

行政院原子能委員會  
委託研究計畫研究報告

微電網系統暫態減緩之智慧型控制技術建立

The intelligent control scheme design  
for reducing transient behaviors of a micro-grid system

計 畫 編 號：1012001INER044

受委託機關(構)：義守大學電機工程學系

計 畫 主 持 人：陳朝順 博士

協 同 主 持 人：許振廷 博士、林嘉宏 博士

聯 絡 電 話：07-5256436

電 子 信 箱：cschen@mail.ee.nsysu.edu.tw

核研所聯絡人員：林世維

報 告 日 期：中華民國一〇一年十二月五日

## 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。本計畫將以核研所微電網為研究對象，首先利用台電配電自動化之 CMMS 與 NBS 系統，整合 DDCS 與 FDCS 系統，建立台電變電所配電饋線單線圖與相關資料，並調查該配電網路現有的通訊模式。然後將收集核研所微電網相關資料，以建立微電網網路架構與各電力元件模型與參數。經由資通訊控制界面的研究，評估光纖通訊系統、寬頻電線載波、窄頻電力線載波與 Zigbee 之整合作通訊傳輸系統，能否適用於核研所微電網與台電之先進配電自動化系統。另外，本計畫亦探討供電給核研所微電網的變電所再生能源佔比增加時，依據再生能源發電併聯規範，使用先進配電自動化系統(ADAS)之監控系統以執行分散式電源運轉之最佳化控制，以改善饋線電壓變動過大與其它的限制。本計畫的執行除了可以發揮微電網的運轉效益外，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：智慧型電網、分散式電源、混合式通訊、先進配電自動化系統

## Abstract

The smart grid has to use 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. First of all, the one-line diagram of the distribution feeder in the Taipower substation and related information will be created and collected by using the CMMS, NBS, DDCS and FDCS in the Taipower distribution automation system (DAS). Meanwhile, the existing communication mode of the distribution network will be also investigated. Then the INER micro-grid network architecture, and component units model with corresponding parameters should be collected and established. After that, the hybrid communication systems of the fiber-optic, broadband power line carrier, narrowband power line carrier and Zigbee are considered for the assessment of applying to the INER micro-grid system. In addition, the project will use the control and monitoring function in the advanced distribution automatic system to improve voltage variation and other restrictions defined by Taipower when the penetration of distributed generations are getting higher.

**Keywords:** Smart micro-grid, Distributed generation, Hybrid communication, Advanced distribution automatic system

# 目錄

中文摘要.....	i
英文摘要.....	ii
壹、計畫緣由與目的.....	1
貳、研究方法與過程.....	7
一、微電網.....	7
(一)含分散式能源之配電系統規劃.....	8
(二)微電網的結構和特性.....	10
(三)微電網的控制、管理與監督.....	19
(四)核研所微電網.....	29
二、台電配電自動化與通訊模式.....	38
(一)台電配電自動化.....	38
(二)配電自動化系統架構.....	40
(三)台電配電自動化類型.....	45
三、核研所微電網併接台電饋線.....	49
(一)台電配電饋線選擇.....	52
(二)台電瑞源變電所資料.....	59

(三)台電佳安變電所資料.....	64
參、主要發現與結論.....	69
一、混合式通訊系統.....	69
二、微電網對配電系統的衝擊分析(瑞源 OQ38) .....	78
(一)既有微電網 DG 對饋線電壓變動率的影響.....	78
(二)微電網最大 DG 併接容量分析.....	87
三、微電網對配電系統的衝擊分析(佳安 EH21).....	95
(一)既有微電網 DG 對饋線電壓變動率的影響.....	95
(二)微電網最大 DG 併接容量分析.....	98
參考文獻.....	103

## 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，尤其在此次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。

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)與電池儲能系統

(battery energy storage, BES)等。

台電推動之配電自動化(DAS)，著重於主幹線之故障復電功能，雖然台電已投入相當經費於DAS系統之建置，所完成之自動化饋線亦已超過4000條，但其應用功能僅為於主幹線發生事故時之故障定位，隔離與復電(FDIR)。目前台電所執行之配電自動化，大都集中於負載密度較高之都會區及工業區，除控制中心電網主站之外，亦裝置大量之自動化開關與饋線端末單元(FTU)，為達成現場設備與主站之通訊，則佈設大量之光纖通訊，為達成全面自動化則必須涵蓋配電分歧線，並支援先進電表基礎架構(AMI)，同時針對負載密度較輕之郊區配電饋線，亦須納入。因此智慧型電網所需之通訊架構，除既有之光纖系統外，必須探討電力線載波及Zigbee無線通訊等最後一哩(last mile)之整合，考量台電系統特性及國內電信基礎建設，評估混合式通訊系統之效能與投資成本，發展最適合國內推動智慧型電網之混合式通訊架構。隨著國內分散式電源如PV之大量推廣及未來電動車之充放電，將對電力系統供電品質，造成極大之衝擊，必須藉由先進自動配電系統(ADAS)系統之不同應用功能，對配電系統作全面性之即時監控，以確保配電系統能容許更多之DG併網容量，並避免其不穩定之發電造成配電設備及用電戶設備之受損。

為提高再生能源併網的佔比，可由電力公司、設備供應商與用戶合作，建構智慧電網。電力公司方面，可考慮的方法有預測DG的發電輸出、提高備轉容量、修正併聯規範、輸配電路規劃、新增控制設備與更新保護系統等。設備供應商則可保證DG低壓持續運轉能力、提供儲能系統解決再生能源輸出變動性、發展再生能源監

控技術與加裝電壓控制設備。如此，結合儲能系統與電能管理的用戶除可節省電費，更可提高電力品質。

本計畫將以核研所微電網為研究對象，探討其與台電配電自動化系統之資通訊控制介面，在主饋線與分歧線使用光纖、寬頻電力線載波(BPLC)與窄頻電力線載波(NPLC)之通訊模式。另外，假設核研所微電網直接與台電配電饋線拼接時，探討核研所微電網對配電饋線的影響，當微電網再生能源佔比增加時，所面臨的相關技術障礙與解決方法。

## 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2.1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"> <li>• GHG reduction</li> <li>• Supply mix</li> <li>• Congestion management</li> <li>• Upgrade deferral</li> <li>• Ancillary services</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Premium power quality</li> <li>• Service differentiation (reliability levels)</li> <li>• CHP integration</li> <li>• Demand response management</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Supply availability</li> <li>• RES integration</li> <li>• GHG reduction</li> <li>• DRM</li> </ul>
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)	Main grid failure, power quality issues		—
	Prescheduled	Maintenance	Energy price (peak time), utility maintenance		—



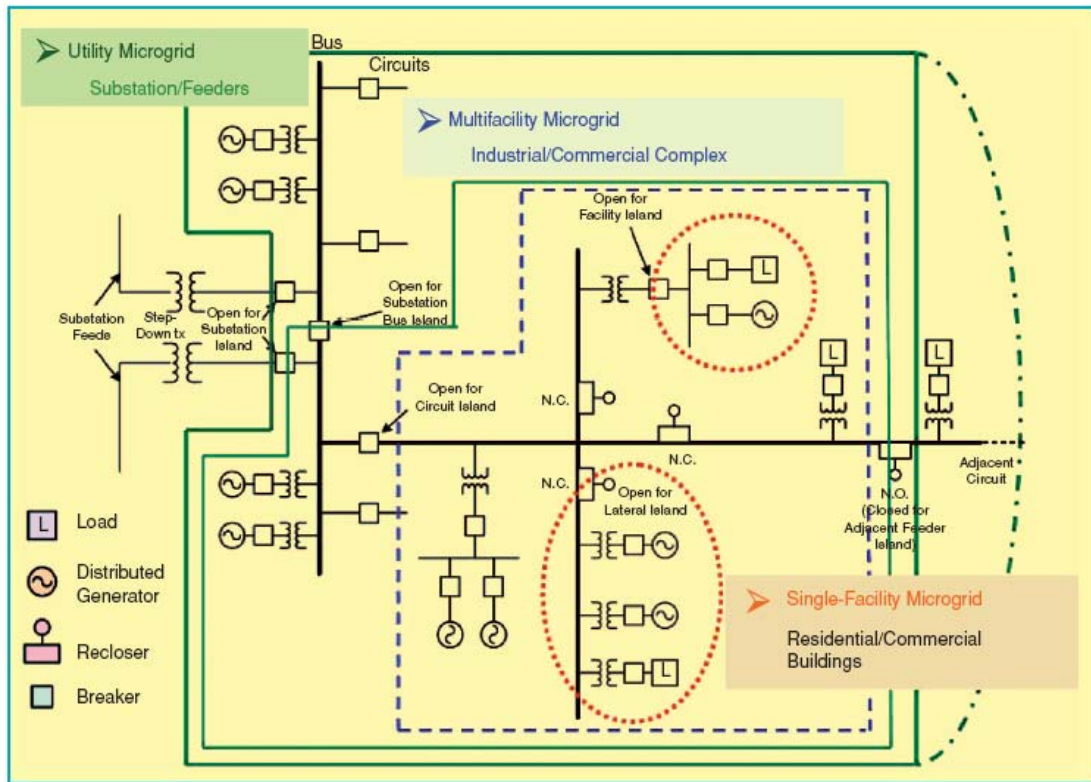


圖2.1 典型微電網的架構

### (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。值得注意的是，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 2.2 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 單元也可能是混合類型，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。

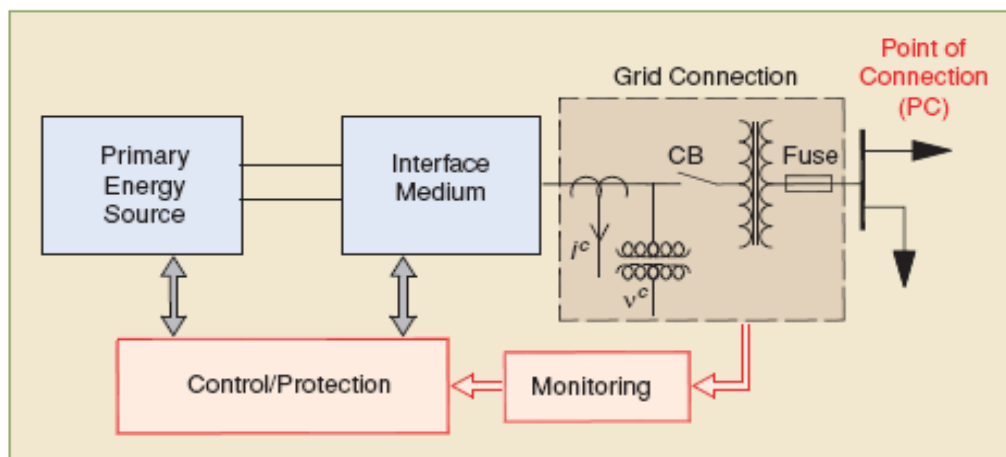


圖2.2 DG單元的方塊表示圖

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 2.3 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。

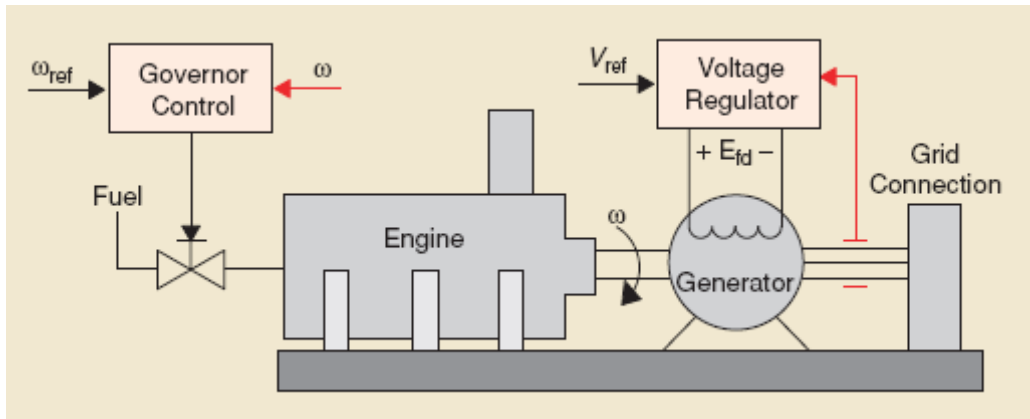


圖2.3 往復引擎發電機式的DG設備

圖 2.4 顯示三種常見經由電子介面 DER 的架構圖。圖 2.4(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 2.4(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 2.4(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 2.4(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 2.4(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 2.4 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。

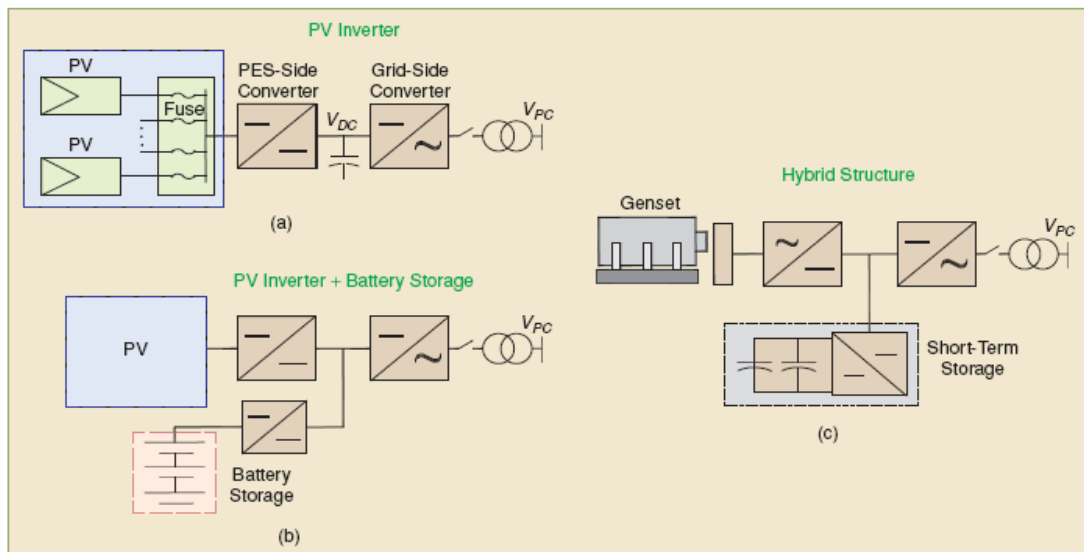


圖2.4 電子耦合式DER單元的一般架構 (a)無法調度的DG；(b)及(c)可調度的DG和DS

### 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。非敏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2.5為一個”dq0” 框架控制器的方塊圖。

圖 2.5 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 $V_d$ 和 $V_q$ ；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。

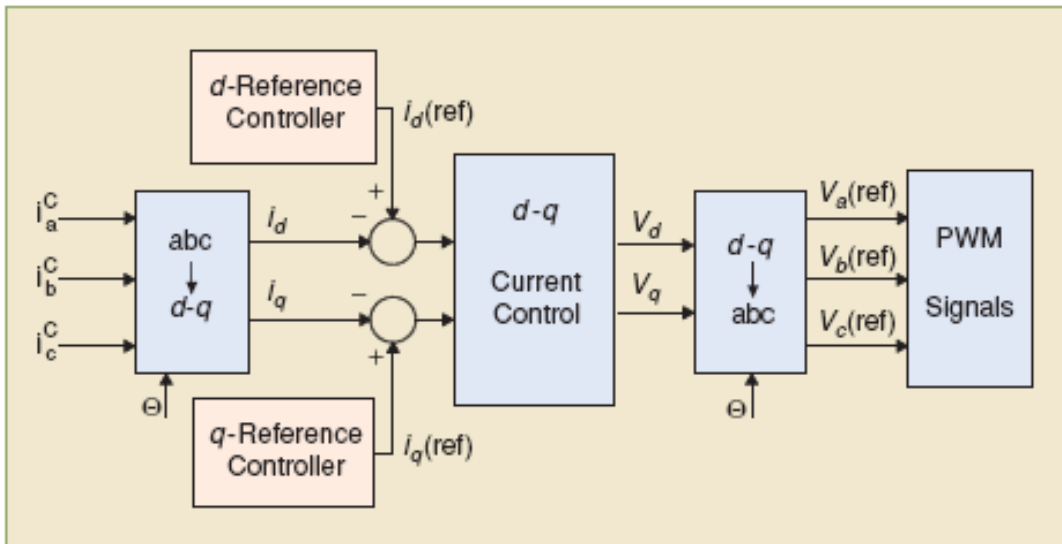


圖2.5 以電壓源轉換器為介面DER的d-q軸電流控制架構

圖2.6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2.5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2.6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。

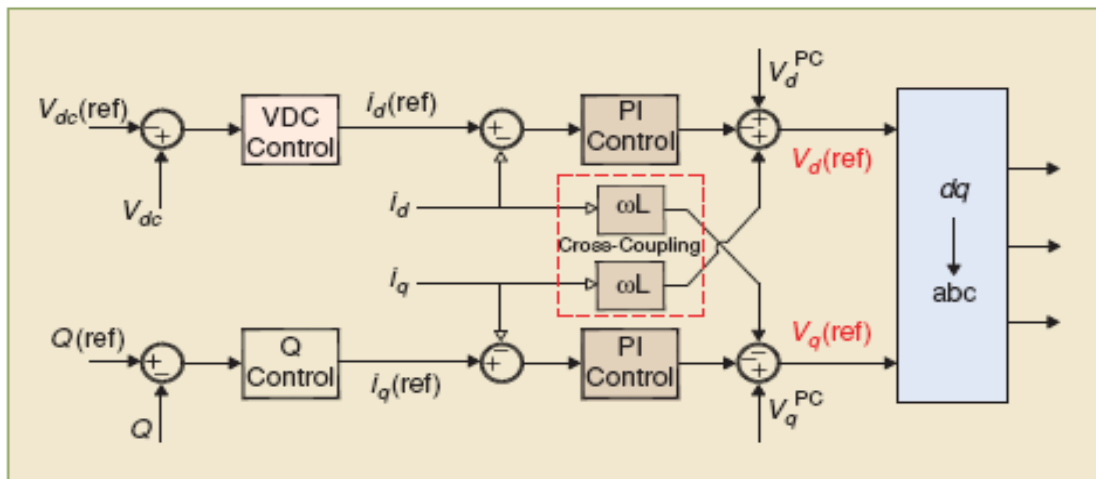


圖2.6 Grid-following功率輸出控制圖

## (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2.6非常相似，主要的差別在於用來產生參考值的方法。圖2.7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。

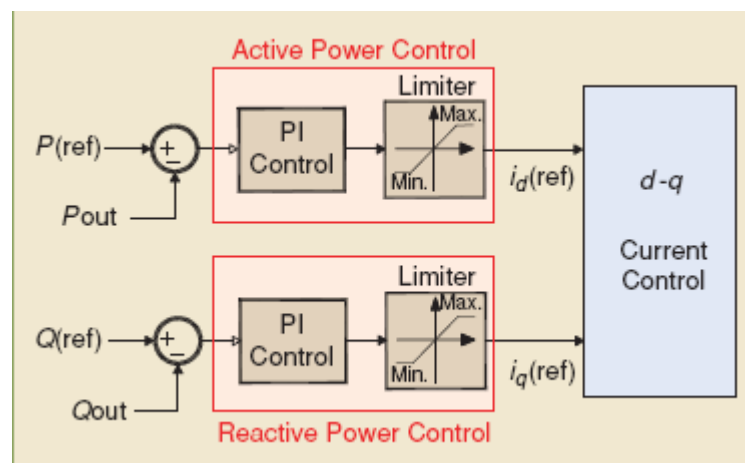


圖 2.7 實功率和虛功率控制圖

### (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2.8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2.9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。

