

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

分散型智慧配電保護系統建立與控制技術研究
Analysis and Simulation of Intelligent Protection System
for Smart Micro-Grid

計畫編號：1052001INER016

受委託機關(構)：國立清華大學

計畫主持人：朱家齊

聯絡電話：03-5162186

E-mail address：ccchu@ee.nthu.edu.tw

研究期程：中華民國 105 年 1 月至 105 年 12 月

研究經費：新臺幣 70 萬元

核研所聯絡人員：蘇懷哲

報告日期：2016 年 11 月 29 日

目 錄

中文摘要	1
ABSTRACT	2
作者及所屬單位	3
壹、計畫緣起與目的	4
貳、研究方法與過程	6
一、低電壓穿越控制策略	6
(一) 應用於永磁同步機之低電壓穿越策略	7
(二) 非線性控制理論應用於故障不間斷運轉控制策略	11
(三) 永磁同步機控制策略推導	19
(四) 模擬分析	23
二、微電網多區域即時模擬	25
(一) 即時模擬規畫	25
(二) 孤島模式全黑啟動之暫態分析	27
(三) 併網模式穩態分析	28
(四) 併網模式下暫態穩定度分析	29
(五) 孤島模式與併網模式之間的切換	32
三、市電異常下微電網測試與微電網控制模型驗證	34
(一) IEEE1547 分散式電源併網準則	34
(二) 核研所微型電網試驗場保護參數設定	35
(三) 市電三相不平衡模擬	37
(四) 市電端三相短路故障模擬	40
參、主要發現與結論	42
一、微電網低電壓穿越控制策略與模擬分析	42
二、市電異常下微電網暫態響應模擬分析	42
三、市電異常下微電網測試與微電網控制模型驗證	42
肆、參考文獻	43

中文摘要

隨著再生能源的發展，分散式發電於配電系統之穿透率逐年提高，有鑒於間歇性分散式發電對系統穩定運轉可能之影響，系統對分散式發電併網介面轉換器在系統擾動下之行為規範亦漸趨嚴格。為因應此規範，本計畫針對貴所設置之微電網電力轉換器動態特性，設計相關控制法則，以符合併網準則要求。本計畫主要研究項目如下：

1. 微電網低電壓穿越控制策略與模擬分析：為因應故障事件，分散式轉換器將需要具有低電壓穿越能力，即當在系統因發生短路故障或是其他事故，電力轉換器仍需借助先進控制技術，使系統電壓回復至額定電壓值。本研究透過回饋線性化控制理論，設計同步永磁之風力發電機組控制策略，確保分散式轉換器低電壓穿越控制之性能與穩定度。
2. 市電異常下微電網暫態響應模擬分析：以貴所建置之微電網各種分散式電源為藍圖，規劃微型電網之即時模擬平台，完成 OPAL_RT 即時模擬平台之模擬程式建置。
3. 市電異常下微電網測試與微電網控制模型驗證：於即時模擬下進行微電網之系統擾動、故障分析等測試研究之結果，驗證智慧型保護控制於實際微電網系統中應用之可行性，並改善微型電網之穩定度與供電品質。

Abstract

As the penetration rates of distributed energy resources (DER) in distribution systems grow, more regulations on DER interface converter (DIC) behaviors under disturbances are enforced. These disturbances include harmonic components, unbalanced utility, voltage sag and even faulty utility. The last one requires particular ability of the DICs, namely low voltage ride through (LVRT), which demands DICs to keep supporting the utility even under excessively low voltage.

In this project, the disturbance rejection and LVRT ability of DICs in the micro-grid (MG) system will be discovered. More specifically, the following issues are investigated:

1. LVRT control strategy for DICs: Based on the feedback linearization theorem, the performance of DIC's LVRT controllers can be ensured by the non-linear Lyapunov function based stability criterion. The nonlinear DC-link voltage controller based on feedback linearization will be analyzed and implemented for permanent magnet synchronous generator (PMSG) wind turbine systems.
2. Dynamical models developments and fault analysis: Based on the INER MG configurations, detailed dynamical models of the MG are developed under real-time OPAL_RT simulation platform. Various fault scenarios are designed for analyzing the weakness of this MG system.
3. MG real-time simulations: Control and protection mechanisms of DICs are constructed through comprehensive real-time OPAL_RT simulations to validate the feasibility and the correctness of the proposed control and protection mechanism when the MG experiences some severe disturbances.

作者及所屬單位

朱家齊：清華大學電機系教授

郭憲昌：清華大學工業工程系博士生

張育誠：清華大學電機系碩士生

吳秉穎：清華大學電機系碩士生

李盛輝：健行科技大學電機系主任

壹、計畫緣起與目的

現今台灣電力系統之運轉，因興建新的變電所與傳輸線路日益困難，電力系統穩定工作域逐漸減小，未來隨著再生能源於電網中穿透率持續增加，系統之隨機與不確定性日益增加，分散式再生能源對於電力系統穩定度的影響也愈來愈大，特別是當系統發生不理想擾動甚或故障時，若分散式轉換器任意與系統解聯，嚴重時更會加劇系統失穩。為解決此問題，本計畫提出分散型智慧配電保護系統之轉換器，並研析對應控制系統。

為維持電力系統穩定運轉，世界各國均相繼提出分散式電源之併網規範。此規範要求分散式電源在系統發生故障期間，仍必須維持併網運行之能力，稱為故障不間斷運轉能力(Low Voltage Ride Through, LVRT)。然而當系統發生故障期間，電網電壓驟降，若分散式電源轉換器仍維持併網運轉，轉換器端電壓與電網電壓的電壓差，會造成轉換器端，瞬間產生極大的故障電流，進而造成功率電晶體過電流損壞；或者是故障電流流過反向二極體，回灌至直流鏈，導致直流電壓過高，進而使直流電容損壞；此兩種損壞都將導致轉換器無法正常運作，因而被迫停止運轉。故可行之故障不間斷運轉控制器，將同時限制轉換器輸出之故障電流，同時避免轉換器直流鏈電壓超過額定值。

由於電力系統問題複雜度及軟硬體設備運算能力限制，傳統電力系統模擬多僅能透過離線模擬(Off-line simulation)達成，無法與真實系統時間同步或連接實體的電力設備進行模擬運轉，大型電網的高複雜度與其硬體設備的廣泛配置，欲測試擬發展分散式智慧配電保護系統於實際大型電網中，可能遭遇極大的困難度。克服此困難的做法為使用具有高速計算能力的電腦設備，建構一虛擬電網來取代實際電網，以其高速計算的即時模擬技術來反應實際大型電網的動態變化行為，這樣的虛擬電網便可結合發展分散式智慧配電保護系統，以硬體迴圈(Hardware-In-Loop, HIL)之即時模擬技術(Real-time simulation)測試的方式來檢驗。近年來仰賴電腦多核心技術的進步，高速計算電腦提供一完善介面，用以發展純熟的即時模擬技術，目前最熱門的即時模擬裝置為加拿大 Opal-RT 公司所開發的即時模擬器 RT-LAB，該即時模擬器具有高彈性的工作配置能力，以計算效能為考量，彈性地配置計算工作於即時模擬器內的多核心(multi-core CPU)。

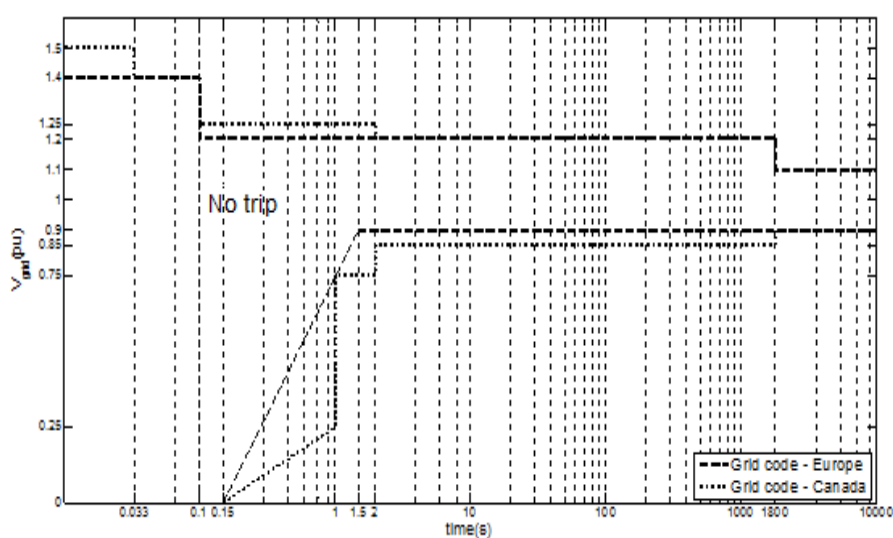
本計畫以貴所建置之微電網各種分散式電源為藍圖，規劃微型電網之即時模擬平台。完成 OPAL_RT 即時模擬平台之模擬程式建置，考慮市電電壓不平衡/驟降/頻率擾動等情境，進行即時模擬分析，並驗證智慧型保護控制於貴所微電網系統應用之

可行性，藉以改善微型電網之運轉穩定度。

貳、研究方法與過程

一、低電壓穿越控制策略

當系統發生故障，若風電機組任意地與系統進行解聯，會造成系統失穩；因此為了維持電力系統穩定運行，歐美國家都相繼提出風力發電的運轉規範[1]，如圖一所示，要求風電機組在系統故障期間必須維持併網運行，這種故障期間不間斷運行的能力稱為故障不間斷運轉能力。然而當系統故障期間，風電機組維持併網運行，風機輸入功率大於電力轉換器輸出功率，導致永磁同步機轉子加速，以及定子電流和直流鏈電壓上升，因此衝擊電力轉換器，可能造成功率電晶體或者直流電容損壞，而導致電力轉換器失去控制能力。因此必須採取保護措施。



圖一 風電機組運轉規範圖。

併網型風力發電機組之動態分析始肇於1983年開始發展[2]，由於當時風力發電還屬於分散式小型供電系統，對整體系統穩定度並無太大影響，隨著風力發電的發展，風電機組裝機容量與總供電比例越來越高，從2003年開始，最早的風電機組運轉規範由德國E.On公司提出 [3]，要求系統發生故障期間，風電機組必須保持併網運行，最低電壓為0.15 pu，後來修正至0.0 pu，其維持併網運轉的時間為0.15 s(9週波)，各國規範比較之依據詳見文獻[4]、[5]。

