

行政院原子能委員會  
委託研究計畫研究報告

分散型區域能源之調度能力與模型研究

Simulation Analyses for Energy Dispatch of Distributed Area

計畫編號：107A010

受委託機關(構)：國立中央大學

計畫主持人：陳正一

聯絡電話：03-4227151 轉 34526

E-mail address：[cichen@ce.ncu.edu.tw](mailto:cichen@ce.ncu.edu.tw)

協同主持人：談光雄

研究期程：中華民國 107 年 2 月至 107 年 12 月

研究經費：新臺幣 75 萬元

核研所聯絡人員：劉力源

報告日期： 107 年 12 月 3 日

# 目 錄

目 錄.....	I
中文摘要.....	1
ABSTRACT .....	2
壹、計畫緣起與目的.....	3
貳、研究方法與過程.....	6
一、市電併聯同步法 .....	6
二、儲能系統充、放電模擬分析 .....	7
2.1 電池模型.....	8
2.2 儲能系統架構.....	9
2.3 電池殘電量估測.....	9
三、微電網系統控制法則 .....	11
3.1 實虛功率與電壓頻率控制法則.....	14
四、虛擬同步發電機控制技術 .....	17
4.1 電流控制型虛擬同步發電機技術.....	17
4.2 德國勞克斯塔爾工業大學提出的 VISMA 方案.....	19
4.3 電壓控制型虛擬同步發電機技術.....	20
4.4 多台虛擬同步發電機微電網系統的運行與功率分配.....	21
五、核研所微電網系統模型 .....	23
5.1 考量儲能系統在 VF 或 PQ 操作模式下，模擬市電發生異常時之微電網系統暫態響應情形.....	24
5.2 模擬微電網與市電間的保護電驛動作，分析微電網轉成孤島之電壓與頻率的響應.....	37
六、虛擬同步發電機模擬 .....	42
6.1 虛擬同步發電機孤島以及併網運行時功頻調節和勵磁調節特性模擬.....	45
6.2 多台虛擬同步發電機併聯運行模擬.....	52
參、主要發現與結論.....	60

目前研究成果.....	61
<b>肆、參考文獻.....</b>	<b>61</b>

## 中文摘要

本計畫主要目標為利用 Matlab/Simulink 模擬分散型區域能源之調度能力與研究，為達此目的將依據核能所微電網系統為基礎建立模組，其微電網系統包含太陽能發電系統、儲能系統與負載。微電網控制法則採主從(Master/Slave)模式，儲能系統當成主要系統，在併網操作時控制其實、虛功率輸出，當市電故障時，儲能系統轉換成控制電壓、頻率控制以維持微電網電壓與頻率，而太陽能發電系統當成從系統，在併網或孤島運轉時皆控制其實、虛功率輸出。本計畫將分析市電電壓或頻率異常時，微電網系統整體之暫態響應，此外，將討量儲能系統在不同虛擬慣量下，探討微電網與市電間的保護電驛動作，分析微電網轉成孤島之電壓與頻率的響應。最後將提出再生能源機組之調頻能力及微電網之卸載建議。

關鍵字：微電網、虛擬慣量、分散型區域。

## **Abstract**

The objective of this project is to research and analyze the energy dispatch of distributed area via Matlab/Simulink software. To achieve the purpose, the microgrid system of the institute of Nuclear Energy Research (INER), including PV system, storage system and loads, is adopted to established the simulation models. Moreover, the master/slave control algorithm is adopted in the microgrid. The storage system which is considered as the master unit and is adopted to control the active power and the reactive power outputs (P/Q control) in grid-connected mode and the voltage and the frequency of the microgrid (V/f control) in islanded mode. Furthermore, the PV system is considered as the slave unit to implement P/Q control in both grid-connected and islanded modes. In addition, when the power grid and frequency are abnormal, the transient responses of the microgrid system will be investigated in this project. Additionally, the action of the protection relay between the power grid and microgrid system, which the storage system is with different virtual inertia, will be studied. Finally, some suggestion for energy dispatch of distributed generators and the load shedding of microgrid will be provided.

**Keywords :** microgrid, virtual inertia, distributed area.

## 壹、計畫緣起與目的

隨著能源問題的日益加劇，傳統的化石能源已經無法滿足人類的持續發展要求，以可再生能源為主的微電網（micro-grid）概念已經受到越來越多的關注[1]。微電網中的分散式電源（Distribute Generation, DG）主要有太陽能電池、風能發電機、蓄電池等。大多數的分散式電源通過轉換器等電力電子設備後與電網相連[2]，這些電力電子設備大部分採用數位電路控制，暫態響應速度快，而且幾乎沒有慣性，也不參與電網的電壓和頻率調節。隨著分散式電源接入電網的比例增加，傳統的同步發電機裝機比例減小，電力系統中的旋轉備用容量和轉動慣量相對減小，當負載變化頻率會跟着立即變化，這對電網的整體安全穩定造成了很大的威脅。為此，很多學者提出了虛擬同步發電機（Virtual Synchronous Generator, VSG）的控制策略[3, 4]，對傳統分散式發電的轉換器控制策略進行改進，使這些分散式發電單元具有同步電機的效能，提高電網系統的穩定性。

微電網與大電網連接的主要透過一靜態開關，在一般情況下微電網與市電併聯運轉，若大電網發生故障或者微電網內部故障時，會透過靜態開關將微電網與大電網斷開，微電網則進入孤島運轉模式。目前常見的微電網控制策略有定功率控制法(real and reactive power control)、電壓頻率控制法(voltage/frequency control)、下降控制法(droop control)等[5, 6]，而廣泛被採用的主從控制為在併聯模式運轉時，大電網提供穩定的電壓和頻率，微電網使用定功率控制法；而在孤島運轉模式時則使用電壓頻率控制法，輸出穩定的電壓與頻率以確保區域用電的電力品質。

然而，微電網系統中大多數分散式電源透過轉換器等電力電子設備與電網相連，而這些電力電子設備大部分採用數位電路控制，暫態響應速度快，且幾乎沒有慣性，也不參與電網的電壓和頻率調節，因此沒有傳統同步機的慣量特性。隨著分散式電源併入電網的比例增加，傳統的同步發電機裝機比例減小，電力系統中的旋轉備用容量和轉動慣量相對減小，當負載變化時，頻率會跟着立即變化，這對電網的整體安全穩定將造成很大的威脅。因此，虛擬同步發電機（Virtual Synchronous Generator, VSG）的控制策略已被提出，對傳統分散式電源的轉換器控制進行改進，使這些分散式電源具有同步電機的效能，提高電網系統的穩定性。

在國內外能源危機和環境問題逐漸浮現的狀態下，本計畫將針對分散式發電和微電網併網特性進行研究，主要目標為利用 Matlab\Simulink 模擬分散型區域能源之調度能力與研究，為達此目的將依據核能所微電網系統為基礎建立模組，其微電網系統包含太陽能發電系統、儲能系統與負載。微電網控制法則採主從 (Master/Slave) 模式，儲能系統當成主要系統，在併網操作時控制其實、虛功率輸出，當市電故障時，儲能系統轉換成控制電壓、頻率控制以維持微電網電壓與頻率，而太陽能發電系統當成從系統，在併網或孤島運轉時皆控制其實、虛功率輸出。此外，亦對國內外常見的演算法則進行分析，經由推導分析進而整合而成一套運行穩定的微電網系統模型架構，以促進國內在分散式發電併網穩定性的研究。該架構控制分析技術的設計主要著眼於：(1)提高靜態開關切換的準確率，減少傳統演算法的孤島併網切換的失敗率；(2)減少硬體建構成本，整合傳統演算法，提高併網穩定性；(3)模擬傳統發電系

統中的同步發電機，在演算法中加入慣性因子，提高儲能裝置和大電網之間的運行穩定性。



## 貳、研究方法與過程

本計畫依據核能所微電網系統為基礎建立模組，以 Matlab/Simulink 驗證微電網系統控制法則及其加入虛擬慣量所產生之特性，以提昇與改善微電網系統之性能與可行性。在控制法則驗證部分，先模擬分散式電源市電併聯，以驗證併網控制法之性能。此外，本計畫亦依模擬市電發生異常時之微電網系統暫態響應情形、分析微電網轉成孤島之電壓與頻率的響應等情境。相關控制法則與模擬驗證說明如後：

### 一、市電併聯同步法

由於分散式電源需併聯於市電，故須注意如何與市電電壓相角同步，而本計畫使用鎖相迴路進行市電角度估測。圖1.1為鎖相迴路控制架構圖，假設市電的三相電壓為：

$$v_{sa} = V_m \cos\theta_e \quad (1)$$

$$v_{sb} = V_m \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) \quad (2)$$

$$v_{sc} = V_m \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3})$$

其中  $v_{sa}$ 、 $v_{sb}$ 、 $v_{sc}$  為市電三相電壓； $V_m$  為市電相電壓峰值； $\theta_e$  為市電角度。而市電電壓經由座標軸轉換後，整理歸納可得：

$$\begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \\ v_{s0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_m \cos(\theta_e - \hat{\theta}_e) \\ V_m \sin(\theta_e - \hat{\theta}_e) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3)$$

其中  $v_{sd}$ 、 $v_{sq}$ 、 $v_{s0}$  為市電電壓對應的  $d$  軸、 $q$  軸與  $0$  軸電壓； $\hat{\theta}_e$  為所估測之市電角度； $\delta = \theta_e - \hat{\theta}_e$ 。將  $v_{sd}$  送入比例積分器  $k_f(s)$  再通過積分

器，可獲得估測角度  $\hat{\theta}_e$ ，把估測角度代回同步旋轉座標軸可形成閉迴路控制，而當  $v_{sd}=0$  時， $\delta = \theta_e - \hat{\theta}_e = 0$ ，即達到相位同步如圖 1.2 所示。

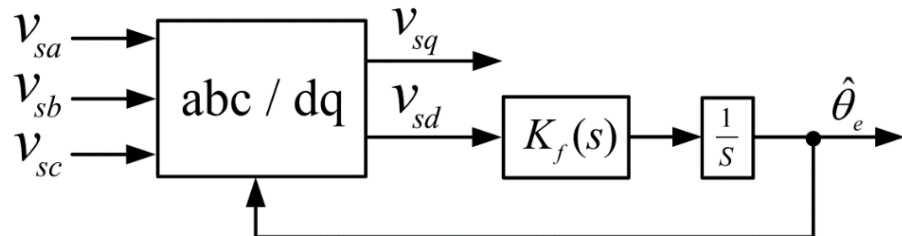


圖 1.1 鎖相迴路控制架構圖

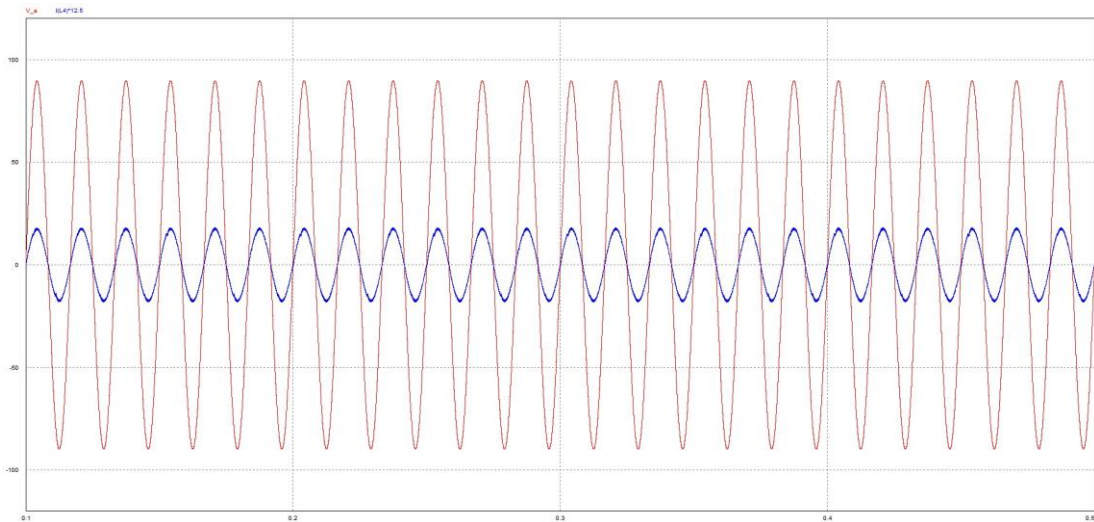


圖 1.2 模擬市電併聯同步電壓電流響應圖

## 二、儲能系統充、放電模擬分析

一般可分為等效電路模型與數學模型，等效電路模型由開路電壓  $V_o$  和內阻  $R_o$  及並聯電阻  $R_1$  與電容  $C_1$  電路串聯而成。如圖 2.1 所示。其中  $V_{batt}$  為電池電壓、 $i$  為電池電流、 $R_1$  並聯電阻  $C_1$  與電容  $C_1$  之電路為等效鋰離子在材料內部之擴散及電極與電解液之間的電容效應。

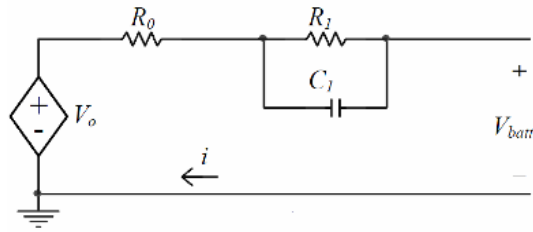


圖 2.1 鋰離子電池等效電路模型

## 2.1 電池模型

由於電池電壓無法隨著電池的電流使用適當的改變，且無法確切的呈現出目前電池的殘電量，因此採用數學模型的方法，幾乎所有的數學模型都是基於 Shepherd 所建立之數學方程式，其電池的端電壓會隨著電流而改變，Shepherd 之方程式為描述電池特性以電池端電壓  $V$  (V)、開路電壓  $E_o$  (V)、內阻  $R$  ( $\Omega$ )、電流  $i$  (A)、電池電量  $Q$  (Ah) 組合而成，其中  $it = \int idt$  (Ah)、 $K$  為極化常數 ( $\text{Ah}^{-1}$ )。

本計畫所使用的儲能電池模型為 Matlab/Simulink 內建的動態電池模型具有充放電功能，並可依使用者需求，可以選擇鉛酸電池、離電池、鎳鎘電池或鎳氫電池，圖 2.2 為電池數學模型示意圖。

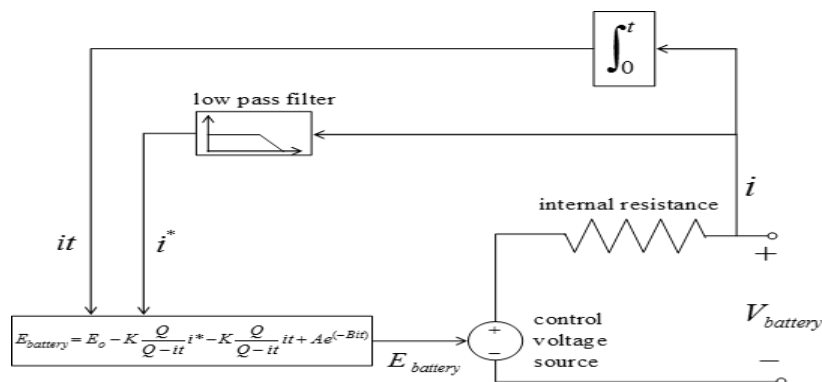


圖 2.2 鋰離子電池數學模型

本文以鉛酸電池做為儲能電池，鉛酸電池之充電電壓與放電電壓可表示為(4)(5)

$$V_o = E_o - K \frac{Q}{0.1Q + it} i^* - Ri - K \frac{Q}{Q - it} it + Ae^{(-Bit)} \quad (4)$$

$$V_o = E_o - K \frac{Q}{Q - it} i^* - Ri - K \frac{Q}{Q - it} it + Ae^{(-Bit)} \quad (5)$$

其中  $i^*$  為電池低頻電流(A)、 $A$  為指數函數之振幅(V)、 $B$  為指數函數之常數( $Ah^{-1}$ )

## 2.2 儲能系統架構

圖 2.3 所示為在 Matlab/Simulink 環境底下所建立之儲能系統架構，包含電池模塊、雙向直流/直流升降壓型轉換器及充放電控制策略。

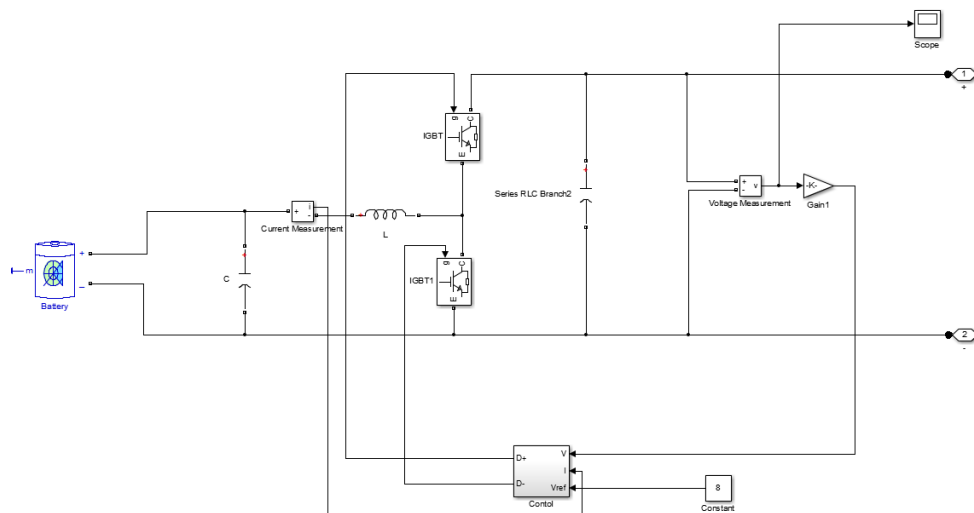


圖 2.3 儲能系統架構

## 2.3 電池殘電量估測

庫倫法: 為實際應用上常見的方法，由能量不滅定理所產生。在以知初始電量的情況下，偵測電池流出或流入的電流以及充放電的時間，再以電流對時間做積分，可得知充入或放出之電量，即可估測電池當前的殘電量值，如式(6)，圖 2.4 為 Matlab/Simulink 庫倫法模擬。圖 2.5，為電池充放電，0~2 秒時為對電池充電，2~5 秒電池放電，其利用圖 2.4 之架構計算出之 SOC 如圖 2.6 所示。

