

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

分散型智慧配電系統建立與控制技術研究

Distributed intelligent distribution system
established and control technology study

(期末報告)

計畫編號：1042001INER024

受委託機關(構)：南臺科技大學電機工程學系

計畫主持人：許振廷 博士

協同主持人：陳朝順 博士、林嘉宏 博士、辜德典 博士

連絡電話：07-5256436

電子信箱：cthsu@mail.stust.edu.tw

核研所聯絡人員：林世維

報告日期：中華民國一〇四年十一月二十一日

摘要

智慧型電網的正常運作須利用先進的感測系統、通訊系統與控制技術，才可確保電力系統能更有效、經濟與安全的將電力提供給用戶。本計畫以核研所微電網為研究對象，探討核研所微電網採用台電OQ38與4E-1雙電源時，所產生的相關問題，例如系統進行轉供時，雙電源之相序測試與解聯及併聯邏輯規劃，以確認電源轉換時之安全。接著，本計畫亦將進行包括台電雙電源與分散式電源之微電網供電可靠度分析。另外，為了使微電網可順利的進行解聯與併聯的運轉，將執行包括電力公司、分散式電源、電池儲能系統與負載之暫態模擬分析，然後制定合適的卸載策略，據此設計出微電網解聯電驛與併聯保護機制，以確保微電網內重要負載的供電可靠度。最後，將進行實際的微電網卸載測試，以確認所制定之相關策略與控制模式確可應用於核研所微電網。本計畫的執行除了可以實現配電微電網的有效運轉外，更可提高再生能源併網的滲透率，對節能減碳有極大的助益。

關鍵字:微電網、相序測試、可靠度分析、分散式電源、
電池儲能系統、卸載策略

Abstract

The smart grid has to adopt the advanced sensing systems, communication systems and control technology to ensure it can provide more efficient, economic and security of electricity to users. This project selects the micro grid of the Institute of Nuclear Energy Research (INER) for study. This project will investigate the related problems caused by the interconnection of the INER micro grid, the Taipower 69kV power source 4E-1 and distribution feeder OQ38. For example, the sequential of the two power sources has to be conformed to ensure the safety of electricity during power transfer. By the way, the parallel and disconnect operation logic of the two power sources will be also included. Then, this project will also include the reliability analysis of the micro grid by considering the existing INER grid, and the dual power sources of Taipower. In addition, to guarantee the micro grid can operate successfully in any conditions, this project will execute the transient stability analysis including various operation scenarios of the power grid, distributed generations, battery energy storage system and load. The load shedding scheme and protective relays settings are therefore determined based on the simulation results. Finally, the load shedding test in the micro grid will be executed to confirm the relevant strategies and control mode can be used to the INER micro grid. The implementation of this project can extend the effectiveness of the micro grid and improve the penetration of renewable energy grid.

Keywords: Micro-grid, Power Sequence Test, Reliability Analysis, Distributed Generator, Battery Energy Storage System, Load Shedding Scheme

作者及所屬單位

許振廷 博士，南臺科技大學電機工程學系，教授

陳朝順 博士，義守大學電機工程學系，講座教授

林嘉宏 博士，國立高雄應用科技大學電機工程學系，教授

辜德典 博士，國立澎湖科技大學電機工程學系，助理教授

目錄

中文摘要.....	i
英文摘要.....	ii
作者及所屬單位.....	iii
壹、計畫緣由與目的.....	1
貳、研究方法與過程.....	8
一、微電網.....	8
(一)含分散式能源之配電系統規劃.....	9
(二)微電網的結構和特性.....	11
(三)微電網的控制、管理與監督.....	20
(四)核研所微電網.....	29
二、核研所微電網雙電源之相序測試及環路控制邏輯規畫.....	33
(一) OQ38/4E-1 雙電源相序測試.....	33
(二) OQ38/4E-1 雙電源控制邏輯規畫.....	36
三、核研所微電網雙電源之可靠度分析.....	38
參、主要發現與結論.....	44
一、OQ38/4E-1 雙電源之相序測試及環路控制邏輯規畫.....	44

(一) OQ38/4E-1 雙電源相序測試	44
(二) OQ38/4E-1 雙電源控制邏輯規畫	61
二、雙電源之微電網系統供電可靠度分析	64
(一) 事例一單電源架構.....	64
(二) 事例二雙電源架構.....	66
肆、參考文獻.....	69

壹、計畫緣由與目的

台灣是個島國，地狹人稠且自產能源匱乏，大部份石化原料像石油、煤及天然氣皆需仰賴進口，不僅原料成本較貴且易受國際市場波動影響及控制，近年來石化原料價格變化劇烈，更造成國家與電力公司重大的負擔。此外，由於台灣經濟的快速發展，造成用電量亦大幅成長，尤其每年夏天之尖峰負載用電常會導致台電系統發電量不足而造成限電的危機。另一方面，因為國人環保意識的抬頭，台電在興建一般大型集中式火力電廠往往遭受到民眾激烈的抗爭，甚至輸、配電變電所與架空鐵塔的興建亦因民眾抗議與路權因素而延後或停止。此外，核能電廠使用放射性化學物質鈾為燃料，由於一般民眾對核災的恐懼與後續核廢料的處理問題皆有相當的疑惑，尤其在日本福島核能電廠發生嚴重的事故後，政府已決定在核四完工運轉後，不再興建核能電廠，且現有核電廠不再延役的策略。

為解決此一問題，目前包含台灣在內的世界各國政府正在大力推廣再生能源(renewable energy)的發電系統，以降低對石化能源的依賴並減緩其對地球的環境衝擊。這其中包含以風力(wind power)、太陽能(solar energy)、生質能(biomass energy)、小型水力(small hydro power)、地熱(geothermal power)及海浪(wave power)等不同發電模式，這些系統的使用能源通常有取之不盡、用之不竭的優點，而且無有害廢氣的產生，是種極為乾淨的能源，對整體環境的衝擊亦最小。而其中之風力與太陽能，更是我國政府未來將大力推廣之主要再生能源發電項目。不同於傳統之大型集中式發電機

組，這些再生能源發電可稱為分散式發電(distributed generation, DG)系統。因為 DG 較一般之大型發電廠更靠近負載，所以可減少電力公司之輸電損失，若經適當的控制則可改善電力品質與供電可靠度，當 DG 裝置容量與數目增加至一定程度，相信對尖峰負載需求的供電能力有極大的幫助，如此將可大幅降低電力公司對發電廠及輸、配電網路的增建壓力。除此之外，更能因此而減少石化能源的使用，降低空氣污染的程度，有效的節能減碳，相信對國家整體能源的規劃會有莫大的助益。

然而，分散式電源的併聯亦會對電力系統造成影響，其衝擊程度會隨併聯之容量、種類和位置而有所不同，併聯不當會降低配電系統電力穩定性與可靠度，嚴重時可能危及公共安全並損害用戶用電器具及電業電力設備。例如 DG 會改變故障電流的大小與方向，引起保護電驛的誤動作與增加保護協調的困難性，所增加的短路容量與故障電流亦可能造成台電或用戶的斷路器與線路因容量不足而失效或過載，除了會造成電力系統停電的範圍擴大與時間延長外，甚至會使得設備損壞。部份經由靜態電力轉換器與台電系統併聯的 DG，有可能產生諧波(harmonic)的污染。又例如當電力公司維修或發生故障時，DG 若未跟著切離，則可能會出現由 DG 供應饋線其他用戶負載的情形發生，即所謂的孤島(islanding)運轉，若未經適當的規劃與控制，則此孤島系統不良的電力品質極可能造成許多設備的損壞，亦有可能因饋線自動復閉器(recloser)動作而造成嚴重的損壞，或者工作維修人員以為已停電而進行操作而危害生命安全，對電力公司故障清除後的併聯動作亦是一大難題，目前應儘量避免此一狀況的發生。

國內外分散式電源正快速發展且併入電力系統之種類、型態及容量漸多，除了須思考因應各類分散式電源併入配電系統之衝擊外，更應研究如何運用不同分散式電源，降低其負面影響並轉化為正面助益，以提昇配電系統更佳之供電品質及供電可靠度。例如可考慮將 DG 納入配電中心做實、虛功率之調度，而非只限制其在尖離峰的功率因數變化，反而可有效利用其快速、連續與較大範圍的虛功變化特性來控制饋線電壓變化，使其電壓大小可維持在正常供電範圍內，又可使饋線損失降至最低。另外，近年來由於科技的快速發展，客戶普遍大量使用更為精密的電子控制設備，這些設備對電力品質及供電可靠度要求甚高，若能克服上述孤島運轉的許多問題，則電力孤島運轉將可大幅減少用戶的停電次數與時間。如上所述，為達到此一目的，國、內外電業正積極推動智慧型電網(smart grid)的研究，希望可利用先進的感測系統、通訊系統與控制技術，以確保電力系統能更有效、經濟與安全的將電力提供給用戶。為了達成此一目標，智慧型電網需要下列相關技術的配合，就 DG 方面包括：分散式發電機組與電力系統的併聯、分散式儲能(distributed storage; DS)裝置的整合及系統相互支援運轉技術；就電力網路的管理方面包括：即時監視、輸配電自動化、需量反應(demand response)、市場管理及通訊網路(communication networks)等技術；就用戶電力管理方面包括：智慧型電錶基礎設施(automatic metering infrastructure, AMI)、智慧型建築/設備(smart buildings/equipment)及智慧型裝置(smart appliances)等技術。有了這些技術與設備，智慧型電網即具有自癒的能力(self healing)，可在用戶供電品質受影響之前發現並解決問題；經由即時測量結果與快速的通訊技術，進行

先進集中式的診斷與控制，在電力系統受干擾後，直接對負載、DG 與 DS 設備採取動作，以決定微電網(micro grid)的範圍，並維持其供電穩定(允許孤島運轉)，以利微電網的資源獲得最佳的利用；智慧型電網可自行調整保護設備設定，以適合變更後的系統架構。圖 1.1 所示為一典型之微電網架構圖，此微電網可由電力與能源管理系統(power and energy management systems, PMS/EMS)集中管理 DG、熱能、負載與儲能設備，PMS/EMS 會根據即時管理的模組接收到現在與預測的負載量、發電量與市場資訊，分別適切地執行電力潮流、功率輸出、電力公司電力消耗量、可調度資源及可控制負載的控制，正確分配此微電網運轉期間之熱能與電能，以維持此微電網的正常運轉，其功能如圖 1.2 所示。

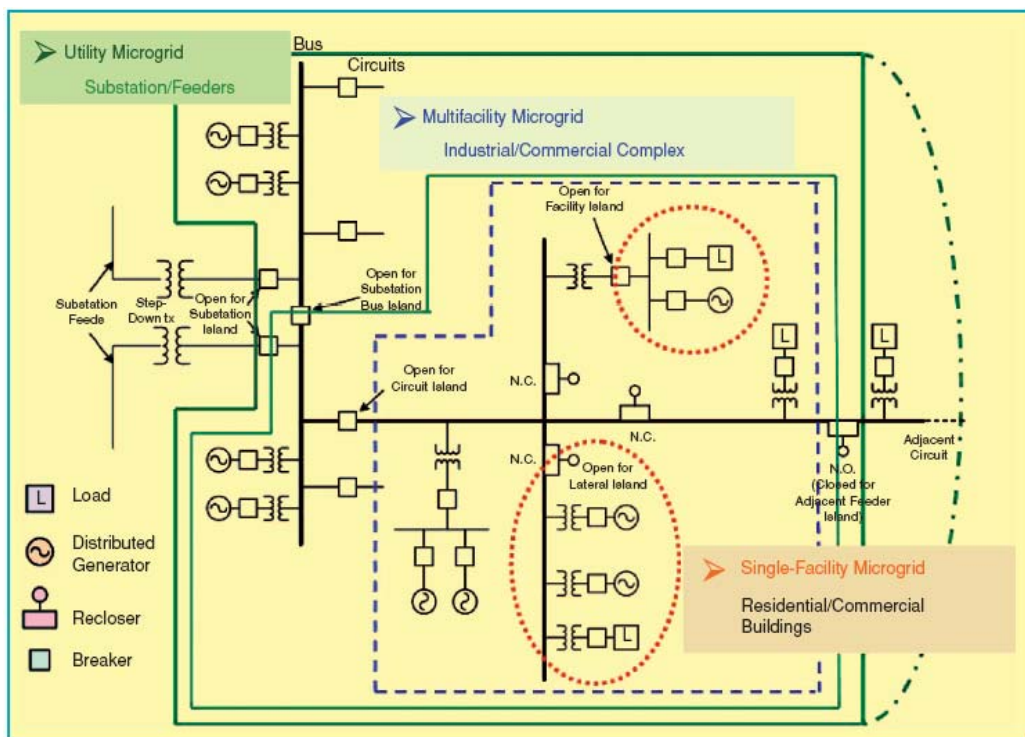


圖 1.1 典型微電網架構圖

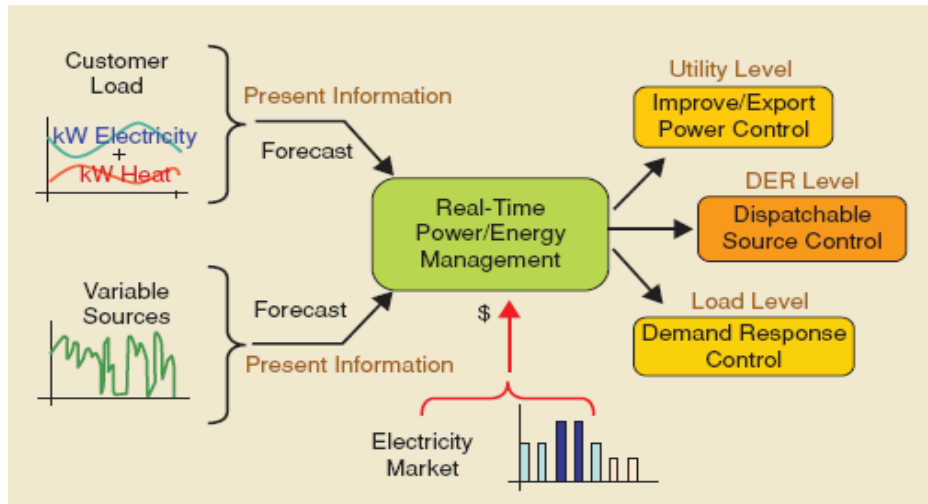


圖1.2 微電網即時的PMS/EMS資料流動和功能

為提升供電系統之效能，並達到節能減碳之目標，世界各國莫不積極投入智慧型電網之研究，希望能整合電力系統之發電、輸電、配電與用戶於系統發生故障事故時，能藉由智慧化之偵測與自動控制，避免大停電而達成自我痊癒之目標。同時亦積極鼓勵用戶之參與度，包括分散式發電及需量反應負載控制，達成資產利用最佳化、運轉效率化。因此智慧型電網將應用先進之資訊及自動化科技於電力系統電能之生產與消費。由於未來之智慧型電網除傳統集中式之大型發電外，亦將包含各種不同之分散型發電，如風力發電與太陽光電等。由於此種發電係利用自然能源，其發電量將隨風力、太陽能變化而不易控制。由於電力消費者亦同時可能為電力生產者，造成電力潮流方向之變動，為達成電力系統之穩定，必須藉由需量反應之用戶端負載控制，使用戶端之負載配合系統發電量而作調整，因此電力系統之運轉將更依賴系統即時資料之收集與運算。另一方面，對有先進偵測、通訊與控制技術的智慧型電網而言，是可執行含 DG 之微電網自主運轉，以提高饋線重要敏感性負載之

供電可靠度。但是大部份的 DG 並未執行電壓控制與頻率控制，若欲維持微電網供電的穩定，可在適當的位置加入適當容量的電壓控制設備與儲能設備，例如靜態虛功補償器(static var compensator, SVC)、靜態補償器(static compensator, STATCOM)、電池儲能系統(battery energy storage, BES)與超導磁能儲存系統(superconducting magnetic energy storage, SMES)等。

核能研究所於早期 2003 年投入再生能源領域研發及建置，包括 100 kW 高聚光型太陽能發電系統(High Concentration Photovoltaic, HCPV)，其中有 14 座 5 kW 及 21 座 1.5 kW 之太陽能板；垂直式風力機 2 kW 兩台；水平式 25 kW 及 150 kW 永磁同步風力發電機系統，皆與市電併聯運轉發電，並持續開發 kW 級固態氧化物燃料電池(SOFC)及 600 kW 風力發電系統。基於這些研究設施與基礎規模，於 2010 年在所內建置百 kW 級再生能源園區自主式(Autonomous)低壓 380 V 微型電網示範系統及其資通訊控制系統，現階段已完成五座 30 kW 負載箱及電能管理控制系統建置，除了可做單相控制之外，亦可模擬所內部份負載用電特性，如電阻性、電感性、整流性及大型馬達啟動之空調負載。此外已將 21 座 1.5 kW 之 HCPV 併入此微型電網試驗場進行測試。另外於 2011 年建置 65 kW 微氣渦輪機作為微電網之備用電源，並且應用核研所已開發鋰鐵磷電池之儲能系統進行微型電網功率控制補償，朝分散式發電與智慧型電網技術發展方向進行。其中發展分散式能源電力控制與管理技術包括：(1) 自主式微型電網系統動態模擬與負載分析技術建立(2)智慧型分散式感測與電力控制技術(3)微型電網專用之分散式發電(DG)電力電子設備研發(4)儲能系統、備載控制與直流供電(5)系統測試情境研究及

相關經濟與產業效益分析。

核研所微電網目前的外部供電一路來自台電 OQ38 饋線，另一迴路由所內之中二變電所變壓器(額定 69 kV/11.4 kV、容量為 10 MVA)降壓的 4E-1，二電源目前為互鎖狀態。為確保微電網供電品質與提高供電可靠度，有必要探討核研所微電網採用台電 OQ38 與 4E-1 雙電源時，所產生的相關問題。例如系統進行轉供時，雙電源之相序是否正確、二迴路電源的解聯及併聯邏輯規劃，以確認電源轉換時之安全。另外，為了使微電網可順利的進行解聯的自主孤島運轉，需要執行包括電力公司、各種分散式電源(太陽光電系統、風力發電系統與微渦輪機)、電池儲能系統與負載的暫態模擬分析，配合制定合適的卸載策略，據此設計出微電網相關解聯電驛(如頻率與電壓保護等)。微電網系統的再併聯保護機制亦相當重要，須確認微電網電源與外部電源之電壓、相角與頻率等訊號變量的大小，方可執行併聯動作，以確保微電網內重要負載的供電可靠度。系統亦須進行實際的微電網卸載測試，以確認所制定之相關策略與控制模式確可應用於核研所微電網高低壓環路。最後，本計畫亦將進行包括台電雙電源與分散式電源之微電網供電可靠度分析。

貳、研究方法與過程

一、微電網

隨著經濟的發展，民眾對電力的需求越來越大，而傳統電力設備投資集中在火力、水力、核能等大型集中式電源以及遠距離超高壓輸電線路的建設上，因此形成了以大機組、大電網和高電壓為主要特徵的集中式單一供電系統，目前，全世界 90%的電力負載是由這種單一的大電網供電的。但是隨著民眾對供電品質和安全可靠度的要求越來越高，大型電網也逐漸突顯出其脆弱的一面。

另一方面，隨著現今社會對能源需求的增加，可供利用的煤炭、石油等石化能源越來越少，而且諸如煤炭、石油、核能等在發電過程中都會對環境造成嚴重污染。環境問題以及能源危機已成為當今世界的兩大難題，在越來越關注生態環境的保護以及能源的可持續發展下，為保護環境，避免能源危機，開發再生能源成了新興的研究課題。

石化能源的日益枯竭，環境的變遷，大型電網自身的缺陷以及全球電力市場化改革的進行，促使分散式電源(Distributed Generation, DG)成為電力系統中新的研究話題。分散式電源，一般指分佈在電力負載附近，容量在數 kW 至數 MW 之間的環保節能的發電裝置。經由小型熱-能結合(combined heat and power, CHP)設備，使用戶有機會利用區域內初級燃料發電轉換產生之廢熱能。DG 通常利用引擎發電機(engine generators)、氣渦輪機(gas turbines)、微渦輪機(micro-turbines,)及燃料電池(fuel cells)發電。小型 kW 等級之 CHP 目前正逐漸地發展中，而這些應用系統結合太陽光電模組(solar photovoltaic, PV)、小型風機(wind power)、小型再生能源(renewables)

如生質能、熱與電力儲存設備(heat and electricity storage)及可控負載(controllable loads)等，預期在未來電力供應將扮演極重要之角色，這些相關的技術統稱為分散能量資源(distributed energy resources, DER)。

雖然應用 DER 可降低傳統系統擴建的需求性，然而控制數量龐大的 DER，卻衍生另外一個新挑戰，即如何安全地、有效率地運轉及監控整個網路。此挑戰一部份可藉微型電網(microgrids)加以克服，微型電網本質上藉由更分散化的方式協調各 DER，因此可降低網路的控制負擔，並允許 DER 提供其最大效益。微型電網可以安全地、有效率地運轉於其區域配電網路中，亦有能力獨立孤島(islanding)運轉。微型電網之設計及運轉需要新的科技與技術，另一方面擁有多數 DER 的配電系統則需要相當可觀的運轉控制能力。

(一) 含分散式能源之配電系統規劃

表 2.1 比較傳統配電系統、非集中式的能源系統以及微電網的規劃方法之間的主要區別。傳統電網的規劃方法是以集中化發電及經由被動的配電網路傳輸到終端用戶加以設計，在這個架構裡的所有客戶均經由同一個配電變電所供電，故其電力品質幾乎相同。雖然目前的配電系統層級容許小規模 DER 的整合併入，然而整體的佔比率仍被限制而容量較低，以防止對系統的操作協調和傳統控制設備的動作產生不利影響，因此目前一般 DER 並不能提供電網調節功能，包括電壓調整、無效功率控制及頻率的穩定。

配電網路操作員(DNOs)主要的關切是在具有高DER佔比率之主電網電力品質會不會因此被影響。另一方面，分散式能源的運轉主要依存在主電網的發電和電壓/頻率的調節，因此一旦失去了主電網

的連結，基本上，DER並無法傳送此時所急需之任何電力輸出。

表2.1 配電系統、非集中式的能源系統以及微電網的規劃方法

table 1. Distribution system planning approaches.			
	Past	Present	Future
Planning	Conventional Approach	Decentralized Energy Systems	Microgrids
Generation Integration	Centralized On-site, backup generation	Decentralized Low/medium penetration DER	Decentralized Medium/high penetration DER
Load	No differentiation	Load classification based on power quality requirements and controls (e.g., critical/noncritical, controllable/uncontrollable load)	
Distribution Network	Supplied from substation/passive network	Semi-active network	Active network/bi-directional power exchanges
Contingency Management	Frequency-based load shedding, forced power outage	Load shedding, disconnect DER	Islanding and autonomous operation, emergency DRM, power sharing,

在目前的規劃和工程環境下，為了平衡發電與負載，通常採用的偶發狀況處置方式是採用卸載與強迫停電，來管理因上游饋線故障、高壓線路斷聯或者一個大型發電廠停機所引起的電力不足。即使一個大小適當的地區電源可用來供電部分用戶並防止分區輪流停電，但因配電系統的操作方式，以及DNOs和獨立發電廠(IPP)二者間的控制缺乏協調，故並不允許部份系統作單獨運轉。

而未來微電網的方法(1)基於同區域DER和負載設置地點的協調，促進了一個高效率的能源配送及供應系統，(2)提供一個依據客戶技術喜好與電力品質需求，而具有服務差異性之安全且可靠的電力供應架構，(3)在斷電或能源危機期間，一個具備足夠的發電容量和平衡的電源，可以脫離主電網而獨立運轉之能量輸配結構。微電網同時利用三套的資源，達到電力平衡和能量管理目的，包括可調度的DER控制、需量反應管理(DRM)及與主電網間的電力交換控制。藉由微電網的結構重組電力網路，可以幫助大規模DER互聯至中/低壓的配電系統，且提供了一個充分利用DER效益的機制。系統化的微電網設計是提供DER規劃、大規模的配置及微電網獨立運轉

的有效途徑。

(二) 微電網的結構和特性

一個微電網可以包括部份中/低壓配電系統及由單一或多個DER供應的群聚負載。從運轉的角度來看，一個微電網可以經由責任分界點(PCC)連接到其餘區域的電力能源系統運轉，而且在與電網連結和獨立電網(isolated grid, IG)兩種模式狀態完善地轉變。連結至主電網的微電網運作與控制可以在電網依賴(grid dependent, GD)模式或電網獨立(grid independent, GI)模式之間轉換，端視微電網與主電網系統間的電力交換和相互作用而定。

微電網正常時，以經由變電站變壓器與電力公司系統連接之併聯模式運轉。不過，當微電網在PCC點與電力公司解聯而形成孤島系統後，它也被期待能繼續運轉提供足夠的發電量、控制和操作策略，至少可供電給部份的負載。現今的電力系統在實務上並不允許微電網在偶發事故後維持孤島運轉和自動地再同步併聯，這主要是基於人員和設備安全的考量。但是，許多DER單元基本上有必要在孤島運轉與電網併聯二種模式間做運作變化，並且使此二種模式能順暢地轉換（亦即孤島和同步運轉的暫態現象），以利微電網的資源獲得最佳的利用。

根據 DER 單元與微電網連接的界面，可將其分成二個部分群組。第一個部分包括了經由旋轉機械與微電網互聯的傳統或旋轉設備；第二個部分則由電子耦合設備組成，其使用電力電子轉換器提供與主系統間的連結媒介。做為大部份型式 DG 和 DS 單元的連結介面，此電力電子轉換器的控制概念、策略和特性與傳統旋轉機械有顯著的差異。因此，微電網的控制策略和動態特性與傳統電力系統

有明顯的不同，特別是在獨立的(autonomous)運轉模式之下。相較於一個在運轉和控制均完善的互聯電力系統而言，微電網未來的控制與電力/能源管理策略主要取決於所採用的 DER 技術、負載需求和期望的運轉方案。

1. 微電網的種類

依據其應用、業者結構及微電網所服務的負載類型，表2.2提供了一個微電網可能的架構與特性的分類。表2.2所介紹的三種類型分別為電力公司的微電網、單一或多個設施的工業/商業用微電網，和遠端的微電網。圖1.1所示為一個可以在部份的配電變電所實現之典型微電網架構，其可供應變電所的工業、商業及住宅用戶。

表2.2 微電網可能的架構與特性的分類

table 2. Microgrid architecture.					
	Utility Microgrids		Industrial/Commercial Microgrids		Remote Microgrids
	Urban Networks	Rural Feeders	Multifacility	Single Facility	
Application	Downtown areas	Planned islanding	Industrial parks, university campus, and shopping centers	A commercial or residential building	Remote communities and geographical islands
Main Drivers	Outage management, RES integration		Power quality enhancement, reliability and energy efficiency		Electrification of remote areas and reduction in fuel consumption
Benefits	<ul style="list-style-type: none"> • GHG reduction • Supply mix • Congestion management • Upgrade deferral • Ancillary services 		<ul style="list-style-type: none"> • Premium power quality • Service differentiation (reliability levels) • CHP integration • Demand response management 		<ul style="list-style-type: none"> • Supply availability • RES integration • GHG reduction • DRM
Operating modes: Grid dependent (GD), grid independent and autonomous operation (GI), isolated Grid (IG)	GD, GI, IG		GD, GI, IG		IG
Transition to GI and IG Mode	Accidental	Faults (on adjacent feeders or substation) Maintenance	Main grid failure, power quality issues		—
	Prescheduled		Energy price (peak time), utility maintenance		—

(1) 電力公司的微電網

微電網可以由DNO所管理的一個配電變電所之部分或全部饋線

組成。一個電力公司的微電網利用靠近於負載中心的大數量DER，可以滿足區域性負載成長及配電饋線和高壓傳輸網路的擁塞管理。在電力公司的層級，小水力發電、中型風力/光伏發電(PV)及生質能發電等為一些可供選擇的再生能源，並搭配低污染的氣渦輪發電機，來提供適當的混合發電量。一個電力公司的微電網在高壓饋線和變電所預定的維修期間，可以藉由協調的方式，與主電網解聯。微電網依規劃的孤島運轉可防止負載供應的中斷及斷電時間的延長。一個電力公司的微電網也可以提供輔助服務，包括區域性的無效功率供應和優質的電力品質。有些DER技術可以提供可調度的無效功率，以補償區域性負載及維持電壓大小分佈(voltage profile)。