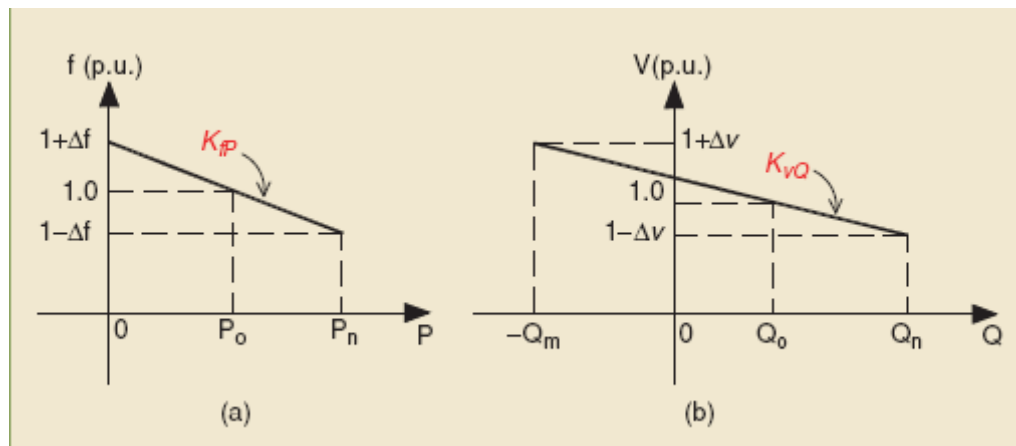


圖2.8 在多個DER單元間的負載分配特性 (a)  $f$ - $P$  droop (b)  $v$ - $Q$  droop

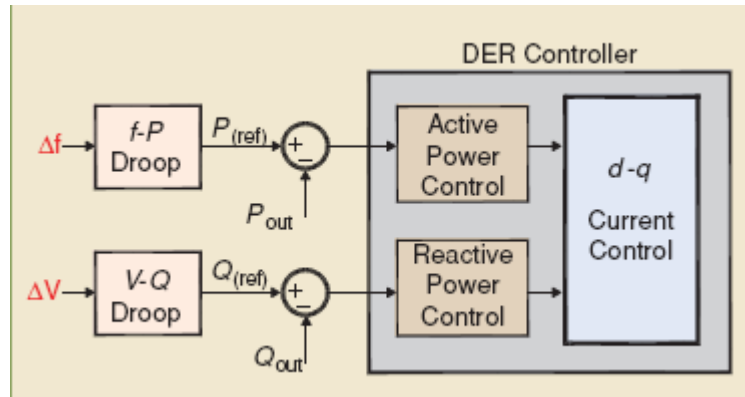


圖2.9 低垂控制策略

## 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2.10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。

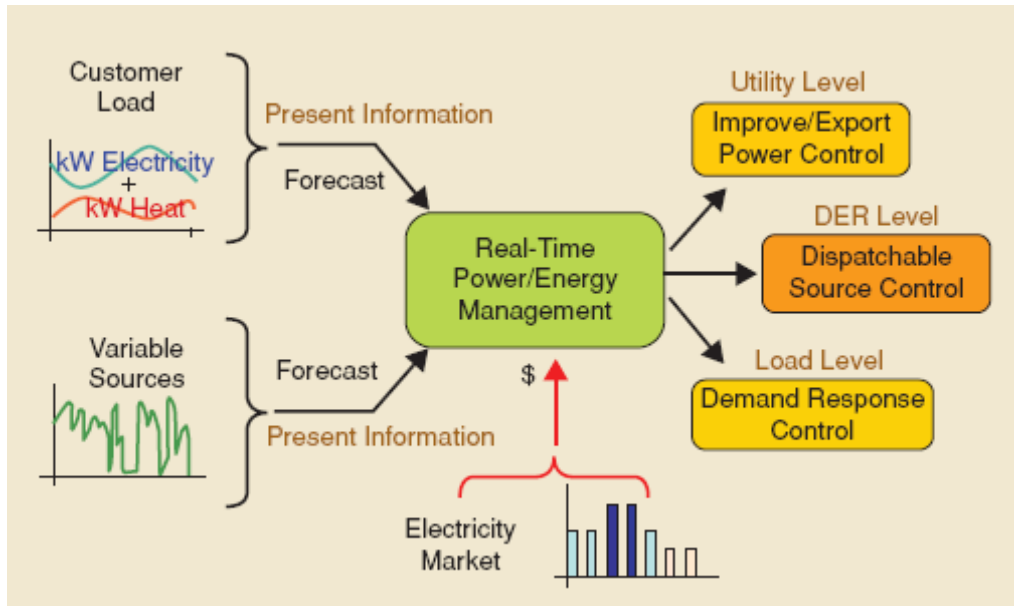


圖2.10 一個微電網即時的PMS/EMS資料流動和功能

PMS/EMS決定DER單元的實功率/虛功率分擔，使

- 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2.11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。

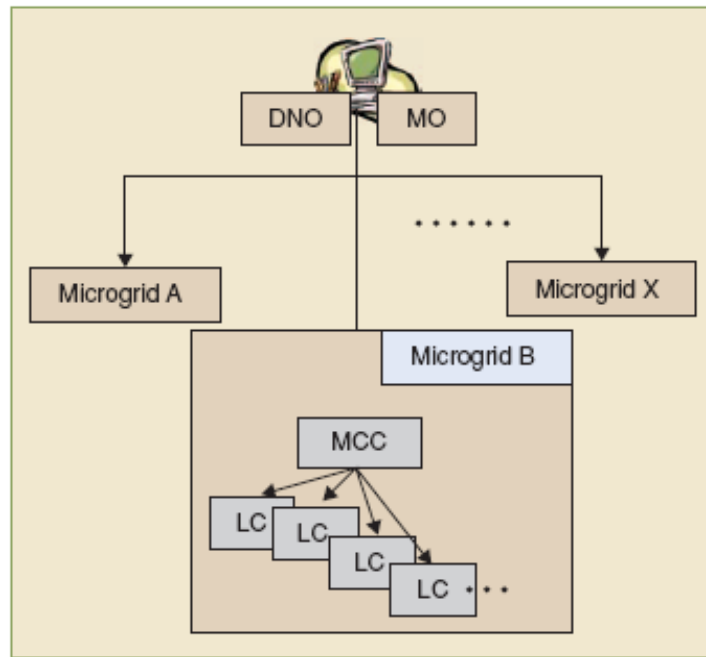


圖2.11 一個微電網的監控架構圖

#### (四) 核研所微電網

##### 1. 核研所電力系統

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2.12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。

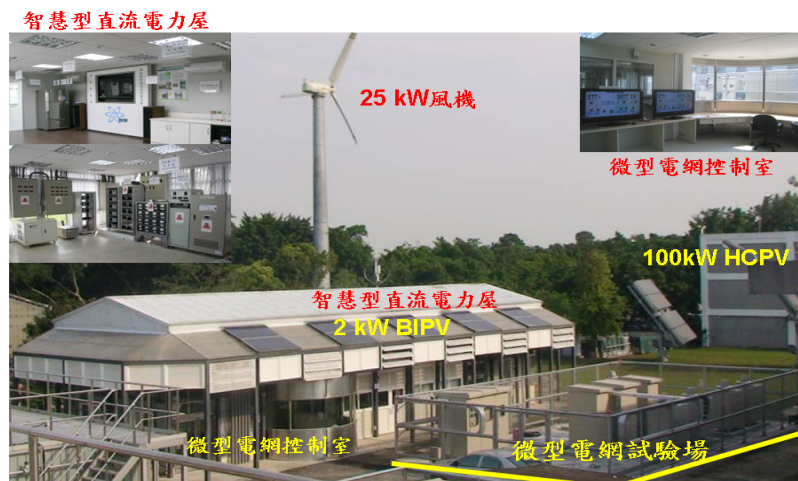


圖 2.12 核研所微型電網試驗場

核研所之電力系統係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。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，如圖 2.13 所示，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，用以示範不同再生能源佔比之微電網系統。

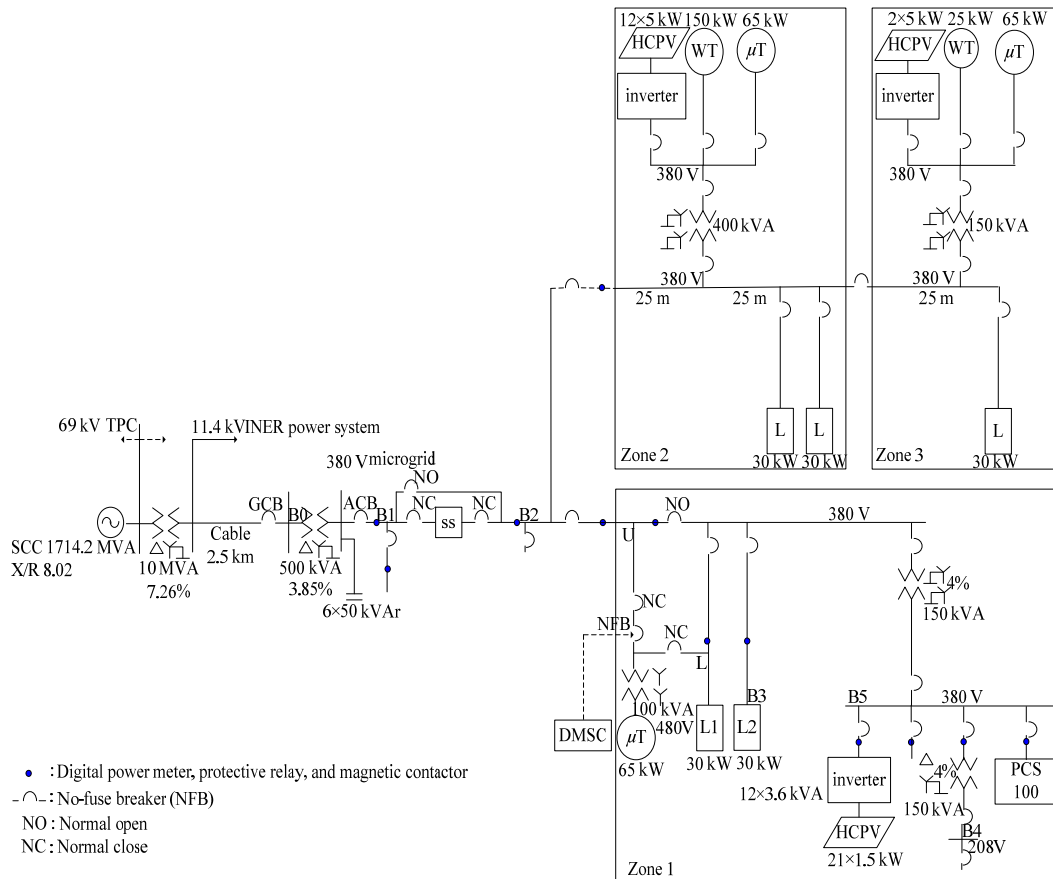


圖 2.13 INER 微型電網系統架構

## 2. 核研所分散式電源架構與模型

圖 2.14 為微氣渦輪機系統架構，包括氣渦輪發電機、雙向 AC-DC-AC 之頻率轉換器(Frequency Converter, FC)、燃料控制系統及數位電力控制器(DPC)，其中氣渦輪機發電機包括氣體壓縮機(Gas Compressor, GC)、燃燒室(Combustion Chamber, CC)、渦輪機、廢熱回收器(Heat Recuperator, HR)及高速永磁同步發電機，並採用高熱值丙烷作為微渦輪機之燃料氣體，為了減少丙烷使用量及廢氣排放量，利用氣體壓縮機將流入發電機之空氣加壓，再經過廢熱回收器加熱成高壓高溫氣體後，在燃燒室內與丙烷混合燃燒擴張產生推動

力，帶動氣體壓縮機，使渦輪機及發電機產生高速旋轉，其發電機輸出可變電壓及頻率，經由 AC-DC-AC 轉換器控制輸出電壓 480 V、頻率 60 Hz，再經由變壓器與微電網併聯供電，圖 2.13 中微渦輪機之 U 併接在微型電網市電端，L 則接至微渦輪機所要保護之負載，利用 (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，因此未來仍有必要裝置一儲能系統來建立微電網電壓，以維持微電網之供需平衡。

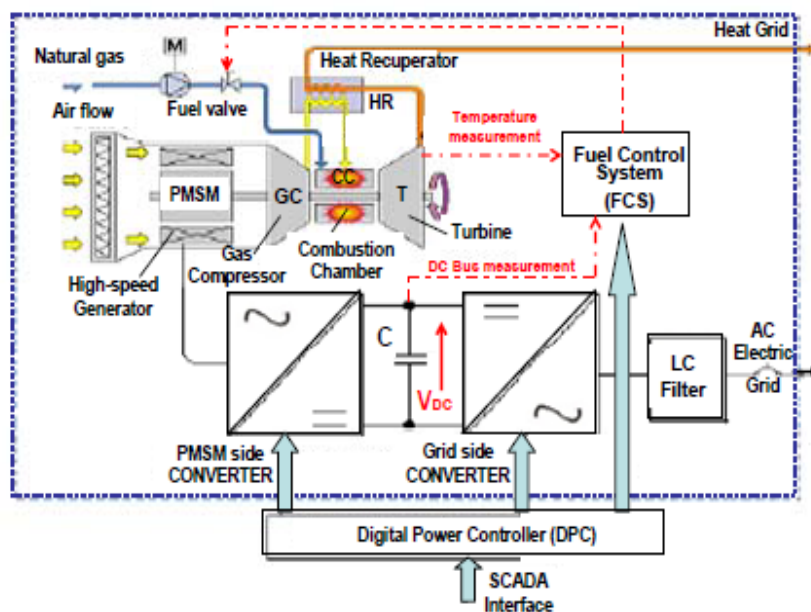


圖 2.14 微氣渦輪系統架構

氣渦輪機使用的同步發電機有激磁系統以維持微電網電壓的穩定，圖2.15則為此氣渦輪型式汽電共生所使用的調速系統方塊圖，以轉子轉速做為回授訊號，並與參考轉速比較得到轉速偏差訊號，此偏差訊號被放大並轉換為控制伺服馬達的功率訊號，以改變蒸氣閥的位置來調整進入渦輪機之蒸汽量。因此，在擾動發生後，可藉由改變機械功率來恢復系統頻率。

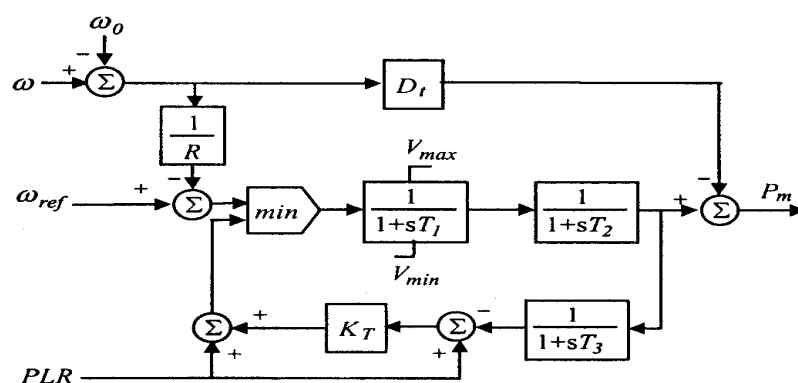


圖 2.15 氣渦輪機所使用之調速系統模型

21 座 1.5 kW 太陽能板經併網型變流器與微型電網併聯供電，其系統架構及等效電路如圖 2.16 所示，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。

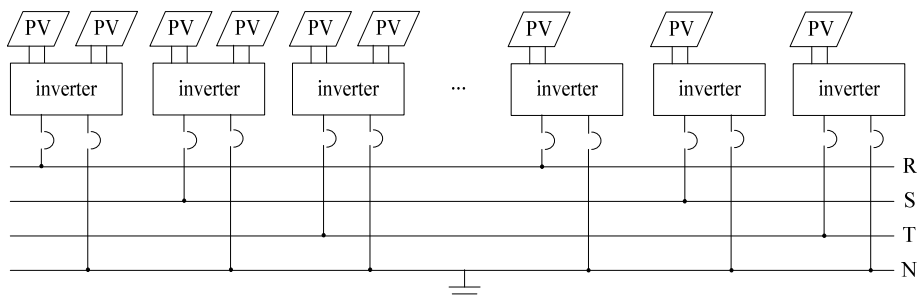


圖 2.16 HCPV 系統架構

太陽能板的能量變換是應用 pn 接面之光伏效應(Photovoltaic Effect)。光被吸收後產生電子電洞對(Electro-hole Pair)，而受到接面部所形成之強電場吸引，使電子流入 n 層，電洞流入 p 層而產生電流。外部電路在開路狀態下，因有載子(Carrier)流入，結果使 n 層帶負電，p 層帶正電，而 pn 兩端之費米能階(Fermil Level)則產生電位差(此乃光照射時之開路電壓)。當外部負載變為短路時，就有與入射光量成正比之短路電流通過。圖 2.17 為光伏電池的等效電路，其輸出電壓(V)與電流(I)可表示成

$$V = V_o - R_s I \quad (2.1)$$

$$I = I_{sc1} \left( \frac{P_I}{1000} \right) - I_D \left[ \exp \left( \frac{qV_o}{AkT} \right) - 1 \right] - \frac{V_o}{R_{sh}} \quad (2.2)$$

其中

- q : 電子電荷( $1.6 \times 10^{-19} \text{Cb}$ )
- K : 波茲曼常數( $1.38 \times 10^{-23} \text{J/K}$ )
- T : 溫度(K)
- A : 品質因素
- $I_D$  : 二極體的逆向飽和電流
- $R_s$  : 內電阻
- $R_{sh}$  : 漏電流電阻
- $P_I$  : isolation level ( $\text{W/m}^2$ )
- $I_{sc1}$  : 在  $1000 \text{W/m}^2$  太陽輻射下的短路電流

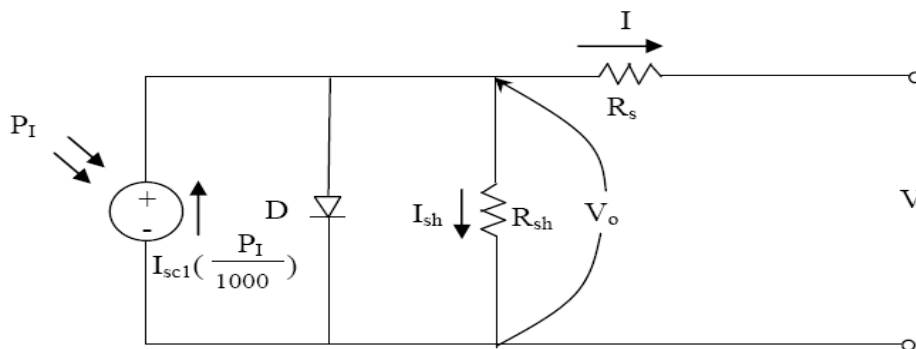


圖 2.17 PV 電池等效電路



核研所目前有 25kW 和 150kW 的風力發電機組，使用永磁式同步電機，風力機組之機械應力運作情形已通過測試且風力發電機組已達到 IEC 61400-11-A 型規範。風力發電機組之關鍵技術包括主動渦輪滑動控制、旋角葉片控制、智慧型停止控制和最大功率追蹤轉換器。圖 2.18 所示為 25 kW 的風力發電機之輸出功率相對於風速（米/秒）曲線圖。圖 2.19 為以 Matlab/Simulink 軟體建立之固定轉速風力發電系統，包含風力渦輪機、鼠籠式感應發電機、虛功補電容償器、葉片控制器及風速輸入，利用風力渦輪機擷取風速而產生轉矩( $T_m$ )來推動感應發電機。

