidade do rotor.

Este aumento da potência elétrica na central do Palmarejo reestabelece o equilíbrio entre a produção e a carga, mas a frequência e a velocidade do rotor passam para um novo valor, inferior ao nominal.

A velocidade rotor dos grupos térmicos em serviço na central do Palmarejo será mantida estável até à reposição da potência perdida no parque eólico.

Em  $t = 70$  s a velocidade do vento retoma o valor inicial, assim a potência elétrica do parque eólico é reposta; ocorre então uma aceleração na velocidade do rotor que estabiliza no valor nominal. A frequência do sistema estabiliza também no valor de regime permanente. Na figura 5.3 é possível verificar que para  $t = 70$  s a frequência do sistema estabiliza no valor de 50 Hz.

Ainda na figura 5.3, verifica-se, que a magnitude da tensão do sistema mantém-se próximo do valor nominal durante toda a simulação, sendo possível observar a sua variação transitória após a ocorrência da perturbação. O valor da tensão mantém-se sempre próximo de 11,0 kV.

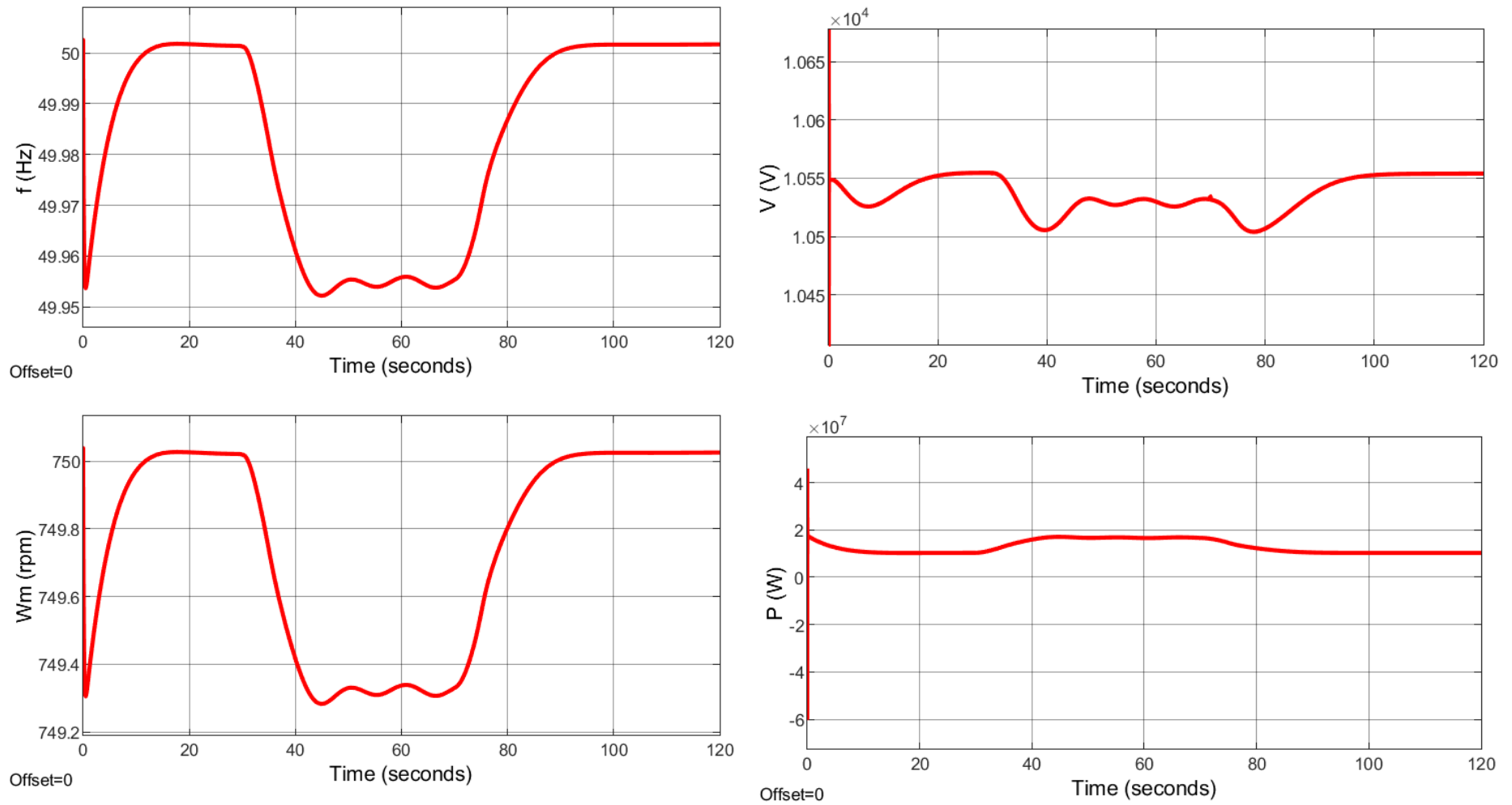


Figura 5.3 – Frequência, velocidade do rotor, tensão e potência elétrica no central térmico a diesel do Palmarejo, no 1º cenário.

## 5.2 – Estudo do 2º cenário – Saída de serviço do parque eólico.

Com a simulação deste cenário pretende-se demonstrar o pior caso possível, que passa por uma perda repentina de toda a produção eólica.

A perturbação consiste na ocorrência de um problema na saída do parque eólico para a rede, uma vez que se considera a perda brusca de geração eólica e não a queda progressiva devida à inércia das máquinas quando o vento cai abaixo da velocidade mínima de funcionamento.

Consideram-se neste cenário as seguintes condições de funcionamento:

- Carga total do SEE:  $P = 26,4$  MW e  $Q = 19,8$  Mvar;
- Produção da central térmica a diesel do Palmarejo em regime permanente:  $P = 15,0$  MW;
- Produção do parque eólico antes da ocorrência da perturbação:  $P = 7,5$  MW;
- Produção do parque solar fotovoltaico em regime permanente:  $P = 4,5$  MW;
- Perturbação em  $t = 30$  s: Perda total do parque eólico. A produção passou 7,5 MW para 0,0 MW.

Na figura 5.4 esta representado a perda total da potência elétrica no parque eólico, considerando ocorrência de um possível problema.

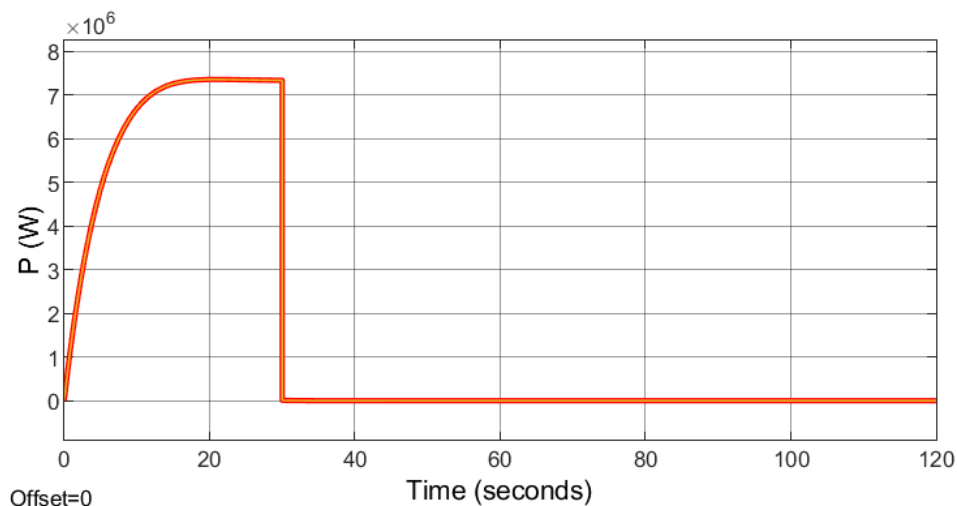


Figura 5.4 – Perda total de potência elétrica injetada pelo parque eólico, no 2º cenário.

Na figura 5.5 esta representado o gráfico da potência elétrica no parque solar fotovoltaico. O seu valor mantém praticamente constante igual ao cenário anterior. Ocorre apenas um pequeno transitório no instante da perda do parque eólico.

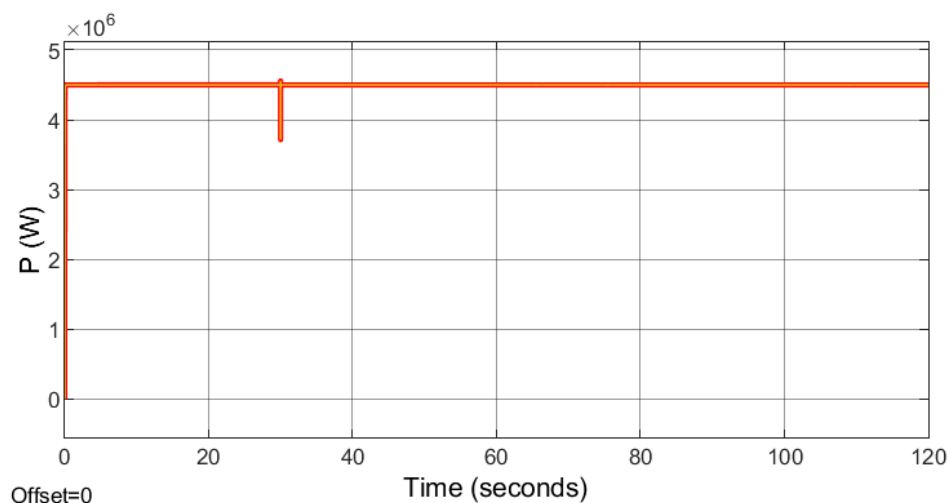


Figura 5.5 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 2º cenário.

Na figura 5.6, estão representados os gráficos da frequência na rede, velocidade do rotor do gerador térmico, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo.

A variação da frequência, apresentado na Figura 5.6, demonstra a severidade da perturbação ocorrida na frequência do sistema, que atinge bruscamente os 49,95 Hz, e não recupera para a frequência nominal.

De igual modo ao do caso anterior a variação da frequência permanece dentro dos limites estabelecido pelo Código de Rede. Trata-se duma perturbação permanente e não duma perturbação transitória. Este caso pode ser classificado como uma situação crítica, não constituindo uma situação de funcionamento normal do SEE.

Verifica-se no gráfico da tensão uma descida no seu valor devido à saída de serviço do parque eólico, mas nada de considerar anormal.

A variação na velocidade do rotor ocorre na mesma proporção do que da frequência, pois essas grandezas estão diretamente relacionadas.

Para o gráfico da potência elétrica da central térmica a diesel do Palmarejo, verifica-se que antes da perda total do parque eólico o seu valor era de 15,0 MW. Depois da ocorrência da perturbação o seu valor passou para 22,5 MW.

Pode constatar-se que a ocorrência desta perturbação levou os grupos em operação a funcionar em sobrecarga (admitindo não ter havido disparo de proteção de sobrecarga). Na prática, um acréscimo de potência desta dimensão seria encaixado por eventual reserva girante ou implicaria a entrada de mais grupos em operação para suprir o acréscimo da carga.

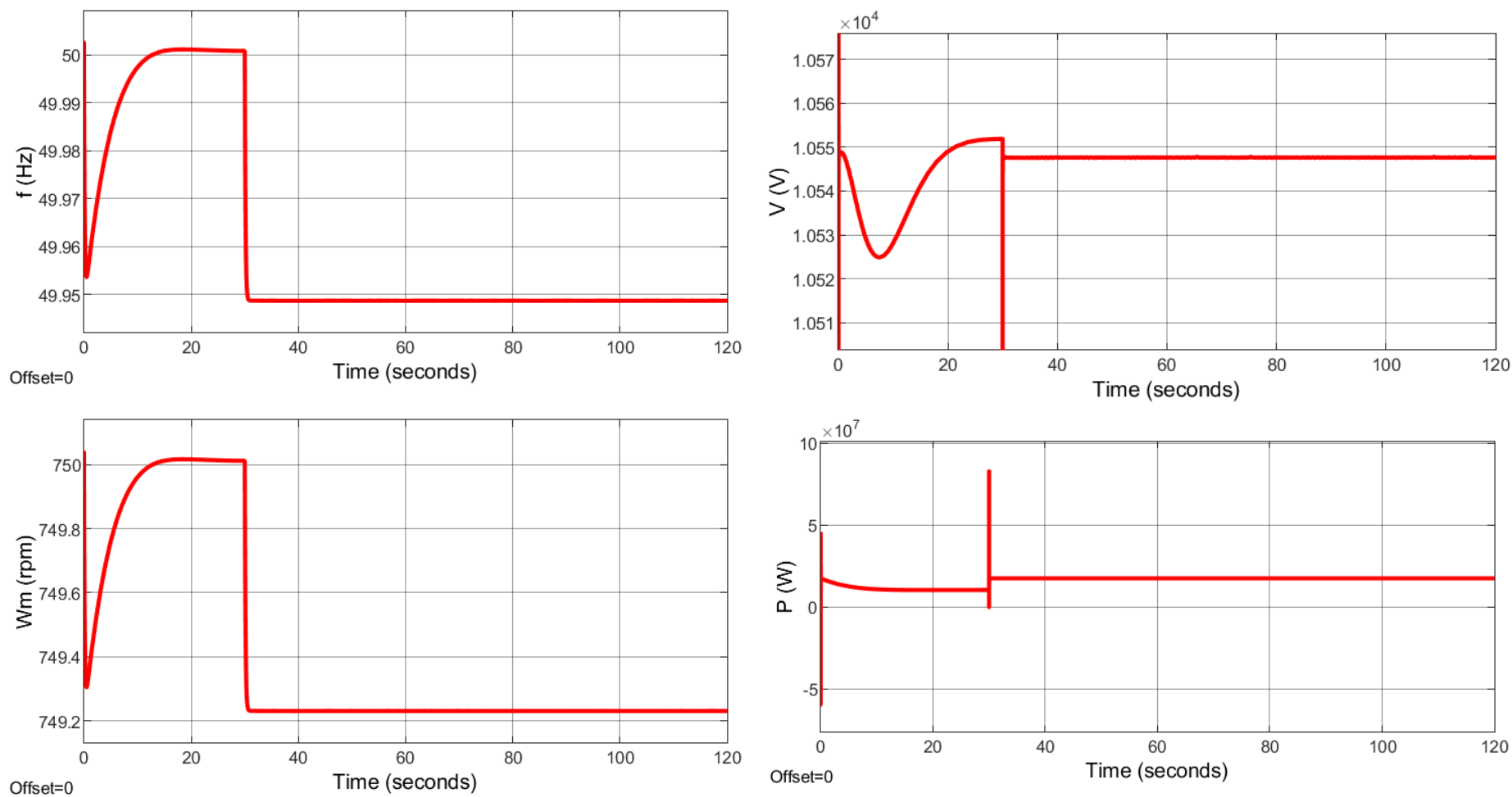


Figura 5.6 – Frequência, velocidade do rotor, tensão e potência elétrica no central térmico a diesel do Palmarejo, no 2º cenário.

### 5.3 – Estudo do 3º cenário – Perturbação na radiação solar.

Com a simulação deste cenário pretende-se analisar a perda de geração no parque fotovoltaico devido à diminuição da radiação solar (resultante, por exemplo, de nebulosidade). Assim, simulou-se uma redução da produção do parque solar fotovoltaico e verificou-se a sua influência nas principais grandezas elétricas do SEE da ilha de Santiago.

Neste terceiro cenário consideraram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Carga total do SEE:  $P = 26,4$  MW e  $Q = 19,8$  Mvar;
- Produção da central térmica a diesel do Palmarejo em regime permanente:  $P = 15,0$  MW;
- Produção do parque eólico em regime permanente:  $P = 7,5$  MW;
- Produção do parque solar fotovoltaico antes da ocorrência da perturbação:  $P = 4,5$  MW;
- Perturbação em  $t = 30$  s até  $t = 70$  s: Perda na radiação solar no parque solar fotovoltaico. A produção passou 4,5 MW para aproximadamente 2 MW.

O resultado da simulação no barramento de 690 V do parque eólico é representado na figura 5.7.

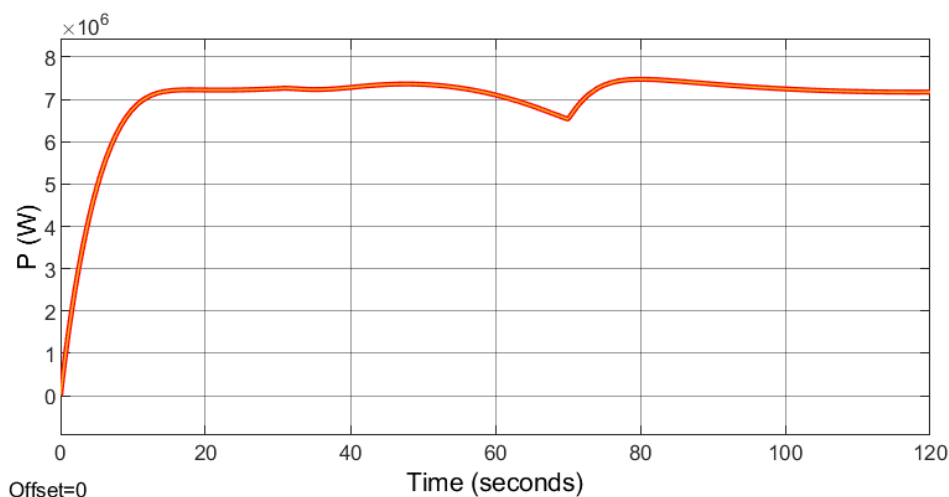


Figura 5.7 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico, no 3º cenário.

Perante a ocorrência da perturbação no parque solar fotovoltaico a potência no parque eólico permaneceu praticamente estável. Ocorreu um pequeno transitório em  $t = 70$  s quando sucedeu a reposição da potência no parque solar fotovoltaico.

Na figura 5.8 está representada a variação da potência elétrica no parque solar fotovoltaico. A variação considerada demonstra uma possível ocorrência de um sombreamento como problema.