(2) 商業和工業的微電網

商業和工業電力用戶通常被定義為重要和敏感的負載階級，並要求較高的電力品質和可靠度。一個重要負載不能容許短暫的斷電及並要求較高的電力品質。一個微電網可以用來服務一個多樣商業或工業設施的負載需求，例如一個大學校區、一個購物中心或一個工業設施。由分散式控制和自動化所支援的微電網，其先進的電力管理策略可防止瞬間斷電，並藉由限制主電網及鄰近用戶之影響而改善電力品質。

微電網可依用戶的負載分類及服務差異性，定義出可靠度和電力品質層級。微電網的負載分類及需量反應控制概念，也有助於尖峰削減(peak shaving)及在電網隔離獨立模式運轉期間之發電與需求管理。一個商業或工業用微電網，在市電供應之電力品質不符合負載要求，且可能使微電網之電力品質惡化時，可將其獨立形成孤島運轉。一個商業或工業用微電網，亦可規劃成獨立電網模式操作，

例如，當能源價格高時，於電力公司尖峰時期能源價格攀高時，減少由主電網提供的電力。

微電網也可供應一個小型多重設施住宅用戶，例如，位於市區或郊外的一個併棟住宅或高/低層共同管理公寓。如果使用多個DER單元，這個住宅用的微電網可依據客戶用電供應需求，提供一個便利且可靠的能源輸送系統。對住宅及商業建築應用而言，太陽能PV發電和微型氣渦輪CHP發電是較有吸引力的小規模DER技術。PV能源可整合於建築結構中，建築業主可由白天尖峰負載及太陽能發電之優良相關性而獲利。裝置於個別公寓或辦公室，低噪音且模組化的小規模微型氣渦輪DER，提供了可靠且可控制的熱電聯產能源，其電力和熱能可滿足局部負載需求，並達成較高的整體效率。

(3) 偏遠地區的微電網

根據偏遠地區地理的特性和資源的可獲得性，各種類型的電源例如小水力、風力機、太陽PV和低污染的氣渦輪機能源都是可被使用的。遠端微電網設計的一個主要差別，是其電源規模必須足以供應所有負載，並具有適當的備載容量以作為偶發事故的管理。此外，分散的負載和微電網內最小和最大負載間的大差異，使得DER的技術選用、規模大小及座落地點等，成為一項具有挑戰性的任務。為達到短期和長期偏遠地區的微電網的能源/電力平衡，並克服因間歇性發電及變動性負載所造成之電力波動，通常可建議採行下述的方法：

- 在多重規模尺寸的電源中，以先進的功率分配和機組調度排程，依負載的變化來選取適當DER組合。
- 最佳尺寸能量儲存單元的使用

- 負載的優先化和先進化控制

偏遠地區微電網的設計方法，提供了一個自我修復的系統，並具有充分的緊急供電能力，以達到供電可用性與可靠度合理的水平。值得注意，在獨立的電網或經由一個背對背電力電子與主電網連接的微電網，其電網電壓的特性可以完全不同於主電網，它可能是可提供不同電力品質、頻率或直流電壓的配電網路。

2. 微電網的 DER 單元

DG 和 DS 這二種設備通常係經由中壓或低壓等級引接至主微電網中。圖 2.2 所示為一個由能源來源、連結介面和在連接點(point of connection, PC)開關設備所組成的 DG 單元。傳統的 DG(例如，由往復運動的引擎所驅動的同步發電機，或是由定速度風力機所驅動的感應發電機)其旋轉機械：

- 可將能源轉換為電力。
- 亦可作為能源與微電網之間的介面。

對一個以電子設備耦合連接的 DG 而言，其連接的電力轉換器：

- 可提供另一層次的轉換和控制；例如電壓和頻率控制。
- 可作為 DG 與微電網間的連結介面。

由能源側輸入至 DG 介面電力轉換器之電力，可以是固定或可變頻率的交流電，亦可為直流電。圖 2.1 亦可代表一個 DS 的架構，只要用儲存媒介物(storage medium)取代圖中的能源來源。表 2.3 分別描述 DG 與 DS 廣泛使用的能源與儲存媒介物的典型介面架構及電力潮流控制方法。值得注意的是，除了上述二種 DG 與 DS 的基本類型外，一個 DER 單元也可是混合類型，例如，同時包括能源轉換單元和儲存媒介二者。混合型 DER 與主微電網的介面，通常是經由一個

可執行雙向交流/直流及直流/直流變換的轉換器。

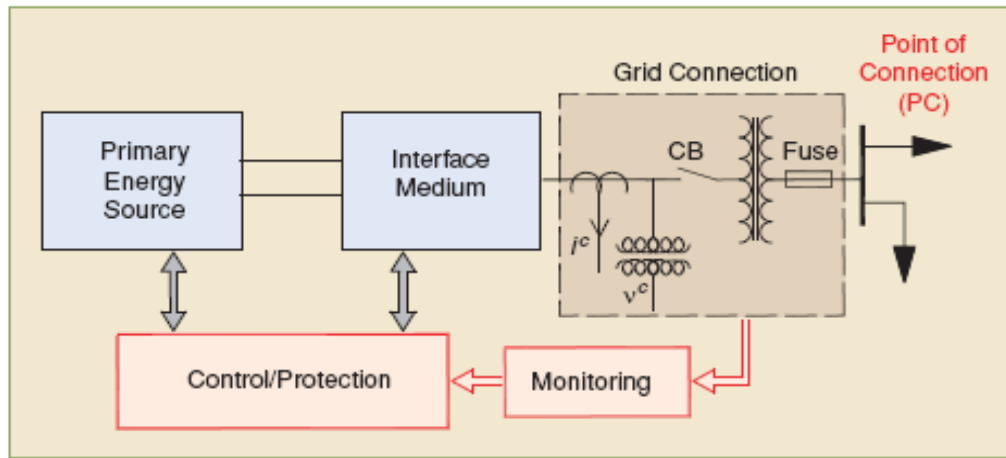


圖2.1 DG單元的方塊表示圖

表2.3 DG與DS使用的能源與能量儲存設備介面及電力潮流控制方法

table 1. Interface media for DER units.			
	Primary Energy Source (PES)	Interface/Inversion	Power Flow Control
Conventional DG	Reciprocating engines small hydro	Synchronous generator	AVR and Governor control (+P, ±Q)
	Fixed-speed wind turbine	Induction generator	Stall or pitch control of turbine (+P, -Q)
Nonconventional DG	Variable-speed wind turbine	Power electronic converter (ac-dc-ac conversion)	Turbine speed and dc Link voltage controls (+P, ±Q)
	Microturbine		
	Solar PV Fuel cell	Power electronic converter (dc-dc-ac conversion)	MPPT and dc link Voltage controls (+P, ±Q)
Long-Term Storage (DS)	Battery storage	Power electronic converter (dc-dc-ac conversion)	State-of-charge and/or output Voltage/frequency controls (±P/±Q)
Short-Term Storage (DS)	Super capacitor	Power electronic converter (dc-dc-ac conversion)	State-of-charge (±P, ±Q)
	Flywheel	Power electronic converter (ac-dc-ac conversion)	Speed control (±P, ±Q)

就電力潮流控制而言，DG 可以是一個可受調度(dispatchable)，也可以是不受調度的設備。一個可受調度 DG 的輸出功率，可經由監控系統提供的設定值來執行外部的控制，此可受調度 DG 可以是動作快速或是響應緩慢的設備。圖 2.2 為一個使用往複式引擎可受調度之 DG 架構圖，此往複式引擎 DG 通常配備有調速器(governor)來執行速度控制和燃料調整，自動電壓調整器(AVR)則控制同步發電機的內電壓。根據調度的策略，可經由調速器和自動電壓調整器控制

DG 的實功率與虛功率輸出。

相反地，一個無法接受調度的 DG，其輸出功率通常控制在其主要能源於最佳運轉狀況。例如，為了從風力得到最大可能的電力，一個不受調度的風機通常是以最大功率追蹤的概念做控制，因此風機的輸出功率會根據風力的大小而變化。使用再生能源的 DG 通常是不受調度的設備單元。為了讓再生能源型式的 DG 在所有可行的條件下均有最大的輸出功率，通常使用最大功率追蹤點(MPPT)的控制策略來傳送最大的功率。

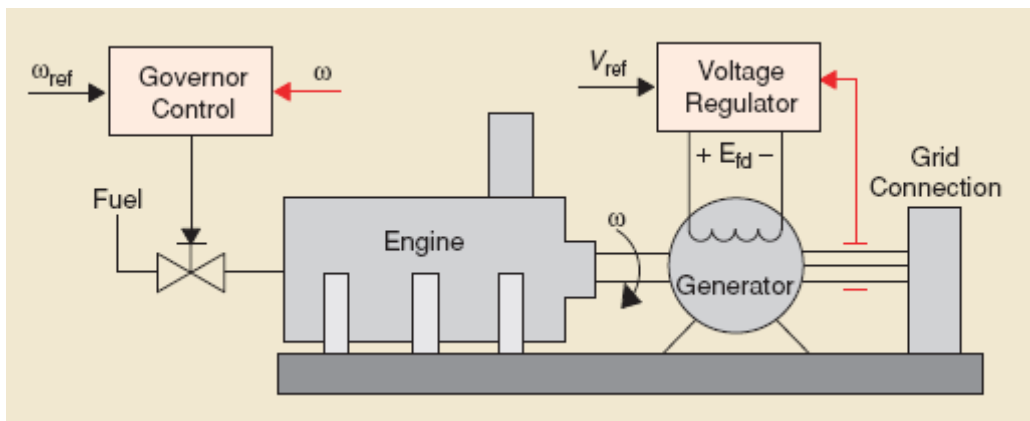


圖2.2 往復引擎發電機式的DG設備

圖 2.3 顯示三種常見經由電子介面 DER 的架構圖。圖 2.3(a)為一個不受調度的光伏(PV)型式 DG，此 PV 陣列經由一電力轉換器與主微電網互聯。此轉換器是由一個 dc-dc 轉換器和一個 dc-ac 轉換器所組成的一個 dc-dc-ac 系統。圖 2.3(a)的架構也能表示能源來源具有可受調度特性的 DG 單元，例如一個燃料電池或電池儲能，則亦構成一電子式耦合的組合。

圖 2.3(b)所示為一經電子式連接的混合式 DER 單元，其中的轉換器系統是由兩個並聯的 dc-dc 轉換器和一個 dc-ac 轉換器所組成。雖然圖中 PV 陣列為一無法接受調度的電源，但可控制轉換器系統於

此單元的輸出端提供一個可受調度的電力。圖 2.3(b)也意味著一個基於無法調度的風力 DG 單元，也可以被轉換成一個可受調度的混合式 DER 單元。

圖 2.3(c)顯示一經電子式連接的發電機組 DG 單元，此 DG 單元增加了一組電容性的能量儲存單元，而發電機組是一動作緩慢的可受調度 DG 單元，經由一 ac-dc-ac 的轉換器系統與主微電網併聯。電容性的儲存單元以一 dc-dc 轉換器為介面與 ac-dc-ac 轉換器系統於直流鏈(dc link)相互連接，並於此動作緩慢的發電機組啟動或加減速期間，提供短時間的電力潮流需求。

電子式連接 DER 單元有一顯著的特性，即透過介面轉換器可使其具有快速的動態響應能力；另一個特點是介面轉換器可限制 DER 單元對短路電流的貢獻量至其額定電流的 200%以下，實際上亦即可防止提供故障電流。相較於傳統的 DG 單元，在微電網的暫態期間，因電子式連接的 DG 單元並不具有任何慣量，本質上無維持微電網頻率之傾向；不過，轉換器的快速控制也能被利用來協助頻率的調整。圖 2.3 之轉換器介面的另一個特性是，它可提供能源來源及配電系統間某種程度的電力隔離，也因此相較於傳統 DG 單元，在兩個子系統之間的動態交互作用通常是較不那麼劇烈。

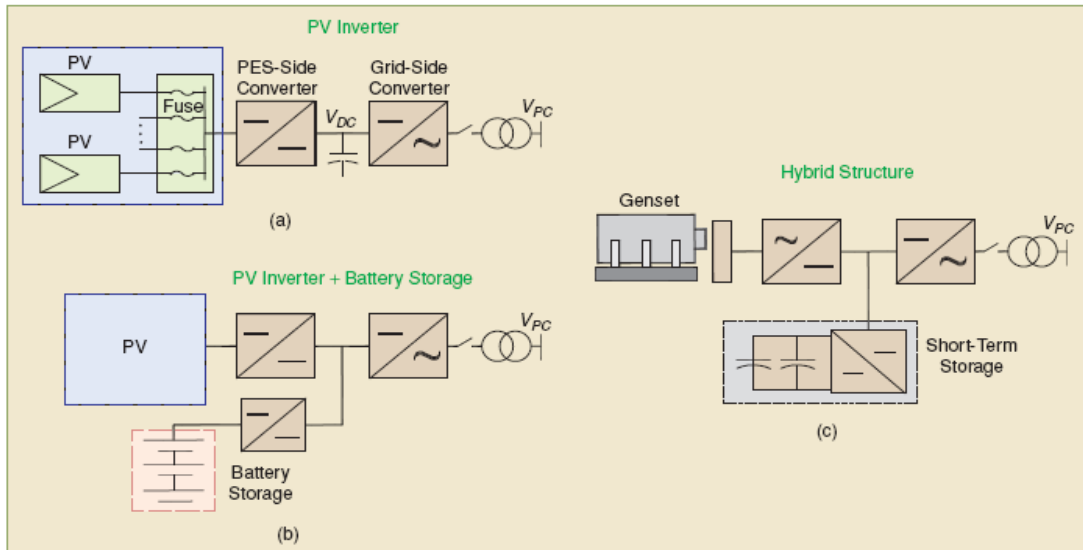


圖2.3 電子耦合式DER單元的一般架構 (a)無法調度的DG；(b)及(c)可調度的DG和DS

3. 微電網的負載

在與市電併聯的模式下，電力公司的配電系統通常可視為一個鬆弛(slack)匯流排，其可供應/吸收任何微電網產生的電力差異以維持淨電力的平衡。在微電網架構下，基於運轉策略或者契約規定，如果淨輸入/輸出電力有嚴格的限制，則卸載或發電機跳脫也是一種可能選擇。

在獨立運轉的模式下，為了維持電力的平衡，並且使微電網的電壓/角度穩定，採取卸載或跳脫發電機通常是必要的。因此，運轉策略必須保證微電網內的重要關鍵性負載可享有服務優先權。再者，微電網的運轉應該能提供相關功能，例如用戶服務差異性、特殊負載的電力品質提升和事先指定負載類別的可靠度改善。減少尖峰負載與降低大範圍負載變動的控制，也能被運用來使 DS 單元和可調度 DG 單元的額定容量達到最佳化。

實際上，部分非敏感性(non-sensitive)的負載可被視為可控制負

載，並且加入需量反應(demand response)控制策略，以降低尖峰負載及使負載變動曲線(load profile)較為平順，或者當在某些特定期間有多餘的電能(例如間歇性的 DG 單元)可利用時，安排負載用電。非感性且無法控制的負載則為卸載的首要對象，卸載與需量反應通常透過微電網的能源管理控制器(energy management controller)來執行與監督。

(三) 微電網的控制、管理與監督

1. 微電網 DER 的控制

在微電網內，DER 單元控制策略的選擇是基於被要求的功能和可能的運轉方案。DER 單元的控制也由其與系統和其他 DER 單元間的相互作用特性來決定，DER 單元的主要控制功能是電壓和頻率控制及實/虛功率控制。表 2.4 提供一個 DER 單元主要控制功能的一般的歸類，表中將控制策略分成電網追隨(grid-following)與獨立電網形成(grid-forming)二種控制模式。

上述分類更進一步分成非交互式(noninteractive)和交互式電網控制策略。當不需要在連接點(PC)直接控制電壓和頻率時，可採用電網追隨法。再者，如果一DER單元的電力輸出控制是與其它單元或負載無關的話，它即形成一個非交互式電網策略，例如一個以最大功率追蹤控制的太陽光伏系統。而交互式電網控制策略乃是基於指定的實/虛功率設定值為其輸入指令，此設定值由電力調度策略或者是負載或饋線實/虛功率補償而定。在沒有電力公司網路連接的情況下，對一個可受調度單元的電壓和頻率控制而言，應採非交互式與電網形成的控制方式，DER單元會試圖在獨立的微電網中，提供平衡的功率，同時調節電壓並且穩定頻率。如果有兩個或更多個DG

單元共同分擔負載需求，並且同時對微電網內的負載變化作出反應，則可採用經由改變DER單元電壓和頻率的交互式控制策略。

表2.4 DER單元主要控制功能的分類

table 2. Classification of control strategies for electronically coupled DER units.		
	Grid-Following Controls	Grid-Forming Controls
Noninteractive Control Methods	Power export (with/without MPPT)	Voltage and frequency control
Interactive Control Methods	Power dispatch Real and reactive power support	Load sharing (droop control)

(1) 電網追隨(grid-following)：功率輸出控制

在不超出微電網所決定的電壓和頻率限制下，電網追隨之功率輸出控制策略經常用在控制DER單元的輸出功率。如果連接介面是一電壓源轉換器(VSC)，可使用電流控制策略來決定此VSC脈寬調變(PWM)的參考電壓波形。藉由追蹤分界點的電壓波形，此參考信號也與微電網的頻率同步。此控制策略可以在一個同步的”dq0” 框架下實現，並指定轉換器輸出電流的d軸分量與q軸分量分別對應到輸出的實功率與虛功率，圖2.4為一個”dq0” 框架控制器的方塊圖。

圖2.4 顯示一個VSC的d軸和q軸電流分量乃經由一”abc”至”dq0” 的轉換而取出，再與由外部功率或電壓控制迴路所指定的參考信號做比較；此一誤差信號會提供給dq電流控制方塊，以決定參考電壓Vd和Vq；最後，經過一個”dq0” 至”abc”的轉換，即可確定PWM信號產生器的三相參考信號。詳細的內部和外部控制方塊架構，依控制模式和能源的類型而變。類似的電流控制方法也可用於以abc為參考的框架下，例如一個不平衡的系統。

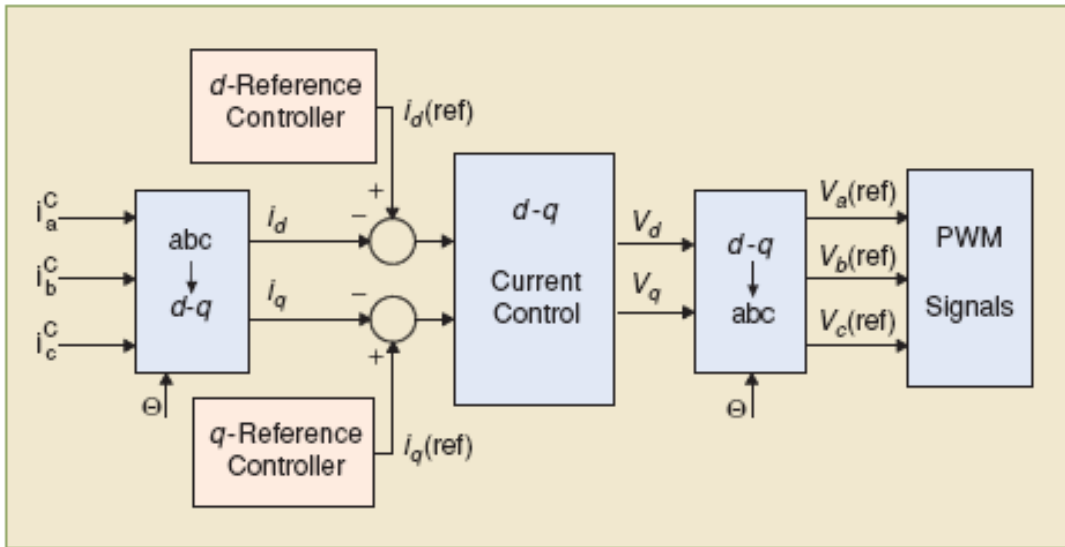


圖2.4 以電壓源轉換器為介面DER的d-q軸電流控制架構

圖2.5顯示一個基於功率輸出策略的控制方塊圖，此策略用一個dc鏈的電壓控制器和一個虛功率控制器分別取代圖2.4中的d軸和q軸參考控制器。從再生能源提供的輸入功率被饋引至dc鏈，使其電壓提升，此時電壓控制器會對此電壓升起作用，經由對d軸變頻器電流設定一適當的值，來平衡dc鏈流入和流出的功率大小。

圖2.5中的虛功率控制器設定了轉換器電流q軸分量的參考值，如果需要功率因數為1的狀況，那麼此虛功參考值(Qref)即設為0。圖中也顯示更詳細的d-q電流控制架構，包括兩個給d軸和q軸電流控制的比例積分(PI)控制器、電壓前饋項(feed-forward terms)和交叉耦合消除項(cross-coupling elimination terms)。經由”dq”至”abc”的轉換後，電流控制器的輸出即可形成PWM信號產生器的參考電壓。此電流控制策略其中的一個主要特性是，在微電網故障期間，其本質上具有限制轉換器輸出電流的能力，也因此提供了轉換器的過電流保護，並可減少對故障電流的貢獻量。

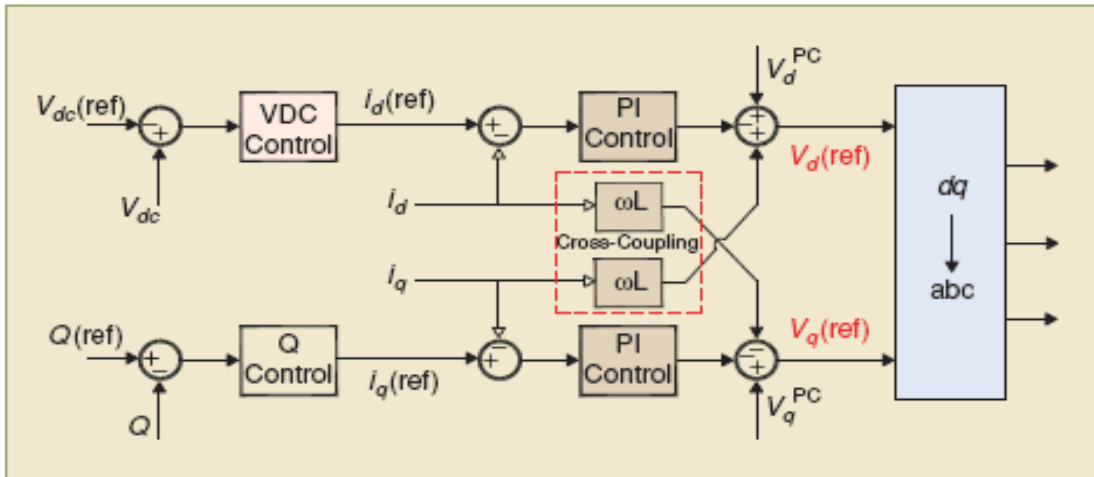


圖2.5 Grid-following功率輸出控制圖

(2) 功率調度與實/虛功率的維持

功率調度和實/虛功率控制策略通常用於可受調度DER單元的輸出功率控制上，為此須事先選定實功率調度和虛功率補償的參考值，其控制的架構理念與圖2.5非常相似，主要的差別在於用來產生參考值的方法。圖2.6顯示一基於事先選定設定值的DER單元之實/虛功率控制方塊圖，其中P(ref)和Q(ref)為其實/虛功率設定值，而Pout和Qout為從量測此單元的輸出電壓和電流所計算得來的實/虛功率輸出。

P(ref)和Q(ref)可由一電力管理監督系統設定，或者由一事先選定的功率曲線(power profile)局部計算而得，以使此DER單元的實/虛功率輸出達最佳化。其他常使用的方法是基於補償區域性負載的變動、尖峰負載削減和使饋線的電力潮流變動更平坦等。兩種具體的虛功率補償事例乃基於此單元在連接點的電壓調整和功率因數補償。

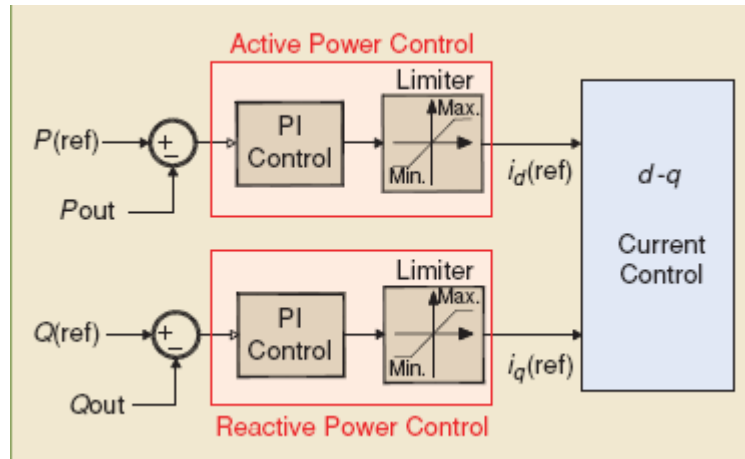


圖 2.6 實功率和虛功率控制圖

(3) 獨立電網形成(grid-forming)控制

獨立電網形成控制策略，乃是模仿一個在獨立微電網中搖擺電源(swing source)的特性。在微電網內的一個電網形成單元，可以被指定來調整PCC點的電壓並且設定系統頻率，惟此單元容量要夠大，並且有足夠的備載容量來支持功率的平衡。如果有兩個或更多個DER單元積極地參與此微電網的穩定運轉和電壓調節，則通常使用頻率低垂(frequency droop)和電壓低垂(voltage droop)兩種控制策略來分擔實功率和虛功率成分的調節。在這種情況下，此微電網的電壓和頻率會在可接受範圍內偏離其額定值，而此偏離值視負載大小和頻率下降特性而定。

圖2.7顯示頻率低垂(f-P)和電壓低垂(V-Q)的關係特性，每一條曲線可依其斜率(k_{fP} 或者 k_{vQ})而訂定，並且存在一個代表額定頻率(f_0 ， P_0)或是標稱電壓(V_0 ， Q_0)的基準點。這些低垂係數(droop coefficients)和基準點可經由一回復過程(restoration process)加以控制，以動態地調整DER單元的操作運轉點。此乃藉由動態地改變電力分配(power-sharing)水平，來達到取得新的頻率和電壓的設定值，而此回復作用(restoration action)通常是非常緩慢的，並且也可能被一獨立微

電網於再次併聯於市電期間使用。

圖2.8顯示一個低垂控制策略的方塊圖，控制器的輸入是在當地量測的頻率偏差量和DER單元端的電壓偏差量，如果DER單元有不同的容量，則每一個下降特性的斜率是依其額定容量比例來設定，以防止發生過載現象。

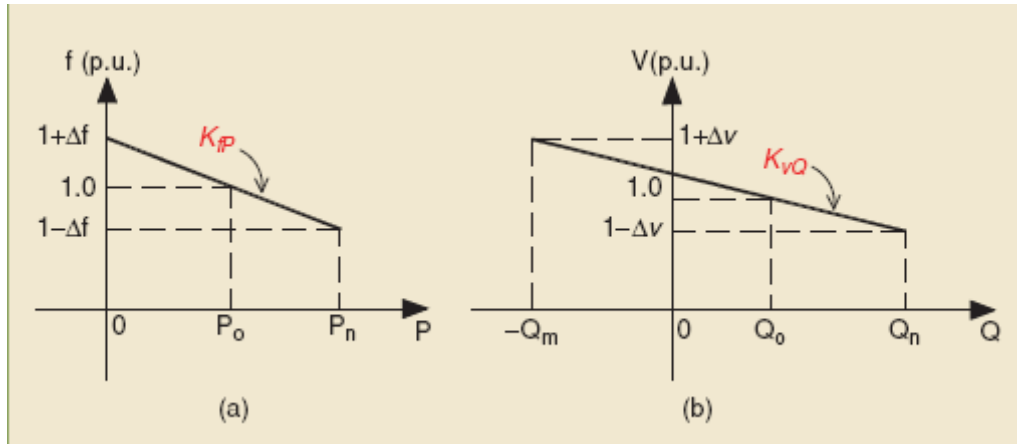


圖2.7 在多個DER單元間的負載分配特性 (a) f - P droop (b) v - Q droop

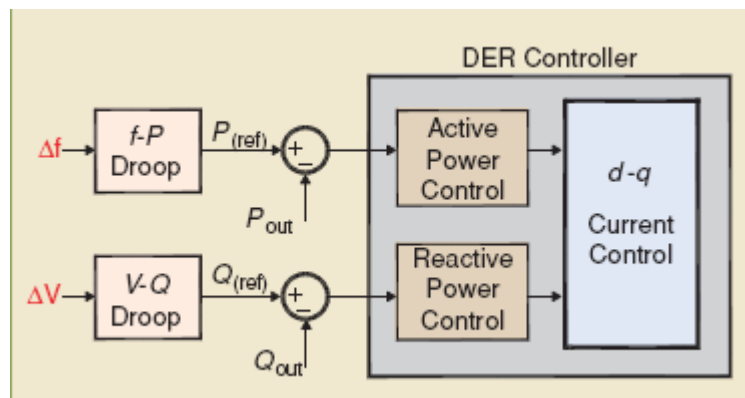


圖2.8 低垂控制策略

2. 電力與能源管理

一個擁有超過兩個以上DER單元的微電網，需要一個電力管理策略(PMS)以及一個能源管理策略(EMS)來達成健全的運轉，特別是在運轉於獨立模式時。與傳統的電力系統相比較，微電網PMS/ EMS