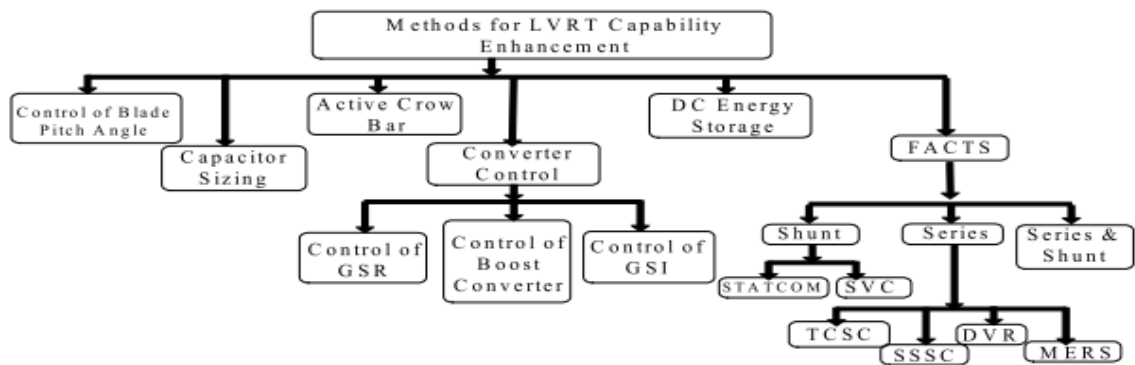
(一) 應用於永磁同步機之低電壓穿越策略

以下彙整永磁式風力發電機系統，故障不間斷運轉控制策略應用之相關文獻：

- S. Hu等人(2008)在永磁發電機輸出背靠背轉換器之直流鏈加入阻尼負載，如此便可在系統發生低電壓故障時，在不變動風力機組輸出運作的狀況下，限制併網側之輸出功率[6]。
- K. H. Kim等人(2011)提出一控制，由背靠背轉換器之發電機側而非併網側維持直流鏈電壓，同時考慮到發電機轉速與直流鏈電壓之非線性關係，採用回饋線性化理論設計直流鏈電壓控制器，達成在市電電壓異常下維持直流鏈電壓並穩定運轉[7]。

- T. H. Nguyen等人(2012)同時在背靠背轉換器直流鏈加入儲能系統及剎車截波器，並在市電發生異常時抑制轉換器之功率輸出，且將併網端轉換器控制成靜態虛功補償器支撐系統電壓，如此便可在市電驟降時維持直流鏈電壓並增加發電機組對電網之支援[8]。
- S. Alepuz等人(2013)利用永磁發電機組具有轉動慣量之特性，於市電電壓驟降時，將無法輸出至電網之過剩實功以轉動慣量型式儲存於發電機轉子，如此便可有效避免實功灌入直流鏈而造成過壓[9]。
- Z. Liu等人(2014)等人透過功率協調控制，以及永磁風力發電機組之葉片角度控制，降低風機完整運轉範圍之低電壓穿越操作負擔，以此維持穩定之直流鏈電壓而強化故障不間斷運轉能力[10]。

圖二說明各種應用於永磁同步機之低電壓穿越策略之技術分類圖[11]、[12]。相關技術內容如下說明：



圖二 低電壓穿越策略相關技術。

- 葉片間距控制(Blade Pitch Control): 當保護電驛檢測到電網電壓下降時，葉片間距控制器啟動，調整葉片間距以降低風機輸出功率，避免永磁式同步機轉子加速，並且保持於最大功率追蹤。[13]
- 直流鏈電容(DC-Link Capacitor Sizing): 增加直流鏈電容尺寸是在電壓下降期間處理過量能量的另一種方式。所需的電容器功率與下降電壓成正比，並且如果電壓下降和持續時間增加，則所需的電容器尺寸將增加。此方法為較不切實際的解決方案。
- 煞車電阻(Active Crow Bar): 在直流鏈中加入一個電阻以消耗多餘的能量並恢復能量平衡。對於長時間的電壓下降，電阻所需額定提高，可以結合葉片間距控制技術，降低能量不平衡，減少煞車電阻之額

定。

- 全額定容量背靠背電力轉換器控制(Control of Full-Scale Back-to-Back Power Converter): 在傳統的方法中，直流鏈電壓由電網側轉換器控制，最大功率追蹤是由發電機側轉換器來實現，所以當電網側發生故障時，控制器並不能抑制風機輸出功率，導致直流鏈電壓上升；因此需要改變控制方法，增強低電壓穿越能力。透過控制全額定容量背接背電力轉換器，可以對風力發電機進行降載，例如經由發電機側轉換器控制來降低發電機轉矩，以及經由電網側轉換器控制，或直流鏈升壓電路，限制輸出功率來實現。[7]
- 直流鏈儲能系統(DC Bus Energy Storage): 由於風力發電具有波動輸出功率，將能量儲存系統與風力發電機結合，可以消除波動並且提高供電的可靠性。當低電壓故障發生時，能量儲存系統可以儲存過多的能量，防止影響直流鏈電壓。通過在直流鏈上設置能量儲存系統，可以吸收或釋放能量以提升供電品質，並且使風機具有低電壓穿越能力。此方法對於故障嚴重程度，比故障類型較為敏感，並且需要

額外適當的直流雙向轉換器。[14]

- 彈性交流輸電系統(Flexible AC Transmission Systems):
彈性交流輸電系統分為並聯補償和串聯補償，並聯補償又分為靜態無功補償器(SVC)和靜態同步補償器(STATCOM)，皆可透過注入虛功來維持電網電壓。串聯補償分為閘流體控制串聯電容器(TCSC)、靜態同步串聯補償器(SSSC)、動態電壓回復器(DVR)、磁能回復開關(MERS)，當電壓下降時，可以倚靠以上技術，讓電網電壓回復至標準 [15]、[16]。

本計畫採取轉換器控制，利用回饋線性化方法控制發電機側轉換器，使永磁同步機具有低電壓穿越能力。

(二) 非線性控制理論應用於故障不間斷運轉控制策略

在同步旋轉座標系統中設計電力轉換器為非線性、解耦合、多變數數學模型，因此本計畫利用回饋線性化的非線性控制，將原先的非線性系統透過狀態空間的座標轉換和非線性狀態回饋轉換成線性可控系統，用一般的線性回饋控制就可以保證電力轉換器具有良好的動態特性。

1. 輸入對狀態回饋線性化理論

對於可狀態回饋線性化(State feedback linearizable)的系統，可透過狀態空間的座標轉換和非線性狀態回饋轉換成線性可控系統，使得轉換後的新系統，其輸入對狀態滿足線性映射關係。考慮非線性系統如式(1)所示

$$\dot{x} = f(x) + g(x)u \quad (1)$$

假設式(1)所示的非線性系統滿足輸入對狀態回饋線性化的條件[17]，因此存在一微分同胚

$T: D \subset R^n \rightarrow R^n$ ，定義座標轉換為

$$z = T(x) = [T_1, T_2, \dots, T_n]^T \quad (2)$$

其中 T_1, T_2, \dots, T_n 必須滿足以下三個條件

$$\begin{aligned} \frac{\partial T_i}{\partial x} g(x) &= 0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, n-1 \\ \frac{\partial T_n}{\partial x} g(x) &\neq 0 \\ \frac{\partial T_i}{\partial x} f(x) &= T_{i+1} \quad i = 1, 2, \dots, n-1 \end{aligned} \quad (3)$$

定義非線性函數

$$\begin{aligned} \omega(x) &= \frac{\partial T_n}{\partial x} g(x) \\ \phi(x) &= -\frac{(\partial T_n / \partial x) f(x)}{(\partial T_n / \partial x) g(x)} \end{aligned} \quad (4)$$

根據式(2)可將式(1)轉換成一個線性可控系統如

式(5)所示

$$\begin{cases} \dot{z}_1 = z_2 \\ \dot{z}_2 = z_3 \\ \vdots \\ \dot{z}_{n-1} = z_n \\ \dot{z}_n = \omega(x)[u - \phi(x)]|_{x=T^{-1}(z)} \end{cases} \quad (5)$$

為了將式(5)中最後一個方程式線性化，令

$$u = \phi(x) + \omega(x)^{-1}v \quad (6)$$

於是可得以 z 座標表示的線性系統

$$\begin{cases} \dot{z}_1 = z_2 \\ \dot{z}_2 = z_3 \\ \vdots \\ \dot{z}_{n-1} = z_n \\ \dot{z}_n = v \end{cases} \quad (7)$$

其中式(7)為布魯諾夫斯基(Brunovsky)標準型

又可寫成

$$\dot{z} = Az + Bv \quad (8)$$

其中

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \end{bmatrix}_{n \times n}, B = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}_{n \times 1} \quad (9)$$

將回饋線性化理論應用於式(8)，可得控制變數

$$v = Cz \quad (10)$$

整理之後可得一個線性系統

$$\dot{z} = Az + BCz \quad (11)$$

由於狀態回饋線性化是線性系統極點配置原理的推廣，因此應用輸入對狀態回饋線性化理論於設計控制器，可採用極點配置原理來設計控制變數。

2. 輸入對輸出回饋線性化理論

對於可輸入-輸出回饋線性化(Input-output feedback linearizable)的系統，可透過非線性座標轉換成線性輸入-輸出映射的系統，使得轉換後的新輸入變數對於原系統的輸出變數滿足線性映射關係。本理論亦稱為精確線性化理論(Exact linearization)[18]。

【步驟 1】定義新的控制輸入變數

考慮一般非線性系統如式(12)所示

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x) + g(x)u & f, g : D \subset R^n &\rightarrow R^n \\ y &= h(x) & h : D \subset R^n &\rightarrow R \end{aligned} \quad (12)$$

首先定義相對階數，如果 $L_g L_f^{r-1} h(x) \neq 0$ ，則定義 r 為輸出對狀態的相對階數，如果 $r=n$ 的情況下，選擇座標轉換 $z = T(x)$ ，因此式(12)可以改寫成[22]

$$\begin{cases} z_1 = T_1(x) = h(x) \\ z_2 = T_2(x) = L_f h(x) \\ \vdots \\ z_n = T_n(x) = L_f^{r-1} h(x) \end{cases} \quad (13)$$

其中

$$\begin{aligned} L_f^0 h(x) &= h(x) \\ L_f^1 h(x) &= \frac{\partial h(x)}{\partial x} f(x) \\ &\vdots \\ L_f^k h(x) &= \frac{\partial(L_f^{k-1} h(x))}{\partial x} f(x) \\ L_g L_f^k h(x) &= \frac{\partial(L_f^k h(x))}{\partial x} g(x) \end{aligned} \quad (14)$$

再將式(13)轉換成以新座標系 z 表示的系統如式(15)所示，使得輸入對輸出為線性映射關係

$$\begin{cases} \dot{z}_1 = z_2 \\ \dot{z}_2 = z_3 \\ \vdots \\ \dot{z}_n = v = L_f^n h(x) + L_g L_f^{n-1} h(x) u \end{cases} \quad (15)$$

輸出為

$$y = z = T(x) \quad (16)$$

將式(15)改寫成布魯諾夫斯基(Brunovsky)標準

型如式(17)所示

$$\dot{z} = Az + Bv \quad (17)$$

其中

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \end{bmatrix}_{n \times n}, B = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}_{n \times 1} \quad (18)$$

再將式(15)整理可以得出

$$v = C(x) + D(x)u \quad (19)$$

其中 $\det[D] \neq 0$

$$\begin{aligned} C(x) &= L_f^n h(x) \\ D(x) &= L_g L_f^{n-1} h(x) \end{aligned} \quad (20)$$

得到控制變數為

$$u = D^{-1}(x)[-C(x) + v] = \frac{1}{L_g L_f^{n-1} h(x)} [-L_f^n h(x) + v] \quad (21)$$