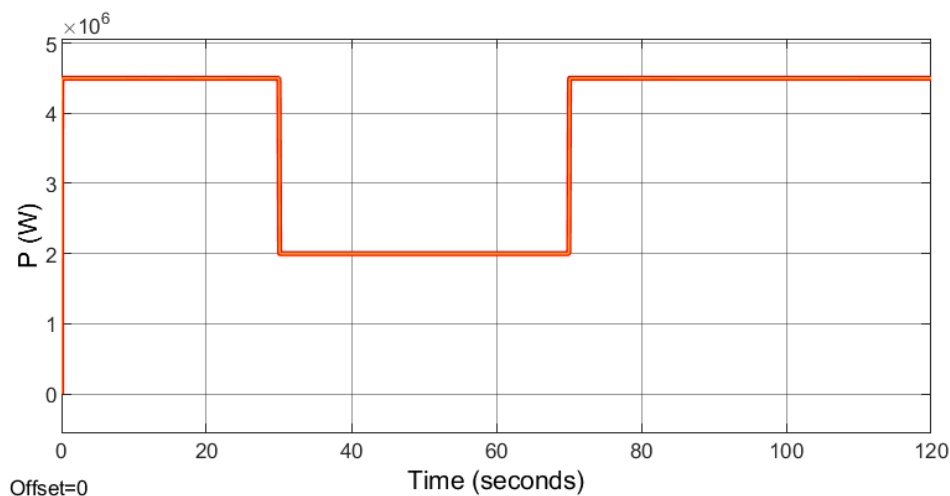


Figura 5.8 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 3º cenário.

Na figura 5.9, estão representados os gráficos da frequência da rede, velocidade do rotor do gerador térmico, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo.

Como se pode observar na figura 5.9, a saída da produção no parque solar fotovoltaico provoca um desvio insignificante da frequência, que permanece dentro dos limites estabelecidos no Código de Redes.

Ainda é de observar a evolução da tensão na central térmica a diesel do Palmarejo, verificando-se que o seu valor é normal e encontra-se dentro do limite estabelecido.

A variação da velocidade do rotor é proporcional a variação da frequência. Em  $t = 30$  s até  $t = 70$  s ocorreu um aumento da potência elétrica nos terminais dos grupos térmicos em operação, provocando uma diminuição na velocidade do rotor devido à sobrecarga ocorrida.

Ainda na figura 5.9, pode verificar-se a evolução da potência elétrica injetada pelos grupos térmicos em serviço. Inicialmente a potência elétrica é a nominal, em  $t = 30$  s, ocorre um aumento da potência elétrica nos terminais dos geradores térmicos devido a ocorrência da perturbação no parque solar fotovoltaico. Durante a perturbação, a central térmica a diesel do Palmarejo injeta a rede uma potência de 18 MW e regressa ao regime permanente em  $t = 70$  s, depois da reposição da variação da radiação solar no parque solar fotovoltaico.

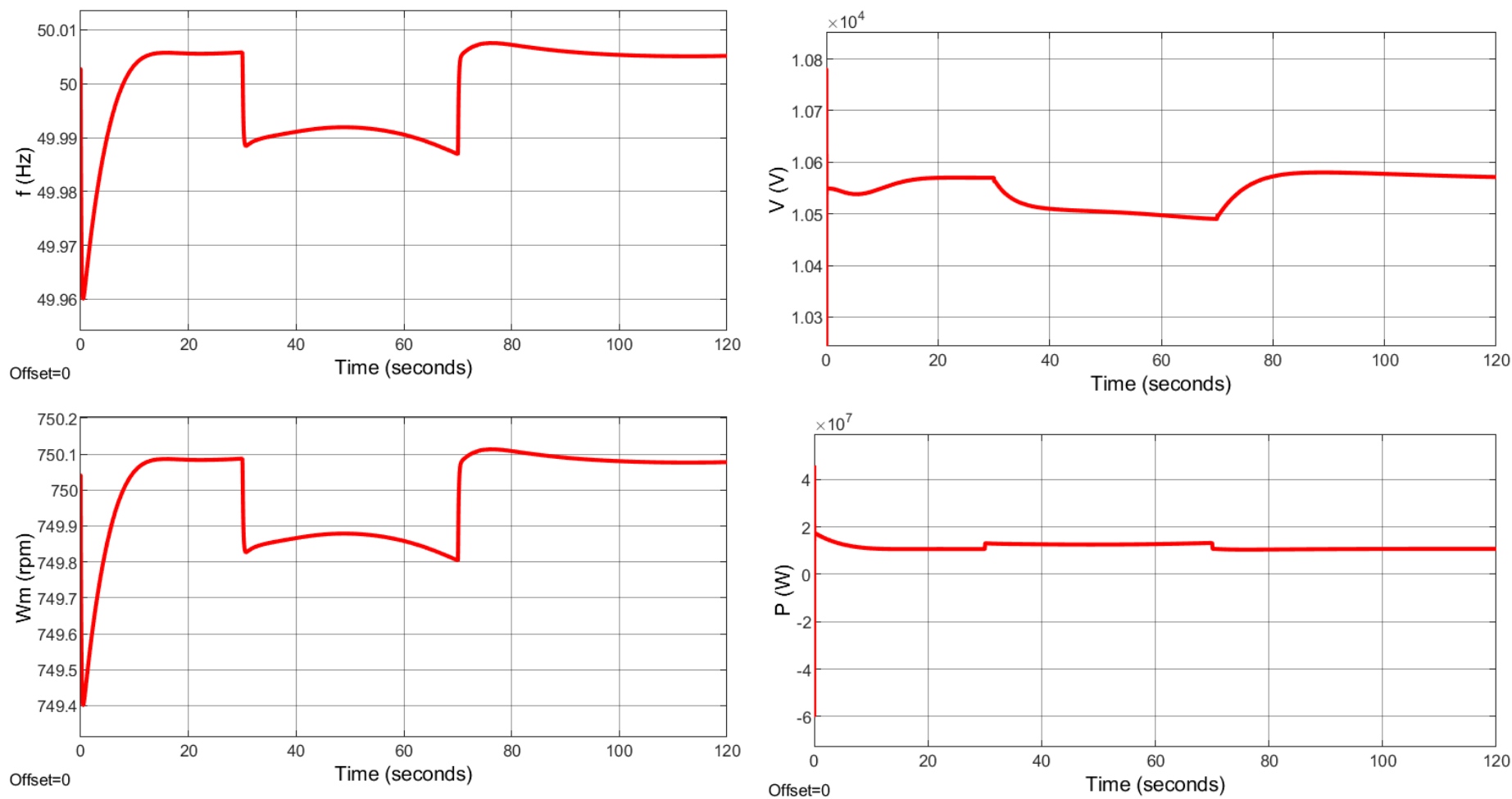


Figura 5.9 – Frequência, velocidade do rotor, tensão e potência elétrica no central térmico a diesel do Palmarejo, no 3º cenário.

#### 5.4 – Estudo do 4º cenário – Perda repentina do parque solar fotovoltaico.

Neste cenário é analisado a saída de serviço repentina do parque solar fotovoltaico como perturbação, estando este previamente a funcionar à potência nominal.

Trata-se de uma perturbação mais severa que a anterior, pelo facto da potência em regime permanente ser perdida de forma brusca.

Neste quarto cenário consideraram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Carga total do SEE:  $P = 26,4 \text{ MW}$  e  $Q = 19,8 \text{ Mvar}$ ;
- Produção da central térmica a diesel do Palmarejo em regime permanente:  $P = 15,0 \text{ MW}$ ;
- Produção do parque eólico em regime permanente:  $P = 7,5 \text{ MW}$ ;
- Produção do parque solar fotovoltaico antes da perturbação:  $P = 4,5 \text{ MW}$ ;
- Perturbação em  $t = 30 \text{ s}$ : Perda total da produção no parque solar fotovoltaico. A produção solar passou de  $4,5 \text{ MW}$  para  $0,0 \text{ MW}$ .

De igual forma ao cenário anterior, a análise deste quarto cenário, consiste na simulação durante 120 segundos. A central de Arribada considera-se fora de serviço.

O resultado da simulação no parque eólico no barramento de 690 V é representado na figura 5.10.

A saída de serviço do parque solar fotovoltaico não influencia de forma significativa a potência elétrica do parque eólico, o seu valor mantém-se aproximadamente em  $7,5 \text{ MW}$ .

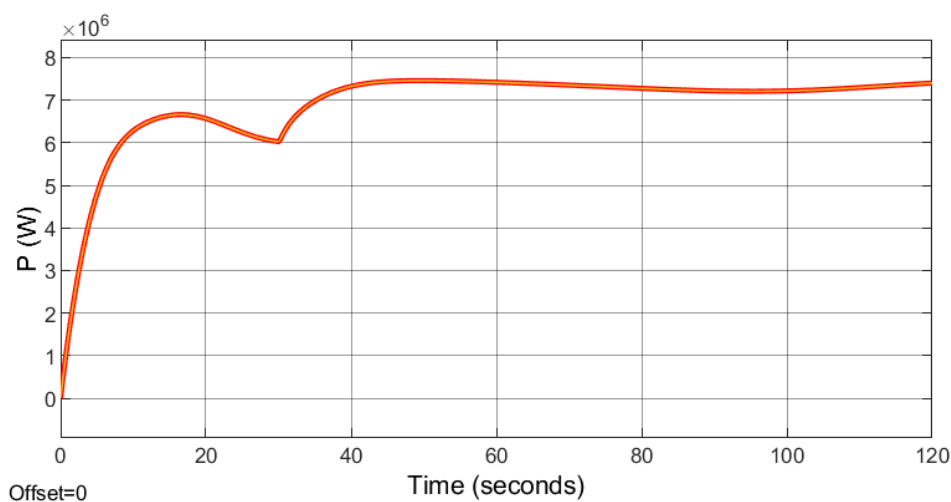


Figura 5.10 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico, no 4º cenário.

Na figura 5.11, é representada a variação do valor da potência elétrica no parque solar fotovoltaico.

Verifica-se que antes do  $t = 30$  s, a potência elétrica no parque solar fotovoltaico é de 4,5 MW. Depois de  $t = 30$  s ocorre a perda total da potência elétrica no parque solar fotovoltaico.

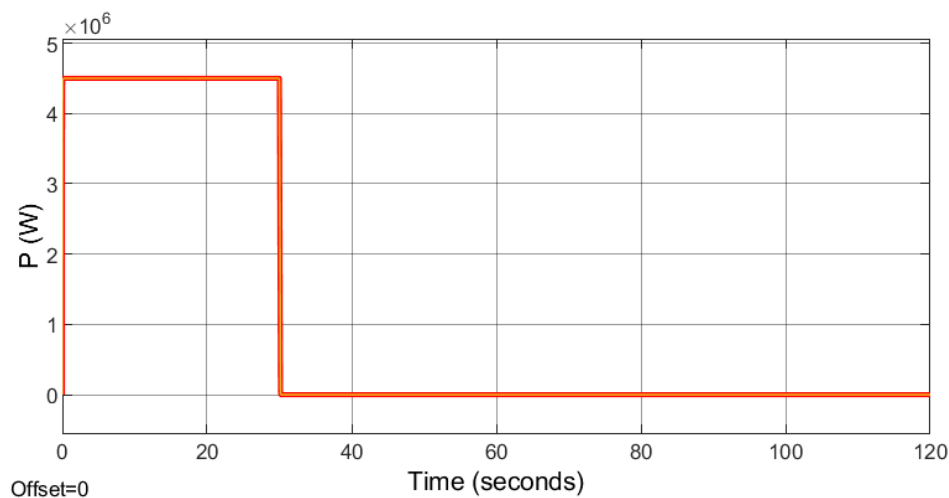


Figura 5.11 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 4º cenário.

Na figura 5.12, estão representados os gráficos da frequência da rede, velocidade do rotor do gerador térmico, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo.

Como seria de esperar, o facto de esta perturbação ser mais severa que a anterior, conduz a um desvio de frequência superior. No entanto, o seu valor continua dentro dos limites definidos pelo Código de Rede, pelo que não teria lugar a qualquer saída de serviço de geração.

Verifica-se no gráfico da tensão da figura 5.12 que o seu valor está dentro do limite definido, apesar de uma ligeira oscilação, não apresenta qualquer problema na sequência da saída de serviço do parque solar fotovoltaico.

Como se pode verificar no gráfico da potência da mesma figura, os grupos geradores a diesel em operação, compensam a variação da potência elétrica do sistema sem que a frequência tenha saído dos seus limites de funcionamento.

Antes de ocorrer a perda total do parque solar, a potência elétrica em regime permanente na central térmica a diesel do Palmarejo é de 15,0 MW, logo depois da ocorrência da perturbação a central passou a fornecer 20,0 MW, pelo que ocorreu um aumento da potência para suprir a perda do parque solar fotovoltaico.

A perda instantânea do parque solar fotovoltaico provoca um desequilíbrio entre a produção e a carga, em consequência a central térmica do Palmarejo tende a aumentar a potência elétrica injetada na rede, fazendo com que os geradores funcionem em sobrecarga ocorrendo uma desaceleração na velocidade do rotor que tende a estabilizar segundos depois.

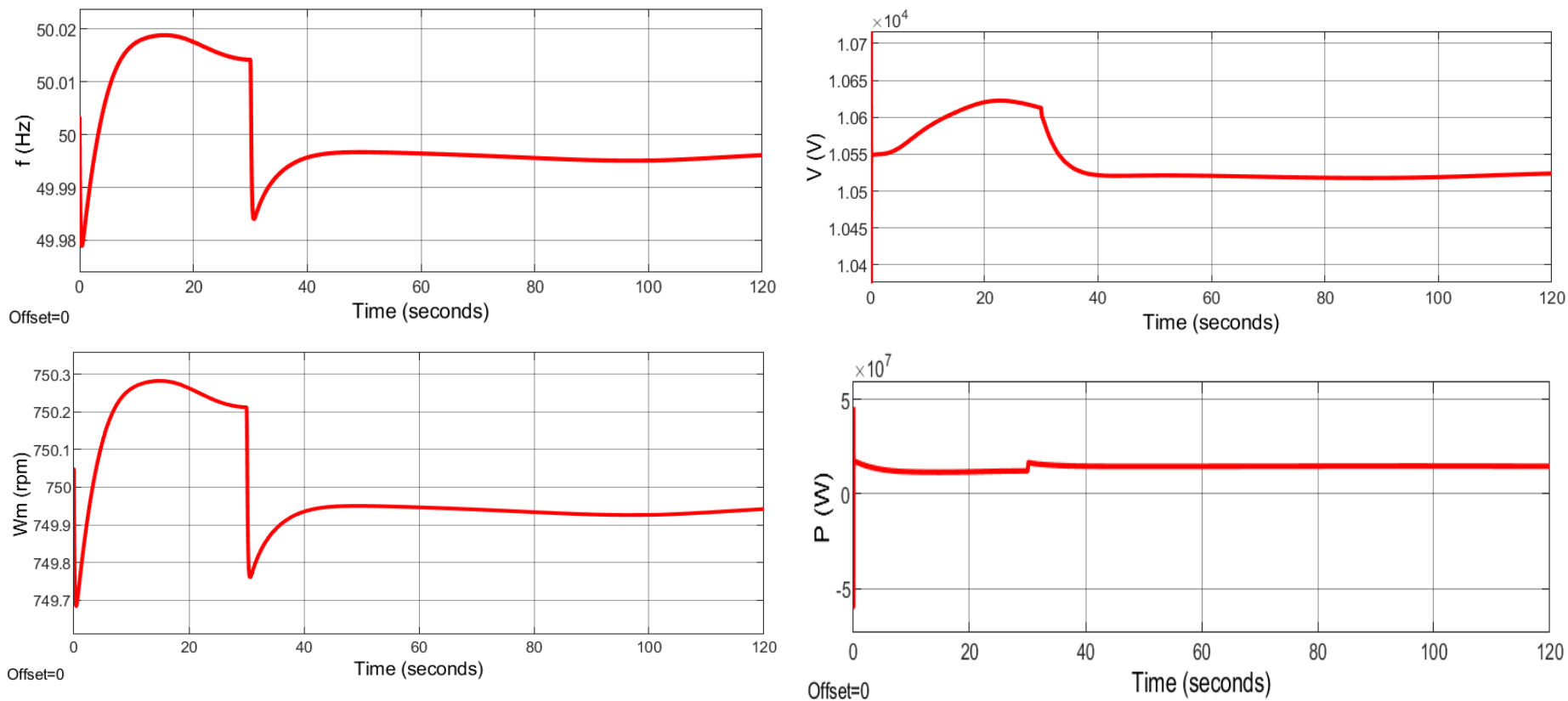


Figura 5.12 – Frequência, velocidade do rotor, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo, no 4º cenário.

### 5.5 – Estudo do 5º cenário – Perda de produção solar fotovoltaico e perda simultânea da produção eólica.

A simulação deste cenário encontra-se representado uma possível situação mais provável de funcionamento, que passa pela intermitência simultânea dos dois recursos renováveis sem perda total de produção.

Neste quinto cenário consideraram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Carga total do SEE:  $P = 26,4$  MW e  $Q = 19,8$  Mvar;
- Produção da central térmica a diesel do Palmarejo em regime permanente:  $P = 16,0$  MW;
- Produção do parque eólico antes da perturbação:  $P = 6,5$  MW;
- Produção do parque solar fotovoltaico antes da perturbação:  $P = 4,5$  MW;
- Perturbação em  $t = 30$  s: Perda de potência no parque eólico, a produção passou  $6,5$  MW para  $3,5$  MW e perda de potência no parque solar fotovoltaico, a produção passou  $4,5$  MW para  $3,5$  MW.

Na figura 5.13 está representado o gráfico da potência elétrica no parque eólico, no barramento de 690 V.

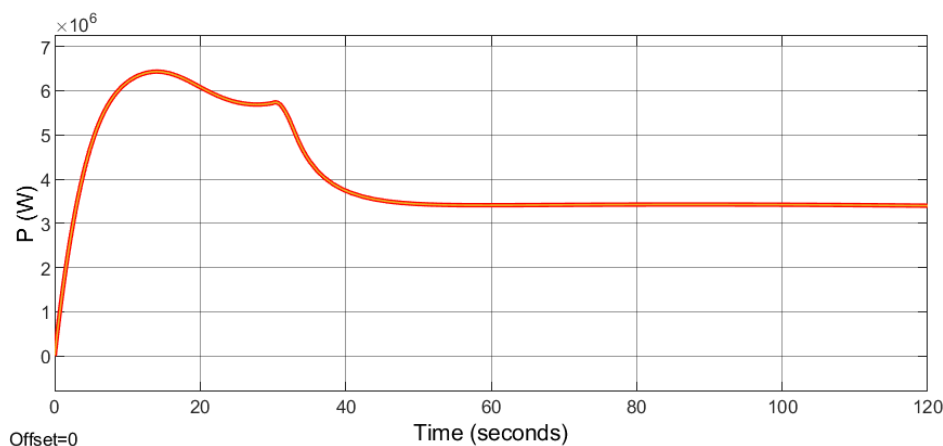


Figura 5.13 – Potência elétrica no parque eólico, no 5º cenário.