的快速響應是更為關鍵重要的。其原因有

- 存在多個、小型的DER單元，其電力容量與特性有著明顯的差異。
- 當在獨立運轉時，可能沒有大型具優勢的電源，也就是缺乏無限匯流排。
- 若供應不足時，DER單元的快速響應，可能會對電壓/角度的穩定造成不好的影響。

圖1.2顯示一個微電網PMS/EMS的資訊/數據流向和功能，其中即時管理的模組接收到現在與預測的負載量和發電量及市場資訊，分別適切地執行電力潮流、功率輸出、電力公司電力消耗量、可調度資源及可控制負載的控制。

PMS/EMS決定DER單元的實功率/虛功率分擔

- 各DER單元間可適當的分擔實功率/虛功率。
- 可對微電網的擾動和暫態現象做出適當地回應。
- 可決定各DER單元的功率設定值，使得微電網的功率平衡和頻率恢復。
- 如果有需要的話，可使微電網與主電網再同步併聯。

在與電力公司互聯的模式裡，這些DER單元提供了事先預定的功率。例如，從電力公司輸入最小的功率(peak shaving)，並且每一個單元被控制成為一個PQ-bus或是PV-bus。因此主電網是被預期去補償在微電網內實、虛功率供應與需求之間的差異。不過，在一個獨立的運轉模式，所有單元的輸出功率必須滿足微電網的總負載需求，否則，此微電網必須經歷一卸載過程，使得發電量與負載需求可以相匹配。另外，為了使微電網動態(例如孤島的暫態現象)的影響降至最低，以及抑制功率和頻率的振盪，迅速和有彈性的實、虛功

率控制策略是需要的。PMS/EMS應該可提供短期的電力平衡和長期的能源管理這二項要求。

短期的功率平衡可包括：

- 提供負載追隨 (load-following) 能力、電壓調整和頻率控制，此乃基於在DER單元間的實功率分配或以卸載來消除功率的不匹配。
- 在暫態及隨後的期間，提供可接受的動態響應及電壓/頻率之回復。
- 提供可符合關鍵敏感性負載的電力品質條件。
- 提供在主系統復電後的再同步併聯。

長期的能量管理可包括：

- 在重新排程可調度DER單元的運轉點時，提供一適當程度的備轉容量，此運轉點的選擇乃基於最佳化的過程，可 (1)控制與主電網間的淨輸入/輸出功率 (2)使功率損失最小 (3)使再生能源輸出最大功率 (4)使基於燃料為單元的發電成本最小。
- 考量每個DER單元特殊的需求與限制，包括了單元的型式、發電的成本，分散式能源來源的時間性、維修週期和環境相關的影響。
- 提供需量反應管理(load profile控制)以及在微電網暫態期間被切離的非敏感性負載的復電，例如對一孤島事件隨後的卸載需求做出反應。

3. 微電網的監督控制

一個微電網透過它的控制系統，必須維持全部或者部分以下的功能:電能的供給、能源市場的參與、關鍵負載事先訂定的服務品質、停電後的全黑啟動、其它輔助服務等。此一目標可藉由集中式或者分散式的監控系統來完成，此監控系統包括如圖2.9所示的三個階層。

- 配電網路操作員(DNO)或市場操作員(MO)。

- 微電網中央控制器(MCC)。
- 每一DER單元和負載相關聯的區域在地控制器(LC)。

DNO是因應存在著超過一個微電網的區域而設立的。另外，一個或更多個MO會對每個特定區域的市場功能負責。這兩個實體並不隸屬於微電網，而是主電網的代表。在DNO/MO和微電網之間的主要介面是MCC，MCC承擔著不同的任務角色，從微電網價值的最大化到各個LC間的協調。

LC控制微電網內的DER單元和可控制負載，根據控制的方法，每一LC可能有某種程度的智慧。在集中式操作時，每個LC從所對應的MCC接收設定值；而在分散式的操作時，每一LC可在地自行決策。當然，無論任何操作模式，某些決策僅止於區域性的，例如一個LC不需要由MCC下指令去執行電壓控制。對一集中式操作而言，在電網互聯的模式下，LCs會遵循MCC的命令，並且對下面兩件事有自主權：

- 執行DER單元電力交換的區域最佳化。
- 隨著轉換至孤島運轉模式時，可切換至快速的負載跟隨方法。

根據 DER 的出價策略和高層次的最佳化過程，MCC 提供運轉設定值給 DER 單元，並且決定是否供應或控制較次等級的負載。對一分散式操作，控制決策由這些 DER 的 LC 來完成(例如滿足負載需求的功率最佳化，及依據市場價格使輸送至主電網的功率達最大化)。再者，LCs 必須保證由他們所控制的負載可以安全和順利的運轉。

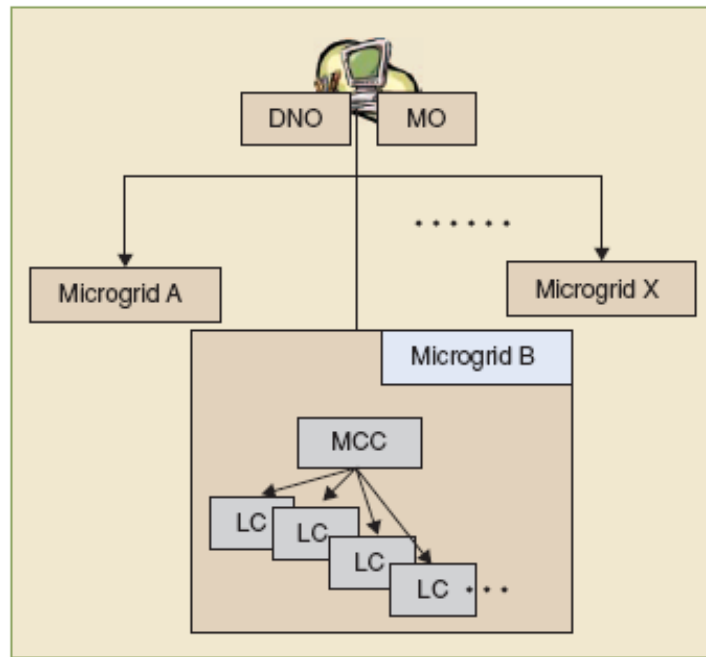


圖2.9 一個微電網的監控架構圖

(四) 核研所微電網

核能研究所(Institute of Nuclear Energy Research, INER)於早期2003年投入再生能源領域研發及建置，包括100 kW高聚光型太陽能發電系統(High Concentration Photovoltaic, HCPV)，其中有14座5 kW及21座1.5 kW之太陽能板；垂直式風力機2 kW兩台；水平式25 kW及150 kW永磁同步風力發電機系統，皆與市電併聯運轉發電，並持續開發kW級固態氧化物燃料電池(SOFC)及600 kW風力發電系統。基於這些研究設施與基礎規模，於2010年在所內建置百kW級再生能源園區自主式(Autonomous)低壓380 V微型電網示範系統及其資通訊控制系統，如圖2.10所示，現階段已完成五座30 kW負載箱及電能管理控制系統建置，除了可做單相控制之外，亦可模擬所內部份負載用電特性，如電阻性、電感性、整流性及大型馬達啟動之空調負載。此外已將21座1.5 kW之HCPV併入此微型電網試

驗場進行測試。另外於 2011 年建置 65 kW 微氣渦輪機作為微電網之備用電源，並且應用核研所已開發鋰鐵磷電池之儲能系統進行微型電網功率控制補償，朝分散式發電與智慧型電網技術發展方向進行。其中發展分散式能源電力控制與管理技術包括：(1)自主式微型電網系統動態模擬與負載分析技術建立(2)智慧型分散式感測與電力控制技術(3)微型電網專用之分散式發電(DG)電力電子設備研發(4)儲能系統、備載控制與直流供電(5)系統測試情境研究及相關經濟與產業效益分析。為能有效達成再生能源滲透率為 20%之目標，針對自主式微型電網系統動態模擬與負載分析技術方面，建立各類型電源動態及暫態模型，包括太陽能發電 HCPV、永磁同步風機發電等，分析整體系統的動態與暫態響應，進一步設計電力控制與管理系統。

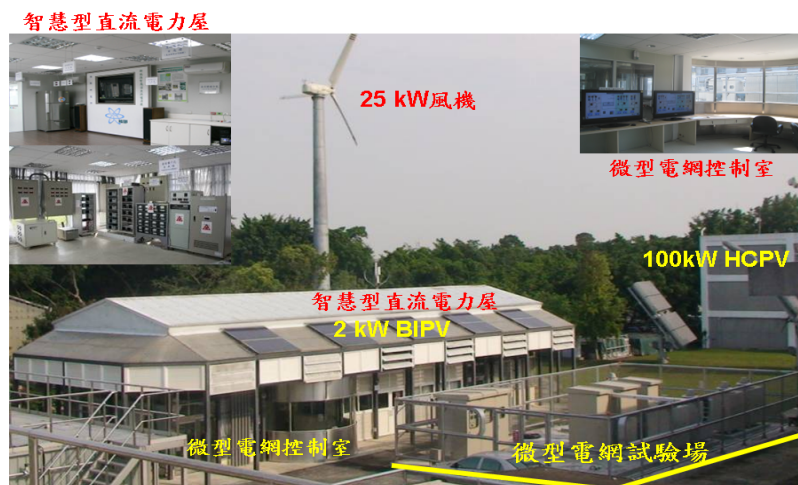


圖 2.10 核研所微型電網試驗場

核研所之電力系統由台電佳安與松樹變電站以二迴路 69 kV 電源供應，經所內之中二變電所變壓器(額定 69 kV/11.4 kV、容量為 10 MVA)降壓，供應全所負載用電約 8 MW，圖 2.11 所示為其電力系統架構圖。其中再生能源園區位於 4E-1 區域，目前裝有 25kW 與 150 kW 水平風力機及兩部 2 kW 垂直風力機，此外還裝置 21 座 1.5 kW 及

14 座 5 kW 之 HCPV 在屋頂及地面，其輸出電力皆與市電併聯發電，該區域主要供電範圍包含生質能實驗室、直流電展示館及辦公室等。依據再生能源建置地點分佈，將 4E-1 區域規劃為三個子區域供電系統，包括 Zone 1、Zone 2 及 Zone 3，並且形成串並聯之架構，分別供電給 039 館、072 館及 048 館負載。為了進行分散式電力系統之研究，核研所在此區域建置一個百 kW 級三相四線式 380 V 微型電網試驗場測試平台，包括 11.4 kV/380 V、500 kVA 之配電變壓器、6 組 30 kVar 之 LC 濾波器及其自動功率因數調整控制器、微電網與市電併聯用之靜態開關(Static Switch, SS)、五座 30 kW 負載箱及其電能管理控制系統，以模擬三個區域系統負載。其中完成 Zone 1 之微型電網建置，包括兩座 380 V 之 30 kW 負載箱，用來模擬 48 館之負載用電，150 kVA、380 V/208 V 之負載變壓器供不同電壓等級負載用電，及再生能源發電併聯之 150 kVA、380 V/380 V 變壓器。另外 21 座 1.5 kW 太陽能板經併網型變流器(grid-tie inverter)與微型電網併聯供電，由三台單相變流器將太陽能板產生直流電轉為三相 R、S、T 之 380 V /220 V 交流電源，由於此變流器無法提供虛功率補償，且於市電斷電情況下無法將 HCPV 產生電力輸入至微型電網，為能順利進行微型電網孤島運轉，將加入額定為 480 V、容量為 65 kW 之微氣渦輪機作為微型電網孤島運轉之備用電源，經由雙模控制器(Dual Mode System Controller, DMSC)使渦輪機可運轉於併網及孤島模式，當市電端 U 有電情況下，渦輪發電機可透過雙模控制器，自動將無熔絲開關同步閉合與市電併聯供電，因而運轉在併網模式；當 U 端電壓下降或斷電情況下，為了保護發電機，先將微渦輪機熱停機後，且打開無熔絲開關，雙模控制器才改為孤島控制模式，約

幾秒鐘後再將微渦輪機啟動發電，如此將會產生全黑啟動現象，造成微型電網之負載供電短暫斷電。由於再生能源產生的電力變動大且具有間歇不確定性，為了提升再生能源併網之滲透率，使微型電網於併網情況下具有功率調整功能，並且可由併網運轉無縫切換為孤島運轉，現在系統有裝置儲能設備來控制微電網電壓，並維持微電網之供需平衡。

為執行微電網直接併入台電配電饋線的應用，核研所電力系統已經做了部分修改，即將院內微電網供電另引台電瑞源 OQ38 饋線與之併聯，並設計與原由所內中二變電所供電電源形成互鎖。正常微電網運轉時，將直接連接至台電配電饋線，以驗證微電網相關功能。

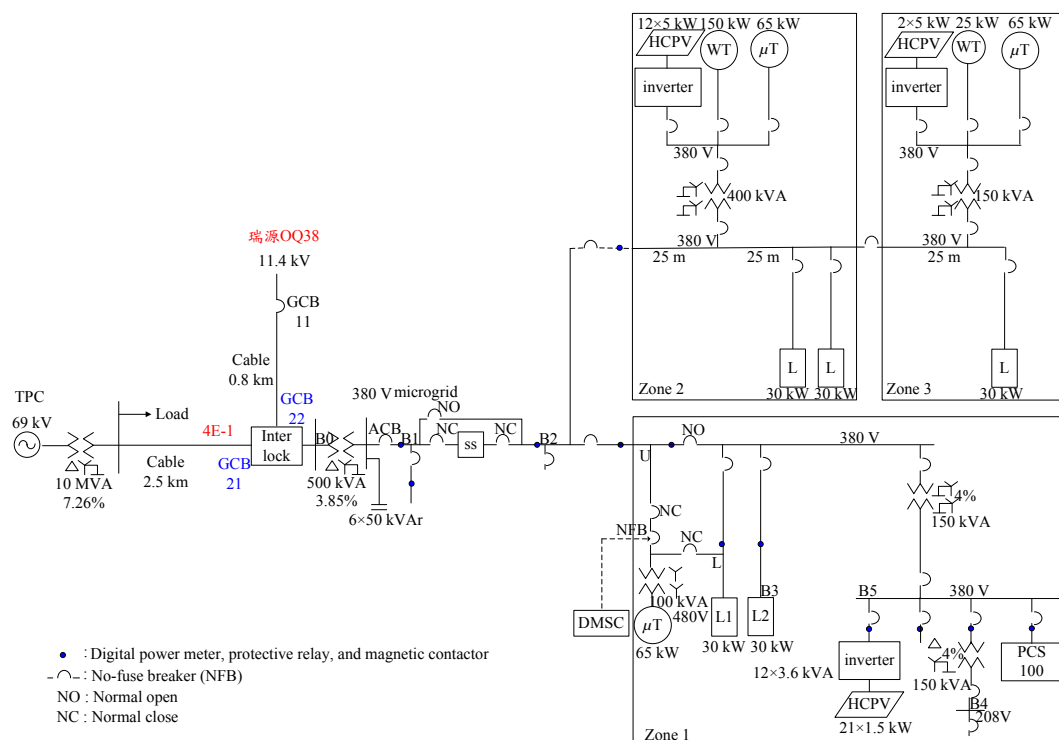


圖 2.11 INER 微型電網電力系統架構圖

二、核研所微電網雙電源之相序測試及環路控制邏輯規畫

為提升微電網系統之供電可靠度，核研所微電網目前除了在正常功電與台電OQ38饋線併接外，另保有由台電佳安與松樹變電站以二迴路69 kV電源供應，經所內之中二變電所變壓器(額定69 kV/11.4 kV、容量為10 MVA)降壓的備用迴路。目前二迴路電源為互鎖(inter-lock)狀況，經常供電電源為OQ38，備用電源為4E-1，當OQ38電源失效時，因控制電源亦跟著失效，導致無法互鎖，而需以手動方式調整至4E-1。本計畫首先要執行OQ38與4E-1電源之相序測試，以避免進行轉供時，因相序不正確導至設備損壞與喪失外部電源，接著進行環路控制邏輯規畫。

(一) OQ38/4E-1雙電源相序測試

受限於量測設備與安全因素，雙電源之相序測試僅於PT二次側進行量測，首先須確認PT之額定容量與接線模式，圖2.12為4E-1電源PT二次側正視圖與銘牌，PT額定容量10kVA，額定電壓11.4kV/208V/120V，接線模式為 Δ -Y(接地)，如圖2.13所示。圖2.14為OQ38電源PT二次側正視圖與銘牌，PT額定容量10kVA，額定電壓11.4kV/110V，接線模式為 Δ - Δ (接地)，如圖2.15所示。現場量測的進行將分成以下三步驟進行：

1. 量測4E-1電源之PT二次側

(1)三相線對線電壓(X1X2-X2X3-X3X1)

(2)三相線對地電壓(X1X0-X2X0-X3X0)

2. 量測OQ38電源之PT二次側

(1)PT三相線對線電壓(X1X2-X2X3-X3X1)

(2)PT後端端子台三相線對線電壓(X1X2-X2X3-X3X1)

3. 量測 4E-1 電源之 PT 二次側對應 OQ38 電源之 PT 二次側

(1) 4E-1 電壓(X1X2X3)對 OQ38 電壓(X1)。

(2) 4E-1 電壓(X1X2X3)對 OQ38 電壓(X2)。

(3) 4E-1 電壓(X1X2X3)對 OQ38 電壓(X3)。

(4) 4E-1 電壓(X1X2X3)對 OQ38 電壓(X1X2X3)。

上述方法可確定雙電源之相序，電並無法進行二電源之對相工作。

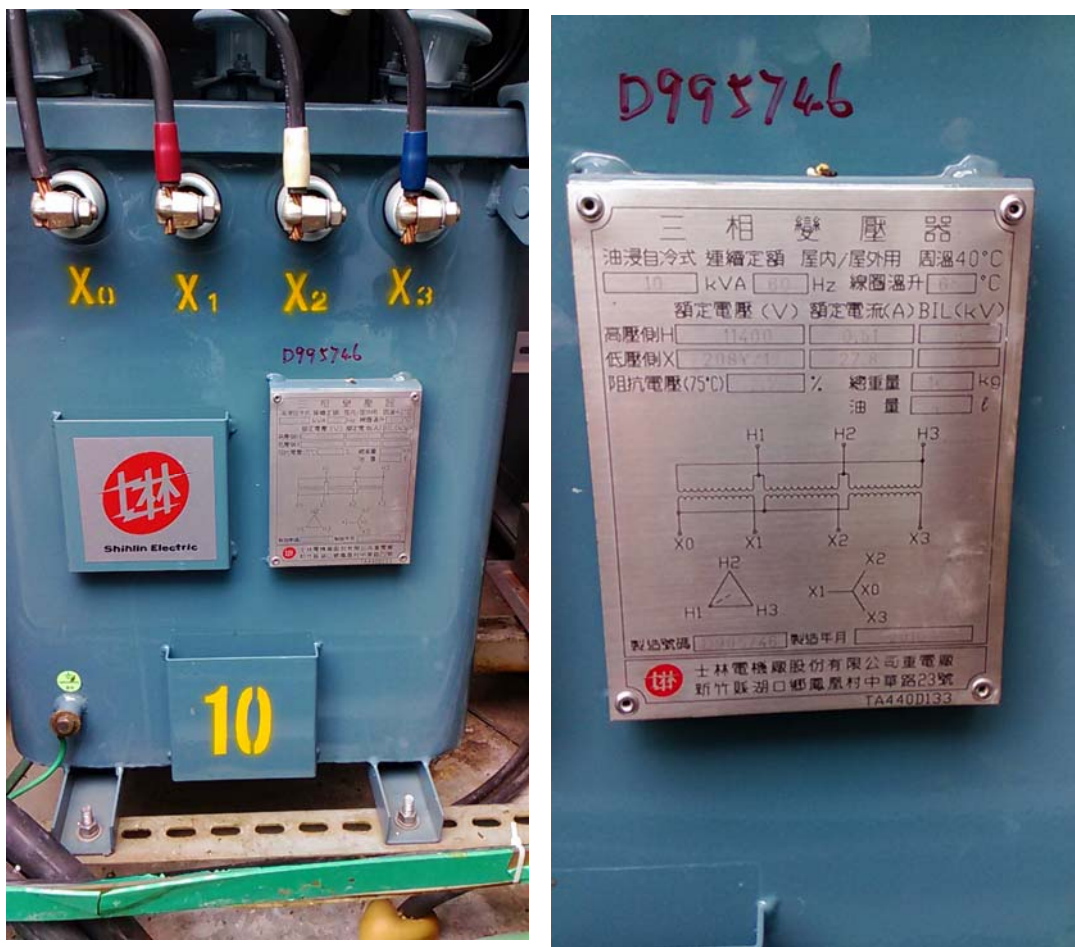


圖 2.12 4E-1 電源 PT 二次側正視圖與銘牌

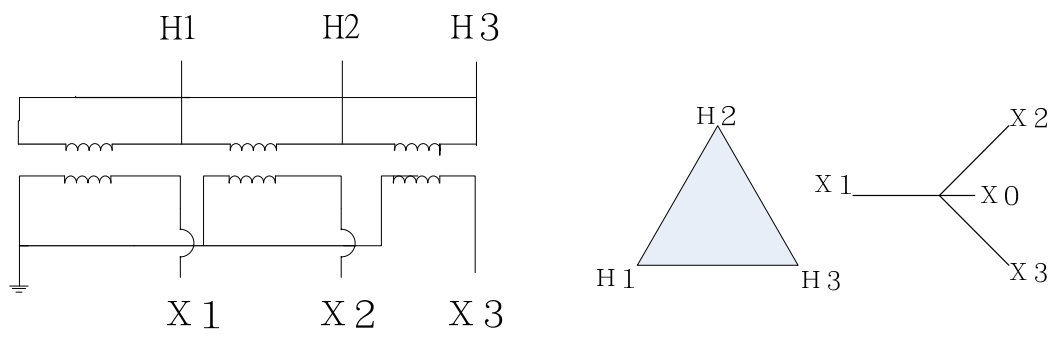


圖 2.13 4E-1 電源 PT 接線圖



圖 2.14 QQ38 電源 PT 二次側正視圖與銘牌

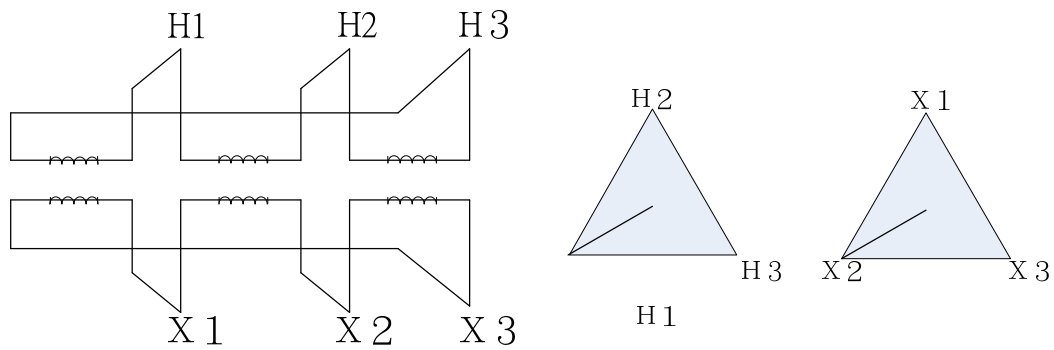


圖 2.15 OQ38 電源 PT 接線圖

(二) OQ38/4E-1 雙電源控制邏輯規畫

考慮於互鎖控制電源加裝不斷電系統(UPS)，期望二迴路電源可進行自動轉供切換，當OQ38電源失效時，可於1分鐘內自動切換至4E-1電源(目前為手動)，並當OQ38電源恢復時，自動切換為OQ38。

圖2.16為所新建之微電網雙電源電路圖，圖2.17為新規劃之互鎖站ATS互鎖控制電源架構圖，ATS互鎖控制電源與其UPS電源來自4E-1與OQ38之PT，以確保互鎖站有穩定的供應電源。目前ATS互鎖站有獨立的PT可偵測電壓，亦可設定電源為Local或Remote。當設定為Local時，可設定4E-1或OQ38為主電源；當設定為Remote時，則可在微電網主站規劃其控制邏輯，以便進行電源調度。