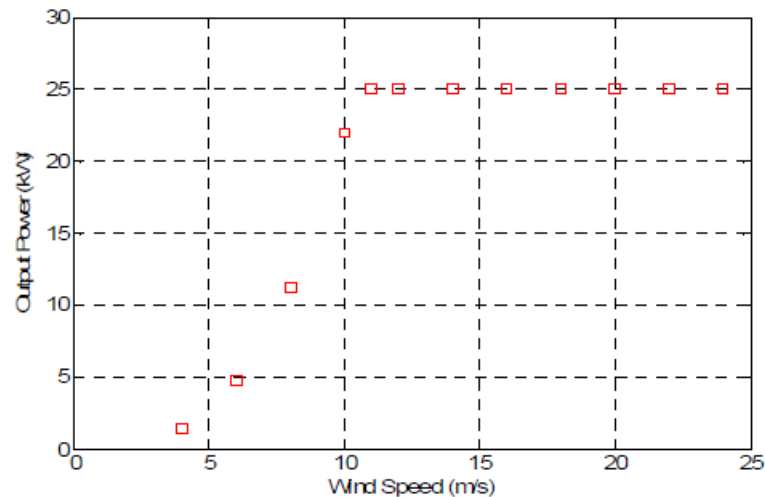


圖2.18 25 kW 風力機組發電量對風速曲線圖

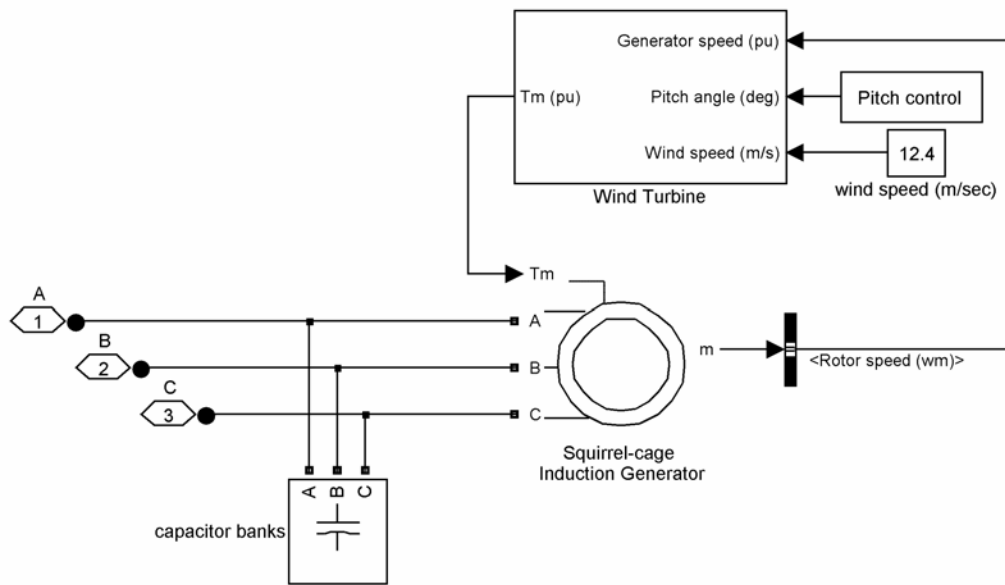


圖 2.19 Matlab/Simulink 固定轉速風力發電系統架構圖

## 二、台電配電自動化與通訊模式

目前台電公司將其自動化調度控制系統依調度功能分成中央調度控制系統(Central Dispatch and Control System, CDCS)、區域調度控制系統(Area Dispatch and Control System, ADCS)與配電調度控制系統(Distribution Dispatch and Control System, DDCS)。上述三階層式的架構區分了各調度中心的職責，以電腦系統觀點而言，僅有 CDCS 及 ADCS 兩個階層，其中 DDCS 可視為是 ADCS 的一個遠方終端設備(remote console)，經由通訊線路與 ADCS 連接，與其使用同一套電腦設備。由於近年來積極推動饋線自動化，於在三層架構下加入饋線調度中心(Feeder Dispatch and Control System, FDCS)，藉由饋線發生故障時，能迅速偵測到故障區域、隔離及正常區間之功能，增加供電可靠度、縮短停電時間及範圍、降低系統損失。

### (一) 台電配電自動化

配電調度控制系統主要功能在於對二次變電所主變壓器、饋線、電容器組及一次變電所、配電變電所 11.4kV 與 22.8kV 饋線斷路器之調度與操作。配電調度控制系統可以不斷收集電力系統運轉資料，若有異狀將自動發出警訊及早提醒 DDCC 運轉值班人員迅速處置，DDCC 運轉值班人員亦可遙控斷路器之啟閉、變更主變壓器的分接頭位置。故當變電所事故發生時，透過自動偵測，訊息回報等機制，配電調度員亦可遙控操作隔離事故點，並執行所內或所外轉供，減少停電範圍及停電時間。配電調度員可運用無效電力控制裝置(RPDC)或乏控制器(Q-CTL)控制電壓，使電壓維持在標準值；並可適時的投入或切開 SC 組，控制無效電力，減少無效電力的損失，提高供電品質。

配電自動化系統依功能約可歸類為三類：變電所自動化、饋線自動化與用戶端自動化。其主要利用監視控制與資料擷取系統 (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA) 達成變電所、饋線及用戶自動化，以維持系統安全性、降低線路損失及提高用電品質為目標。其各部份功能如下：

### **1. 變電所自動化功能**

- (1) 母線自動分隔，以隔離故障、復電及過載監視。
- (2) 利用 LTC 及電容器之監控，以建立整體電壓及虛功之控制。
- (3) 監視及最佳運轉
- (4) 保護系統

### **2. 配電饋線自動化功能**

- (1) 線路故障偵測、隔離及復電。
- (2) 饋線設備運轉資料收集、監視及遙控。
- (3) 停電管理系統。
- (4) 配電運轉圖資及設備資料。
- (5) 電壓及無效電力整合控制。
- (6) 三相電力潮流計算。
- (7) 最佳化饋線重組。
- (8) 變電所、線路之超載解除。
- (9) 調度員訓練模擬。
- (10) 電容器最佳配置。
- (11) 配電變壓器負載量測。
- (12) 計劃性工作停電排程。

### **3. 用戶自動化功能**

- (1) 用戶停電自動偵測及回報
- (2) 遙控抄表
- (3) 負載管理

## (二) 配電自動化系統架構

配電自動化系統(DAS)，是應用最新科技與自動化技術，將配電系統、通訊系統與電腦系統整合成完整之自動化監控系統，其功能包括配電饋線自動化、配電系統分析、用戶端管理，而以 SCADA 及自動偵測配電線路之故障區域、隔離故障區段並迅速恢復健全區域之供電(Fault Detection Isolation and Recovery, FDIR)功能為主，此功能具有地理圖資處理能力，提供調度人員完備的操作畫面及調度資訊；且事故發生時，可協助調度員迅速恢復上下游健全區間復電。

配電自動化系統主要架構由饋線調度控制中心(FDCC)、變電所資訊末端設備(Remote Terminal Unit, RTU)、饋線終端設備 (Feeder Terminal Unit, FTU)、自動線路開關(Automatic Line Switches, ALS) 與光纖系統等設備所組成。將電腦軟體、硬體系統、通訊控制技術加以整合應用，建構成一個具有自動監控、故障區偵測、自動隔離與復電、遙控開關功能之配電自動化系統，能夠有效縮減停電時間及範圍，提昇供電品質及可靠度，並可利用遙控方式投入/切開線路開關，可節省人力外，並提高工作安全。圖 2.20 為配電自動化系統架構圖，其系統之功能簡介如下：

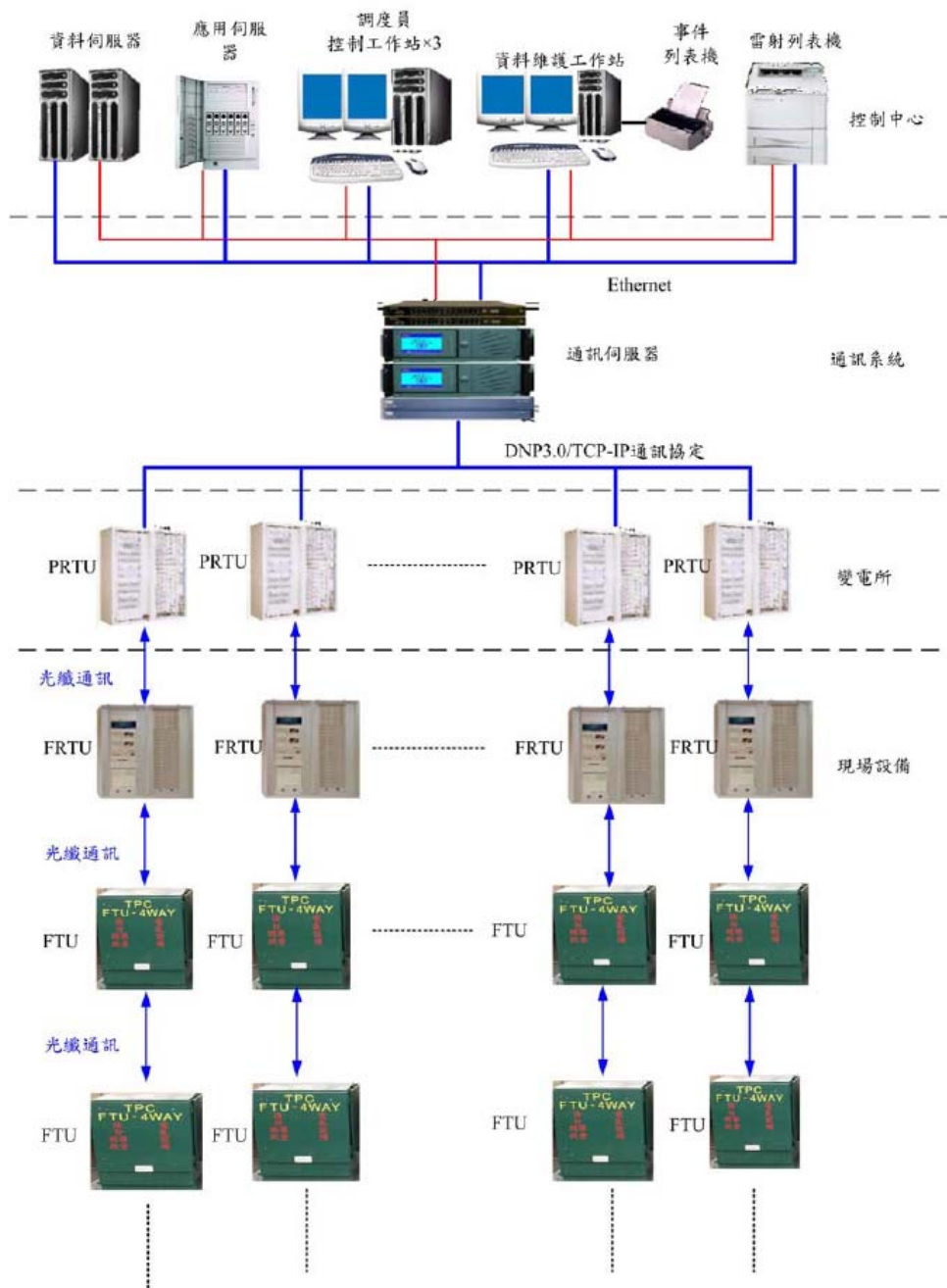


圖 2.20 配電自動化系統架構圖

## 1. 監視、控制及資料蒐集(SCADA)功能

### (1) 蒐集資料

自動化線路開關點電壓及電流等類比資料、自動線路開關及自動化設備等狀態資料、變電所設備之電壓及電流等類比資料及相關

狀態資料。

## (2) 監視及控制

遙控監測(SCADA)程式是整個自動化監控系統的核心，主要是用來遙測饋線斷路器及線路自動開關之電壓及電流等類比資料量，並監控自動開關之開啟、投入狀態及系統運轉狀態，以使調度員能掌控系統設備目前的狀況並進行自動的操作。

## (3) 順序控制

可設定工作停電之順序控制表格檔及提供編輯能力，使該表格檔能依序被執行，可遙控自動線路開關，及更改非自動線路開關之圖面上開關符號的狀態。可儲存至少 100 個順序控制之檔案，每個檔案可儲存至少遙控 50 個自動線路開關、50 個非自動線路開關的操作步驟。

## (4) 圖面資料編輯與顯示

包括圖資編輯、圖資顯示、圖資定位、運轉系統之顯示模態、饋線簡圖與控制權限轉移。

## 2. 故障偵測、隔離及復電(FDIR)功能

(1) 配電線路故障 FDIR 功能係指當配電線路發生事故時，系統依據所蒐集到之相關資訊，能偵測出事故之發生，並判斷出事故之區間，自動將最靠近事故區間之上、下游開關切開，以隔離事故；系統自動將事故區間上游健全區段復電，提出事故區間下游健全區段之轉供方案，供調度員參考及執行。架空配電系統事故之故障偵測、隔離及復電功能，須與變電所既有之復閉電驛協調，復閉電驛在 FCB 因事故跳脫後會自動試送 1~3 次不等，當饋線仍試送不成功致復閉電驛閉鎖時，啟動 FDIR 功能。

- (2) 變電所停電偵測及所外負載轉供。偵測到變電所或主變停電時，發出警報訊息告知調度員，提供所外停電饋線之整體轉供方案。
- (3) 配電系統回復故障前組態。故障排除後，可要求系統提供操作程序回復配電系統故障前組態。
- (4) 事故報告。系統應紀錄事故期間發生的所有相關事件及警報訊息；並能以單一事故為單位，依資料蒐集至控制中心的時間順序，列出該事故的相關訊息。

### **3. 饋線調度控制中心(FDCC)**

饋線調度控制中心如同饋線自動化系統的大腦，負責收集系統運轉資料加以處理，並透過人機界面供調度員監視與控制。饋線調度控制中心採分散式的電腦處理架構，系統的執行功能不會因某一工作站或設備的故障而導致整個系統的癱瘓，分散式的電腦處理系統架構若以功能分類，可分為調度員控制台工作站、資料維護工作站與印表機。

### **4. 資訊端末設備(Remote Terminal Unit, RTU)**

RTU 是以微處理機為基礎之分散式資料收集和控制系统，在 SCADA 系統中擔任末端站之工作，負責收集現場之類比和數位資料，並將資料適當處理後，接受電腦主機命令傳回收集之資料。同時可接受電腦主機控制命令，對現場設備做核對式之控制(Check-Before-Execution)，以確保電力系統控制之正確性和安全性。

而控制輸出係由調度中心的電腦主機下達控制指令，經由 RTU 後轉送至相關設備，然後設備依照所獲得的控制指令執行相關的控制動作，並將動作完成後的狀態訊號傳回調度中心，使調度中心得



以掌握電力系統設備的運轉狀態，確保電力系統穩定及安全運轉。

## 5. 饋線資訊端末設備(Feeder Remote Terminal Unit, FRTU)

在變電所內所裝設饋線資訊端末設備(FRTU)負責監控及傳送有關變電所運轉之類比及數位資料回控制中心；此外亦可擔任控制中心與饋線終端單元(FTU)間之橋樑，負責傳送饋線開關點之類比及數位運轉資料回控制中心，並傳送控制中心控制信號至饋線開關點。

## 6. 自動線路開關(ALS)

台灣電力公司所使用的自動線路開關，有架空、地下四路及地下二路等三種類型的自動線路開關。

(1) 架空線路開關：三相連動之負載啟斷開關，具有電動及手動操作機構，可現場或遠方操作。

(2) 地下四路開關：主回路為三相連動之負載啟斷開關，分支回路可為三相連動、附跳脫裝置並具啟斷故障電流能力之斷路器。另可加裝故障指示器，以利故障時迅速分辨出故障分支之相別，縮短搶修時間；地下四路自動線路開關之分歧開關為 CB 型式具有過電流保護電驛，當分歧線路發生故障時，可執行保護功能跳脫 CB，隔離事故區間，避免事故範圍擴大。

## 7. 饋線終端單元(FTU)

自動化開關上所裝設的 FTU 用來取得現場監測資料，負責監控與收集線路上自動線路開關 I/O 取樣、量測線路電壓、三相電流、零相電流及判斷故障電流產生故障旗標等，並將所收集相關資料傳送至控制中心或 FRTU，且自動更新及儲存於記憶體，供控制中心作為判斷饋線事故區段之依據。接著控制中心下達控制指令給 FTU，由

FTU 對現場設備執行控制操作；現場設備若狀態改變，亦須將此變動主動回報給 FRTU 或控制中心。

## 8. 通訊線路

(1) 饋線調度控制中心(FDCC)及 FRTU 間：因變電所內 FRTU 在自動化系統扮演類似集中器(concentrator)的重要角色，為維持高可靠度的傳輸，以敷設光纖為宜。

(2) FRTU 及 FTU 間：系統為地下配電架構時，為考量通訊可靠及防止電磁干擾，以敷設光纖為宜。系統為架空配電架構時，採無線通訊或租用電信線路方式為原則，在架空及地下混合之配電區域亦同。

### (三) 台電配電自動化類型

目前台電配電自動化系統可分為常開環路饋線自動化系統、常閉環路饋線自動化系統及簡易（山區）自動化系統三種，以下為此三種類型說明。

#### 1. 常開環路饋線自動化系統：

常開環路饋線自動化系統架構如圖 2.21 所示，係應用於架空及地下常開環路配電饋線。饋線調度控制中心電腦透過有線或無線通訊系統及饋線資訊末端設備，監控線路運轉情形。發生線路故障時，可以迅速隔離線路故障區間及自動恢復線路健全區間之供電。依控制中心軟體功能等級，細分為兩類：

##### (1) 類型一(SCADA 與 FDIR)

主要提供 SCADA 與 FDIR 功能，並具地理圖資處理能力，提供調度人員完備的操作畫面及調度資訊；且事故發生時，可協助調度員迅速恢復上下游健全區間復電。系統提供之擴充容量，可供全區處之饋線及變電所納入自動化範圍。現場設備可監控現場安裝之各

式常開或常閉環路用 FRTU、FTU 等設備。

## (2) 類型二(SCADA 與 FD)

簡易饋線自動化系統其控制中心架構應用軟體較上述類型之系統簡單，將來可提升為具 FDIR 的系統。控制中心主要提供 SCADA 與 FD 功能，並稍具地理圖資處理能力，提供調度人員良好的操作畫面及調度資訊；事故發生時，提供事故區間之資訊，方便調度員處理。系統提供之擴充容量，足供區處之饋線及變電所納入自動化範圍。現場設備可監控現場安裝之各式常開或常閉環路用 FRTU、FTU 等設備。

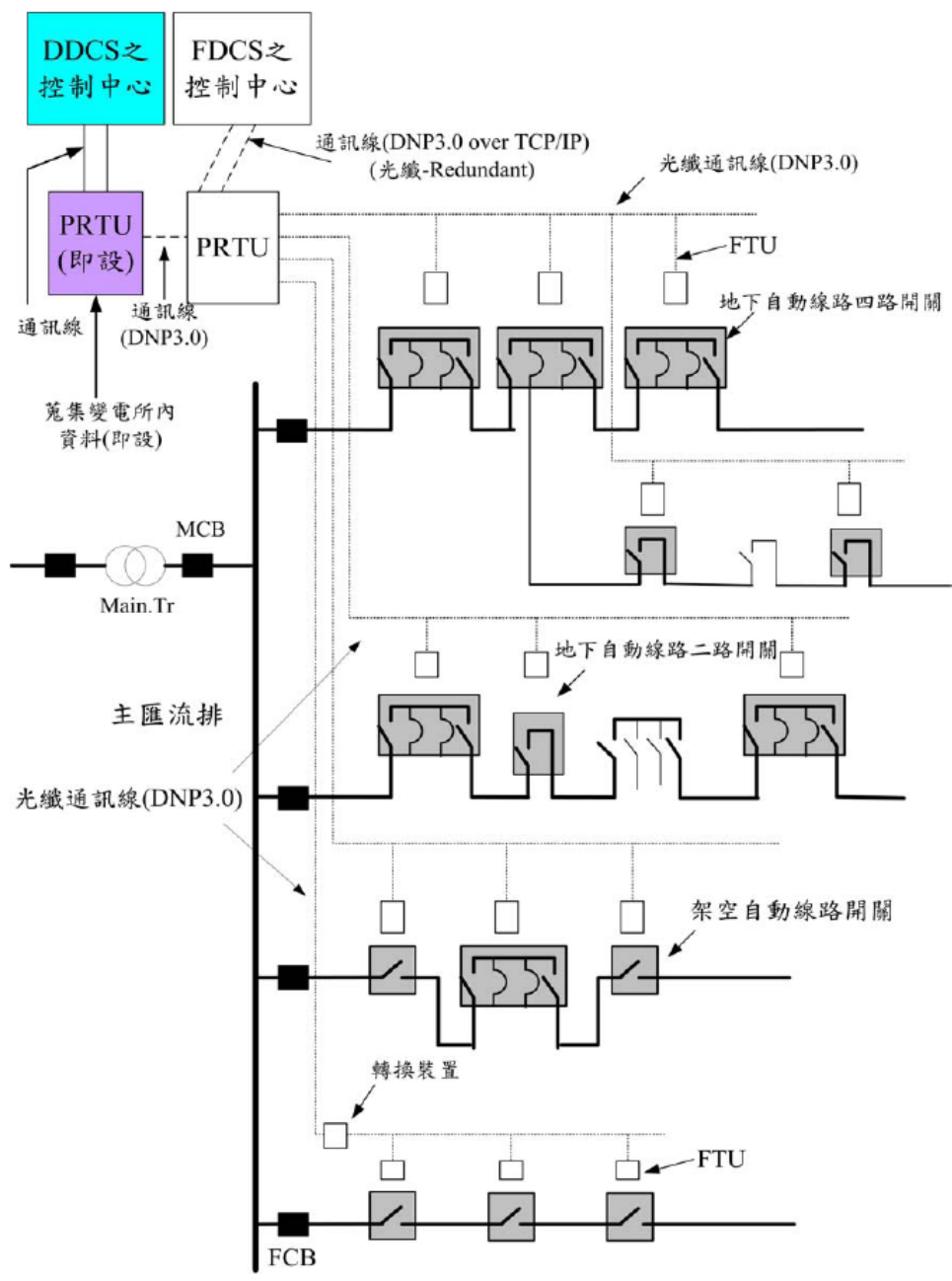


圖 2.21 常開環路自動化架構

## 2. 常閉環路饋線自動化系統

常閉環路饋線自動化系統架構如圖 2.22 所示，可應用於地下環路配電饋線，由同一主變壓器供電之兩饋線透過常閉環路自動線路

開關形成環路並聯供電，常閉環路自動線路開關可經由智慧型饋線資訊末端設備、變電所資訊末端設備及通訊光纜，構成嚴密之保護協調功能，發生線路故障時，可以迅速隔離線路故障區間。饋線調度控制中心透過通訊系統及智慧型饋線資訊末端設備監控線路運轉狀態。快速系統保護主要係由常閉環路 FTU 之電驛保護功能，提供方向性判斷，確認事故區間位置並瞬間跳脫，達成事故隔離及不影響健全區間之供電。控制中心提供 SCADA 功能，告知調度員事故發生，事故區間若為幹線，用戶仍繼續供電不受影響，調度員亦無需操作系統，僅須通知工作班，待工作班其他緊急搶修處理後，再赴現場處理；事故區間若為分歧線，調度員亦無需操作系統，僅須通知工作班赴現場處理，故控制中心僅須提供基本 SCADA 功能。現場設備可監控現場安裝之各式常閉環路用 FRTU、FTU 等設備。