Na figura 5.13 pode ser observada a variação da potência injetada pelo parque eólico, o seu valor varia de  $6,5$  MW para  $3,5$  MW. Esta variação é provocada por uma diminuição na velocidade do vento.

Na figura 5.14 esta representada a variação da produção no parque solar fotovoltaico. Verifica-se que inicialmente o seu valor é a nominal, em  $t = 30$  s ocorre um possível sombriamento ou perturbação na radiação solar que provoca uma queda de potência elétrica no parque para  $3,5$  MW.

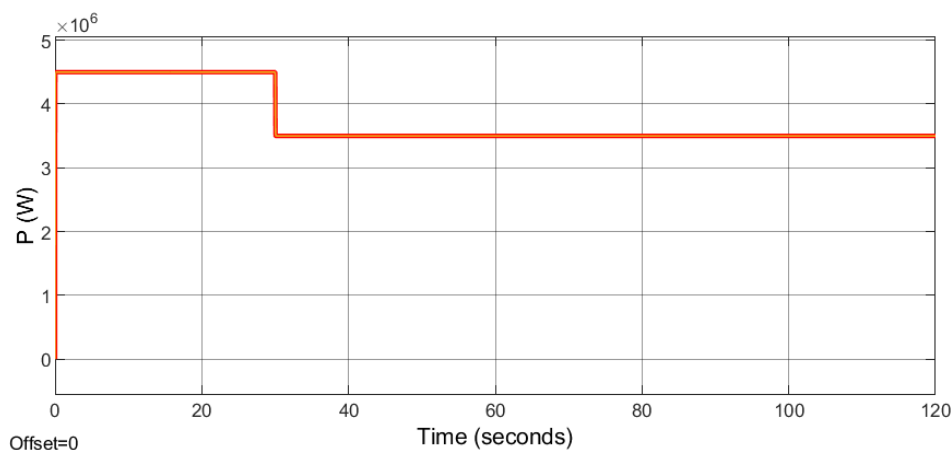


Figura 5.14 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 5º cenário.

Na figura 5.15, estão representados os gráficos da frequência da rede, velocidade do rotor do gerador térmico, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo.

Como se pode observar a variação da frequência na sequência das perturbações efetuadas não é significativa, não excede 1 Hz no seu valor máximo de desvio.

O valor de tensão observado na figura 5.15 são normais e não saem dos limites definidos.

No gráfico da potência elétrica na figura 5.15 verifica-se que inicialmente o seu valor é de 16 MW, valor em regime permanente.

Em  $t = 30$  s o valor da potência elétrica no central térmica a diesel do Palmarejo passou para 20 MW.

Esta elevação da potência é resultante das perturbações ocorrida em simultâneo no parque eólico e parque solar fotovoltaico.

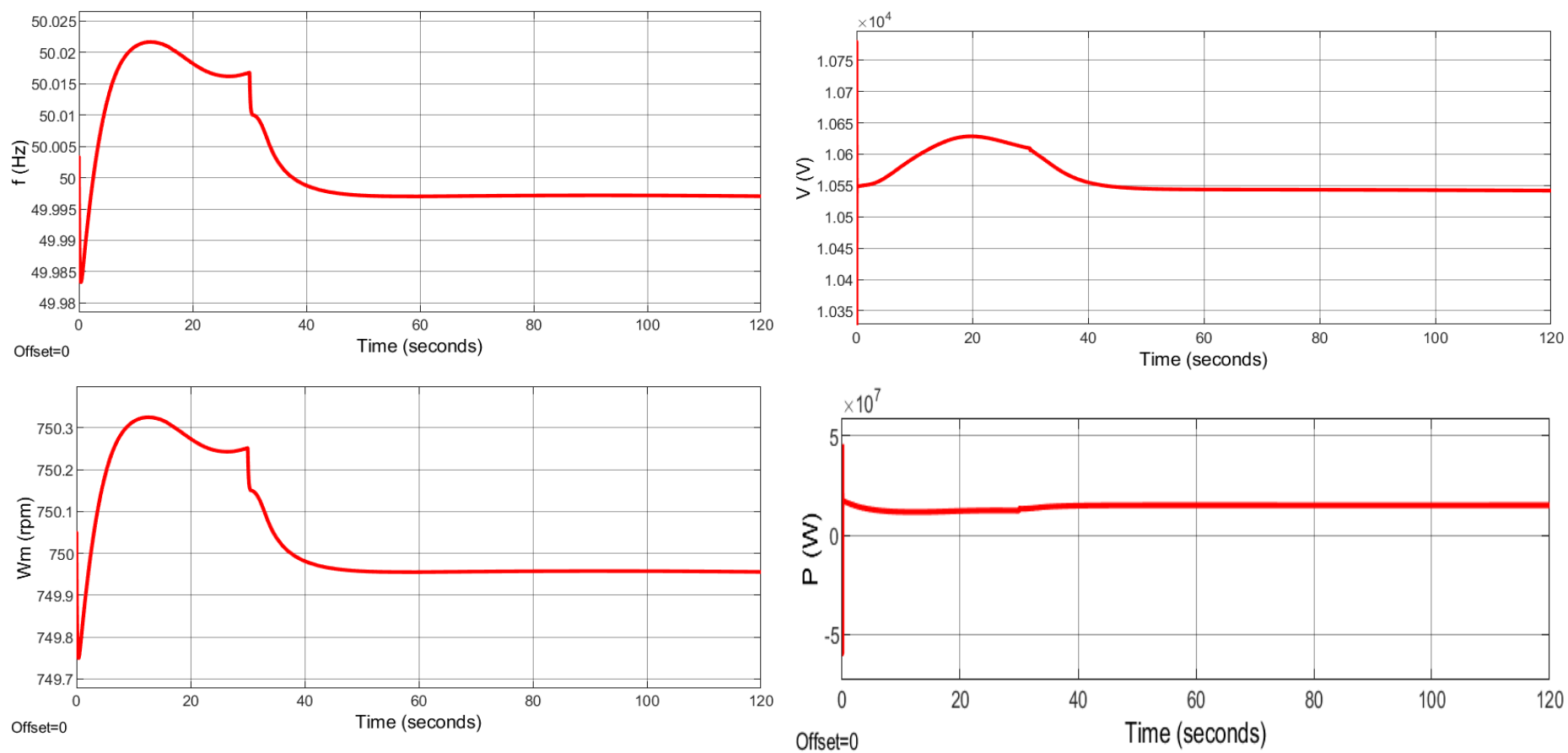


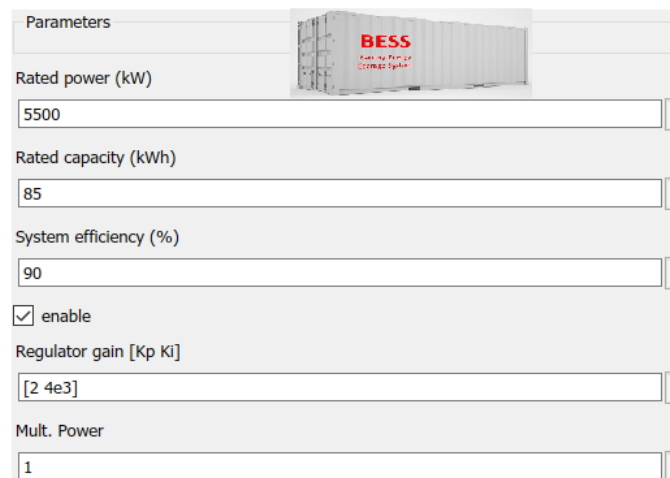
Figura 5.15 – Frequência, velocidade do rotor, tensão e potência elétrica no central térmico a diesel do Palmarejo, no 5º cenário.

## Capítulo 6 – Introdução de um sistema de armazenamento no sistema de energia elétrico da ilha de Santiago.

Este capítulo tem como objetivo principal mostrar a resposta do SEE da ilha de Santiago face a perturbações transitórias na produção renovável quando está presente um sistema de armazenamento de energia. Pretende-se mostrar que a utilização de um destes sistemas na rede elétrica da ilha de Santiago permite reduzir os efeitos da intermitência da produção renovável, reduzindo o risco da instabilidade no sistema elétrico, possibilitando o aumento da integração destas fontes. Para o efeito vai analisar-se o impacto da introdução de um sistema de armazenamento de energia nos cenários anteriormente definidos no capítulo 5.

O modelo do sistema de armazenamento de energia elétrica também foi também adaptado a partir de um exemplo disponível nos exemplos do MathWorks do Matlab/Simulink [13]. O modelo permite especificar os diversos parâmetros do sistema de armazenamento, como por exemplo, a potência nominal, a capacidade energética e o rendimento, entre outros, conforme ilustrado na figura 6.1. Este modelo do sistema de armazenamento tem dois blocos principais: o de regulação do estado de carga (charge power generation) e o bloco de regulação da rede elétrica (grid regulation), conforme ilustrado na figura 6.2. O bloco de regulação do estado de carga atua em função do SOC (State Of Charge). O bloco de regulação da rede opera em função das condições de funcionamento do SEE, atuando no sentido de minimizar as perturbações que possam ocorrer (excesso de geração ou de consumo) adotando o regime de operação mais adequado (regime de carga ou de descarga, respetivamente).

O sistema de armazenamento de energia encontra-se ligado no barramento de Palmarejo denominado por PALMAREJO POWER STATION BB, conforme representado na Figura 6.3.



Parameters	
Rated power (kW)	5500
Rated capacity (kWh)	85
System efficiency (%)	90
<input checked="" type="checkbox"/> enable	
Regulator gain [Kp Ki]	[2 4e3]
Mult. Power	1

Figura 6.1 – Exemplo de parametrização do sistema de armazenamento.

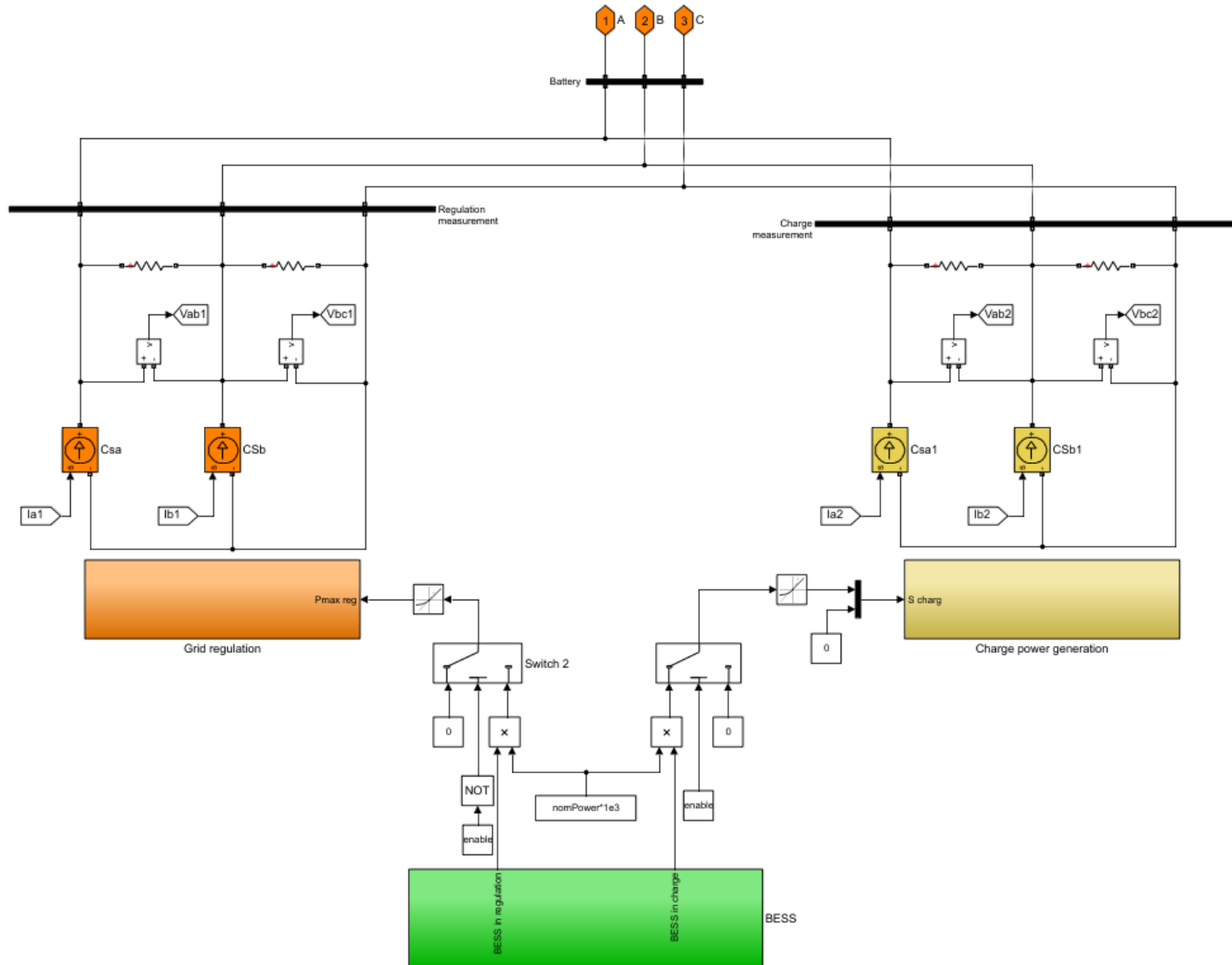


Figura 6.2 – Modelo do sistema de armazenamento de energia utilizado no trabalho.

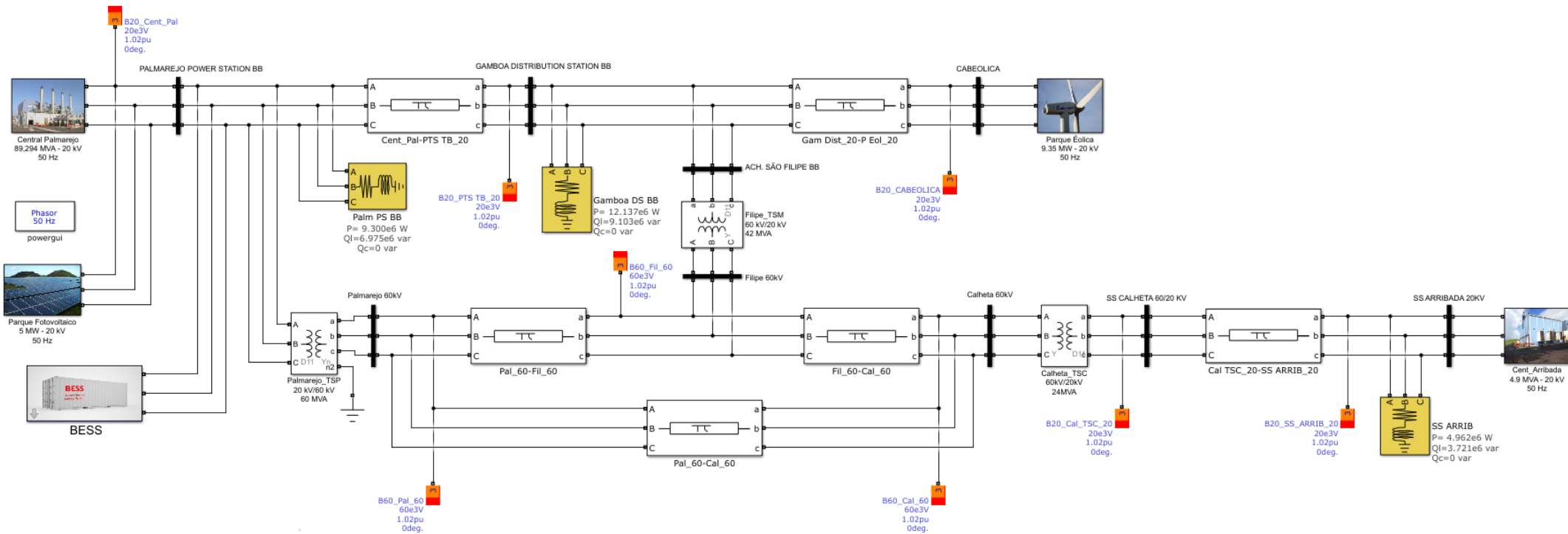


Figura 6.3 – Introdução dum sistema de armazenamento de energia no SEE da ilha de Santiago em ambiente Matlab/Simulink.

### 6.1 – Estudo do 1º cenário – Perturbação na velocidade do vento e utilização de sistema de armazenamento de energia.

Este primeiro cenário tem como parâmetros de simulação, os pontos descritos no capítulo 5.1 que considera a alteração da velocidade do vento como uma perturbação.

Neste cenário consideraram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Carga total do SEE:  $P = 26,4$  MW e  $Q = 19,8$  Mvar;
- Produção da central térmica a diesel do Palmarejo em regime permanente:  $P = 15,0$  MW;
- Produção do parque eólico antes da perturbação na velocidade do vento:  $P = 7,5$  MW;
- Produção do parque solar fotovoltaico em regime permanente:  $P = 4,5$  MW;
- Total da potência do sistema de armazenamento de energia elétrica: a identificar;
- Perturbação em  $t = 30$  s até  $t = 70$  s: Perda na velocidade do vento no parque eólico. A produção passou 7,5 MW para aproximadamente 1,750 MW.

A evolução da potência gerada no barramento de 690 V do parque eólico é apresentada na figura 6.4. Para a velocidade do vento em 13 m/s, a potência elétrica no barramento continua praticamente igual ao cenário do capítulo 5.1, aproximadamente 7,5 MW. Depois de  $t = 30$  s, a velocidade do vento passa para 8 m/s, e a potência elétrica do parque eólico diminui para aproximadamente 1,750 MW. Depois de  $t = 70$  s a velocidade do vento retorna para o valor inicial, e a potência elétrica aumenta suavemente para o valor de regime permanente.

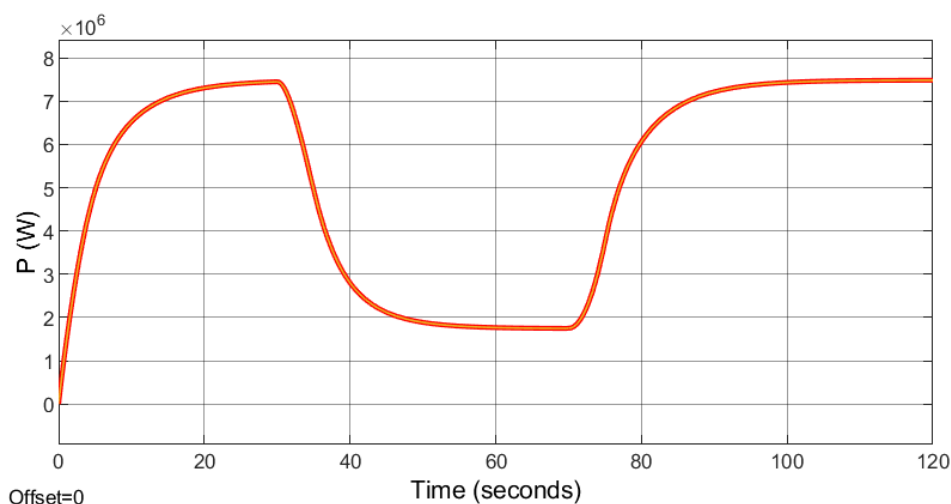


Figura 6.4 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico no 1º cenário.