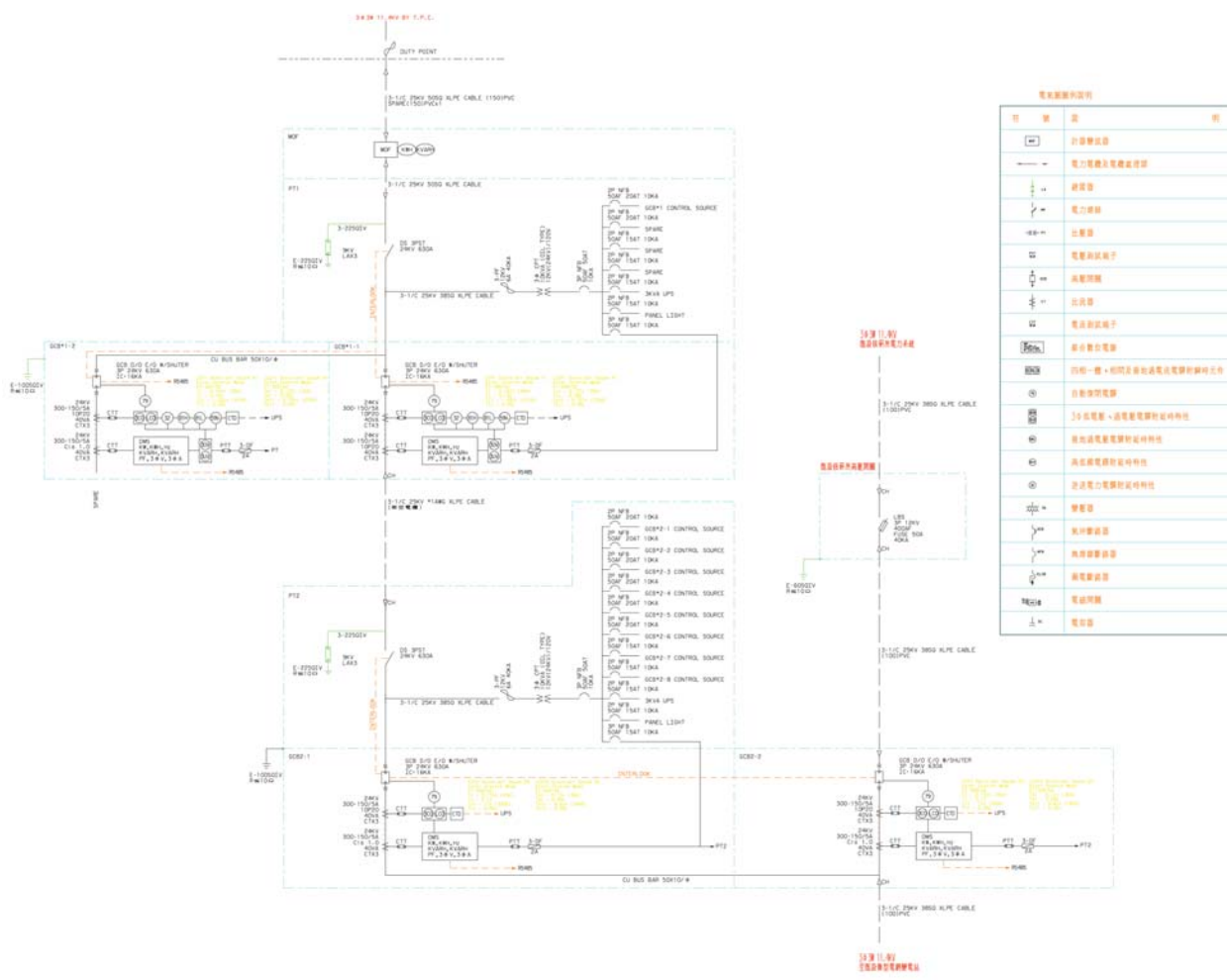


圖 2.16 新建微電網雙電源電路圖

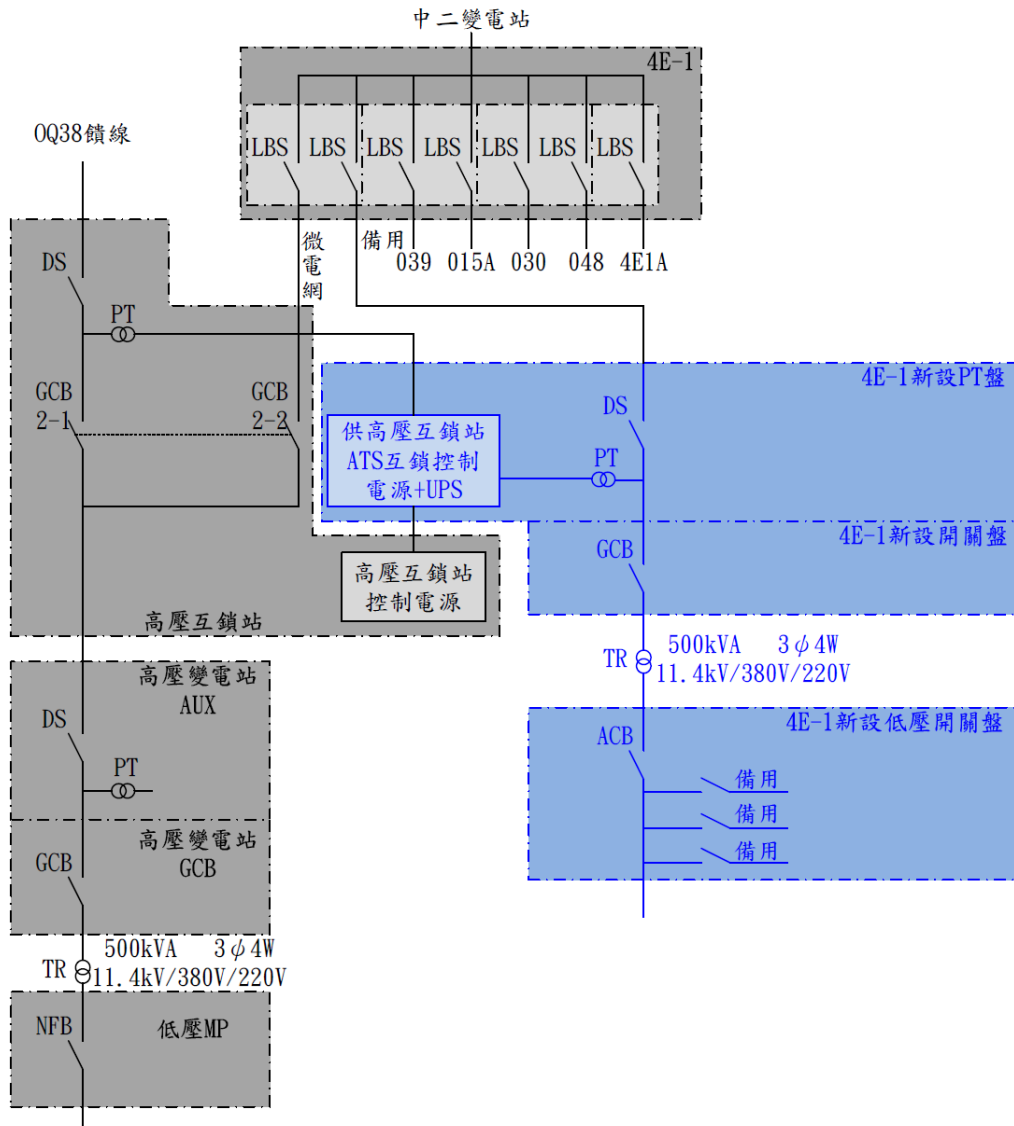


圖 2.17 互鎖站 ATS 互鎖控制電源架構圖

三、核研所微電網雙電源之可靠度分析

為提升微電網系統之供電可靠度，核研所微電網目前除了在正常功電與台電OQ38饋線併接外，另保有由台電佳安與松樹變電站以二迴路69 kV電源供應，經所內之中二變電所變壓器降壓的4E-1迴路，目前二迴路電源為互鎖狀況。本計畫將執行含分散式電源之供電可靠度分析。

所謂供電可靠度就是用戶或負載點之供電品質，一般皆以停電次數的多寡與停電期間的長短來衡量。換言之，停電次數愈少，停電時間愈短，電力品質愈高亦即供電愈可靠，反之則供電較不可靠。根據美國電力研究所（Electric Power Research Institute, EPRI）統計出各電力公司最常使用與用戶有關評定系統可靠度指標，包含系統平均停電次數指標（System average interruption frequency index, SAIFI）、系統平均停電時間指標（System average interruption duration index, SAIDI）、用戶平均停電次數指標（Customer average interruption frequency index, CAIFI）、用戶平均停電時間指標（Customer average interruption duration index, CAIDI）、平均供電可用率指標（Average service availability index, ASAI）與平均負載停供指標（Average load interruption index, ALII），茲簡單說明如下：

1. 系統平均停電次數指標（SAIFI）

$$SAIFI = \frac{\text{總停電次(戶)數}}{\text{總供電戶數}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.1)$$

表示系統之每個用戶於一年中被停電之平均次數，其中 λ_i 表示負載點 i 之故障率、 N_i 代表負載點 i 之供電戶數。

2. 用戶平均停電次數指標 (CAIFI)

$$CAIFI = \frac{\text{總停電次(戶)數}}{\text{受影響總戶數}} \quad (2.2)$$

表示每一停電戶於一年之中的平均停電次數。其中，受影響戶數表示在一年中曾受到停電之戶數，不管停電多少次，均只計算一次。CAIFI 與 SAIFI 指標的差異，只在兩者分母值不相同，而 CAIFI 指標對特定配電系統可靠度評定特別有用，我們可以依年度記錄系統 CAIFI 指標，並可將不同年度指標值做比較，可得知在此指標下該系統可靠度之發展趨勢。

3. 系統平均停電時間指標 (SAIDI)

$$SAIDI = \frac{\text{總用戶停電時間}}{\text{總供電戶數}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.3)$$

表示系統之每個用戶於一年中之平均停電時間，其中 U_i 表示負載點 i 之停電時間。

4. 用戶平均停電時間指標 (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{\text{總用戶停電時間}}{\text{總停電戶數}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (2.4)$$

表示一年中所有停電用戶之平均停電時間。

5. 平均供電可用率指標 (ASAI)

$$ASAI = \frac{\text{總用戶供電時間}}{\text{用戶需用時間}} = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (2.5)$$

表示一年中可供電用戶時間總數與總用戶需用時間之比，用戶需用時間為十二個月供電用戶平均數乘 8760 小時，上述通常稱為可靠度指數。

6. 平均負載停供指標 (ALII)

$$ALII = \frac{\text{總停電負載量}}{\text{系統總供應之負載量}} \quad (2.6)$$

表示平均每連接 1kVA 負載中，被中斷的 kVA。

台電公司民國102年度每戶停電時間(SAIDI)為18.086分/戶、每戶停電次數為(SAIFI)0.264次/戶。

一個電力系統定量的可靠度改善評估，包含定義具效應之可靠度改善策略、計算可靠度指標需要的基本數據與定量的系統可靠度改善決策程序三個過程。可靠度的分析係根據系統元件故障，進行機率與統計分析，推導其對應之可靠度參數。雖然配電系統的可靠度理論已發展很好，但仍存在有不同之評估分析的解析技巧，一般而言，大多數實用的方法能分析現存系統過去的可靠度程度，如網路法 (Network Method)、蒙第卡羅模擬法 (Monte Carlo Simulation Method) 或狀態空間法 (State-Space-Method) 等，但實際上的配電系統架構之規畫應用解析技巧是有其限制性的。一個定量的可靠度分析包含評估配電方式設計方案的選擇、評估負載位置供電網路多樣化的結構、電力斷電的成本等。

配電系統係由許多電力設備元件組成，每個元件發生故障都可能造成供電的不連續。首先，推導設備之串、並聯等效可靠度指標。若系統係由許多元件串聯而成，當系統中任一元件故障時，皆會引起整個系統故障，所以系統之可靠度指標如下：

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (2.7)$$

$$U_s = \sum_i \lambda_i \gamma_i \quad (2.8)$$

$$\gamma_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i \gamma_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (2.9)$$

其中 λ 為平均故障率(failure rate, f/yr)， γ 為平均修復時間(downtime or repair time, hours)， U 為預期停電時間(Unavailability, hours/yr)。

若系統係由許多元件並聯而成，並聯系統中各元件故障均屬獨立事件，二元件並聯之可靠度指標如下：

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2)}{1 + \lambda_1 \gamma_1 + \lambda_2 \gamma_2} \quad (2.10)$$

當 $\lambda_i \gamma_i$ 值，遠小於1時，系統的故障率可簡化為

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2) \quad (2.11)$$

$$\gamma_p = \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2} \quad (2.12)$$

$$U_p = f_p \gamma_p \cong \lambda_p \gamma_p = \lambda_1 \lambda_2 \gamma_1 \gamma_2 \quad (2.13)$$

1. 網路簡化法

網路簡化法是一種最直接的可靠度計算技巧，它是根據系統的拓撲結構，應用上述元件之串並聯來簡化網路模型架構，此法非常簡單且求解速度非常快，精確度高，但是遇到大型網路時，計算上較為繁瑣。

2. FMEA 故障模式影響分析法

IEEE Std 399-1997 中描述一個定量的可靠度評估方法，即故障模式影響分析法 (Failure Modes and Effects Analysis, FMEA)，故障模式影響分析法是一個有用的定量評估可靠度設計的工具，當配電系統造成一個負載點停電時，FMEA 法從構成配電系統組合元件的

可靠度參數和系統架構為基本，根據各組合元件每年可靠度指標 λ_s 、 γ_s 、 U_s 開始，針對任何可能之系統事故停電模式，合計列出那些斷電的組合元件，計算出可靠度系統性指標如 SAIFI 等供決策依據。

不管電業是要改善既設配電系統線路，亦或是投資興建新系統，FMEA 法可以用來研究評估系統配置的拓樸方式、保護與轉供切換的計畫，或者系統運轉的政策包括維護計畫等構成可靠度的成份。FMEA 法可應用到配電系統的規畫和設計，包含了設備的可靠度資料、基本的電力系統可靠度評估、可靠度的經濟評估、用戶的斷電成本資料。配電工程師面對如何選擇諸多不同的規劃方案時，FMEA 法能提供在可靠度和成本間明確的變化和影響，以利選擇適合之配電系統規劃或改善方案。FMEA 分析法的流程步驟包括：

- (1) 定義系統所有元件的可靠度參數，包括每一個別元件平均故障率 λ 及平均修復時間 γ 。
- (2) 計算出每一元件故障模式對系統的影響。
- (3) 將每一種故障模式影響加總和，推導系統每年負載性指標： λ_s 、 γ_s 、 U_s 。
- (4) 再利用得到之系統每年負載性指標，計算可靠度系統性指標，如 SAIDI、SAIFI、CAIDI、CAIFI、ASAI、ASUI 等。

執行 FMEA 法須要下列資料以供分析計算

- (1) 配電系統單線圖。
- (2) 配電系統饋線長度資料、不同負載點之負載量。
- (3) 系統各組合元件故障率 λ 。
- (4) 平均斷電時間 γ 一包括系統故障修復時間、負載轉供操作時間。

四、微電網之暫態模擬分析、解/併聯電驛設計及卸載策略制定

核研所微電網目前分成三個供電區域Zone 1，Zone 2及Zone 3，其中Zone 1 與Zone 2併接，Zone 2與Zone3串接，其中Zone 1由21座1.5 kW HCPV與一座20 kW多晶矽太陽能模組供電，Zone 2 由12座5 kW之HCPV與一台25kW風機供電，Zone 3則由剩餘兩座5 kW HCPV、一台150 kW水平式風力機供電，而且在每一供電區域裝設65 kW微氣渦輪機作為微電網於孤島運轉之主要電源，以及確保微電網供電穩定。在微電網Zone 1有一套ABB之PCS100，容量為100kVA與60kWh，另外，Zone2為台達電PCS100容量為125kVA與90kWh之儲能系統，除了可調節風機及太陽光電輸出電力之外，亦可維持微電網之供電電壓，以及提供微電網於市電併網與孤島切換進行充放電，用以達到微電網瞬間發電與負載能量平衡控制。微電網透過靜態開關(SS)經由變壓器升壓至11.4kV，然後經由新設高壓配電站與台電併聯，此處採用Schneider Electric 的SepamTM Series 40電驛，用以跳脫GCB11進行各種電力異常的保護。此外，低壓處的靜態開關亦可作為微電網與市電併接的分界點，使用功率元件閘流體開關SCR組成，切換速度快，並且使用年限較長，目前靜態開關可監控市電電壓、頻率和電流的訊號，當市電正常情況下，靜態開關能夠雙向導通；而且當市電發生異常或中斷時，亦能夠快速偵測與打開，將微電網與市電切離，使微電網進入孤島運轉模式，以確保分散式電源及負載皆能正常運轉。

本計畫將執行微電網之暫態模擬分析，並設計卸載策略，據此進行低壓SS之解聯/併聯保護設計，以確保微電網內之重要負載可維持穩定的供電。使用的暫態模擬程式為Matlab軟體，整個進行的

方法與步驟如圖2.18所示，茲詳述如下：

步驟1：建立研究系統單線圖。建立包含微電網內部架構與外部高壓環路饋線的研究單線圖。

步驟2：建立各電力元件之數學模型與參數。研究微電網內各種分散式電源與儲能系統如太陽光電系統與電池儲能系統的運轉特性，並建立正確的動態數學模型與參數。

步驟3：負載潮流分析。設定微電網可能的運轉模式，如最大與最小的發電量與負載量，然後執行負載潮流分析，以獲得系統初始運轉狀況。

步驟4：解聯條件設定。設定SS之解聯保護設定，包括頻率與電壓，當系統頻率與電壓達到設定值時，即作動SS，進行後續微電網的獨立自主運轉。

步驟5：卸載策略制定。當微電網獨立自主運轉時，若內部分散式電源與儲能系統無法負擔過多的負載時，系統將會崩潰，造成全停電。所以需制定合適的卸載策略，使系統發電與負載可達到平衡。

步驟6：電力異常事件暫態模擬。接著執行外部電源異常時之暫態穩定度分析，可考慮遠端故障導致系統頻率緩跌或近端饋線發生故障造成系統頻率迅速下的事件，亦須加入不同電壓降的故障事件。配合步驟4的解聯條件與步驟的卸載策略，模擬獨立運轉的微電網能否穩定的運轉，若無法達成穩定運轉，則需再回去步驟4，重新設計解聯條件與卸載策略。若可達成穩定運轉，則判斷是否已經完成所有故障事例分析，若尚有其他故障事例，則需再回去步驟3。

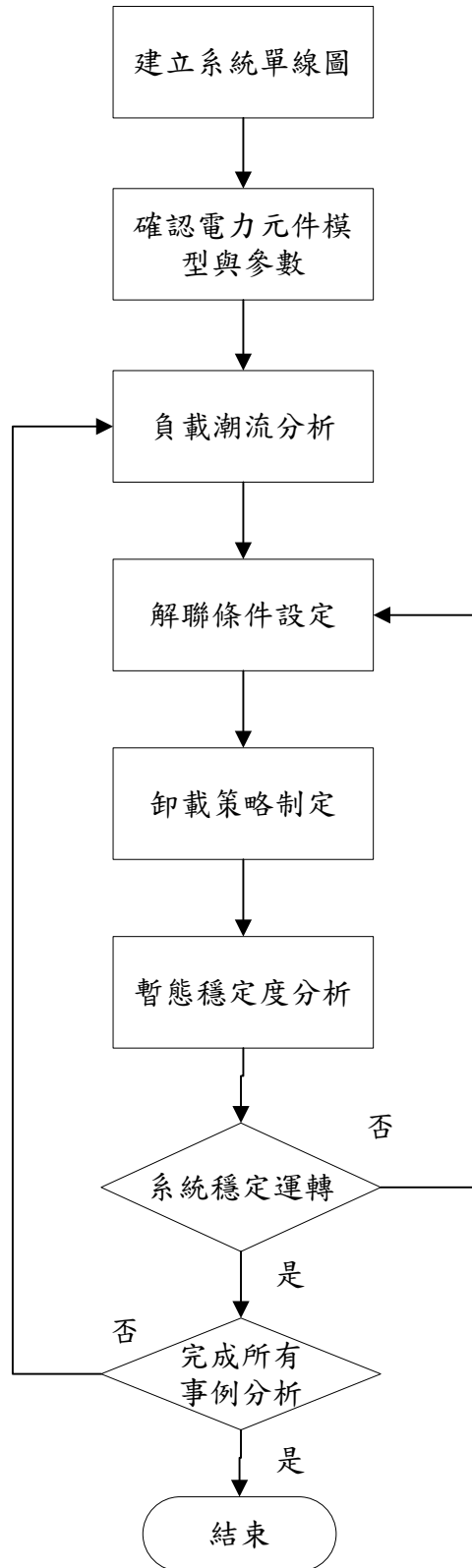


圖 2.18 穩定度分析流程圖

(五) 雙電源解/併聯邏輯及微電網卸載測試

微電網目前有 OQ38 與 4E-1 二迴路電源可進行轉供切換，主要供電迴路為 OQ38 饋線，當 OQ38 電源失效時，可於 1 分鐘內自動切換至 4E-1 電源，並當 OQ38 電源恢復時，自動切換為 OQ38，本計畫亦將進行此雙電源之解聯與併聯邏輯規劃。最後，配合上述卸載策略的規劃，將在微電網進行卸載測試，以確認所規劃之卸載模式確可應用至微電網。

參、主要發現與結論

一、OQ38/4E-1 雙電源之相序測試及環路控制邏輯規畫

(一) OQ38/4E-1 雙電源相序測試

1. 量測 4E-1 電源之 PT 二次側

(1) Case1A: 三相線對線電壓(X1X2-X2X3-X3X1)

圖 3.1 為於 2 分鐘量測所得之三相 RMS 線電壓值，圖 3.2 為擷取 0.2 秒之三相瞬時電壓波形，圖 3.3 為電壓相序圖形。由圖可發現，三相電壓約在 206~208V 之間，相序測量結果為負相序。

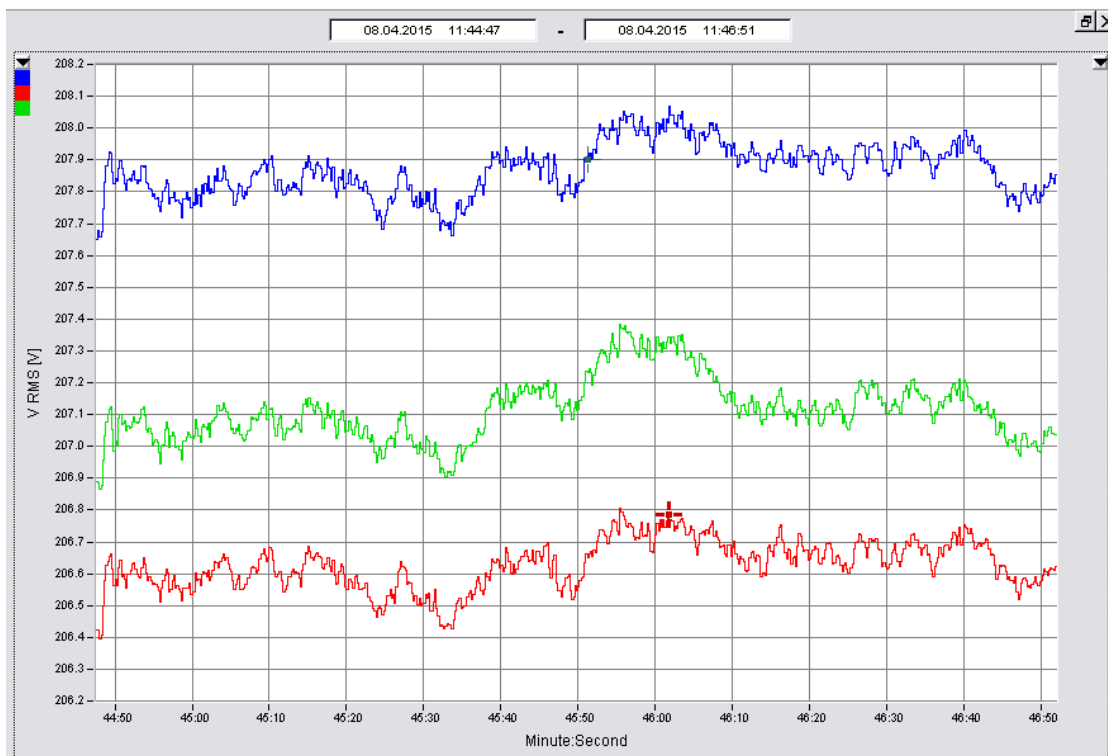


圖 3.1 Case1A 三相 RMS 線電壓值(藍：X1X2、紅：X2X3、綠：X3X1)

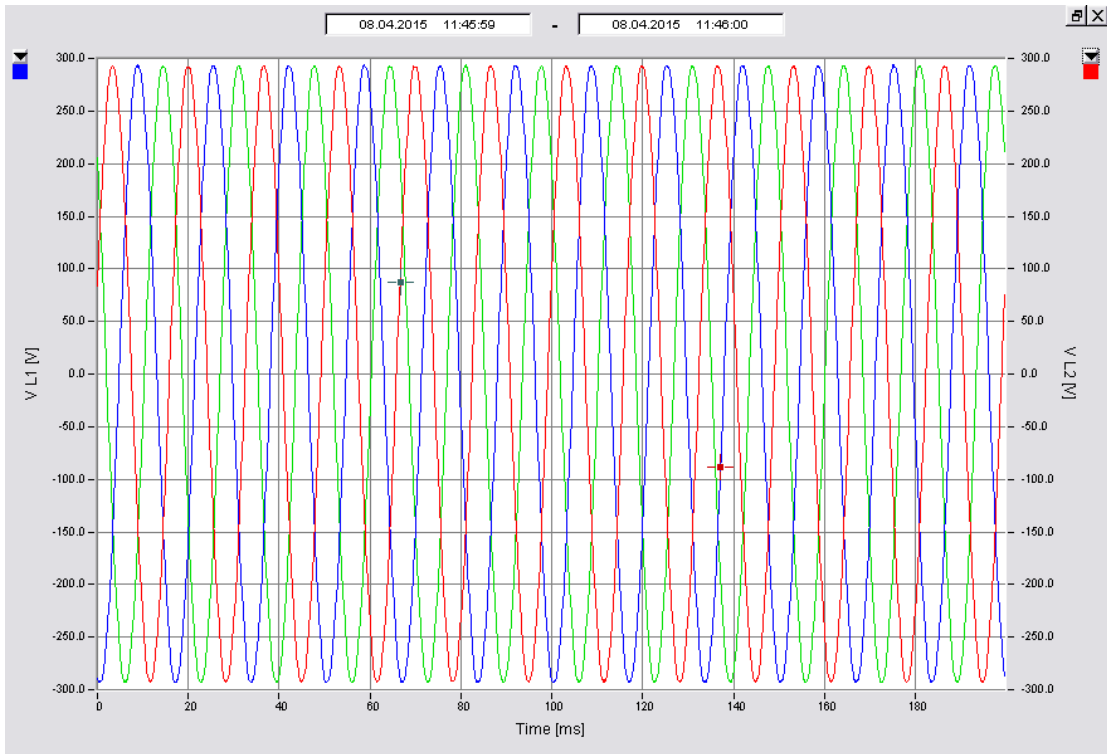


圖 3.2 Case1A 三相瞬時電壓值(藍：X1X2、紅：X2X3、綠：X3X1)

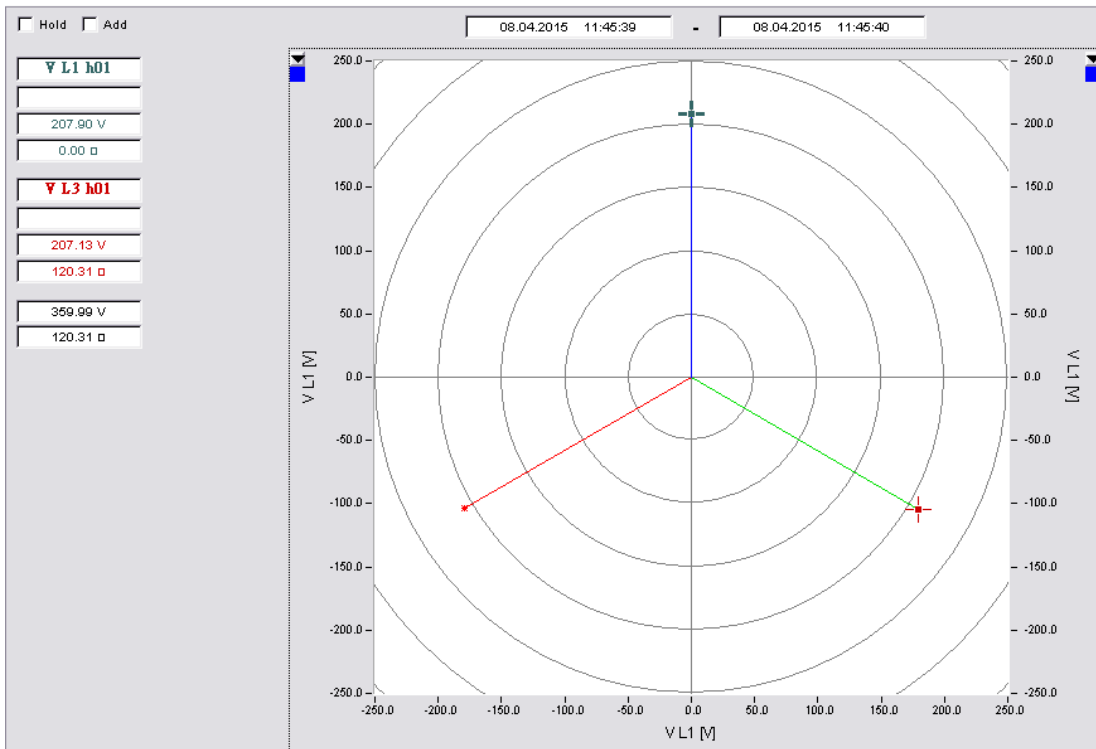


圖 3.3 Case1A 三相線電壓相序圖(藍：X1X2、紅：X2X3、綠：X3X1)

(2) Case1B:三相線對地電壓(X1X0-X2X0-X3X0)

圖 3.4 為於 3 分鐘量測所得之三相 RMS 相電壓值，圖 3.5 為擷取 0.2 秒之三相瞬時電壓波形，圖 3.6 為電壓相序圖形。由圖可發現，三相電壓約在 118.8~119.9V 之間，相序測量結果為負相序。

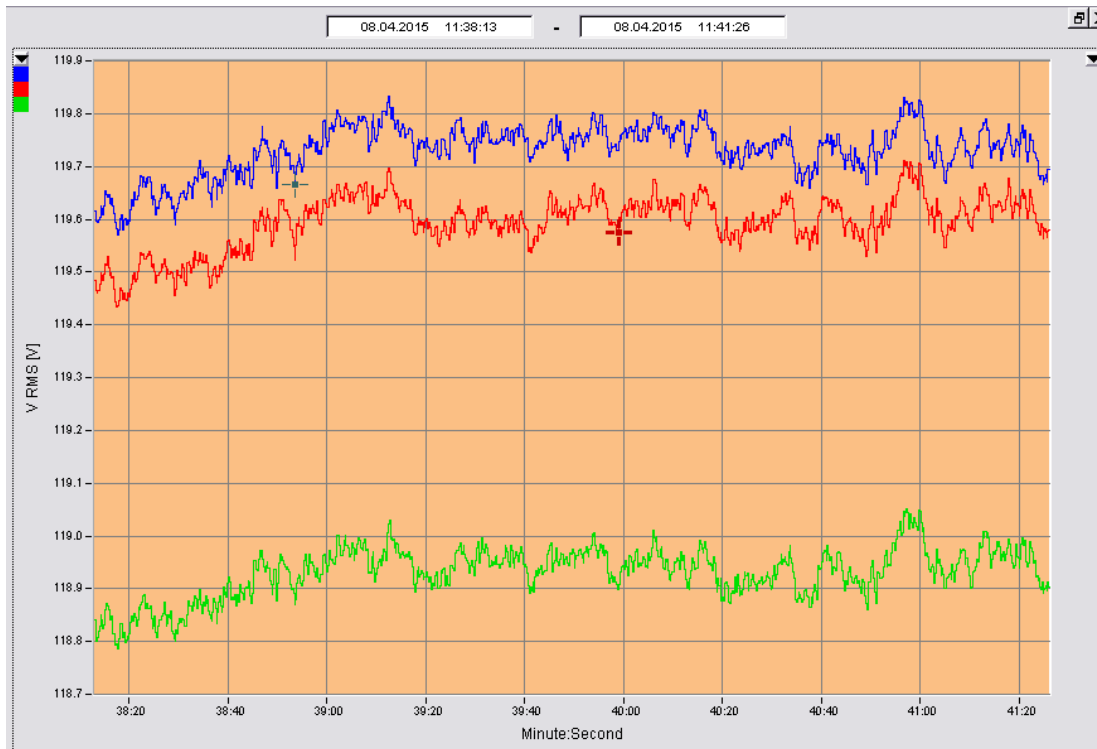


圖 3.4 Case1B 三相 RMS 相電壓值(藍：X1X0、紅：X2X0、綠：X3X0)