代回式(12)可得到閉迴路狀態方程式

$$\dot{x} = f(x) + g(x) \left\{ \frac{1}{L_g L_f^{n-1} h(x)} [-L_f^n h(x) + v] \right\} \quad (22)$$

為研究輸入輸出之間的動態響應關係，根據式(12)，由於 y 不含有輸入變數 u ，則求 y 對時間 t 的導數可得

$$\begin{aligned}\dot{y} &= \frac{\partial h(x)}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial t} = \frac{\partial h(x)}{\partial x} f(x) + \frac{\partial h(x)}{\partial x} g(x)u \\ &\triangleq L_f h(x) + L_g h(x)u\end{aligned}\quad (23)$$

以下有兩種情況：

- $\frac{\partial h(x)}{\partial x} \neq 0 \in D$

如果 $L_g h(x) \neq 0$ 對於所有的 $x \in R^n$ ，則定義下列回

饋控制律

$$u = \frac{1}{L_g h(x)} [-L_f h(x) + v] \quad (24)$$

可得到輸出 y 對新輸入 v 的一階線性系統

$$\dot{y} = v \quad (25)$$

對於式(23)經過回饋轉換後的線性系統如式(25)

所示，採用一般的線性回饋控制就可以保證輸出具有良好的動態特性。

- $\frac{\partial h(x)}{\partial x} = 0 \in D$

如果 $L_g h(x) = 0$ 對於所有的 $x \in R^n$ ，為了找出系統

輸入對輸出的相依性，因此將式(23)對時間 t 的導數

可得

$$\begin{aligned}\ddot{y} &= \frac{\partial L_f h(x)}{\partial x} f(x) + \frac{\partial L_f h(x)}{\partial x} g(x)u \\ &\triangleq L_f^2 h(x) + L_g L_f h(x)u\end{aligned}\quad (26)$$

如果 $L_g L_f h(x) \neq 0$ ，則定義下列回饋控制律

$$u = \frac{1}{L_g L_f h(x)} [-L_f^2 h(x) + v] \quad (27)$$

可得到輸出 y 對新輸入 v 的二階線性系統

$$\ddot{y} = v \quad (28)$$

如果 $L_g L_f h(x) = 0$ ，則繼續對(26)微分，直至

$$L_g L_f^{r-1} h(x) \neq 0$$

$$y^{(r)} = L_f^r h(x) + L_g L_f^{r-1} h(x) u \quad (29)$$

其中 $r \leq n$

則定義控制律為

$$u = \frac{1}{L_g L_f^{r-1} h(x)} [-L_f^r h(x) + v] \quad (30)$$

可得到輸出 y 對新輸入 v 的 r 階線性系統

$$y^{(r)} = v \quad (31)$$

如果能找到有限的相對階數 r 使得上述條件成立，則能通過適當的回饋轉換使系統的輸入對輸出式線性關係。

【步驟 2】設計新的控制輸入變數

利用有界追蹤原理[19]確定 v_0 定義動態誤差向量 $e = y_{ref} - y$ (y_{ref} 為系統輸出參考值)，則選擇 v 為

$$v = y_{ref}^{(r)} + k_{r-1} e^{(r-1)} + \dots + k_0 e \quad (32)$$

則輸出誤差由式(33)控制

$$e^{(r)} + k_{r-1}e^{(r-1)} + \dots + k_0e = 0 \quad (33)$$

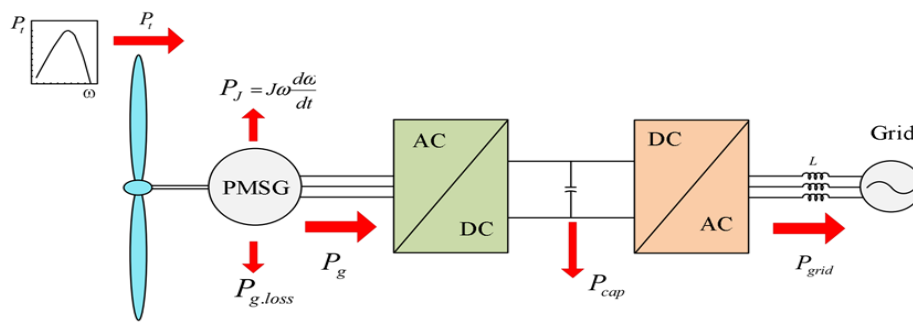
透過選擇式(33)的極點在複數平面的左半平面，就可以計算 k_i ，並且可以實現對參考信號的漸進追蹤控制。

(三) 永磁同步機控制策略推導

因核研所現有之風機屬永磁同步發電機，因此本研究僅考慮永磁同步發電機之低電壓穿越控制。低電壓穿越控制要求當系統發生嚴重故障時，風電機組仍維持併網運轉，但因風機輸入功率大於電力轉換器輸出功率，導致永磁同步機轉子加速，以及定子電流和直流鏈電壓上升，因此衝擊電力轉換器之運作，最嚴重情況下可能造成功率電晶體或者直流電容損壞，而導致電力轉換器失去控制能力，因此必須採取適當之保護措施。

本計畫採取電力轉換器控制策略，利用回饋線性化方法[7]，控制發電機側轉換器，使永磁同步發電機具有低電壓穿越能力。當發生故障時，由於能量不平衡，導致直流鏈電壓上升，傳統上直流鏈電壓是由電網側轉換

器所控制，並不能限制發電機之輸入功率，發電機之輸入功率可以透過限制發電機側轉換器之輸出功率，進而來限制直流鏈電壓之升高。本計畫首先找出直流鏈電壓與同步轉速的非線性關係，再利用輸入對輸出線性回饋化理論，設計合適的控制器。



圖三 永磁式風力發電系統電力潮流示意圖。

圖三為永磁式風力發電系統併網之示意圖。永磁同步機於同步旋轉框之等效電路，電壓方程式可以寫成式

(34)

$$\begin{aligned}
 v_{ds} &= R_s i_{ds} + L_s \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_r L_d i_{qs} \\
 v_{qs} &= R_s i_{qs} + L_s \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_r L_q i_{ds} + \omega_r \lambda_f \\
 T_e &= \frac{3}{2} \frac{p}{2} \lambda_f i_{qs}
 \end{aligned} \tag{34}$$

直流鏈電壓與同步轉速之非線性關係

$$\begin{cases} P_g = P_t - P_J - P_{g,loss} = P_t - J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} - P_{g,loss} \\ P_{grid} = P_g - P_{cap} = P_g - CV_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} \end{cases} \quad (35)$$

$$\Rightarrow CV_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{2} \rho AC_p \left(\frac{R}{\lambda} \right)^3 \omega_m^3 - J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} - P_{g,loss} - P_{grid}$$

而線性回饋化理論之標準式如下：

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x) + g(x)u \\ y = h(x) \end{cases}$$

如果 $y = x_1 = V_{dc}$ ， $x_2 = \omega_m$ 並且 $u = P_g$ ，式(35)可改寫如

式(36)：

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{Cx_1} P_{grid} \\ \frac{1}{Jx_2} P_t - \frac{1}{Jx_2} P_{g,loss} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{Cx_1} \\ -\frac{1}{Jx_2} \end{bmatrix} u \quad (36)$$

$y = x_1$

透過線性回饋化理論，可知：

$$\begin{aligned} \dot{y} &= \nabla h(x)(f(x) + g(x)u) \\ &= \underbrace{L_f h(x)}_{A(x)} + \underbrace{L_g h(x)}_{E(x)} u \end{aligned}$$

其中

$$L_f h(x) = \nabla h(x) f(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} f(x),$$

$$L_g h(x) = \nabla h(x) g(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} g(x)$$

因此可得

$$\dot{y} = -\frac{1}{Cx_1} P_{grid} + \frac{1}{Cx_1} u \quad (37)$$

而定義新的輸入為

$$v = -\frac{1}{Cx_1} P_{grid} + \frac{1}{Cx_1} u \quad (38)$$

輸出對新的輸入的關係為

$$\dot{y} = v$$

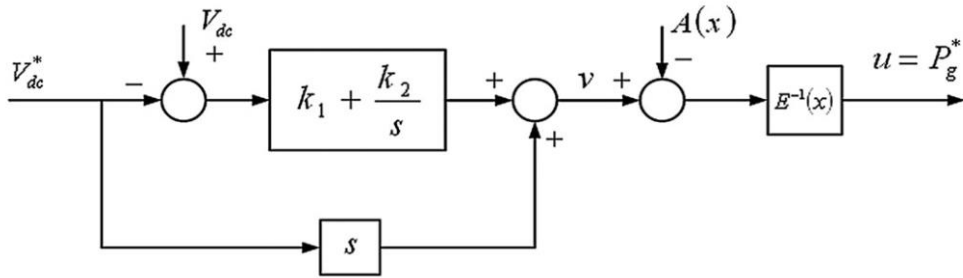
因此原先輸入信號 u 可表示為

$$u = E^{-1}(x)[-A(x) + v] = Cx_1 \left[\frac{1}{Cx_1} P_{grid} + v \right] \quad (39)$$