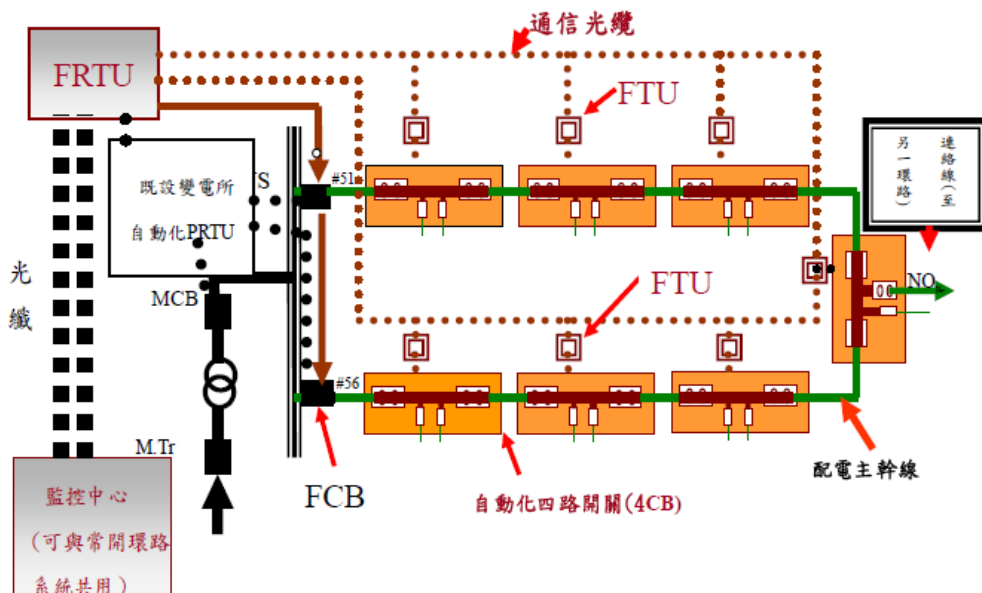


圖 2.22 常閉環路饋線自動化系統架構圖

### 3. 簡易（山區）自動化系統

控制中心具 SCADA 與 FD 功能，提供調度人員基本的操作畫面及調度資訊；事故發生時，提供事故之簡易資訊，協助調度員判斷事故區間。現場設備可監控現場安裝之各式常開環路用 FRTU、FTU 等設備。

### 三、核研所微電網併接台電饋線

核研所微電網若欲直接併聯至台電 11.4kV 饋線，首先須選擇台電配電變電所，接著需要收集相關的資料，並建立如圖 2.23 所示的配電變電所 DAS 系統架構圖，包括變電所 RTU、饋線出口斷路器及保護系統、主幹線、分歧線、用戶、四路開關、二路開關、饋線末端單元(FTU)、與故障指示器等元件等。上述資料可藉由台電各營業區處已建置完成的配電管路圖管理系統(CMMS)，有效將配電饋線及用戶相關屬性資料(主要包含 11/22kV 一次線路屬性資料、配電變壓器屬性資料等)儲存於資料庫，經由擷取 CMMS 系統相關設備資料與拓樸分析，可獲得配電饋線的電路架構圖以建構配電網路。另外整合 DDCS 與 FDCS 系統，收集主變、饋線及開關之負載資料，可支援配電系統運轉規劃，提供轉供及系統擴充規劃之依據。此外結合 CMMS 系統之用戶分佈，再與 NBS 系統作整合，擷取用戶之用電類別與售電量，應用負載特性調查之標準日負載曲線，可更加精確推估系統之負載分佈。

台電已於所有區處完成停限電管理系統(OMS)之建置，其中之自動圖資系統包含所有配電設備之地理資訊與屬性資料，可藉由配電元件之關連性屬性，建構配電系統單線圖。由於配電系統常常隨著現場工程之施作而作網路變更，為有效支援 ADAS 之應用功能，

必須藉由OMS 自動圖資之轉檔而產生監控主站之即時運轉圖資，如此即可配合現場工程施作，而修正其網路架構，同時亦能根據現場開關及量測監控元件之操作，即時資料回傳至主站之資料伺服器，於運轉圖資執行拓樸處理(Topology Proceed, TP)，進行監控畫面之系統狀態與配電網路架構更新。當主幹線或分歧線發生故障時，現場FTU 即可回報因過電流而產生之故障旗標，再配合開關及FD 上下游連結關係而決定故障區段，並啟動FDIR 應用功能。圖2.24為配電圖資系統、現場設備之監控可透過SCADA 作資料收集，亦可和AMI 整合作用戶停電回報功能，並支援配電規劃，及管理應用功能。

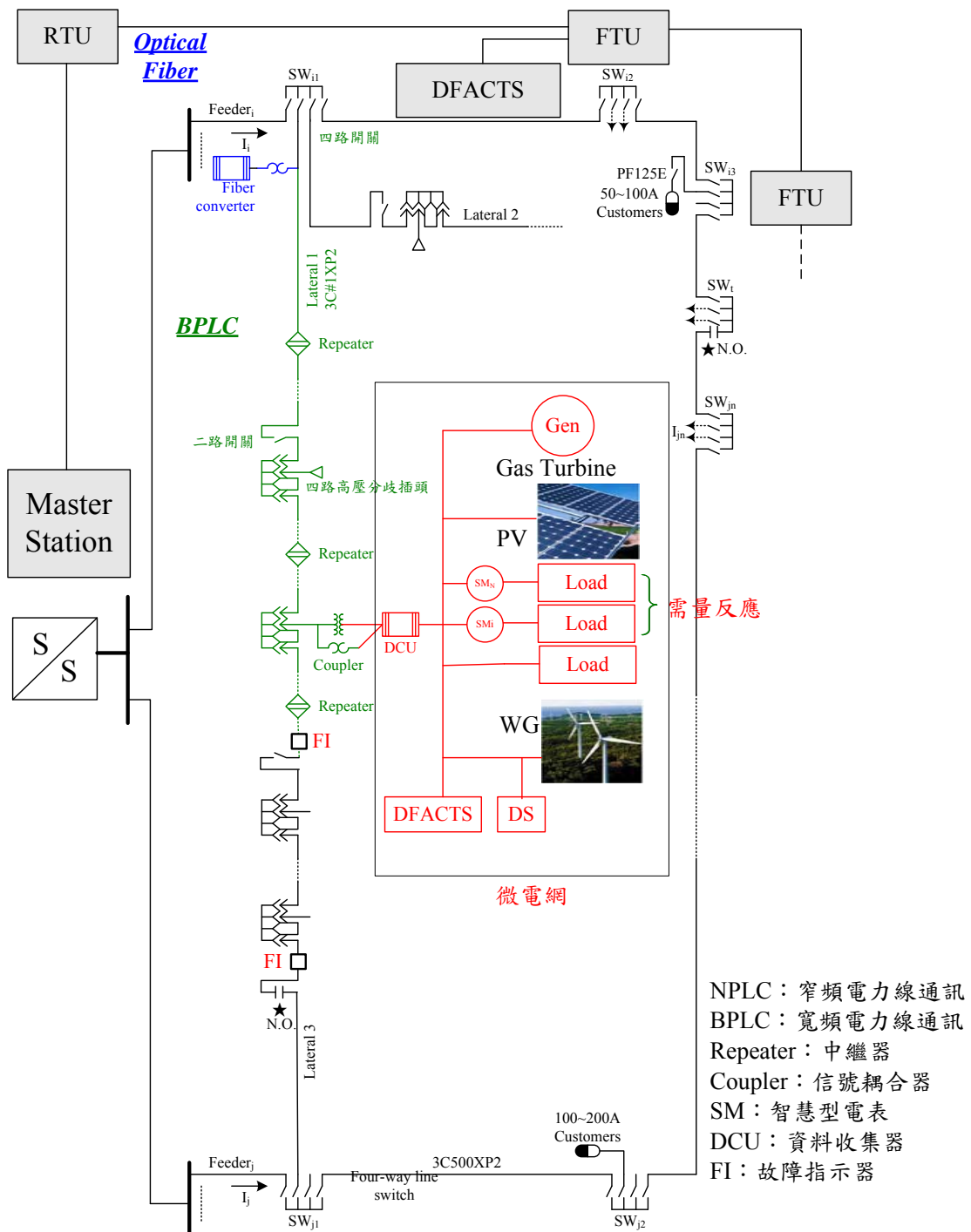


圖 2.23 台電配電變電所 DAS 系統與核研所微電網架構圖



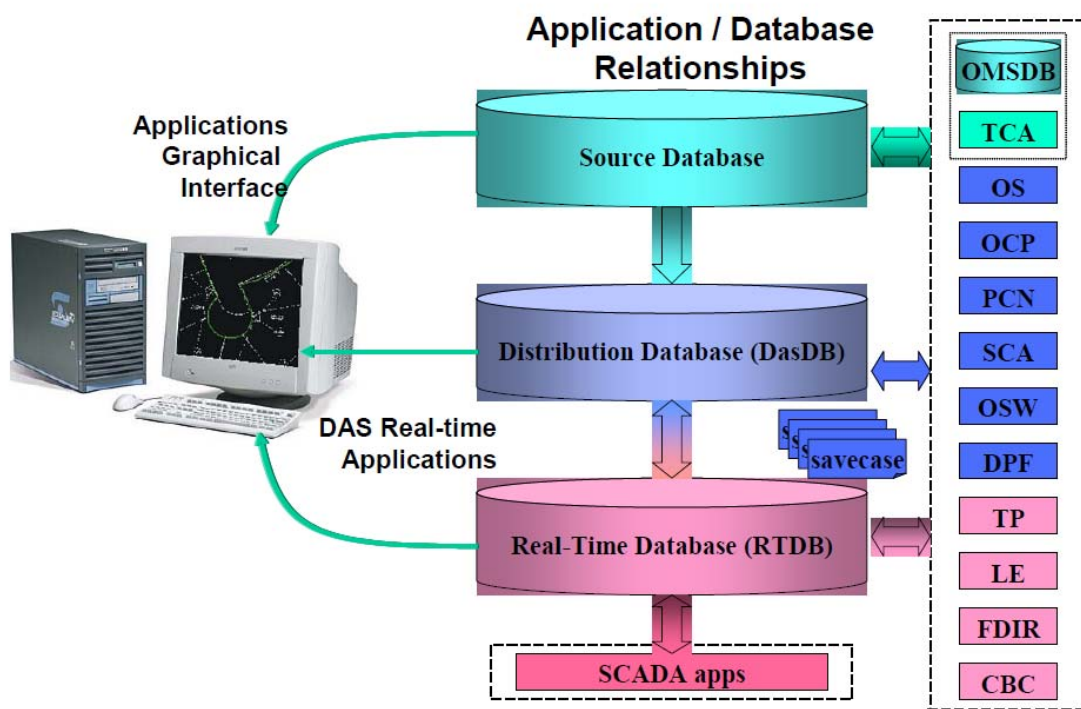


圖2.24 配電圖資系統

### (一) 台電配電饋線選擇

為了選擇最適合微電網拼接的台電饋線，須了解微電網拼接於台電配電饋線之位置與距離，本文利用 Google Map 做查詢，得知為微電網之經緯度座標，再將經緯度座標轉換成 TWD97 座標系統，轉換後利用台電的 DPIS 平台，即可得知微電網與較靠近微電網之台電配電饋線位置，即可估算出微電網與台電饋線的距離，分析流程如圖 2.25 所示。

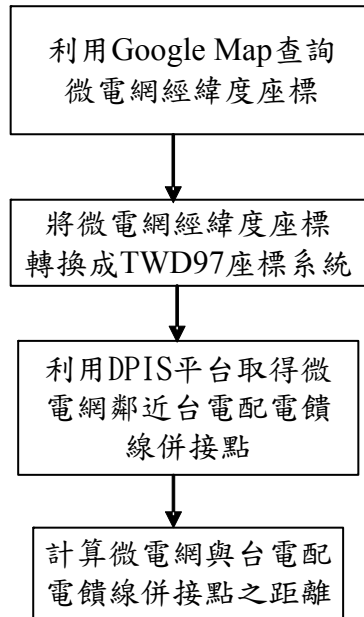


圖 2.25 微電網銜接於台電之配電饋線選擇過程

首先利用 Google Map 查詢核研所與微電網位置(衛星圖)，得知核研所經緯度座標為(121.253099,24.855931)，微電網經緯度座標為(121.256329,24.854125)，如圖 2.26 所示。



圖 2.26 核研所與微電網位置(衛星圖)

另外由 Google Map 查詢核研所與微電網位置(地圖)，得知核研所經緯度座標為(121.253099,24.855931)，微電網經緯度座標為(121.256329,24.854125)，如圖 2.27 所示。

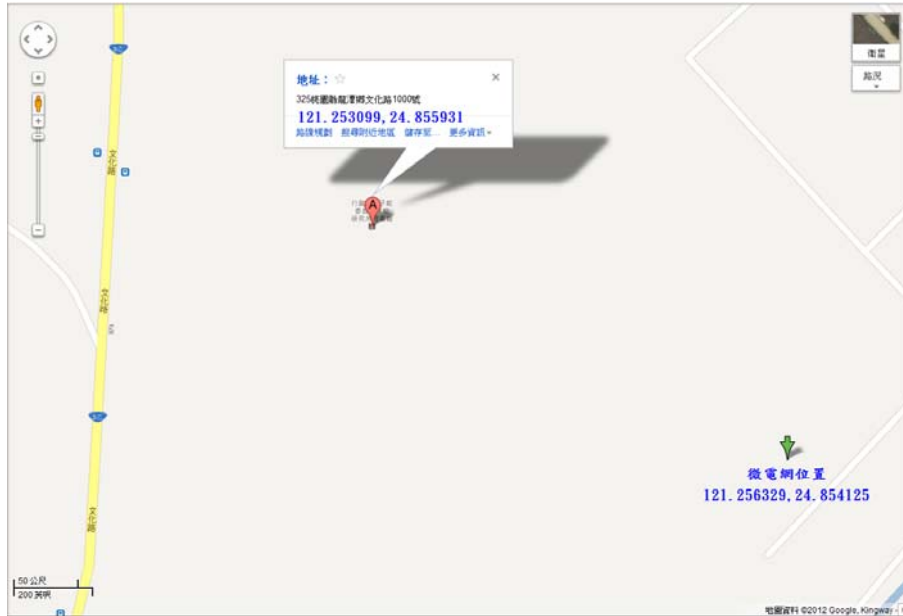


圖 2.27 核研所與微電網位置(地圖)

接著將微電網經緯度座標轉換成 TWD97 座標系統，微電網經緯度座標為 275904.369,279644.698)，如圖 2.28(衛星圖)與圖 2.29(地圖)所示。

## 台灣及澎湖座標轉換與地圖定位 NEW

台灣現行之座標系統相當複雜，一般人多不瞭解其脈絡，而將座標混淆的事例亦層出不窮，茲提供座標轉換工具做為參考：

### 座標轉換與適用範圍

- **座標格式**：虎子山 T97 經緯度：120.982025, 23.973875 or 二度分帶座標：248170.787, 2652129.936，並選擇對應之座標參考系統 CRS (Coordinate Reference System)。
- **座標基準**：TWD97 與 WGS84 兩者相差不大，大約幾公分至數十公分，一般在登山及導航的應用時，可以視為一致。
- **基準轉換**：因涉及二橢球間之計算，且本轉換式台澎地區只用一組參數化算，可能會有 5-15m 誤差 (僅適用於台灣及澎湖)
- **轉換程式**：使用 PROJ.4 之 Proj4js Javascript 程式庫及範例修改而成，轉換參數參考：[Taiwan datums - OSGeo Wiki](#) 及 GIS Tech：在 [Quantum GIS 中台灣座標系統的用法](#)。

### 座標轉換與地圖定位

■ 原始座標 source

CRS: 經緯度：TWD97/WGS84

x,y 121.256329, 24.854125 度

---

■ 轉換座標 dest

CRS: 二度分帶：TWD97 TM2 台灣

x,y 275904.369, 2749644.698 公尺

清除 轉換 定位

TOP

Google Maps 地圖定位 \* 請先執行定位功能，Geocoding 地址定位結果僅供參考，輸出座標格式及基準：經緯度 TWD97/WGS84



圖 2.28 微電網位置轉換 TWD97(衛星圖)

## 台灣及澎湖座標轉換與地圖定位 NEW

台灣現行之座標系統相當複雜，一般人多不瞭解其脈絡，而將座標混淆的事例亦層出不窮，茲提供座標轉換工具做為參考：

### 座標轉換與適用範圍

- **座標格式**：虎子山 T97 經緯度：120.982025, 23.973875 或二度分帶座標：248170.787, 2652129.936，並選擇對應之座標參考系統 CRS (Coordinate Reference System)。
- **座標基準**：TWD97 與 WGS84 兩者相差不大，大約幾公分至數十公分，一般在登山及導航的應用時，可以視為一致。
- **基準轉換**：因涉及二橢球間之計算，且本轉換式台澎地區只用一組參數化算，可能會有 5-15m 誤差 (僅適用於台灣及澎湖)
- **轉換程式**：使用 PROJ.4 之 Proj4js Javascript 程式庫及範例修改而成，轉換參數參考：[Taiwan datums - OSGeo Wiki](#) 及 GIS Tech：在 [Quantum GIS 中台灣座標系統的用法](#)。

### 座標轉換與地圖定位

■ 原始座標 source

CRS: 經緯度：TWD97/WGS84

x,y 121.256329, 24.854125 度

---

■ 轉換座標 dest

CRS: 二度分帶：TWD97 TM2 台灣

x,y 275904.369, 2749644.698 公尺

清除 轉換 定位

TOP

Google Maps 地圖定位 \* 請先執行定位功能，Geocoding 地址定位結果僅供參考，輸出座標格式及基準：經緯度 TWD97/WGS84



圖 2.29 微電網位置轉換 TWD97(地圖)

最靠近微電網之台電饋線瑞源 OQ38 饋線與佳安 EH21 饋線，用台電之 DPIS 平台，取得離微電網最靠近之拼接點，為台電瑞源 OQ38 饋線，拼接點 TWD97 座標為(275358, 2749723)，其台電座標為 E3099FE33，如圖 2.30 所示。



圖 2.30 DPIS 地理圖與饋線圖(瑞源 OQ38)

計算微電網與拼接饋線之距離，其中微電網 TWD97 座標為 (275904.369 , 2749644.698)，瑞源 OQ38 饋線(E3099FE33) TWD97 座標為(275358 , 2749723)，用兩點式即可計算距離為 551.95 公尺。

$$\text{距離(公尺)} = \sqrt{(275904 - 275358)^2 + (2749644 - 2749723)^2} = 551.95 \quad (2.3)$$