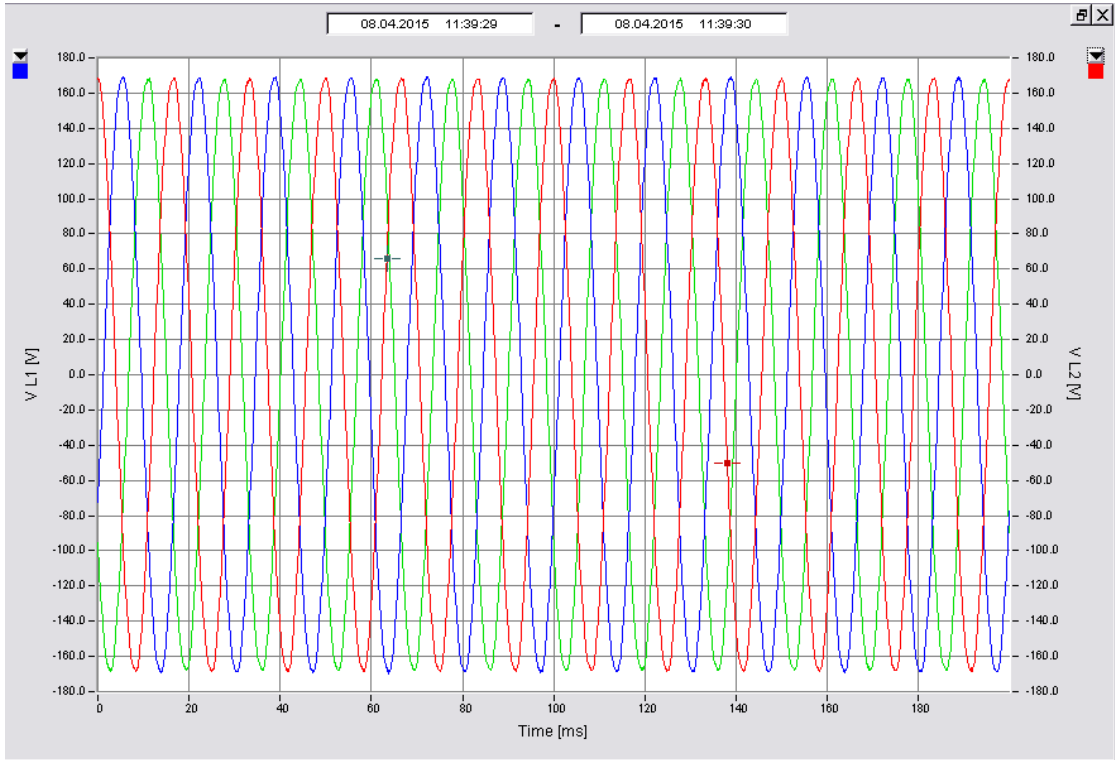


圖 3.5 Case1B 三相瞬時電壓值(藍：X1X0、紅：X2X0、綠：X3X0)

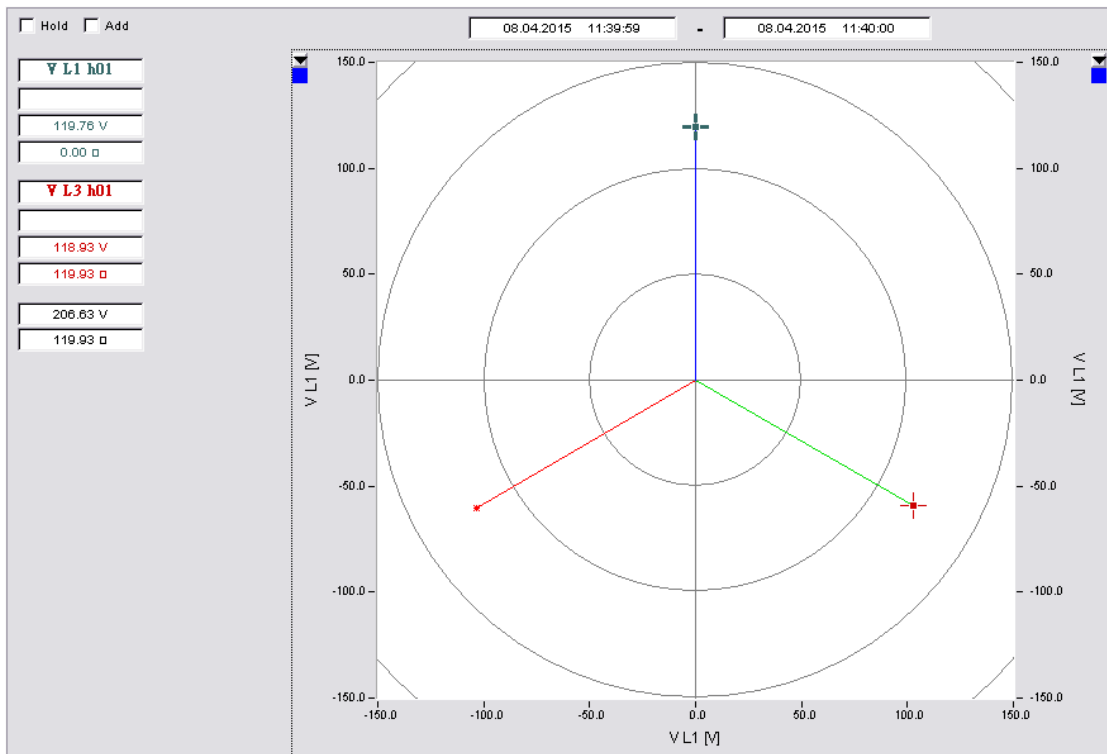


圖 3.6 Case1B 三相線電壓相序圖(藍：X1X0、紅：X2X0、綠：X3X0)

2. 量測 OQ38 電源之 PT 二次側

(1) Case2A:PT 三相線對線電壓(X1X2-X2X3-X3X1)

圖 3.7 為於 2 分鐘量測所得之三相 RMS 線電壓值，圖 3.8 為擷取 0.2 秒之三相瞬時電壓波形，圖 3.9 為電壓相序圖形。由圖可發現，X1X2 電壓約 118.1V、X2X3 電壓約 118.5V、X3X1 電壓約 117.8V；X1X2 角度約 90° 、X2X3 角度約 210° 、X3X1 角度約 330° ，相序測量結果為負相序。

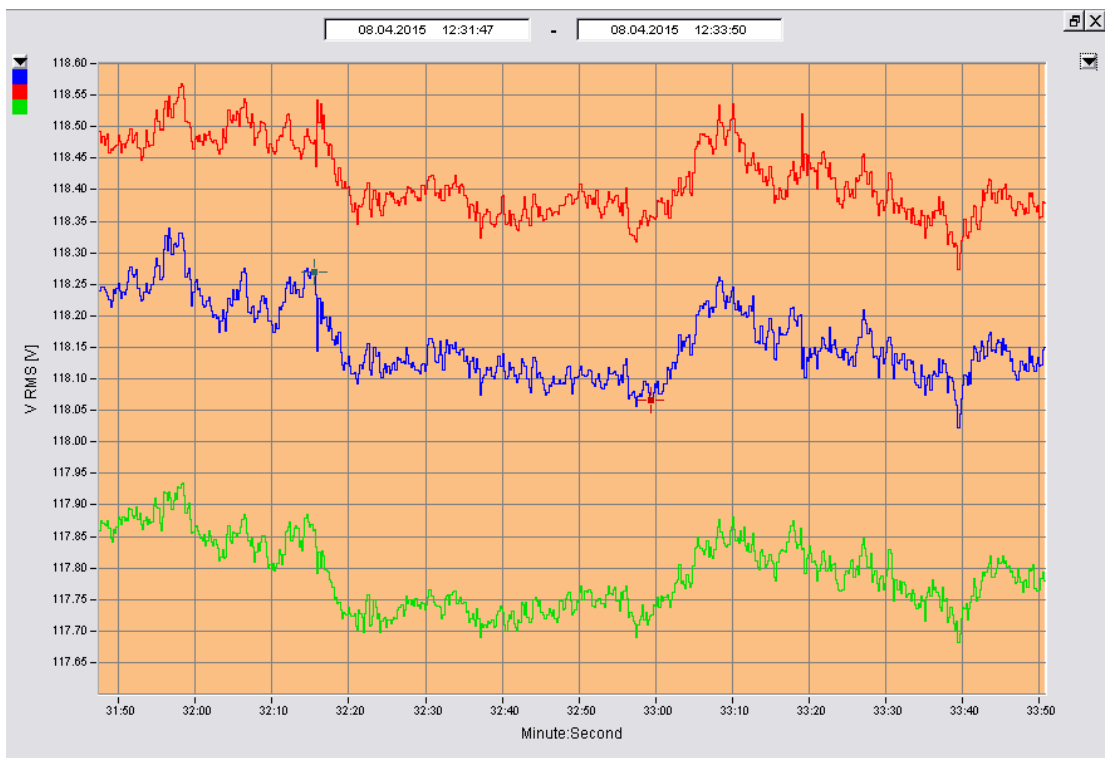


圖 3.7 Case2A 三相 RMS 線電壓值(藍：X1X2、紅：X2X3、綠：X3X1)

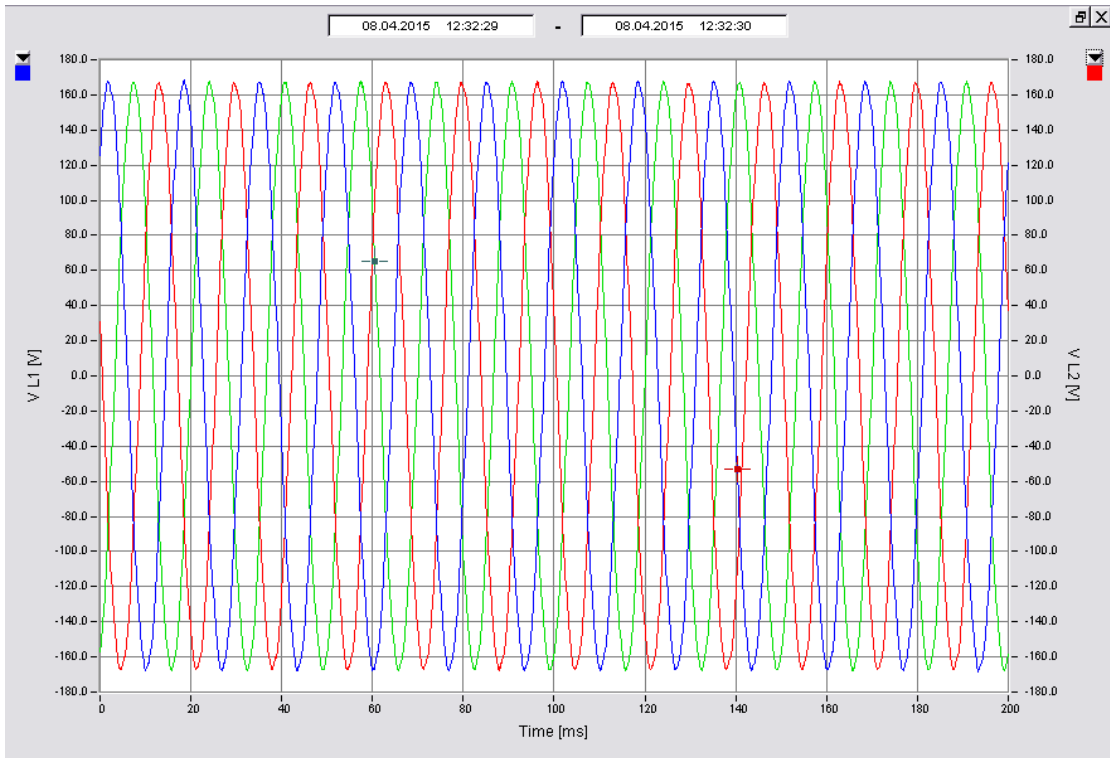


圖 3.8 Case2A 三相瞬時線電壓值(藍：X1X2、紅：X2X3、綠：X3X1)

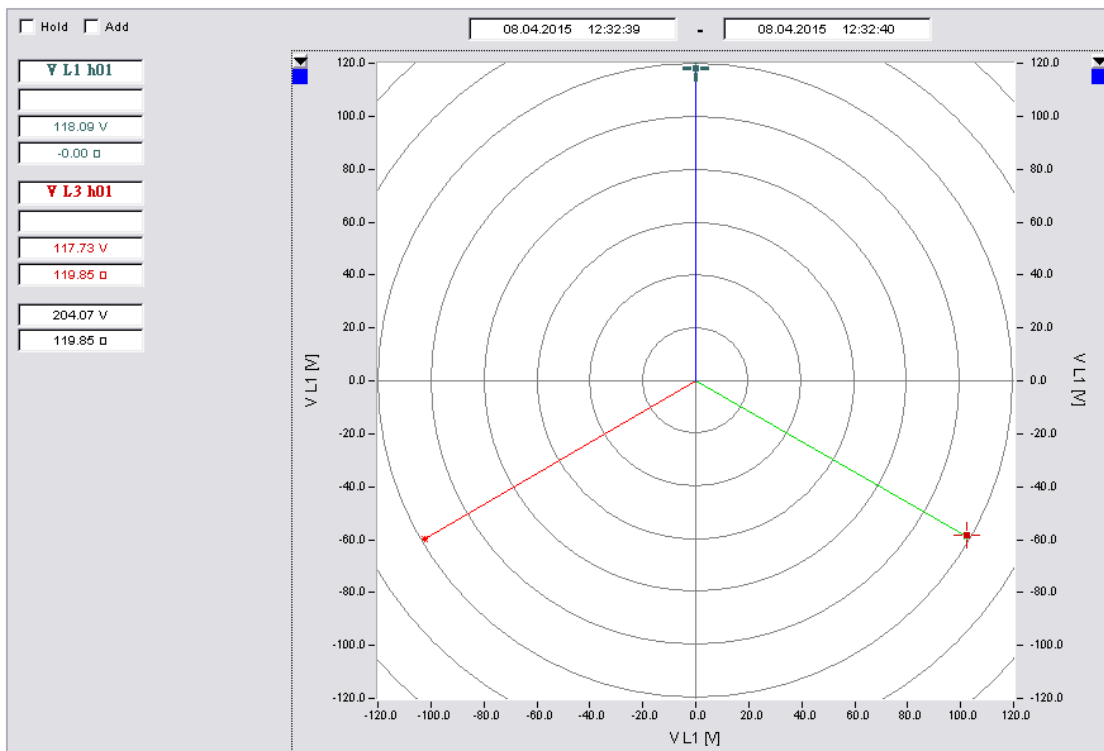


圖 3.9 Case2A 三相線電壓相序圖(藍：X1X2、紅：X2X3、綠：X3X1)

(2) Case2B:PT 後端端子台三相線對線電壓(X1X2-X2X3-X3X1)

將量測位置由配電盤變壓器二次測接點改至配電盤另一面端子台，基本上電力量測點應與 Case2A 一樣，圖 3.10 為於 2 分鐘量測所得之三相 RMS 線電壓值，圖 3.11 為擷取 0.2 秒之三相瞬時電壓波形，圖 3.2 為電壓相序圖形。由圖可發現，X1X2 電壓約 118.2V、X2X3 電壓約 114V、X3X1 電壓約 117.8V；X1X2 角度約 90° 、X2X3 角度約 330° 、X3X1 角度約 210° ，相序測量結果為正相序。此事例量測結果與 Case2A 之負相序相左，推論由 PT 二次側接點至後端端子台之連接線路可能有誤，有必要做進一步確認。

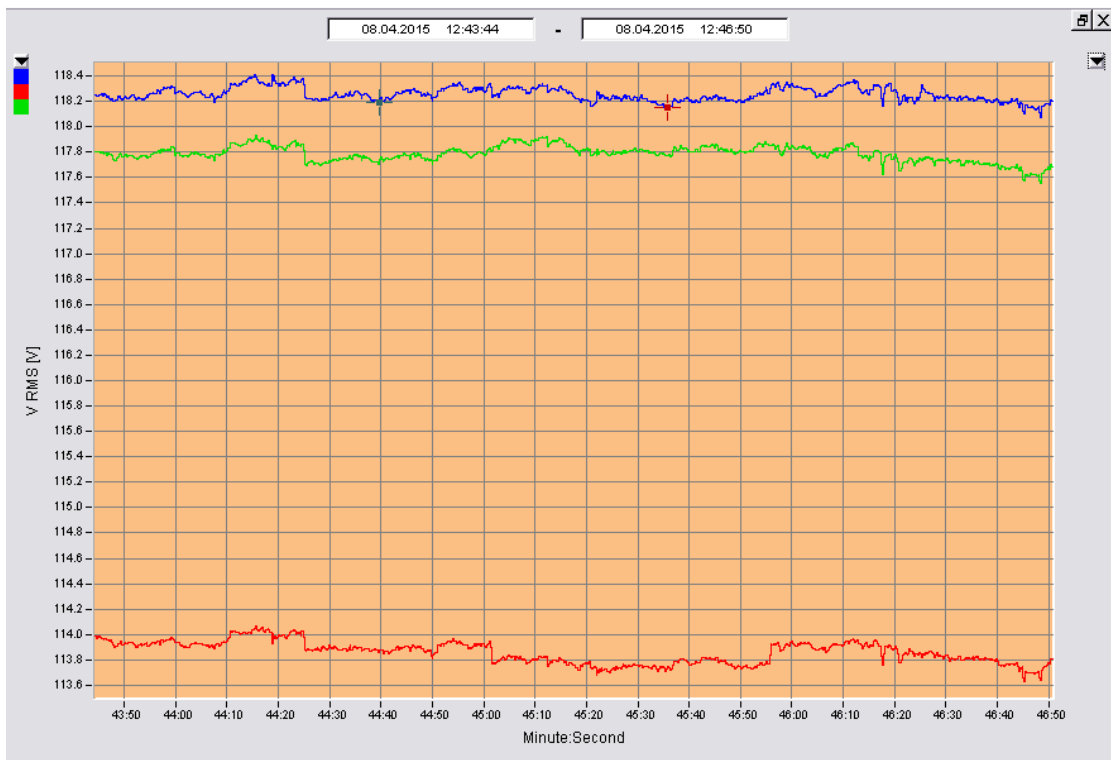


圖 3.10 Case2B 三相 RMS 線電壓值(藍：X1X2、紅：X2X3、綠：X3X1)

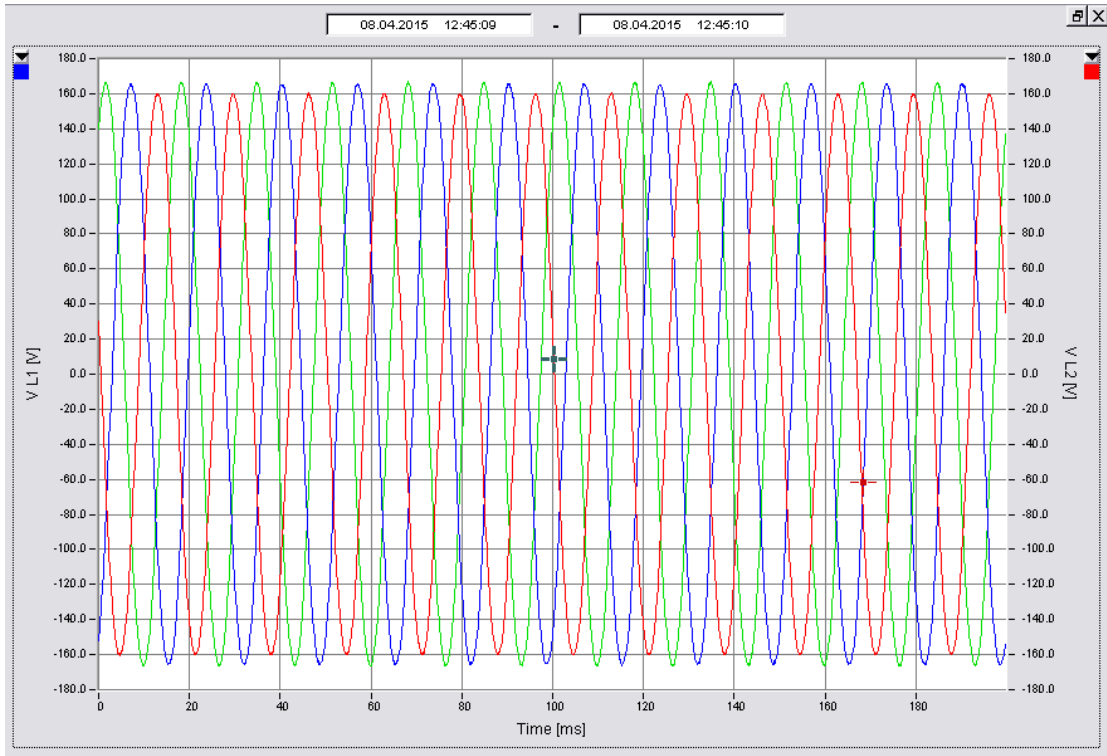


圖 3.11 Case2B 三相瞬時線電壓值(藍：X1X2、紅：X2X3、綠：X3X1)

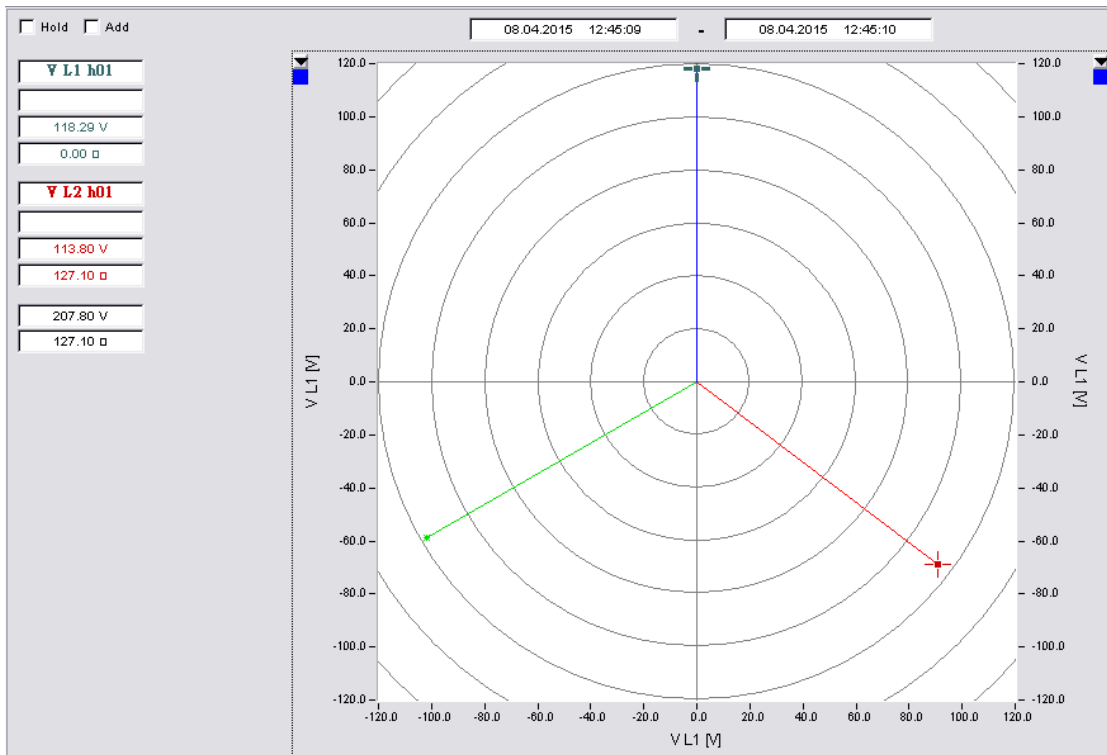


圖 3.12 Case2B 三相線電壓相序圖(藍：X1X2、紅：X2X3、綠：X3X1)

3. 同時量測 4E-1 與 OQ38 電源之 PT 二次側

(1) Case3A:三相對三相電壓(X1X1-X2X2-X3X3)

圖 3.13 為於 2 分鐘量測所得之三相 RMS 線電壓值，圖 3.14 為擷取 0.2 秒之三相瞬時電壓波形，圖 3.15 為電壓相序圖形。由圖可發現，X1X1 電壓約 240V、X2X2 電壓約 120V、X3X3 電壓約 204V；X1X1 角度約 90° 、X2X2 角度約 210° 、X3X3 角度約 0° 。

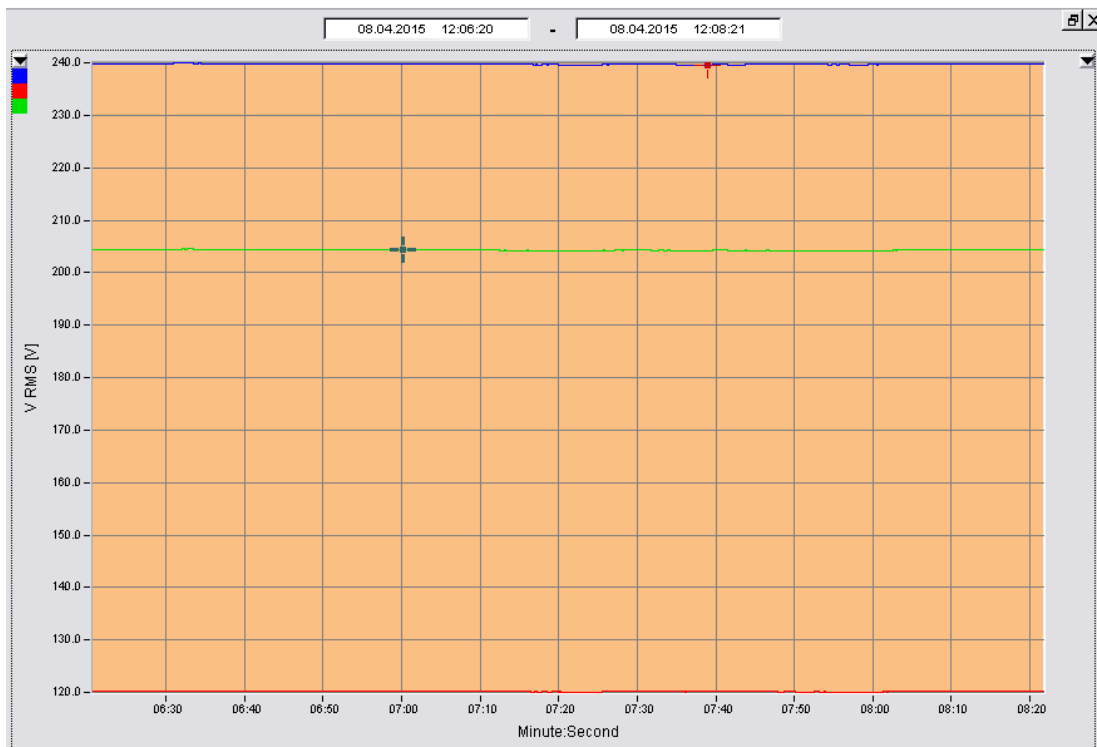


圖 3.13 Case3A 三相 RMS 線電壓值(藍：X1X1、紅：X2X2、綠：X3X3)