$$SOC(t) = SOC(t_0) \pm \frac{\int_{t_0}^t I(t) dt}{Q_r} \quad (6)$$

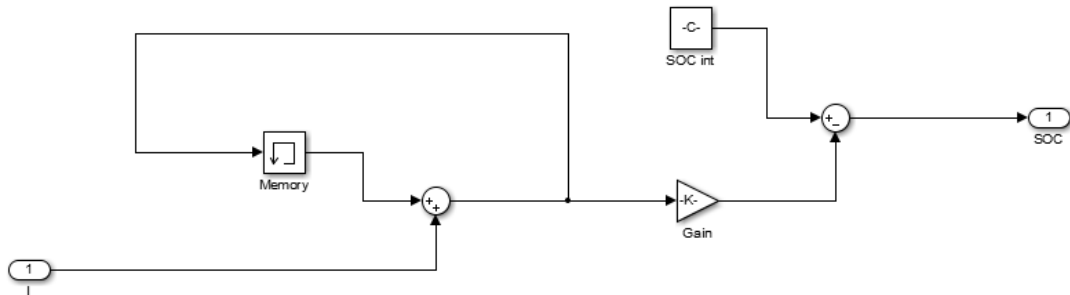


圖 2.4 Matlab/Simulink 庫倫法模擬

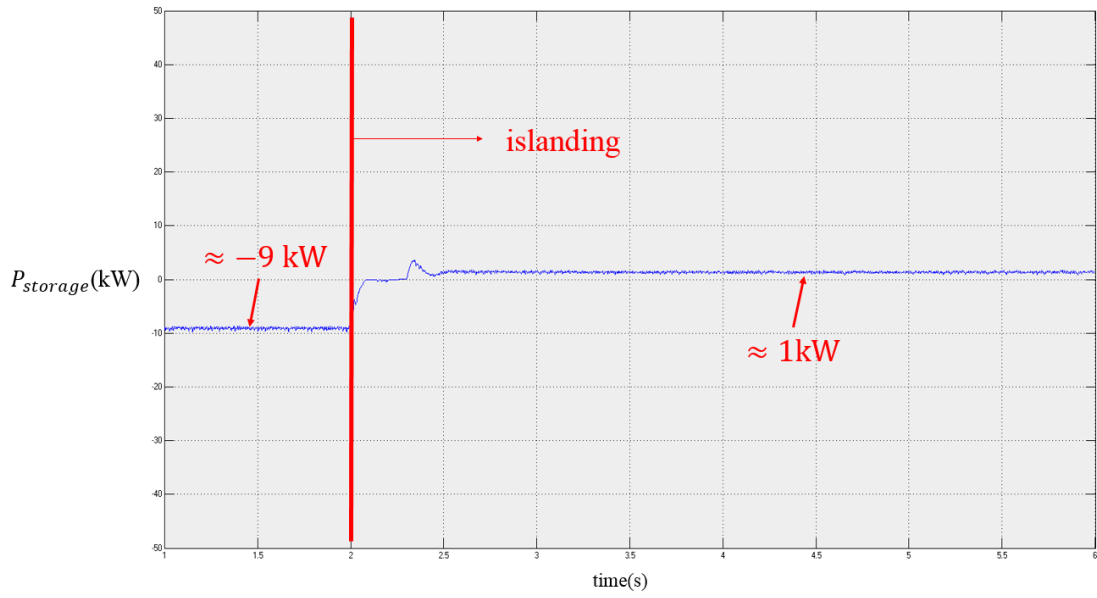


圖 2.5 儲能系統充放電功率

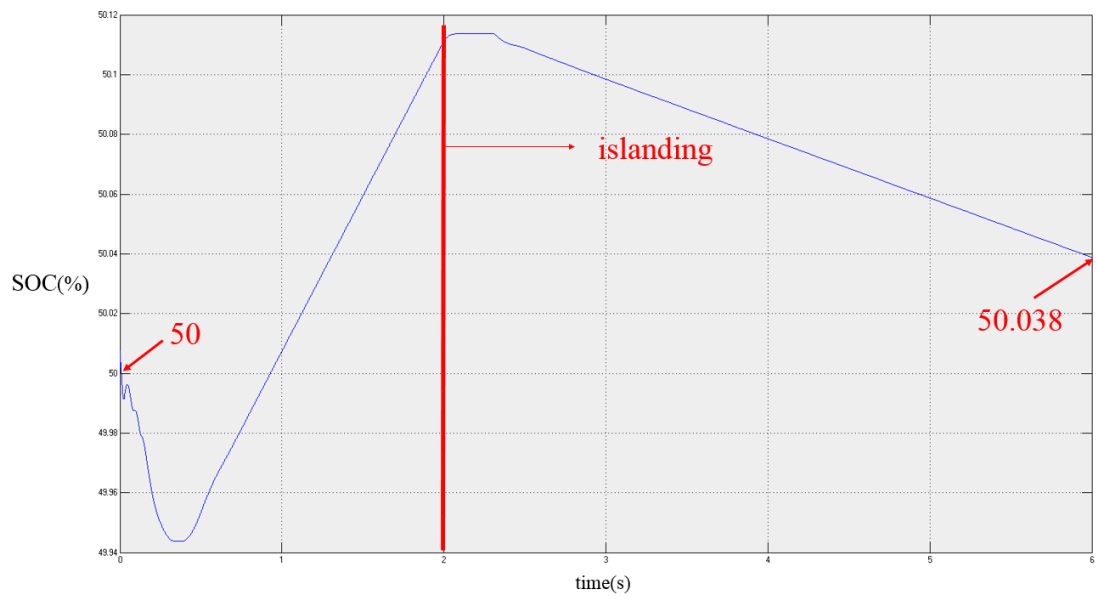


圖 2.6 儲能系統之 SOC

### 三、微電網系統控制法則

微電網是將分散式電源與鄰近負載端組成新的微型電網，其中

包含兩種運轉模式，一是正常情況下，微電網與市電併聯運轉，稱為併網模式；另一是當檢測出微電網外部發生故障或電力品質不符合要求時，微電網將即時與市電解聯並獨立運轉，稱為孤島運轉模式。在微電網系統中最重要之議題為功率分配亦即電能管理，在併網模式運作時，市電與微電網內各分散式電源將一起負責負載所需功率並達到供需平衡，而當在孤島運轉模式時，由於微電網已與市電脫離，微電網內分散式電源將適時改變輸出功率或者利用負載卸除，以符合負載供需平衡；另外，在併網模式運作時，微電網系統的電壓與頻率皆完全由市電所箝制，而當市電發生異常脫離進入孤島運轉模式時，由於供需的不平衡，將導致微電網系統的電壓與頻率造成波動，嚴重的話將導致微電網系統無法運作而崩潰。因此，目前在微電網系統分散式電源控制部分，已經發展出各種控制法則，其中最為常見的控制法則區分如下：(1)定功率控制法(PQ Control) (2)電壓、頻率控制法(V/f Control)(3)下降控制法(Droop Control)。定功率控制法為各分散式電源依已預先設定之實、虛功率命令來輸出功率；電壓、頻率控制法主要是控制及穩定系統電壓與頻率，而忽略分散式電源功率之改變輸出；下降控制法亦即實功率-頻率下降法(P-f Droop)、虛功率-電壓下降法(Q-V droop)，其下降特性可以表示如下：

$$f_{\min} - f = -k_p (P_{\max} - P) \quad (7)$$

$$V_{\min} - V = -k_Q(Q_{\max} - Q) \quad (8)$$

其中  $f_{\min}$ 、 $V_{\min}$  分別代表微電網最低允許操作頻率與電壓範圍； $f$ 、 $V$  分別代表併網時系統操作頻率與電壓； $-k_P$ 、 $-k_Q$  分別代表實功率-頻率下降法、虛功率-電壓下降之斜率； $P_{\max}$ 、 $Q_{\max}$  分別代表分散式電源最大輸出實、虛功率； $P$ 、 $Q$  分別代表併網時分散式電源之輸出實、虛功率。然而，下降控制法卻有電壓控制性能較差、高電壓失真及市電恢復重新同步之問題。另外，以系統層級亦可區分為下列控制模式：(1)主、從控制(Master-Slaver Control)、(2)分級控制(Hierarchical Control)、(3)模擬傳統電力系統的運行特性帶有虛擬慣量的虛擬同步發電機(virtual synchronous generator, VSG)技術。主、從控制模式最主要是當微電網孤島運轉時，將其中一個分散式電源由原先定功率控制法轉換成電壓、頻率控制法，而其他分散式電源則仍然維持定功率控制；分級控制模式通常會有一個中央控制器負責收集各分散式電源電壓、電流、頻率及負載需求等相關訊息，並且依據現況預測及調節各分散式電源之輸出與負載卸除等。另一方面，實功-頻率、虛功-電壓的下降控制方法，使分散式發電在不需要通訊的情況實現輸出功率調節。但是，此方法並沒有考慮到發電機轉子的慣量特性，暫態響應速度過快，對大電網和電力電子元件會造成較大的衝擊。為了解決這個問題模擬同步發電機的轉子特性，文獻中提出了虛擬同步發電機的方法。而基於虛擬同步發電機



VSG 的微電網控制方法詳述如後：

### 3.1 實虛功率與電壓頻率控制法則

圖 3.1、3.2 為儲能系統控制實虛功率架構圖，太陽能系統之控制架構與圖 3.1 一樣，此架構建立於線間電壓為  $220 \text{ V}_{\text{rms}} / 60 \text{ Hz}$  的市電系統，當系統在併網模式運作時，各分散式電源皆控制實、虛功率之輸出，而在進入孤島運轉時，太陽能系統依然輸出固定功率，而儲能系統即微電網控制主機則負責穩定微電網的電壓及頻率，以下將詳細介紹併網與孤島運轉之控制方法：

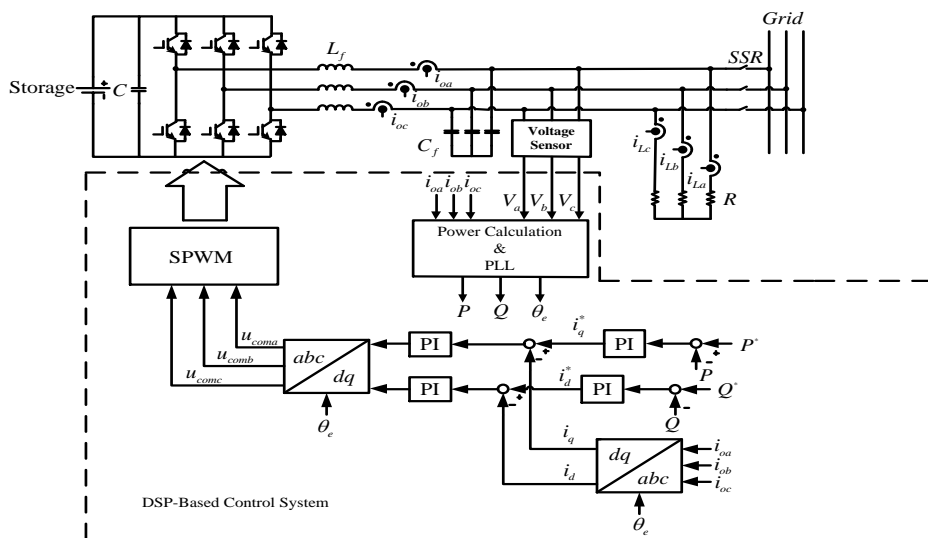


圖 3.1 主從控制併網控制架構圖

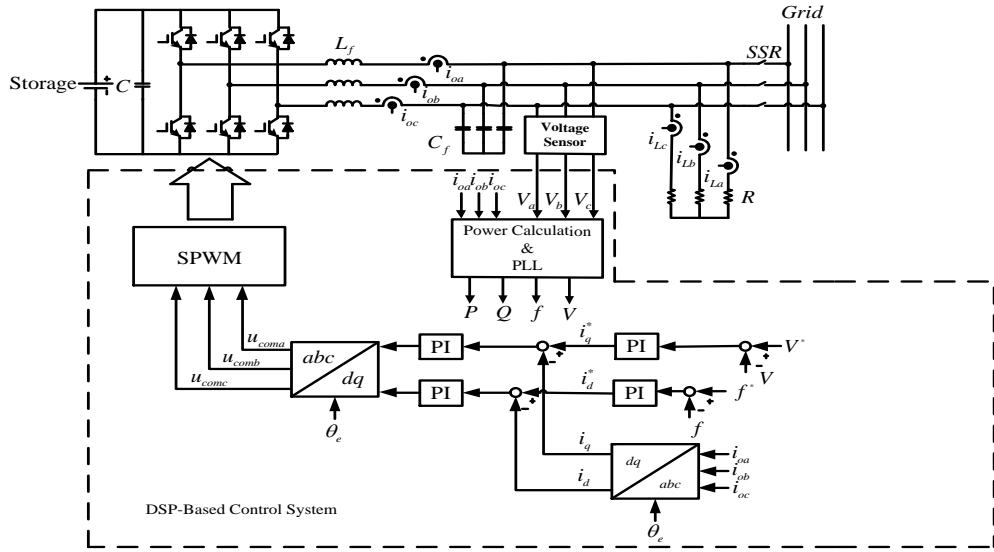


圖 3.2 主從控制孤島控制架構圖

併網模式下，主從皆控制實虛功率，如圖 3.1，首先由市電端的電壓感測器取得三相市電電壓( $v_{sa}$ 、 $v_{sb}$ 、 $v_{sc}$ )的訊號，利用鎖相迴路與座標轉換得到估測之市電角度 $\hat{\theta}_e$ 與對應之 $V_{sd}$ 、 $V_{sq}$ 、 $V_{s0}$ ，然後運用負載上的電流感測器取得負載電流( $i_{ua}$ 、 $i_{ub}$ 、 $i_{uc}$ )的訊號，經由座標軸轉換至同步旋轉座標軸上，可表示為：

$$\begin{bmatrix} i_{Ld} \\ i_{Lq} \\ i_{L0} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \hat{\theta}_e & \cos(\hat{\theta}_e - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\hat{\theta}_e + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin \hat{\theta}_e & \sin(\hat{\theta}_e - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\hat{\theta}_e + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} \quad (9)$$

其中 $i_{Ld}$ 、 $i_{Lq}$ 、 $i_{L0}$ 分別為負載電流對應之 $d$ 軸、 $q$ 軸與 $0$ 軸電流。

接著利用負載瞬時實功率與虛功率公式計算負載實虛功率 $P$ 、 $Q$ ，並與實虛功率命令 $P^*$ 、 $Q^*$ 相減得到實虛功率誤差，實虛功率誤差，通過 PI 控制器得到 $dq$ 軸電流命令 $i_d^*$ 、 $i_q^*$ ，再與負載電流對應之 $d$

軸、 $q$  軸電流相減，誤差通過 PI 控制器可得電壓命令( $v_d$ 、 $v_q$ 、 $v_0$ )。

其經由反座標軸轉換到三相固定座標軸上，可表示為：

$$\begin{bmatrix} u_{coma} \\ u_{comb} \\ u_{comc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \hat{\theta}_e & \sin \hat{\theta}_e & 1 \\ \cos(\hat{\theta}_e - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\hat{\theta}_e - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\hat{\theta}_e + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\hat{\theta}_e + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} \quad (10)$$

其中  $u_{coma}$ 、 $u_{comb}$ 、 $u_{comc}$  為三臂的控制力，此三個控制力分別與各自的三角波做比較，可得到三個臂的脈波寬度調變的控制訊號( $T_a^+$ 、 $T_a^-$ 、 $T_b^+$ 、 $T_b^-$ 、 $T_c^+$ 、 $T_c^-$ )用以控制功率開關，進而達到實虛功率控制與虛擬慣量之目的。

孤島模式下，如圖 3.2，從屬(Slave)控制實虛功率如上述所示；主機(Master)控制電壓頻率，此時利用負載端的電壓感測器取得三相負載電壓( $v_{La}$ 、 $v_{Lb}$ 、 $v_{Lc}$ )的訊號，利用鎖相迴路與座標轉換得到估測之頻率與對應之  $V_{Ld}$ 、 $V_{Lq}$ 、 $V_{L0}$ ，將電壓訊號取均方根植  $V$  與電壓命令  $V^*$  相減得到電壓誤差，誤差經過 PI 控制器得到  $q$  軸電流命令  $i_q^*$ ；頻率命令  $f^*$  與估測之頻率  $f$  相減得到頻率誤差，經過 PI 控制器得到  $d$  軸電流命令  $i_d^*$ ，再與負載電流對應之  $d$  軸、 $q$  軸電流相減，誤差通過 PI 控制器可得電壓命令( $v_d$ 、 $v_q$ 、 $v_0$ )。其經由反座標軸轉換到三相固定座標軸上，得到三臂的控制力  $u_{coma}$ 、 $u_{comb}$ 、 $u_{comc}$ ，此三個控制力分別與各自的三角波做比較，可得到三個臂的脈波寬度調變的控制訊號( $T_a^+$ 、 $T_a^-$ 、 $T_b^+$ 、 $T_b^-$ 、 $T_c^+$ 、 $T_c^-$ )用以控制功率開關，進而達到實虛功率平衡、電壓/頻率控制之目的。

## 四、虛擬同步發電機控制技術

### 4.1 電流控制型虛擬同步發電機技術

歐洲 VSYNC 工程致力與儲能系統改善電網穩定性的控制研究，目前已提出兩種電流型虛擬同步發電機技術分別為比利時的魯汶大學提出的 VSG 和德國勞克斯塔爾工業大學提出的 VISMA(virtual synchronous machine)技術。魯汶大學提出的 VSG 方法的主電路和控制架構如圖 4.1。其中儲能裝置由理想直流電壓源代替，主電路採用 LCL 濾波器的三相半橋逆變電路，其主要的控制思路是通過構造虛擬慣量和一次調頻的功率指令，通過電流閉環回授控制來模擬同步發電機的轉子慣性和系統的一次調頻特性。

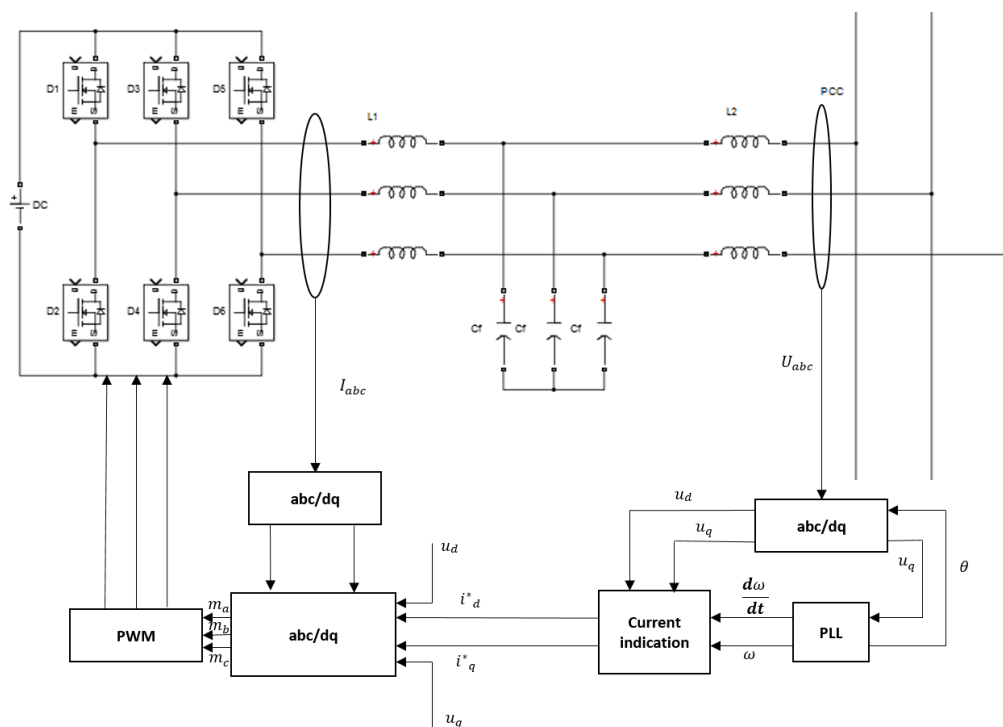


圖 4.1、VSG 電路及控制架構圖

同步發電機的轉子運動方程式為：

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} \quad (11)$$

上式中的  $T_m$  和  $T_e$  分別為同步發電機的機械轉矩和電磁轉矩， $P_m$  和  $P_e$  分別為機械功率和電磁功率， $\omega$  為實際電網角速度， $J$  為轉子轉動慣量。

當電網頻率發生變化時，發電機轉子的輸出功率為  $-J\omega \frac{d\omega}{dt}$ 。電網頻率下降時同步發電機輸出實功，頻率上升時同步發電機吸收實功。為了模擬轉子慣性，模擬慣量的功率指令  $P_{inertia}$  為：

$$P_{inertia} = -J\omega \frac{d\omega}{dt} \quad (12)$$

由上式得到實功率與電網的頻率和頻率變化相乘成正比。當電網頻率從一個額定值變化到另外一個穩定值後，併網逆變器的輸出功率為 0，這樣不利於電網頻率的恢復。

為了模擬系統一次調頻特性，模擬一次調頻的功率指令  $P_{droop}$  為：

$$P_{droop} = -\frac{1}{m}(\omega - \omega_{ref}) \quad (13)$$

當電網頻率小於額定頻率時，逆變器輸出實功率，當電網頻率高於額定頻率時逆變器吸收實功率。

為了模擬同步發電機的慣性和一次調頻控制特性，併網逆變器輸出的實功率指  $P_{ref}$  為：

$$P_{ref} = P_{inertia} + P_{droop} \quad (14)$$

## 4.2 德國勞克斯塔爾工業大學提出的 VISMA 方案

魯汶大學的方案雖然在外觀上模擬了同步發電機的轉子慣量和系統的一次調頻特性，但是並沒有模擬出同步發電機的勵磁調節不能真實的反映同步發電機的工作原理，而 VISMA 方案能反映出同步發電機的特性。設簡化的同步發電機的電氣方程式為：

$$e_{abc} = u_{abc} = R_s i_{abc} + L_s \frac{di_{abc}}{dt} \quad (15)$$

上式中， $e_{abc}$  為同步發電機  $abc$  三相的感應電動勢； $u_{abc}$  為同步發電機定子端電壓； $i_{abc}$  為同步發電機電樞電流； $R_s$  為三相繞組電阻； $L_s$  為同步電抗。

同步發電機的轉子機械方程為：

$$M_{mech} - M_{el} = J \frac{d\omega}{dt} + K_d f(s) \frac{d\omega}{dt} \quad (16)$$

上式中， $M_{mech}$  為輸入機械轉矩； $M_{el}$  為輸出電磁轉矩； $K_d$  為機械阻尼系數； $f(s)$  為相位補償項。由(17)式可以模擬同步發電機定子動態電氣特性的電流控制指令  $i_{ref}$  為：

$$i_{ref}(s) = \frac{[e(s) - u_{grid}(s)]}{(R_s + L_s S)} \quad (17)$$

經過上述分析，VISMA 其實是通過直接控制濾波電感上的電流，間接的使逆變器具有同步發電機的特性，並且可以在該技術的基礎上

實現模擬系統的一次調頻和一次調壓的特性，但是電流指令和電感值相關，所以控制的精度受到濾波電感的影響，其控制方塊流程如圖 4.2 所示。

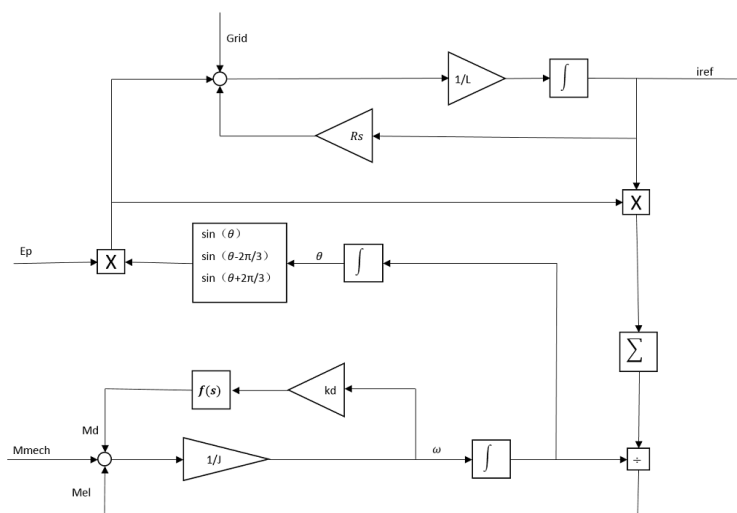


圖 4.2 VISMA 電流指令算法方塊圖

### 4.3 電壓控制型虛擬同步發電機技術

從特性上看，電流控制型虛擬同步發電機等效於受控電流源，因此在弱電環境下難以承擔電壓支撐的作用，並且也無法實現微電網的孤島運行。為此有學者提出了電壓控制型虛擬同步發電機的技术，在併網運行和孤島模式下均工作於電壓源模式，有利於運行模式的無縫切換，其中代表性的有加拿大多倫多大學的 M. Reza Iravani 教授提出的虛擬慣性頻率控制方法。

傳統下降控制雖然模擬了同步發電機的一次調頻及勵磁調節的特性，但是沒有模擬發電機轉子的慣量特性，所以頻率的穩定性比較差。因此 M. Reza Iravani 教授提出了虛擬慣性頻率控制方法。圖

4.3 為虛擬慣性頻率控制方法原理方塊圖，其中逆變器輸出頻率控制模擬了同步發電機轉子慣量和系統一次調頻特性，在孤島模式下電壓幅值給定經過虛功功率-電壓的下降控制得出，模擬了同步發電機的勵磁特性；而在併網模式下，虛功功率的積分控制實現了併網運行時虛功的無差控制。