另外，利用台電之 DPIS 平台，取得離微電網最靠近之拼接點，為台電佳安 EH21 饋線，拼接點 TWD97 座標為(276028, 2749513)，其台電座標為 E3199EC02 桿號為三坑分線#29，如圖 2.31 所示。



圖 2.31 DPIS 地理圖與饋線圖(EH21 饋線)

計算微電網與拼接饋線之距離，其中微電網 TWD97 座標為(275904.369, 2749644.698)，佳安 EH21 饋線(E3199EC02) TWD97 座標為(276028, 2749513)，用兩點式即可計算距離為 180.6 公尺。

$$\text{距離(公尺)} = \sqrt{(275904 - 276028)^2 + (2749644 - 2749513)^2} = 180.6 \quad (2.4)$$

## (二) 台電瑞源變電所資料

台電配電系統有地下與架空二種饋線型式，規劃配電線路時，會依據電壓等級及所能承受之電流量，將線路分為主幹線、分歧線、高壓接戶線及低壓接戶線。地下饋線一般主幹線之規格為耐壓 25kV 級之 XLPE 電纜，線徑為 500MCM，所能承受之最大電流為 600 安培。分歧線採用線徑為#1AWG，耐壓為 25kV 級之 XLPE 電纜，所能承受之最大電流為 200 安培。對架空線路而言，因鋁線的價格比銅線便宜且其重量也比銅線輕，故台電目前之架空線路已全面採用鋁材質的導線。此外，一般輸電線在輸送電量時，導線通常會受集膚效應之影響，使得導體內部之電阻大於導體表面的電阻，以致於電流大多集中於導體表面，故在其導線中央部份加上鋼線，即為鋼心鋁線( Aluminum Conductor Steel Reinforced, ACSR)，則可以補強鋁線之張力，使用於較長距離的輸配電線路。架空主幹線採用耐壓 15kV 級之全鋁線(AAC)，線徑為 477MCM，容許載流量為 590 安培。分歧線採用線徑為#2AWG，耐壓為 15kV 級之 ACSR 線，容許載流量為 165 安培。表 2.4 所示為用於地下電纜與架空線路主幹線與分歧線的阻抗值。



表 2.4 台電配電饋線線路阻抗值

項目	型式	Zabc ( $\Omega/\text{km}$ )	Z1 ( $\Omega/\text{km}$ )
主幹線	3C500MCM XP 電纜	$\begin{bmatrix} 0.2536 + j0.1464 & 0.1461 + j0.0027 & 0.1461 + j0.0027 \\ 0.1461 + j0.0027 & 0.2536 + j0.1464 & 0.1461 + j0.0027 \\ 0.1461 + j0.0027 & 0.1461 + j0.0027 & 0.2536 + j0.1464 \end{bmatrix}$	0.1075+ j0.1437
主幹線	3A477XPW (N-1A300) 架空線	$\begin{bmatrix} 0.2103 + j0.5908 & 0.0790 + j0.2135 & 0.0767 + j0.1977 \\ 0.0790 + j0.2135 & 0.2152 + j0.5649 & 0.0790 + j0.2722 \\ 0.0767 + j0.1977 & 0.0790 + j0.2722 & 0.2103 + j0.5908 \end{bmatrix}$	0.1249+ j0.3142
分歧線	3C#1AWG XP 電纜	$\begin{bmatrix} 0.8018 + j0.2499 & 0.2592 + j0.0603 & 0.2592 + j0.0603 \\ 0.2592 + j0.0603 & 0.8018 + j0.2499 & 0.2592 + j0.0603 \\ 0.2592 + j0.0603 & 0.2592 + j0.0603 & 0.8018 + j0.2499 \end{bmatrix}$	0.5426+ j0.1896
分歧線	#2AWG (N-1A300) 架空線	$\begin{bmatrix} 1.1278 + j0.8288 & 0.1811 + j0.3192 & 0.1651 + j0.3101 \\ 0.1811 + j0.3192 & 1.1621 + j0.7877 & 0.1811 + j0.3778 \\ 0.1651 + j0.3101 & 0.1811 + j0.3778 & 1.1278 + j0.8288 \end{bmatrix}$	0.9022+ j0.4654

瑞源D/S的OQ38的11.4KV饋線，主變容量為30MVA、主變阻抗值為16.05 %、161KV側短路容量為7942MVA、11.4KV短路容量為182.55MVA。另外，斷路器的額定電壓為13.8KV、額定電流為630A、額定容量為15.058MVA、額定短路電流為12KA，其單線圖如圖2.31所示。核研所微電網系統若欲併接於此饋線，可使用加強電網新增3A477XPW或#2AWG型式之架空線路約551公尺，微電網併接於OQ-28匯流排，預估距離變電所約3.791公里，此饋線在尖峰運轉狀況之負載量為6610kW，離峰運轉狀況之負載量為1167kW。

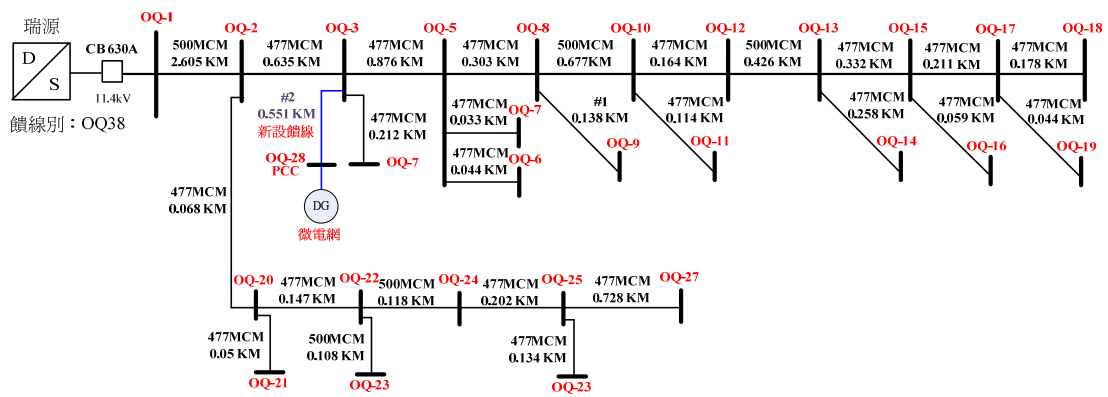


圖 2.31 饋線單線圖

圖 2.32 為 OQ38 饋線尖/離峰負載量。OQ38 饋線於尖峰時，於早上 11 時最高負載量為 6610 kW，在早上 2 時最低負載量為 3876 kW，OQ38 饋線於離峰時，於中午 12 時最高負載量為 1703 kW，在早上 4 時最低負載量為 1167 kW。

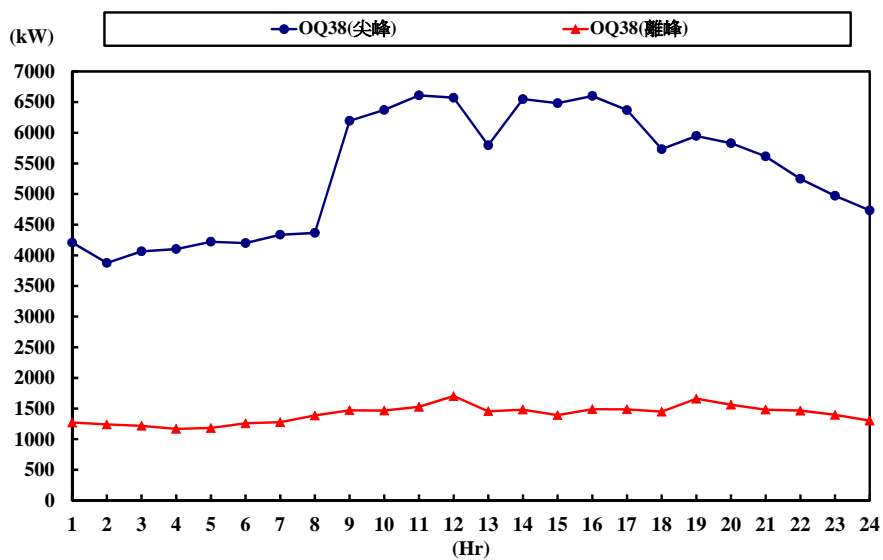


圖 2.32 OQ38 饋線尖/離峰負載

此外，OQ38 饋線有 3C500XP2 與 3C#1AWG XP 型式之地下纜

線與 3A477XPW 與#2AWG 型式之架空線路，相關線路長度與型式如表 2.5 所示，表 2.6 則列出各匯流排之負載量。

表 2.5 饋線線路資料

線路 名稱	長度 (km)	型式
OQ-1~OQ-2	2.605	3C500XP2
OQ-2~OQ-3	0.635	3A477XPW
OQ-3~OQ-4	0.212	3A477XPW
OQ-3~OQ-5	0.876	3A477XPW
OQ-5~OQ-6	0.044	3A477XPW
OQ-5~OQ-7	0.033	3A477XPW
OQ-5~OQ-8	0.307	3A477XPW
OQ-8~OQ-9	0.138	3C#1AWGXP
OQ-8~OQ-10	0.677	3C500XP2
OQ-10~OQ-11	0.114	3A477XPW
OQ-10~OQ-12	0.164	3A477XPW
OQ-12~OQ-13	0.426	3C500XP2
OQ-13~OQ-14	0.258	3A477XPW
OQ-13~OQ-15	0.332	3A477XPW
OQ-15~OQ-16	0.059	3A477XPW
OQ-15~OQ-17	0.211	3A477XPW
OQ-17~OQ-18	0.178	3A477XPW
OQ-17~OQ-19	0.044	3A477XPW
OQ-2~OQ-20	0.068	3A477XPW
OQ-20~OQ-21	0.05	3A477XPW
OQ-20~OQ-22	0.147	3A477XPW
OQ-22~OQ-23	0.108	3C500XP2
OQ-22~OQ-24	0.118	3C500XP2
OQ-24~OQ-25	0.202	3A477XPW
OQ-25~OQ-26	0.134	3A477XPW
OQ-25~OQ-27	0.728	3A477XPW
OQ-3~OQ-28	0.551	#2AWG 或 3A477XPW

表 2.6 饋線負載資料

負載代號	匯流排	A 相負載 (kW)	B 相負載 (kW)	C 相負載 (kW)	高壓負載 (kW)
Load 1	OQ-3	50.7	50.7	50.7	0
Load 2	OQ-4	21.8	21.8	21.8	0
Load 3	OQ-5	220.2	220.2	220.2	0
Load 4	OQ-6	29	29	29	0
Load 5	OQ-7	61	61	61	0
Load 6	OQ-9	72.6	72.6	72.6	0
Load 7	OQ-10	2.9	2.9	2.9	0
Load 8	OQ-11	2.9	2.9	2.9	110
Load 9	OQ-12	50.9	50.9	50.9	0
Load 10	OQ-13	65.3	65.3	65.3	0
Load 11	OQ-14	7.2	7.2	7.2	0
Load 12	OQ-15	421	421	421	209.8
Load 13	OQ-16	43.6	43.6	43.6	0
Load 14	OQ-17	7.2	7.2	7.2	840
Load 15	OQ-18	7.2	7.2	7.2	0
Load 16	OQ-19	14.5	14.5	14.5	20
Load 17	OQ-20	14.5	14.5	14.5	0
Load 18	OQ-21	97.3	97.3	97.3	0
Load 19	OQ-22	72.6	72.6	72.6	0
Load 20	OQ-25	261.4	261.4	261.4	0
Load 21	OQ-26	181.9	181.9	181.9	0
Load 22	OQ-27	104.4	104.4	104.4	0

### (三) 台電佳安變電所資料

佳安S/S的21的11.4KV饋線，主變容量為25MVA、主變阻抗值為9.06 %、161KV側短路容量為1883MVA、11.4KV短路容量為145MVA。另外，斷路器的額定電壓為13.8KV、額定電流為630A、額定容量為15.058MVA、額定短路電流為12KA，其單線圖如圖2.32所示。核研所微電網系統若欲併接於此饋線，假設可使用加強電網新增3A477XPW或#2AWG型式之架空線路約300公尺，微電網併接於OQ-28匯流排，預估距離變電所約2.52公里，此饋線在尖峰運轉狀況之負載量為1030kW，離峰運轉狀況之負載量為340kW。

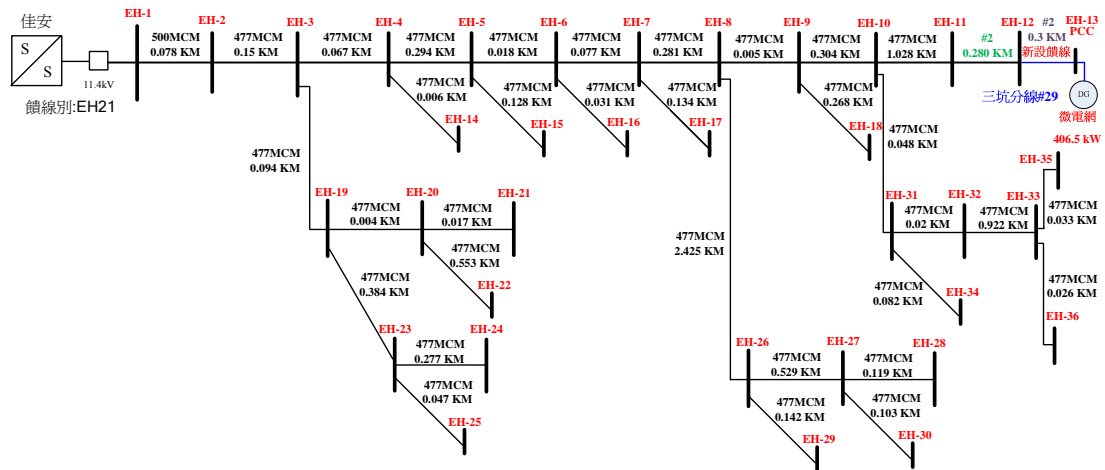


圖 2.32 饋線單線圖(DPIS)

圖 2.33 為 EH21 饋線尖/離峰負載量。EH21 饋線於尖峰時，於晚上 20 時最高負載量為 1030 kW，在早上 7 時最低負載量為 630kW，EH21 饋線於離峰時，於晚上 20 時最高負載量為 340 kW，在早上 3 時最低負載量為 180 kW。

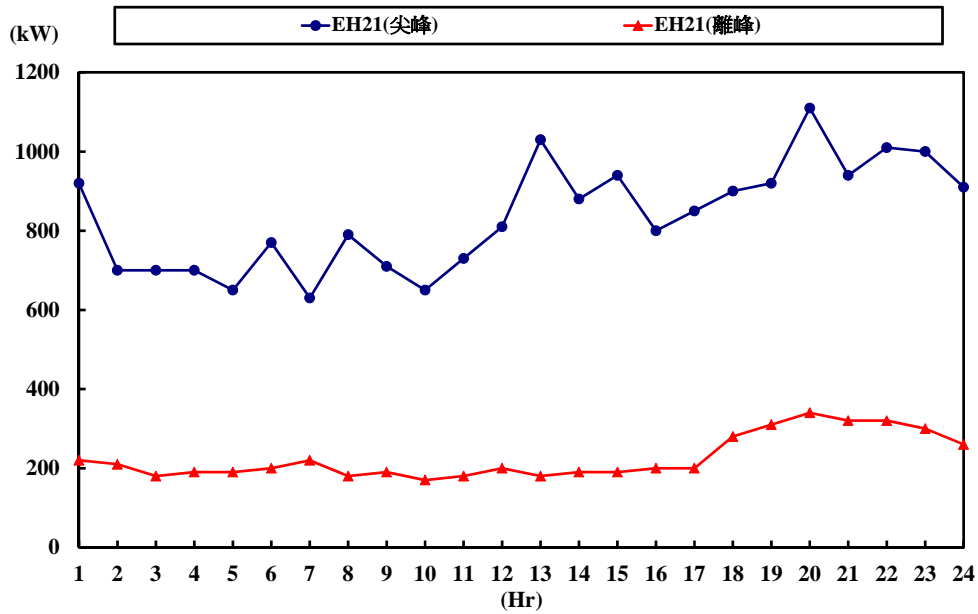


圖 2.33 EH21 饋線尖/離峰負載

此外，EH21 饋線有 3C500XP2 與 3C#1AWG XP 型式之地下纜線與 3A477XPW 與#2AWG 型式之架空線路，相關線路長度與型式如表 2.7 所示，表 2.8 則列出各匯流排之負載量。

表 2.7 饋線線路資料

線路名稱	長度 (km)	型式
EH-1~EH-2	0.078	3C500XP2
EH-2~EH-3	0.150	3A477XPW
EH-3~EH-4	0.067	3A477XPW
EH-3~EH-19	0.094	3A477XPW
EH-4~EH-5	0.294	3A477XPW
EH-4~EH-14	0.006	3A477XPW
EH-5~EH-6	0.018	3A477XPW
EH-5~EH-15	0.128	3A477XPW
EH-6~EH-7	0.077	3C#1AWGXP
EH-6~EH-16	0.031	3C500XP2
EH-7~EH-8	0.281	3A477XPW
EH-7~EH-17	0.134	3A477XPW
EH-8~EH-9	0.005	3C500XP2

EH-8~EH-26	2.425	3A477XPW
EH-9~EH-10	0.304	3A477XPW
EH-9~EH-18	0.268	3A477XPW
EH-10~EH-11	1.028	3A477XPW
EH-10~EH-31	0.048	3A477XPW
EH-11~EH-12	0.280	#2AWG
EH-12~EH-13	0.300	#2AWG 或 3A477XPW
EH-19~EH-20	0.004	3A477XPW
EH-19~EH-23	0.384	3A477XPW
EH-20~EH-21	0.017	3A477XPW
EH-20~EH-22	0.553	3A477XPW
EH-23~EH-24	0.277	3A477XPW
EH-23~EH-25	0.047	3A477XPW
EH-26~EH-27	0.529	3A477XPW
EH-26~EH-29	0.142	3A477XPW
EH-27~EH-28	0.119	3A477XPW
EH-27~EH-30	0.103	3A477XPW
EH-31~EH-32	0.020	3A477XPW
EH-31~EH-34	0.082	3A477XPW
EH-32~EH-33	0.922	3A477XPW
EH-33~EH-35	0.033	3A477XPW
EH-33~EH-36	0.026	3A477XPW

表 2.8 饋線負載資料

負載代號	匯流排	A 相負載 (kW)	B 相負載 (kW)	C 相負載 (kW)	高壓負載 (kW)
Load 1	OQ-7	5.9	5.9	5.9	0
Load 2	OQ-8	9.4	9.4	9.4	0
Load 3	OQ-9	43.9	43.9	43.9	0
Load 4	OQ-10	17.8	17.8	17.8	0
Load 5	OQ-17	33.2	33.2	33.2	23
Load 6	OQ-19	3.9	3.9	3.9	100
Load 7	OQ-20	35.1	35.1	35.1	0
Load 8	OQ-22	7.8	7.8	7.8	0
Load 9	OQ-23	0	0	0	40

Load 10	OQ-25	17.6	17.6	17.6	0
Load 11	OQ-26	5.6	5.6	5.6	0
Load 12	OQ-27	13.7	13.7	13.7	0
Load 13	OQ-28	2	2	2	190
Load 14	OQ-29	2	2	2	0
Load 15	OQ-30	41.8	41.8	41.8	0
Load 16	OQ-32	15.7	15.7	15.7	0
Load 17	OQ-34	13.7	13.7	13.7	0
Load 18	OQ-35	2	2	2	0
Load 19	OQ-36	0.8	0.8	0.8	0

圖2.34為桃園區處提供之饋線單線圖。核研所微電網系統若欲併接於此饋線，假設可使用加強電網新增3A477XPW或#2AWG型式之架空線路約300公尺，微電網併接於EH21匯流排，預估距離變電所約3公里，此饋線在尖峰運轉狀況之負載量為1030kW，離峰運轉狀況之負載量為340kW。