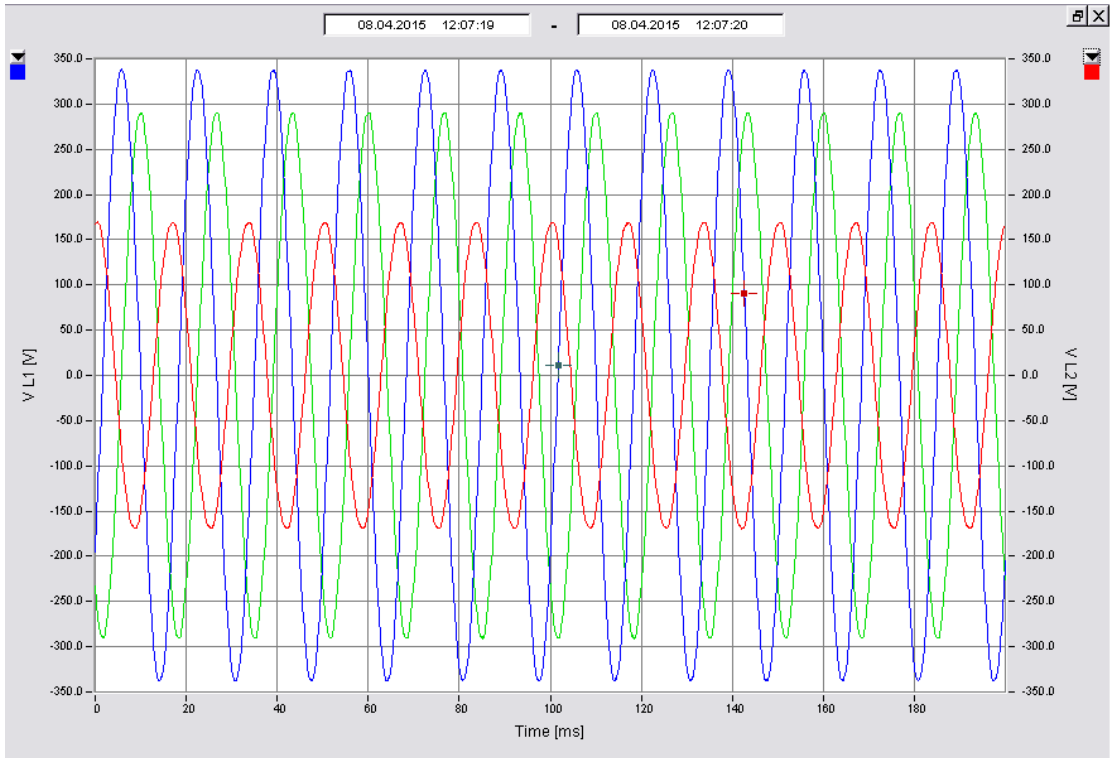


圖 3.14 Case3A 三相瞬時電壓值(藍：X1X1、紅：X2X2、綠：X3X3)

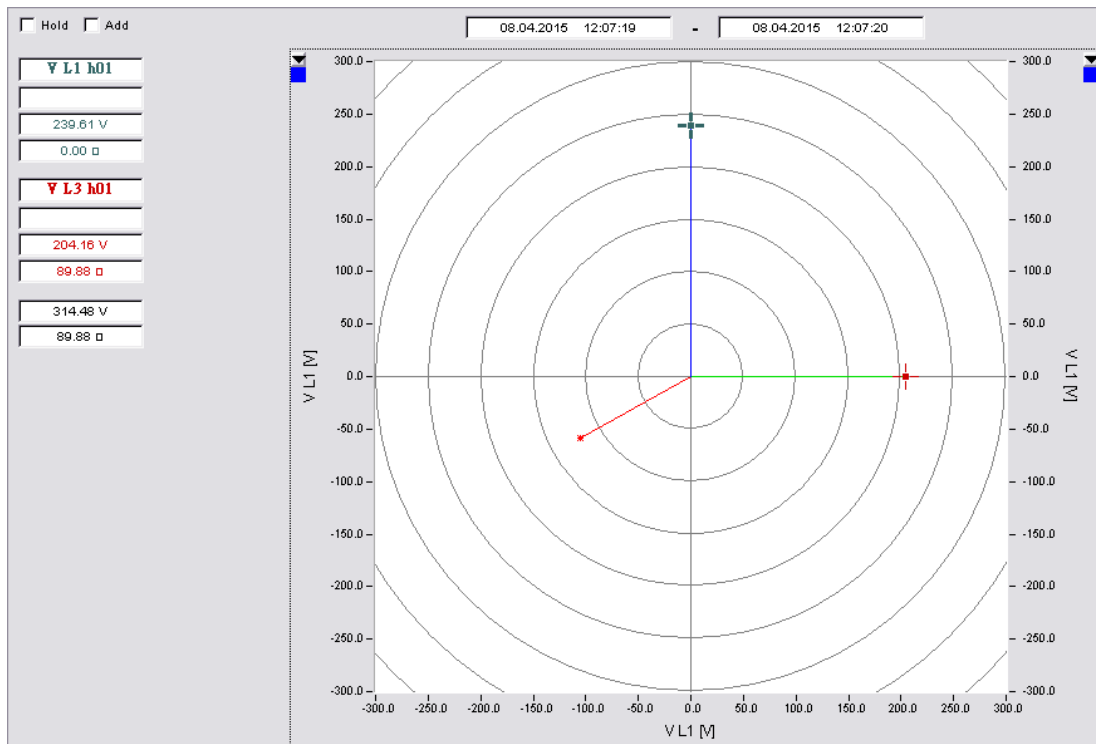


圖 3.15 Case3A 電壓相序圖(藍：X1X1、紅：X2X2、綠：X3X3)

(2) Case3B: 4E-1 電壓(X1X2X3)對 OQ38 電壓(X1)

圖 3.16 為於 2 分鐘量測所得之三相 RMS 線電壓值，圖 3.17 為擷取 0.2 秒之三相瞬時電壓波形，圖 3.18 為電壓相序圖形。由圖可發現，X1X1 電壓約 240V、X2X1 電壓約 120V、X3X1 電壓約 210V；X1X1 角度約 90° 、X2X2 角度約 90° 、X3X3 角度約 60° 。

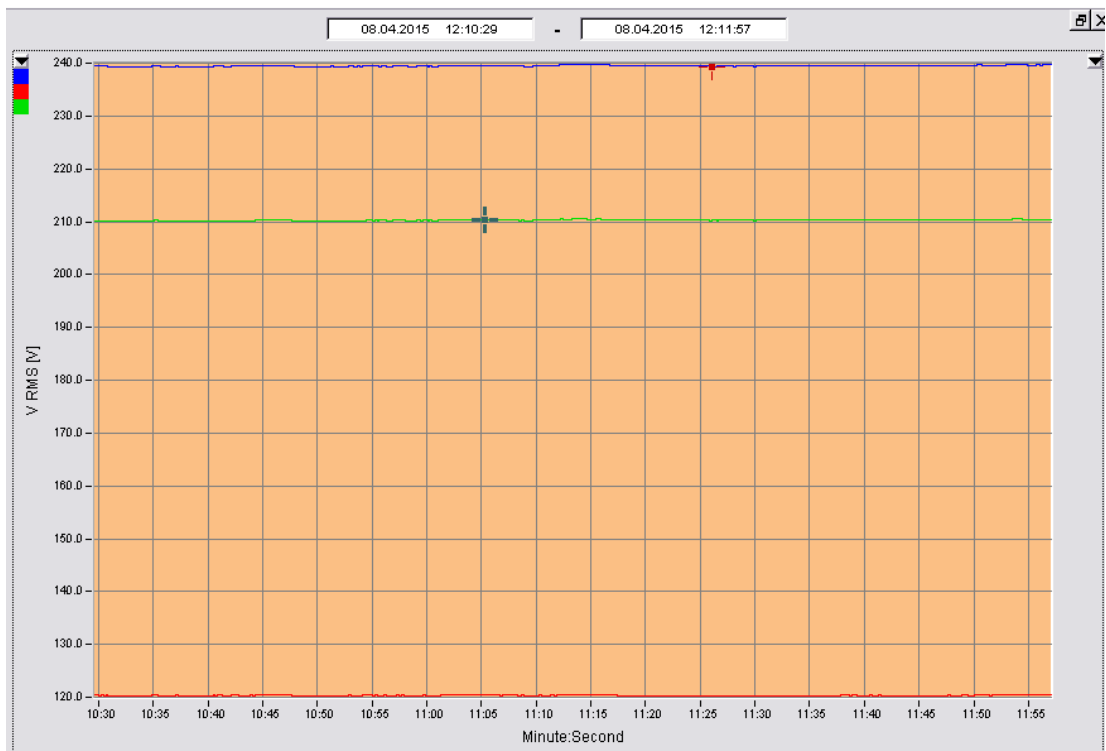


圖 3.16 Case3B 三相 RMS 線電壓值(藍：X1X1、紅：X2X1、綠：X3X1)

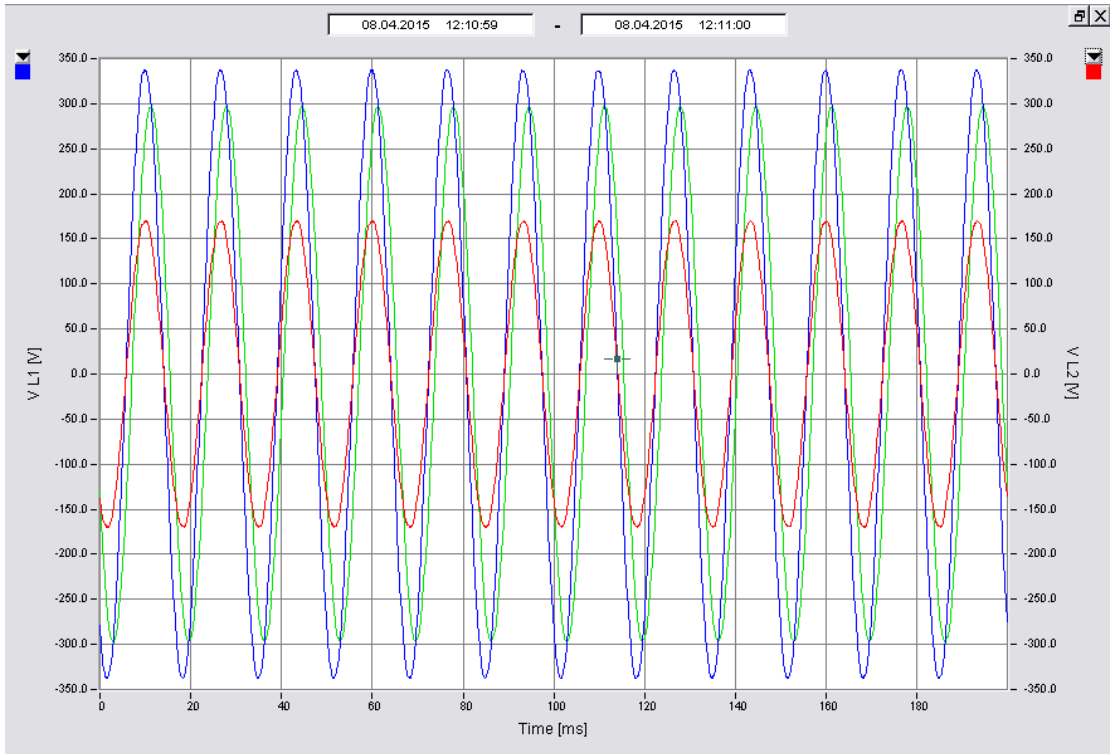


圖 3.17 Case3B 三相瞬時電壓值(藍：X1X1、紅：X2X1、綠：X3X1)

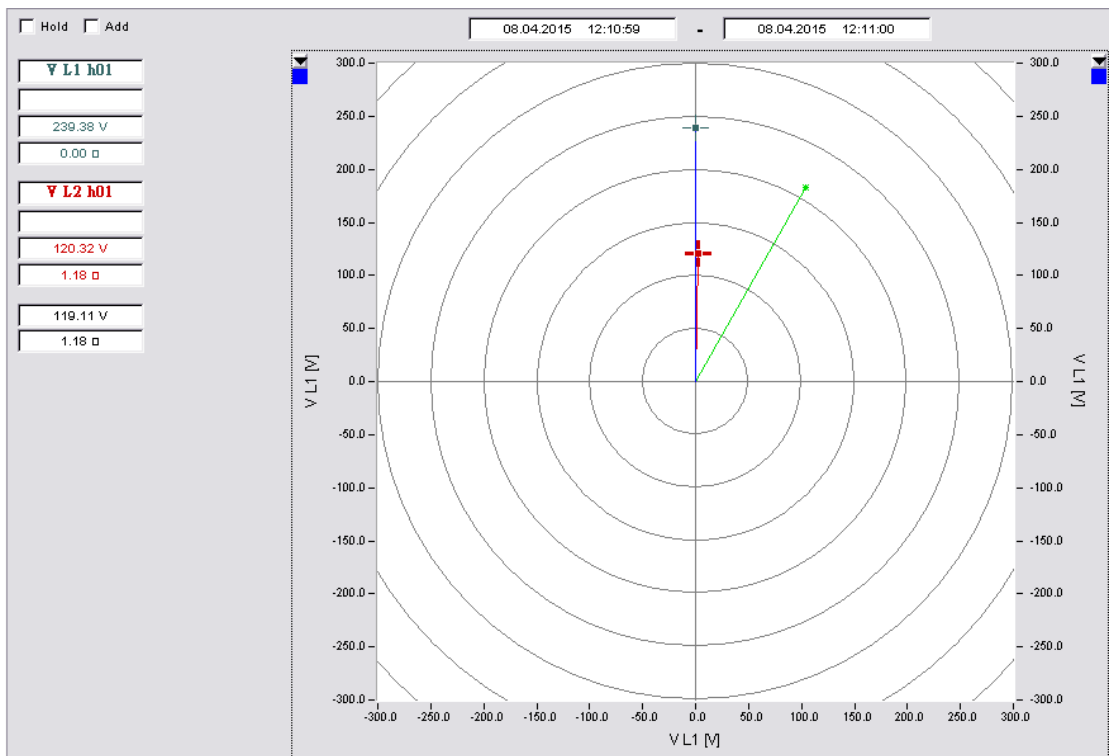


圖 3.18 Case3B 電壓相序圖 (藍：X1X1、紅：X2X1、綠：X3X1)

(3) Case3C: 4E-1 電壓(X1X2X3)對 OQ38 電壓(X2)

圖 3.19 為於 2 分鐘量測所得之三相 RMS 線電壓值，圖 3.20 為擷取 0.2 秒之三相瞬時電壓波形，圖 3.21 為電壓相序圖形。由圖可發現，X1X2 電壓約 123V、X2X2 電壓約 120V、X3X2 電壓約 5V；X1X2 角度約 90° 、X2X2 角度約 150° 、X3X2 角度約 60° 。

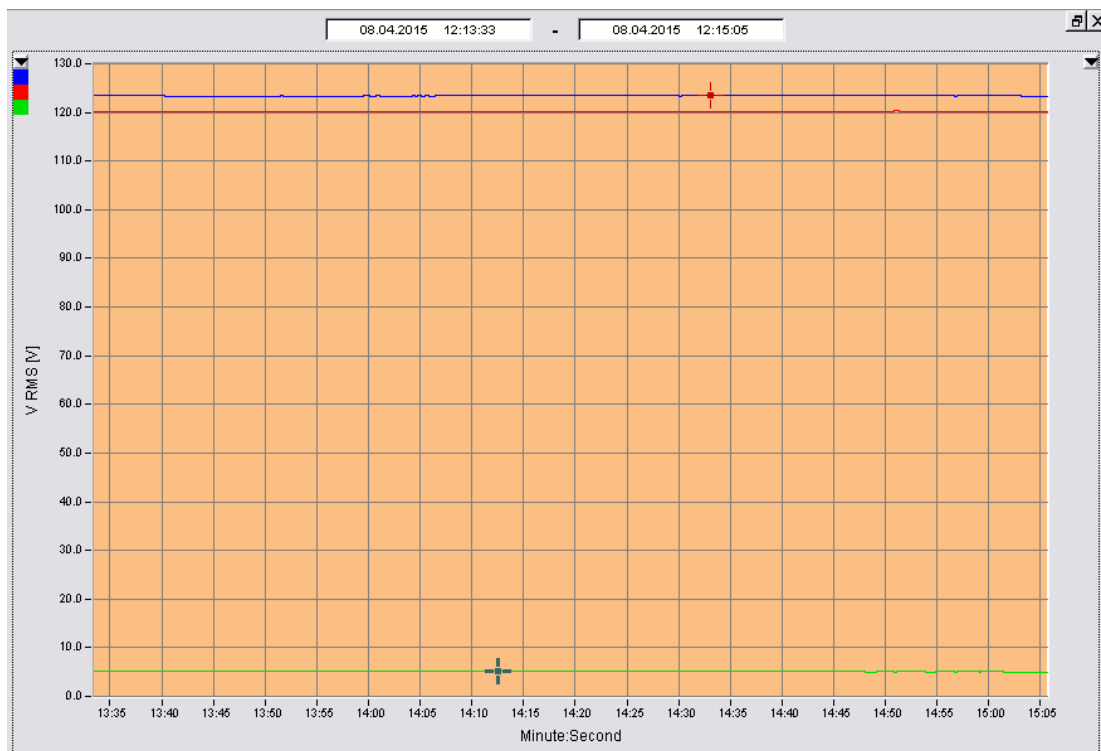


圖 3.19 Case3C 三相 RMS 線電壓值(藍：X1X2、紅：X2X2、綠：X3X2)

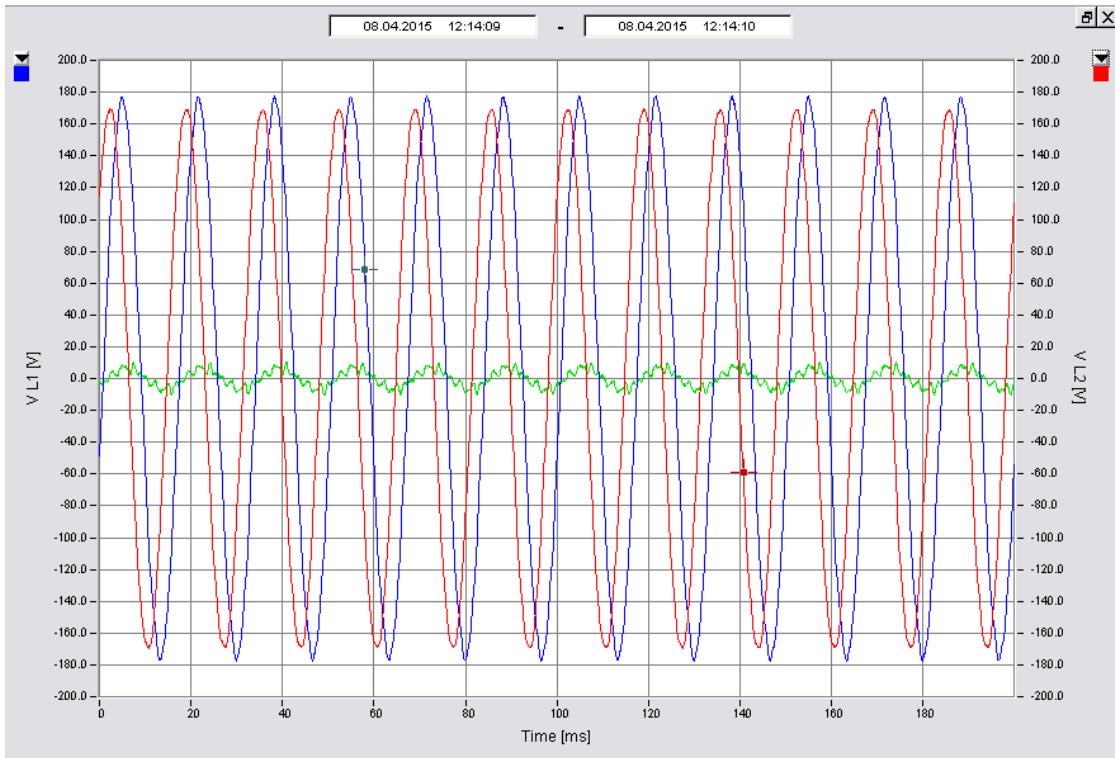


圖 3.20 Case3C 三相瞬時電壓值(藍：X1X2、紅：X2X2、綠：X3X2)

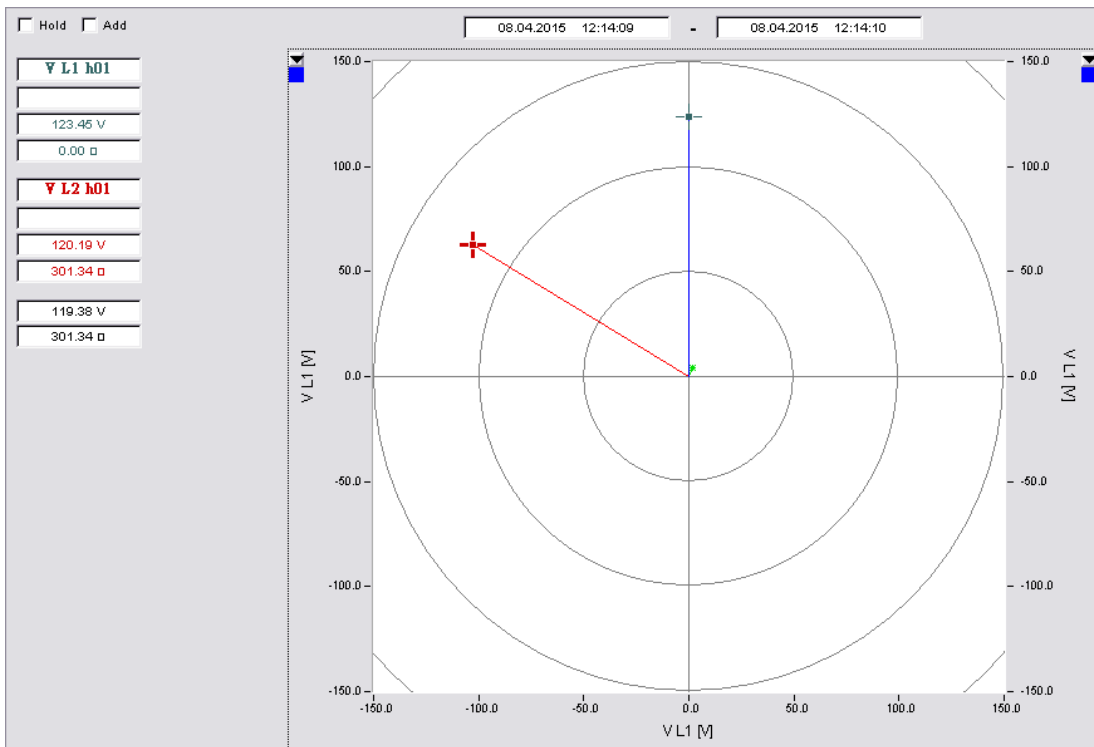


圖 3.21 Case3C 電壓相序圖(藍：X1X2、紅：X2X2、綠：X3X2)

(4) Case3D: 4E-1 電壓(X1X2X3)對 OQ38 電壓(X3)

圖 3.22 為於 2 分鐘量測所得之三相 RMS 線電壓值，圖 3.23 為擷取 0.2 秒之三相瞬時電壓波形，圖 3.24 為電壓相序圖形。由圖可發現，X1X3 電壓約 115V、X2X3 電壓約 120V、X3X3 電壓約 205V；X1X3 角度約 90° 、X2X3 角度約 30° 、X3X3 角度約 60° 。

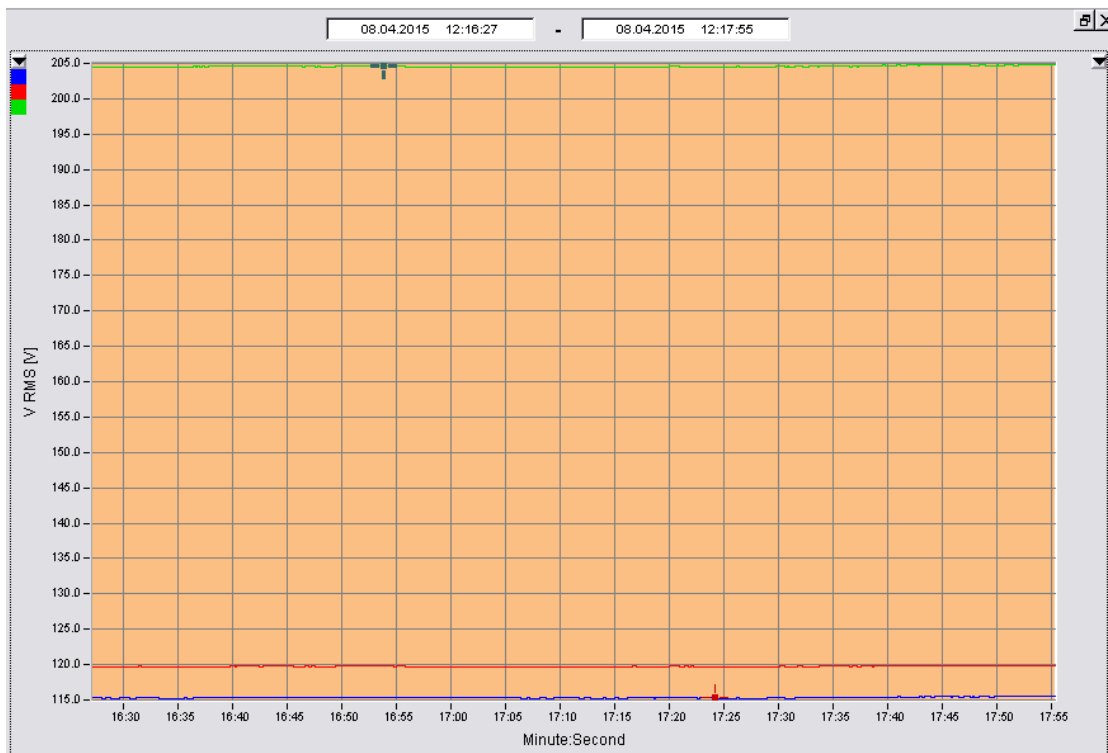


圖 3.22 Case3D 三相 RMS 線電壓值(藍：X1X3、紅：X2X3、綠：X3X3)

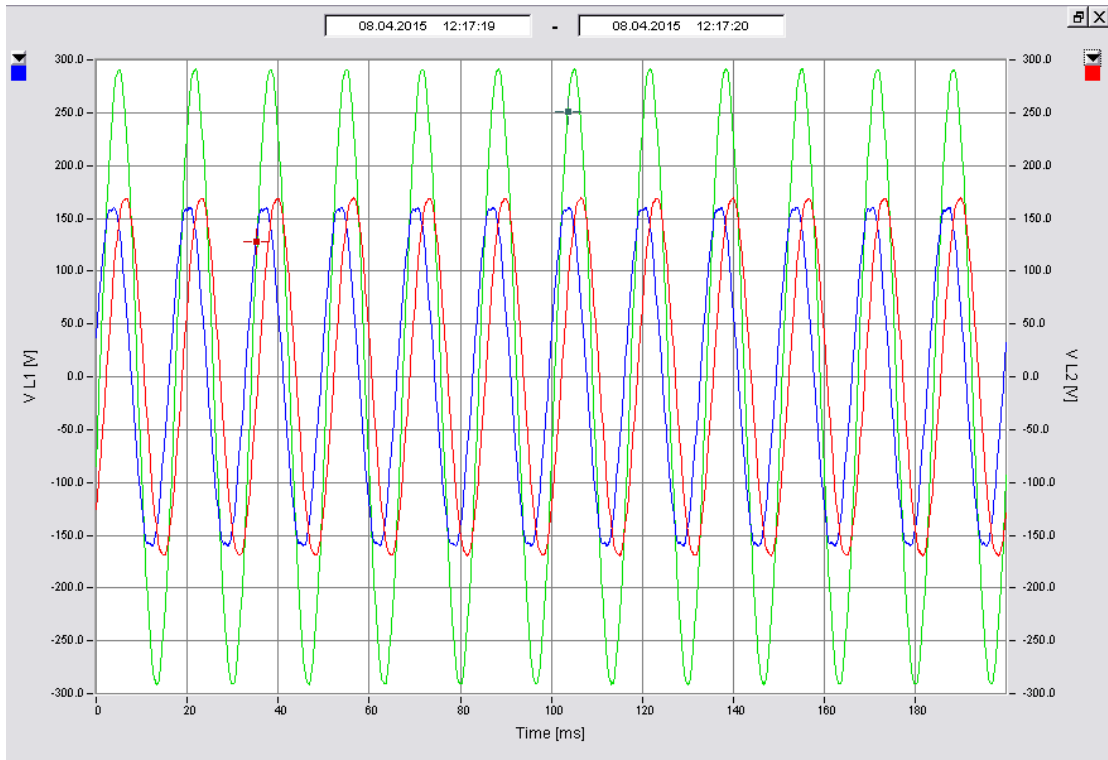


圖 3.23 Case3D 三相瞬時電壓值(藍：X1X3、紅：X2X3、綠：X3X3)