而設計後新的控制輸入變數

$$v = \dot{y}_{ref} - k_1(y - y_{ref}) - k_2 \int (y - y_{ref}) dt \quad (40)$$

其中 k_1 和 k_2 為比例增益和積分增益，可改變此值來設計理想之閉迴路極點位置，根據此法則得到控制方塊圖如圖四所示。

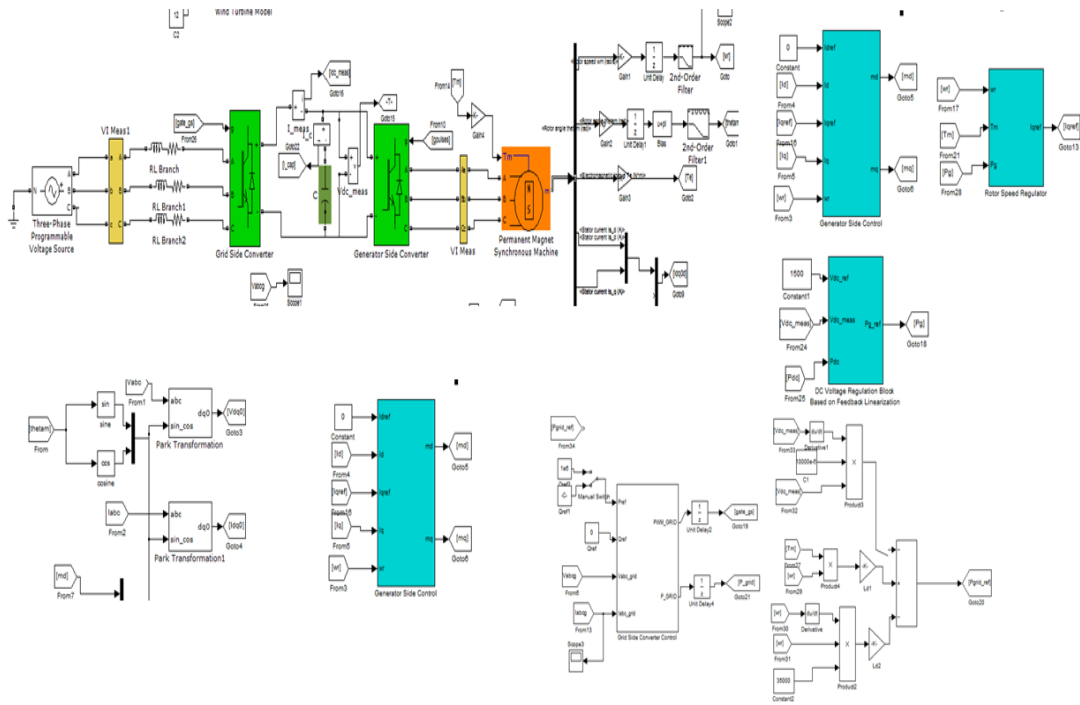


圖四 非線性直流鏈電壓控制方塊圖。

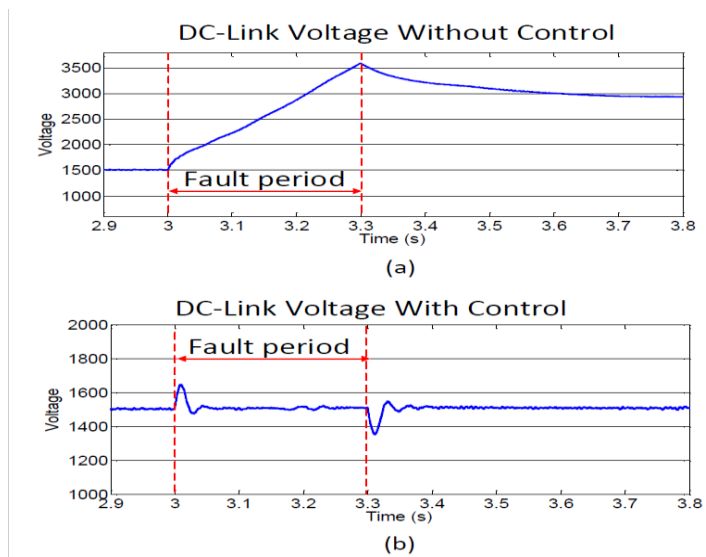
本策略之優點為風機發電功率參考值由直流鏈電壓參考值來控制，而不是由最大功率追蹤器所決定的發電功率來控制，因此於發生故障而維持不間斷運轉時，直流鏈電壓和發電功率均可同時控制。

(四) 模擬分析

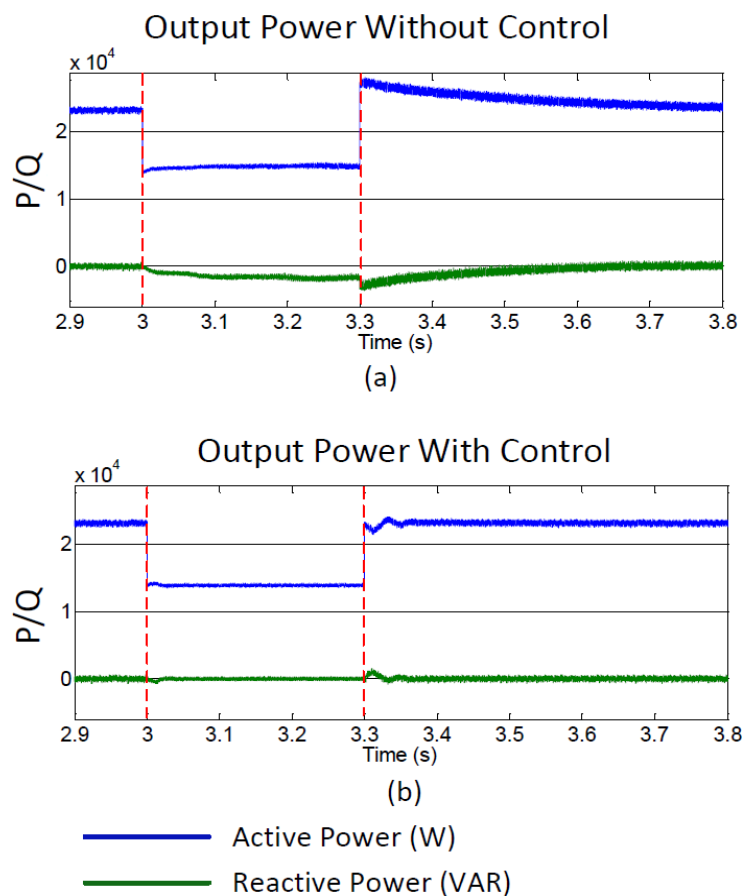
為驗證此理論，本計劃首先以Matlab/Simulink進行模擬。圖五為Matlab/Simulink建構之系統。於電網端產生電壓瞬降至0.5p.u.，比較有無此控制策略之結果，如圖六所示。轉換器輸出功率有無控制器 如圖七所示。有以上時域模擬波形可知：加入此控制策略可以有效調節直流鏈電壓，改善微電網之穩定度。



圖五 永磁式發電系統之模擬建構圖。



圖六 直流鏈電壓比較 (a)無控制器 (b)加入線性回饋化控制器。



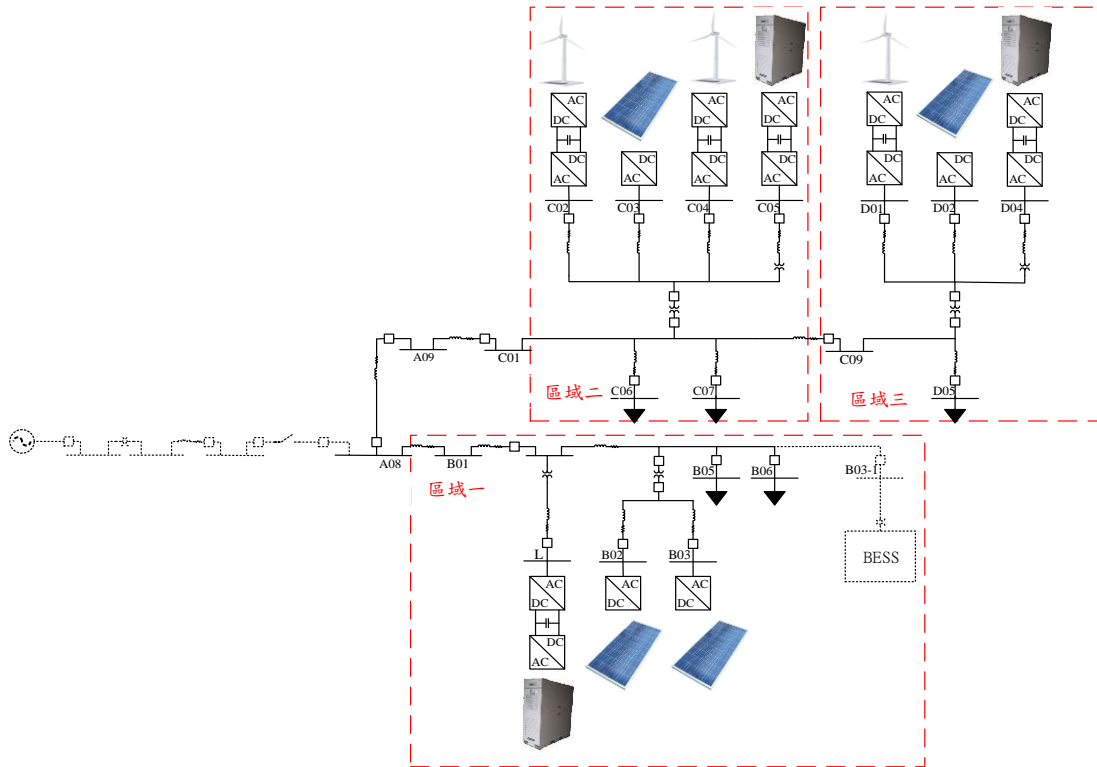
圖七 轉換器輸出功率 (a)無控制器 (b)加入線性回饋化控制器。

二、微電網多區域即時模擬

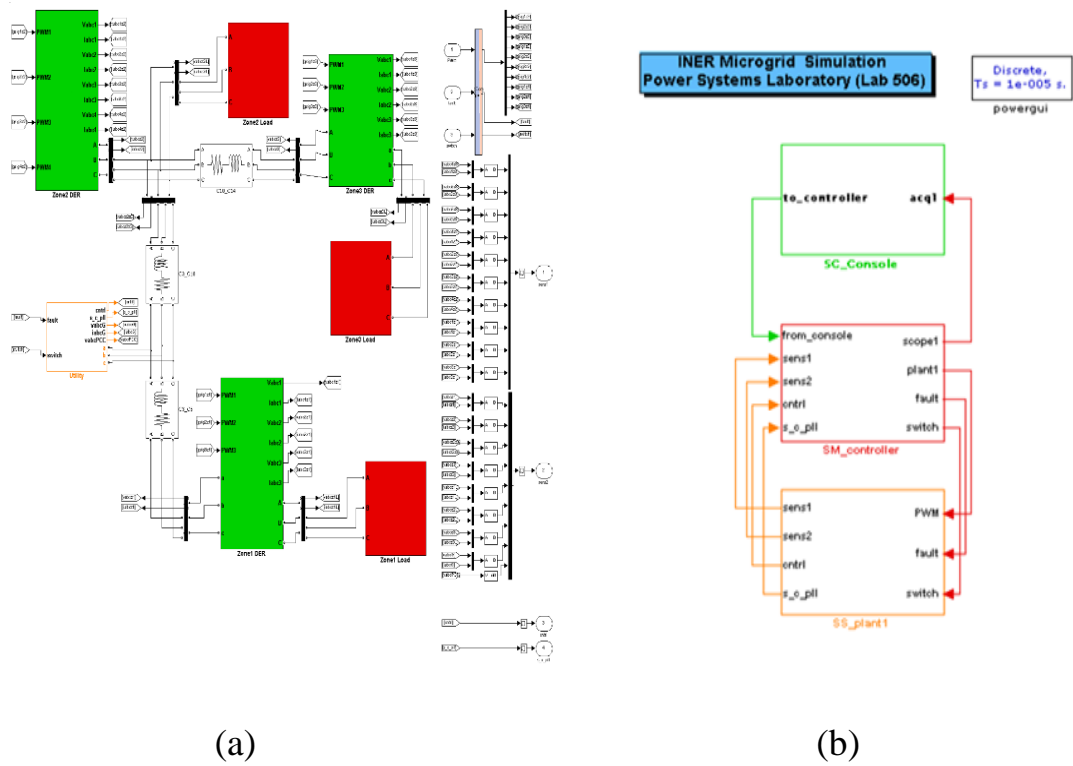
微型電網系統於孤島模式下，各電力轉換器採用局部之垂降控制，即可有效進行各分散式電源之功率分配，不需要中央控制器下命令進行分配；而於併網模式下，當電網端發生故障時，必須有保護電驛來與市電解聯，保護分散式電源可正常運轉；於故障清除時，主控制器命令主開關重新投入，將微電網與市電併聯，重新回到併網模式，投入時機將會影響系統暫態響應，特別是故障時間過久，並未將主開關打開，將導致系統失穩。