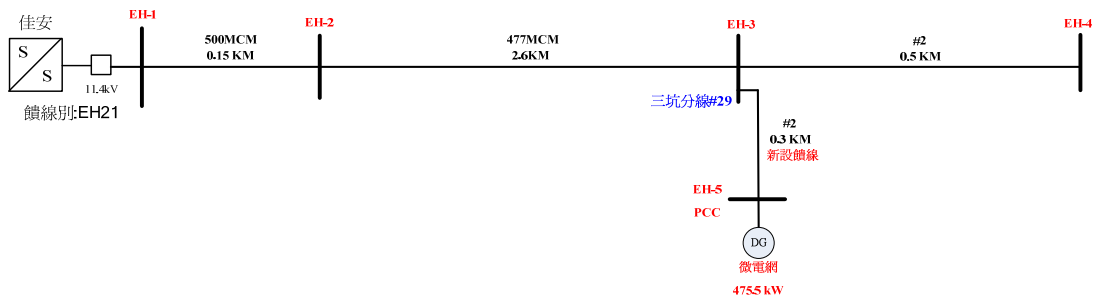


圖 2.34 饋線單線圖(台電桃園區處提供)

此外，EH21 饋線有 3C500XP2 與 3C#1AWG XP 型式之地下纜線與 3A477XPW 與#2AWG 型式之架空線路，相關線路長度與型式如表 2.9 所示，表 2.10 則列出各匯流排之負載量。



表 2.9 饋線線路資料

線路 名稱	長度 (kM)	型式
EH-1~EH-2	0.15	3C500XP2
EH-2~EH-3	2.60	3A477XPW
EH-3~EH-4	0.50	#2AWG
EH-3~EH-5	0.30	#2AWG 或 3A477XPW

表 2.10 饋線負載資料

負載代號	匯流排	A 相負載 (kW)	B 相負載 (kW)	C 相負載 (kW)
Load 1	EH -2	114.4	114.4	114.4
Load 2	EH -3	114.4	114.4	114.4
Load 3	EH -4	114.4	114.4	114.4

## 參、主要發現與結論

### 一、混合式通訊系統

台電現有之通訊系統無法完全符合現場需求，考慮配電微電網實現的可行性，必須探討符合配電監控之混合式通訊架構。由於國內 ICT 產業在無線通訊已累積豐富之技術，可考量與光纖作整合，並就都會區之地下配電系統，應用窄頻及寬頻電力線載波技術 (NPLC、BPLC)，另外架空系統則可考量 WIFI、Zigbee 及 RF 等無線通訊之應用。圖 3.1 為台電 DAS 系統於地下化饋線所佈設之光纖通訊架構和偏遠地區佈設之 GPRS 通訊作為現場 FTU 和變電所 RTU 之通訊功能，未來可整合在既有光纖通訊骨幹，搭配 PLC 及 RF 等通訊子系統，提供智慧電網無所不在之通訊功能。

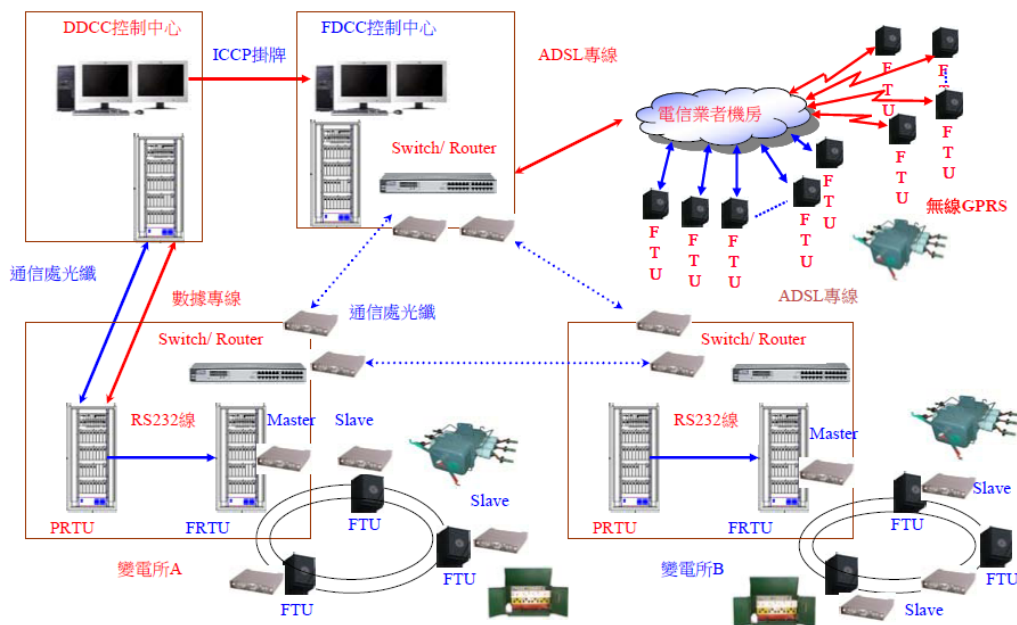


圖 3.1 台電 DAS 系統之光纖通訊架構其他通訊功能

本計畫所提出之混合式通訊系統，除了光纖通訊與 BPLC 通訊之外，也包含載頻電力線(Narrowband Power Line Carrier, NPLC)通訊，其通訊之架構如圖 3.2 所示，其 NPLC 通訊主要用戶至變壓器端末單元與變壓器端末單元至資料收集器之通訊，其變壓器端末單元所量測之配電變壓器電壓、電流、實功率、用電度數及溫度等資料，透過 NPLC 通訊並以每 15 分鐘回報該資料至資料收集器，然而當變壓器發生過載現象時除主動回報至監控中心外，也會透過 NPLC 通訊方式卸除用戶負載以避免變壓器燒毀；而資料收集器因收集多具配電變壓器之量測參數，因此其資料量較大，故透過 BPLC 方式傳送資料至監控中心，其中 BPLC 透過信號耦合器耦合電力線信號至分歧線上，並在具有光纖通訊節點之四路開關透過 BPLC 橋接器轉換成網路通訊介面，再透過光纖通訊轉換器轉換成光信號回送至 SCADA 主站系統進行變壓器狀態顯示。

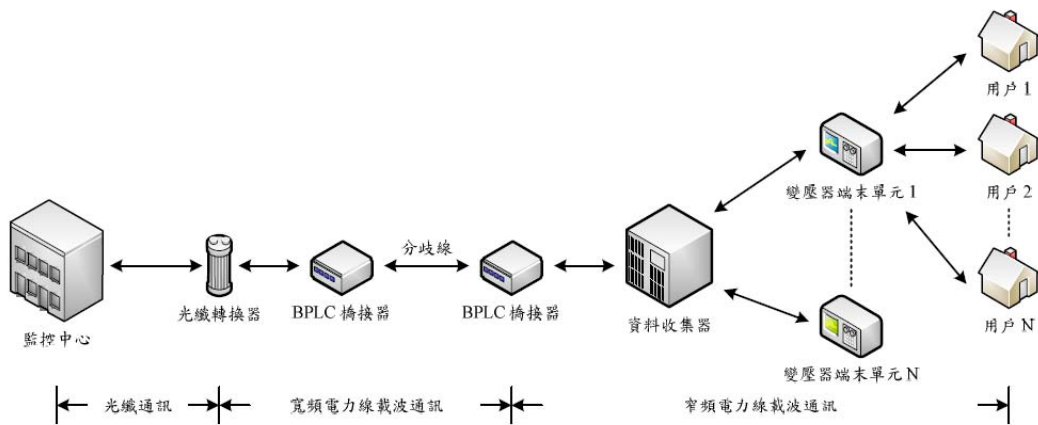


圖 3.2 混合式通訊架構

其混合式通訊系統除可支援變壓器負載管理之外，也可配合 BPLC 通訊進行配電室之設備管理，其中 BPLC 可支援前述之網路電話、網路攝影機與配電室入侵偵測等，其網路電話主要功能在於大樓配電室大多處於大樓地下室，其行動電話收訊較為不佳，若需進

行狀態通報時透過既有之行動電話其通訊會產生困難，因此透過網路電話方式以既設電力線進行通訊，可直接與監控中心進行連絡；此外網路攝影機可在偵測出配電室有人入侵或是發生事故時直接透過遠端視訊方式監視配電室狀態。此外，其混合式通訊系統之 NPLC 通訊部分，可結合自動讀表(Automatic Meter Reading, AMR)讀取用戶之用電資料，並收集至資料收集器內，另在電力公司需進行需量反應(demand response)控制或是變壓器即將發生過載之時，透過 NPLC 通訊方式對用戶之用電設備進行管控，以降低用電負載。

此外混合式通訊系統對於太陽光電發電與風力發電之控制，可提供通訊迴路架構做為監視其發電量之基礎，其中針對太陽光電發電部分，其可透過混合式通訊方式，監視其饋線之太陽光電之發電量，當發電量過高造成電壓變動率超出限制值時，透過混合式通訊系統調降其太陽光電之發電量，避免因電壓變動率過高造成配電系統不穩定之現象發生。本計畫所提出之混合式通訊系統架構，如圖 3.3 所示。

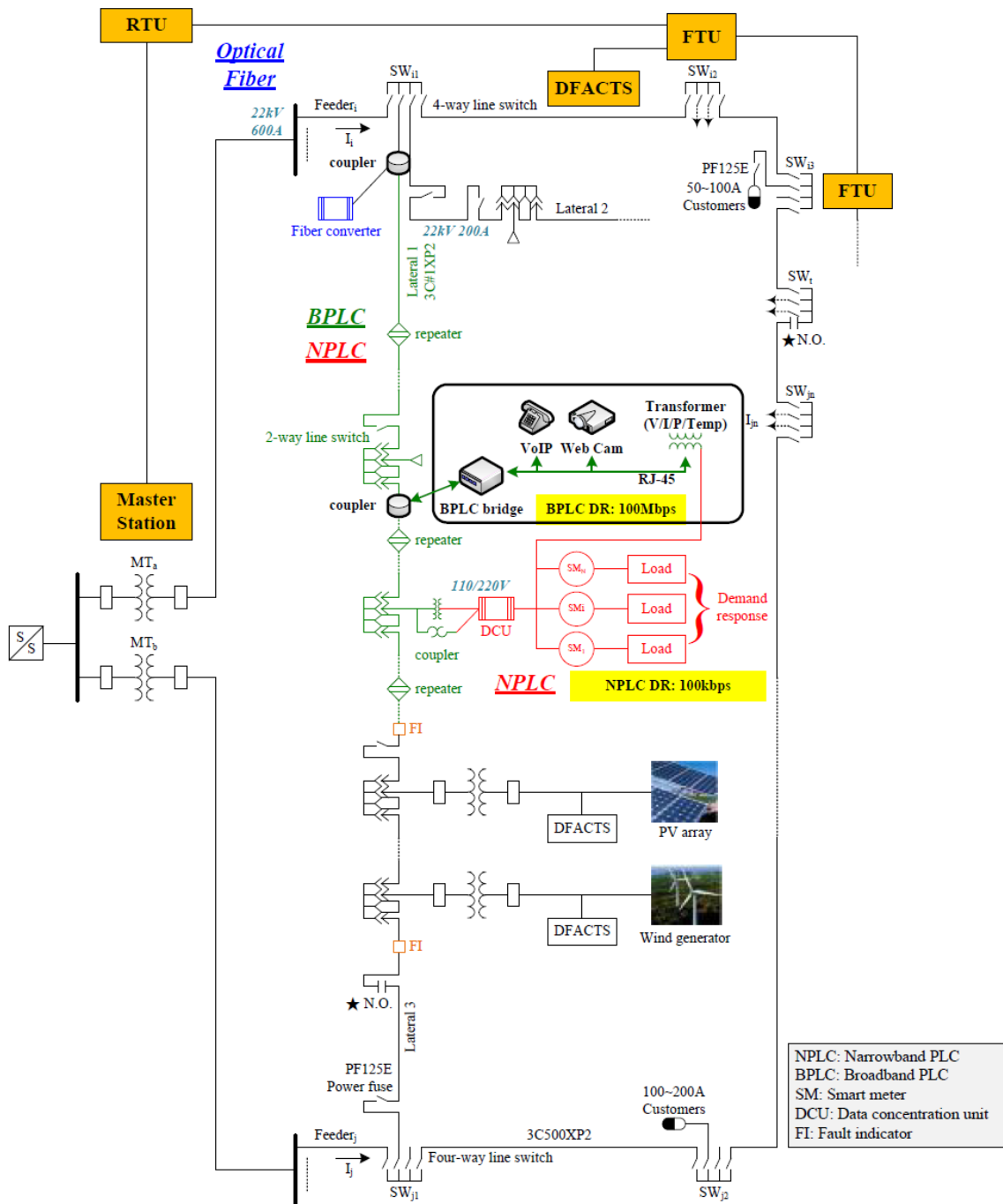


圖 3.3 混合式通訊系統

本計畫所提出之混合式通訊系統，其電力線載波通訊為其相當重要之一環，因配電系統之分歧線無任何通訊線路，因此僅能透過既有之電力線進行通訊。目前電力線載波主要可分為 BPLC 與 NPLC

兩大部分，其主要不同點除了所使用之載波頻率不同外，其所能傳輸之資料量也不盡相同。目前 BPLC 與 NPLC 所使用之載波頻率以 1MHz 做為分界點，當所使用之載波頻率大於 1MHz 時其可稱之寬頻電力線載波通訊，反之則為窄頻電力線載波通訊，其通訊之特性比較如表 3.1 所示。

表 3.1 寬頻與窄頻電力線載波通訊之特性比較

項目 \ 類別	寬頻載波通訊	窄頻載波通訊
載波頻率	> 1MHz	< 1MHz
信號衰減量	較高	較低
資料傳輸量	較多	較少
傳輸距離	較近	較遠

目前 BPLC 通訊所使用之載波頻段介於 3MHz 至 32MHz 之間，因所使用之載波頻率較廣，故可傳送之資料量較高，但因使用高頻載波信號因此其信號衰減也較大，因此其傳輸距離較短。目前所使用之 BPLC 通訊最長之通訊距離約為 300 公尺，若需傳送較遠距離時必須加裝中繼器以放大其載波信號強度，故 BPLC 其建置成本較高。對於 NPLC 通訊，其使用之載波頻段與區域有關，目前主要定義之組織有歐洲電工技術標準化委員會(European Committee for Electro-technical Standardization ,CENCLEC)、美國聯邦通訊委員會(Federal Communications Commission, FCC)、日本電波產業協會(Association of Radio Industries and Businesses, ARIB)與台灣國家通訊傳播委員會(National Communications Commission, NCC)等，其所定義之載波頻段如圖 3.4 所示。

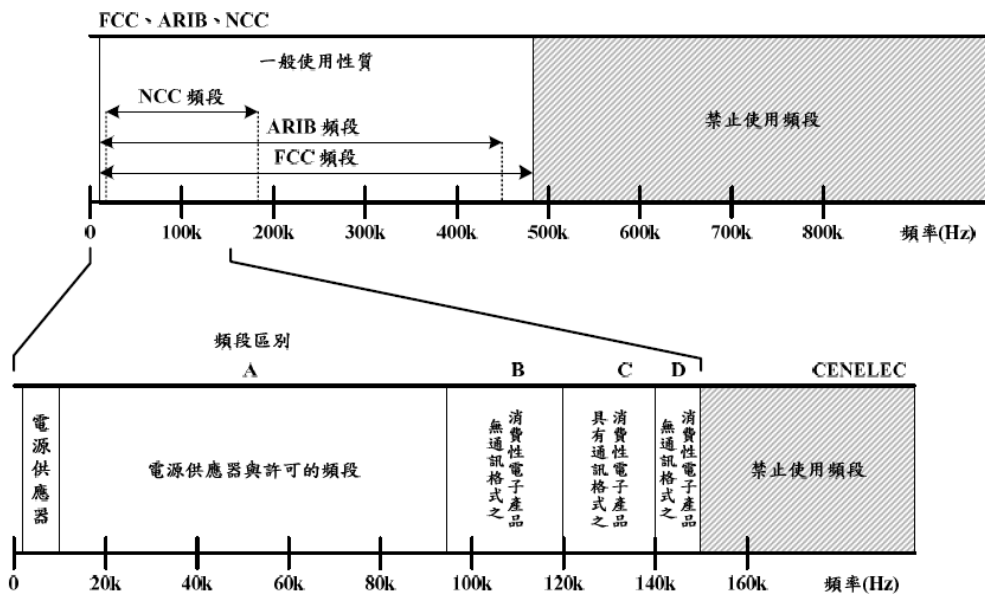


圖 3.4 窄頻電力線載波使用頻段

其中 CENCLEC 所定義之載波頻段還切割成 A、B、C 與 D 等四個次頻段(sub band)，其中大部分消費性電子所使用之頻段集中於 B、C 與 D 等三個次頻段，而 A 次頻段則保留給電力公司使用，以進行讀表或需量反應控制等應用；此外 FCC 與 ARIB 所定義之載波頻段較 CENCLEC 來的寬，因此所傳送之資料量會來的較多。而台灣所定義之載波頻段目前介於 CENCLEC 與 FCC 之間，其細部之載波頻率範圍如表 3.2 所示。

表 3.2 窄頻電力線載波頻段範圍

國家	規範定義組織	使用頻段範圍
歐盟	CENCLEC	10kHz ~ 95kHz (A band)
		95kHz ~ 120kHz (B band)
		120kHz ~ 140kHz (C band)
		140kHz ~ 148.5kHz (D band)
美國	FCC	10kHz ~ 490kHz
日本	ARIB	10kHz ~ 450kHz
台灣	NCC	14kHz ~ 190kHz

而對於 NPLC 之通訊，其目前有數個組織定義其通訊格式與使用技術，目前主要常見之標準包含 G1、G3 與 PRIME 等，其中 G3 與 PRIME 為目前 NPLC 晶片常見之通訊標準，其特性為使用正交分頻多工(Orthogonal Frequency Division Multiplexing, OFDM)調變技術進行信號調變，除可增加資料傳輸量之外，其抗雜訊干擾較佳，因此對於電力線之應用最為合適；此外該通訊標準也使用前向糾錯(Forward Error Correction, FEC)機制，當傳送之信號被電力線上之雜訊干擾時，可透過該糾錯機制對其信號進行糾正，增加信號傳送成功之機率，另也支援高等加密標準(Advanced Encryption Standard, AES)演算法，提供其資料加密功能。其不同通訊標準之主要特性如表 3.3 所示。

表 3.3 載頻電力線載波不同通訊標準之差異

標準 \ 項目	G1	G3	PRIME
傳輸速率	2.4kbps	250kbps	128kbps
調變方式	FSK	OFDM	OFDM
糾錯機制	無	FEC	FEC
加密機制	無	AES128	AES128
網路定址	無	IPv4	IPv6

而 BPLC 與 NPLC 之通訊，其最常使用 OFDM 調變方式進行信號調變，其特點在於可同時使用不同載波信號傳送資料，因此可提高資料傳送之速率，此外所使用之載波頻率在每一個頻率信號最強之頻譜下所對應之其他頻率信號剛好是最弱的地方，如圖 3.5 所示。



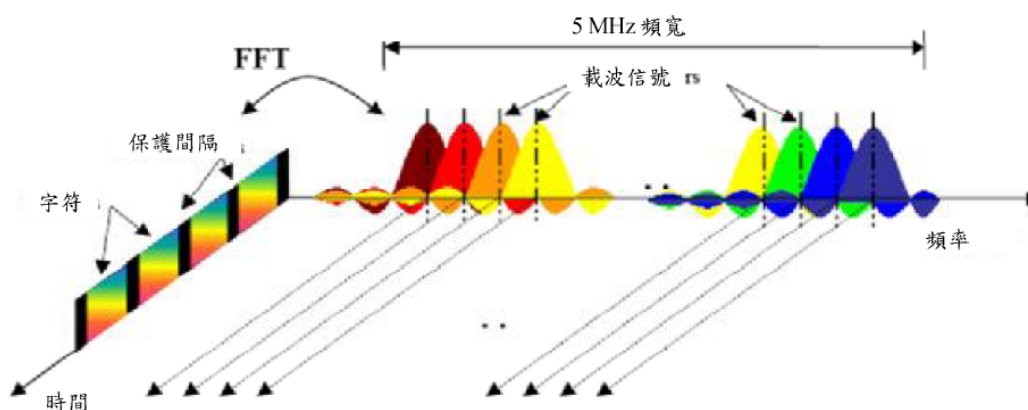


圖 3.5 正交分頻多工調變之信號頻譜

然而目前大量電力電子設備的使用進而增加電力線上之雜訊，因此在電力線載波通訊上開始使用 FEC 與交錯(interleaving)機制進行資料糾錯與復原動作，當資料已進行 FEC 編碼之後，透過交錯機制雜湊每個位元資料使其分散至不同位置，當資料透過電力線傳送時若某一區段之位元資料受到電力線上之雜訊干擾，可透過上述機制進行資料復原之動作，提高資料傳送之正確率。其前向 FEC 糾錯與交錯運作機制如圖 3.6 所示。