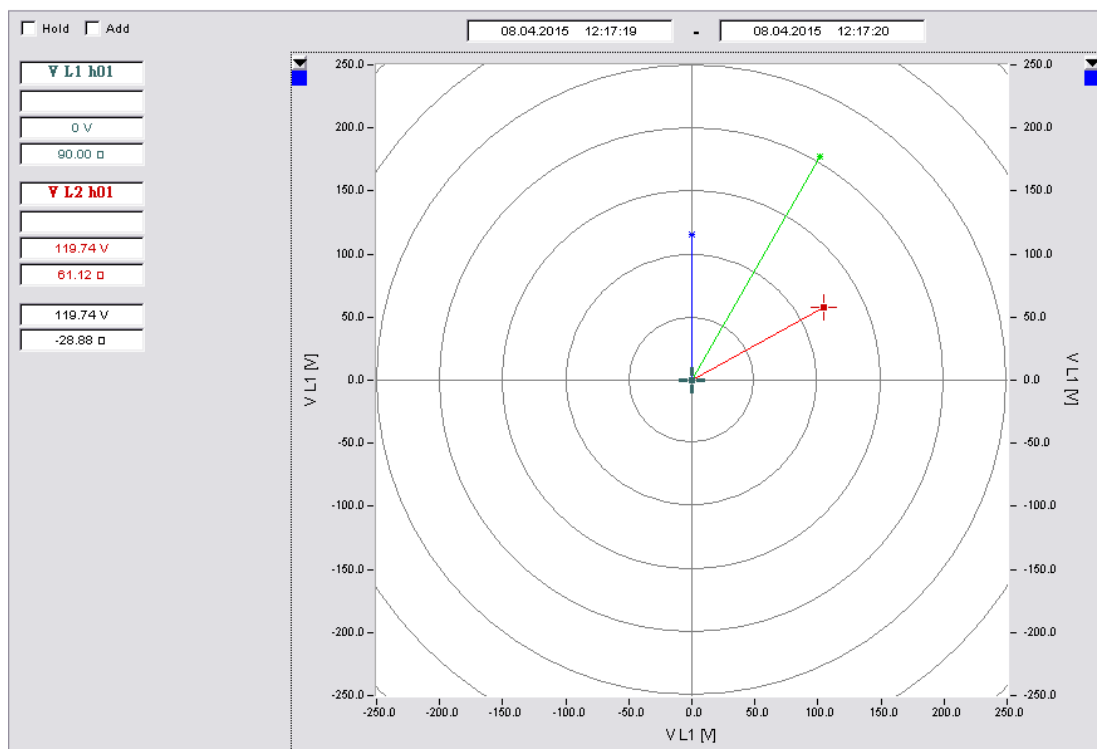


圖 3.24 Case3D 電壓相序圖(藍：X1X3、紅：X2X3、綠：X3X3)

圖 3.25 至圖 3.28 為此次 OQ38/4E-1 雙電源相序現場測試圖，在 PT 二次測量測結果，二組供電電源皆為負相序。受限於量測設備與安全因素，雙電源之相序測試僅於 PT 二次側進行量測，因 4E-1 電源 PT 接線模式為 Δ -Y(接地)，而 OQ38 電源 PT 接線模式為 Δ - Δ (接地)，除了可確定電源相序外，並無法進行二電源之對相工作，建議後續可由高壓側直接量測。此外，OQ38 電源 PT 端量測結果為負相序，而在後端端子台量測結果卻為正相序，有必要做進一步確認。



圖 3.25 雙電源相序現場測試圖(一)



圖 3.26 雙電源相序現場測試圖(二)



圖 3.27 雙電源相序現場測試圖(三)



圖 3.28 電源相序現場測試圖(四)

(二) OQ38/4E-1雙電源控制邏輯規畫

ATS互鎖控制可設定為Local或Remote，當設定為Local時，可設定4E-1或OQ38為主電源；當設定為Remote時，則可在微電網主站規劃其控制邏輯，圖3.29即為所規劃之控制邏輯流程圖，其動作方式與步驟如下所述。

步驟1:選擇ATS位置。設定ATS開關於Remote或OQ38或4E-1。若設為

OQ38或4E-1，則跳至步驟3。

步驟2:若ATS選擇Remote位置，則於高壓控制平台設定OQ38饋線或4E-1饋線為主電源，另一饋線則為備用電源。

步驟3:判斷主電源正常否。若正常，則ATS不作動，並持續此一判斷迴路。若不正常，再判斷備用電源是否正常，若正常，則ATS作動；若不正常，則ATS不作動。

步驟4:判斷主電源正常否，若正常，則ATS作動，ATS由備用電源切換至主電源，並跳回步驟3。若不正常，則ATS不作動，繼續維持備用電源供電。

步驟5:判斷備用電源正常否，若正常，且主電源已恢復正常，則ATS作動，並跳回步驟3，若主電源仍未恢復正常，則ATS不作動，並持續此一判斷迴路。

步驟6:判斷備用電源正常否，若不正常，且主電源已恢復正常，則ATS作動，並跳回步驟3，若主電源仍未恢復正常，則ATS不作動，並持續此一判斷迴路。

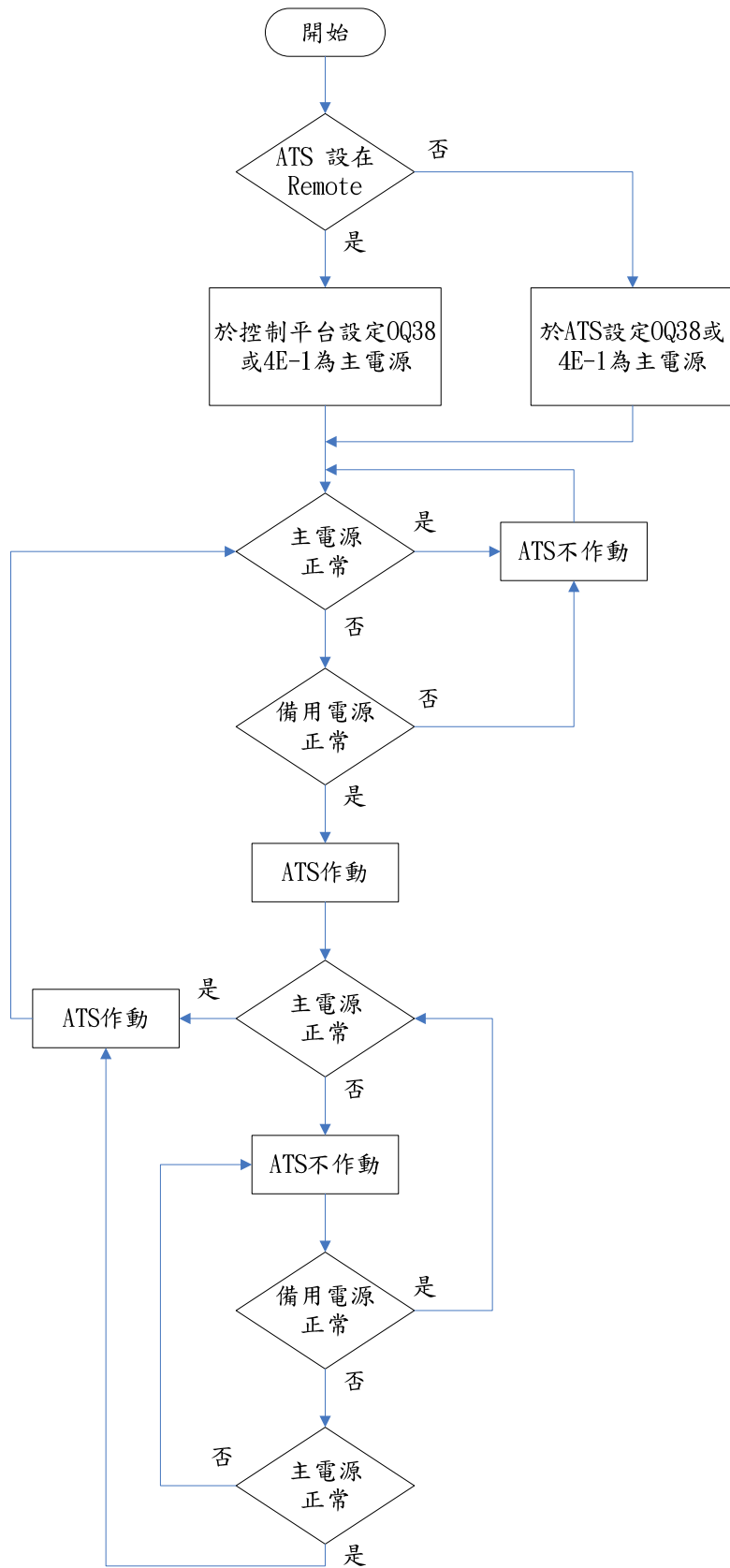


圖3.29 微電網雙電源互鎖ATS控制邏輯流程圖

二、雙電源之微電網系統供電可靠度分析

本節針對核研所微電網由台電瑞源 D/S 之 OQ38 饋線與所內 4E-1 雙電源供電後之系統架構進行可靠度分析。首先須確認系統中各組成元件的可靠度指標，這些可靠度指標是依據各組件在過去數年使用經驗時所獲得的統計資料，然後利用設備之串、並聯等效可靠度指標計算微電網主匯流排供電可靠度。

文中假設 11.4kV 以下(含)線路平均故障率為 0.132 次/年-公里，每次停電時間 240 分鐘；69kV 線路平均故障率為 0.001 次/年-公里，每次停電時間 60 分鐘；變壓器平均故障率為 0.036 次/年，每次停電時間 210 分鐘；分散式發電(DG)與儲能系統(DS)相關設備(風機、PV 模組、電池、直交流轉換器與變壓器等)之平均故障率為 1 次/年，每次停電時間 60 分鐘。此外，執行分析時做了以下限制：

1. 配電網路的元件只有導通或中斷的狀態。
2. 不考慮故障發生後的轉供操作。
3. 保護設備(開關、斷路器與熔絲等)、DG 與 DS 的可靠度是 100%。
4. DG、DS 與負載所形成的微電網可保持穩定運轉。

(一) 事例一單電源架構

本分析事例只有考慮 OQ38 供電饋線，其系統架構如圖 3.30 所示，表 3.1 為各元件之故障資料，針對微電網 B4 匯流排，評估其供電可靠度指標。圖 3.31 為微電網主匯流排可靠度分析方塊圖，L1、L2 與 L3 分別表示 3.5km、0.8km 與 0.1km 線路之故障區塊，T1 為微電網主變壓器之故障區塊，D1 為分 DG 與 DS 相關設備之故障區塊，接著利用串聯方式將 L1、L2、L3 與 T1 簡化如圖 3.32，再以並聯方式計算 1 與 2 區塊，其結果如表 3.2 所示。經分析可知，微電網負載的平均故障

率為 3.50×10^{-4} (次/年)、平均修復時間為0.7988小時、預期停電時間則為 2.79×10^{-4} (小時/年)。

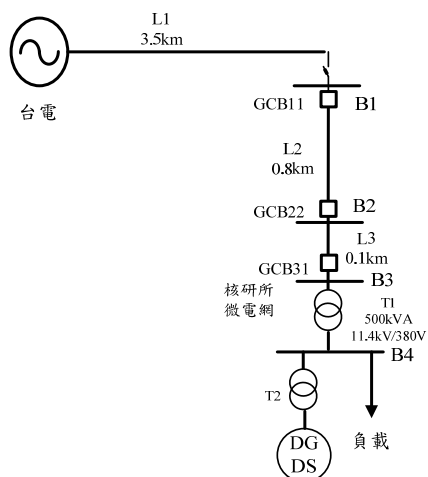


圖 3.30 事例一微電網架構圖

表 3.1 各元件之故障資料

元件	λ (次/年)	γ (小時)
L1	0.462	4.0
L2	0.1056	4.0
L3	0.0132	4.0
L4	0.33	4.0
L5	0.0065	1.0
L6	0.0015	1.0
T1	0.036	3.5
T3	0.036	3.5
D1	1.0	1.0

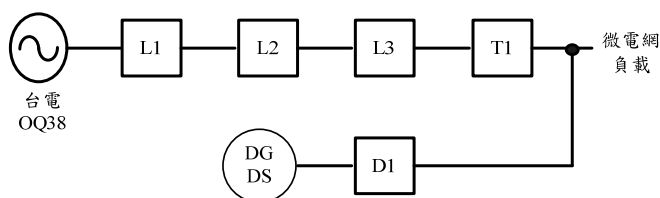


圖 3.31 事例一微電網可靠度分析方塊圖

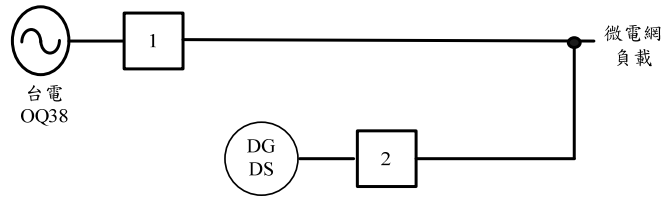


圖 3.32 事例一微電網簡化可靠度分析方塊圖

表 3.2 事例一微電網負載之可靠度指標

故障模式	λ (次/年)	γ (小時)	U (小時/年)
1//2	3.50×10^{-4}	0.7988	2.79×10^{-4}
總和	3.50×10^{-4}	0.7988	2.79×10^{-4}

(二) 事例二雙電源架構

本分析事例的系統架構如圖3.33所示，加入來自佳安變電所與松樹變電所的電源，一樣針對微電網B4匯流排進行供電可靠度評估。圖3.34為微電網主匯流排可靠度分析方塊圖，接著利用串聯方式將L1與L2、L3與T1、L4與T3簡化如圖3.35，由圖可看出，其可靠度最小切集分為1、3與6並聯；1、3、4與5並聯；2與3並聯三部分，再將此三部分經由並聯公式分別計算出其可靠度指標，其結果如表3.3所示。經分析可知，微電網負載的平均故障率為 2.61×10^{-5} (次/年)、平均修復時間為0.784小時、預期停電時間則為 2.05×10^{-5} (小時/年)。因為增加了4E-1迴路的線路併聯，所以各故障指標皆較上一事例有改善。

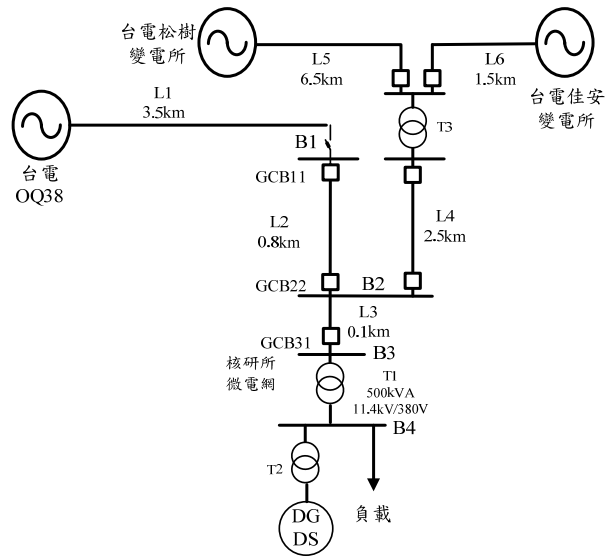


圖 3.33 事例二微電網架構圖

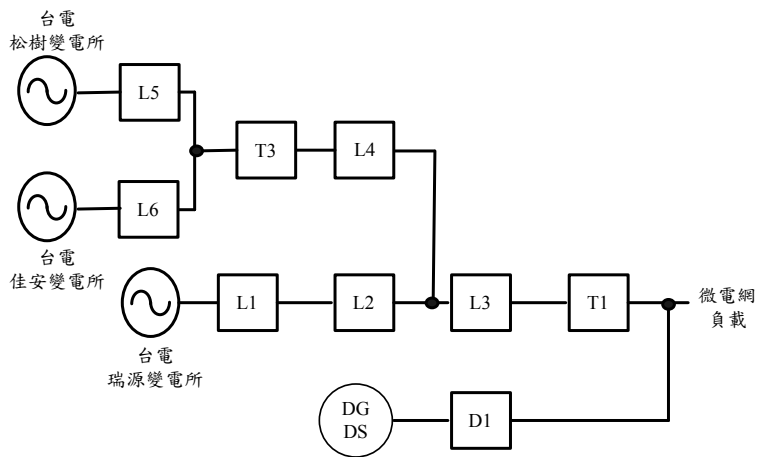


圖 3.34 事例二微電網可靠度分析方塊圖

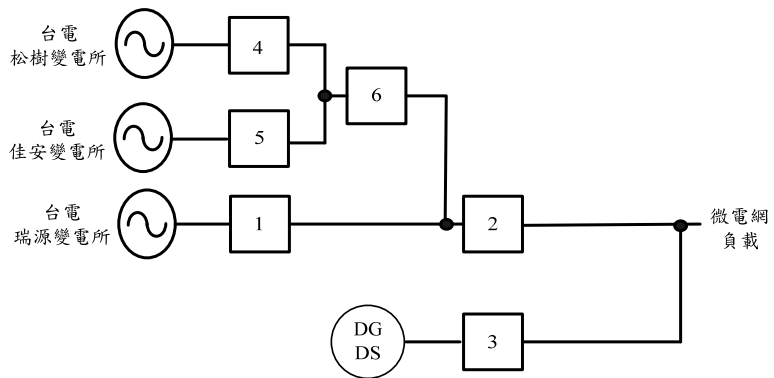


圖 3.35 事例二微電網簡化可靠度分析方塊圖

表 3.3 事例二微電網負載之可靠度指標

故障模式	λ (次/年)	γ (小時)	U (小時/年)
1//3//6	6.43×10^{-8}	0.6650	4.28×10^{-8}
1//3//4//5	1.07×10^{-16}	0.3077	3.29×10^{-17}
2//3	2.60×10^{-5}	0.7842	2.04×10^{-5}
總和	2.61×10^{-5}	0.7839	2.05×10^{-5}

四、微電網之暫態模擬分析、解/併聯電驛設計及卸載策略制定

接著執行微電網之暫態模擬分析，並設計卸載策略，據此進行解聯/併聯保護設計，以確保微電網內之重要負載可維持穩定的供電。

(一) 微電網之暫態模擬分析

本計畫使用Matlab軟體進行多種微電網不同情境的暫態模擬分析，圖3.36為所建立含市電、PV發電、負載與電池儲能之模型架構圖。

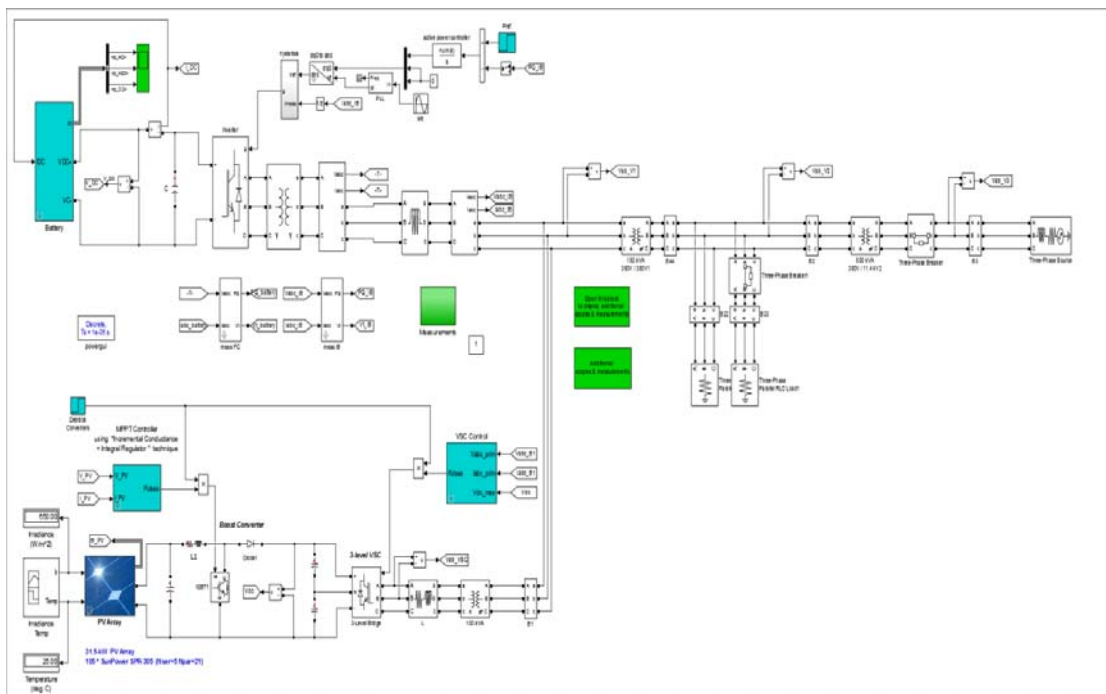


圖3.36 含市電、PV發電與電池儲能之微電網架構圖

1. 情境一

假設微電網負載60kW(2組每個30 kW)、PV發電50kW(照度 $1000\text{W}/\text{m}^2$)、電池儲能初始放電量17kW，微電網在0.6秒時與台電解聯，圖3.37為模擬所得之電壓波形、圖3.38為微電網由台電輸入實功率波形、圖3.39為微電網負載實功率波形、圖3.40 為PV加電池輸出實功率波形、圖3.41為電池輸出實、虛功率波形。微電網解聯前電壓

約370V(0.97pu)，負載量約57kW(與電壓平方成正比)、PV加上電池儲能發電量約68kW(其中電池儲能初始放電量約17kW(1pu為55kva))，約有11kW的功率輸出至台電。解聯後，電壓波動變大，且略為增加，負載量約62kW(與電壓平方成正比)、電池儲能系統降低發電量至約11kW，以維持自主獨立運轉微電網功率的平衡。

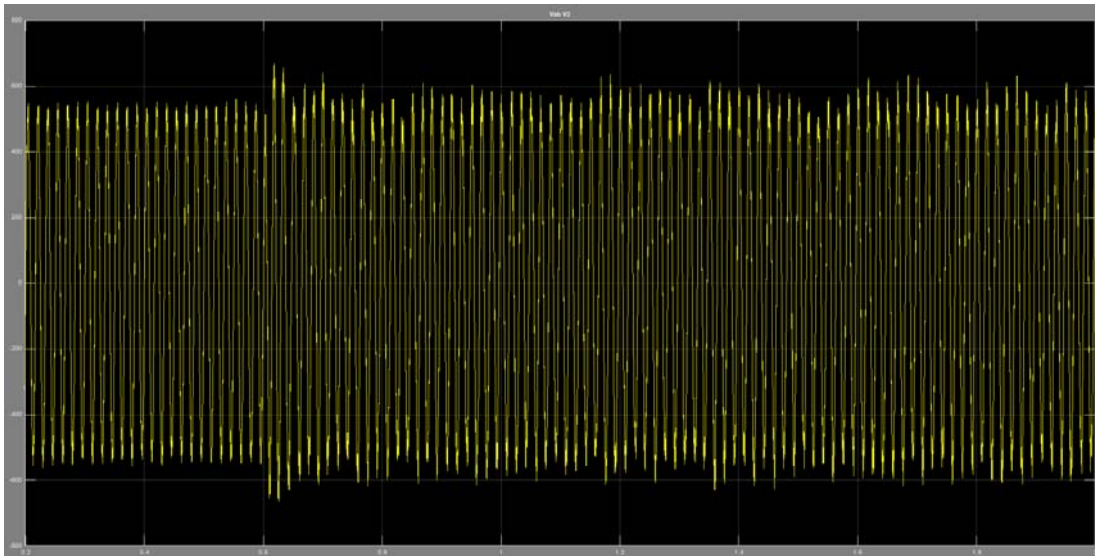


圖3.37 情境一微電網380V匯流排電壓波形

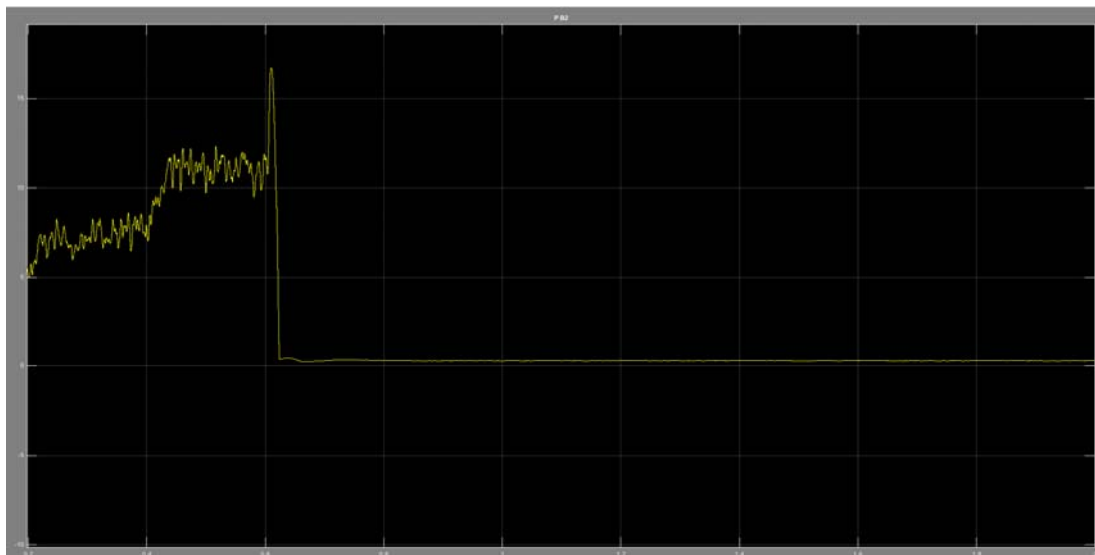


圖3.38 情境一微電網由台電輸入實功率波形

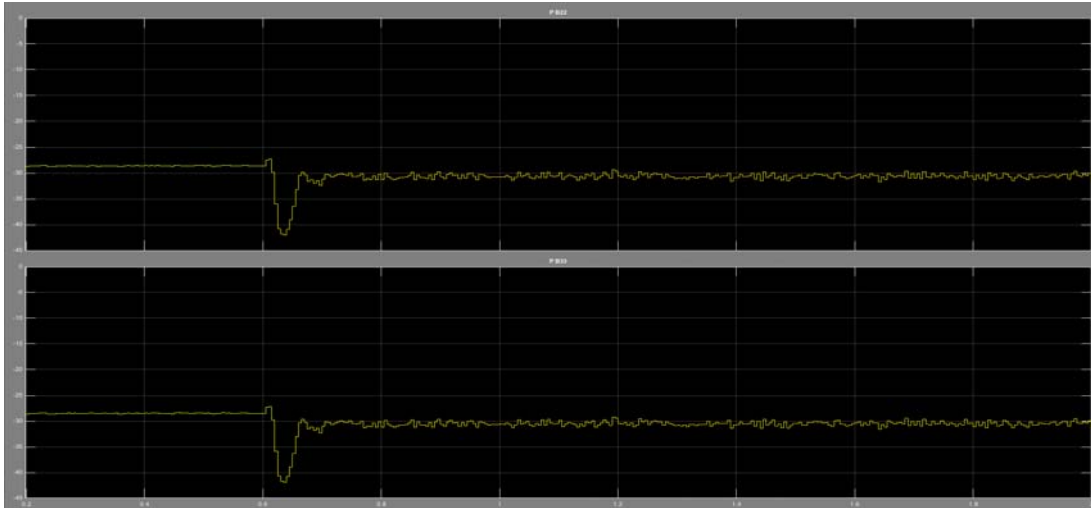


圖3.39 情境一微電網負載實功率波形

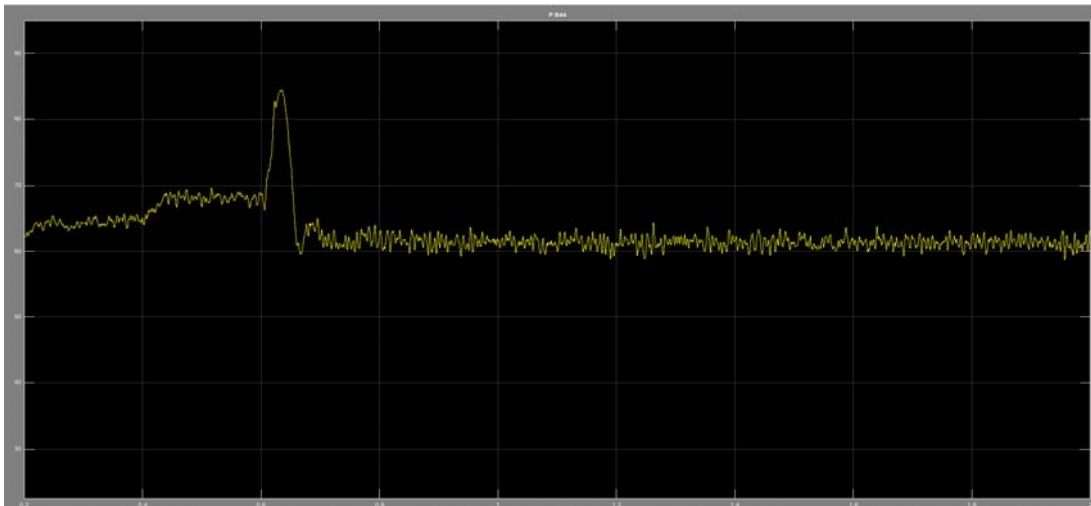


圖3.40 情境一微電網PV與電池輸出實功率波形

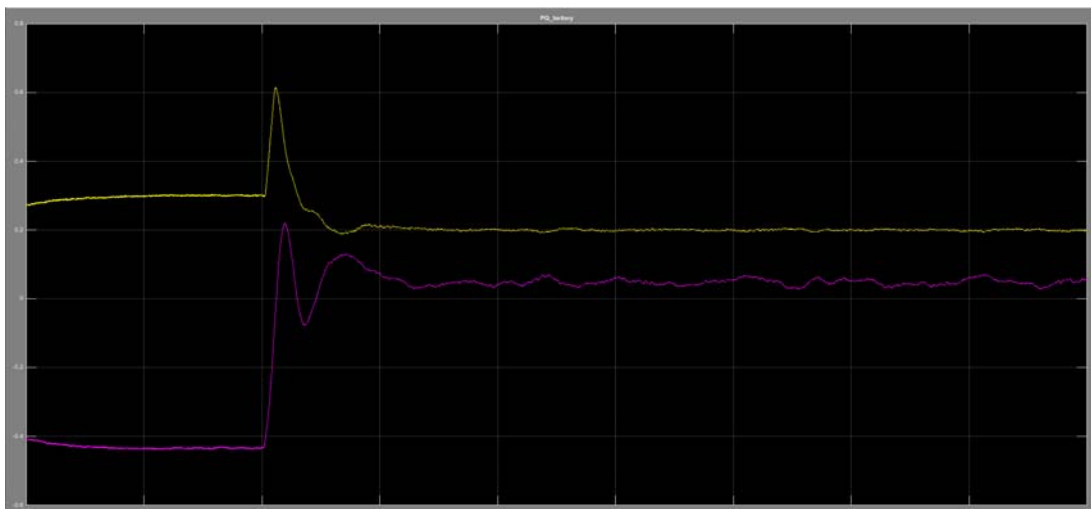


圖3.41 情境一微電網電池輸出實、虛功率波形

2. 情境二

假設微電網負載60kW、PV發電32kW(照度650W/m²)、電池儲能初始放電量17kW，微電網在0.6秒時與台電解聯，圖3.42為模擬所得之電壓波形、圖3.43為微電網由台電輸入實功率波形、圖3.44為微電網負載實功率波形、圖3.45 為PV加電池輸出實功率波形、圖3.46為電池輸出實、虛功率波形。微電網解聯前電壓約370V(0.97pu)，負載量約56kW(與電壓平方成正比)、PV加上電池儲能發電量約48kW(其中電池儲能初始放電量約17kW)，由台電輸入約8kW的功率。解聯後，電壓波動變大，且略為增加，負載量約增至66kW、電池儲能系統增加發電量至約34kW，以維持自主獨立運轉微電網功率的平衡。