(一) 即時模擬規畫

本計畫藉助於即時模擬平台 OPAL_RT 多核心之平行運算能力，將此複雜的系統分成數個模組，於操作者介面可以控制於市電端的故障時間點，並且控制主開關和所有分散式電源之運轉模式，來觀察極限故障清除時間，避免保護電驛反應時間小於此值，保護微電網之正常運作。圖八為貴所微電網單線圖，共分為三區。圖九為核研所微電網 Simulink 建模與 OPAL_RT 系統模擬架構圖。



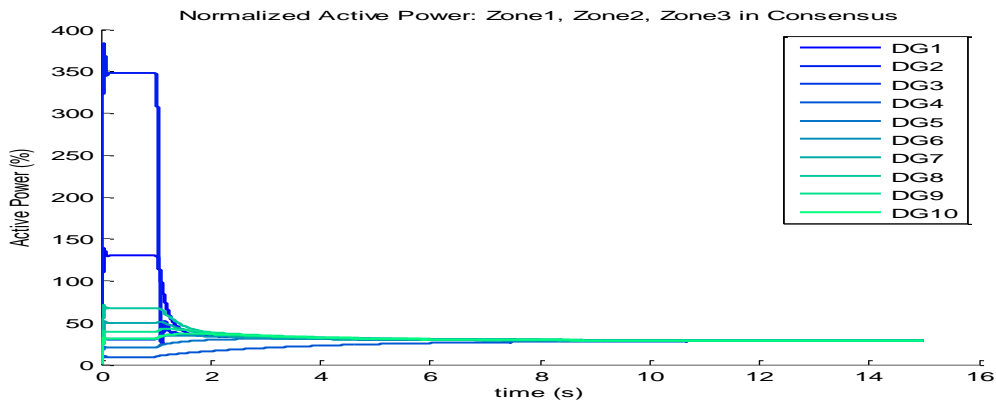
圖八 核研所微電網單線圖。



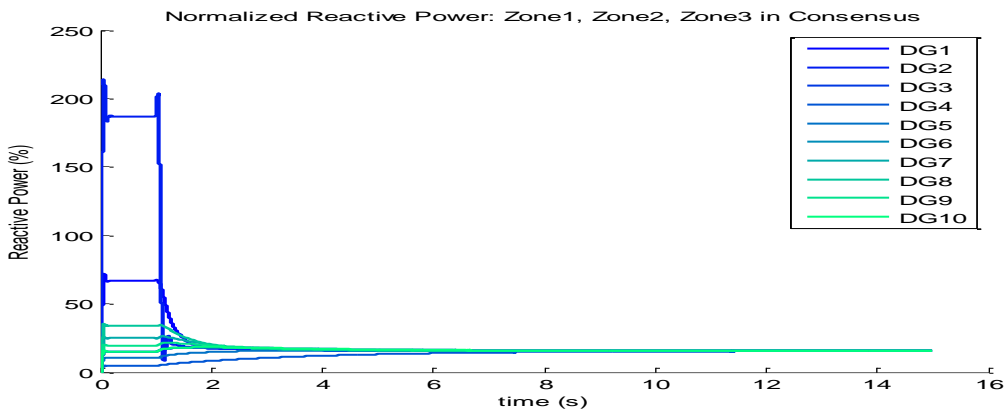
圖九 核研所微電網(a)Simulink建模 (b)OPAL_RT系統模擬架構圖。

(二) 孤島模式全黑啟動之暫態分析

基於共識的垂降控制，能夠達到輸出實虛功的平均分配；在孤島模式運轉下，總負載約為150kW和68.3kVAr，總發電容量為345kW，分別為65kW微渦輪機發電系統三組、25kW永磁式同步機風力發電系統三組、30kW至10kW太陽能發電系統四組；從圖十與圖十一可以觀察到，每台分散式電源發電量皆與額定成比例關係，達成功率平均分配的目標。



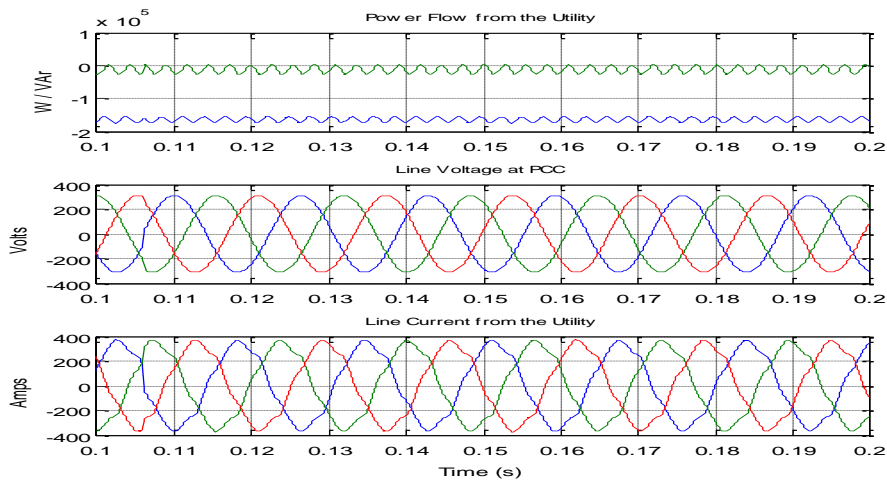
圖十 介面轉換器輸出實功比例。



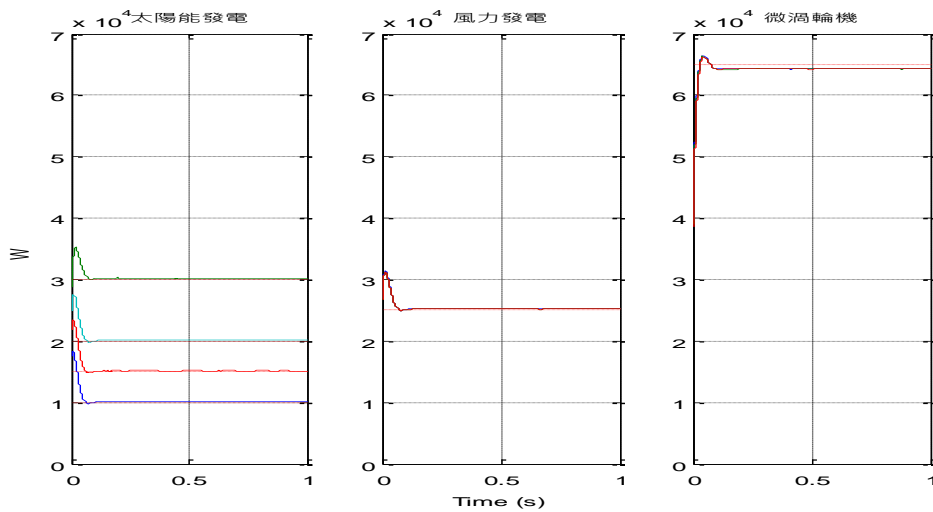
圖十一 虛功分配圖。

(三) 併網模式穩態分析

在併網模式運轉時，主控制器將併網開關閉合，並且將各分散式電源介面轉換器之控制器，改成實虛功控制，以全額定功率發電，從圖十二可以發現，潮流方向為流向市電端，並且各分散式電源輸出功率與命令值一致，如圖十三所示。



圖十二 市電端實虛功、電壓和電流。



圖十三 於併網模式下之分散式電源輸出功率與命令值。

(四) 併網模式下暫態穩定度分析

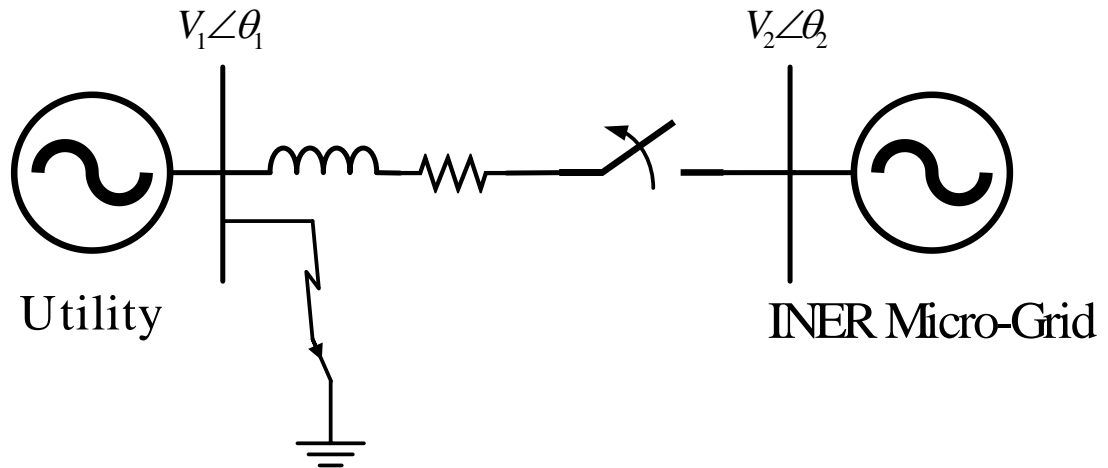
當市電端發生故障時(包括三相接地、線間接地和單相接地等)，會造成電壓下降，然而微電網分散式電源仍運轉於實虛功控制模式，導致電力潮流不平衡，微電網端與市電端電角差將會上升；當電角差 $\theta_2 - \theta_1$ 持續上升至超過臨界值，此時系統將會不穩定，此段時間稱為臨界清除時間，保護電驛反應時間必須低於此時間，在臨界清除時間內主開關必須跳脫，進入孤島運轉模式，並且在故障清除後，等待併網時機進入併網模式。

本研究假設故障依以下階段順序執行：

1. 階段1: 系統在故障前的平衡狀態為 x_0 。
2. 階段2: $t = t_0$ 時發生故障，接著CB迅速打開。
3. 階段3: 斷路器在 $t = t_0 + T$ 時復合，維持併網。