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_{out} - K_D (\omega - \omega_{pcc}) \quad (18)$$

$$P_m - P_{ref} = \frac{1}{D_p} (\omega_{ref} - \omega_{pcc}) \quad (19)$$

$$E_1 = E_s - D_q Q \quad (20)$$

$$E_2 = \frac{K_Q (Q_{ref} - Q)}{s} \quad (21)$$

(18)式為同步發電機的轉子機械方程，其中  $H$  為慣量系數， $K_D$  為阻尼系數， $\omega$  為機械角頻率， $\omega_{pcc}$  為公共耦合點的電壓角頻率；(19)式為系統的一次調頻控制方程式， $D_p$  為實功-頻率下降系數；(20)式為系統一次電壓控制方程式， $D_q$  為虛功-電壓下降控制系數；而(21)式為虛功積分控制方程式， $K_Q$  為積分控制系數。

#### 4.4 多台虛擬同步發電機微電網系統的運行與功率分配問題

當單台虛擬同步發電機系統進行孤島運行時，虛擬同步發電機負擔整個本地負載所需的功率值，只需要控制虛擬同步發電機輸出的功率值滿足本地負載所需功率值即可。但是在微電網系統中往往



不止一台虛擬同步發電機，而是多台虛擬同步發電機併聯運行一起支撐當地負載運行。由於併聯的多台虛擬同步發電機之間存在線路阻抗，存在的阻抗值將影響微電網系統中多台虛擬同步發電機的功率分配問題，有學者提出虛擬阻抗的方法來改變微電源輸出阻抗，但是由於串聯虛擬阻抗在孤島模式下將使虛擬同步發電機輸出電壓明顯下降，影響孤島模式下的供電質量。於是近年有學者提出了基於一致性協同控制的微電網運行方法，在很大程度上解決了以上的問題。協同控制原理詳述如後：

微電網系統由多個分散式電源組成，將每個分散式電源看成一個智能體(agent)，當這個系統實現一致性代表所有的智能體通過彼此的之間的信息的交換和計算，最終讓他們的狀態達到同一個值。假設系統包含  $n$  個節點，每個節點的狀態變量為  $X_i(t) (1 \leq i \leq n)$ ，系統通信拓撲結構為：

$$S_n(t) = \begin{bmatrix} a_{11}(t) & K & a_{1n}(t) \\ M & O & M \\ a_{n1}(t) & \Lambda & a_{nn}(t) \end{bmatrix} \quad (22)$$

$a_{ij}$  代表節點  $i$  和幾點  $j$  之間的通信關係，如果  $i$  和  $j$  節點之間能通信， $a_{ij}=1$ ；否則為 0。如果每個狀態變量都能控制如下：

$$\dot{x}_i(t) = \sum_{j=1}^n a_{ij}(t) [x_i(t) - x_j(t)] \quad (23)$$

當通信指令確定的狀況下，狀態變量將會收斂系統會到一個穩定狀

態。(23)式就是基礎一致性協同控制原理。

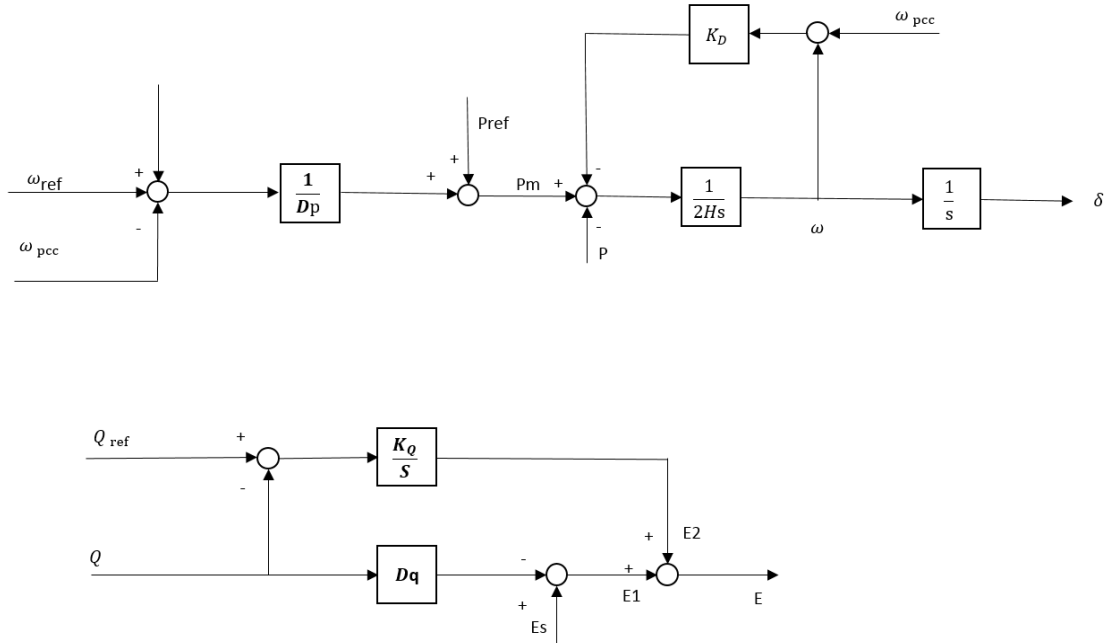


圖 4.3 虛擬頻率慣量控制原理方塊圖。

## 五、核研所微電網系統模型

圖 5.1 為核研所微電網系統模型分為三個部分，第一部份為太陽能 (PV) 系統，額定功率為 20 kW，由 DC/DC 與 DC/AC 轉換器組成做，DC/DC 做最大功率點 (MPPT) 追蹤，DC/AC 做直流鏈電壓穩定；第二部份為儲能系統，額定功率為 50kW，由 DC/DC 與 DC/AC 轉換器組成做，DC/DC 做直流鏈電壓穩定，DC/AC 在併網運轉時做實虛功率，孤島運轉時做電壓頻率控制；第三部份為負載，此系統模型負載為 30 kW。

儲能系統 (ESS) 即微電網控制主機負責穩定微電網的電壓與頻率，並依據負載所需調整輸出功率；從屬部分太陽能系統只固定輸出功

率，兩系統於 AC 側併聯於市電。

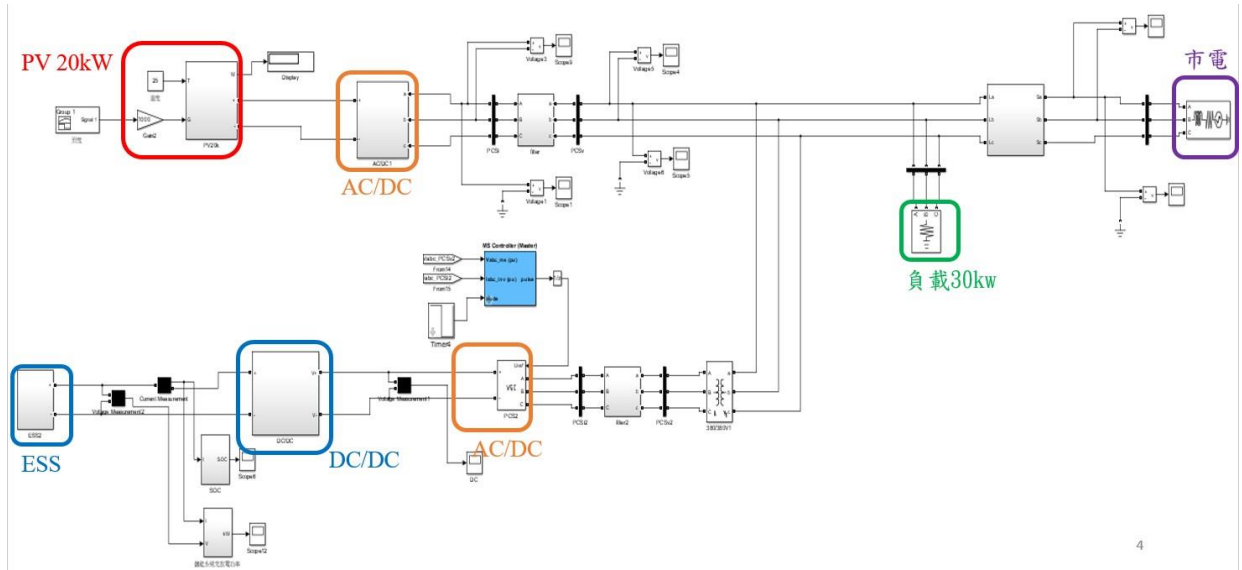


圖 5.1 微電網系統模型

為了驗證以 Matlab\Simulink 建構之微電網系統與控制法則是否正確，以下模擬五種情況，前四種為 5.1 節的考量儲能系統在 VF 或 PQ 操作模式下，模擬市電發生異常時之微電網系統暫態響應情形，第五種情況為 5.2 節的模擬微電網與市電間的保護電驛動作，分析微電網轉成孤島之電壓與頻率的響應。

### 5.1 考量儲能系統在 VF 或 PQ 操作模式下，模擬市電發生異常時之微電網系統暫態響應情形

第一、二種情況為當市電端電壓在 1.5 秒時，因故障造成電壓下降 0.1pu 與 0.5pu，觀察各分散式電源之實虛功率與電壓電流暫態

之變化;第三種情況為當市電在 1.5 秒時，因故障切斷轉為孤島運轉時，控制法則由原本的 PQ 控制轉為 VF 控制，並將控制法則的切換延遲 0.2 秒並觀察各分散式電源之實虛功率與電壓電流暫態之變化。

### **Case 1:**

此章節模擬架構如圖 5.2 所示，兩系統於 AC 側併聯於市電，模擬併網時市電在 1.5 秒時電壓下降 0.1pu 由線間電壓 220V 降至 198V 時之暫態特性，圖 5.3 為市電之電壓、電流、實功、虛功。圖 5.4 為市電在 1.5 秒時電壓下降 0.1pu 時負載電壓與電流皆下降，進而造成負載消耗功率減少。

假設當日日照充足( $1000W/m^2$ )時，PV 因 DC/DC 做 MPPT 追蹤，其輸出功率為 20.5kW，當 1.5 秒故障發生時控制法則也能夠很快地恢復最大功率輸出，如圖 5.5 所示，電池 ESS DC/AC 做 PQ 控制，當 1.5 秒故障發生時控制法則能夠照常輸出 15kW 功率，如圖 5.6 所示。

PV 系統 DC/AC 做直流鏈電壓控制 400V 如圖 5.7 所示，ESS 系統 DC/DC 做直流鏈電壓控制 400V 如圖 5.8 所示。

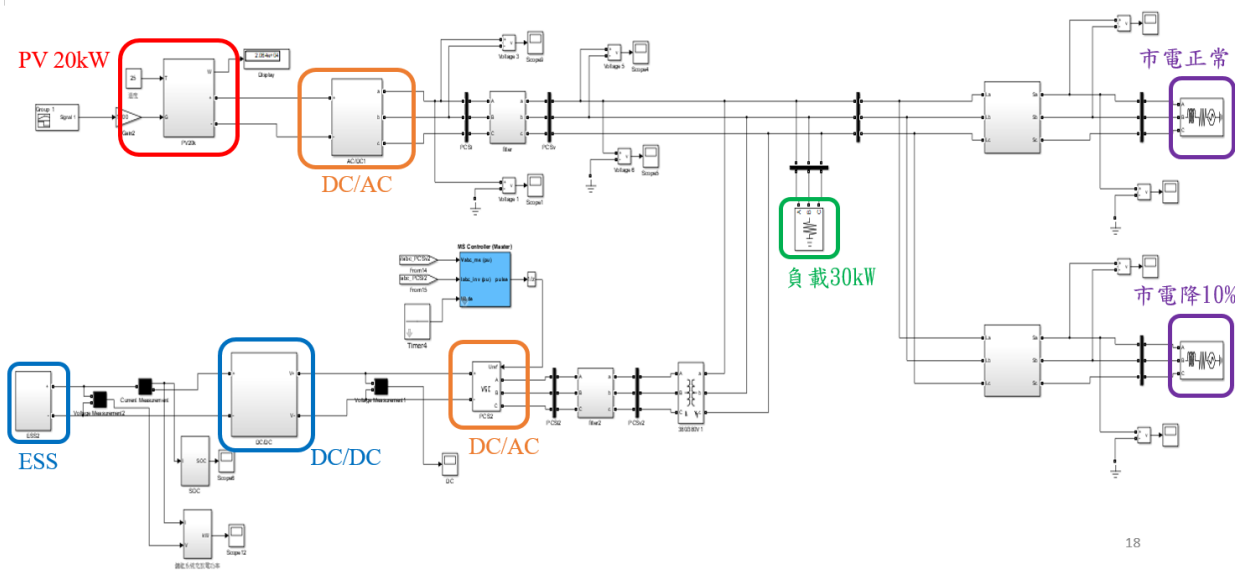


圖 5.2 微電網模擬架構

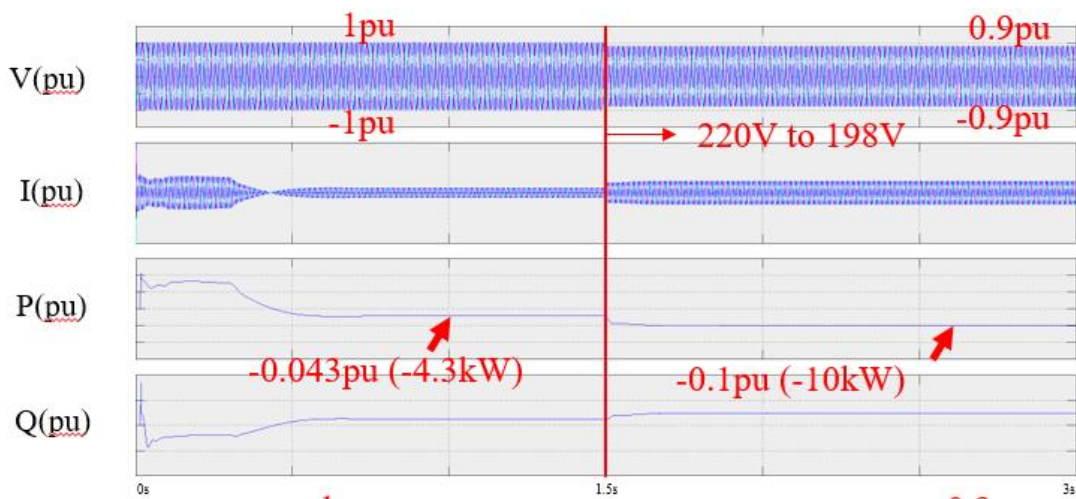


圖 5.3 市電之電壓、電流、實功、虛功

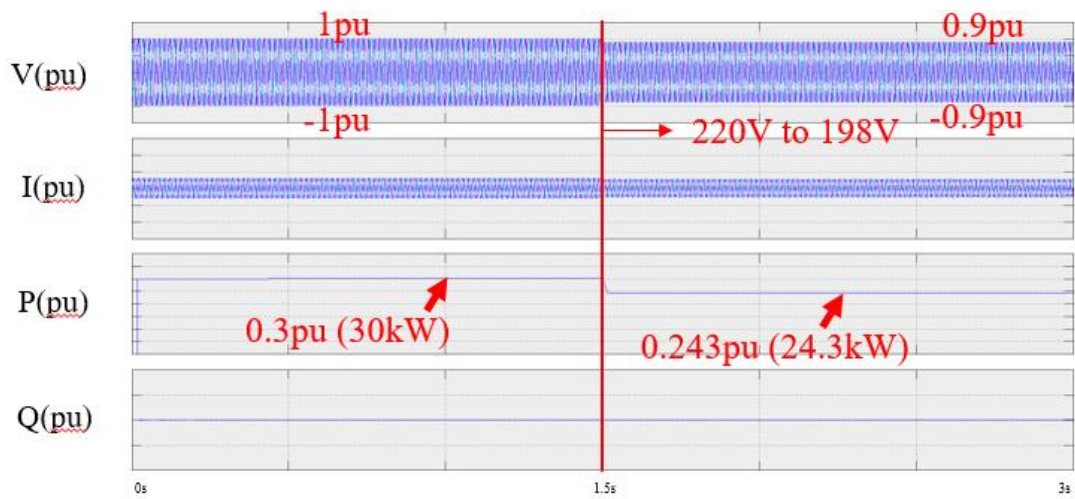


圖 5.4 負載之電壓、電流、實功、虛功

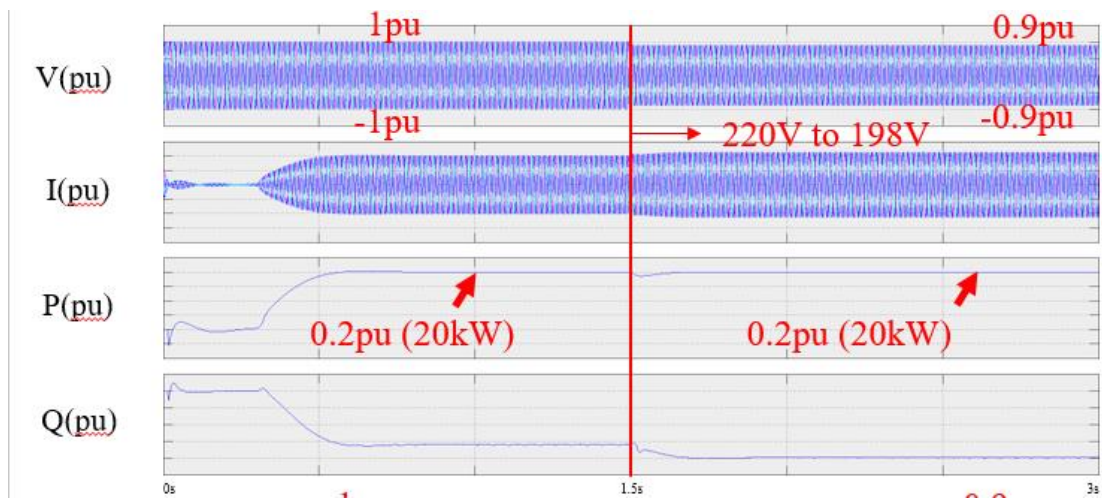


圖 5.5 PV 之電壓、電流、實功、虛功

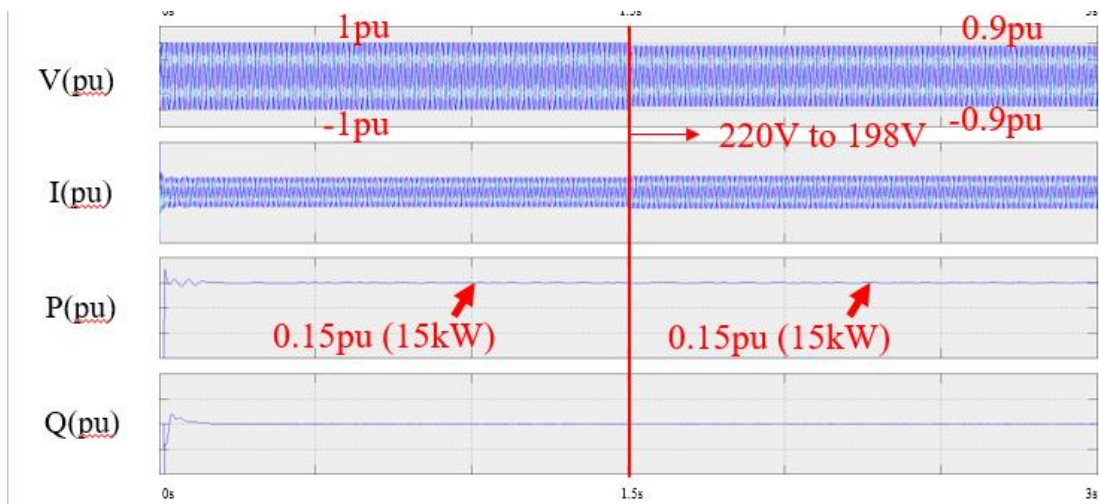


圖 5.6 ESS 之電壓、電流、實功、虛功

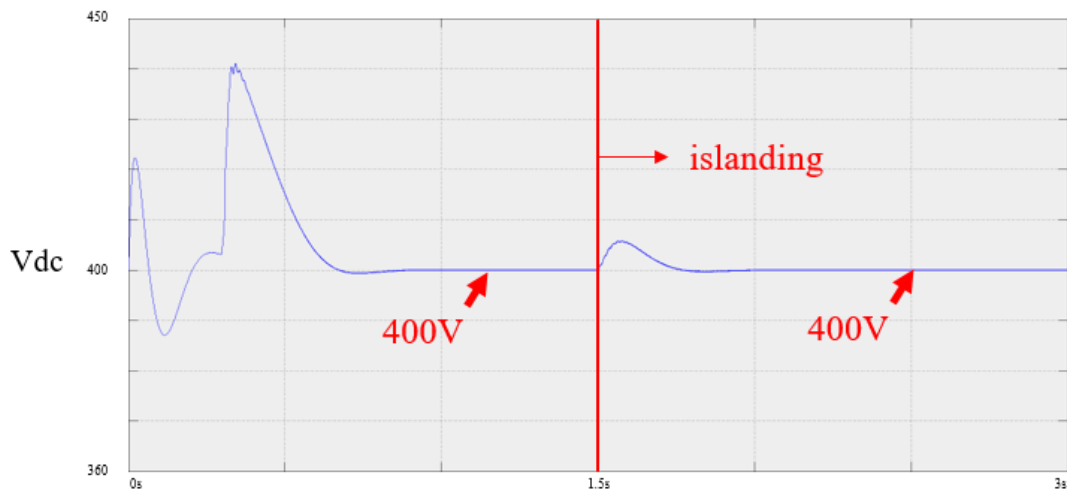


圖 5.7 PV 之直流鏈電壓

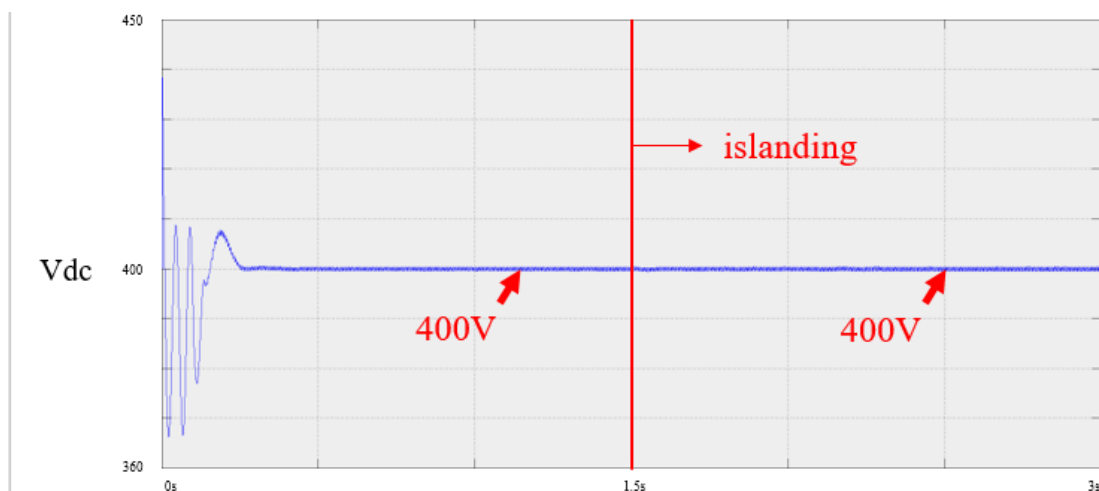


圖 5.8 ESS 之直流鏈電壓

### Case 2:

此章節模擬架構如圖 5.9 所示，兩系統於 AC 側併聯於市電，模擬併網時市電在 1.5 秒時電壓下降 0.5pu 由線間電壓 220V 降至 110V 時之暫態特性，圖 5.10 為市電之電壓、電流、實功、虛功。圖 5.11 為市電在 1.5 秒時電壓下降 0.5pu 時，負載電壓與電流皆下降，進而造成負載消耗功率減少。