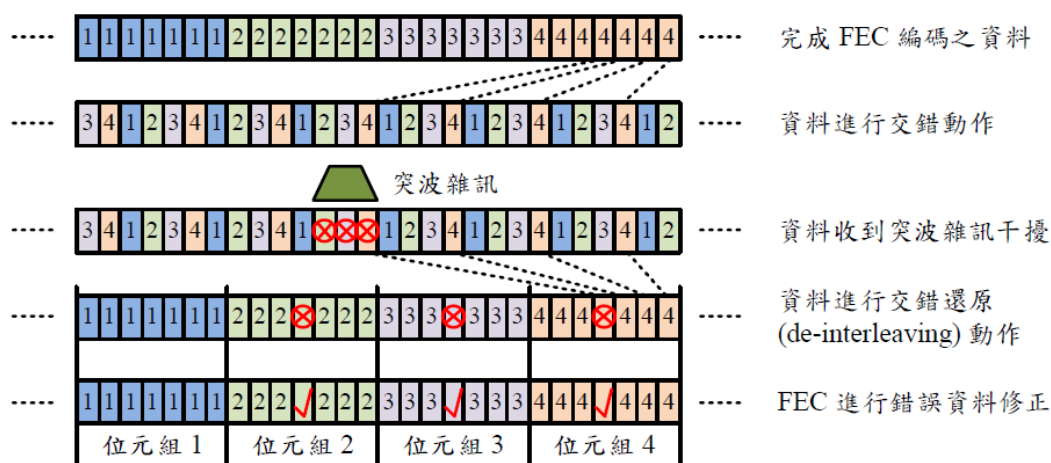


圖 3.6 前向糾錯與交錯運作機制

對於寬頻電力線載波通訊，其架構如圖 3.7 所示，包含閘道器 (gateway)、局端設備 (head end) 與終端設備 (customer premises equipment) 等，其閘道器主要做為設定 BPLC 通訊架構之控制介面，除可設定局端設備與終端設備之網路結構外，也可設定載波通訊之使用頻段；當網路通訊結構透過閘道器設定完成後即寫入至局端設備，並在局端設備開機時自動搜尋終端設備進行通訊網路之建立；而終端設備可接至其他應用裝置如網路電話或網路攝影機等進行配電室之設備管理。由於台電於建置 DAS 系統時已鋪設光纖通訊線路，因此其分歧線在透過 BPLC 方式傳送資料至四路開關節點後，可透過既設之光纖線路傳送資料至控制中心以進行配電變壓器之狀態監視，進而建立完整之混合式通訊系統。

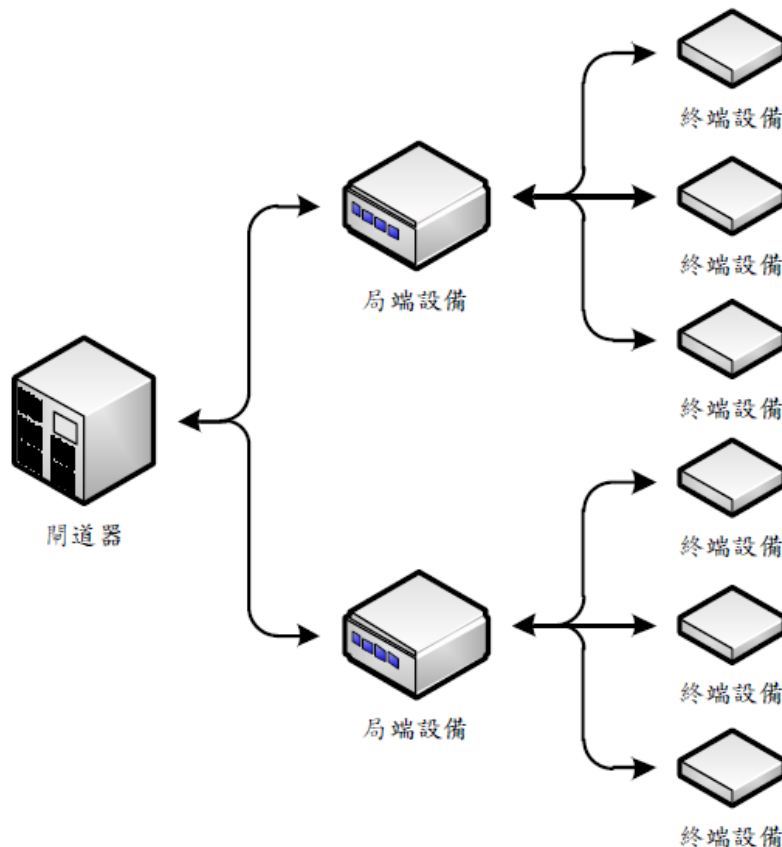


圖 3.7 寬頻電力線載波通訊架構

## 二、微電網對配電系統的衝擊分析(瑞源 OQ38)

為了解此一微電網系統併入配電系統時所產生的影響，需執行負載潮流分析，以瞭解微電網 DG 對電壓變動率的影響，以下將考慮針對既有微電網的 DG 容量與可併接最大容量做說明。

### (一) 既有微電網 DG 對饋線電壓變動率的影響

核研所微電網目前裝有 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，另外也將規畫 3 部容量 65 kW 之微氣渦輪機，故總 DG 容量為 475.5kW。與台電併接之加強電網可考慮使用 3A477XPW 與#2AWG 二種線路，本節執行如表 3.4 所列之二種不同事例的負載潮流分析。其中事例 1 使用#2AWG 線路，事例 2 使用 3A477XPW 線路。此外，事例 A 為饋線含 DG 發電之尖峰運轉狀況、事例 B 為饋線沒有 DG 之尖峰運轉狀況。

表 3.4 既有 DG 分析事例

事例	說明
1A-1B	核研所微電網 DG 併接於匯流排 OQ-28 高壓側(新設線路使用#2AWG)
2A-2B	核研所微電網 DG 併接於匯流排 OQ-28 高壓側(新設線路使用 3A477XPW)

#### 1. 事例 1

此節模擬 475.5kW 的微電網發電裝置併接於匯流排 OQ-28，將新設饋線為#2AWG，其簡化單線圖如圖 3.8 所示，在正常併接饋線時，執行尖峰運轉狀況與有、無考慮 PV 發電裝置之三相負載潮流分析，表 3.5 至 3.7 所示分別為各匯流排之 A、B、C 相電壓大小與電

壓變動率。匯流排三相電壓大小在 0.955~1.00pu 之間變動，微電網責任分界點(OQ-28)在尖峰有、無 DG 時之 A 相電壓為 0.976pu 與 0.972pu，其最大三相電壓變動率分別為 0.4115%、0.3086 %與 0.3077 %。

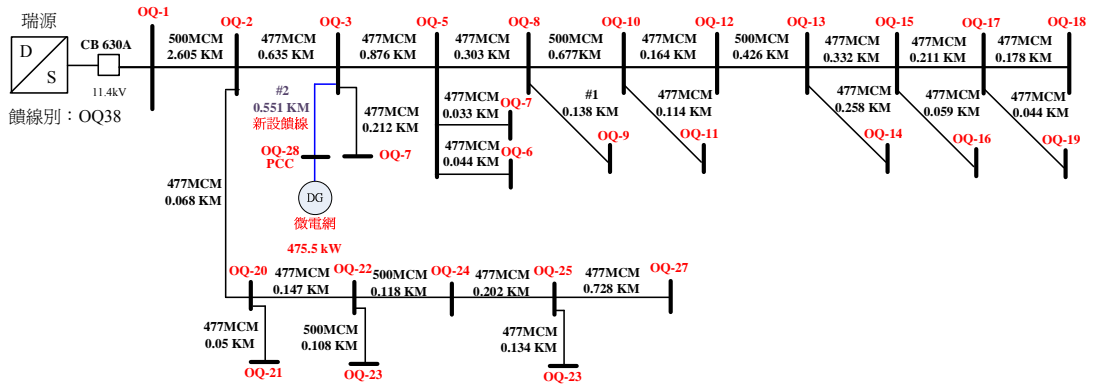


圖 3.8 饋線模擬簡化單線圖

表 3.5 事例 1 各匯流排 A 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	1A	1B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(A 相)	1	1	0
OQ-2(A 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-3(A 相)	0.974	0.972	0.2058
OQ-4(A 相)	0.974	0.972	0.2058
OQ-5(A 相)	0.966	0.965	0.1036
OQ-6(A 相)	0.966	0.965	0.1036
OQ-7(A 相)	0.966	0.965	0.1036
OQ-8(A 相)	0.964	0.963	0.1038
OQ-9(A 相)	0.964	0.963	0.1038
OQ-10(A 相)	0.962	0.96	0.2083
OQ-11(A 相)	0.962	0.96	0.2083
OQ-12(A 相)	0.961	0.959	0.2086
OQ-13(A 相)	0.96	0.958	0.2088
OQ-14(A 相)	0.96	0.958	0.2088
OQ-15(A 相)	0.958	0.957	0.1045
OQ-16(A 相)	0.958	0.957	0.1045
OQ-17(A 相)	0.958	0.956	0.2092
OQ-18(A 相)	0.958	0.956	0.2092
OQ-19(A 相)	0.958	0.956	0.2092
OQ-20(A 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-21(A 相)	0.98	0.978	0.2045
OQ-22(A 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-23(A 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-24(A 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-25(A 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-26(A 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-27(A 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-28(A 相)	0.976	0.972	0.4115

表 3.6 事例 1 各匯流排 B 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	1A	1B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(B 相)	1	1	0
OQ-2(B 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-3(B 相)	0.973	0.972	0.1029
OQ-4(B 相)	0.973	0.971	0.2060
OQ-5(B 相)	0.966	0.964	0.2075
OQ-6(B 相)	0.966	0.964	0.2075
OQ-7(B 相)	0.966	0.964	0.2075
OQ-8(B 相)	0.963	0.962	0.1040
OQ-9(B 相)	0.963	0.962	0.1040
OQ-10(B 相)	0.961	0.959	0.2086
OQ-11(B 相)	0.961	0.959	0.2086
OQ-12(B 相)	0.96	0.958	0.2088
OQ-13(B 相)	0.958	0.957	0.1045
OQ-14(B 相)	0.958	0.957	0.1045
OQ-15(B 相)	0.957	0.955	0.2094
OQ-16(B 相)	0.957	0.955	0.2094
OQ-17(B 相)	0.957	0.955	0.2094
OQ-18(B 相)	0.957	0.955	0.2094
OQ-19(B 相)	0.957	0.955	0.2094
OQ-20(B 相)	0.98	0.978	0.2045
OQ-21(B 相)	0.98	0.978	0.2045
OQ-22(B 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-23(B 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-24(B 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-25(B 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-26(B 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-27(B 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-28(B 相)	0.975	0.972	0.3086

表 3.7 事例 1 各匯流排 C 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	1A	1B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(C 相)	1	1	0
OQ-2(C 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-3(C 相)	0.976	0.975	0.1026
OQ-4(C 相)	0.976	0.975	0.1026
OQ-5(C 相)	0.971	0.97	0.1031
OQ-6(C 相)	0.971	0.97	0.1031
OQ-7(C 相)	0.971	0.97	0.1031
OQ-8(C 相)	0.97	0.969	0.1032
OQ-9(C 相)	0.97	0.968	0.2066
OQ-10(C 相)	0.967	0.966	0.1035
OQ-11(C 相)	0.967	0.966	0.1035
OQ-12(C 相)	0.967	0.966	0.1035
OQ-13(C 相)	0.966	0.964	0.2075
OQ-14(C 相)	0.966	0.964	0.2075
OQ-15(C 相)	0.965	0.963	0.2077
OQ-16(C 相)	0.965	0.963	0.2077
OQ-17(C 相)	0.965	0.963	0.2077
OQ-18(C 相)	0.965	0.963	0.2077
OQ-19(C 相)	0.965	0.963	0.2077
OQ-20(C 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-21(C 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-22(C 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-23(C 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-24(C 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-25(C 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-26(C 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-27(C 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-28(C 相)	0.978	0.975	0.3077

## 2. 事例 2

此節模擬 475.5kW 的微電網發電裝置併接於匯流排 OQ-28，將新設饋線為 3A477XPW，在正常併接饋線時，執行尖峰運轉狀況與有、無考慮 PV 發電裝置之三相負載潮流分析，表 3.8 至 3.10 所示分別為各匯流排之 A、B、C 相電壓大小與電壓變動率。匯流排三相電壓大小在 0.955~1.00pu 之間變動，微電網責任分界點(OQ-28)在尖峰有、無 DG 時之 A 相電壓為 0.974pu 與 0.972pu，其最大三相電壓變動率分別為 0.2058%、0.2058%與 0.1026%。



表 3.8 事例 2 各匯流排 A 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	2A	2B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(A 相)	1	1	0
OQ-2(A 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-3(A 相)	0.974	0.972	0.2058
OQ-4(A 相)	0.974	0.972	0.2058
OQ-5(A 相)	0.966	0.965	0.1036
OQ-6(A 相)	0.966	0.965	0.1036
OQ-7(A 相)	0.966	0.965	0.1036
OQ-8(A 相)	0.964	0.963	0.1038
OQ-9(A 相)	0.964	0.963	0.1038
OQ-10(A 相)	0.962	0.96	0.2083
OQ-11(A 相)	0.962	0.96	0.2083
OQ-12(A 相)	0.961	0.959	0.2086
OQ-13(A 相)	0.96	0.958	0.2088
OQ-14(A 相)	0.96	0.958	0.2088
OQ-15(A 相)	0.958	0.957	0.1045
OQ-16(A 相)	0.958	0.957	0.1045
OQ-17(A 相)	0.958	0.956	0.2092
OQ-18(A 相)	0.958	0.956	0.2092
OQ-19(A 相)	0.958	0.956	0.2092
OQ-20(A 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-21(A 相)	0.98	0.978	0.2045
OQ-22(A 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-23(A 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-24(A 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-25(A 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-26(A 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-27(A 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-28(A 相)	0.974	0.972	0.2058

表 3.9 事例 2 各匯流排 B 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	2A	2B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(B 相)	1	1	0
OQ-2(B 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-3(B 相)	0.973	0.972	0.1029
OQ-4(B 相)	0.973	0.971	0.2060
OQ-5(B 相)	0.966	0.964	0.2075
OQ-6(B 相)	0.966	0.964	0.2075
OQ-7(B 相)	0.966	0.964	0.2075
OQ-8(B 相)	0.963	0.962	0.1040
OQ-9(B 相)	0.963	0.962	0.1040
OQ-10(B 相)	0.961	0.959	0.2086
OQ-11(B 相)	0.961	0.959	0.2086
OQ-12(B 相)	0.96	0.958	0.2088
OQ-13(B 相)	0.958	0.957	0.1045
OQ-14(B 相)	0.958	0.957	0.1045
OQ-15(B 相)	0.957	0.955	0.2094
OQ-16(B 相)	0.957	0.955	0.2094
OQ-17(B 相)	0.957	0.955	0.2094
OQ-18(B 相)	0.957	0.955	0.2094
OQ-19(B 相)	0.957	0.955	0.2094
OQ-20(B 相)	0.98	0.978	0.2045
OQ-21(B 相)	0.98	0.978	0.2045
OQ-22(B 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-23(B 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-24(B 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-25(B 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-26(B 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-27(B 相)	0.978	0.977	0.1024
OQ-28(B 相)	0.974	0.972	0.2058

表 3.10 事例 2 各匯流排 C 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	2A	2B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(C 相)	1	1	0
OQ-2(C 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-3(C 相)	0.976	0.975	0.1026
OQ-4(C 相)	0.976	0.975	0.1026
OQ-5(C 相)	0.971	0.97	0.1031
OQ-6(C 相)	0.971	0.97	0.1031
OQ-7(C 相)	0.971	0.97	0.1031
OQ-8(C 相)	0.97	0.969	0.1032
OQ-9(C 相)	0.97	0.968	0.2066
OQ-10(C 相)	0.967	0.966	0.1035
OQ-11(C 相)	0.967	0.966	0.1035
OQ-12(C 相)	0.967	0.966	0.1035
OQ-13(C 相)	0.966	0.964	0.2075
OQ-14(C 相)	0.966	0.964	0.2075
OQ-15(C 相)	0.965	0.963	0.2077
OQ-16(C 相)	0.965	0.963	0.2077
OQ-17(C 相)	0.965	0.963	0.2077
OQ-18(C 相)	0.965	0.963	0.2077
OQ-19(C 相)	0.965	0.963	0.2077
OQ-20(C 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-21(C 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-22(C 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-23(C 相)	0.98	0.979	0.1021
OQ-24(C 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-25(C 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-26(C 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-27(C 相)	0.979	0.978	0.1022
OQ-28(C 相)	0.976	0.975	0.1026

## (二) 微電網最大 DG 併接容量分析

本節分析在不超過台電 2.5%最大電壓變動率的規定下，微電網可併接之最大 DG 容量。與台電併接之加強電網可考慮使用 3A477XPW 與#2AWG 二種線路，本節執行如表 3.11 所列之二種不同事例的負載潮流分析。其中事例 3 使用#2AWG 線路，事例 4 使用 3A477XPW 線路。此外，事例 A 為饋線含 DG 發電之尖峰運轉狀況、事例 B 為饋線沒有 DG 之尖峰運轉狀況。

表 3.11 最大併接 DG 容量分析事例

事例	說明
3A-3B	3130kW 的微電網 DG 併接於匯流排 OQ-28 高壓側 (新設線路使用#2AWG)
4A-4B	5900kW 的微電網 DG 併接於匯流排 OQ-28 高壓側 (新設線路使用 3A477XPW)

### 1. 事例 3

此節模擬 3130kW 的微電網發電裝置併接於匯流排 OQ-28，將新設饋線為#2AWG，在正常併接饋線時，執行尖峰運轉狀況與有、無考慮 PV 發電裝置之三相負載潮流分析，表 3.12 至 3.14 所示分別為各匯流排之 A、B、C 相電壓大小與電壓變動率。匯流排三相電壓大小在 0.955~1.00pu 之間變動，微電網責任分界點(OQ-28)在尖峰有、無 DG 時之 A 相電壓為 0.995pu 與 0.972pu，其最大三相電壓變動率 2.3663%、2.4691%與 2.0513 %，故此饋線最大併接容量約為 3130kWp。

表 3.12 事例 3 各匯流排 A 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	3A	3B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(A 相)	1	1	0
OQ-2(A 相)	0.986	0.979	0.7150
OQ-3(A 相)	0.982	0.972	1.0288
OQ-4(A 相)	0.982	0.972	1.0288
OQ-5(A 相)	0.975	0.965	1.0363
OQ-6(A 相)	0.975	0.965	1.0363
OQ-7(A 相)	0.975	0.965	1.0363
OQ-8(A 相)	0.973	0.963	1.0384
OQ-9(A 相)	0.973	0.963	1.0384
OQ-10(A 相)	0.97	0.96	1.0417
OQ-11(A 相)	0.97	0.96	1.0417
OQ-12(A 相)	0.969	0.959	1.0428
OQ-13(A 相)	0.968	0.958	1.0438
OQ-14(A 相)	0.968	0.958	1.0438
OQ-15(A 相)	0.967	0.957	1.0449
OQ-16(A 相)	0.967	0.957	1.0449
OQ-17(A 相)	0.966	0.956	1.0460
OQ-18(A 相)	0.966	0.956	1.0460
OQ-19(A 相)	0.966	0.956	1.0460
OQ-20(A 相)	0.986	0.979	0.7150
OQ-21(A 相)	0.986	0.978	0.8180
OQ-22(A 相)	0.985	0.978	0.7157
OQ-23(A 相)	0.985	0.978	0.7157
OQ-24(A 相)	0.985	0.978	0.7157
OQ-25(A 相)	0.984	0.977	0.7165
OQ-26(A 相)	0.984	0.977	0.7165
OQ-27(A 相)	0.984	0.977	0.7165
OQ-28(A 相)	0.995	0.972	2.3663