如果系統在該故障順序後會回到平衡狀態，則稱為暫態穩定。可容忍之最大 T 值，稱為臨界清除時間(Critical Clearing Time，簡稱CCT)。

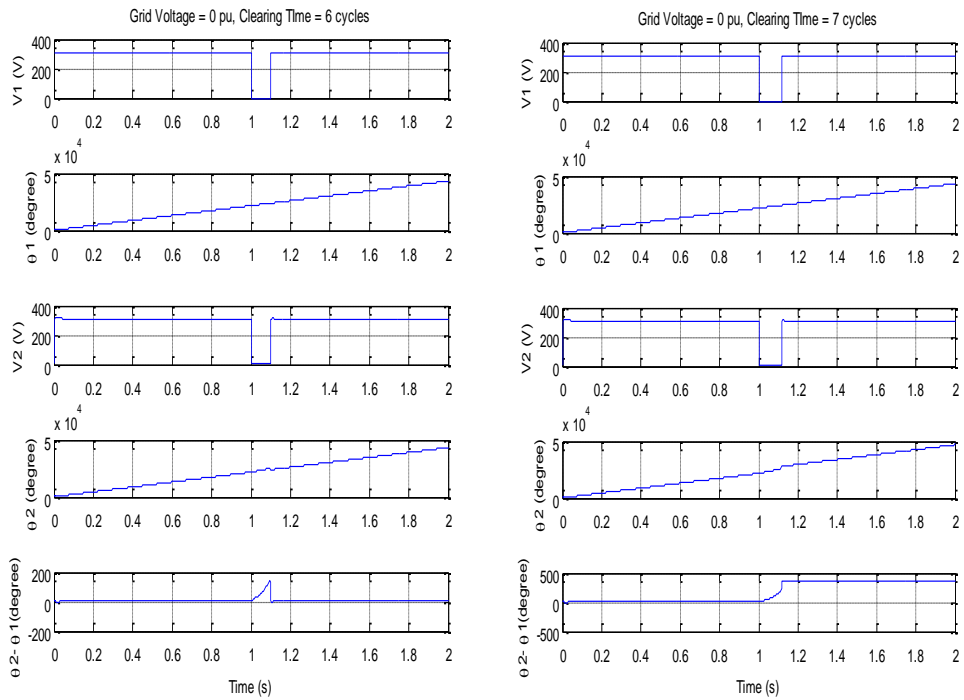
圖十四表示核研所微電網與市電，分別為兩台發電機，並且在靠近微電網側發生短路故障；藉著觀察電角差，根據不同的電壓下降程度，來決定臨界清除時間。



圖十四 市電與微電網故障發生示意圖。

首先考慮最嚴重的三相接地故障，量測一號和二號匯流排電壓峰值與電角，並且觀察電角差，來決定臨界故障清除時間。

當市電端電壓下降至0標么，圖十五可以觀察到當在六周波內將故障清除，電角差將會恢復原本穩態。



圖十五 系統穩定與不穩定情形。

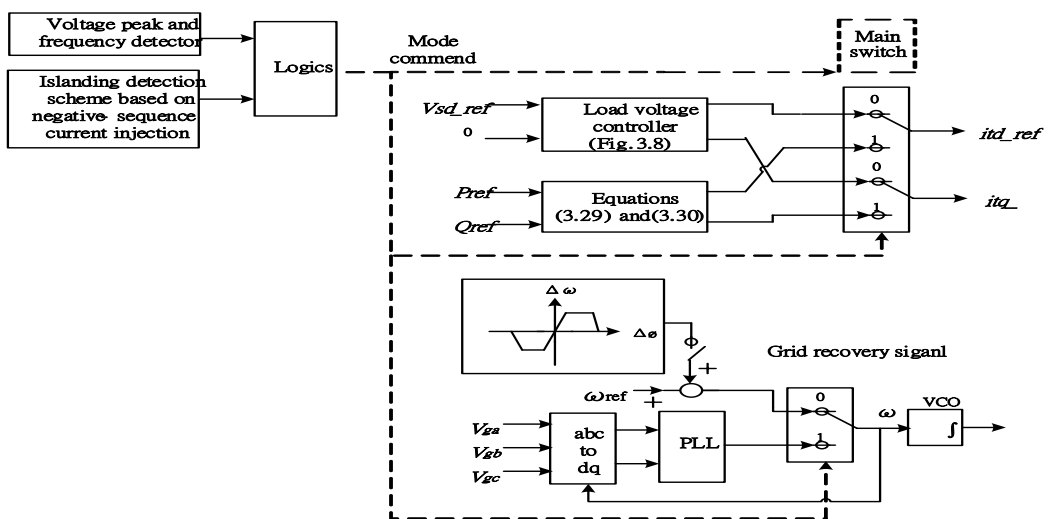
透過反覆調整 T 值，進行系統暫態模擬分析。可得

到下表，為各種故障下，系統之臨界清除時間。

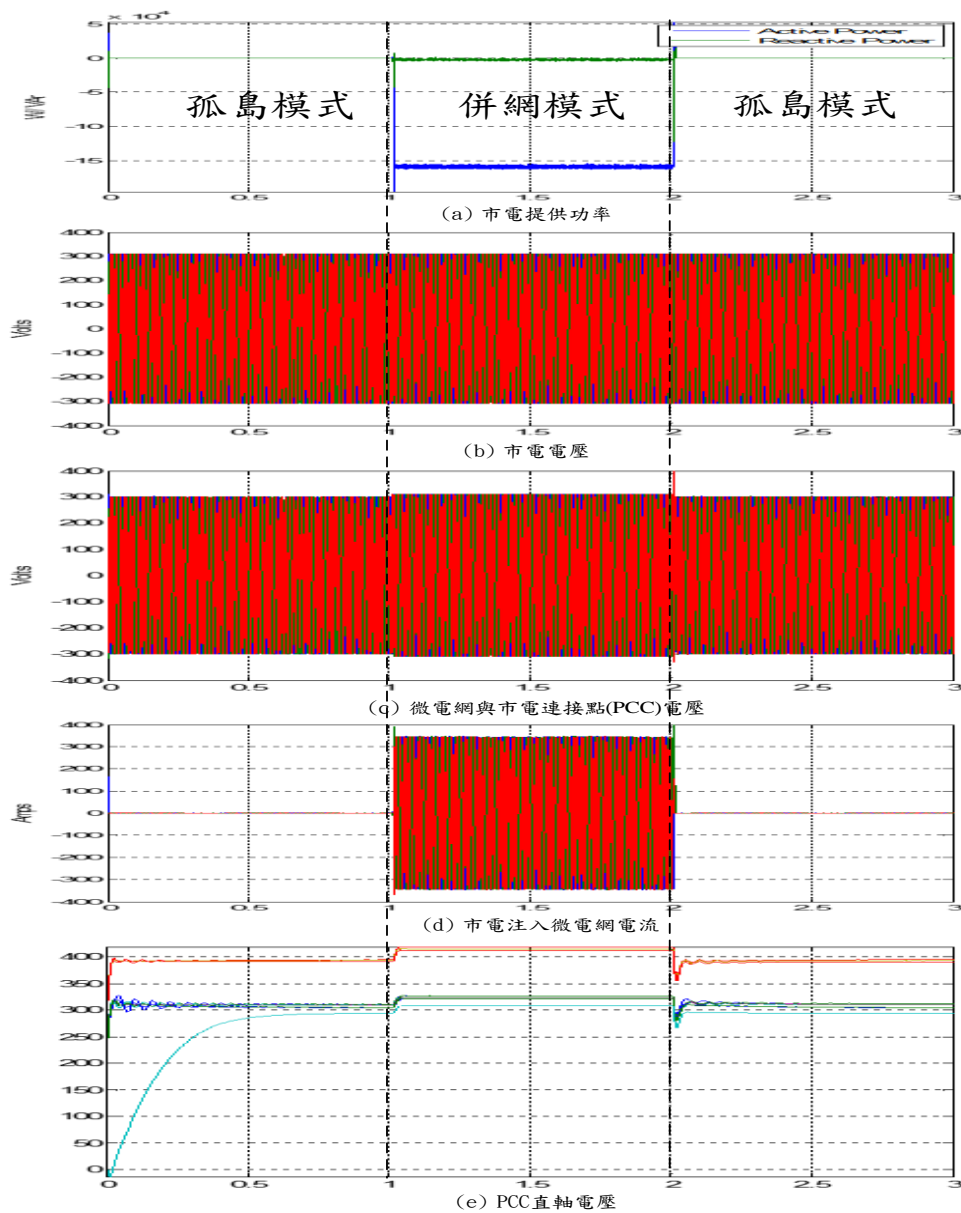
臨界清除時間 (週波) 市電電壓(pu)	三相接地	單相接地	線對線
0	7	14	12
0.2	8	16	12
0.4	9	< 20	12
0.6	10	< 25	12
0.8	11	< 30	12

(五) 孤島模式與併網模式之間的切換

為使微電網具有即插即用(Plug-and-Play)能力，本模擬完成孤島模式與併網模式之無縫轉換，孤島模式與併網模式之無縫轉換控制方塊圖如圖十四所示。其時域暫態響應如圖十五所示。由模擬結果可見，肇因於電力轉換器相位及電壓幅值皆與電網系統一致，併網瞬間之電力轉換器電壓電流皆僅有些微之暫態變化。此外，由於變流器於併網後由電壓補償控制切換至實虛功補償控制，電力轉換器之dq-軸電壓幅值皆升至與電網電壓存在些微差距，此差距即為電力轉換器至電網系統之線路損失所造成。此結果確實說明微電網具有即插即用能力，成孤島模式與併網模式間，可進行無縫轉換。



圖十四 孤島模式與併網模式之無縫轉換控制方塊圖。



圖十五 孤島模式與併網模式切換時之暫態響應

(a)市電發電功率 (b)市電電壓 (c)微電網電壓

(d)注入微電網電流 (e)分散式電源電壓峰值。

三、市電異常下微電網測試與微電網控制模型驗證

(一) IEEE1547分散式電源併網準則

為確保併網時仍維持良好電力品質，本研究以

IEEE1547分散式電源併網準則為依據。重要之規範如下

所列：

● 電壓

電壓範圍(p.u.)	最大故障清除時間(s)
$V < 0.5$	0.16
$0.5 \leq V < 0.88$	2.00
$1.1 < V < 1.2$	1.00
$V \geq 1.2$	0.16

● 頻率

額定容量(kW)	頻率範圍(Hz)	最大故障清除時間(s)
≤ 30	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30	> 60.5	0.16
	$< \{59.8 \sim 57.0\}$	$\{300 \sim 0.16\}$
	< 57.0	0.16

● 電流諧波

奇數諧波次數h	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	THD
成分比例(%)	< 4	< 2	< 1.5	< 0.6	< 0.3	< 5

● 併網條件

額定容量 (kVA)	頻率誤差 Δf (Hz)	電壓誤差 ΔV (p. u.)	相位誤差 $\Delta \Phi$ ($^{\circ}$)
0 – 500	< 0.3	< 0.1	< 20
> 500 – 1500	< 0.2	< 0.05	< 15
> 1500 – 10000	< 0.1	< 0.03	< 10

經各種模擬情境之詳細驗證可知，本模擬結果均可符合IEEE1547分散式電源併網準則。

(二) 核研所微型電網試驗場保護參數設定

為更精確反應實際微電網運轉情境，本即時模擬平台亦考慮微電網中各設備之保護設定。各設備設定值如下所列：

● 太陽能換流器

	線電壓均方根值(Volts)	動作時間(s)
第一次斷開連接	> 245	0.1
	< 195	0.1
第一次恢復連接	< 240	30
	> 200	30
第二次斷開連接	> 245	5
	< 195	5
第二次恢復連接	< 240	30
	> 200	30