假設當日日照充足( $1000W/m^2$ )時，PV 因 DC/DC 做 MPPT 追蹤，其輸出功率為 20.5kW，當 1.5 秒故障發生時控制法則也能夠很快地恢復最大功率輸出，如圖 5.12 所示，電池 ESS DC/AC 做 PQ 控制，當 1.5 秒故障發生時控制法則能夠照常輸出 15kW 功率，如圖 5.13 所示。



PV 系統 DC/AC 做直流鏈電壓控制 400V 如圖 5.14 所示，ESS

系統 DC/DC 做直流鏈電壓控制 400V 如圖 5.15 所示。

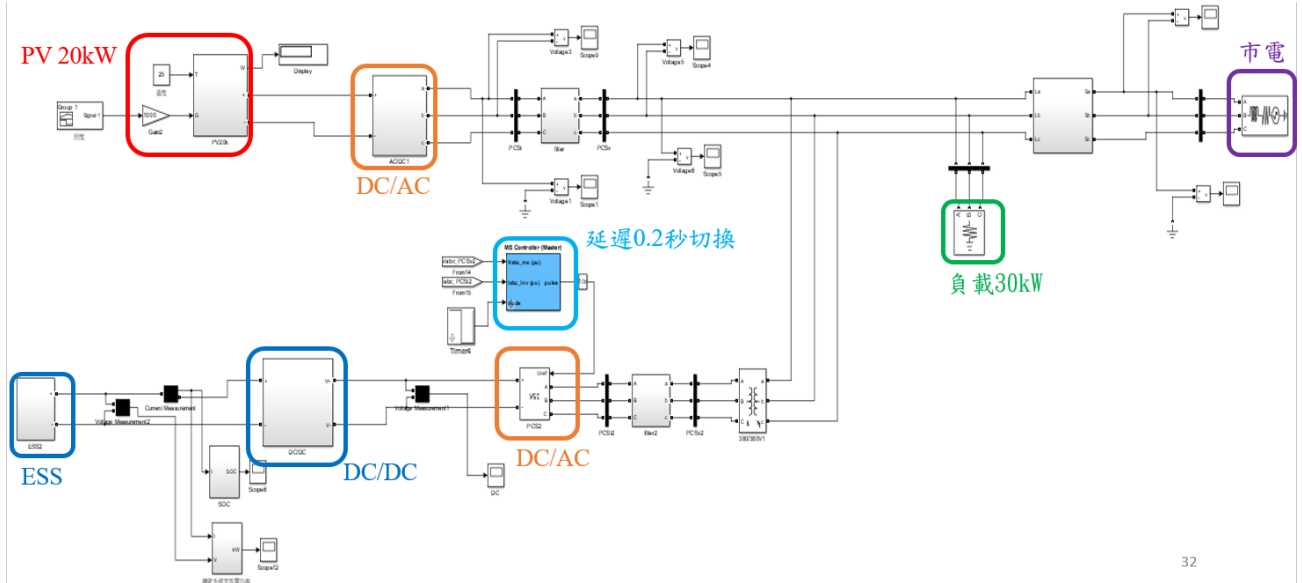


圖 5.9 微電網模擬架構

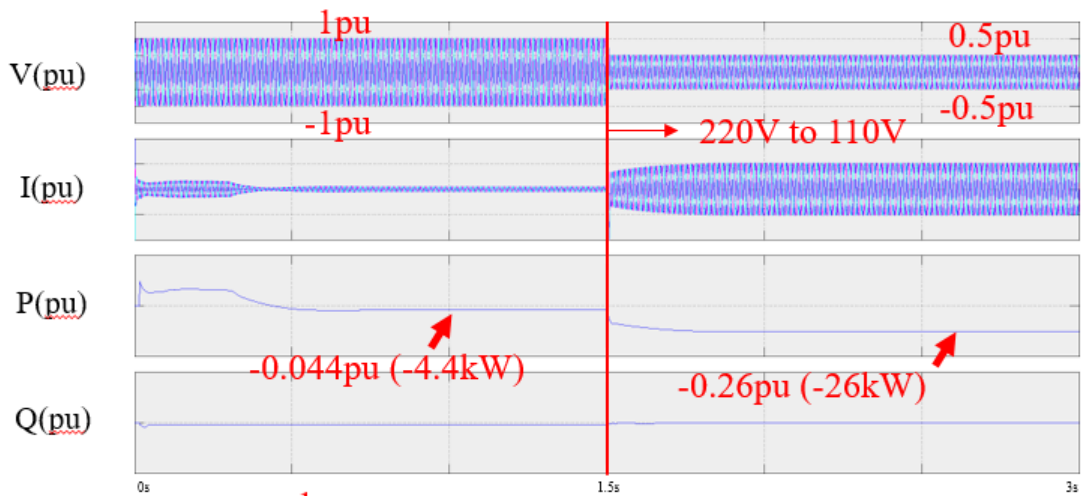


圖 5.10 市電之電壓、電流、實功、虛功

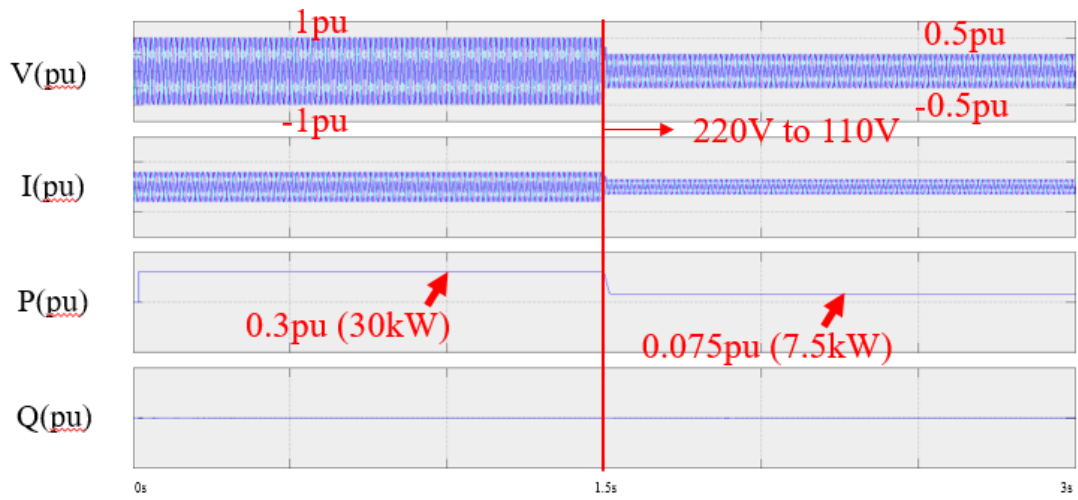


圖 5.11 負載之電壓、電流、實功、虛功

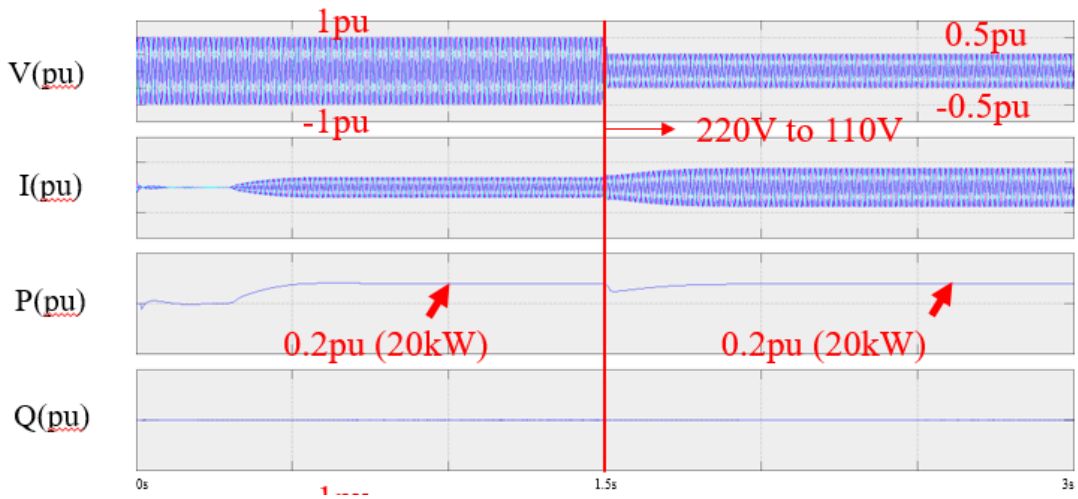


圖 5.12 PV 之電壓、電流、實功、虛功

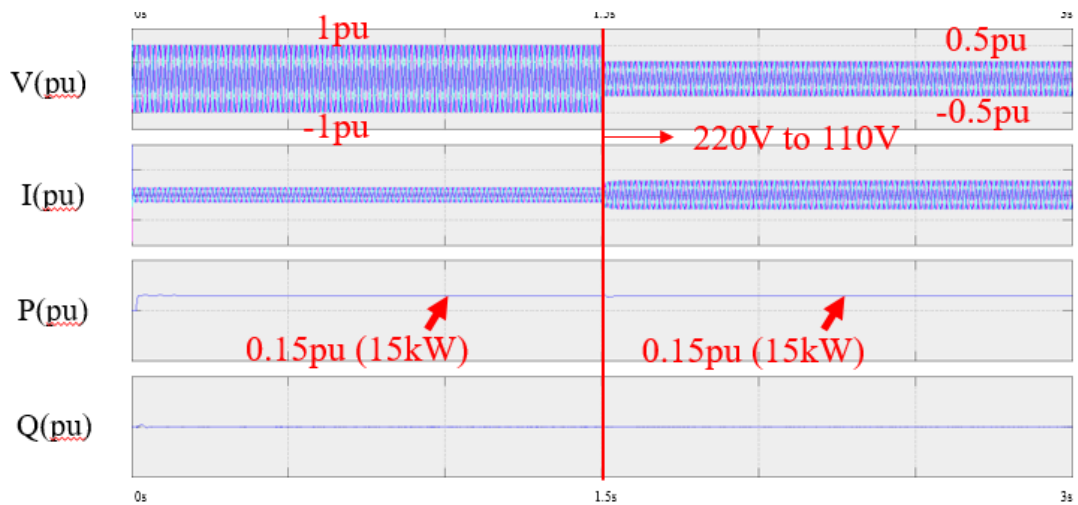


圖 5.13 ESS 之電壓、電流、實功、虛功

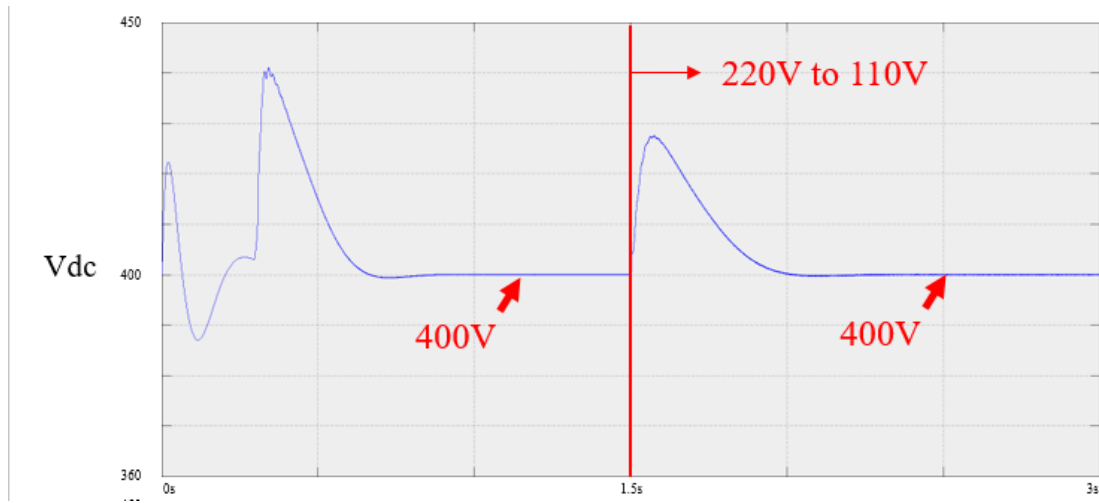


圖 5.14 PV 之直流鏈電壓

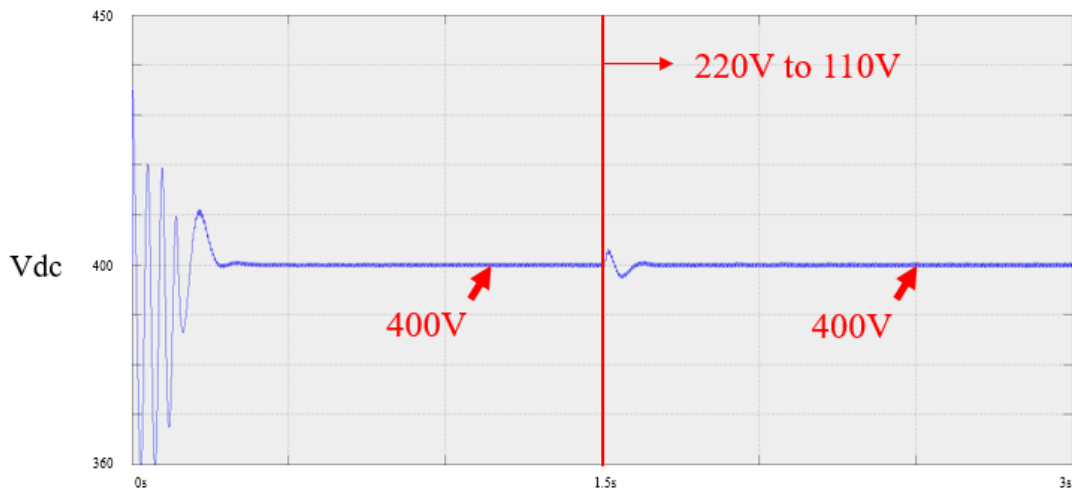


圖 5.15 ESS 之直流鏈電壓

### Case 3:

此章節模擬架構如圖 5.16 所示，兩系統於 AC 側併聯於市電，模擬控制法則由併網轉孤島時延遲 0.2 秒之特性，圖 5.17 為市電之電壓、電流、實功、虛功。在 1.5~1.7 秒時，孤島運轉時電壓沒有控

制造成電網電壓上升，負載消耗功率在此時微幅上升，當控制法則於 1.7 秒切換完時，負載消耗功率即恢復正常之 30kW 如圖 5.18 所示。

假設當日日照充足( $1000W/m^2$ )時，PV 因 DC/DC 做 MPPT 追蹤，其輸出功率為 20.5kW，當 1.5 時控制法則切換依然能夠正常輸出最大功率，如圖 5.19 所示。電池 ESS DC/AC 在 1.5 秒時由 PQ 控制轉為 VF 控制，PQ 控制時輸出 15kW 功率，因 PV 固定輸出 20kW 負載為 30kW，故轉為 VF 控制時，ESS 輸出 10kW 功率，如圖 5.20 所示。