表 3.13 事例 3 各匯流排 B 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	3A	3B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(B 相)	1	1	0
OQ-2(B 相)	0.986	0.979	0.7150
OQ-3(B 相)	0.982	0.972	1.0288
OQ-4(B 相)	0.982	0.971	1.1329
OQ-5(B 相)	0.975	0.964	1.1411
OQ-6(B 相)	0.974	0.964	1.0373
OQ-7(B 相)	0.974	0.964	1.0373
OQ-8(B 相)	0.972	0.962	1.0395
OQ-9(B 相)	0.972	0.962	1.0395
OQ-10(B 相)	0.97	0.959	1.1470
OQ-11(B 相)	0.97	0.959	1.1470
OQ-12(B 相)	0.969	0.958	1.1482
OQ-13(B 相)	0.967	0.957	1.0449
OQ-14(B 相)	0.967	0.957	1.0449
OQ-15(B 相)	0.966	0.955	1.1518
OQ-16(B 相)	0.966	0.955	1.1518
OQ-17(B 相)	0.966	0.955	1.1518
OQ-18(B 相)	0.966	0.955	1.1518
OQ-19(B 相)	0.966	0.955	1.1518
OQ-20(B 相)	0.986	0.978	0.8180
OQ-21(B 相)	0.986	0.978	0.8180
OQ-22(B 相)	0.985	0.978	0.7157
OQ-23(B 相)	0.985	0.978	0.7157
OQ-24(B 相)	0.985	0.978	0.7157
OQ-25(B 相)	0.984	0.977	0.7165
OQ-26(B 相)	0.984	0.977	0.7165
OQ-27(B 相)	0.984	0.977	0.7165
OQ-28(B 相)	0.996	0.972	2.4691

表 3.14 事例 3 各匯流排 C 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	3A	3B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(C 相)	1	1	0
OQ-2(C 相)	0.986	0.979	0.7150
OQ-3(C 相)	0.983	0.975	0.8205
OQ-4(C 相)	0.983	0.975	0.8205
OQ-5(C 相)	0.978	0.97	0.8247
OQ-6(C 相)	0.978	0.97	0.8247
OQ-7(C 相)	0.978	0.97	0.8247
OQ-8(C 相)	0.977	0.969	0.8256
OQ-9(C 相)	0.977	0.968	0.9298
OQ-10(C 相)	0.974	0.966	0.8282
OQ-11(C 相)	0.974	0.966	0.8282
OQ-12(C 相)	0.974	0.966	0.8282
OQ-13(C 相)	0.973	0.964	0.9336
OQ-14(C 相)	0.973	0.964	0.9336
OQ-15(C 相)	0.972	0.963	0.9346
OQ-16(C 相)	0.972	0.963	0.9346
OQ-17(C 相)	0.972	0.963	0.9346
OQ-18(C 相)	0.972	0.963	0.9346
OQ-19(C 相)	0.972	0.963	0.9346
OQ-20(C 相)	0.986	0.979	0.7150
OQ-21(C 相)	0.986	0.979	0.7150
OQ-22(C 相)	0.986	0.979	0.7150
OQ-23(C 相)	0.986	0.979	0.7150
OQ-24(C 相)	0.985	0.978	0.7157
OQ-25(C 相)	0.985	0.978	0.7157
OQ-26(C 相)	0.985	0.978	0.7157
OQ-27(C 相)	0.985	0.978	0.7157
OQ-28(C 相)	0.995	0.975	2.0513

## 2. 事例 4

此節模擬 5900kW 的微電網發電裝置併接於匯流排 OQ-28，將新設饋線為 3A477XPW，在正常併接饋線時，執行尖峰運轉狀況與有、無考慮 PV 發電裝置之三相負載潮流分析，表 3.15 至 3.17 所示分別為各匯流排之 A、B、C 相電壓大小與電壓變動率。匯流排三相電壓大小在 0.955~1.00pu 之間變動，微電網責任分界點(OQ-28)在尖峰有、無 DG 時之 A 相電壓為 0.994pu 與 0.972pu，其最大三相電壓變動率 2.2634%、2.4691%與 1.7436 %，故此饋線最大併接容量約為 5900kWp。



表 3.15 事例 4 各匯流排 A 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	4A	4B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(A 相)	1	1	0
OQ-2(A 相)	0.992	0.979	1.3279
OQ-3(A 相)	0.99	0.972	1.8519
OQ-4(A 相)	0.99	0.972	1.8519
OQ-5(A 相)	0.983	0.965	1.8653
OQ-6(A 相)	0.983	0.965	1.8653
OQ-7(A 相)	0.983	0.965	1.8653
OQ-8(A 相)	0.981	0.963	1.8692
OQ-9(A 相)	0.981	0.963	1.8692
OQ-10(A 相)	0.979	0.96	1.9792
OQ-11(A 相)	0.979	0.96	1.9792
OQ-12(A 相)	0.978	0.959	1.9812
OQ-13(A 相)	0.976	0.958	1.8789
OQ-14(A 相)	0.976	0.958	1.8789
OQ-15(A 相)	0.975	0.957	1.8809
OQ-16(A 相)	0.975	0.957	1.8809
OQ-17(A 相)	0.975	0.956	1.9874
OQ-18(A 相)	0.975	0.956	1.9874
OQ-19(A 相)	0.975	0.956	1.9874
OQ-20(A 相)	0.992	0.979	1.3279
OQ-21(A 相)	0.992	0.978	1.4315
OQ-22(A 相)	0.991	0.978	1.3292
OQ-23(A 相)	0.991	0.978	1.3292
OQ-24(A 相)	0.991	0.978	1.3292
OQ-25(A 相)	0.99	0.977	1.3306
OQ-26(A 相)	0.99	0.977	1.3306
OQ-27(A 相)	0.99	0.977	1.3306
OQ-28(A 相)	0.994	0.972	2.2634

表 3.16 事例 4 各匯流排 B 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	4A	4B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(B 相)	1	1	0
OQ-2(B 相)	0.992	0.979	1.3279
OQ-3(B 相)	0.991	0.972	1.9547
OQ-4(B 相)	0.991	0.971	2.0597
OQ-5(B 相)	0.984	0.964	2.0747
OQ-6(B 相)	0.984	0.964	2.0747
OQ-7(B 相)	0.984	0.964	2.0747
OQ-8(B 相)	0.981	0.962	1.9751
OQ-9(B 相)	0.981	0.962	1.9751
OQ-10(B 相)	0.979	0.959	2.0855
OQ-11(B 相)	0.979	0.959	2.0855
OQ-12(B 相)	0.978	0.958	2.0877
OQ-13(B 相)	0.977	0.957	2.0899
OQ-14(B 相)	0.977	0.957	2.0899
OQ-15(B 相)	0.975	0.955	2.0942
OQ-16(B 相)	0.975	0.955	2.0942
OQ-17(B 相)	0.975	0.955	2.0942
OQ-18(B 相)	0.975	0.955	2.0942
OQ-19(B 相)	0.975	0.955	2.0942
OQ-20(B 相)	0.992	0.978	1.4315
OQ-21(B 相)	0.992	0.978	1.4315
OQ-22(B 相)	0.991	0.978	1.3292
OQ-23(B 相)	0.991	0.978	1.3292
OQ-24(B 相)	0.991	0.978	1.3292
OQ-25(B 相)	0.99	0.977	1.3306
OQ-26(B 相)	0.99	0.977	1.3306
OQ-27(B 相)	0.99	0.977	1.3306
OQ-28(B 相)	0.996	0.972	2.4691

表 3.17 事例 4 各匯流排 C 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	4A	4B	尖峰 $\Delta V$ (%)
OQ-1(C 相)	1	1	0
OQ-2(C 相)	0.992	0.979	1.3279
OQ-3(C 相)	0.99	0.975	1.5385
OQ-4(C 相)	0.99	0.975	1.5385
OQ-5(C 相)	0.985	0.97	1.5464
OQ-6(C 相)	0.985	0.97	1.5464
OQ-7(C 相)	0.985	0.97	1.5464
OQ-8(C 相)	0.984	0.969	1.5480
OQ-9(C 相)	0.984	0.968	1.6529
OQ-10(C 相)	0.982	0.966	1.6563
OQ-11(C 相)	0.982	0.966	1.6563
OQ-12(C 相)	0.981	0.966	1.5528
OQ-13(C 相)	0.98	0.964	1.6598
OQ-14(C 相)	0.98	0.964	1.6598
OQ-15(C 相)	0.979	0.963	1.6615
OQ-16(C 相)	0.979	0.963	1.6615
OQ-17(C 相)	0.979	0.963	1.6615
OQ-18(C 相)	0.979	0.963	1.6615
OQ-19(C 相)	0.979	0.963	1.6615
OQ-20(C 相)	0.992	0.979	1.3279
OQ-21(C 相)	0.992	0.979	1.3279
OQ-22(C 相)	0.992	0.979	1.3279
OQ-23(C 相)	0.992	0.979	1.3279
OQ-24(C 相)	0.991	0.978	1.3292
OQ-25(C 相)	0.991	0.978	1.3292
OQ-26(C 相)	0.991	0.978	1.3292
OQ-27(C 相)	0.991	0.978	1.3292
OQ-28(C 相)	0.992	0.975	1.7436

### 三、微電網對配電系統的衝擊分析(佳安 EH21)

為了解此一微電網系統併入配電系統時所產生的影響，需執行負載潮流分析，以瞭解微電網 DG 對電壓變動率的影響，以下將考慮針對既有微電網的 DG 容量與可併接最大容量做說明，由於 DPIS 產生饋線與台電桃園區處所提供饋線單線圖，有出入所以分析時，採用台電提供之單線圖。

#### (一) 既有微電網 DG 對饋線電壓變動率的影響

核研所微電網目前裝有 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，另外也將規畫 3 部容量 65 kW 之微氣渦輪機，故總 DG 容量為 475.5kW。與台電併接之加強電網可考慮使用 3A477XPW 與#2AWG 二種線路，本節執行如表 3.18 所列之二種不同事例的負載潮流分析。其中事例 1 使用#2AWG 線路，事例 2 使用 3A477XPW 線路。此外，事例 A 為饋線含 DG 發電之尖峰運轉狀況、事例 B 為饋線沒有 DG 之尖峰運轉狀況。

表 3.18 既有 DG 分析事例

事例	說明
1A-1B	核研所微電網 DG 併接於匯流排 EH-5 高壓側(新設線路使用#2AWG)
2A-2B	核研所微電網 DG 併接於匯流排 EH-5 高壓側(新設線路使用 3A477XPW)

#### 1. 事例 1

此節模擬 475.5kW 的微電網發電裝置併接於匯流排 EH-5，將新設饋線為#2AWG，其簡化單線圖由台電桃園區處提供如圖 3.9 所示，

在正常併接饋線時，執行尖峰運轉狀況與有、無考慮 PV 發電裝置之三相負載潮流分析，表 3.19 至 3.21 所示分別為各匯流排之 A、B、C 相電壓大小與電壓變動率。匯流排三相電壓大小在 0.99455~1.00pu 之間變動，微電網責任分界點(EH-5)在尖峰有、無 DG 時之 A 相電壓為 0.99857pu 與 0.99605pu，其最大三相電壓變動率分別為 0.253%、0.3003%與 0.1715%。

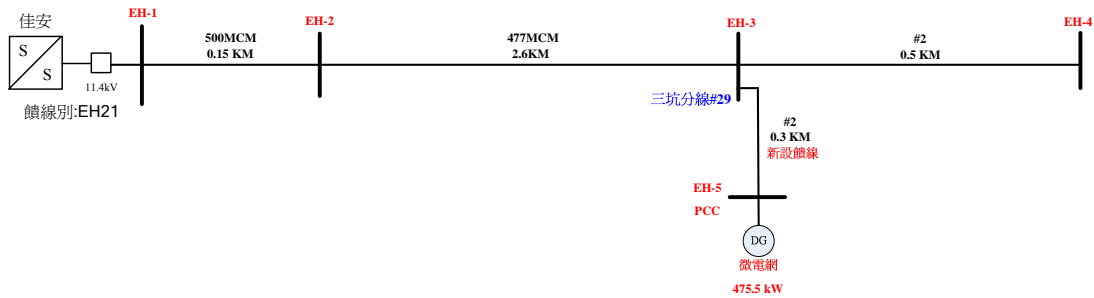


圖 3.9 饋線模擬簡化單線圖(台電桃園區處提供)

表 3.19 事例 1 各匯流排 A 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	1A	1B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(A 相)	1	1	0
EH-2(A 相)	0.99987	0.99981	0.006
EH-3(A 相)	0.99751	0.99605	0.1466
EH-4(A 相)	0.99602	0.99455	0.1478
EH-5(A 相)	0.99857	0.99605	0.253

表 3.20 事例 1 各匯流排 B 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	1A	1B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(B 相)	1	1	0
EH-2(B 相)	0.99987	0.99981	0.006
EH-3(B 相)	0.99762	0.99576	0.1868

事例 匯流排	1A	1B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-4(B相)	0.99606	0.9942	0.1871
EH-5(B相)	0.99875	0.99576	0.3003

表 3.21 事例 1 各匯流排 C 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	1A	1B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(C相)	1	1	0
EH-2(C相)	0.99987	0.99981	0.006
EH-3(C相)	0.99796	0.99724	0.0722
EH-4(C相)	0.99656	0.99584	0.0723
EH-5(C相)	0.99895	0.99724	0.1715

## 2. 事例 2

此節模擬 475.5kW 的微電網發電裝置併接於匯流排 EH-5，將新設饋線為 3A477XPW，在正常併接饋線時，執行尖峰運轉狀況與有、無考慮 PV 發電裝置之三相負載潮流分析，表 3.22 至 3.24 所示分別為各匯流排之 A、B、C 相電壓大小與電壓變動率。匯流排三相電壓大小在 0.9942~1.00pu 之間變動，微電網責任分界點(EH-5)在尖峰有、無 DG 時之 A 相電壓為 0.99768pu 與 0.99605pu，其最大三相電壓變動率分別為 0.1636%、0.2079%與 0.0802%。

表 3.22 事例 2 各匯流排 A 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	2A	2B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(A相)	1	1	0
EH-2(A相)	0.99987	0.99981	0.006

事例 匯流排	2A	2B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-3(A 相)	0.99752	0.99605	0.1476
EH-4(A 相)	0.99602	0.99455	0.1478
EH-5(A 相)	0.99768	0.99605	0.1636

表 3.23 事例 2 各匯流排 B 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	2A	2B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(B 相)	1	1	0
EH-2(B 相)	0.99987	0.99981	0.006
EH-3(B 相)	0.99762	0.99576	0.1868
EH-4(B 相)	0.99606	0.9942	0.1871
EH-5(B 相)	0.99783	0.99576	0.2079

表 3.24 事例 2 各匯流排 C 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	2A	2B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(C 相)	1	1	0
EH-2(C 相)	0.99987	0.99981	0.006
EH-3(C 相)	0.99796	0.99724	0.0722
EH-4(C 相)	0.99656	0.99584	0.0723
EH-5(C 相)	0.99804	0.99724	0.0802

## (二) 微電網最大 DG 併接容量分析

本節分析在不超過台電 2.5%最大電壓變動率的規定下，微電網可併接之最大 DG 容量。與台電併接之加強電網可考慮使用 3A477XPW 與#2AWG 二種線路，本節執行如表 3.25 所列之二種不

同事例的負載潮流分析。其中事例 3 使用#2AWG 線路，事例 4 使用 3A477XPW 線路。此外，事例 A 為饋線含 DG 發電之尖峰運轉狀況、事例 B 為饋線沒有 DG 之尖峰運轉狀況。

表 3.25 最大併接 DG 容量分析事例

事例	說明
3A-3B	4100kW 的微電網 DG 併接於匯流排 OQ-28 高壓側 (新設線路使用#2AWG)
4A-4B	6050kW 的微電網 DG 併接於匯流排 OQ-28 高壓側 (新設線路使用 3A477XPW)

### 1. 事例 3

此節模擬 4100kW 的微電網發電裝置併接於匯流排 EH-5，將新設饋線為#2AWG，在正常併接饋線時，執行尖峰運轉狀況與有、無考慮 PV 發電裝置之三相負載潮流分析，表 3.26 至 3.28 所示分別為各匯流排之 A、B、C 相電壓大小與電壓變動率。匯流排三相電壓大小在 0.9942~1.0206pu 之間變動，微電網責任分界點(EH-5)在尖峰有、無 DG 時之 A 相電壓為 1.0169pu 與 0.99605pu，其最大三相電壓變動率 2.0933%、2.4946%與 1.3999%，故此饋線最大併接容量約為 4100kWp。

表 3.26 事例 3 各匯流排 A 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	3A	3B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(A 相)	1	1	0
EH-2(A 相)	1.0003	0.99981	0.049



事例 匯流排	3A	3B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-3(A 相)	1.0079	0.99605	1.1897
EH-4(A 相)	1.0065	0.99455	1.2015
EH-5(A 相)	1.0169	0.99605	2.0933

表 3.27 事例 3 各匯流排 B 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	3A	3B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(B 相)	1	1	0
EH-2(B 相)	1.0003	0.99981	0.049
EH-3(B 相)	1.011	0.99576	1.5305
EH-4(B 相)	1.0094	0.9942	1.5289
EH-5(B 相)	1.0206	0.99576	2.4946

表 3.28 事例 3 各匯流排 C 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	3A	3B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(C 相)	1	1	0
EH-2(C 相)	1.0003	0.99981	0.049
EH-3(C 相)	1.0028	0.99724	0.5575
EH-4(C 相)	1.0014	0.99584	0.5583
EH-5(C 相)	1.0112	0.99724	1.3999

## 2. 事例 4

此節模擬 6050kW 的微電網發電裝置併接於匯流排 EH-5，將新設饋線為 3A477XPW，在正常併接饋線時，執行尖峰運轉狀況與有、

無考慮 PV 發電裝置之三相負載潮流分析，表 3.29 至 3.31 所示分別為各匯流排之 A、B、C 相電壓大小與電壓變動率。匯流排三相電壓大小在 0.9942~1.0205pu 之間變動，微電網責任分界點(EH-5)在尖峰有、無 DG 時之 A 相電壓為 1.0153pu 與 0.99605pu，其最大三相電壓變動率 1.9326339%、2.48453443%與 0.88845213%，故此饋線最大併接容量約為 6050kWp。

表 3.29 事例 4 各匯流排 A 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	4A	4B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(A 相)	1	1	0
EH-2(A 相)	1.0005	0.99981	0.06901311
EH-3(A 相)	1.0133	0.99605	1.73184077
EH-4(A 相)	1.0118	0.99455	1.73445277
EH-5(A 相)	1.0153	0.99605	1.9326339

表 3.30 事例 4 各匯流排 B 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	4A	4B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(B 相)	1	1	0
EH-2(B 相)	1.0005	0.99981	0.06901311
EH-3(B 相)	1.018	0.99576	2.23346991
EH-4(B 相)	1.0164	0.9942	2.23295112
EH-5(B 相)	1.0205	0.99576	2.48453443

表 3.31 事例 4 各匯流排 C 相電壓大小(pu)

事例 匯流排	4A	4B	尖峰 $\Delta V$ (%)
-----------	----	----	----------------------

事例 匯流排	4A	4B	尖峰 $\Delta V$ (%)
EH-1(C 相)	1	1	0
EH-2(C 相)	1.0005	0.99981	0.06901311
EH-3(C 相)	1.0052	0.99724	0.79820304
EH-4(C 相)	1.0038	0.99584	0.79932519
EH-5(C 相)	1.0061	0.99724	0.88845213

## 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. Chung 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] Current communications group, "The broadband-centric municipal smart grid," 2006.
- [7] 盧展南, "整合分散型電源建構優質配電網之研究", 台電公司研究計畫期末報告, 中華民國 97 年 12 月。
- [8] 陳朝順, "智慧電網主軸專案計畫—先進配電自動化先導型計畫", 國科會計畫期末報告, 中華民國 100 年 12 月。
- [9] 陳士麟, "新世代智慧型分散式電力網路管理系統委託研究案企劃書", 私立中原大學, 中華民國 96 年。
- [10] 洪穎怡, "智慧型電網孤島運行之電力系統分析與建置", 核研所研究計畫期末報告, 中華民國 99 年 11 月。
- [11] 張永瑞, 李奕德, "核研所微型電網系統規劃與孤島運轉分析", 電機月刊, 中華民國 100 年 5 月。
- [12] 台電公司網站, <http://www.taipower.com.tw/>。
- [13] 經濟部能源委員會網站, <http://www.moeaec.gov.tw/>。

[14] 座標查詢網站, [http://www.sunriver.com.tw/taiwanmap/grid\\_tm2\\_convert.php](http://www.sunriver.com.tw/taiwanmap/grid_tm2_convert.php)。