● 微渦輪機

市電併網模式	
低電壓	$V_{LL,RMS} < 422V$ 、反應時間=2s
快速低電壓	$V_{LL,RMS} < 240V$ 、反應時間=0.16s
過電壓	$V_{LL,RMS} > 528V$ 、反應時間=1s
快速過電壓	$V_{LL,RMS} > 576V$ 、反應時間=0.16s
低頻	$f < 59.3Hz$ 、反應時間=0.16s
高頻	$f > 60.5Hz$ 、反應時間=0.16s
孤島運轉模式	
低電壓	$V_{LL,RMS} < 352V$ 、反應時間=10s
過電壓	$V_{LL,RMS} > 528V$ 、反應時間=10s
低頻	$f < 45Hz$ 、反應時間=10s
高頻	$f > 65Hz$ 、反應時間=10s

● 儲能系統

條件	持續時間(s)
輸出達額定容量150%	30
短路電流達額定電流200%	0.1

● 保護電驛

代號	過電壓/低電壓(p.u.)
A08	1.2/0.8
A09	1.2/0.8
B05	1.2/0.8
B06	1.2/0.8

本即時模擬平台已將微電網中各設備之保護設定值，加入微電網保護設定中。各設備如遇上述異常情境，各設備均會因故障而跳脫。

(三) 市電三相不平衡模擬

由於愈來愈多的分散式電源系統連結於電力系統上，發生不穩定的情況也頻繁增加，為此對於要連結至電網的分散式電源系統增加了許多嚴格的要求規範，其中較為重視的是電網擾動(例如電壓或頻率擾動)的不間斷運轉能力。

電網故障主要分為兩大類：

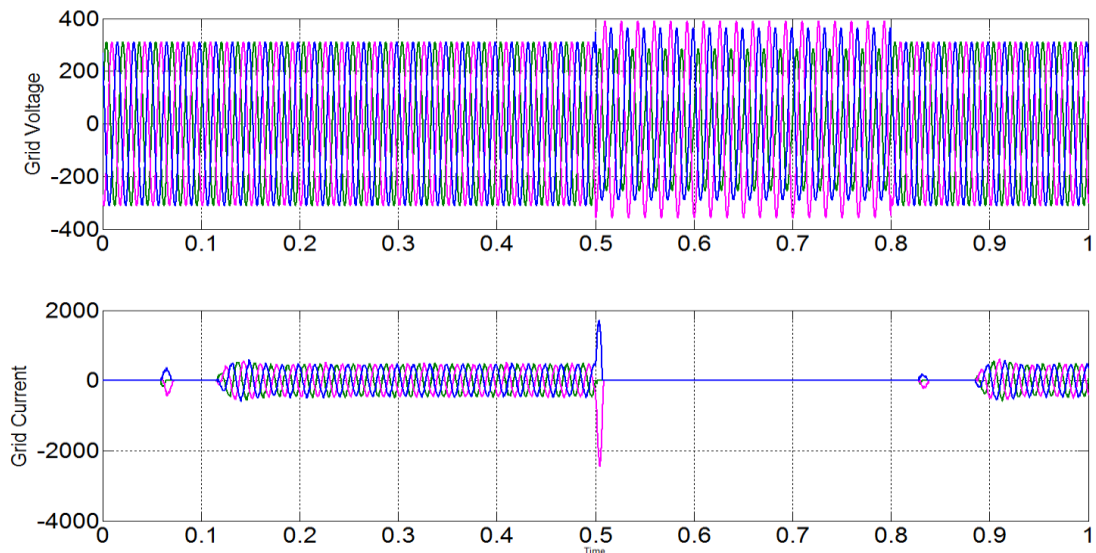
1. 對稱故障：電網電壓每相驟降大小相同，且無相位移，系統仍維持三相平衡，但此種情形在電力系統中較少發生。
2. 不對稱故障：電網電壓每相驟降大小不一致，且有相位移，此種型式的故障發生是由於單相或兩相接地，或是互相短路故障。

在不對稱故障的情形下，電網電壓會有負序成份產生，這將使系統發生二次諧波失真，造成直流耦合電壓有漣波的成份，而且這個現象會影響系統的控制變數，因此在運用鎖相迴路(PLL)時，需確定能濾除負序成份，得到正確的同步角訊號，如果三相鎖相迴路對於不平衡系統的設計不夠理想，會有二次諧波振盪發生在相位角信號上，並且會影響參考電流，所以對於分散式電源系

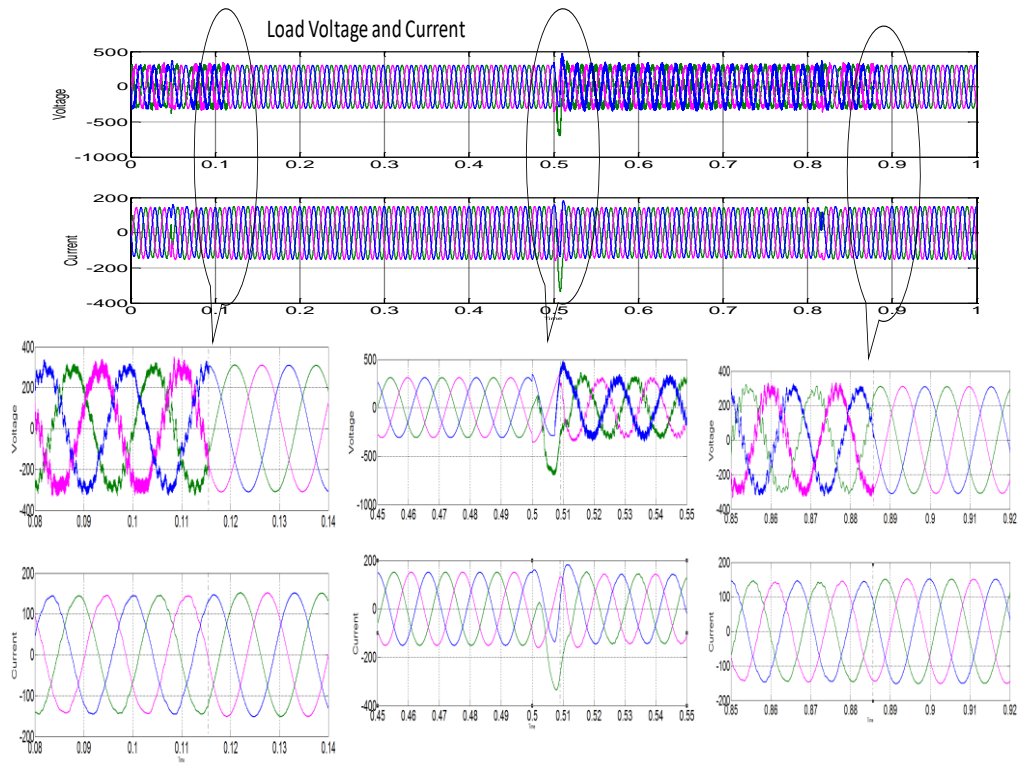
統的不間斷運轉能力，在發生故障時，應盡量減少系統不平衡造成的影響。

啟動運轉於孤島模式，當微電網符合IEE1547準則時，市電電壓與微電網電壓，相角相差為零時，將主開關投入，進入併網模式；當市電異常的情況下，偵測到零序和負序電壓過高，將主開關打開，進入孤島模式，並且於故障清除0.1秒後，等待併網時機，將微電網重新投入市電，運轉於併網模式。

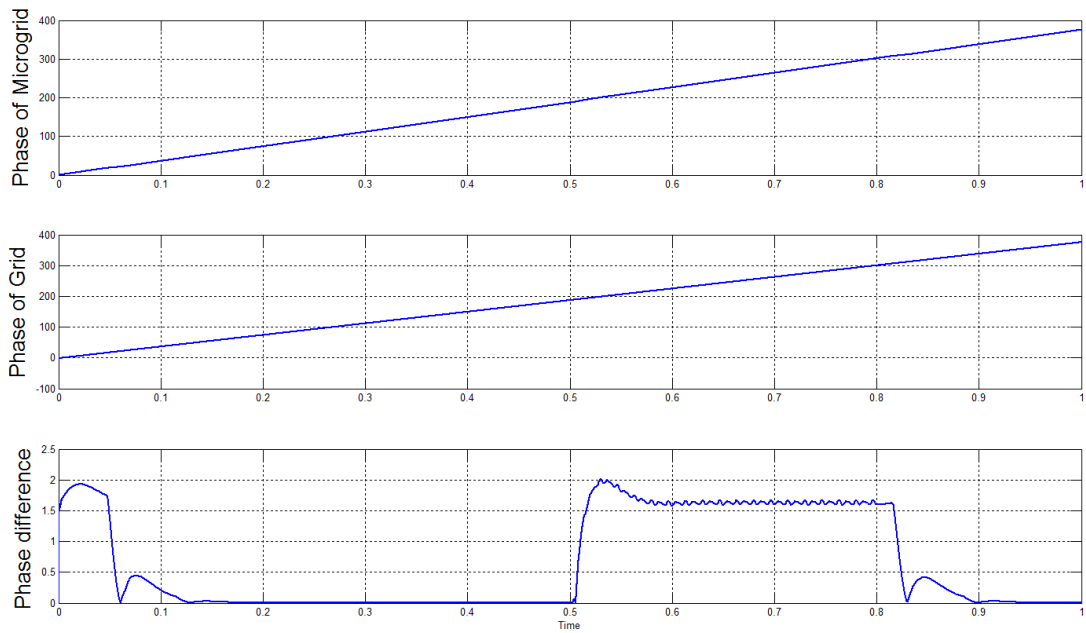
圖十六為市電電壓和電流之時域響應。圖十七為負載電壓和電流之時域響應。圖十八為市電和微電網電壓之相角差時域響應。此結果說明於孤島模式轉換至併網模式時，微電網可完成無縫轉換。