PV 系統 DC/AC 做直流鏈電壓控制 400V 如圖 5.21 所示，ESS 系統 DC/DC 做直流鏈電壓控制 400V 如圖 5.22 所示。

在 1.5~1.7 秒時，孤島運轉時頻率沒有控制造成微電網頻率上升，於 1.7 秒後轉為 VF 控制時，頻率逐漸恢復到正常，如圖 5.23、24 所示

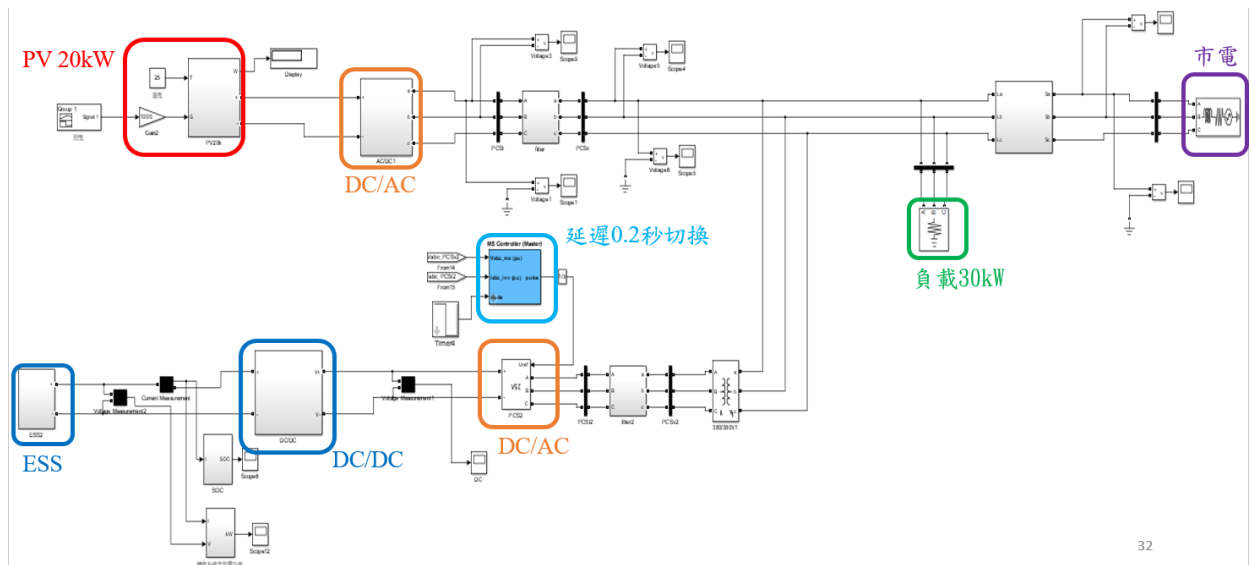


圖 5.16 微電網模擬架構

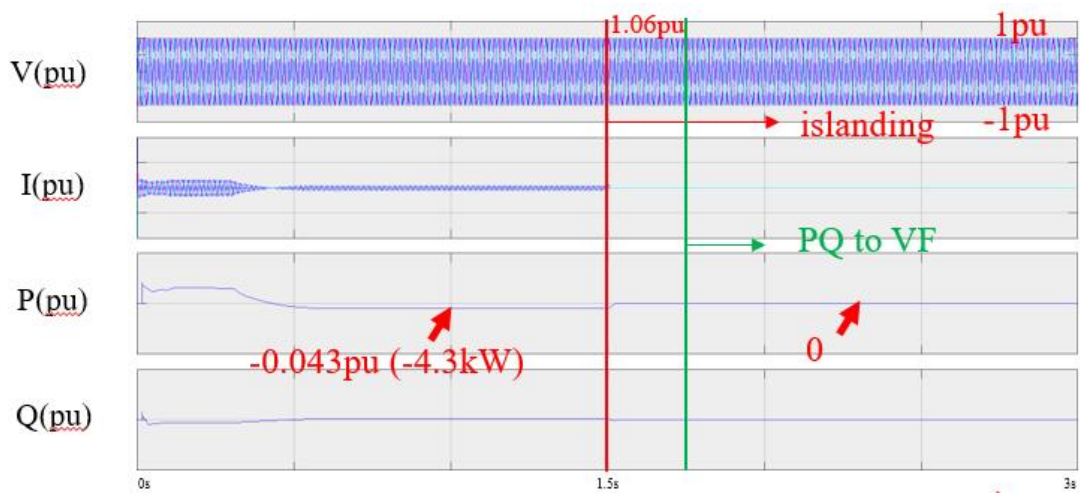


圖 5.17 市電之電壓、電流、實功、虛功

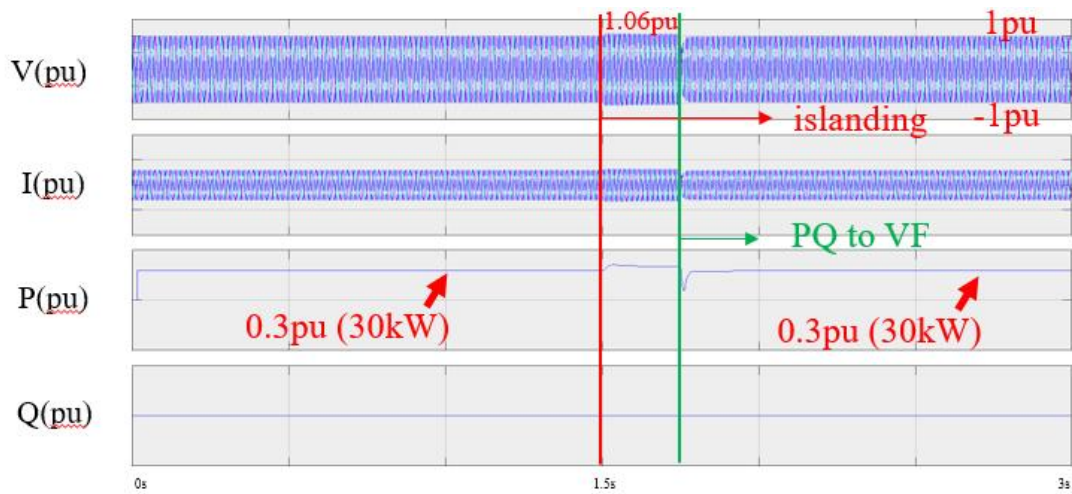


圖 5.18 負載之電壓、電流、實功、虛功

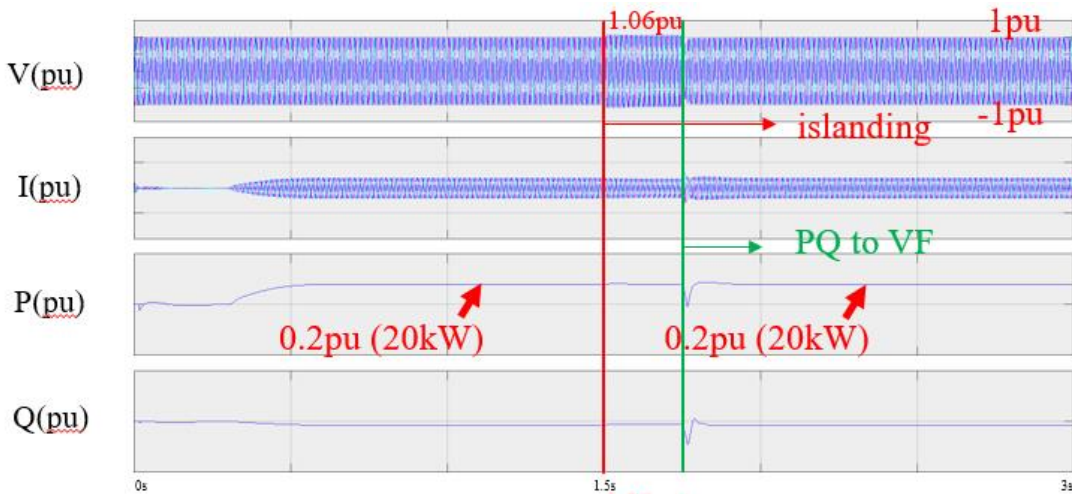


圖 5.19 PV 之電壓、電流、實功、虛功

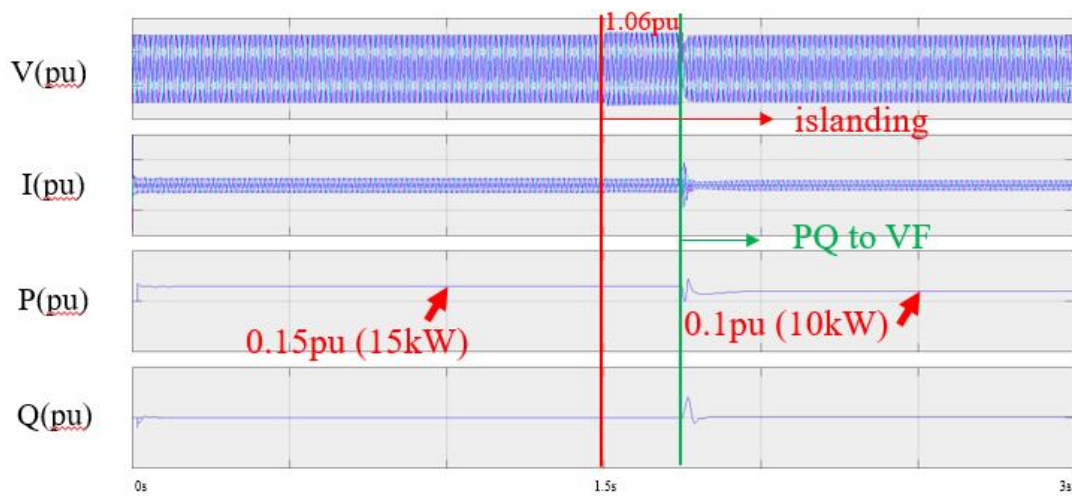


圖 5.20 ESS 之電壓、電流、實功、虛功

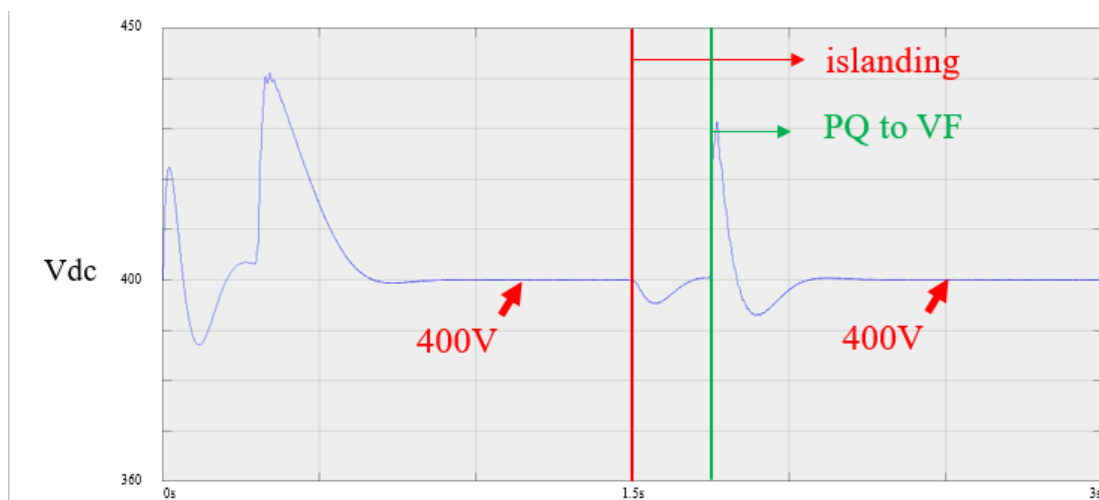


圖 5.21 PV 之直流鏈電壓

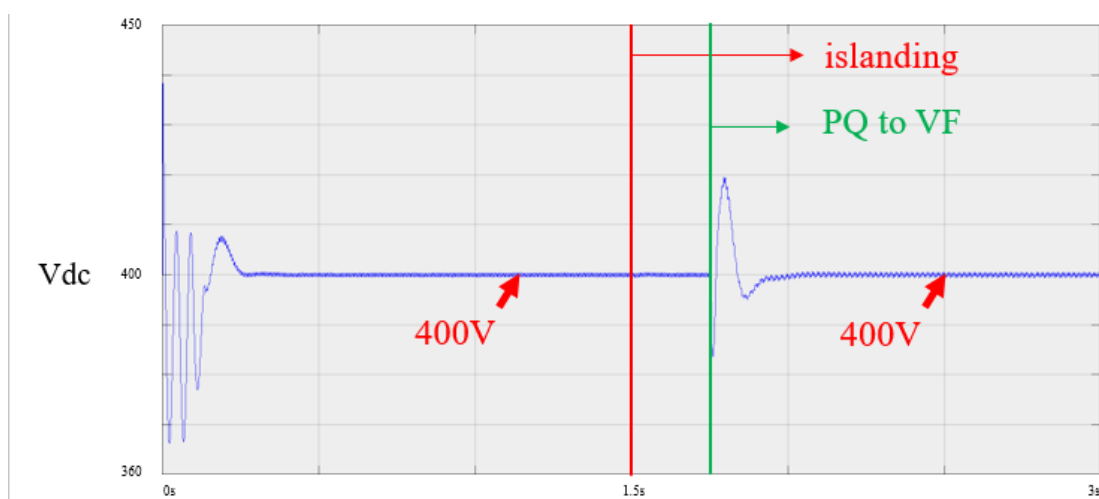


圖 5.22 ESS 之直流鏈電壓

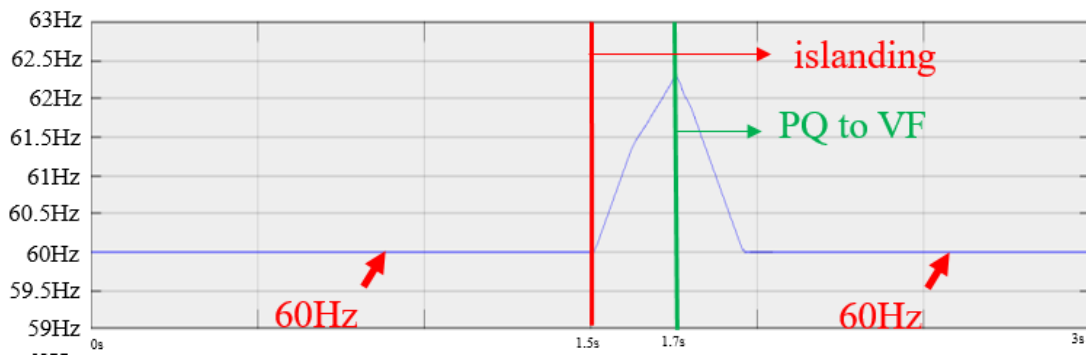


圖 5.23 PV 之頻率

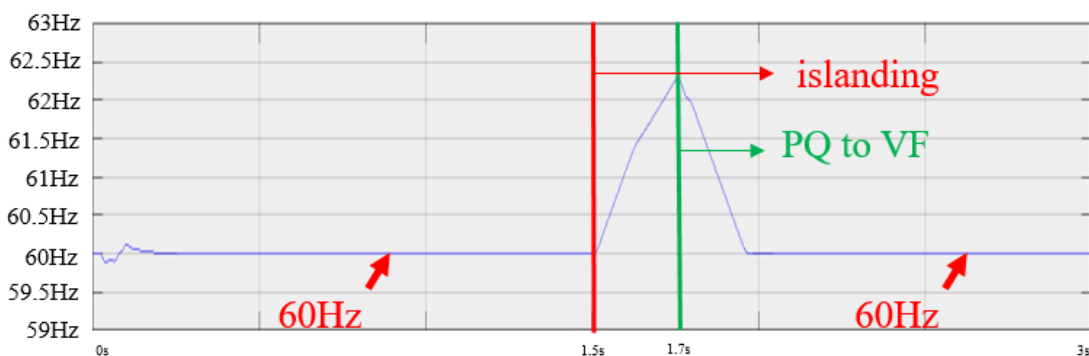


圖 5.24 ESS 之頻率

## 5.2 模擬微電網與市電間的保護電驛動作，分析微電網轉成孤島之電壓與頻率的響應

第五種情況模擬在孤島運轉時，當負載容量超過微電網所能供應之能量時，即將負載跳脫，共有兩個負載，負載一為 30kW、負載二為 60kW，跳脫負載為負載二 60kW(0.6 pu)。

### Case 5:

此章節模擬架構如圖 5.34，0~1.5 秒併網運轉時，市電提供 55kW 給負載如圖 5.35，共有兩個負載消耗 90kW 如圖 5.36，假設當日日照充足( $1000W/m^2$ )時，PV DC/DC 做最大功率輸出為 20.5kW 如圖