Na figura 6.5, é representado o valor da potência elétrica no parque solar fotovoltaico. É de verificar que a potência elétrica não sofreu qualquer oscilação perante a ocorrência da perturbação, o seu valor de 4,5 MW, é constante ao longo do tempo, igual ao simulado no cenário do capítulo 5.1.

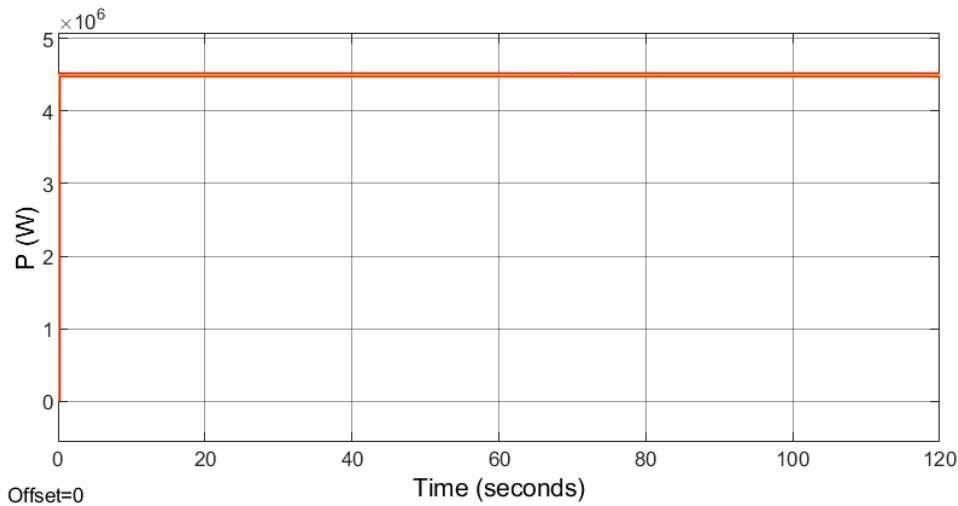


Figura 6.5 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico no 1º cenário.

Na figura 6.6, estão representados os gráficos da frequência da rede, velocidade do rotor do gerador térmico, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo.

Os gráficos da figura 6.6 mostram a influencia da introdução dum sistema de armazenamento de energia elétrica no comportamento da central térmica a diesel do Palmarejo.

Para este primeiro cenário da simulação, temos a central térmica a diesel do Palmarejo e o parque solar fotovoltaico a produzir 15,0 MW, e 4,5 MW, respetivamente, em regime permanente antes da ocorrência da perturbação.

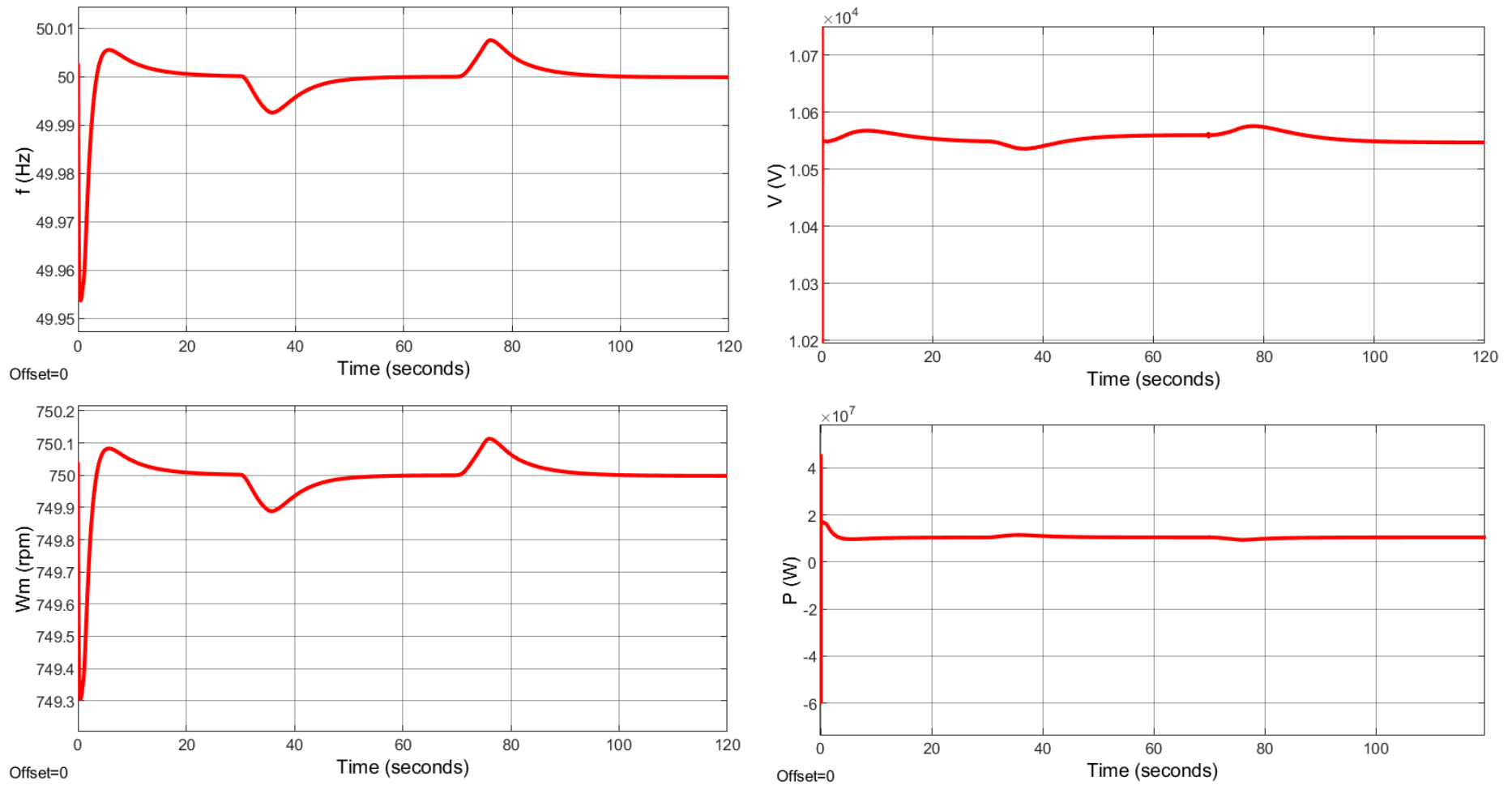


Figura 6.6 – Frequência, velocidade do rotor, potência elétrica na central térmico de Palmarejo, no 1º cenário.

Logo depois da ocorrência da perturbação, o sistema de armazenamento de energia atua funcionando como uma fonte.

Na figura 6.7 é representado a gráfico da injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para rede perante ocorrência da perturbação.

O sistema de armazenamento de energia considerado, para responder a esta perturbação terá de ter uma capacidade instalada, no mínimo de 5,5 MW, sendo suficiente para cobrir a quebra instantânea de potência elétrica no parque eólico.

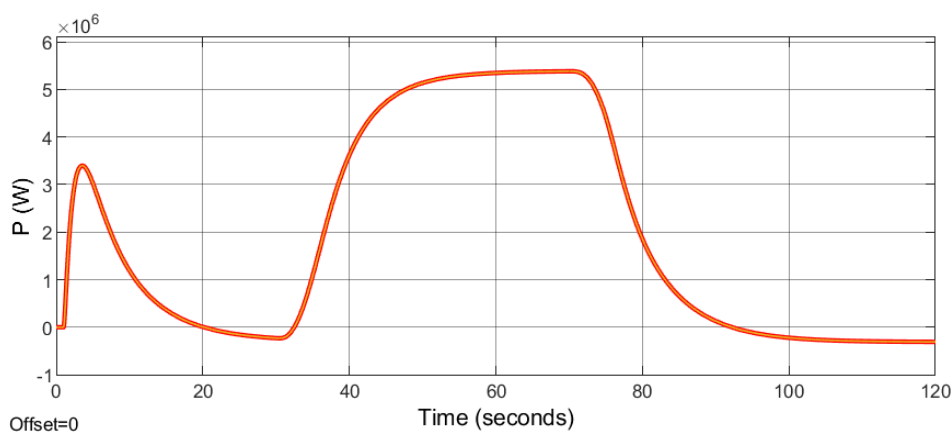


Figura 6.7 – Injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para a rede no 1º cenário.

O modo de funcionamento do sistema de armazenamento de energia como uma fonte permite a regulação primária de frequência, manter a velocidade do rotor do gerador térmico e a tensão nos geradores síncronos da central térmica a diesel do Palmarejo.

No gráfico da tensão da figura 6.6, verifica-se que a tensão se mantém praticamente constante na presença do dispositivo de armazenamento de energia.

Com a atuação do dispositivo de armazenamento de energia, a potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo representado na figura 6.6 é mantida estável, praticamente constante, com o valor 15 MW. O equilíbrio entre a produção e consumo é mantido pelo sistema de armazenamento de energia elétrica.

## 6.2 – Estudo do 2º cenário – Perda repentina do parque eólico e utilização de sistema de armazenamento de energia.

Este cenário é idêntico ao anteriormente apresentado na secção 5.2, incluindo-se agora o sistema de armazenamento de energia elétrica quando ocorre uma perda de geração do parque eólico.

Para a simulação do segundo cenário consideram-se as seguintes condições:

- Carga total do SEE:  $P = 26,4 \text{ MW}$  e  $Q = 19,8 \text{ Mvar}$ ;
- Produção da central térmica a diesel do Palmarejo em regime permanente:  $P = 15,0 \text{ MW}$ ;
- Produção do parque eólico antes da ocorrência da perturbação:  $P = 7,5 \text{ MW}$ ;
- Produção do parque solar fotovoltaico em regime permanente:  $P = 4,5 \text{ MW}$ ;
- Total da potência do sistema de armazenamento de energia elétrica: a identificar;
- Perturbação em  $t = 30 \text{ s}$ : Perda total do parque eólico. A produção passou  $7,5 \text{ MW}$  para  $0,0 \text{ MW}$ .

A evolução da potência gerada no barramento de  $690 \text{ V}$  do parque eólico é apresentada na figura 6.8.

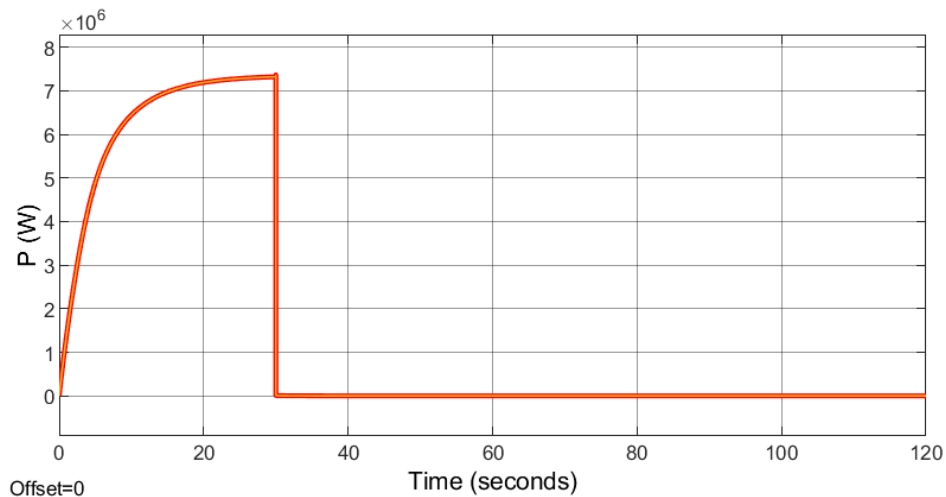


Figura 6.8 – Perda total de potência elétrica injetada pelo parque eólico, no 2º cenário.

Em  $t = 30 \text{ s}$ , ocorre a perturbação que consiste na ocorrência de um possível defeito no parque eólico. A potência elétrica caiu repentinamente de  $7,5 \text{ MW}$  para  $0 \text{ MW}$ .

Na figura 6.9, é representado o valor da potência elétrica no parque solar fotovoltaico, que se mantém constante.

Na figura 6.10, é representado o gráfico da atuação do sistema de armazenamento quando ocorreu a perda repentina do parque eólico.

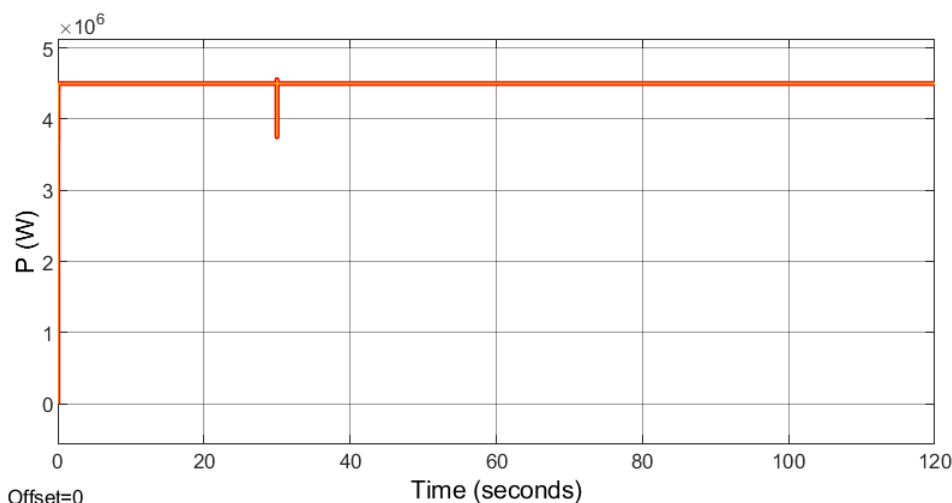


Figura 6.9 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico, no 2º cenário.

Na figura 6.11, estão representados os gráficos da frequência na rede, velocidade do rotor do gerador térmico, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo.

Apesar deste distúrbio ser um dos mais severos, verifica-se na figura 6.11 que o sistema de armazenamento de energia elétrica faz a estabilização de todos os parâmetros elétricos na central térmica a diesel do Palmarejo. Os seus valores permaneceram dentro do regime permanente durante todo o período da ocorrência da perturbação.

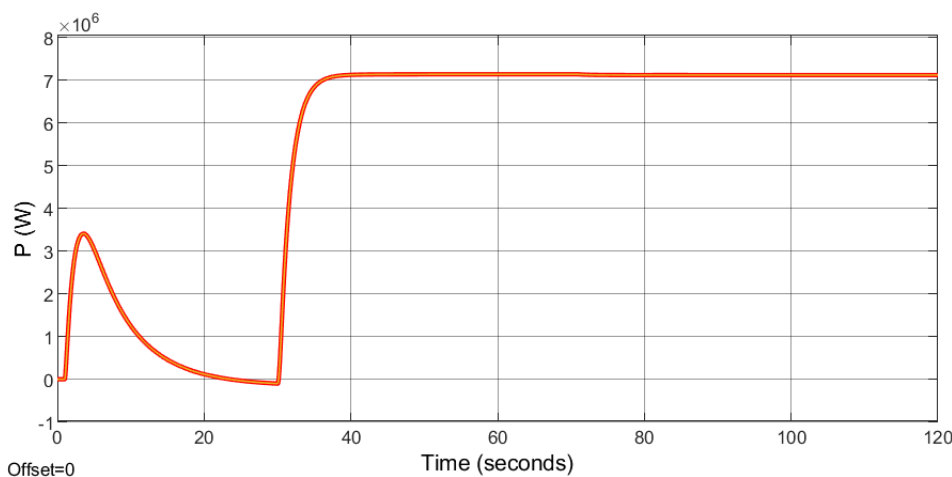


Figura 6.10 – Injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para a rede no 2º cenário.

O sistema de armazenamento de energia considerado, para responder a esta perturbação terá de ter uma capacidade instalada de, no mínimo, 8,5 MW. Neste caso, é necessário um sistema de armazenamento de energia de maior capacidade para minimizar o impacto desta perturbação. É de verificar na figura 6.10 que a potência elétrica injetada a rede pelo sistema de armazenamento é de 7,1 MW este é a potência suficiente para satisfazer as cargas durante todo o período da ocorrência da perturbação.