圖十六 市電電壓和電流。



圖十七 負載電壓和電流。

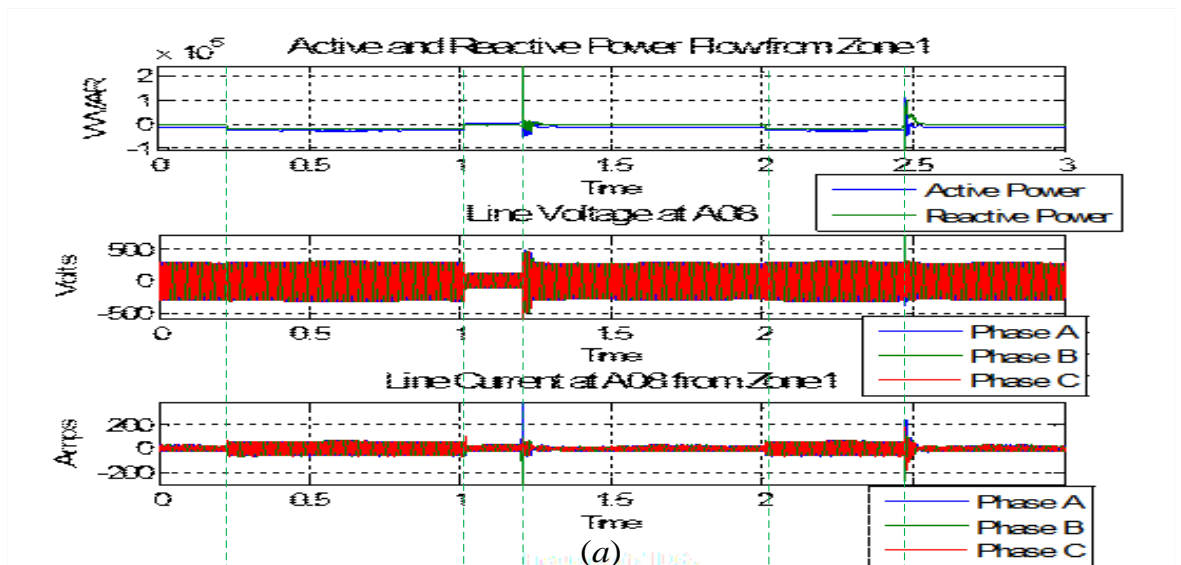


圖十八 市電和微電網電壓之相角差。

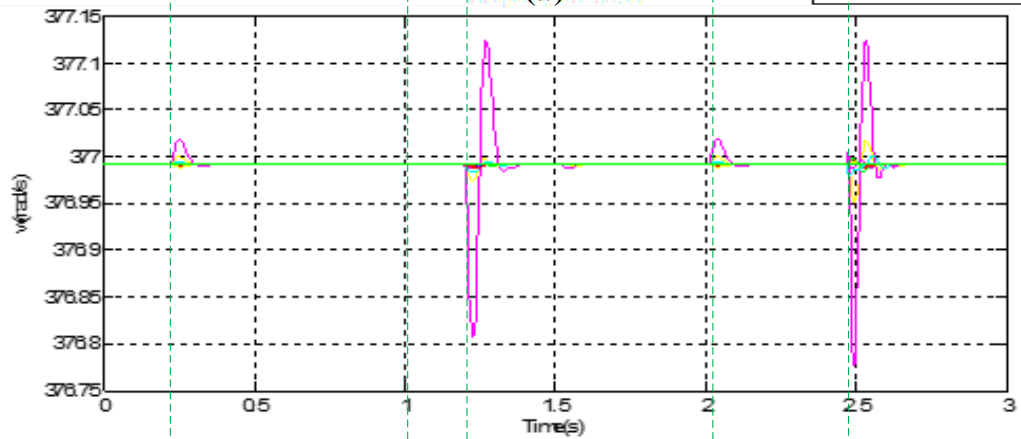
(四) 市電端三相短路故障模擬

為驗證此模擬平台，考慮市電端發生故障，觀察微電網之暫態響應，將分為以下六階段：(1)0. 秒時全黑啟動運轉於孤島模式，(2)0.5秒時進入併網模式，(3)1秒時於市電端產生故障，(4)1.2秒偵測故障與市電解聯，進入孤島模式，(5) 2秒時故障清除後再與市電併聯，(6) 最後2.5秒時轉換成孤島模式下。

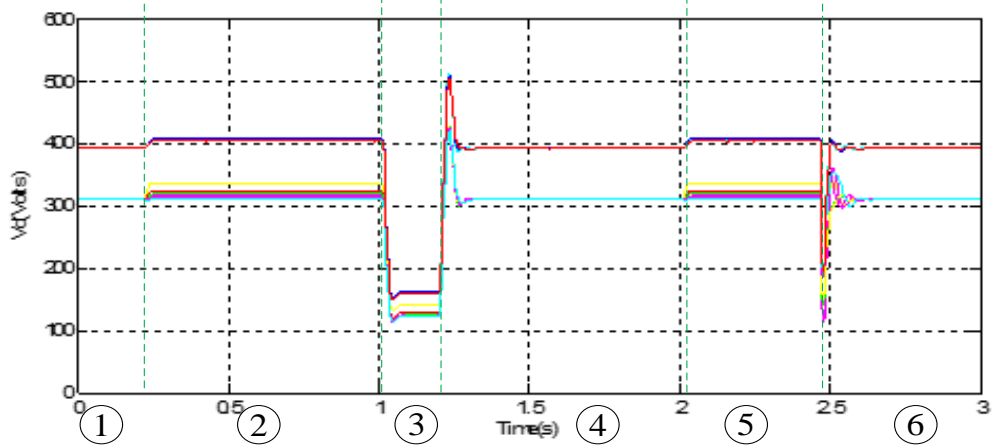
圖十九為其時域響應。包含(a)區域一實虛功和電壓電流；(b)分散式電源頻率；(c)分散式電源電壓峰值。結果說明微電網即使於市電端發生故障下，適當設計保護機制，仍可正常穩定運作。



(a)



(b)



(c)

圖十九 (a)區域一實虛功和電壓電流

(b)電源頻率 (c)分散式電源電壓峰值。

參、主要發現與結論

本研究利用貴所提供之微電網參數，完成 OPAL_RT 即時模擬平台之模擬程式建置。主要完成工作如下：

一、 微電網低電壓穿越控制策略與模擬分析

本研究使用回饋線性化理論，設計發電機側電力轉換器，使永磁同步之風力發電系統，具有低電壓穿越能力。當故障發生時，直流鏈電壓可以被控制住，避免電壓過高，確保分散式轉換器低電壓穿越控制之性能與穩定度。本方法僅需修改電力轉換器之韌體程式，不須增加額外硬體之成本。

二、 市電異常下微電網暫態響應模擬分析

以貴所建置之微電網各種分散式電源為藍圖，規畫微型電網之即時模擬平台，完成 OPAL_RT 即時模擬平台之模擬程式建置。因此，經過設計，可以得到極限故障清除時間，當微電網與市電併聯且於市電端發生故障時，主開關必須在某個時間範圍內動作，並且控制器必須能夠在孤島模式和併網模式間切換自如。

三、 市電異常下微電網測試與微電網控制模型驗證

於即時模擬下進行微電網之系統擾動、故障分析等各項測試，各分散式電源無論於孤島模式或併網模式下，都能穩定地控制系統電壓和頻率，達到合理的穩態工作點。並且當故障發生，將使主控制器切換運轉模式，暫態響應都可以合理地控制系統電壓和頻率。值得注意的是，當將

併網模式切換至孤島模式時，電壓雖會產生極大的突波或驟降，然而時間不會持續太久，因此現有保護電驛之設定值不會動作，確保分散式電源電力轉換器之穩定運轉。

本計畫研究永磁同步風力發電系統之低電壓穿越控制策略，採取改變控制器設計，使用回饋線性化理論，設計發電機側轉換器控制器，使風機具有低電壓穿越能力。根據核研所已建置與擬規劃之微型電網為藍圖，使用 OPAL_RT 建立即時模擬平台，模擬微電網運轉於併網模式或孤島模式，使微電網具有即插即用與無縫轉換能力，並且於使用者介面測試不同的故障事件，得到臨界故障清除時間，有利保護電驛之設計。依照 IEEE1547 分散式電源併網準則，以及目前各設備之保護設定，在市電異常下，微電網仍可正常穩定運作。

肆、參考文獻

1. G. Joos, “Wind turbine generator low voltage ride through requirements and solutions”, *Proceedings of 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-7, 2008.
2. P. M. Anderson and A. Bose, “Stability simulation of wind turbine systems”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 12, pp. 3791-3795, 1983.
3. E. ON NETz Grid Code. High and extra high voltage. E.On Netz GmbH, Bayreuth, Germany. Status 1, 2003.
4. F. Iov, A. D. Hansen, P. E. Sorensen and N. A. Cutululis, “Mapping of grid faults and grid codes,” Riso report, Riso-R-1617(EN), 2007.
5. B. Singh and S. N. Singh, “Wind power interconnection into the power system:

- a review of grid code requirements,” *The Electricity Journal*, vol. 22, no. 5, pp. 54-63, 2009.
6. S. Hu, J. Li and H. Xu, “Modeling on converter of direct-driven WECS and its characteristic during voltage sags,” in Proc. *IEEE ICIT*, 2008, pp. 1-5.
 7. K. H. Kim, Y. C. Jeung, D. C. Lee and H. G. Kim, “LVRT scheme of PMSG wind power systems based on feedback linearization,” *IEEE Trans. on Power Electron.*, vol. 27, pp.2376-2384, 2011.
 8. T. H. Nguyen and D. C. Lee, “Advanced fault ride-through technique for PMSG wind turbine systems using line-side converter as STATCOM,” *IEEE Trans. on Ind. Electron.*, vol. 60, pp. 2842-2850, 2012.
 9. S. Alepuz, A. Calle, S. Busquets-Monge, S. Kouro, and B. Wu, “Use of stored energy in PMSG rotor inertia for low-voltage ride-through in back-to-back NPC converter-based wind power systems,” *IEEE Trans. on Ind. Electron.*, vol. 60, pp. 1787-1796, 2013.
 10. Z. Liu, C. Liu and G. Li, “Power coordinated control of wind turbines with permanent magnet synchronous generator for low voltage ride through,” in *Proc. IEEE PES GM*, 2014, pp. 1-5.
 11. R. A. Ibrahim, M. S. Hamad, Y. G. Dessouky, and B. W. Williams,” A Review on Recent Low Voltage Ride-Through Solutions for PMSG Wind Turbine”, *Int. Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 2012, pp.265-270.
 12. Victor F. Mendes, Frederico F. Matos, Silas Y. Liu, Allan F. Cupertino, Heverton A. Pereira and Clodualdo V. De Sousa,” Low Voltage Ride-Through Capability Solutions for Permanent Magnet Synchronous Wind Generators”, *Energies* 2016, 9, 59; doi:10.3390/en9010059.
 13. Aung Ko Thet, and Hiroumi Saitoh, “Member, Pitch Control for Improving the Low-Voltage Ride-Through of Wind Farm”, *IEEE T&D Asia*, 2009, pp1-4.
 14. Harish S. Krishnamoorthy, Dibyendu Rana, Pawan Garg, Prasad N. Enjeti, and

- Ira J. Pitel,” Wind Turbine Generator–Battery Energy Storage Utility Interface Converter Topology With Medium-Frequency Transformer Link”, *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 29, no. 8, Aug. 2014, pp4146-4155.
15. Thanh Hai Nguyen, and Dong-Choon Lee,” Advanced Fault Ride-Through Technique for PMSG Wind Turbine Systems Using Line-Side Converter as STATCOM”, *IEEE Trans. on Indus. Electronics*, vol. 60, no. 7, July. 2013, pp. 2842-2850.
 16. Zaijun Wu, Xiaobo Dou, Jiawei Chu and Minqiang Hu.” Operation and Control of a Direct-Driven PMSG-Based Wind Turbine System with an Auxiliary Parallel Grid-Side Converter”, *Energies* 2013, 6, pp.3405-3421; doi:10.3390/en6073405.
 17. Q. Lu, Y. Sun and S. Mei, *Nonlinear Control Systems and Power System Dynamics*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 2001.
 18. R. Marino and P. Tomei, *Nonlinear Control Design: Geometric, Adaptive and Robust*, Prentice-Hall, London, 1998.
 19. Bharadwaj, A. V. Rao and K. D. Mease, “Entry trajectory tracking law via feedback linearization”, *Journal of Guidance, Control, and Dynamics*, Vol. 21, No. 5, pp. 726-732, 1998.