5.36，電池 ESS DC/AC 做 PQ 控制輸出 15kW 如圖 5.39。

在 1.5~3 秒孤島運轉時，因市電切離，負載消耗超過微電網額定功率，故須將負擔較重之負載二(60kW)切離。

PV 系統 DC/AC 做直流鏈電壓穩定 400V 如圖 5.40 所示，ESS 系統 DC/DC 做直流鏈電壓穩定 400V 如圖 5.41 所示。

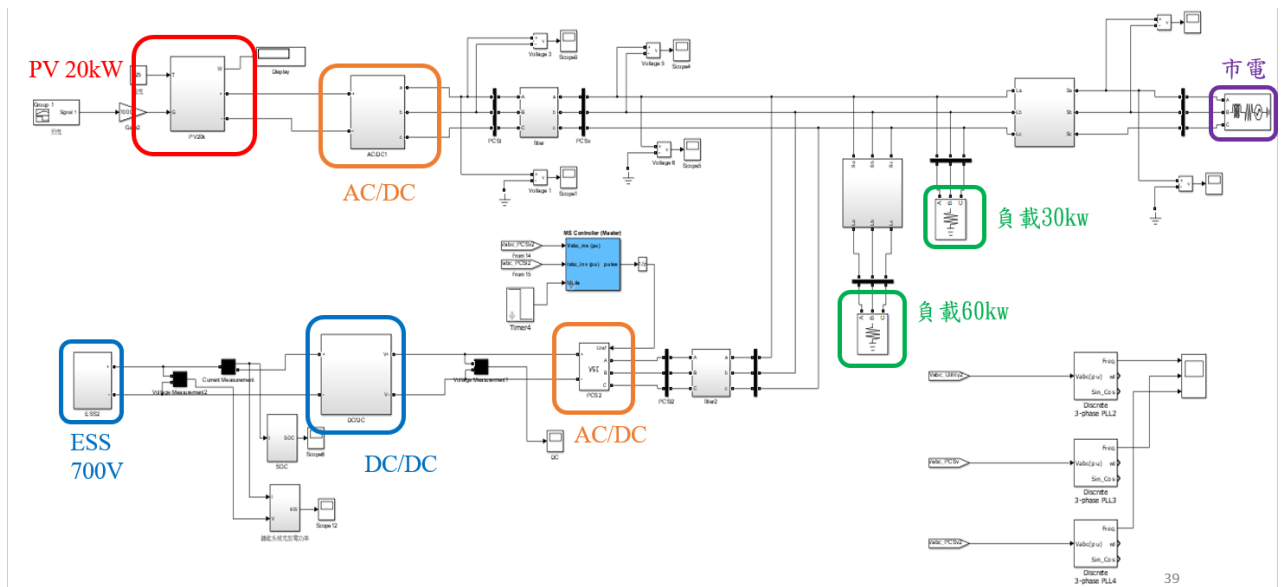


圖 5.34 微電網模擬架構

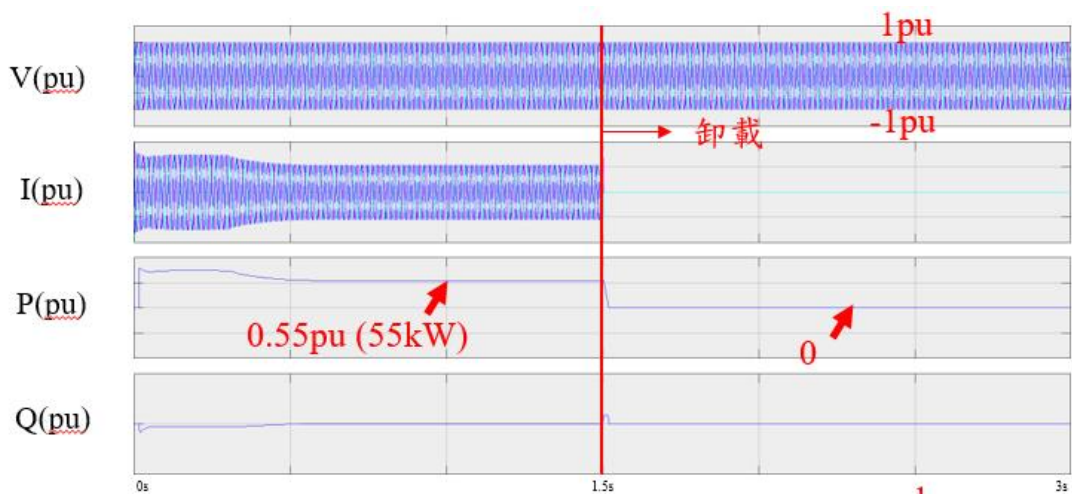


圖 5.35 市電之電壓、電流、實功、虛功

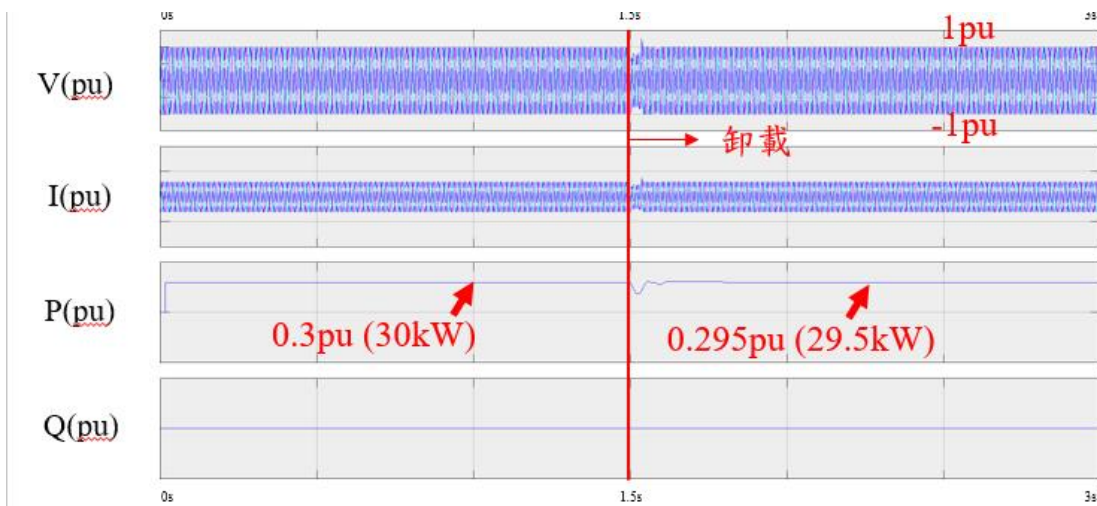


圖 5.36 負載 1 之電壓、電流、實功、虛功

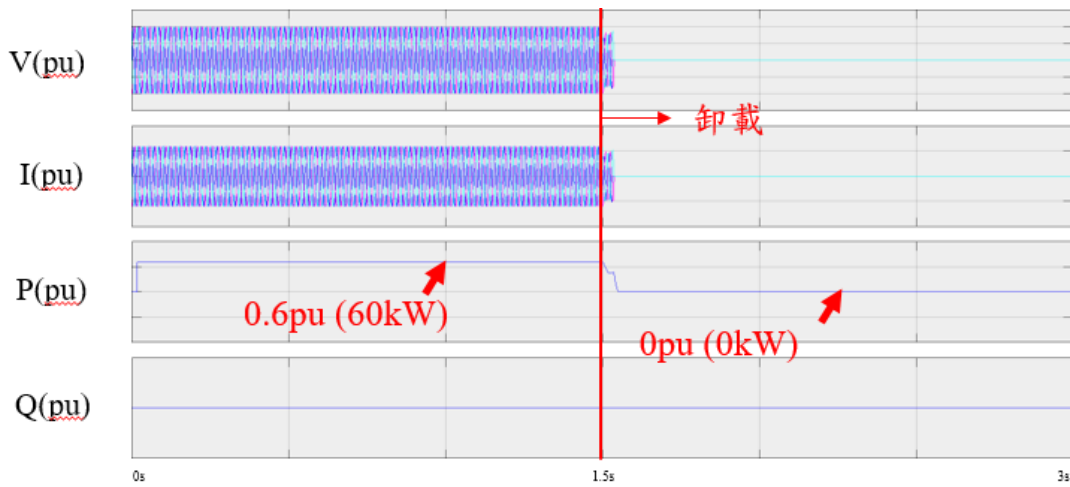


圖 5.37 負載 2 之電壓、電流、實功、虛功

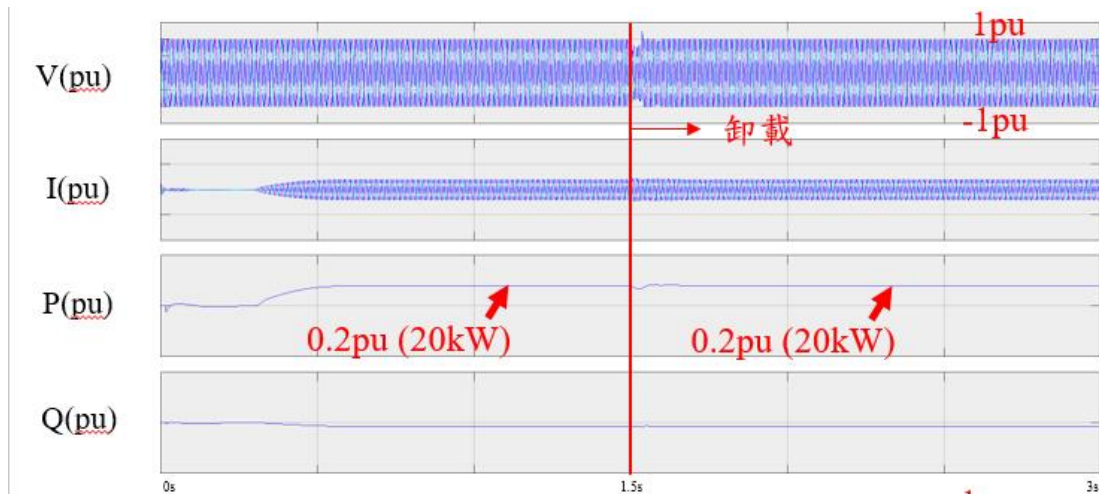


圖 5.38 PV 之電壓、電流、實功、虛功

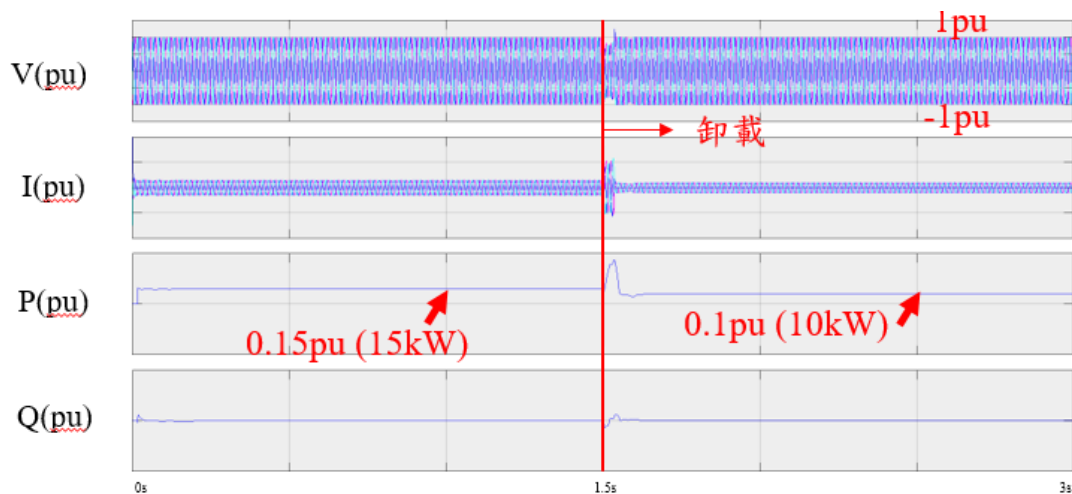


圖 5.39 ESS 之電壓、電流、實功、虛功

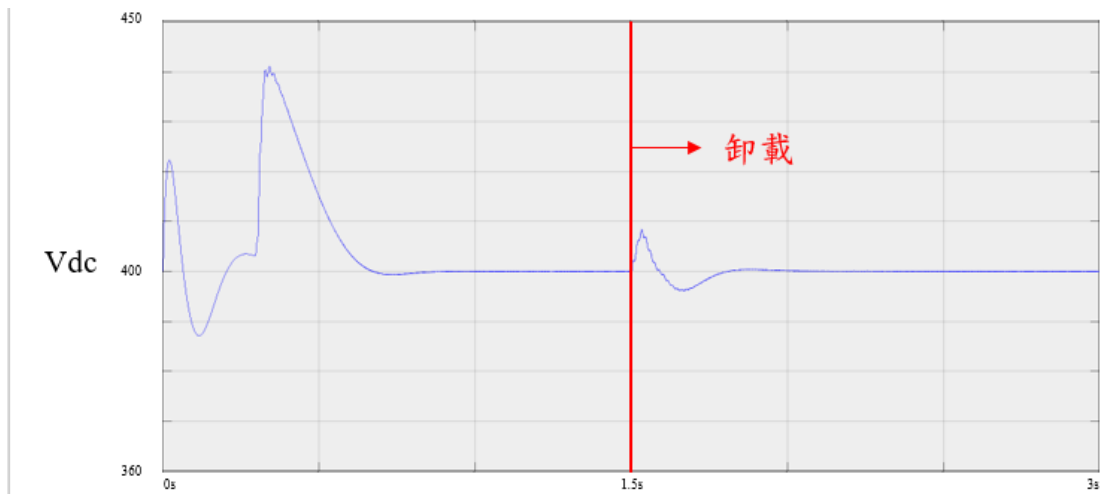


圖 5.40 PV 之直流鏈電壓

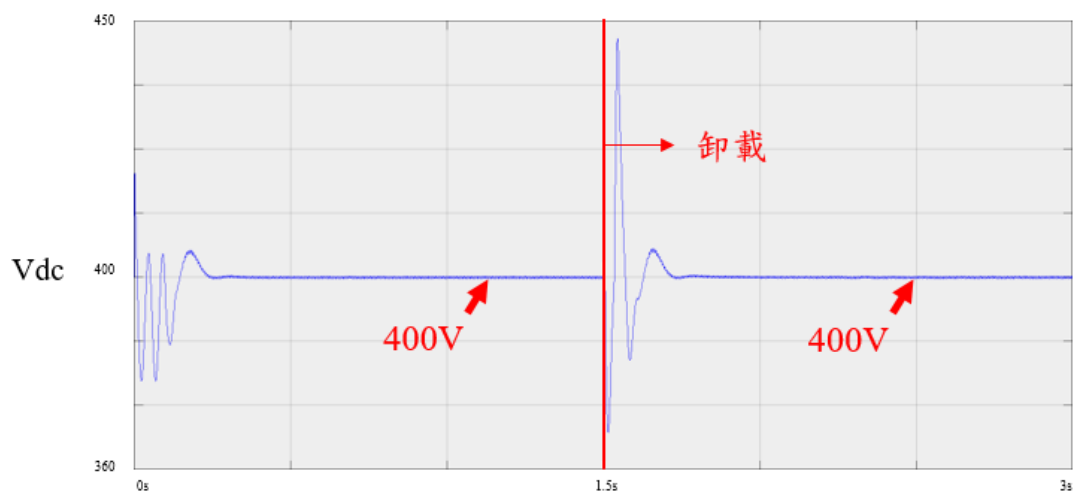


圖 5.41 ESS 之直流鏈電壓

## 六、虛擬同步發電機模擬

以下首先針對單台虛擬同步發電機在孤島模式下和併網模式下分別進行模擬，測試不同狀況下虛擬同步發電機的運行特性。

### 下降控制法

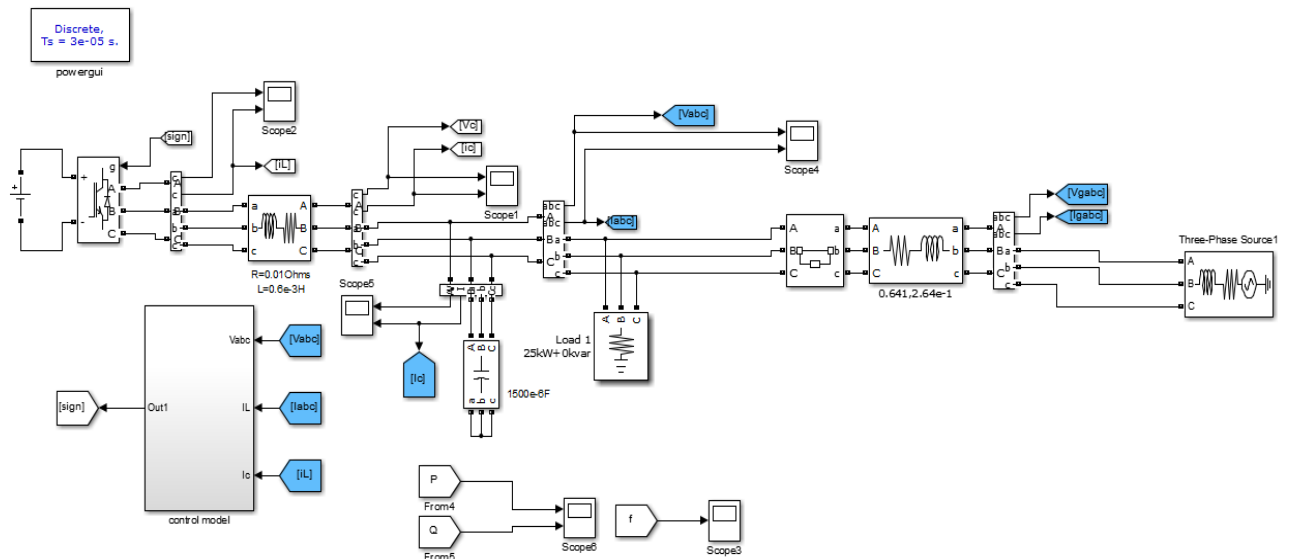


圖 6.1 下降控制模擬架構圖

在這個系統下，我們設定併網時輸出實功功率為 10 kW，虛功功率為 0 W，孤島運行時，負載所需要的實功功率為 5 kW，虛功功率為 0 W。開始時系統運行在併網模式下，靜態開關在運行 1 s 之後切換至孤島模式繼續運行。

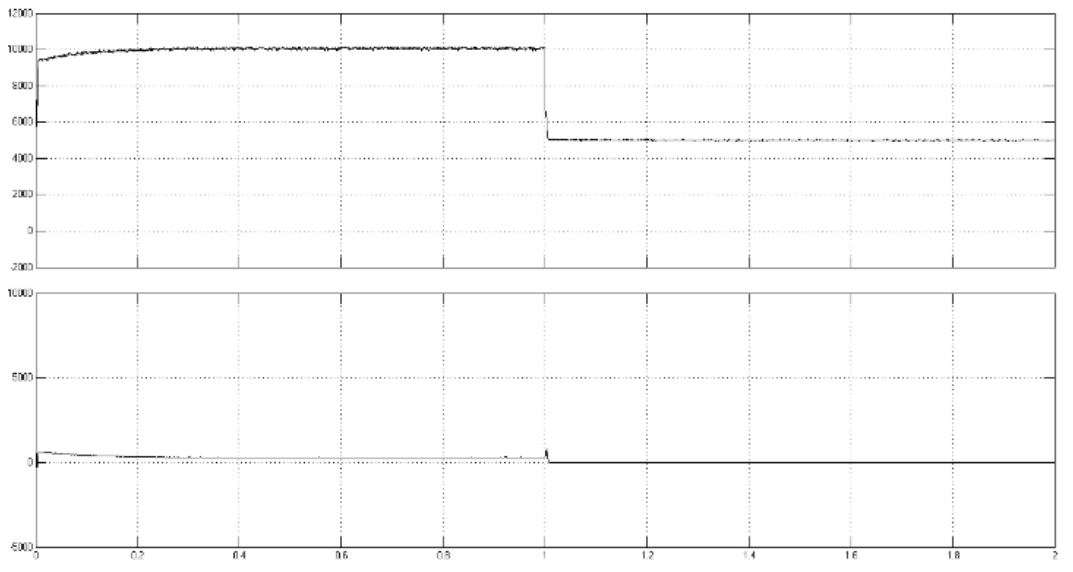


圖 6.2 併網和孤島模式下的輸出功率

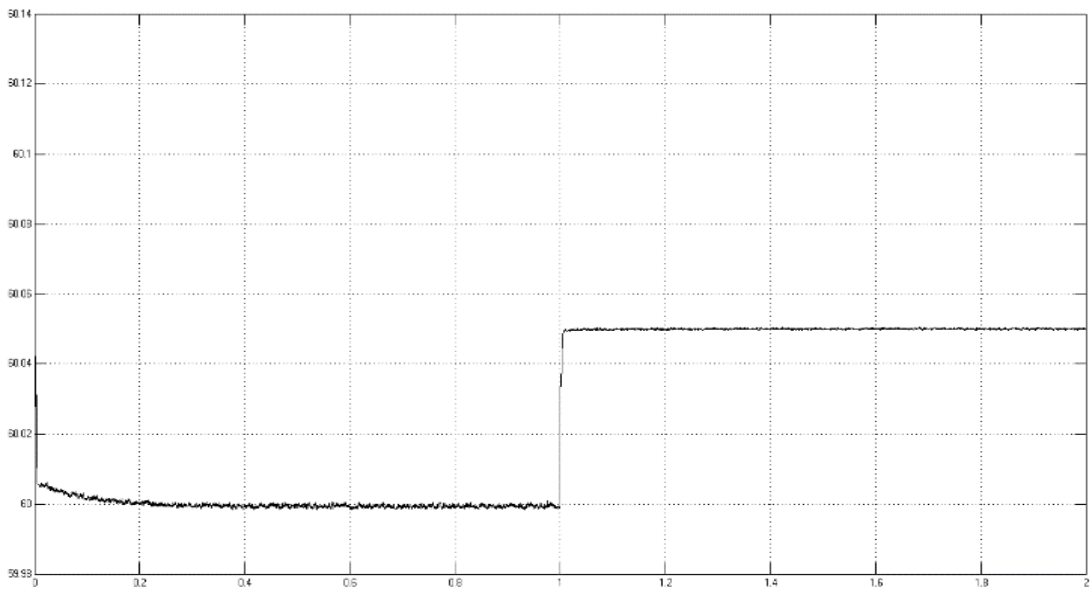


圖 6.3 併網和孤島模式運行頻率變化圖

## 虛擬同步發電機

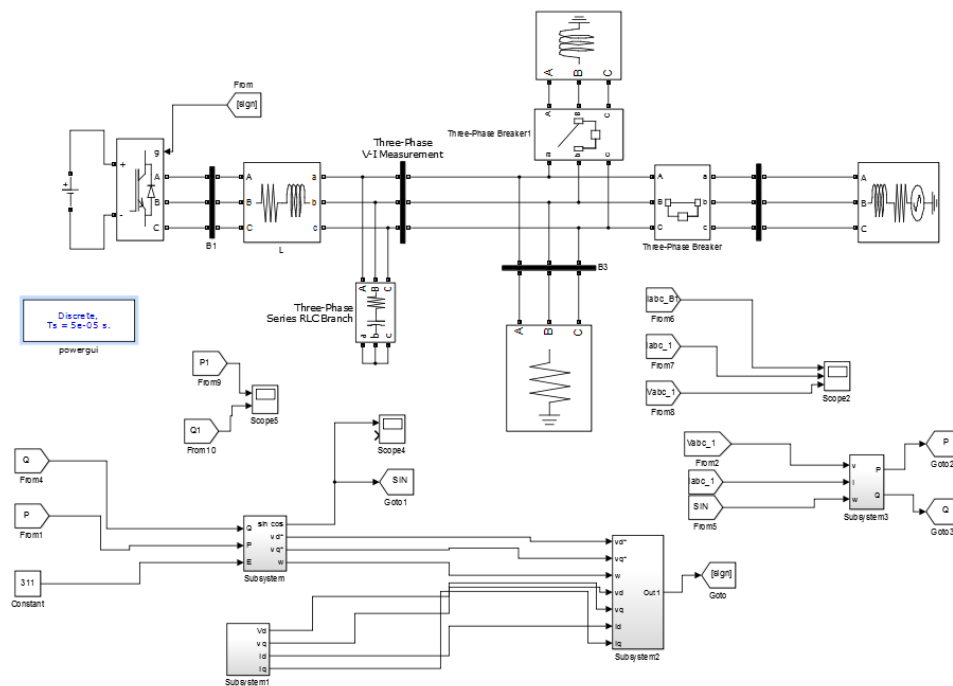


圖 6.4 虛擬同步發電機模擬架構圖

在這個系統裏，設定併網時輸出實功率為 5 kW，在運行到 1 s 的時候輸出的實功率變為 10 kW，併網運行時輸出虛功率持續為 0 W。微電網系統開始運行在併網模式下，靜態開關在系統運行 2 s 後切換到孤島模式下。孤島模式下運行時，連接到微電網的負載所需要的實功率為 8 kW，虛功率為 3 kW。

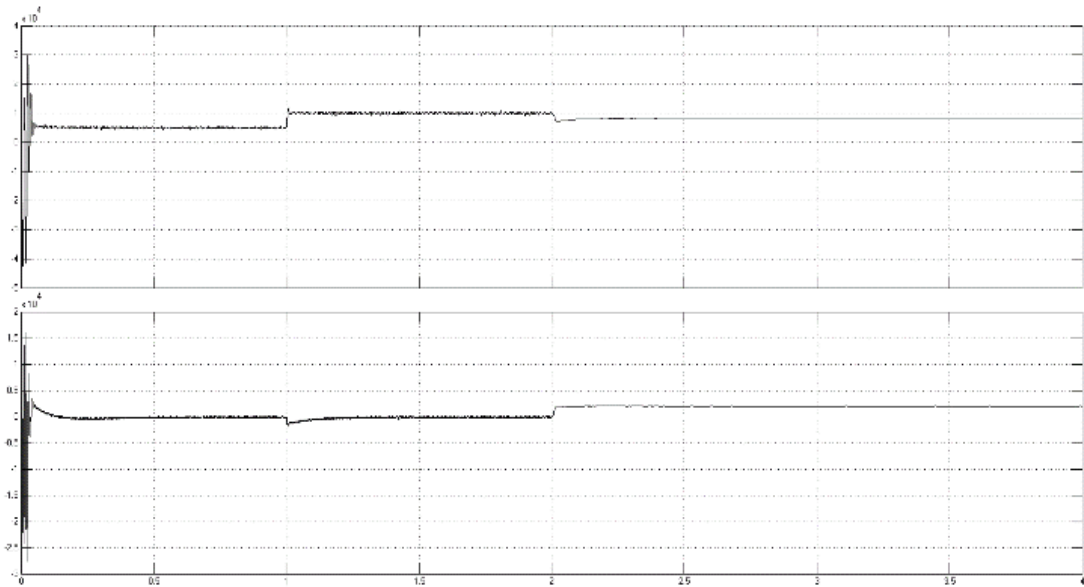


圖 6.5 併網和孤島模式下的輸出功率

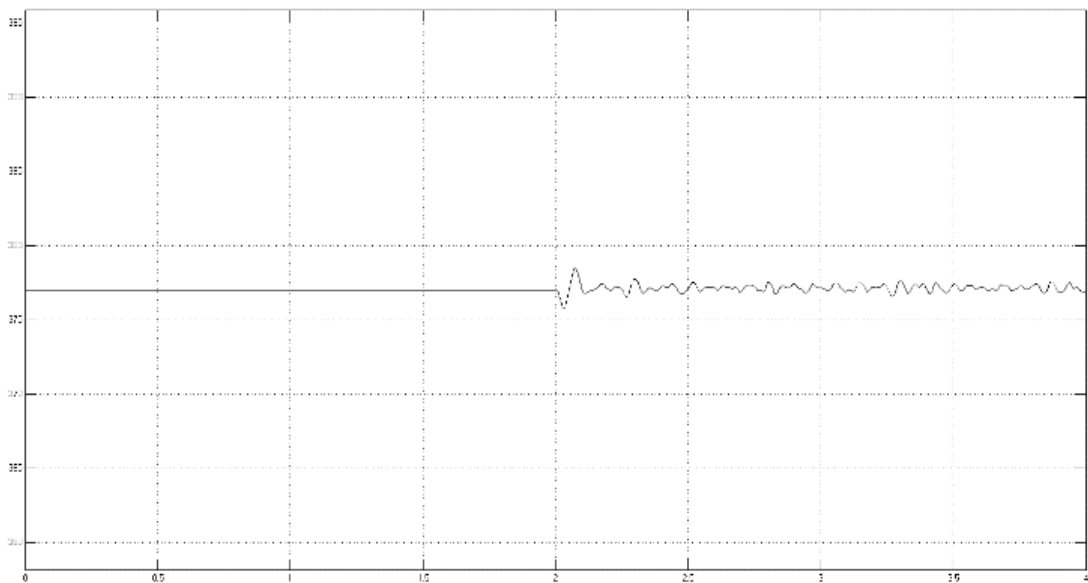


圖 6.6 併網和孤島模式運行頻率變化圖

### 6.1 虛擬同步發電機孤島以及併網運行時功頻調節和勵磁調節特性模擬

單台虛擬同步發電機在孤島模式下和併網模式下分別進行模擬，測試不同狀況下虛擬同步發電機的運行特性。



### Case 1: 孤島功頻調節模擬

系統在0~0.3s時為空載運行，0.3s時加入負載，實功率為10 kW，虛擬同步發電機功率輸出變化圖如圖6.7。在上述情況下，固定阻尼 $D$ 和調差係數 $K_{\omega}$  ( $D=8, K_{\omega}=2000$ )，改變轉動慣量 $J$ 大小，觀察在不同轉動慣量的情況下虛擬同步發電機輸出頻率的變化狀況。