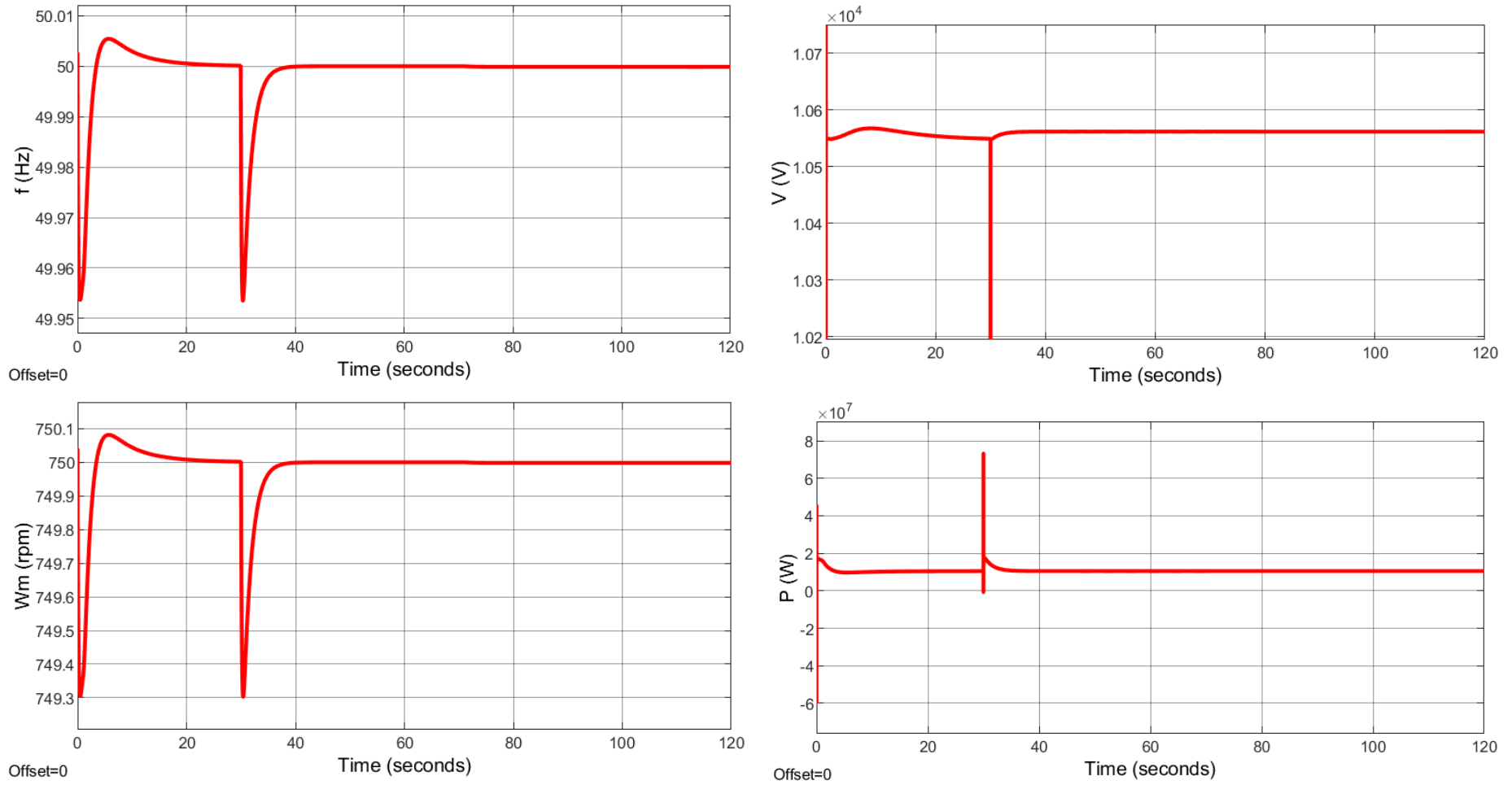


Figura 6.11 – Frequência, velocidade do rotor, potência elétrica na central térmico de Palmarejo, no 2º cenário.

### 6.3 – Estudo do 3º cenário – Perturbação na radiação solar e utilização de sistema de armazenamento de energia.

Neste cenário é realizado a simulação da atuação dum sistema de armazenamento de energia elétrica para suprir a variação da radiação solar no parque solar fotovoltaico.

Para a simulação do terceiro cenário consideram-se as seguintes condições:

- Carga total do SEE:  $P = 26,4$  MW e  $Q = 19,8$  Mvar;
- Produção da central térmica a diesel do Palmarejo em regime permanente:  $P = 15,0$  MW;
- Produção do parque eólico em regime permanente:  $P = 7,5$  MW;
- Produção do parque solar fotovoltaico antes da ocorrência da perturbação:  $P = 4,5$  MW;
- Total da potência do sistema de armazenamento de energia elétrica: a identificar;
- Perturbação em  $t = 30$  s até  $t = 70$  s: Perda na radiação solar no parque solar fotovoltaico. A produção passou  $4,5$  MW para  $2$  MW.

Na figura 6.12 é representado o gráfico da potência elétrica no barramento de 690 V do parque eólico. A atuação do sistema de armazenamento de energia mantém praticamente estável a potência elétrica no parque eólico quando ocorre a perturbação no parque solar fotovoltaico.

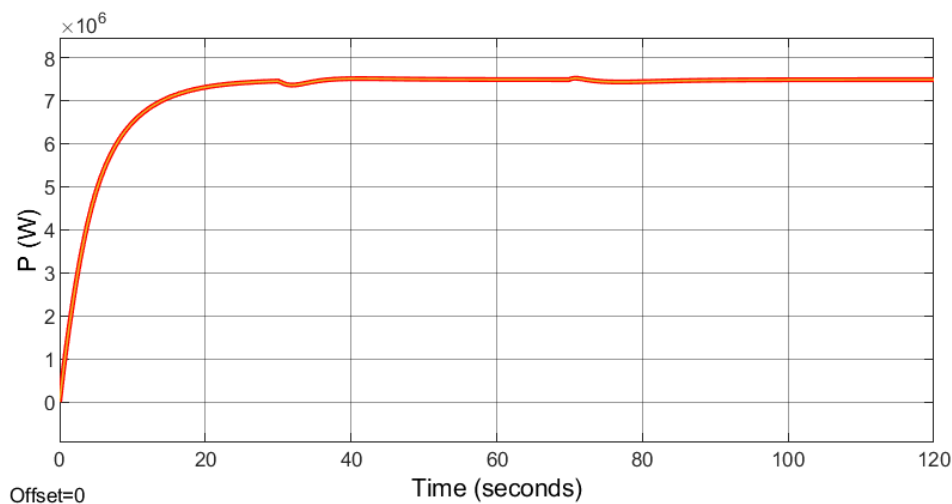


Figura 6.12 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico no 3º cenário.

Na figura 6.13, é representada a variação da potência elétrica no parque solar fotovoltaico. A variação representada no gráfico simula a perda brusca da radiação solar incidente sobre os painéis do parque solar fotovoltaico.

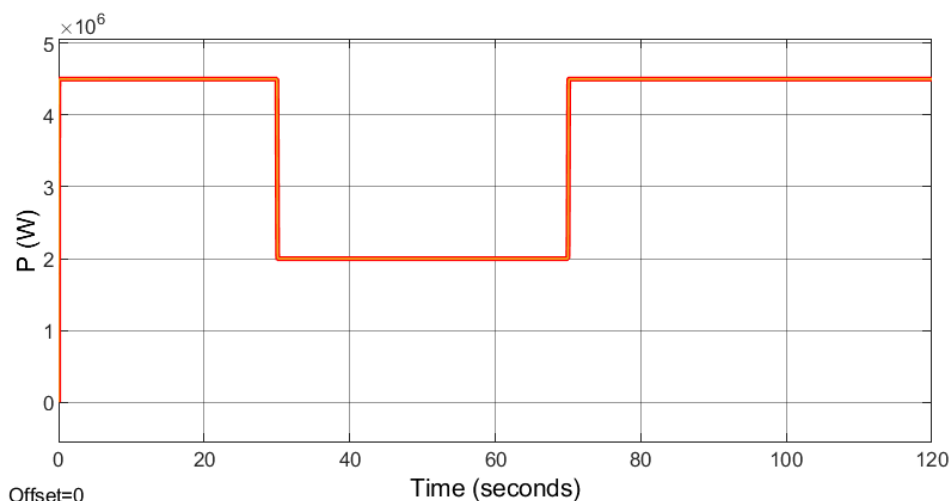


Figura 6.13 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico no 3º cenário.

Na figura 6.14 esta representado a injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento de energia para a rede perante a ocorrência da perturbação na radiação solar.

Na figura 6.15, estão representados os gráficos da frequência da rede, velocidade do rotor do gerador térmico, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo.

Observando a figura 6.15 percebe-se que em todos os parâmetros do SEE existem dois pequenos transitórios, isso acontece devido ao ligar e desligar do sistema de armazenamento de energia elétrica. Estes transitórios impõem uma variação relativamente reduzida na frequência da rede, bastante inferior aos limites impostos pelo Código de Rede. Ainda na figura 6.15, pode ser verificado que a interligação do sistema de armazenamento de energia ao SEE da ilha de Santiago contribui para estabilidade da tensão, mantendo esta um perfil relativamente estável durante a perturbação. A potência elétrica na saída do central térmica a diesel do Palmarejo mantém um valor aproximadamente constante de 15 MW.

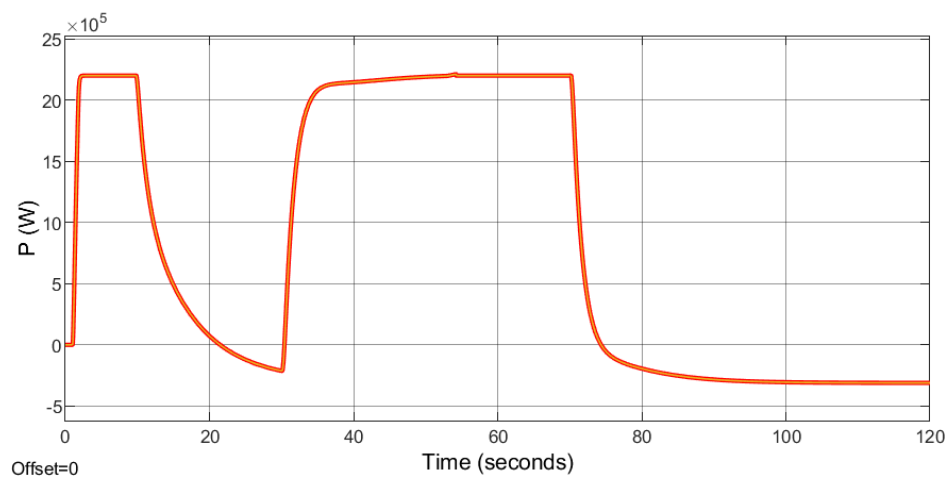


Figura 6.14 – Injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para a rede no 3º cenário.

Para este cenário, o sistema de armazenamento de energia considerado deverá ter uma potência instalada mínima de 2,2 MW sendo suficiente para cobrir a perda de potência no parque solar fotovoltaico, conforme se verifica na figura 6.14.

Desprezando as condições iniciais verifica-se no gráfico da figura 6.14 que antes da ocorrência da perturbação o sistema de armazenamento está a carregar, funcionando como carga, por isso da representação do seu valor negativo.

Em  $t = 30$  s ocorre a perturbação no parque solar fotovoltaica, o sistema de armazenamento atua, injetando a potência elétrica a rede, fazendo a compensação da potência elétrica perdido pelo parque solar fotovoltaico.

Em  $t = 70$  s a potência elétrica do parque solar fotovoltaico é reposta, logo o sistema de armazenamento desativa deixando de injetar a potência elétrica a rede, assim ele entra no seu modo de funcionamento inicial, armazenando energia.

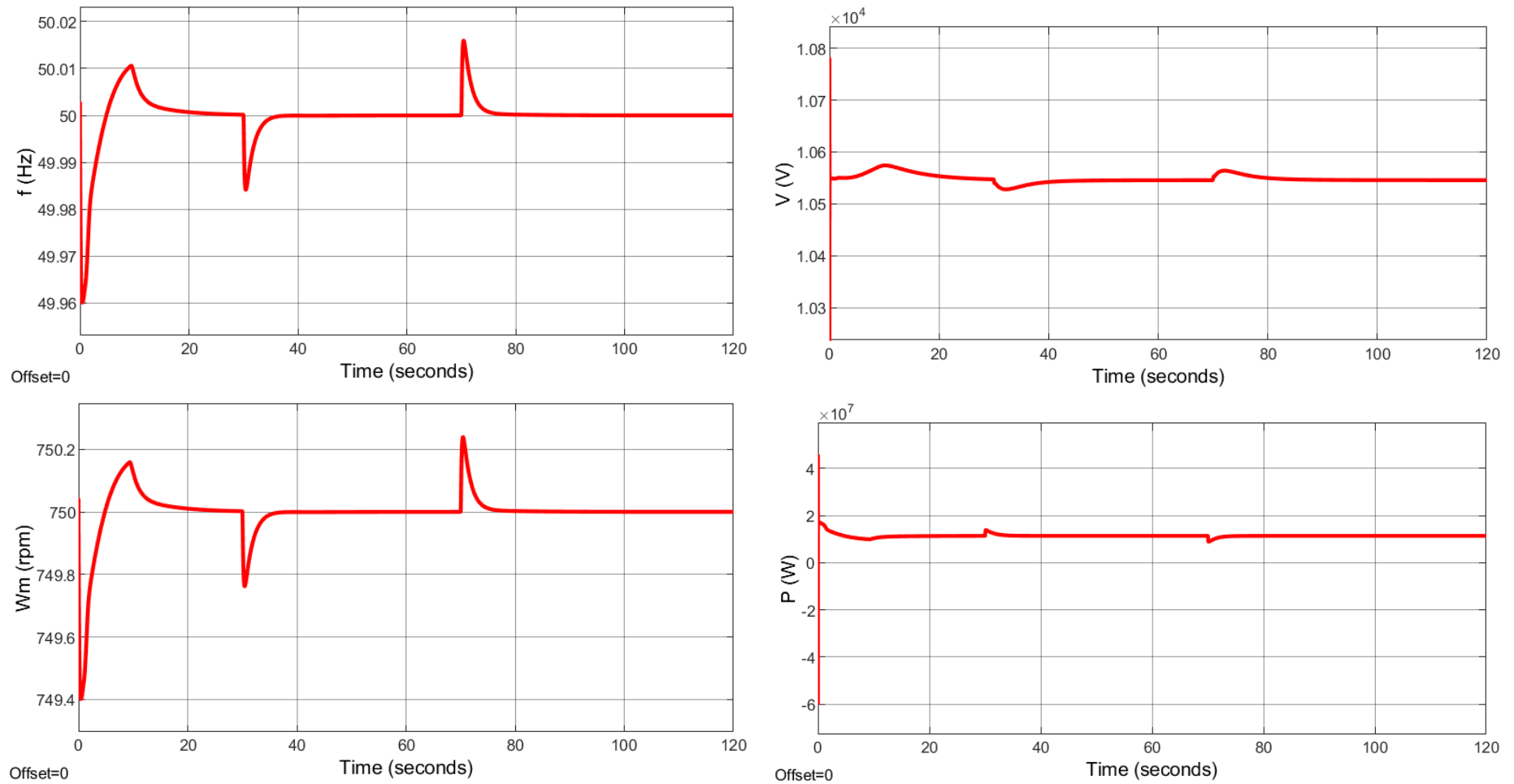


Figura 6.15 – Frequência, tensão, velocidade do rotor e potência elétrica na central térmica de Palmarejo no 3º cenário.

#### 6.4 – Estudo do 4º cenário – Perda repentina do parque solar fotovoltaico e utilização de sistema de armazenamento de energia.

Neste cenário é analisado a atuação do sistema de armazenamento de energia elétrica para suprir a saída de serviço repentina do parque solar fotovoltaico.

Para a simulação do quarto cenário consideram-se as seguintes condições:

- Carga total do SEE:  $P = 26,4$  MW e  $Q = 19,8$  Mvar;
- Produção da central térmica a diesel do Palmarejo em regime permanente:  $P = 15,0$  MW;
- Produção do parque eólico em regime permanente:  $P = 7,5$  MW;
- Produção do parque solar fotovoltaico antes da perturbação:  $P = 4,5$  MW;
- Total da potência do sistema de armazenamento de energia elétrica: a identificar;
- Perturbação em  $t = 30$  s: Perda total da produção no parque solar fotovoltaico. A produção passou de  $4,5$  MW para  $0,0$  MW.

Na figura 6.16 é representado o gráfico da potência elétrica no barramento de 690 V do parque eólico. De igual modo ao cenário anterior a atuação do sistema de armazenamento de energia mantém praticamente estável a potência elétrica no parque eólico quando ocorre a perturbação no parque solar fotovoltaico.

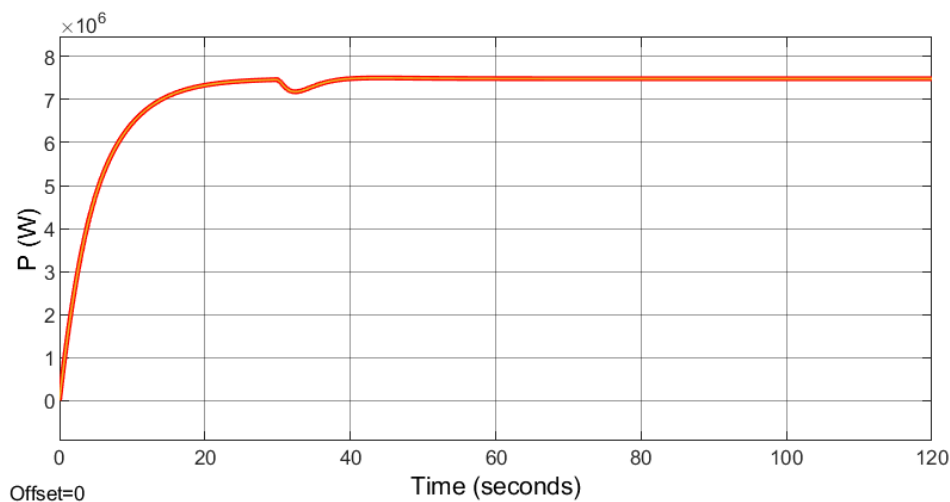


Figura 6.16 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico, no 4º cenário.

Na figura 6.17, é representado a perda repentina da potência elétrica no parque solar fotovoltaico. Em  $t = 30$  s ocorre a perda total da potência elétrica no parque solar fotovoltaico, este simula um possível defeito do parque solar fotovoltaico para a rede.

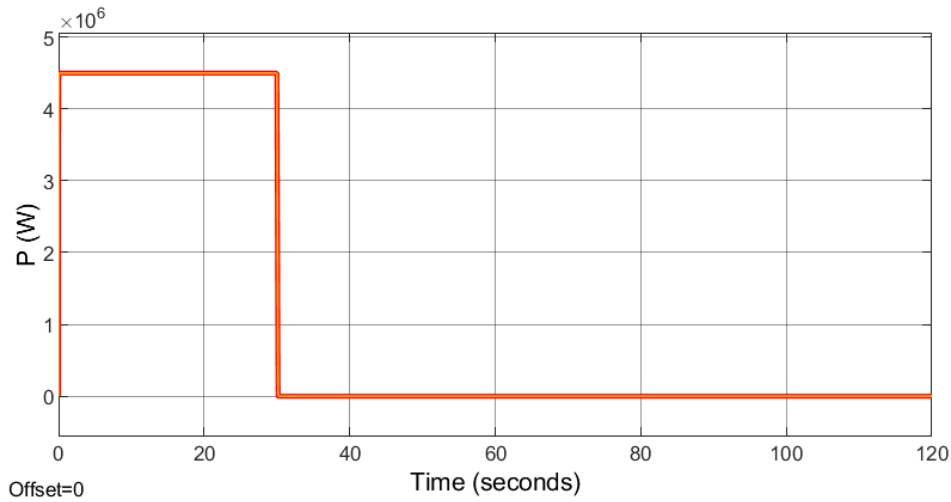


Figura 6.17 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico no 4º cenário.

Na figura 6.16 esta representado o gráfico da injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento de energia para a rede perante a ocorrência da perturbação.

Na figura 6.19, estão representados os gráficos da frequência da rede, velocidade do rotor do gerador térmico, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo.