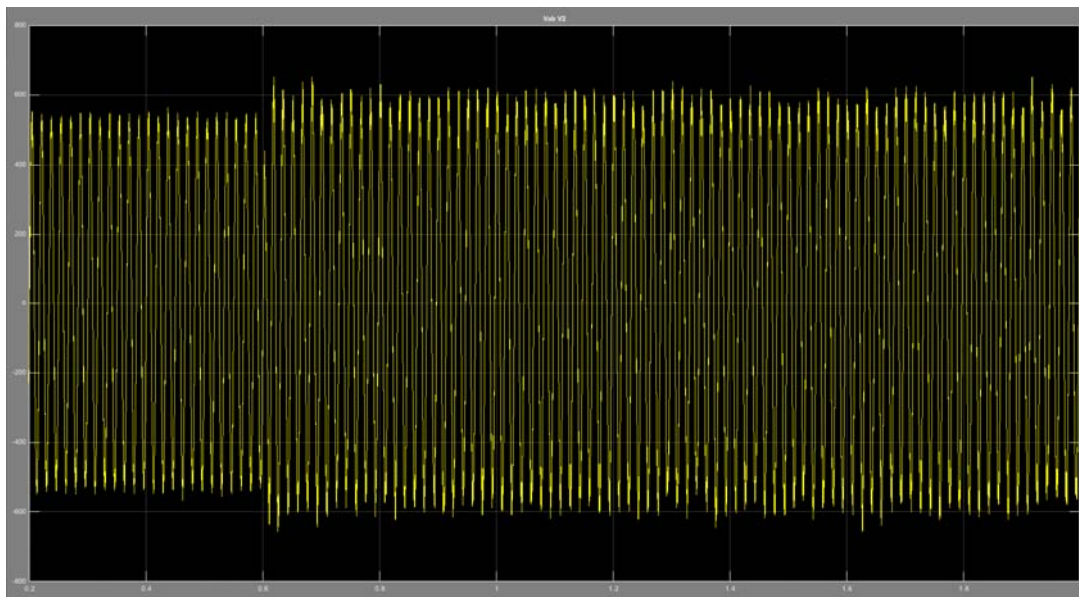


圖3.42 情境二微電網380V匯流排電壓波形



圖3.43 情境二微電網由台電輸入實功率波形

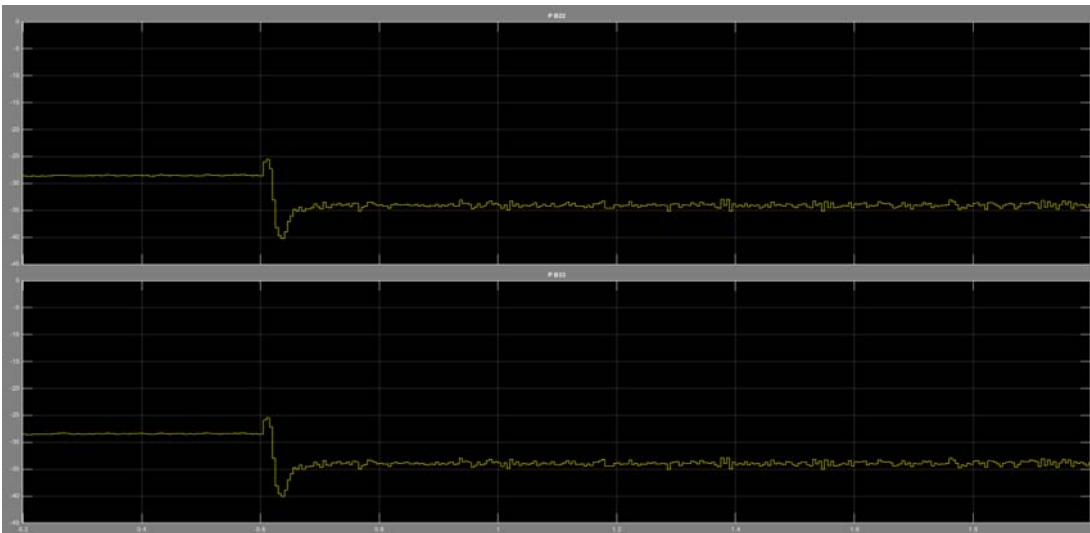


圖3.44 情境二微電網負載實功率波形

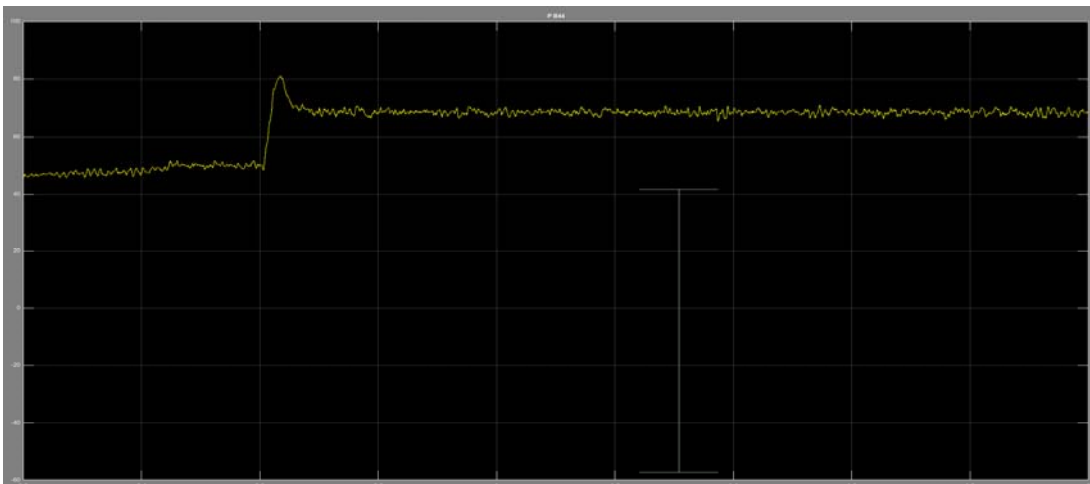


圖3.45 情境二微電網PV與電池輸出實功率波形

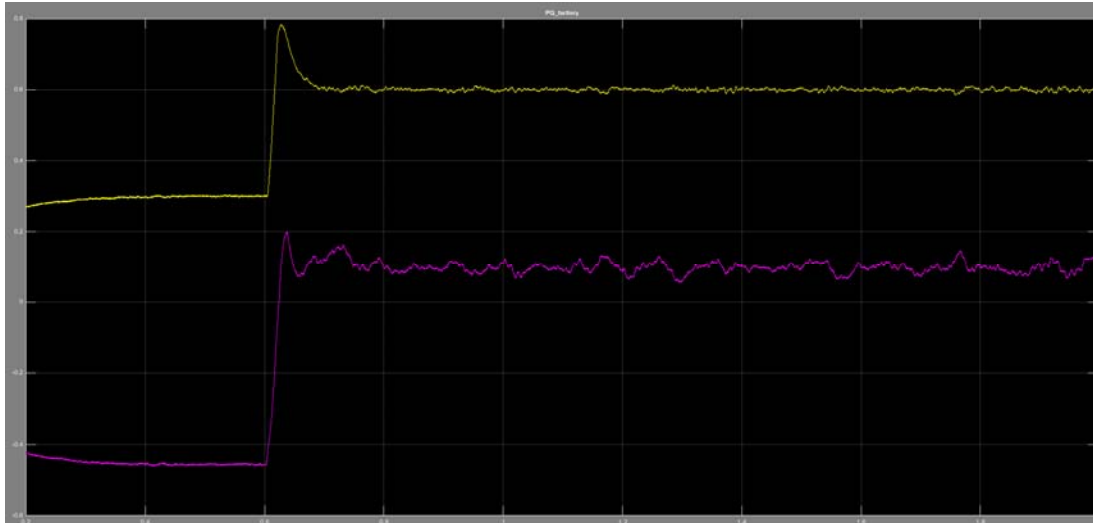


圖3.46 情境二微電網電池輸出實、虛功率波形

3. 情境三

假設微電網負載60kW、PV發電21kW、電池儲能初始放電量17kW，微電網在0.6秒時與台電解聯，圖3.47為模擬所得之電壓波形、圖3.48為微電網由台電輸入實、虛功率波形、圖3.49為微電網負載實功率波形、圖3.50為電池輸出實、虛功率波形。微電網解聯前電壓約370V(0.97pu)，負載量約56kW(與電壓平方成正比)、PV加上電池儲能發電量約38kW(其中電池儲能初始放電量約17kW)，由台電輸入約20kW的功率。解聯後，微電網卸載10kW，電壓波動變大，負載量約為50kW、電池儲能系統增加發電量至約28kW，以維持自主獨立運轉微電網功率的平衡。

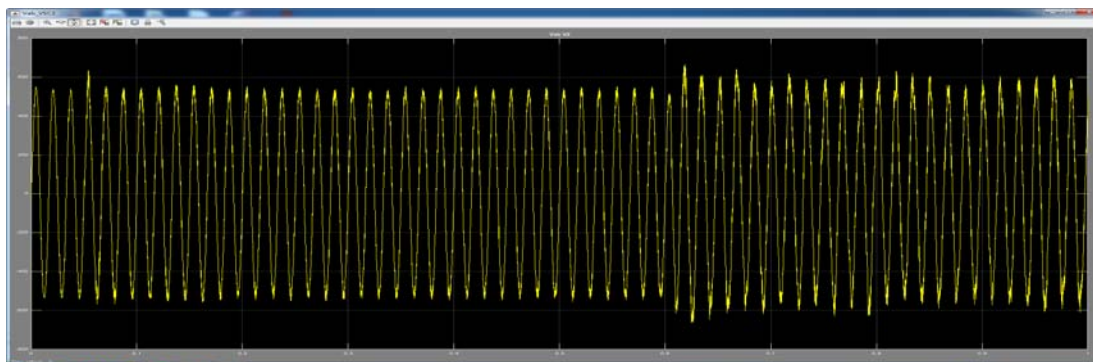


圖3.47 情境三微電網380V匯流排電壓波形

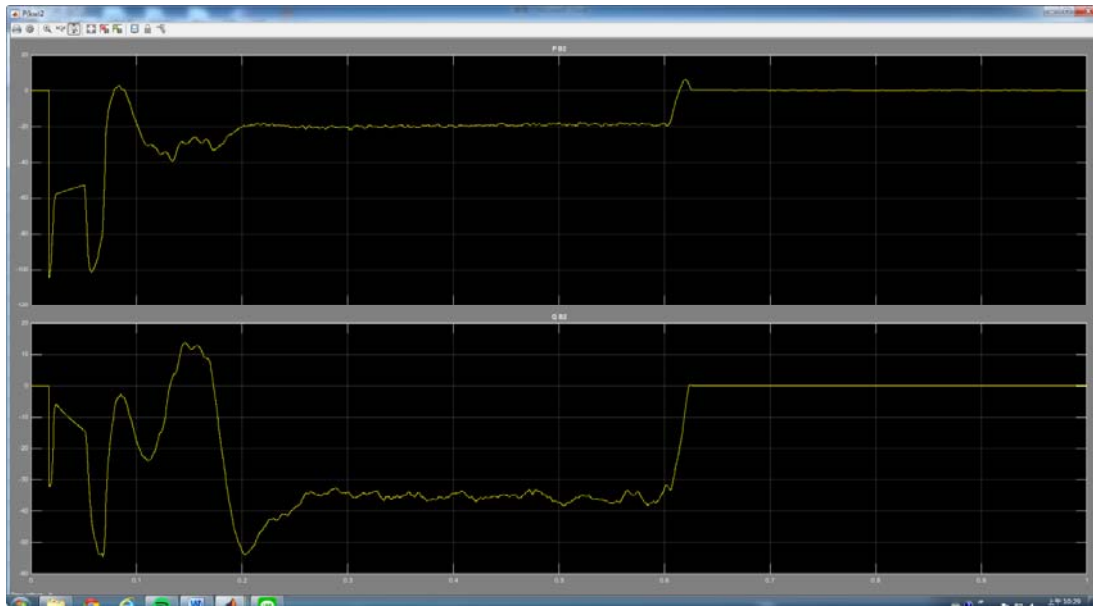


圖3.48 情境三微電網由台電輸入實、虛功率波形

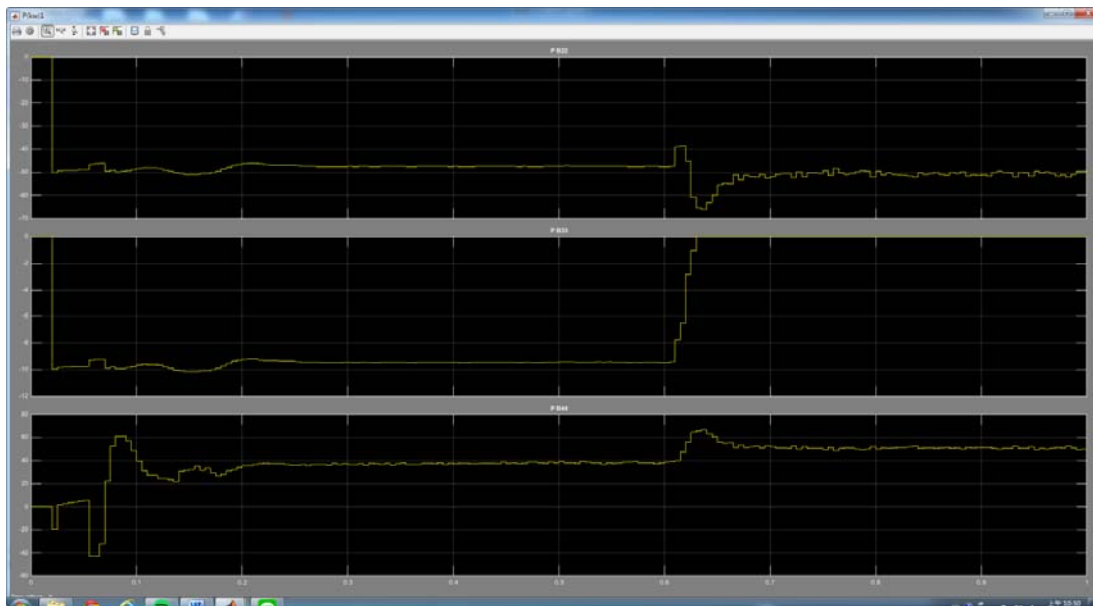


圖3.49 情境三微電網負載實功率波形

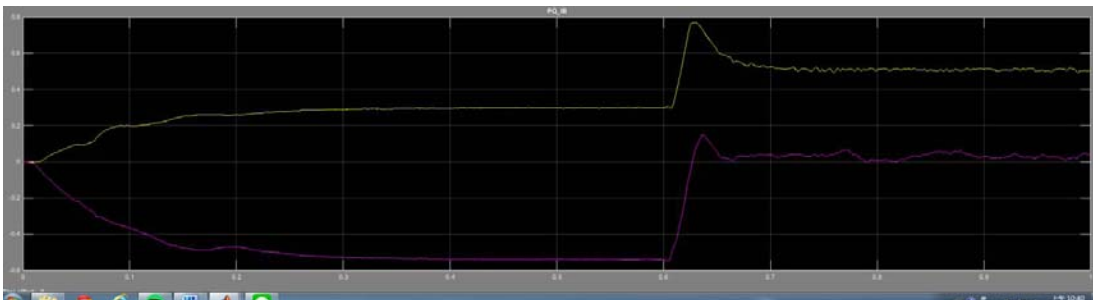


圖3.50 情境三微電網電池輸出實、虛功率波形

(二) 微電網之保護電驛設計

27及59電驛保護用電及發電設備不受過高或過低電壓而損壞。微電網解聯後須確保內部電源，故電驛的設定須在PV等其他電源跳脫前。例如一般PV換流器低、高電壓設定為90% 與110%，故可將低、高電壓分別設定為92% 與108%。同理，低、高頻率電驛一般設定為59.5Hz 與60.5Hz，故可將低、高頻電驛分別設定為59.6Hz 與60.4Hz。為配合PV換流器保護設定，微電網之解聯電壓與頻率設定將較為靈敏，而此問題可藉由放寬PV換流器保護設定獲得解決。

(三) 微電網之卸載策略制定

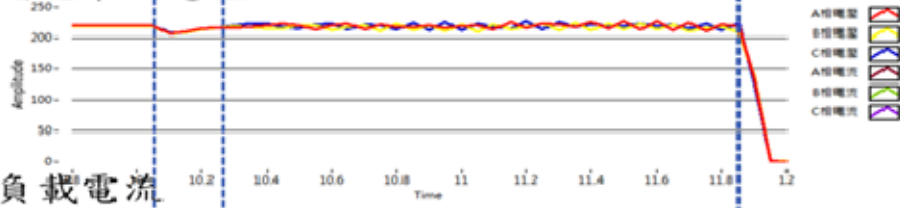
解聯後的微電網雖然有電池儲能進行功率調節，但為避免內部電源跳脫，最好須進行卸載。因為微電網內之DG與DS皆以靜態換流器併接至電網，獨立運轉之微電網不會有頻率擾動問題，故卸載不以低頻電驛做為卸載方式，而是以內部負載量減掉發電量的值作為卸載量。

(五) 雙電源解/併聯邏輯及微電網卸載測試

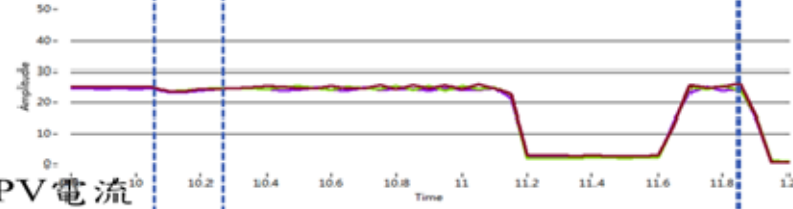
微電網目前有 OQ38 與 4E-1 二迴路電源可進行轉供切換，主要供電迴路為 OQ38 饋線，當 OQ38 電源失效時，可於 1 分鐘內自動切換至 4E-1 電源，並當 OQ38 電源恢復時，自動切換為 OQ38，本計畫亦將進行此雙電源之解聯與併聯邏輯規劃。最後，配合上述卸載策略的規劃，將在微電網進行卸載測試，以確認所規劃之卸載模式確可應用至微電網。

微電網(PV, Load, ESS)由市電併聯轉為孤島時無進行卸載與有進行卸載之暫態響應

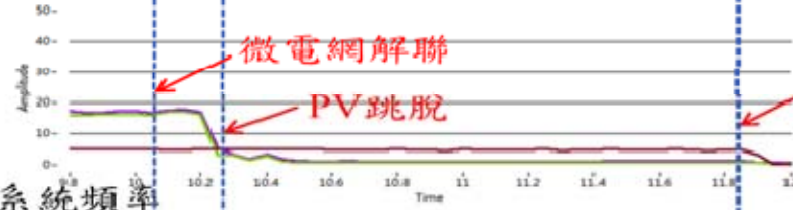
儲能系統電壓



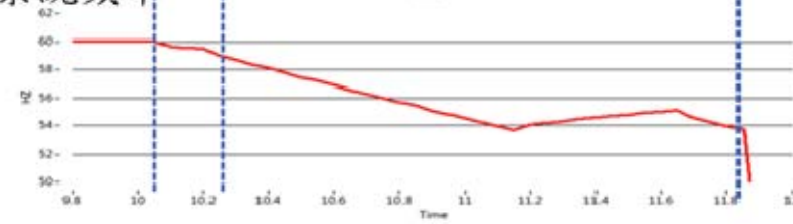
負載電流



PV電流



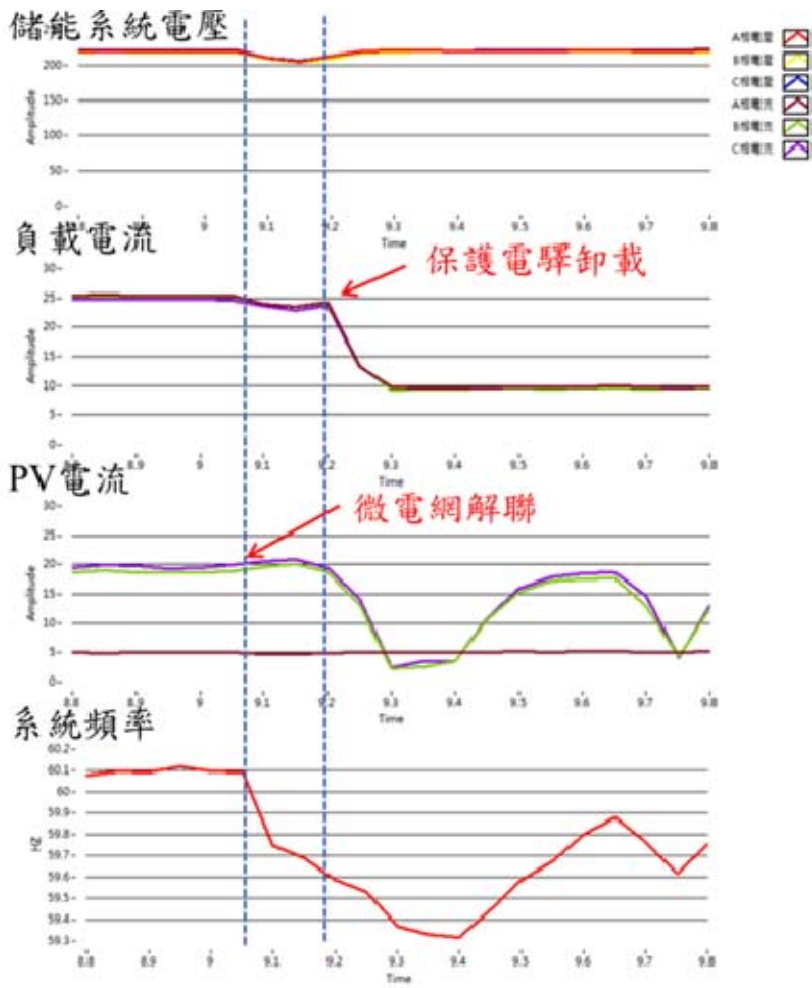
系統頻率



微電網解聯

PV跳脫

微電網全黑



肆、參考文獻

- [1] S. M. Amin and B. F. Wollenberg, "Toward a Smart Grid", IEEE Power & Energy Magazine, pp. 34-41, Sep., 2007.
- [2] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou and N. Hatziargyriou, "Microgrids Management", IEEE Power & Energy Magazine, pp. 40-53, May, 2008.
- [3] J. Driesen and F. Katiraei, "Design for Distributed Energy Resources", IEEE Power & Energy Magazine, pp. 30-40, May, 2008.
- [4] C. S. Chen, C. T. Hsu, C. H. Lin, T. T. Ku, H. J. Chaung and Y. J. Ju, "Design of Tie Line Tripping and Load Shedding Scheme for Distribution Microgrid System with Wind Power Generation", Proceedings of the 2011 IEEE I&CPS Conference, Newport Beach, USA, 2011.
- [5] Matt Wakefield, Smart Grid Demonstrations, EPRI report 2010.
- [6] C. S. Chen, C. T. Hsu and Y. D. Lee, "Protective Relay Setting of Tie Line Tripping and Load Shedding for an Integrated Steel-making Cogeneration System", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 46, No. 1, pp. 38-45, Jan./Feb., 2010.
- [7] R. Billinton, "Distribution System Reliability Indices", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, pp. 561-568, Jan., 1989.
- [8] R. Billinton and R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Publishing, New York and London, 1990.
- [9] 李奕德, 林世維, 張永瑞, 許振廷, 陳朝順, "核研所微電網併網衝擊分析之研究", 中華民國第 33 屆電力工程研討會, 中華民國 101 年 12 月 7-8 日, 台北市, 台北科技大學.
- [10] 張永瑞, 李奕德, 林世維, 許振廷, 陳朝順, 林嘉宏, 謝維霖, "應用智慧型控制技術於核研所微電網之研究", 中華民國第 34 屆電力工程研討會, 中華民國 102 年 12 月 6-7 日, 台中市, 勤益科技大學.
- [11] 張永瑞, 李奕德, "核能研究所微型電網技術發展現況", 電機月刊, 第 260 期, 第 168-183 頁, 2012 年 8 月.
- [12] Y. D. Lee, Y. R. Chang, C. M. Chan and Y. H. Ho, "Preliminary Implementation of Microgrid with Photovoltaic and Microturbine for Stand Alone Operation", 2012 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Las Vegas, NV, Oct. 2012.
- [13] 陳朝順, "配電規劃需求功能整合應用研究", 台電公司研究計畫期末報告, 中華民國 101 年 9 月。
- [14] 陳朝順, "先進配電自動化先導型計畫", 國科會主軸計畫, 中華民國 100 年。

- [15] 陳朝順, "整合配電自動化與用戶電能管理於智慧型電網之研究", 國科會能源計畫, 中華民國100年。
- [16] 台電公司網站, <http://www.taipower.com.tw/>。
- [17] 經濟部能源委員會網站, <http://www.moeaec.gov.tw/>。