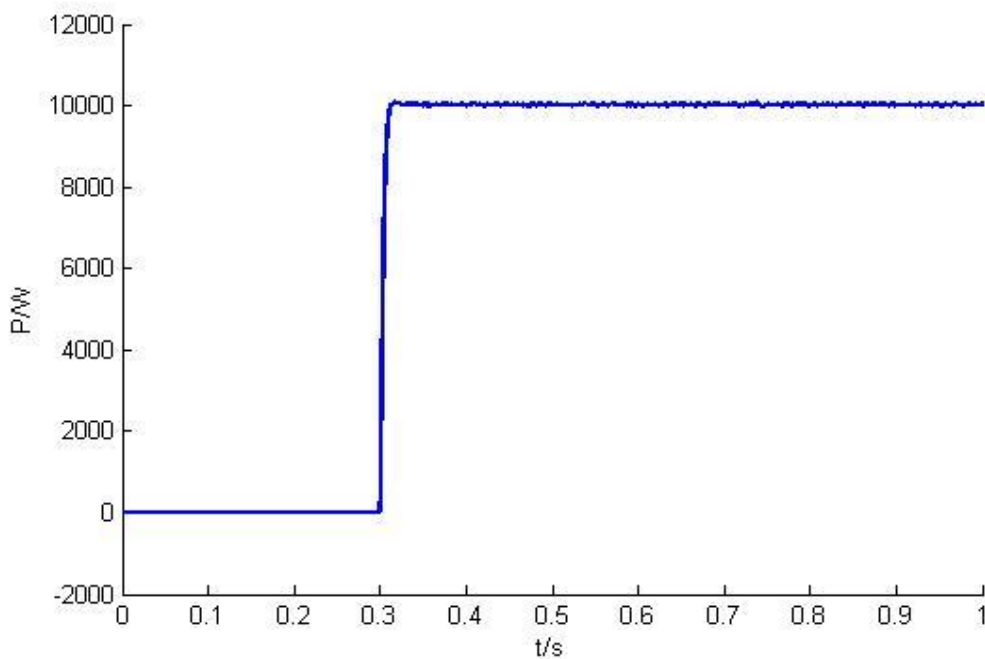


圖6.7 虛擬同步發電機孤島輸出實功波形圖

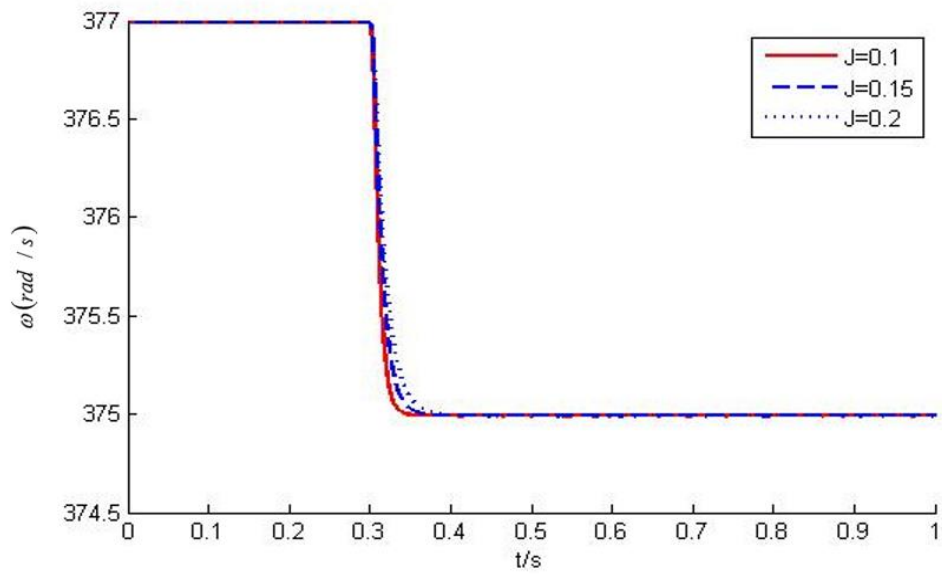


圖6.8 在不同轉動慣量下虛擬同步發電機輸出頻率變化圖

固定調差係數 $K_{\omega}$ ，改變 $J$ 和 $D$ 大小，觀察在不同轉動慣量和阻尼的情況下虛擬同步發電機輸出頻率的變化狀況。

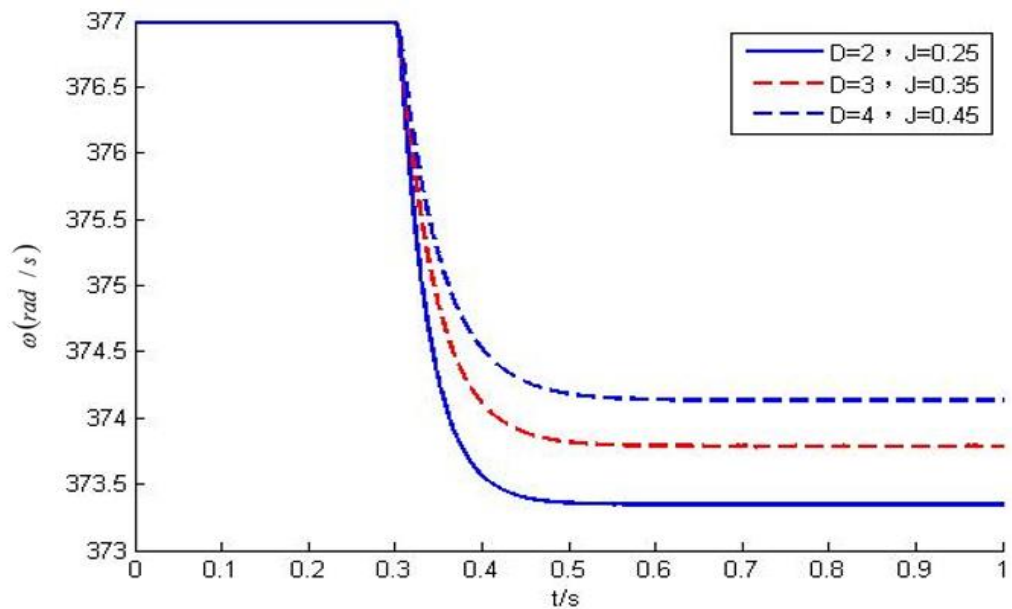


圖6.9 在不同阻尼和轉動慣量下虛擬同步發電機輸出頻率變化圖

從圖6.8可知，在阻尼係數 $D$ 和調差係數 $K_o$ 一定時，轉動慣量 $J$ 的大小決定系統頻率的下降速率， $J$ 越大，頻率隨實功率的突增變化越慢。從圖6.9可知，在不同的阻尼係數 $D$ 和轉動慣量 $J$ 的組合下，這裡的 $D$ 和 $J$ 組合都滿足時間常數 $\tau=0.1$ ，由於時間常數相同所以虛擬同步發電機的輸出頻率曲線在到達穩態的時間是一樣的。

### Case 2: 孤島勵磁調節模擬

系統在0~0.3s時為空載運行，在0.3s時加入負載，實功率10 kW，虛功率5 kVar，虛功-電壓下降係數為0.0004，其輸出虛功率大小變化和對應電壓變化如下圖。

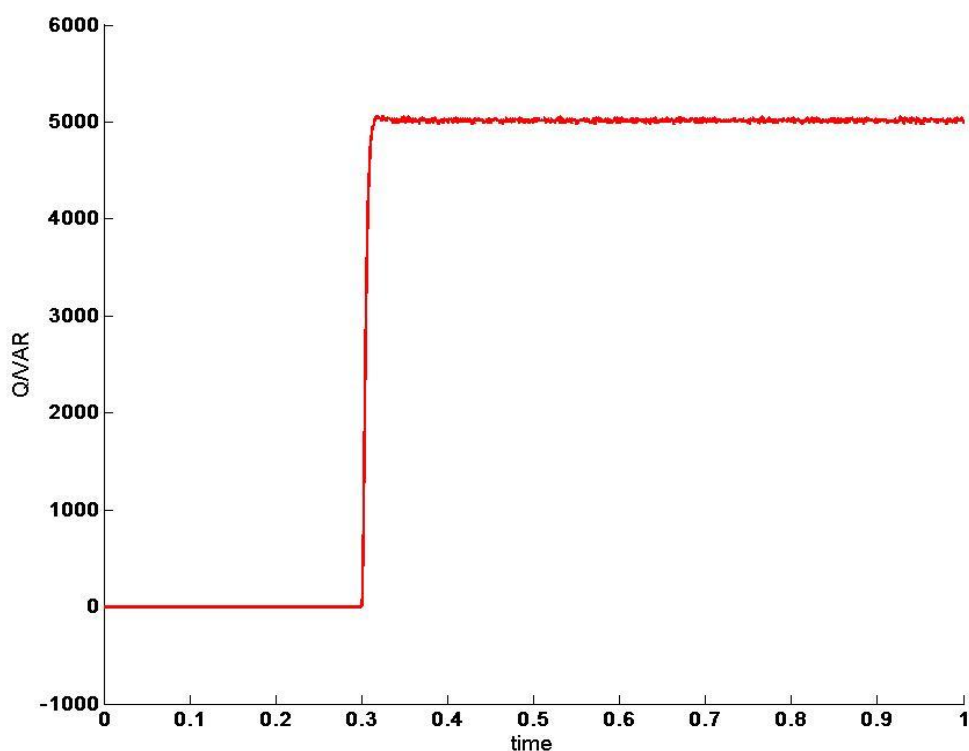


圖6.10 虛擬同步發電機輸出虛功率變化

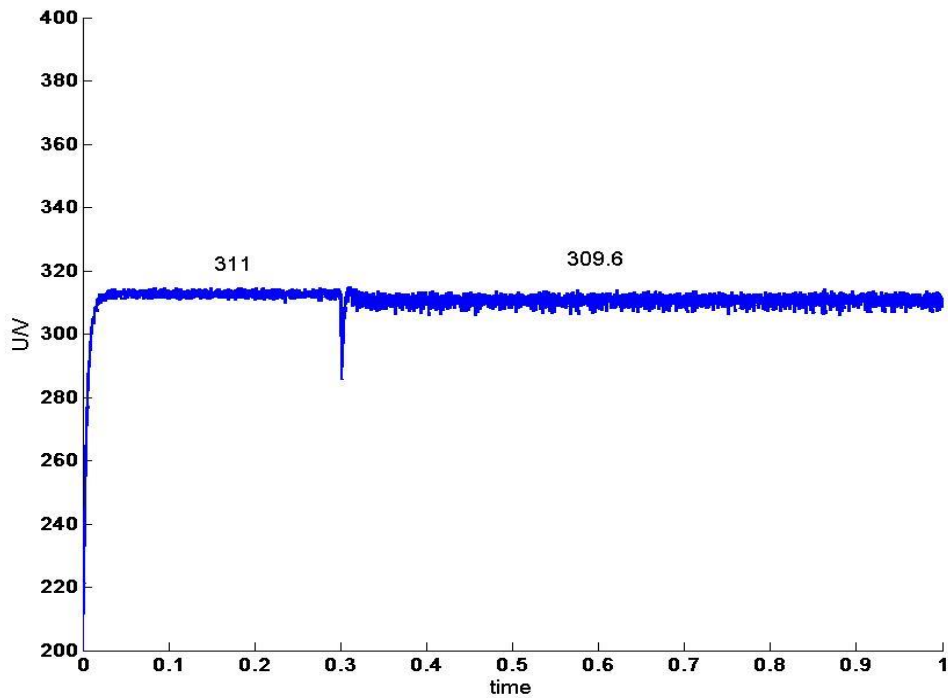


圖6.11 虛擬同步發電機輸出電壓變化

由上圖可知，當負載變化，虛擬同步發電機的輸出電壓按照下降係數進行調節，負載變化5 kVar，電壓下降1.2 V。

### Case 3: 虛擬同步發電機併網模式下功頻調節模擬

系統在0~0.3s時為空載運行，0.3s時加入控制指令輸出實功率為10 kW，在不同參數組合下圖 6.12(  $K_{\omega} = 1000, J = 0.4$  )，圖 6.13(  $K_{\omega} = 1000, D = 3$  )，圖6.14(  $J = 0.4, D = 3$  )得到虛擬同步發電機輸出實功率波形如下圖。

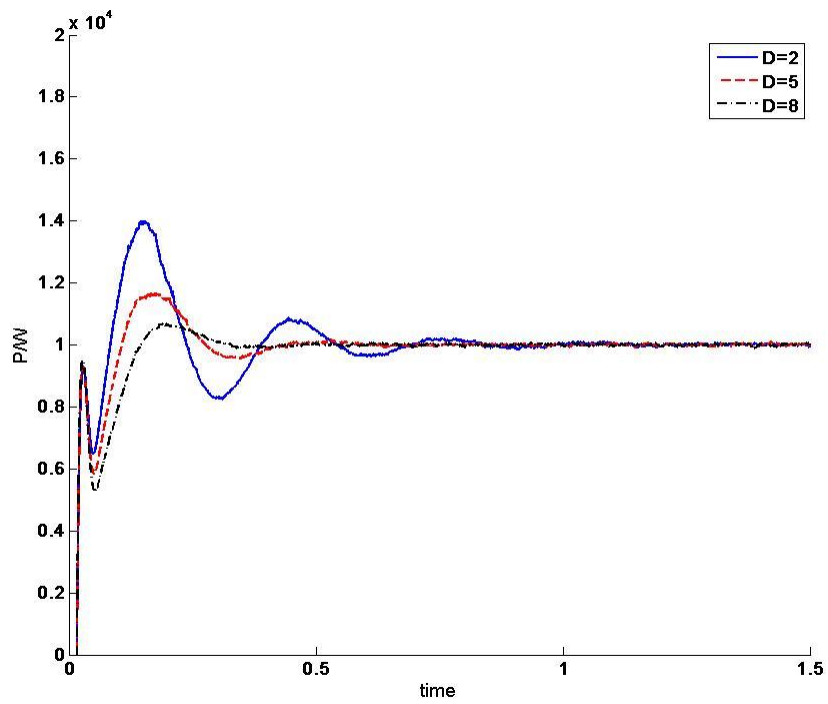


圖6.12 虛擬同步發電機不同阻尼併網實功率變化

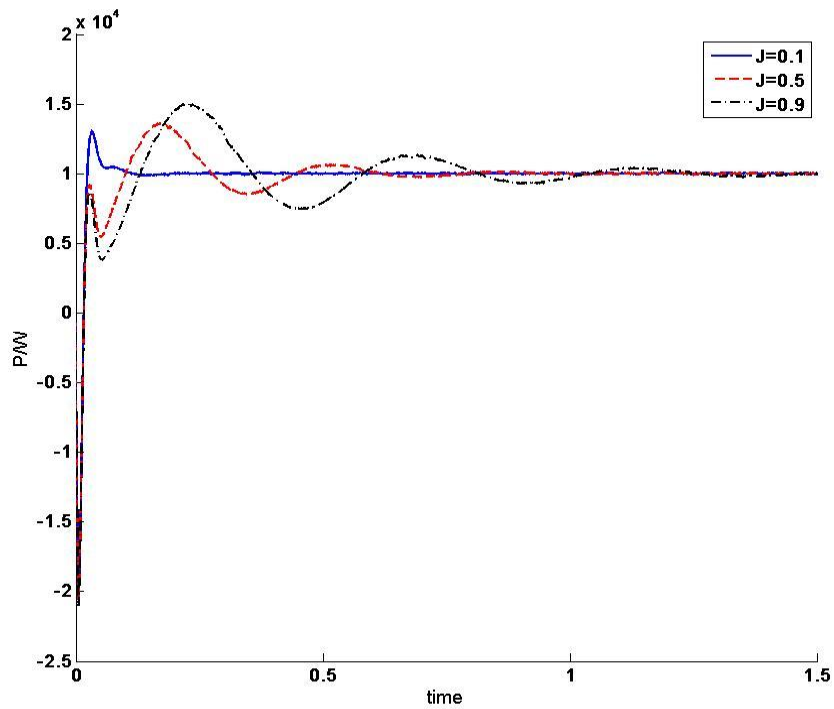


圖 6.13 虛擬同步發電機不同轉動慣量併網實功率變化

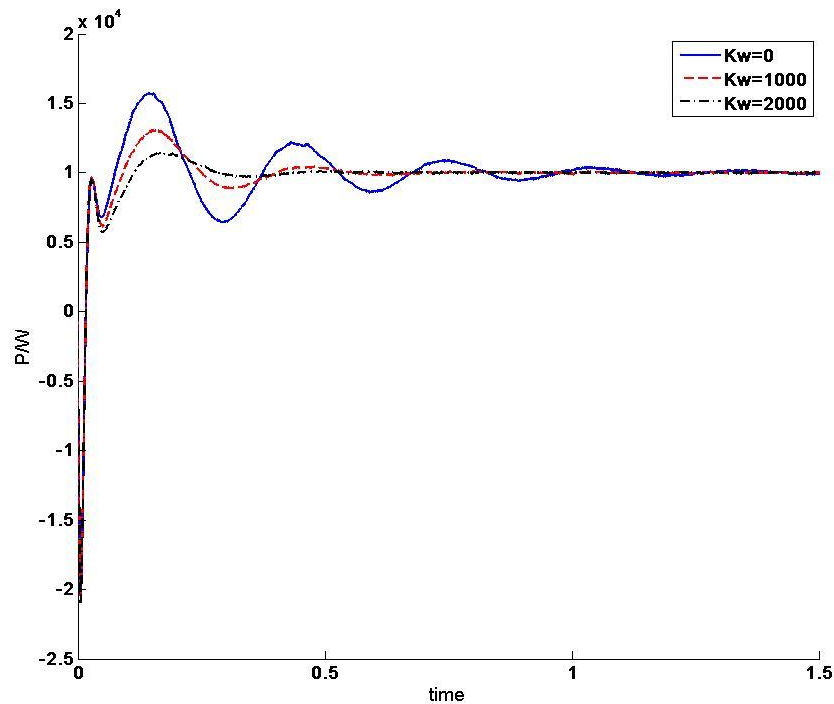


圖 6.14 虛擬同步發電機不同調差係數併網實功率變化

由圖 6.12 至 6.14 可以知道，阻尼係數  $D$  越大，系統超調量  $\sigma$  越小，調節時間  $t_s$  越短；轉動慣量  $J$  越大，系統超調量  $\sigma$  越大，調節時間  $t_s$  越久；調差係數  $K_\omega$  越大，系統超調量  $\sigma$ ，調節時間  $t_s$  越短。

#### Case 4: 孤島模式下虛擬同步發電機與傳統下降控制法對比

兩個系統在 0~0.3s 時運行在孤島模式都帶有負載，實功率為 6 kW，虛功率為 2 kVar，在 0.3s 時增加負載，實功率為 2 kW，虛功率為 0 kVar。使用虛擬同步發電機和傳統下降控制的頻率和實功率輸出如下圖。

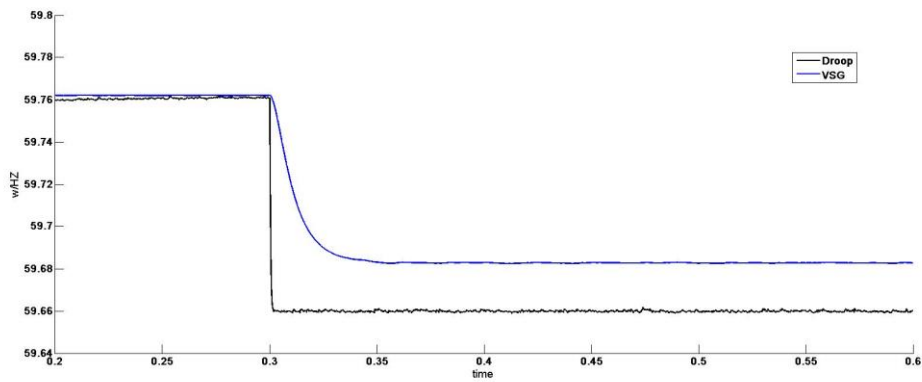


圖6.15 兩種算法輸出頻率對比圖

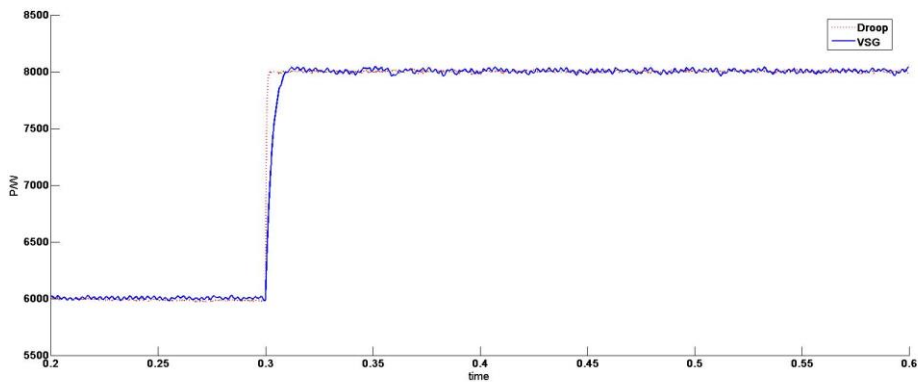


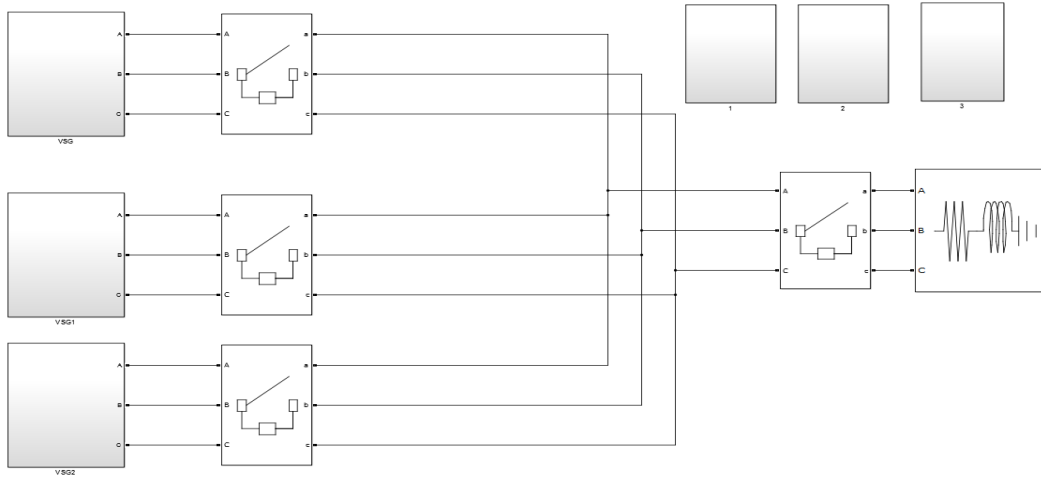
圖6.16 兩種算法輸出實功率對比圖

由圖6.15可以得到在負載變化的瞬間，傳統下降控制法頻率瞬間下降，而虛擬同步發電機算法由於帶有轉動慣量，在負載變化瞬間頻率下降速度較慢，能夠較好的維持系統的穩定運行。然而，若虛擬同步發電機之頻率控制無法維持穩定運行時，則必須啟動卸載程序。依據卸載之優先順序，每卸載一次後便藉由虛擬同步發電機進行系統頻率控制，直至系統頻率穩定為止。

## 6.2 多台虛擬同步發電機併聯運行模擬

為了驗證適用與併連狀況下的運行策略，建立多台虛擬同步發

電機併聯的 Matlab/Simulink 模型，進行下面三個方面的模擬，模型架構如圖 6.17。



6.17 多臺虛擬同步發電機併聯模擬架構圖

### Case 1: 帶有虛擬阻抗的虛擬同步發電機控制策略模擬

兩台參數相同的虛擬同步發電機併連孤島運行支撐本地負載，本地負載為實功率 10 kW，虛功率 5 kVar，線路存在阻抗的情況下，使用上述提出的單台虛擬同步發電機控制算法，兩台虛擬同步發電機實功率和虛功率分配情況如下圖。