Tal como verificado em outros cenários simulado a interligação do sistema de armazenamento de energia elétrica a rede de Santiago consegue estabilizar a frequência, velocidade do rotor e bem como a tensão do SEE perante ocorrências de distúrbios. A potência elétrica nos barramentos da central térmica a diesel do Palmarejo permaneceu sempre dentro do regime permanente, apesar da ocorrência de distúrbio no parque solar fotovoltaico.

Para este cenário, o sistema de armazenamento de energia considerado deverá ter uma potência instalada mínima de 4,2 MW sendo suficiente para cobrir a perda de potência no parque solar fotovoltaico.

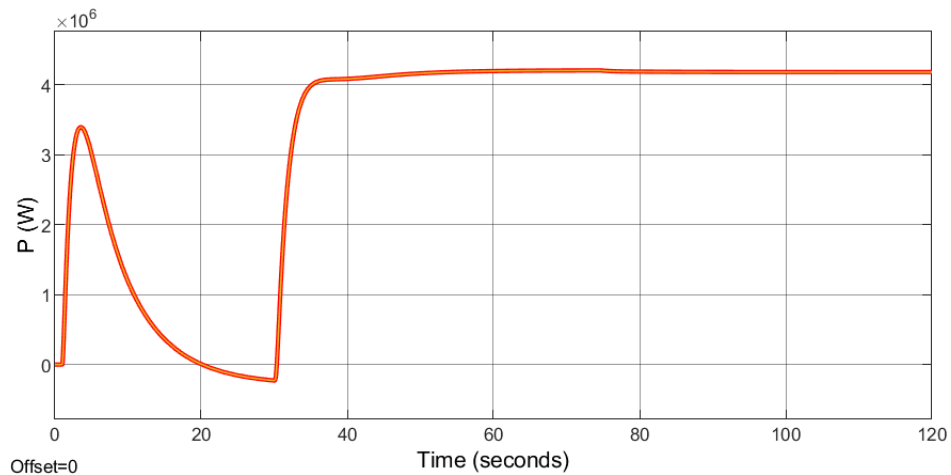


Figura 6.18 – Injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para a rede no 4º cenário.

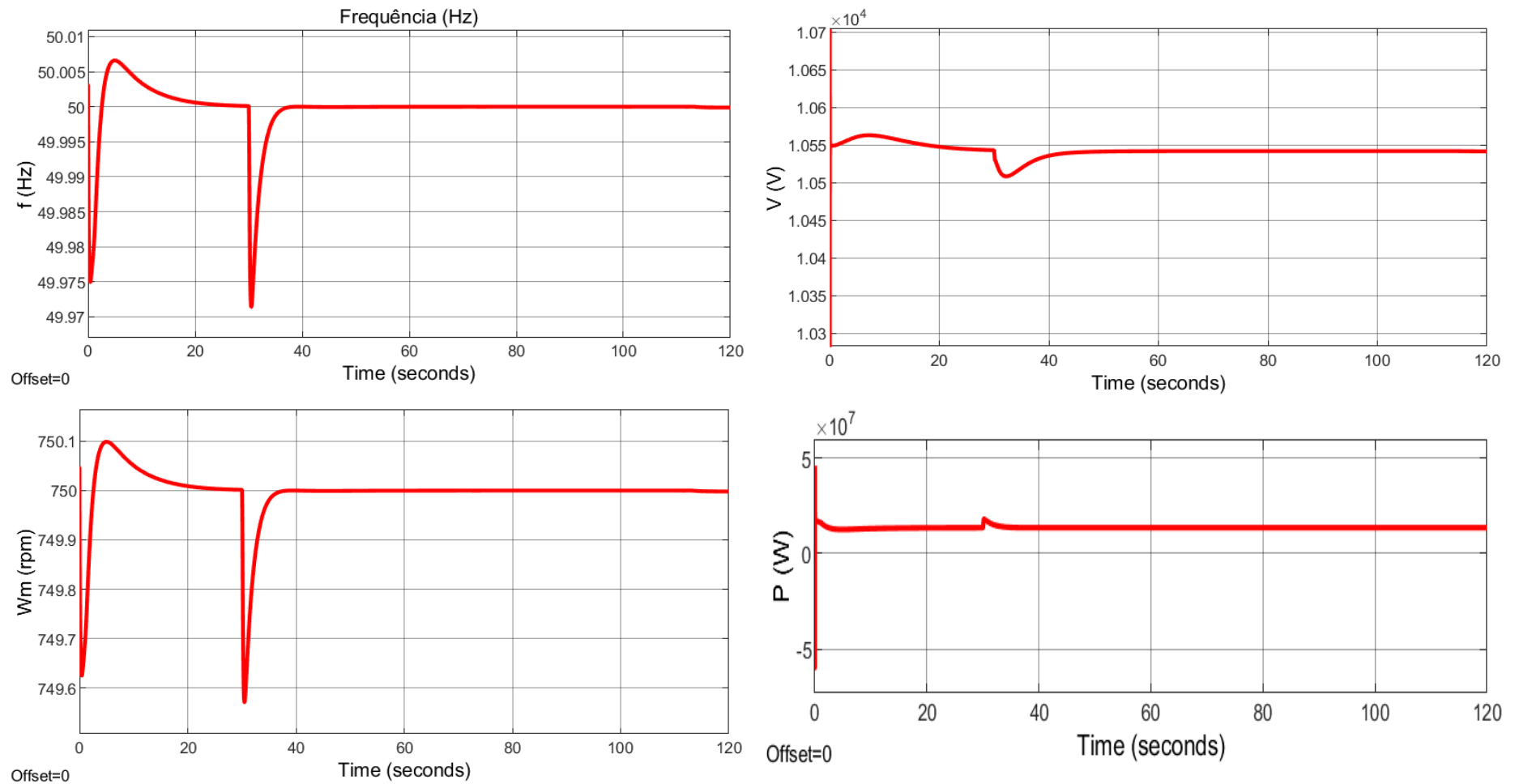


Figura 6.19 – Frequência, tensão, velocidade do rotor e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo no 4º cenário.

### 6.5 – Estudo do 5º cenário – Perda de 22 % da produção solar fotovoltaico e perda simultânea de 43 % da produção eólica e utilização de sistema de armazenamento de energia.

Este cenário representa o efeito da intermitência simultânea ocorrida nos dois parques renováveis, sem perda total de produção.

Para a simulação do quinto cenário, define-se o seguinte:

- Carga total do SEE:  $P = 26,4$  MW e  $Q = 19,8$  Mvar;
- Produção da central térmica a diesel do Palmarejo em regime permanente:  $P = 15,0$  MW;
- Produção do parque eólico antes da perturbação:  $P = 7,5$  MW;
- Produção do parque solar fotovoltaico antes da perturbação:  $P = 4,5$  MW;
- Total da potência do sistema de armazenamento de energia elétrica: a identificar;
- Perturbação em  $t = 30$  s: Perda de potência no parque eólico, a produção passou 7,5 MW para 3,5 MW e perda de potência no parque solar fotovoltaico, a produção passou 4,5 MW para 3,5 MW.

Na figura 6.20, é representado o gráfico da potência elétrica no barramento de 690 V do parque eólico. Inicialmente a potência elétrica no parque eólico é a nominal, em  $t = 30$  s ocorre uma perturbação na velocidade do vento provocando o abaixamento de potência elétrica para o valor de 3,5 MW.

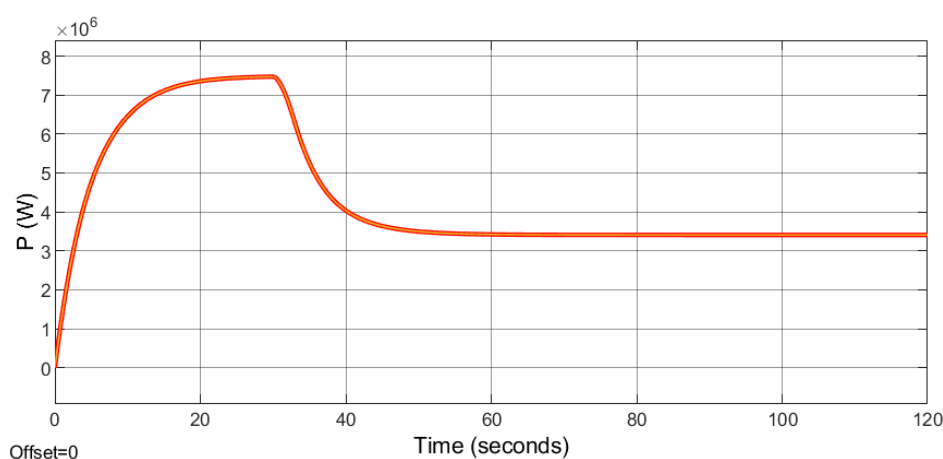


Figura 6.20 – Potência elétrica no barramento 690 V do parque eólico, no 5º cenário.

Na figura 6.21, é representado a perda repentina da potência elétrica no parque solar fotovoltaico. Em  $t = 30$  s ocorre uma perturbação na radiação solar, que possivelmente passa pelo sombreamento do parque solar fotovoltaico. A potência elétrica passou de 4,5 MW para 3,5 MW.

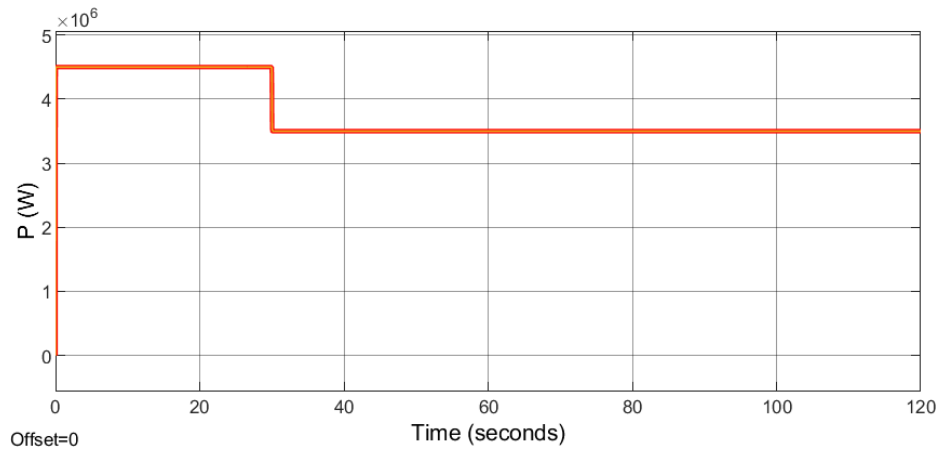


Figura 6.21 – Potência elétrica no parque solar fotovoltaico do 5º cenário.

Na figura 6.22 esta representado a injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento de energia para a rede perante a ocorrência da perturbação em simultânea das fontes de origem renováveis.

Na figura 6.23, estão representados os gráficos da frequência da rede, velocidade do rotor do gerador térmico, tensão e potência elétrica na central térmica a diesel do Palmarejo.

Do mesmo modo que no anterior cenário, a interligação do sistema de armazenamento ao SEE da ilha de Santiago mantém os parâmetros de energia dentro dos limites definidos como aceitáveis.

Verifica-se no gráfico da frequência da figura 6.23 que este permanece estável apesar da perda simultânea dos parques renováveis. Em  $t = 30$  s ocorre um pequeno transitório mais insignificante. O mesmo se verifica com a velocidade de rotação do rotor.

A tensão na central térmica a diesel do Palmarejo permaneceu dentro dos limites estipulados.

A potência elétrica permaneceu praticamente constante com valor de 15,0 MW apesar da perda de potência nos parques renováveis.

Para este cenário, o sistema de armazenamento de energia considerado deverá ter uma potência instalada mínima de 5,6 MW sendo suficiente para cobrir a intermitência nas produções renováveis.

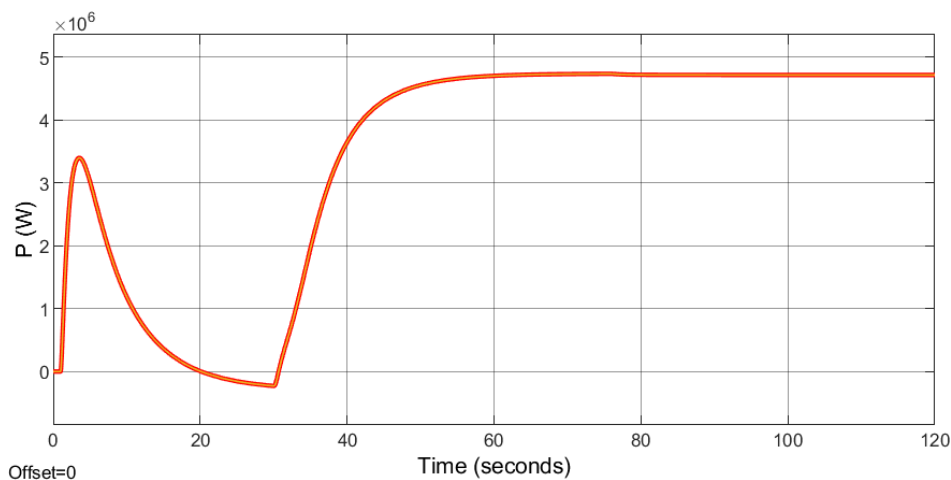


Figura 6.22 – Injeção da potência elétrica do sistema de armazenamento para a rede no 5º cenário.

De igual modo aos cenários anterior verifica-se que em  $t = 30$  s ocorre uma perturbação simultânea das fontes renováveis, o sistema de armazenamento atua injetando a potência elétrica a rede, assim mantendo estável todos os parâmetros elétricos na central térmica a diesel do Palmarejo.

É ainda de verificar na figura 6.22 que o sistema de armazenamento injeta para a rede a potência elétrica com um valor de 4,7 MW apesar que a capacidade total do sistema de armazenamento é de 5,6 MW, isso é porque o sistema de armazenamento precisa manter a energia durante todo o período da ocorrência da perturbação até a reposição das potências nos parques da produção renovável.

A tabela 9 apresenta um resumo das condições de simulação e resultados obtidos para cada um dos cenários.

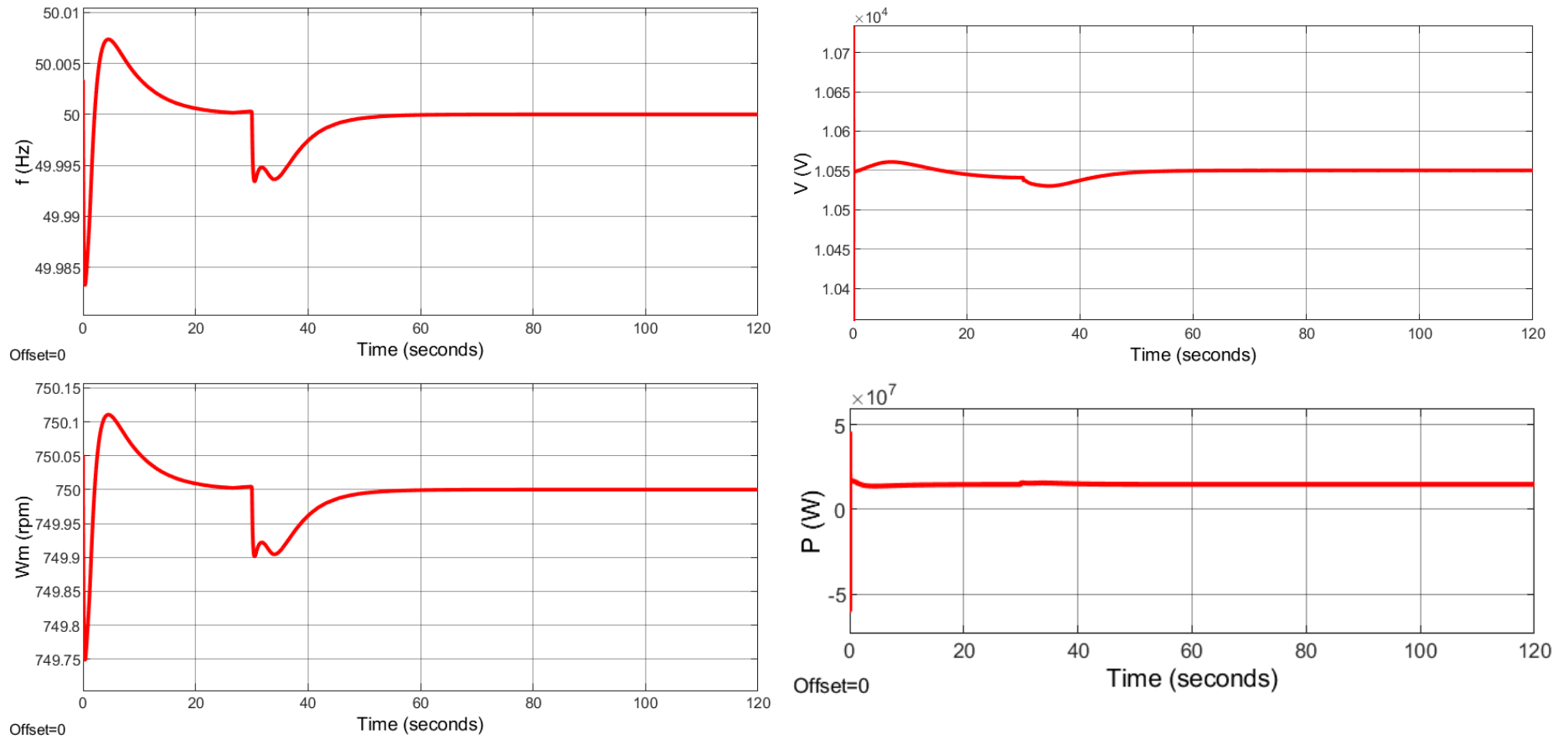


Figura 6.23 – Frequência, tensão, velocidade do rotor e potência elétrica na central térmica de Palmarejo do 5º cenário.

Tabela 9 – Resumo dos cenários das simulações.