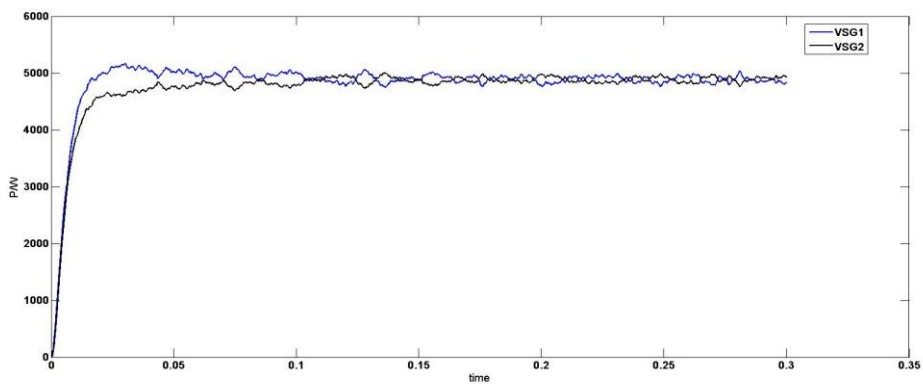


圖 6.18 不帶虛擬阻抗策略的虛擬同步發電機實功率波形



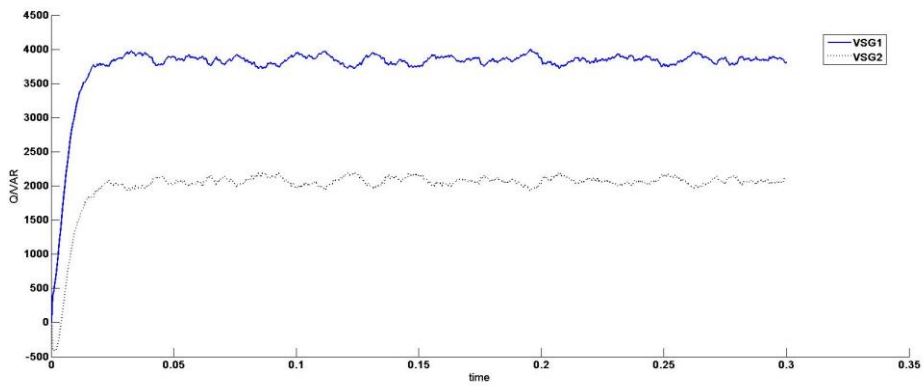


圖 6.19 不帶虛擬阻抗策略的虛擬同步發電機虛功率波形

相同狀況下，使用提出的控制策略後，兩台虛擬同步發電機併聯運行輸出功率如下圖。

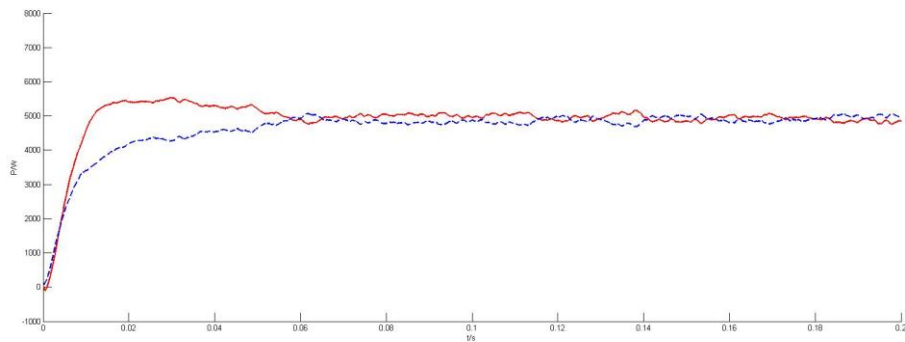


圖 6.20 帶有虛擬阻抗的虛擬同步發電機實功率波形

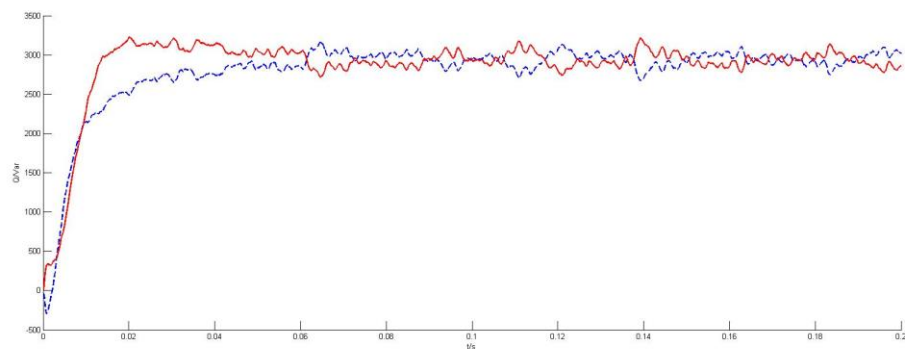


圖 6.21 帶有虛擬阻抗的虛擬同步發電機虛功率波形

由上述實驗可知，當線路存在阻抗時，不帶虛擬阻抗的兩台併聯運行的虛擬同步發電機，在實功率分配部分基本可以達到均分效果，和帶有虛擬阻抗的虛擬同步發電機策略相差不大，但是在虛功率分配部分，不帶虛擬阻抗的虛擬同步發電機控制策略在虛功率分配時存在很大的誤差。實驗通過加入虛擬阻抗提升了虛擬同步發電機在併連狀況下運行的虛功率分配的準確度。

### Case 2: 虛擬同步發電機併連預同步模擬

實驗設計兩台參數相同的虛擬同步發電機併連運行，第一台虛擬同步發電機在 0s 時開始運行帶有本地負載實功率 10 kW，虛功率 5 kVar，第二台虛擬同步發電機在 0.2s 時併連接入，在沒有進行預同步動作的情況下，虛擬同步發電機輸電壓電流波形如下圖。

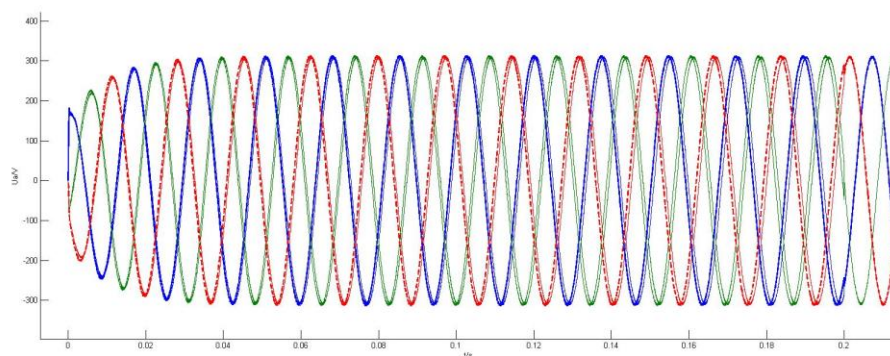


圖 6.22 虛擬同步發電機輸出電壓波形

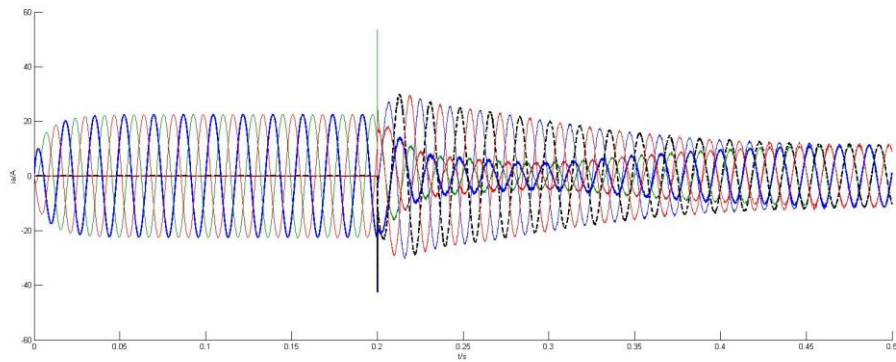


圖 6.23 虛擬同步發電機輸出電流波形

由上述實驗可知，在沒有進行預同步動作時，兩台虛擬同步發電機在併聯時相位差距較大，併聯瞬間出現電流衝擊的狀況。加入預同步控制之後，虛擬同步發電機輸出電壓電流波形如下。

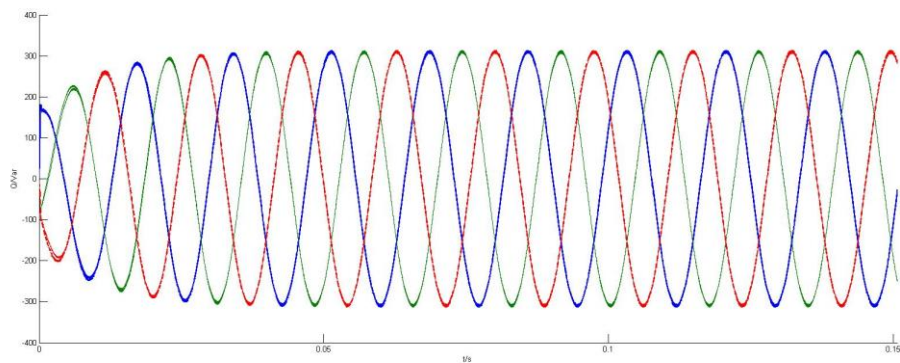


圖 6.24 虛擬同步發電機輸出電壓波形

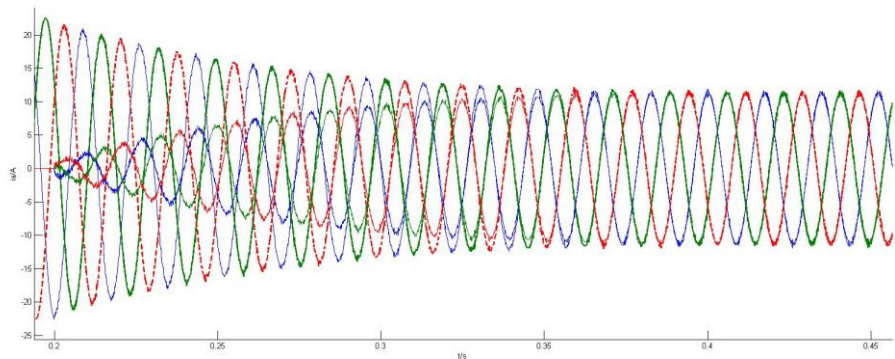


圖 6.25 虛擬同步發電機輸出電流波形

由上述實驗可知，加入預同步控制之後，兩台虛擬同步發電機在併聯時相位差較小，同時在併聯時由於相位差小的，輸出電流變化平穩。

### Case 3: 不同容量的虛擬同步發電機併聯運行模擬

三台虛擬同步發電機併聯運行支撐本地負載，本地負載大小為實功率 10 KW，虛功率為 5 kVar，三台虛擬同步發電機的容量為 1: 2: 1，具體模擬參數如表 6.1。

表 6.1 不同容量虛擬同步發電機併聯運行參數

	VSG1	VSG2	VSG3
阻尼係數	8	16	8
調差係數	1000	2000	1000
轉動慣量	0.1	0.2	0.1
虛擬電感	6mH	3 mH	6 mH

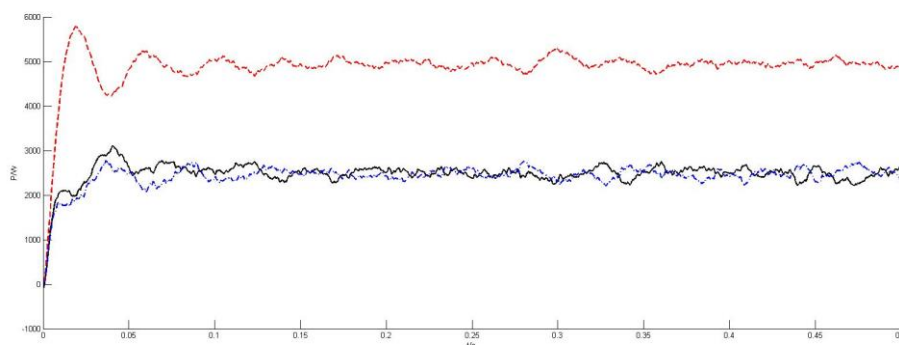


圖 6.26 虛擬同步發電機併聯實功率分配

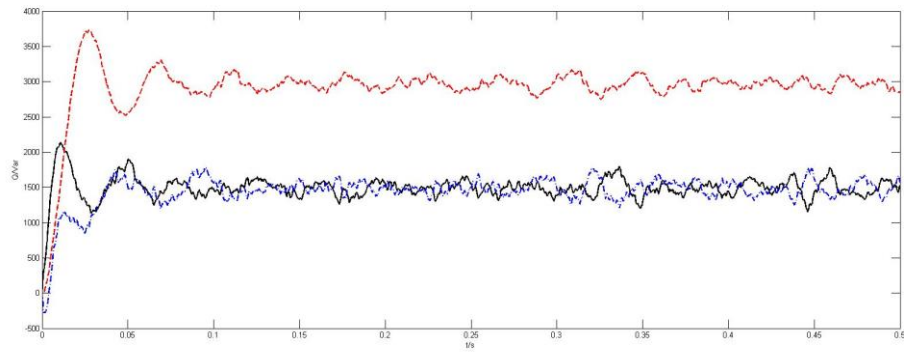


圖 6.27 虛擬同步發電機併聯虛功率分配

由上述實驗結果可知，當三台虛擬同步發電機參數滿足功率設計要求時，能夠按照設計的 1: 2: 1 的容量比去分配實功率和虛功率，為了進一步驗證不同容量虛擬同步發電機併連控制與參數設置的關係，給出轉動慣量和虛擬電抗與參數設計不匹配的實驗波形。

設三台虛擬同步發電機的轉動慣量  $J_1 = J_2 = J_3 = 1$  其他參數同表 6.1，得到參數不匹配的虛擬同步發電機輸出實功率和虛功率波形如下。

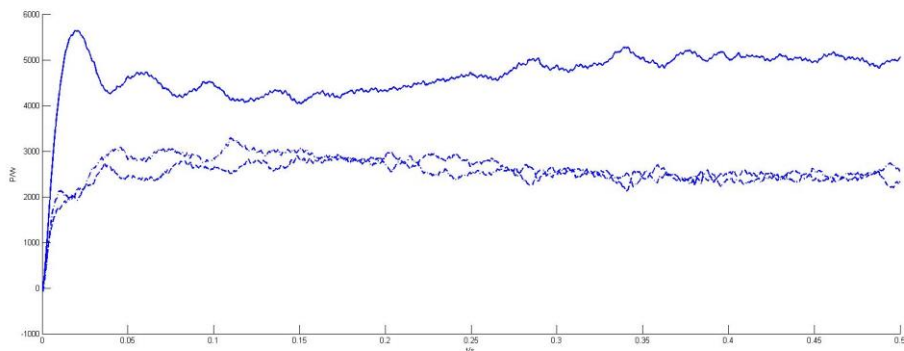


圖 6.28 併聯虛擬同步發電機輸出實功率波形

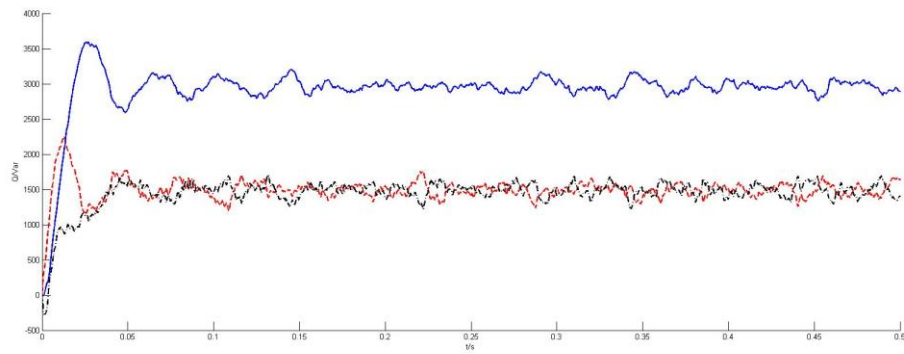


圖 6.29 併聯虛擬同步發電機輸出虛功率波形

由上面實驗結果得到，當轉動慣量不匹配時，實功率分配振盪明顯，效果相較於參數匹配系統穩定性差。

設三台虛擬同步發電機的虛擬同步電感  $L_1 = L_2 = L_3 = 6mH$  其他參數同表 6.1，得到參數不匹配的虛擬同步發電機輸出實功率和虛功率波形如下。

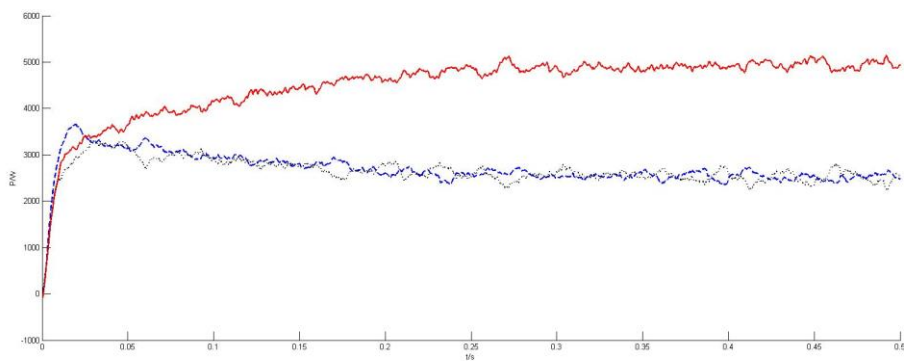


圖 6.30 併聯虛擬同步發電機輸出實功率波形

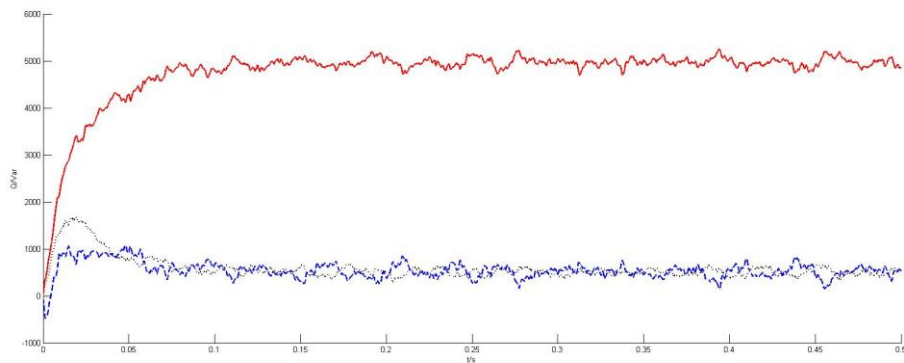


圖 6.31 併聯虛擬同步發電機輸出虛功率波形

由上述實驗可知，當虛擬同步電感不匹配時，實功率分配會出現振蕩，同時虛功率分配不能按照容量大小進行分配。從實驗結果上看，虛擬同步發電機併聯運行在控制參數選擇時，要做到容量和各項參數匹配，才能在功率分配時做到按容量均分的效果。

### 參、主要發現與結論

本計畫已完成依據核能所建置微電網模擬，並透過 Marlab\Simulink 驗證微電網系統相關控制法則。此外，並探討市電異常時各分散式電源之電壓、功率、頻率及電流之響應特性，最後，並驗證虛擬同步發電機的控制策略，以對傳統分散式電源的轉換器控制進行改善，使分散式電源具有同步電機的效能，提高電網系統的穩定性。

虛擬同步發電機技術具有模擬傳統同步發電機運行特性的能力，其和傳統的下降控制法相比較，在頻率穩定性上虛擬同步發電機具有很大的優勢。因此本研究在傳統下降控制法的基礎上，對虛擬同步發電機技術進行研究，主要探討了單台虛擬同步發電機原理

及多台虛擬同步發電機併聯運行問題。首先在現有的虛擬同步發電機數學模型上分析了孤島模式和併網模式下的功頻調節和勵磁調節特性，瞭解了虛擬同步發電機的運行原理和參數設計問題，並且直觀看出帶有轉動慣量的虛擬同步發電機在負載變化時，頻率變化有緩衝過程。然而，若虛擬同步發電機之頻率控制無法維持穩定運行時，則必須啟動卸載程序。依據卸載之優先順序，每卸載一次後便藉由虛擬同步發電機進行系統頻率控制，直至系統頻率穩定為止。最後針對微電網中多台虛擬同步發電機併聯運行功率分配受線路阻抗的影響，採用虛擬阻抗的方法，調節虛擬同步發電機的輸出阻抗。在不同功率的虛擬同步發電機併聯運行時通過公式推導得到合適的參數設定方法。

#### 目前研究成果

1. **Kuang-Hsiung Tan\***, Faa-Jeng Lin, Chao-Yang Tsai, Yung-Ruei Chang, "A Distribution Static Compensator Using a CFNN-AMF Controller for Power Quality Improvement and DC-Link Voltage Regulation," *Energies*, vol. 11, no. 8, pp. 1-17, 2018.
2. **Kuang-Hsiung Tan\***, Chien-Wu Lan, Yung-Ruei Chang, Yih-Der Lee, Li-Yuan Liu, "Intelligent Controlled Distributed Generator System for P-Q Control and Islanding Detection," *Proceedings of IEEE 2018 International Symposium on Computer, Consumer and Control*, December 6-8, 2018, Taichung, Taiwan, pp. 1-4.

#### 肆、參考文獻

- [1] Robert H. Lasseter and Paolo Paigi, "Microgrid: A Conceptual Solution," in *Power Electronics Specialists Conference*, Germany,



- 2004, pp. 4285-4290.
- [2] 王兆安、劉進軍，電力電子技術，機械工業出版社，2010-09。
  - [3] 丁明、楊向真、蘇建徽，基於虛擬同步發電機思想的微電網逆變電源控制策略，電力系統自動化，2009，33(8): 89-93。
  - [4] V. Galdi, A. Piccolo, "Dynamic Performances and Control of Dispersed Generators Connected through Inverter," in *International Conference on Computational Intelligence*, 2005, pp.1060-1065.
  - [5] Tengfei Zhang, Dong Yue, Michael J. O'Grady, Gregory M. P. O'Hare, "Transient Oscillations Analysis and Modified Control Strategy for Seamless Mode Transfer in Micro-Grids: A Wind-PV-ES Hybrid System Case Study," *Energies* 2015, Aug. 2015, pp.13758-13777.
  - [6] Chia-Tse Lee, Ruei-Pei Jiang, Po-Tai Cheng, "A Grid Synchronization Method for Droop-Controlled Distributed Energy Resource Converters," *IEEE Trans.on Industry Applications*, Vol. 49, Apr. 2013, pp. 954-962.
  - [7] L. Kumpulainen and K. Kauhaniemi, "Distributed generation and reclosing coordination," *Proceedings of Nordic Distribution and Asset Management Conference*, NORDAC 2004.
  - [8] H. Laaksonen and K. Kauhaniemi, "Synchronized re-connection of island operated LV microgrid back to utility grid," 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, Oct. 2010, pp.1-8.
  - [9] N. W. A. Lidula and A. D. Rajapakse, "Voltage balancing and synchronization of microgrids with highly unbalanced loads," Vol. 31, Mar. 2014, pp. 907-920.
  - [10] M. Chamana, and S. B. Bayne, "Modeling and control of directly connected and inverter interfaced sources in a microgrid," *North American Power Symposium*, Boston, USA, pp. 1-7, 2011.