<b>Condições em regime permanente.</b>																
<i>GRANDEZAS</i>	<i>CENÁRIO 1</i>			<i>CENÁRIO 2</i>			<i>CENÁRIO 3</i>			<i>CENÁRIO 4</i>			<i>CENÁRIO 5</i>			
P <sub>Carga Total</sub> (MW)	26,4			26,4			26,4			26,4			26,4			
Q <sub>Carga Total</sub> (Mvar)	19,8			19,8			19,8			19,8			19,8			
P <sub>Central Térmica Palmarejo</sub> (MW)	15,0			15,0			15,0			15,0			16,0			
P <sub>Central Térmica Arribada</sub> (MW)	0,0			0,0			0,0			0,0			0,0			
P <sub>Parque eólico</sub> (MW)	7,5			7,5			7,5			7,5			6,5			
P <sub>Parque solar fotovoltaico</sub> (MW)	4,5			4,5			4,5			4,5			4,5			
<b>Condições considerando ocorrência de perturbações sem introdução do sistema de armazenamento de energia.</b>																
Tempo de atuação (s)	t(s) = [0,30[	t(s) = [30,70]	t(s) = ]70,120]	t(s) = [0,30[	t(s) = [30,70]	t(s) = ]70,120]	t(s) = [0,30[	t(s) = [30,70]	t(s) = ]70,120]	t(s) = [0,30[	t(s) = [30,70]	t(s) = ]70,120]	t(s) = [0,30[	t(s) = [30,70]	t(s) = ]70,120]	
P <sub>Central Térmica Palmarejo</sub> (MW)	15,0	21,7	15,0	15,0	22,5	22,5	15,0	18,0	15,0	15,0	20,0	20,0	16,0	20,0	20,0	
P <sub>Central Térmica Arribada</sub> (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
P <sub>Parque eólico</sub> (MW)	7,5	0,8	7,5	7,5	0,0	0,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	6,5	3,5	3,5	
P <sub>Parque solar fotovoltaico</sub> (MW)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	2,0	4,5	4,5	0,0	0,0	4,5	3,5	3,5	
P <sub>Bateria</sub> (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<b>Condições considerando ocorrência de perturbações com introdução do sistema de armazenamento de energia.</b>																
P <sub>Central Térmica Palmarejo</sub> (MW)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
P <sub>Central Térmica Arribada</sub> (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
P <sub>Parque eólico</sub> (MW)	7,5	1,750	7,5	7,5	0,0	0,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	3,5	3,5
P <sub>Parque solar fotovoltaico</sub> (MW)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	2,0	4,5	4,5	0,0	0,0	4,5	3,5	3,5	3,5
P <sub>Bateria</sub> (MW)	0,0	5,5	0,0	0,0	8,5	8,5	0,0	2,2	0,0	0,0	4,2	4,2	0,0	5,6	5,6	5,6

## Capítulo 7 – Conclusões.

Os fatores de natureza ambiental constituem hoje uma questão crucial no aumento da integração das fontes renováveis em redes isoladas. Este aumento da integração das fontes renováveis vai trazer novos desafios ao nível da operação do SEE.

A intermitência da produção renovável compromete a estabilidade de operação das redes isoladas. Os problemas de estabilidade da frequência do sistema, flutuações de tensão e perturbações no trânsito de energia podem ter várias origens, mas uma delas, bastante importante, é serem consequência da intermitência da produção renovável.

Para garantir a estabilidade dinâmica em redes isoladas com elevada integração de energias renováveis, bem como a contribuição na diminuição da tarifa energética, por redução da utilização de combustíveis fósseis, a implementação de dispositivos de armazenamento de energia é uma das possíveis soluções.

De modo a atingir o objetivo principal deste trabalho, que é avaliar o impacto da introdução dum sistema de armazenamento de energia numa rede isolada com elevada integração de energias renováveis para melhoria da estabilidade de frequência, bem como flutuação de tensão, foram efetuadas simulações onde as perturbações definidas são as variações nas produções renováveis. O modelo de SEE da ilha de Santiago foi implementado em ambiente Matlab/Simulink.

Para o estudo em regime permanente recorreu-se ao estudo de trânsito de energia, com objetivo de analisar a distribuição de potências pelos diversos barramentos da rede elétrica da ilha de Santiago. Verifica-se que o principal problema na ilha de Santiago prende-se com o elevado consumo de potência reativa que levam as unidades geradoras convencionais a operarem com fator de potência muito baixo (de 0,8).

Ainda foram efetuados um conjunto de estudos que resultou na definição de 5 cenários onde cinco tipos de perturbações foram considerados. Numa primeira fase (capítulo 5), não se considerou a atuação dum sistema de armazenamento de energia, sendo este considerado posteriormente. Os sistemas de armazenamento ligam-se à rede por meio de conversores eletrónicos, podendo variar o seu ponto de atuação em questão de segundos. As análises em regime dinâmico demonstram que as ocorrências das perturbações nos parques renováveis não provocam desvios de frequências que ponham em causa a robustez do SEE da ilha de Santiago. O problema da intermitência das fontes renováveis é a questão fundamental, tendo em vista a

capacidade de regulação de potência ativa/frequência que o sistema electroprodutor é capaz de assegurar.

Os valores observados estão todos dentro dos limites especificados pelo Código de Rede, e em nenhum dos cenários simulados foi atingido o valor de variação de frequência superior a 1 Hz. O desvio de frequência mais crítico corresponde à situação de saída intempestiva do parque solar fotovoltaico.

Quando ocorrem perturbações na produção de energia dos parques eólico ou solar fotovoltaicos, verifica-se sempre a ocorrência do desequilíbrio entre a produção e o consumo. Logo de seguida atua o sistema de armazenamento de energia injetando potência ativa na rede que contribui para estabilizar o desvio do valor da frequência para o valor em regime permanente.

Quando o sistema de armazenamento deixa de fornecer energia à rede elétrica, passando a funcionar como uma carga provoca um pico positivo na frequência. Quando o sistema de armazenamento de energia passa a funcionar como fonte, injetando energia a rede elétrica, provoca um pico negativo na frequência, porém este pico são insignificantes. Este efeito apenas é verificado no momento de ligar e desligar do sistema de armazenamento de energia elétrica. Da mesma forma ocorrem pequenos picos nos valores da velocidade do rotor e bem como no valor da tensão.

De um modo geral a conexão do sistema de armazenamento de energia elétrica foi eficaz no auxílio do controlo primário de frequência e na regulação de tensão, reduzindo o afundamento da frequência e também melhora a condição do amortecimento das oscilações na central térmica a diesel do Palmarejo.

Em suma, os sistemas de armazenamento de energia são de extrema importância para a melhoria da estabilidade dos sistemas elétricos, nomeadamente ao nível da melhoria da estabilidade de frequência, sejam em SEE de grande dimensão ou em redes isolados.

## Referências

- [1] “Plano Diretor do Sector Eléctrico 2018-2040,” *República de Cabo Verde*. Imprensa Nacional de Cabo Verde, Praia, Cabo Verde, 2019.
- [2] Gesto Energy Solutions, “Atlas e Projectos de Energias Renováveis de Cabo Verde,” *Governo de Cabo Verde*. Praia, Cabo Verde, 2011.
- [3] A. C. da Silva, “Utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia para Melhoria das Condições de Estabilidade de Redes Isoladas,” *Dissertação de Mestrado*. Porto, Portugal, 2015.
- [4] V. P. da G. Brito, “Integração de Produção Renovável nas ilhas de Cabo Verde - São Vicente,” *Dissertação de Mestrado*. Coimbra, Portugal, 2014.
- [5] C. Caratini, “COOPERAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO,” *Cabo Verde / Luxemburgo*. Praia, Cabo Verde, 2018.
- [6] “Anuário Estatístico Cabo Verde | 2017,” *INE - Instituto Nacional de Estatística*. Praia, Cabo Verde, 2018.
- [7] “Mapas da ilha de Santiago - Cabo Verde,” 2012. [Online]. Available: <https://mapasblog.blogspot.com/2012/12/mapas-de-praia-cabo-verde.html>. [Accessed: 09-Feb-2019].
- [8] “RELATÓRIO E CONTAS 2018,” *ELECTRA Sul, SA*. Praia, Cabo Verde, 2019.
- [9] M. Murcia and M. S. Mr. Carregado, Eds., “Network Studies,” *ELECTRA*. Siemens, Praia, Cabo Verde, 2016.
- [10] H. Saadat, *Power System Analysis*. New York: Kevin Kane, 1999.
- [11] J. D. Glover, J. T. Overbye, and S. M. Sarma, *POWER SYSTEM ANALYSIS & DESIGN*, Sixth Edit. Boston, 2015.
- [12] J. P. Radhakrishnan, “Transient Stability Analysis of Grid with DFIG Wind Power Plant,” CALIFORNIA STATE UNIVERSITY, NORTHRIDGE, 2014.
- [13] “24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System,” *mathworks*, 2019. [Online]. Available: [https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/24-hour-simulation-of-a-vehicle-to-grid-v2g-system.html?s\\_tid=srchtitle](https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/24-hour-simulation-of-a-vehicle-to-grid-v2g-system.html?s_tid=srchtitle).

- [14] Godfrey Boyle, “Harvesting the Wind : The Physics of Wind Turbines,” *Renew. Energy Power a Sustain. Futur.*, pp. 1–44, 1996.
- [15] “Código de Rede Eléctrica de Cabo Verde,” *digisilent*. Gomaringen, Germany, 2016.
- [16] “Projecto Execução Parque FV Ilha de Santiago.” MARTIFER SOLAR, 2010.

## Anexo A – Cálculo dos parâmetros de uma linha curta

Cálculo analítico

Dados:

$$l = 7,060 \text{ km}$$

$$V = 20 \text{ kV}$$

$$P_R = 12,137 \text{ MW}$$

$$FP = 0,8$$

$$R = 0,125 \Omega/\text{km}$$

$$X_L = 0,097\Omega/\text{km}$$

1) A impedância em série por fase da linha é:

$$Z = (R+X_L*i)*l$$

$$Z = 0.8836 + 0.6857i \Omega$$

2) A tensão por fase no final da linha é:

$$V_R = (V)/\text{sqrt}(3)$$

$$V_R = 11.547e+03 \text{ kV}$$

3) A potência aparente trifásica no final da linha é:

$$S_R = P_R/FP$$

$$S_R = 15.171e+06 \text{ VA}$$

4) A potência reativa trifásica no final da linha é:

$$Q_R = \text{sqrt}(S_R^2-P_R^2)$$

$$Q_R = 9.103e+06 \text{ var}$$

5) A corrente por fase no final da linha é:

$$I_R = (\text{conj}(S_R))/(3*(\text{conj}(V_R)))$$

$$I_R = 437.9563 \text{ A}$$

6) A tensão por fase no início da linha é:

$$V_S = V_R+Z*I_R$$

$$V_S = 1.1934e+04 + 3.0030e+02i \text{ V}$$

$$\text{Real}V_S = \text{abs}(V_S)$$

$$\text{Real}V_S = 11.938e+03 \text{ V}$$

7) O valor da tensão composta no início da linha é:

$$|V_{SLL}| = \text{sqrt}(3)*\text{Real}V_S$$

$$|V_{SLL}| = 2.0677e+04 \text{ V}$$

8) A potência aparente trifásica no início da linha é:

$$\begin{aligned} I_S &= I_R; \\ S_S &= 3 \cdot \text{Real} V_S \cdot (\text{conj}(I_S)) \\ S_S &= 15.685e+06 \text{ var} \end{aligned}$$

9) A potência ativa trifásica no início da linha é:

$$\begin{aligned} P_S &= S_S \cdot \text{FP} \\ P_S &= 12.548e+06 \text{ W} \end{aligned}$$

10) A potência reativa trifásica no início da linha é:

$$\begin{aligned} Q_S &= \text{sqrt}((S_S^2) - (P_S^2)) \\ Q_S &= 9.4108e+06 \text{ var} \end{aligned}$$

11) A eficiência da linha de transmissão é:

$$\begin{aligned} \eta &= P_R / P_S \cdot 100 \\ \eta &= 96.7266 \% \end{aligned}$$

## Anexo B.

### B.1 – Análise de um SEE com 3 barramentos e uma fonte – Cálculo analítico

Dados de entrada:

$$V_1^{(0)} = 1,0 \angle 0^\circ \text{ pu}$$

$$S_b = 1 \text{ MVA}$$

$$Z_{12} = Z_{13} = Z_{32} = 0,125 + j0,097 \ \Omega$$

$$Z_b = \frac{(V_b)^2}{S_b} = 3600 \ \Omega$$

$$Z_{12\text{pu}} = Z_{13\text{pu}} = Z_{32\text{pu}} = 0,000035 + j0,000027 \text{ pu}$$

$$S_2 = 4,962 \times 10^6 + j3,721 \times 10^6 \text{ VA}$$

$$S_3 = 12,137 \times 10^6 + j9,103 \times 10^6 \text{ VA}$$

Cálculo analítico:

Primeiro passo, é determinar as tensões nos barramentos de carga 2 e 3. As impedâncias da linha são convertidas em admitâncias:

$$y = \frac{1}{Z} \quad y = G + jB = \frac{1}{R + jX}$$

Logo:

$$y_{12\text{pu}} = \frac{1}{Z_{12\text{pu}}} = y_{13\text{pu}} = \frac{1}{Z_{13\text{pu}}} = y_{32\text{pu}} = \frac{1}{Z_{32\text{pu}}} = 17911,98 - j13817,81 \text{ pu}$$

Nos barramentos 2 e 3, as cargas devem ser expressas em pu.

$$S_2 = -4,962 - j3,721 \text{ pu}$$

$$S_3 = -12,137 - j9,103 \text{ pu}$$

O barramento B1 é o barramento de referência, partindo de uma suposição inicial de  $V_2^{(0)} = 1,0 + j0,0$  pu e  $V_3^{(0)} = 1,0 + j0,0$  pu, então  $V_2$  e  $V_3$  são calculados a partir da seguinte equação de Gauss-Seidel:

$$V_x(i+1) = \frac{1}{Y_{xx}} \left[ \frac{P_x - jQ_x}{V_x^*(i)} - \sum_{n=1}^{x-1} Y_{xn} V_n(i+1) - \sum_{n=x+1}^N Y_{xn} V_n(i) \right]$$

$$y_{22} = y_{12} + y_{32} + (G_{12} + jB_{12}) + (G_{32} + jB_{32})$$

$$y_{33} = y_{13} + y_{32} + (G_{13} + jB_{13}) + (G_{32} + jB_{32})$$

$$y_{22} = y_{33} = 35823,96 - j27635,62 \text{ pu}$$

Logo:

$$V_2^{(1)} = (1/(y_{22})) * ((P_2 - Q_2) / (\text{conj}(V_2^{(0)})) + ((y_{12}) * (V_1)) + ((y_{32}) * (V_3^{(0)})))$$

$$V_2^{(1)} = 0.9999 - 0.0000i \text{ pu}$$

$$V_3^{(1)} = (1/(y_{33})) * ((P_3 - Q_3) / (\text{conj}(V_3^{(0)})) + ((y_{13}) * (V_1)) + ((y_{32}) * (V_2^{(1)})))$$

$$V_3^{(1)} = 0.9996 - 0.0000i \text{ pu}$$

$$V_2^{(2)} = (1/(y_{22})) * ((P_2 - Q_2) / (\text{conj}(V_2^{(1)})) + ((y_{12}) * (V_1)) + ((y_{32}) * (V_3^{(1)})))$$

$$V_2^{(2)} = 0.9997 - 0.0000i \text{ pu}$$

$$V_3^{(2)} = (1/(y_{33})) * ((P_3 - Q_3) / (\text{conj}(V_3^{(1)})) + ((y_{13}) * (V_1)) + ((y_{32}) * (V_2^{(2)})))$$

$$V_3^{(2)} = 0.9995 - 0.0000i \text{ pu}$$

$$V_2^{(3)} = (1/(y_{22})) * ((P_2 - Q_2) / (\text{conj}(V_2^{(2)})) + ((y_{12}) * (V_1)) + ((y_{32}) * (V_3^{(2)})))$$

$$V_2^{(3)} = 0.9996 - 0.0000i \text{ pu}$$

$$V_3^{(3)} = (1/(y_{33})) * ((P_3 - Q_3) / (\text{conj}(V_3^{(2)})) + ((y_{13}) * (V_1)) + ((y_{32}) * (V_2^{(3)})))$$

$$V_3^{(3)} = 0.9995 - 0.0000i \text{ pu}$$

Como se verifica, o cálculo de amplitude da tensão e do ângulo de fase se converge em terceira iteração cujo valores são os seguintes:

$$\text{Magnitude}V_2 = \text{abs}(V_2^{(3)})$$

$$\text{Magnitude}V_2 = 0.9996 \text{ pu}$$

$$\hat{\text{Angulo}}V_2 = \text{angle}(V_2^{(3)}) * (180/\pi)$$

$$\hat{\text{Angulo}}V_2 = -3.0353e-04^\circ$$

$$\text{Magnitude}V_3 = \text{abs}(V_3^{(3)})$$

$$\text{Magnitude}V_3 = 0.9995 \text{ pu}$$

$$\hat{\text{Angulo}}V_3 = \text{angle}(V_3^{(3)}) * (180/\text{pi})$$

$$\hat{\text{Angulo}}V_3 = -4.1245e-04^\circ$$

Conhecendo todas as tensões nos barramentos, então podem ser calculadas as potências nos barramentos a partir da equação [10]:

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad j \neq i$$

$$S_1 = P_1 - jQ_1 = \text{conj}(V_1) * (V_1 * (y_{12} + y_{13}) - (y_{12} * V_2^{(3)} + y_{13} * V_3^{(3)}))$$

$$S_1 = 16.65 - 12.49i \text{ pu}$$

A potência ativa e reativa no barramento de referência são:

$$P_1 = 16,65 \text{ pu} = 16,65 \text{ MW}$$

$$Q_1 = 12,49 \text{ pu} = 12,49 \text{ Mvar}$$

## B.2 – Cálculo analítico de fluxo de potência e as perdas

Desprezando os condensadores da carga da linha, as correntes de linha são:

$$I = Y_{\text{BUS}} V$$

$$I_x = \sum_{n=1}^N Y_{xn} V_n$$

Cálculos analítico:

$$I_{12} = y_{12} * (V_1 - V_2^{(3)})$$

$$I_{12} = 7,05 - 5,29i \text{ pu}$$

$$I_{21} = -I_{12}$$

$$I_{21} = -7,05 + 5,29i \text{ pu}$$

$$I_{13} = y_{13} * (V_1 - V_3^{(3)})$$

$$I_{13} = 9,60 - 7.20i \text{ pu}$$

$$I_{31} = -I_{13}$$

$$I_{31} = -9.60 + 7.20i \text{ pu}$$

$$I_{32} = y_{32} * (V_3^{(3)} - V_2^{(3)})$$

$$I_{32} = -2,55 + 1,91i \text{ pu}$$

$$I_{23} = -I_{32}$$

$$I_{23} = 2,55 - 1,91i \text{ pu}$$

O fluxo de potência nas linhas são:

$$S_x = P_x + jQ_x = V_x I_x^*$$

$$S_{12} = V_1 * \text{conj}(I_{12})$$

$$S_{12} = 7,05 + 5,29i \text{ pu}$$

$$S_{21} = V_2^{(3)} * \text{conj}(I_{21})$$

$$S_{21} = -7,05 - 5,29i \text{ pu}$$

$$S_{13} = V_1 * \text{conj}(I_{13})$$

$$S_{13} = 9,60 + 7,20i \text{ pu}$$

$$S_{31} = V_3^{(3)} * \text{conj}(I_{31})$$

$$S_{31} = -9,59 - 7,19i \text{ pu}$$

$$S_{32} = V_3^{(3)} * \text{conj}(I_{32})$$

$$S_{32} = -2,54 - 1,91i \text{ pu}$$

$$S_{23} = V_2^{(3)} * \text{conj}(I_{23})$$

$$S_{23} = 2,54 + 1,91i \text{ pu}$$

e as perdas nas linhas são:

$$S_{L12} = S_{12} + S_{21}$$

$$S_{L12} = 0,0027 + 0,0021i \text{ pu}$$

$$S_{L13} = S_{13} + S_{31}$$

$$S_{L13} = 0,0050 + 0,0039i \text{ pu}$$

$$S_{L32} = S_{32} + S_{23}$$

$$S_{L32} = 3.5450e-04 + 2.7347e-04i \text{ pu}$$

### B.3 – Simulação em Matlab/Simulink de fluxo de potência

The Load Flow converged in 1 iteration!

SUMMARY for subnetwork No 1

Total generation: P = 17.11 MW; Q = 12.85 Mvar;  
 Total PQ load: P = 17.10 MW; Q = 12.82 Mvar;  
 Total Z shunt load: P = -0.00 MW; Q = 0.00 Mvar;  
 Total ASM load: P = 0.00 MW; Q = 0.00 Mvar;  
 Total losses: P = 0.01 MW; Q = 0.03 Mvar.

1: BUS\_1: V = 1.000 pu/60kV; 0.00 deg; Swing bus;

Generation: P = 17.11 MW; Q = 12.85 Mvar;

PQ\_load: P = 0.00 MW; Q = 0.00 Mvar;

Z\_shunt: P = -0.00 MW; Q = 0.00 Mvar;

--> BUS\_2: P = 7.36 MW; Q = 5.53 Mvar;

--> BUS\_3: P = 9.75 MW; Q = 7.32 Mvar.

2: BUS\_2: V = 0.999 pu/60kV; -0.04 deg;

Generation: P = 0.00 MW; Q = 0.00 Mvar;

PQ\_load: P = 4.96 MW; Q = 3.72 Mvar;

Z\_shunt: P = 0.00 MW; Q = -0.00 Mvar;

--> BUS\_1: P = -7.35 MW; Q = -5.52 Mvar;

--> BUS\_3: P = 2.39 MW; Q = 1.80 Mvar.

3: BUS\_3: V = 0.999 pu/60kV; -0.05 deg;

Generation: P = 0.00 MW; Q = 0.00 Mvar;

PQ\_load: P = 12.14 MW; Q = 9.10 Mvar;

Z\_shunt: P = -0.00 MW; Q = 0.00 Mvar;

--> BUS\_1: P = -9.75 MW; Q = -7.31 Mvar;

--> BUS\_2: P = -2.39 MW; Q = -1.79 Mvar.

## Anexo C.

### C.1 – Análise de um SEE com 3 barramentos e duas fontes – Cálculo analítico

Dados de entrada:

$$V_1^{(0)} = 1,0 \angle 0^\circ \text{ pu}$$

$$V_3^{(0)} = 1,0 \angle 0^\circ \text{ pu}$$

$$S_b = 1 \text{ MVA}$$

$$Z_{12} = Z_{13} = Z_{32} = 0,125 + j0,097 \ \Omega$$

$$Z_b = \frac{(V_b)^2}{S_b} = 3600 \ \Omega$$

$$Z_{12\text{pu}} = Z_{13\text{pu}} = Z_{32\text{pu}} = 0,000035 + j0,000027 \text{ pu}$$

$$P_{F3} = 7 \times 10^6 \text{ W}$$

$$S_2 = 26,399 \times 10^6 + j19,799 \times 10^6 \text{ VA}$$

Na carga no barramento 2, e na fonte no barramento 3 as potências devem ser expressas em pu:

$$S_2 = -26,399 - j19,799 \text{ pu}$$

$$P_{F3} = 7 \text{ pu}$$

Partindo da suposição inicial de  $V_2^{(0)} = 1,0 + j0,0 \text{ pu}$ , então  $V_2$  e  $V_3$  são calculados da mesma forma á do estudo anterior, a partir da seguinte equação de Gauss-Seidel:

$$V_x(i+1) = \frac{1}{Y_{xx}} \left[ \frac{P_x - jQ_x}{V_x^*(i)} - \sum_{n=1}^{x-1} Y_{xn} V_n(i+1) - \sum_{n=x+1}^N Y_{xn} V_n(i) \right]$$

O barramento 3 é um barramento regulador, onde a amplitude de tensão e a potência ativa são dados de entrada. A primeira iteração para o cálculo da potência reativa é calculada a partir da equação seguinte:

$$Q_x = V_x(i) \sum_{n=1}^N Y_{xn} V_n(i)$$

Cálculo analítico, utilizando a ferramenta computacional Matlab:

$$V_2^{(1)} = (1/(y_{22})) * ((P_2 - Q_2) / (\text{conj}(V_2^{(0)}) + (y_{12}) * (V_1) + (y_{32}) * (V_3^{(0)})))$$

$$V_2^{(1)} = 0.9993 - 0.0000i \text{ pu}$$

$$Q_3^{(1)} = \text{conj}(V_3^{(0)}) * ((y_{13} + y_{32}) * V_3^{(0)} - y_{13} * V_1 - y_{32} * V_2^{(1)})$$

$$Q_3^{(1)} = 13.1995 - 9.8995i \text{ pu}$$

$$Q_{3, \text{im}}^{(1)} = \text{imag}(Q_3^{(1)}) * j;$$

$$V_{F3}^{(1)} = (((P_{F3} + Q_{3, \text{im}}^{(1)}) / (\text{conj}(V_3^{(0)}) + (y_{13}) * (V_1) + (y_{32}) * (V_2^{(1)}))) / (y_{33}));$$

$$V_{F3, \text{im}}^{(1)} = \text{imag}(V_{F3}^{(1)});$$

$$e_3^{(1)} = \text{sqrt}((V_3^{(0)})^2 - (V_{F3, \text{im}}^{(1)})^2)$$

$$e_3^{(1)} = 1.0000 \text{ pu}$$

$$V_3^{(1)} = e_3^{(1)} + V_{F3, \text{im}}^{(1)} * j$$

$$V_3^{(1)} = 1.0000 - 0.0001i \text{ pu}$$

$$V_2^{(2)} = (1/(y_{22})) * ((P_2 - Q_2) / (\text{conj}(V_2^{(1)}) + (y_{12}) * (V_1) + (y_{32}) * (V_3^{(1)})))$$

$$V_2^{(2)} = 0.9993 - 0.0001i \text{ pu}$$

$$Q_3^{(2)} = \text{conj}(V_3^{(1)}) * ((y_{13} + y_{32}) * V_3^{(1)} - y_{13} * V_1 - y_{32} * V_2^{(2)})$$

$$Q_3^{(2)} = 11.4753 - 12.1545i \text{ pu}$$

$$Q_{3, \text{im}}^{(2)} = \text{imag}(Q_3^{(2)}) * j;$$

$$V_{F3}^{(2)} = (((P_{F3} + Q_{3, \text{im}}^{(2)}) / (\text{conj}(V_3^{(1)}) + (y_{13}) * (V_1) + (y_{32}) * (V_2^{(2)}))) / (y_{33}));$$

$$V_{F3, \text{im}}^{(2)} = \text{imag}(V_{F3}^{(2)});$$

$$e_3^{(2)} = \text{sqrt}((V_3^{(0)})^2 - (V_{F3, \text{im}}^{(2)})^2)$$

$$e_3^{(2)} = 1.0000 \text{ pu}$$

$$V_{32} = e_{32} + V_{F32, \text{im}} * j$$

$$V_{32} = 1.0000 - 0.0001i$$

O cálculo de amplitude da tensão e do ângulo de fase se converge em sétima iteração cujo valores são os seguintes:

$$\text{Magnitude}V_2 = \text{abs}(V_2^{(2)})$$

$$\text{Magnitude}V_2 = 0.9993 \text{ pu}$$

$$\hat{\text{Angulo}}V_2 = \text{angle}(V_2^{(2)}) * (180/\pi)$$

$$\hat{\text{Angulo}}V_2 = -0.0030^\circ$$

$$\text{Magnitude}V_3 = \text{abs}(V_3^{(2)})$$

$$\text{Magnitude}V_3 = 1 \text{ pu}$$

$$\hat{\text{Angulo}}V_3 = \text{angle}(V_3^{(3)}) * (180/\pi)$$

$$\hat{\text{Angulo}}V_3 = -0.0083^\circ$$

Conhecendo todas as tensões nos barramentos, então podem ser calculados as potências nos barramentos.

Utiliza-se a mesma forma do estudo anterior.

$$S_1 = P_1 - jQ_1 = \text{conj}(V_1) * (V_1 * (y_{12} + y_{13}) - (y_{12} * V_2^{(2)} + y_{13} * V_3^{(2)}))$$

$$S_1 = 15.7787 + 6.5763i \text{ pu}$$

$$S_3 = P_3 - jQ_3 = \text{conj}(V_3^{(2)}) * (V_3^{(2)} * (y_{13} + y_{32}) - (y_{13} * V_1 + y_{32} * V_2^{(2)}))$$

$$S_3 = 9.8066 + 14.3180i \text{ pu}$$

As potências ativa e reativa do barramento de referência são:

$$P_1 = 15,7787 \text{ pu} = 15,7787 \text{ MW}$$

$$Q_1 = 6,5763 \text{ pu} = 6,5763 \text{ MVar}$$

A potência ativa e reativa do barramento 3 são:

$$P_3 = 9,8066 \text{ pu} = 9,8066 \text{ MW}$$

$$Q_3 = 14,3180 \text{ pu} = 14,3180 \text{ MVar}$$

## C.2 – Cálculo analítico de fluxo de potência e as perdas

Cálculos analítico:

$$I_{12} = y_{12} * (V_1 - V_2^{(2)})$$

$$I_{12} = 13.7873 - 9.1573i \text{ pu}$$

$$I_{21} = -I_{12}$$

$$I_{21} = -13.7873 + 9.1573i \text{ pu}$$

$$I_{13} = y_{13} * (V_1 - V_3^{(2)})$$

$$I_{13} = 1.9914 + 2.5810i \text{ pu}$$

$$I_{31} = -I_{13}$$

$$I_{31} = -1.9914 - 2.5810i \text{ pu}$$

$$I_{32} = y_{32} * (V_3^{(2)} - V_2^{(2)})$$

$$I_{32} = 11.7959 - 11.7383i \text{ pu}$$

$$I_{23} = -I_{32}$$

$$I_{23} = -11.7959 + 11.7383i \text{ pu}$$

O fluxo de potência nas linhas são:

$$S_x = P_x + jQ_x = V_x I_x^*$$

$$S_{12} = V_1 * \text{conj}(I_{12})$$

$$S_{12} = 13.7873 + 9.1573i \text{ pu}$$

$$S_{21} = V_2^{(2)} * \text{conj}(I_{21})$$

$$S_{21} = -13.7777 - 9.1499i \text{ pu}$$

$$S_{13} = V_1 * \text{conj}(I_{13})$$

$$S_{13} = 1.9914 - 2.5810i \text{ pu}$$

$$S_{31} = V_3^{(2)} * \text{conj}(I_{31})$$

$$S_{31} = -1.9910 + 2.5813i \text{ pu}$$

$$S_{32} = V_3^{(2)} * \text{conj}(I_{32})$$

$$S_{32} = 11.7976 + 11.7366i \text{ pu}$$

$$S_{23} = V_2^{(7)} * \text{conj}(I_{23})$$

$$S_{23} = -11.7879 - 11.7292i \text{ pu}$$

e as perdas nas linhas são:

$$S_{L12} = S_{12} + S_{21}$$

$$S_{L12} = 0.0096 + 0.0074i \text{ pu}$$

$$S_{L13} = S_{13} + S_{31}$$

$$S_{L13} = 3.7195e-04 + 2.8694e-04i \text{ pu}$$

$$S_{L32} = S_{32} + S_{23}$$

$$S_{L32} = 0.0097 + 0.0075i \text{ pu}$$

### C.3 – Simulação em Matlab/Simulink de fluxo de potência

The Load Flow converged in 1 iteration!

SUMMARY for subnetwork No 1

Total generation:  $P = 17.13$  MW;  $Q = 12.90$  Mvar;  
 Total PQ load:  $P = 17.10$  MW;  $Q = 12.82$  Mvar;  
 Total Zshunt load:  $P = -0.00$  MW;  $Q = 0.00$  Mvar;  
 Total ASM load:  $P = 0.00$  MW;  $Q = 0.00$  Mvar;  
 Total losses:  $P = 0.03$  MW;  $Q = 0.07$  Mvar.

1: BUS\_1:  $V = 1.050$  pu/10kV;  $0.00$  deg; Swing bus;  
 Generation:  $P = 17.13$  MW;  $Q = 12.90$  Mvar;  
 PQ\_load:  $P = 0.00$  MW;  $Q = 0.00$  Mvar;  
 Z\_shunt:  $P = -0.00$  MW;  $Q = 0.00$  Mvar;  
 --> BUS\_2:  $P = 6.86$  MW;  $Q = 4.45$  Mvar;  
 --> BUS\_3:  $P = 10.27$  MW;  $Q = 8.45$  Mvar.

2: BUS\_2:  $V = 1.047$  pu/10kV;  $-0.10$  deg;  
 Generation:  $P = 0.00$  MW;  $Q = 0.00$  Mvar;  
 PQ\_load:  $P = 4.96$  MW;  $Q = 3.72$  Mvar;  
 Z\_shunt:  $P = -0.00$  MW;  $Q = -0.00$  Mvar;  
 --> BUS\_1:  $P = -6.84$  MW;  $Q = -4.42$  Mvar;  
 --> BUS\_3:  $P = 1.88$  MW;  $Q = 0.70$  Mvar.

3: BUS\_3:  $V = 1.047$  pu/10kV;  $-0.12$  deg;  
 Generation:  $P = 0.00$  MW;  $Q = 0.00$  Mvar;  
 PQ\_load:  $P = 12.14$  MW;  $Q = 9.10$  Mvar;  
 Z\_shunt:  $P = 0.00$  MW;  $Q = -0.00$  Mvar;  
 --> BUS\_1:  $P = -10.25$  MW;  $Q = -8.40$  Mvar;  
 --> BUS\_2:  $P = -1.88$  MW;  $Q = -0.70$  Mvar.

## Anexo D.

### D.1 – Configuração de um gerador síncrono.

Foi escolhido um alternador síncrono com os seguintes parâmetros:  $S = 14,187$  MVA,  $V = 11$  kV;  $f = 50$  Hz,  $N = 6$  par de polo. A resistência interna e a reatância são ajustadas respetivamente para  $R_{pu} = 0,0048$  pu e  $X_{Lpu} = 0,2755$  pu. Foi considerado fator de potência unitário.

Cálculo analítico:

$$Z_b = V^2/S$$

$$Z_b = 8.5289 \Omega$$

$$R = Z_b * R_{pu}$$

$$R = 0.0409 \Omega$$

$$X_L = Z_b * X_{Lpu}$$

$$X_L = 2.3497 \Omega$$

$$L = X_L / (2 * \pi * f)$$

$$L = 0.0075 \text{ H}$$

O tipo de gerador síncrono escolhido tem uma constante de inércia  $H = 3$  s, logo a inércia do gerador é dada por:

$$J = (2 * H * S) / (((2 * \pi * f) / N)^2)$$

$$J = 5.1748e+04$$

Então a inércia do gerador é  $J = 517480 \text{ kg.m}^2$ .

A frequência angular é:

$$\omega_s = 2 * \pi * f$$

$$\omega_s = 314.1593 \text{ rad/s}$$

Como o gerador tem seis pares de polos, sua velocidade síncrona é:

$$\omega = (2 * \pi * f) / N$$

$$\omega = 52.3599 \text{ rad/s}$$

Ou seja:  $\omega_m = 500 \text{ rpm}$ .

Calcula-se a tensão interna (E) necessária:

$$E = (P * X_L) / (V * (\sin(\text{Angulo}E_s)))$$

É necessário calcular o ângulo da potência, temos que:

$$E_S = Z * I + V_{\text{Simples}}$$

Onde  $V = 11 \text{ kV}$  e  $V_{\text{Simples}}$  é:

$$V_{\text{Simples}} = V / \sqrt{3}$$

$$V_{\text{Simples}} = 6.3509e+03 \text{ V}$$

A corrente (I) vem (Considerando FP unitário na carga):

$$I = P / (\sqrt{3} * |V|)$$

$$I = 744.6244 \text{ A}$$

Logo calcula-se  $E_S$  e obtém:  $E_S = 6.3813e+03 + 1.7497e+03i \text{ V}$

$$\text{Magnitude}E_S = \text{abs}(E_S)$$

$$\text{Magnitude}E_S = 6.6169e+03 \text{ V}$$

$$\text{Angulo}E_S = \text{angle}(E_S) * (180/\pi)$$

$$\text{Angulo}E_S = 15.3328^\circ$$

O ângulo da potência é  $\delta = 15,33^\circ$ .

Então a tensão interna é:  $E = 11,461 \text{ kV}$ .

A potência máxima que pode ser fornecido pelo gerador síncrono com uma tensão

$V_t = 1,0 \text{ pu}$ , e uma tensão interna  $E = 1,0419 \text{ pu}$ :

$$P_{\text{max}} = (1.0 * E) / X_{L\text{pu}}$$

$$P_{\text{max}} = 3.7818 \text{ pu}$$

O fator de amortecimento  $K_d$  é ajustado para obter uma razão de amortecimento

$\zeta = 0,3$ . O valor de  $K_d$  obtem-se:

$$K_d = 4 * \zeta * \sqrt{(W_s * H * P_{\text{max}}) / 2}$$

$$K_d = 65.3996$$

Para o ângulo de carga  $\delta = 15,33^\circ$ , o gerador requer inicialmente em regime permanente uma potência mecânica de:

$$P_m = \sqrt{3} * E * I * (\cos(\text{Angulo}E_S))$$

$$P_m = 14.255e+06 \text{ W}$$

$$P_{m\text{pu}} = P_m / P$$

$$P_{m\text{pu}} = 1.0048 \text{ pu}$$